

Marc Gebhardt

Erweiterung und Vergleich von Leistungsflusszerlegungsmethoden

Marc Gebhardt: Erweiterung und Vergleich von Leistungsflusszerlegungsmethoden

Das europäische Übertragungsnetz zeichnet sich durch eine stark vermaschte Netzstruktur und eine Vielzahl verschiedener Übertragungsnetzbetreiber und Marktregionen aus. Aufgrund der Vermaschung wirken sich auftretende Leistungsflüsse einer Marktregion infolge der Leitungsimpedanzen im System auch auf andere Marktregionen aus. Darüber hinaus werden weiterhin leistungsflusssteuernde Betriebsmittel wie Phasenschiebertransformatoren und Hochspannungsgleichstromleitungen installiert, die den Leistungsfluss ebenfalls beeinflussen.

Auf Basis dreier bestehender Berechnungsmethoden werden die partiellen Leistungsflüsse des Netzes ermittelt, um darauf aufbauend die methodischen Gemeinsamkeiten und Unterschiede dieser Methoden herauszustellen und zu vergleichen. Die Methoden zur Berechnung partieller Leistungsflüsse werden zudem um den Einfluss leistungsflusssteuernder Betriebsmittel ergänzt und ebenfalls miteinander verglichen.

Mithilfe der drei Methoden und ihrer Erweiterungen können beliebige Datensätze von Netzmodellen analysiert werden, sodass zukünftig beispielsweise Treiber bestimmter partieller Leistungsflüsse und damit unter Umständen auch Treiber von Kosten ermittelt werden können. Die Unterschiede der Ergebnisse in Abhängigkeit von der gewählten Methode werden nachvollziehbar beschrieben und spiegeln sich in den Resultaten der in der Arbeit untersuchten Netzmodelle wider.

Erweiterung und Vergleich von Leistungsflusszerlegungsmethoden

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktoringenieur

(Dr.-Ing.)

von **M.Sc. Marc Gebhardt**

geb. am 09.02.1993 in Magdeburg

genehmigt durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Gutachter:

Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

Promotionskolloquium am 04. April 2025

Res Electricae Magdeburgenses

Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, Jg. 23, Band 104, 2025

<http://www.mafo.ovgu.de/>

IMPRESSUM

Herausgeber:

- Prof. Dr.-Ing. Andreas Lindemann, Lehrstuhl für Leistungselektronik, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter, Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr. rer. nat. Georg Rose, Lehrstuhl für Medizinische Telematik/Medizintechnik, Institut für Medizintechnik
- Prof. Dr.-Ing. Ralf Vick, Lehrstuhl für Elektromagnetische Verträglichkeit, Institut für Medizintechnik

Gründungsherausgeber:

- Prof. Dr. rer. nat. habil. Jürgen Nitsch
- Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew Antoni Styczynski

alle: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Postfach 4120, 39016 Magdeburg

V. i. S. d. P.:

Dr.-Ing. Marc Gebhardt

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Postfach 4120, 39016 Magdeburg

1. Auflage, Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, 2025

Zugl.: Magdeburg, Univ., Diss., 2025

Auflage: 50

Redaktionsschluss: Juni 2025

ISSN: 1612-2526

ISBN: 978-3-948749-58-3

DOI: 10.24352/UB.OVGU-2025-088

© Copyright 2025 Marc Gebhardt

Bezug über die Herausgeber

Druck: docupoint GmbH

Otto-von-Guericke-Allee 14, 39179 Barleben

Abstract

The European transmission grid is characterized by a highly meshed grid structure and a comprehensive network of several transmission system operators. These connections mean that power flows occurring in one market region also affect other regions due to line impedances and the load situation in the system. Furthermore, additional power flow control systems such as phase-shifting transformers and high-voltage direct current lines have been installed in recent years and will be installed on a larger scale in the future. Based on the operational concepts applied, these elements will lead to additional power flows that can have a burdening or relieving effect on the assets of the system. A classification of the various partial power flows defined by ENTSO-E is extended in this work and then used to map the effects of individual generator-load pairs and the power flow-controlling equipment in the grid in a uniform and systematic way.

Due to the possible negative effects on the transmission capacities, the quality and quantity of the different flow types are determined in the work depending on the calculation method. It is necessary to compare the different algorithms, as each method is based on different mathematical descriptions of the flow types and uses different simplifications to separate the power flow. In this paper, Full Line Decomposition, Power Flow Coloring and Power Flow Decomposition are explained and compared. An important factor is the extension of the methods to recognize the influences of phase-shifting transformers and high-voltage direct current lines. Therefore, all three methods are extended so that the extended flow categories can be calculated with each method. The advantages and disadvantages of the individual methods are then worked out and a recommendation for the application of the algorithms is made.

Kurzzusammenfassung

Das europäische Übertragungsnetz ist durch eine stark vermaschte Netzstruktur und einen umfassenden Verbund mehrerer Übertragungsnetzbetreiber gekennzeichnet. Durch diese Verbindungen wirken sich auftretende Leistungsflüsse in einer Marktregion aufgrund der Leitungsimpedanzen und der Lastsituation im System auch auf andere Regionen aus. Darüber hinaus wurden in den letzten Jahren zusätzliche lastflussteuernde Anlagen wie Phasenschiebertransformatoren und Hochspannungsgleichstromleitungen installiert und werden in Zukunft in größerem Umfang installiert werden. Basierend auf den angewandten Betriebskonzepten können diese Elemente zu zusätzlichen Leistungsflüssen führen, die eine belastende oder entlastende Wirkung auf verschiedene Teile des Systems haben können. Eine von der ENTSO-E definierte Klassifizierung der verschiedenen partiellen Leistungsflüsse wird in dieser Arbeit erweitert und dann genutzt, um die Effekte von einzelnen Generator-Last-Paaren und der leistungsflussteuernden Betriebsmitteln im Netz einheitlich und systematisch abzubilden.

Aufgrund der möglichen negativen Auswirkungen auf die Übertragungskapazitäten werden in der Arbeit Qualität und Quantität der verschiedenen Flussarten je nach Berechnungsmethode ermittelt. Es ist ein Vergleich der verschiedenen Algorithmen erforderlich, da jede Methode auf anderen mathematischen Beschreibungen der Flussarten basiert und unterschiedliche Vereinfachungen zur Trennung des Lastflusses verwendet. In dieser Arbeit werden dafür die Full Line Decomposition, das Power Flow Coloring und die Power Flow Decomposition erläutert und verglichen. Ein wichtiger Faktor ist die Erweiterung der Methoden um die Erkennung der Einflüsse von Phasenschiebertransformatoren und Hochspannungsgleichstromleitungen. Daher werden alle drei Methoden erweitert, sodass die erweiterten Flusskategorien mit jeder Methode errechnet werden können. Im Anschluss werden die Vor- und Nachteile der einzelnen Methoden herausgearbeitet und eine Empfehlung für die Anwendung der Algorithmen ausgesprochen.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg. In dieser Zeit konnte ich an zahlreichen Forschungsprojekten mitwirken und vielfältige Einblicke in verschiedene Themenbereiche der elektrischen Netze und der Energietechnik gewinnen.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater, Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter. Als Leiter des Lehrstuhls hat er mir nicht nur die Möglichkeit gegeben, an spannenden Projekten mitzuwirken, sondern mich auch kontinuierlich mit neuen Ideen inspiriert und auf meinem Weg begleitet. Besonders in Erinnerung bleiben mir die anregenden Diskussionen über neue Berechnungsmethoden sowie deren Entwicklung und Validierung. Durch sein Vertrauen konnte ich Projekte eigenständig gestalten, an Konferenzen teilnehmen und wertvolle Kontakte zu anderen Fachexperten knüpfen.

Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann danke ich herzlich für die Übernahme des Zweitgutachtens und den fachlichen Austausch. Mein Dank gilt ebenso der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg für die Durchführung des Promotionsverfahrens.

Das angenehme Kollegium am Lehrstuhl hat den Arbeitsalltag sowohl fachlich als auch persönlich bereichert. Besonders hervorheben möchte ich Christian Klabunde und Eric Glende, mit denen ich das Büro teilen durfte. Die gemeinsamen Meetings und Gespräche bleiben mir in bester Erinnerung und setzen Maßstäbe für die Zukunft.

Mein besonderer Dank gilt auch meiner Familie. Meine Eltern und Großeltern haben mir stets den Rücken gestärkt und mir ermöglicht, meinen Weg zu gehen. Ihre Unterstützung war für mich ein unverzichtbarer Rückhalt. Meiner Freundin Sandra danke ich von Herzen für ihre bedingungslose Unterstützung – in jeder Lebenslage. Durch sie erscheinen viele Herausforderungen deutlich kleiner.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	III
Kurzzusammenfassung	V
Danksagung	VII
Abbildungsverzeichnis	XI
Tabellenverzeichnis	XIII
Symbolverzeichnis	XV
Abkürzungsverzeichnis	XVII
1 Einleitung	1
1.1 Abgrenzung der Arbeit	6
1.2 Aufbau der Arbeit	7
2 Grundlagen	9
2.1 Klassifizierung der Leistungsflüsse	9
2.1.1 Grundlegende Flussdefinition	9
2.1.2 Tie-Line-Treatment	11
2.1.3 Ungeplante Leistungsflüsse	16
2.2 Veränderung von Leistungsflüssen durch HGÜ und PST	18
2.2.1 HGÜ-Flüsse	18
2.2.2 PST-Flüsse	19
2.2.3 Vervollständigung der Flussdefinitionen	22
2.3 Methoden der Kostenteilung	22
2.4 Netzmodellierung	24
2.4.1 Elektrische Leitung	26
2.4.2 Zweiwicklungstransformator	27
2.4.3 Multipoltheorie	28
2.5 Netzberechnung	30
2.5.1 AC-Leistungsflussberechnung	30
2.5.2 DC-Leistungsflussberechnung	34
3 Methoden der Leistungsflusszerlegung	37
3.1 Full Line Decomposition	38
3.1.1 Funktionsprinzip	38
3.1.2 Erweiterung um PST-Flüsse	41

3.1.3	Erweiterung um HGÜ-Flüsse	41
3.2	Power Flow Colouring	49
3.2.1	Funktionsprinzip	49
3.2.2	Berechnung von PST-Flüssen	52
3.2.3	Erweiterung um HGÜ-Flüsse	53
3.3	Power Flow Decomposition	58
3.3.1	Funktionsprinzip	58
3.3.2	Erweiterung um Transformator-Flüsse	62
3.3.3	Erweiterung um HGÜ-Flüsse	65
3.4	Integration von HGÜ-Flüssen in die ENTSO-E-Flussdefinition	67
3.5	Systematischer Vergleich der Methoden	69
4	Vergleich der Methoden in ausgewählten Netzen	71
4.1	Verifikation für konventionelle Flusstypen am Testnetz	71
4.2	Vergleich der Methoden ohne Transformatoreinflüsse	76
4.2.1	Anwendung der Full Line Decomposition	76
4.2.2	Anwendung des Power Flow Colouring	81
4.2.3	Anwendung der Power Flow Decomposition	86
4.2.4	Vergleich der Methoden	89
4.3	Vergleich der Methoden mit Transformatoreinflüssen	91
4.4	Verifikation der Methoden für HGÜ-Strecken	95
4.5	Vergleich der Methoden am realistischen Abbild des europäischen Verbundnetzes	98
5	Zusammenfassung	107
	Literatur	113
	Übersicht der eigenen Veröffentlichungen	120

Abbildungsverzeichnis

1.1	Verlauf der Arbeit und Kosten zur Wahrung der Systemsicherheit im elektrischen Verbundnetz nach §13 Energiewirtschaftsgesetz in den Jahren 2013-2023. Daten beginnend in 2021 bis 2023 lagen zum Zeitpunkt der Veröffentlichung nicht vollständig in den Berichten vor. [1]–[12]	2
1.2	Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2023.[13]	3
1.3	Stromaustausch Deutschlands mit Nachbarländern. [15]–[17]	4
1.4	Karte der europäischen Netzentwicklungsprojekte mit Stand 2014 und einem Realisierungszeitraum nach 2018. Ausschnitt aus [19]	5
2.1	Definition der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)-Flusstypen. [39]	10
2.2	Korrektur der graphischen Darstellung der ENTSO-E-Flusstypen.	11
2.3	Allgemeine Darstellung eines Vierpols.	12
2.4	Schematische Darstellung der Kettenschaltung von zwei Leitungen bzw. Vierpolen.	13
2.5	Gekoppeltes τ -Ersatzschaltbild zweier Half-Tie-Lines.	14
2.6	Vergleich der Etikettierung von Flüssen auf Full-Tie-Lines (schwarz: Leitungen, blau: Transite, rot: Exportflüsse, gelb: Importflüsse, orange: Import-/Exportflüsse).	16
2.7	ENTSO-E-Flussdefinitionen korrigiert und um HGÜ-Flüsse erweitert. [42]	20
2.8	Zeigerbild der symmetrischen Querregelung von Transformatoren. [45] .	21
2.9	Erweiterung der korrigierten graphischen Darstellung der ENTSO-E-Flusstypen um PST-Flüsse.	22
2.10	Mitgliedsgebotszonen in CORE. [47]	23
2.11	Beispielhafte Benennung von Knoten, Leitungen und Terminals.	25
2.12	Ersatzschaltbild Elektrische Leitung.	26
2.13	Ersatzschaltbild Zweiwicklungstransformator.	27
2.14	Ablaufplan Leistungsflussberechnung. [36]	33
3.1	Prinzipielle Aufteilung der Erzeugung und des Verbrauches in der FLD-HGÜ-Flusserkennung. [44]	41
3.2	Berücksichtigung von mehreren HGÜ im Netz.[44]	43
3.3	Berücksichtigung von mehreren HGÜ im Netz; veränderter Arbeitspunkt.[44]	47
3.4	Prinzipdarstellung der Koordinatentransformation zur Umrechnung der Terminalströme.	64
4.1	Testnetz zur Validierung der Methoden.	73
4.2	Grundlastfluss des Testnetzes.	75

4.3	Oben: Ergebnisse der Leistungsflusszerlegung für das Testnetz nach FLD. Unten: Leistungsfluss je Leitung.	80
4.4	Ausgeglichenes Teilnetz in der PFC-Methode am Testnetz.	82
4.5	Unausgeglichenes Teilnetz in der PFC-Methode am Testnetz.	82
4.6	Oben: Ergebnisse der Leistungsflusszerlegung für das Testnetz nach PFC. Unten: Leistungsfluss je Leitung.	83
4.7	Oben: Ergebnisse der Leistungsflusszerlegung für das Testnetz nach PFD. Unten: Leistungsfluss je Leitung.	87
4.8	Vergleich der partiellen Leistungsflüsse der PFD-, PFC- und FLD-Methode.	89
4.9	Absolute Abweichung der partiellen Transformatorflüsse im Testnetz.	93
4.10	Fehlerquotient der partiellen Transformatorflüsse im Testnetz.	94
4.11	Implementierung von HGÜ-Strecken im Testnetz.	95
4.12	Vergleich der partiellen Leistungsflüsse der PFD-, PFC- und FLD- Methode inklusive HGÜ-Strecken.	96
4.13	Vergleich der partiellen Leistungsflüsse der PFD-, PFC- und FLD- Methode am europäischen Verbundnetz des NEP2030 (V2019) Szenario C.	102

Tabellenverzeichnis

2.1	Zuordnung partieller Leistungsflüsse auf einer Full-Tie-Line zwischen Zone A und Zone B. [40]	15
2.2	Zuordnung partieller Leistungsflüsse auf einer Full-Tie-Line zwischen Zone A und Zone B mit alternativem Modell.	15
3.1	Vergleich der Eigenschaften von PFD, PFC und FLD ohne PST- und ohne HGÜ-Einflüsse.	69
3.2	Vergleich der Eigenschaften von PFD, PFC und FLD für partielle HGÜ-Flüsse.	70
4.1	Parametrierung der Knoten des Testnetzes.	74
4.2	PEX-Matrix des Testnetzes in MW.	77
4.3	Summierung der partiellen Leistungsflüsse der FLD-Methode und Vergleich mit Leistungsflussergebnissen in MW.	78
4.4	Bilanzierung der Gebotszonen des Testnetzes in der PFC-Methode. . . .	81
4.5	Summierung der partiellen Leistungsflüsse der PFC-Methode und Vergleich mit Leistungsflussergebnissen in MW.	84
4.6	Berechnete Knotenströme von Generatorknoten (Zeile) zu Lastknoten (Spalte) in der Power Flow Decomposition.	86
4.7	Summierung der partiellen Leistungsflüsse der PFD-Methode und Vergleich mit Leistungsflussergebnissen in MW.	88
4.8	Vergleich der partiellen Transformatoreinflüsse aller Leitungen im Testnetz mit Leistungsflussergebnissen mit und ohne Querregelung in MW. .	92
4.9	Installierte Leistung in Deutschland für Szenario C des NEP 2030 (2019). [63]	100
4.10	Auswahl an Leitungen zur Untersuchung am NEP2030 (V2019).	101

Symbolverzeichnis

Naturkonstanten werden steil und Variablen werden kursiv dargestellt. Komplexe Größen werden durch einen Unterstrich gekennzeichnet. Vektoren (Kleinbuchstaben) und Matrizen (Großbuchstaben) werden fett dargestellt.

Mengen

N_x Menge der Elemente der Klasse x .

Variablen

α, δ	Phasenwinkel	°
A_d	Downstream-Verteilungsmatrix in der Full-Line-Decomposition	-
A_u	Upstream-Verteilungsmatrix in der Full-Line-Decomposition	-
E	Einheitsmatrix	-
F_d	Teilflussmatrix in der Full-Line-Decomposition	-
K	Inzidenzmatrix	-
PEX	Power-Exchangematrix in der Full-Line-Decomposition	-
ΔU	Spannungsinkrement Transformatorregelung	V
δU	Spannungsinkrement Transformatorregelung je Stufe	V
ϵ	Toleranzschwelle	
τ	Übersetzungsverhältnis	
I	Strom	A
U	Spannung	V
ρ	Faktor der Betragsregelung	-
θ	Winkel der Zusatzspannung	°
C	Kapazität	F
C'	Kapazitätsbelag	$\frac{F}{km}$
G	Konduktanz	S
G'	Konduktanzbelag	$\frac{S}{km}$
i, j	beliebige Knoten	-
k	Schaltgruppe des Transformators	-
l	Länge	km

n	Stufe der Transformatorregelung	-
R	Widerstand	Ω
R'	Widerstandsbelag	$\frac{\Omega}{\text{km}}$
X	Reaktanz	Ω
X'	Reaktanzbelag	$\frac{\Omega}{\text{km}}$
Y	Admittanz	$\frac{1}{\Omega}$
Z	Impedanz	Ω

Deskriptive Indizes

A	Klemmenpaar A
adapt.	adaptiert
B	Klemmenpaar B
Bezug	bezogene Größe der per-Unit-Rechnung
d	Downstream
Ex	Austausch
geg.	gegeben
gen	Erzeugungsknoten
K	Knoten
konv.	konventionell
LF	Leistungsfluss
L	Leitung
load	Lastknoten
OS	Oberspannungsseite (des Transformators)
Q	Querglieder
red.	reduziert; um Slackzeile und -spalte befreit
r	bezogene Größe (engl.: rated)
S	quergliederfrei (engl.: shunt)
T	Terminal
US	Unterspannungsseite (des Transformators)
u	Upstream
V	Verluste
Z	Zone

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ANE	Aggregated Netted External
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCR	Capacity Calculation Region
CGMES	Common Grid Model Exchange Standard
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FLD	Full Line Decomposition
GSK	Generation shift key, (deutsch: Erzeugungsverschiebungsfaktoren)
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
ICT	Internal Commercial Trade
LSK	Load shift key, deutsch: Lastverschiebungsfaktoren
PEX	Leistungsaustauschmatrix der Full-Line-Decomposition
PFC	Power Flow Colouring
PFD	Power Flow Decomposition
PSDF	Phase-Shifter-Distribution-Factor
PST	Phasenschiebertransformator
PTDF	Power-Transfer-Distribution-Factor
PU	Per-Unit-Wert
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Einleitung

Der Betrieb des mitteleuropäischen Stromnetzes ist in Zeiten der voranschreitenden Energiewende von einer hohen Anzahl an Herausforderungen geprägt. Hierzu zählen neben dem vollzogenen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2023, dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz mit dem Ziel, schrittweise bis 2038 auf den Energieträger Kohle als Brennstoff zu verzichten, auch die bidirektionalen Leistungsflüsse durch in Mittel- und Niederspannung installierte regenerative Erzeuger.

Das vormals lediglich unidirektional genutzte Stromnetz, in dem die Mehrheit an erzeugten Leistungen zu nahezu allen Zeitpunkten in Höchst- und Hochspannungsnetz aus Großkraftwerken eingespeist wurde und durch das Verteilnetz vor allem zu Lastzentren transportiert wurde, unterliegt diesem Wandel, in dem nun auch aus den Spannungsebenen der Mittel- und Niederspannung Leistungsflüsse in die Verteilnetze und das Übertragungsnetz auftreten. Unter anderem durch diese Effekte werden Leitungen deutlich höher als in der Vergangenheit belastet. Diese hohe Belastung kann zu Problemen im Netzbetrieb führen, wenn beispielsweise zulässige Grenzwerte hinsichtlich Stromtragfähigkeit überschritten werden.

Die Aufgaben des Netzbetreibers umfassen laut §12 EnWG neben dem diskriminierungsfreien Betrieb des Stromnetzes vor allem den sicheren und optimierten Betrieb dessen. Dazu zählen neben der Spannungshaltung und Frequenzstabilität auch der engpassfreie Betrieb, da im Falle von Engpässen Störfälle eintreten können, die dem sicheren Betrieb des Energieversorgungsnetzes entgegenstehen.

Ein Blick auf die in Deutschland durchgeführten Abhilfemaßnahmen zur Behebung der Engpässe sowie der Wahrung der Systemsicherheit und deren Kosten zeigen einen steigenden Trend (Abbildung 1.1).

Dieser Trend lässt sich unter anderem auf den starken Zubau dezentraler regenerativer Kraftwerke sowohl in der Hoch- als auch Nieder- und Mittelspannung zurückführen.

Im Gegensatz zu steuerbaren und fahrplantrauen konventionellen Großkraftwerken wie Braun- bzw. Steinkohlekraftwerken sind die einzelnen regenerativen Anlagen vom Verhalten her stochastisch und bspw. Ungenauigkeiten in der Wetterprognose nur schwer einzuplanen.

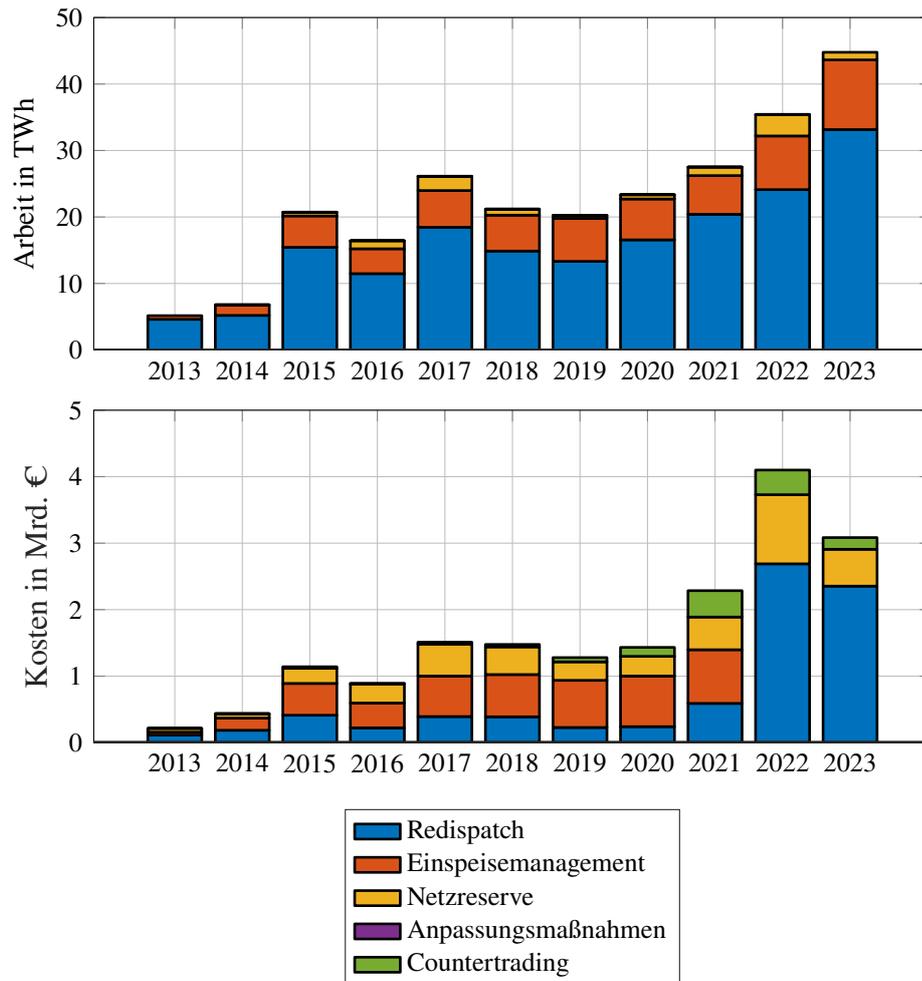


Abbildung 1.1: Verlauf der Arbeit und Kosten zur Wahrung der Systemsicherheit im elektrischen Verbundnetz nach §13 Energiewirtschaftsgesetz in den Jahren 2013-2023. Daten beginnend in 2021 bis 2023 lagen zum Zeitpunkt der Veröffentlichung nicht vollständig in den Berichten vor. [1]–[12]

Die Verteilung des Kraftwerksparks Deutschlands (Abbildung 1.2) aus der Vergangenheit zeigt den stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung.

Wächst der Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtenergie im Stromnetz, so wächst damit unmittelbar verbunden auch der Anteil an Volatilität. Für Netzbetreiber ist diese nachteilig, da sie für einen gesicherten Betrieb ihres Stromnetzes ein möglichst realistisches Bild des Netzes vorab prognostizieren müssen. Für den störungsfreien Betrieb des Netzes wäre es wiederum von großem Vorteil, die nahezu exakte Einspeisung und den sich daraus einstellenden Leistungsfluss zu kennen.

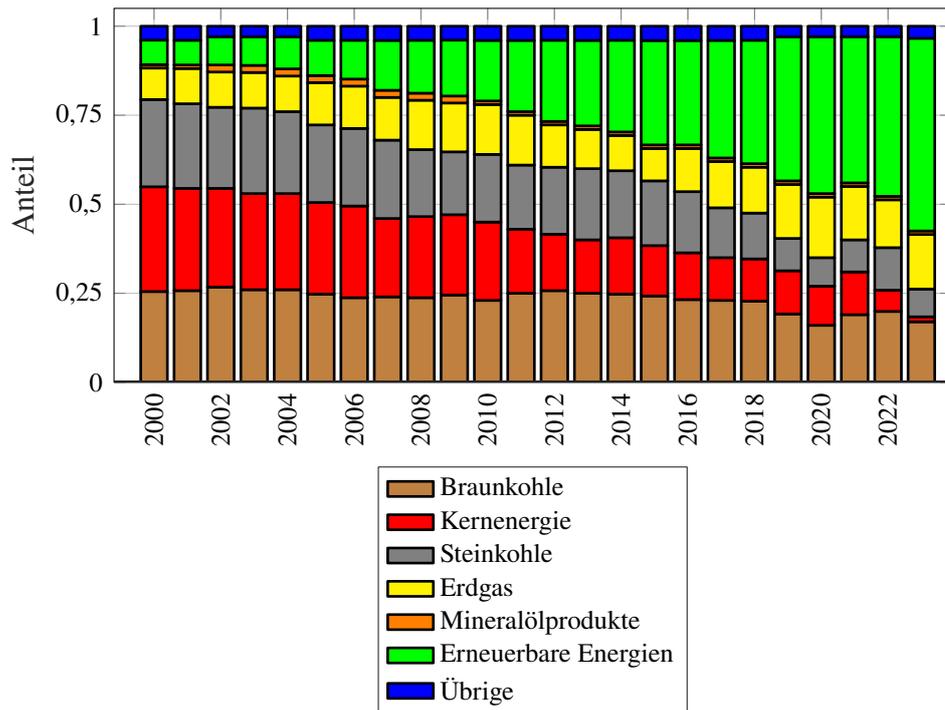


Abbildung 1.2: Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2023.[13]

Erst damit wird der Netzbetreiber Anpassungsmaßnahmen wie kostenneutrale Schalt-handlungen, Veränderung der Stufenstellung von Transformatoren oder kostenpflichtige Maßnahmen wie Redispatch, Einspeisemanagement oder andere Maßnahmen besser im Voraus planen und zu gegebener Zeit durchführen können.

Dies allein für eine Gebotszone zu betrachten, ist mit Hinblick auf das stark vermaschte europäische Verbundnetz nicht mehr zielführend. Durch einen ansteigenden internationalen und somit grenzüberschreitenden Stromhandel interagieren die Effekte, die vorher nur in einzelnen Bereichen des Netzes aufgetreten sind, immer mehr miteinander, was eine gesamtheitliche Betrachtung erforderlich macht.

Ein wichtiger Meilenstein dorthin ist die Veröffentlichung der 6. EU-Binnenmarkttrichtlinie [14] aus dem Jahr 2019. Sie beinhaltet unter anderem den Fokus auf einen wachsenden grenzüberschreitenden Stromhandel innerhalb Europas. In Abbildung 1.3 ist beispielhaft der Anstieg des Austausches von elektrischer Energie Deutschlands mit seinen Nachbarstaaten dargestellt. Es ist einerseits erkennbar, dass der Austausch insgesamt vor allem seit 2011 gestiegen ist, andererseits steigt darin vor allem der Export an Energie. Auch wenn der Verlauf in den Jahren 2018 und 2019 rückläufig war, ist grundsätzlich davon auszugehen, dass der Austausch weiter wachsen wird.

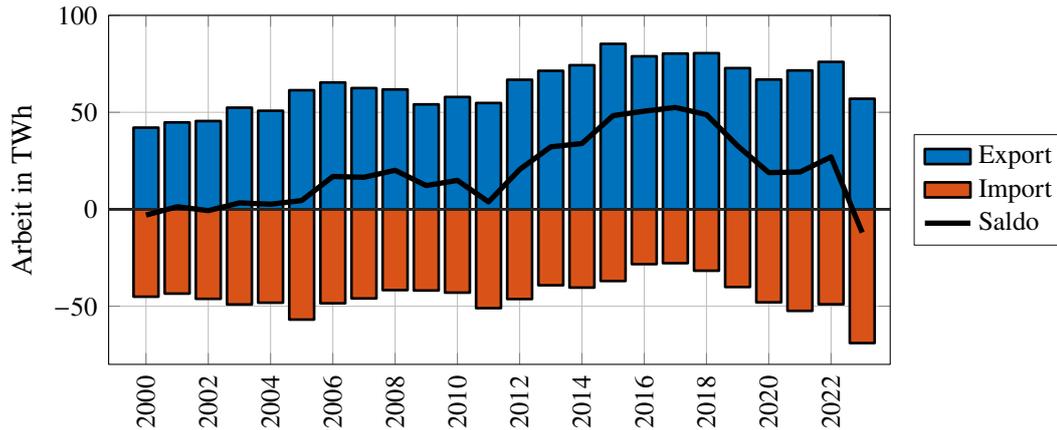


Abbildung 1.3: Stromaustausch Deutschlands mit Nachbarländern. [15]–[17]

Die vorhandenen Stromnetze, welche in der Vergangenheit größtenteils zur Versorgung der eigenen Zone bzw. des eigenen Landes konzipiert waren, werden durch das Wachstum dieser grenzüberschreitenden Flüsse nun höher belastet, was als ein weiterer Treiber von Engpässen identifiziert werden kann.

Um einen Blick in die Zukunft der Stromnetze zu werfen, ist die Betrachtung der nationalen Ausbaupläne (Netzentwicklungspläne wie [18] der Übertragungsnetzbetreiber) sowie die internationalen Bestrebungen (Ten-Year Network Development Plan der ENTSO-E) nötig. Die langfristigen Ausbaupläne der ENTSO-E aus dem Jahr 2014 für Projekte, die länger als bis 2018 benötigen, sind in Abbildung 1.4 dargestellt.

Neben Interkonnektoren, die innerhalb des Drehstromnetzes hinzukommen (blau, rot und grün), sind ebenso sehr viele Hochspannungsgleichstromstrecken geplant, welche lila gekennzeichnet sind. Somit ist erkennbar, dass die Betrachtungen zu grenzüberschreitenden Flüssen neben der Berechnung im AC-Netz ebenso eine genaue Berücksichtigung der Einflüsse von Gleichstromverbindungen erfordern. Demzufolge wächst der Bedarf an einer ganzheitlichen Analyse der partiellen Leistungsflüsse des europäischen Verbundnetzes unter Berücksichtigung aller Akteure und Betriebsmittel. Darin soll untersucht werden, welche Flusstypen es gibt und wie diese unter Zuhilfenahme von bereits grundlegend publizierten Methoden errechnet werden. Es ist davon auszugehen, dass sich die Resultate allein durch die Wahl der Berechnungsmethode unterscheiden. Des Weiteren sollen die Methoden um die Erkennung von HGÜ und PST erweitert werden. Sämtliche bestehende Methoden und ihre Erweiterungen müssen validiert werden, um sie schlussendlich miteinander vergleichen zu können und somit typische Eigenschaften und Muster der einzelnen Methoden zu erkennen.

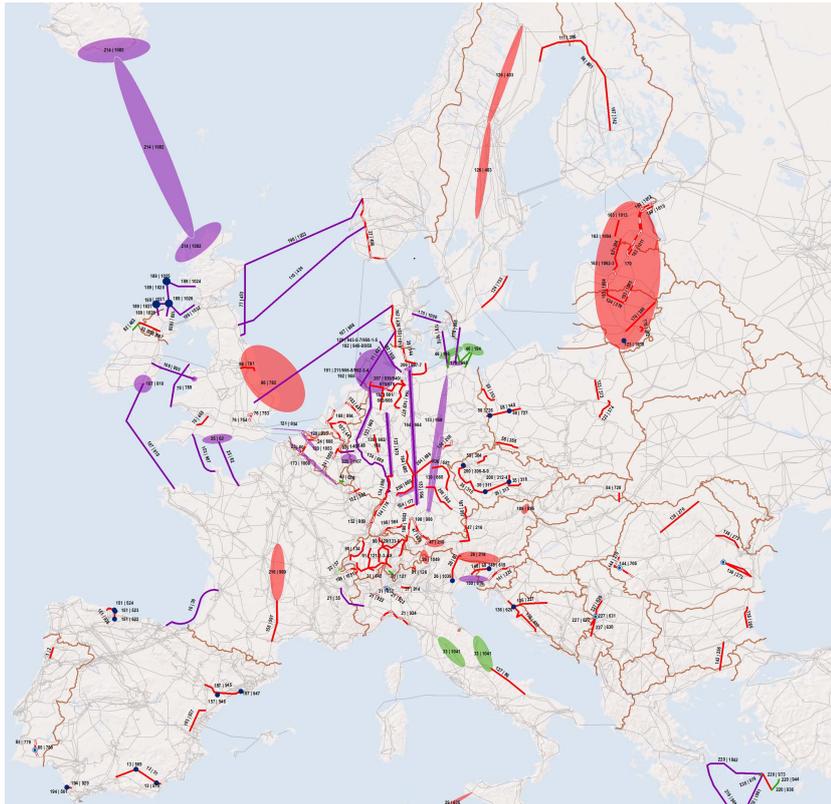


Abbildung 1.4: Karte der europäischen Netzentwicklungsprojekte mit Stand 2014 und einem Realisierungszeitraum nach 2018. Ausschnitt aus [19]

Auch diese aufgrund von grenzüberschreitenden Leistungsflüssen auftretenden Engpässe müssen vom jeweiligen Netzbetreiber bewirtschaftet und aufgehoben oder aber von vornherein vermieden werden. Dafür ist es nötig, Leistungsflüsse in ihre Ursache zerlegen zu können. Bisher genutzte Verfahren zur Berechnung von partiellen Leistungsflüssen sind bisher auf zonen- oder knotenbasierten Verfahren aufgebaut. Mit ihnen konnten die Verantwortlichen für Engpässe auf Basis eines reinen Wechselstromsystems ohne leistungsflusssteuernde Betriebsmittel ausgemacht werden. Die im Ten-Year Network Development Plan der ENTSO-E aufgestellten Prognosen beinhalten aber auch die genannten leistungsflusssteuernden Betriebsmittel wie HGÜ-Strecken oder Phasenschiebertransformatoren, welche mit den in der Vergangenheit genutzten Verfahren nicht abgebildet werden können.

Das Ziel dieser Arbeit ist daher die Integration von Einflüssen der leistungsflusssteuernden Betriebsmittel in die bisher genutzten Methoden der Leistungsflusszerlegung und eine Validierung sowie ein Vergleich der dann vollständigen Methoden.

1.1 Abgrenzung der Arbeit

Bei Betrachtung der wissenschaftlichen Erkenntnisse zum in dieser Arbeit gewählten Forschungsgebiet fällt auf, dass es bereits eine breite Basis an Untersuchungen und daraus resultierende Veröffentlichungen gibt. Neben den in dieser Arbeit vorgestellten Methoden der Berechnung von partiellen Leistungsflüssen gibt es weitere Ansätze, die eine Verteilung von Leistungsflüssen im Netz berechnen. Dazu gehören Berechnungen, die vornehmlich der Graphentheorie folgen wie [20] und [21], die allerdings beide kein vollständig physikalisch exaktes Verhalten nachbilden können, wobei [21] mit und ohne Loopflows berechnet werden kann. Die dort erwähnten Loopflows meinen aber nicht die in dieser Arbeit genutzte Definition im Sinne der Flusstypen. Um die Berechnung von Knotensensitivitäten auf Leitungsflüsse zu beschleunigen, versucht [22] die Sensitivität anstatt für Leitungen für Maschen zu berechnen, was aber nur in Netzen mit wenigen Maschen eine Zeitersparnis einbringt. Darüberhinaus stellt [23] eine Möglichkeit vor, partielle Leistungsflüsse mit dem Ansatz eines modularen bzw. fraktalen Leistungsflusses zu berechnen, was in der Durchführung der Berechnung zu Diskrepanzen im Vergleich zum physikalischen Gesamtfluss führt.

Allgemeinere Analysen der Netzbetriebsführung auf Basis von DC-Leistungsflussrechnungen sind in [24] sowie für den speziellen Fall der Optimierung von Gleichstromverbindungen in [25] dargestellt, wobei in [25] ein sehr ähnliches Verfahren zur Berechnung von partiellen Leistungsflüssen genutzt worden ist.

Die Untersuchung der Einsatzkonzepte von Phasenschiebertransformatoren auf Basis der DC-Leistungsflussrechnung ist in [26] und [27] detailliert dargestellt. Diese Methoden befassen sich allen voran mit der Nutzung von Phasenschiebertransformatoren zur Optimierung des Netzbetriebes, sind aber mit den Methoden zur Leistungsflusszerlegung nicht kompatibel.

Die später vorgestellten Grundmethoden zur Berechnung von partiellen Leistungsflüssen sind in einigen Veröffentlichungen erwähnt. Dazu gehören für die Full Line Decomposition vor allem in [28] bzw. [29] aufgezeigte Erkenntnisse. Darin wird die Methode hergeleitet und erläutert sowie an Beispielnetzen erprobt.

Das Power Flow Colouring wird in [30] eingeführt und darin vollständig erläutert.

Die Power Flow Decomposition wird in [31], [32] sowie in [33] und [34] vorgestellt. In [35] wird die Methode mit anderen Varianten der Berechnung von Sensitivitäten verglichen. Daraus geht hervor, dass die Power Flow Decomposition für einen festen Arbeitspunkt sehr genaue Ergebnisse liefert. Da in dieser Arbeit weder eine Redispatchoptimierung noch ein Optimal Powerflow betrachtet wird und der Arbeitspunkt nicht verlassen wird, ist die Power Flow Decomposition in ihrer eigentlichen Form vollständig nutzbar.

Weder zum Vergleich der drei in dieser Arbeit untersuchten Methoden, noch zu deren

Erweiterung um Effekte von Transformatoren und HGÜ-Strecken gibt es vergleichbare Analysen. Eigene Analysen und deren Veröffentlichungen sind an den entsprechenden Stellen im Dokument zitiert.

1.2 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit ist in fünf Kapitel unterteilt. Das erste Kapitel bietet eine Einführung in die Thematik und stellt die Wichtigkeit der vorgenommenen Untersuchungen heraus. Es beleuchtet darüber hinaus andere Veröffentlichungen und beschreibt, worin sich diese von den Inhalten dieser Arbeit unterscheiden. Im zweiten Kapitel werden die Werkzeuge der Netzberechnung erläutert. Sie sind elementare Grundlage der Leistungsflusszerlegung. Ebenso wird die bereits bestehende Klassifikation von partiellen Leistungsflüssen erläutert, angepasst und um wichtige Treiber erweitert. Das dritte Kapitel umfasst den Kern dieser Arbeit und enthält die Methoden der Berechnung von partiellen Leistungsflüssen. Im dritten Kapitel werden bereits veröffentlichte Methoden erläutert und um den Einfluss von Transformatorregelung und Hochspannungsgleichstromsystemen erweitert. Die Verifikation der Methoden, vor allem aber ihrer in dieser Arbeit vorgenommenen Erweiterungen, findet im vierten Kapitel statt. Hierin werden die maßgeblichen Eigenschaften und Unterschiede bei der Berechnung von partiellen Leistungsflüssen erkannt und abgeleitet. Das fünfte Kapitel fasst die in dieser Arbeit gewonnenen Erkenntnisse zusammen und erläutert Möglichkeiten zur Fortführung dieses Ansatzes.

2 Grundlagen

Im zweiten Kapitel dieser Arbeit werden die Grundlagen für die Erweiterung und den Vergleich der Leistungsflusszerlegungsmethoden beschrieben. Im Fokus stehen hierbei die geplanten und ungeplanten Leistungsflüsse. Deren Definition wird in diesem Kapitel erläutert sowie unterschieden und um einige Typen, wie die Darstellung der Einflüsse von Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) und Phasenschiebertransformatoren (PST), erweitert. Im Anschluss wird die Netzmodellierung und -berechnung vorgestellt. Da die verschiedenen Methoden teilweise auf der AC- und teilweise auf der DC-Leistungsflussberechnung beruhen, werden beide Berechnungsmethoden erläutert. Die Verfahren sind, um eine einheitliche Darstellung und Notation zu ermöglichen, an die in [36] und [37] vorgestellten Verfahren angelehnt. Der DC-Leistungsfluss wird auf Basis von [36], [38] und [24] erklärt.

2.1 Klassifizierung der Leistungsflüsse

Um den vollständigen Leistungsfluss über ein Betriebsmittel klassifizieren zu können, wurde von der ENTSO-E eine Definition vorgenommen. Sie wurde gemeinsam mit der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) in [39] veröffentlicht. Gemäß dieser lässt sich jeder Gesamtleistungsfluss in einzelne Segmente unterteilen. In der Definition werden physikalische und nicht-physikalische Flüsse unterschieden.

2.1.1 Grundlegende Flussdefinition

Die Grundflussarten sind hier die physikalischen Flüsse, die über ein beliebiges Betriebsmittel im Netz fließen. Sie werden in vier Typen unterteilt:

- **Interne Flüsse:** Interne Flüsse sind Flüsse, bei denen die zu untersuchende Leitung, die Erzeugungseinheit und die Last derselben Zone angehören.
- **Import- und Exportflüsse:** Für Import- bzw. Exportflüsse muss gelten, dass die Erzeugungseinheit in einer anderen Zone als die Last installiert ist und die zu untersuchende Leitung zu einer der beiden Zonen gehört.
- **Loopflows (dt.: Ringflüsse):** Die Definition eines Loopflows erfordert sowohl Erzeugungs- als auch Lasteinheit in derselben Zone. Der Fluss von der Erzeugungseinheit zur Last über Leitungen anderer Zonen, werden in diesen Zonen als Loopflow bezeichnet.

- **Transitflüsse:** Es wird von einem Transitfluss gesprochen, wenn Erzeugungs- und Lasteinheit in verschiedenen Zonen installiert sind und das betrachtete Betriebsmittel zu einer weiteren dritten Zone gehört.

Wie beschrieben ergibt sich der gesamte Leistungsfluss über ein Betriebsmittel aus der Summe aller aufgezählten Teilflüsse. Darüber hinaus können die vier Flusskategorien noch in *belastend* oder *entlastend* unterteilt werden.

Hierfür muss überprüft werden, ob der einzelne Teilfluss in die gleiche (*belastend*) oder entgegengesetzte (*entlastend*) Richtung wie der Gesamtleistungsfluss zeigt. Für ein dediziertes Betriebsmittel kann es somit durch die Vielzahl an Erzeugungs-Last-Paaren im gesamten Netz eine hohe Zahl von belastenden und entlastenden Teilflüssen geben.

In [39] ist von ENTSO-E und ACER über die wörtliche Beschreibung hinaus ein Schaubild (Abbildung 2.1) enthalten, welches die Definition graphisch darstellen soll. Die Darstellung in Abbildung 2.1 ist unpräzise und gibt den Sachverhalt der Definition nicht korrekt wieder. Laut Definition ändern sich die Definitionen der Flusstypen *Interner Fluss*, *Transitfluss* und *Loopflow* genau am Übergang zweier Zonen. Laut Abbildung 2.1 vollzieht sich dieser Wechsel bereits in der Zone und nicht unmittelbar auf der Grenze der Zonen.

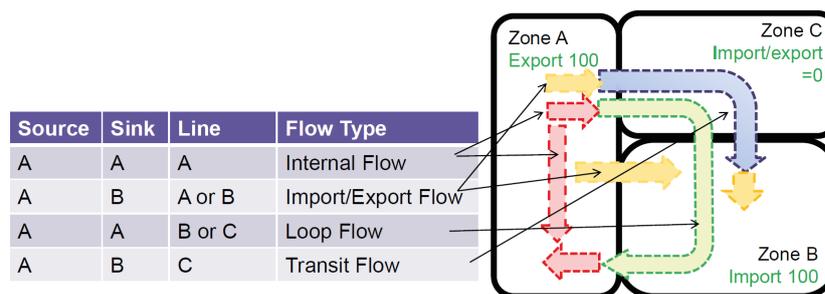


Abbildung 2.1: Definition der ENTSO-E-Flusstypen. [39]

Um diese Falschdarstellung zu korrigieren, muss die Abbildung modifiziert und somit korrigiert werden (Abbildung 2.2).

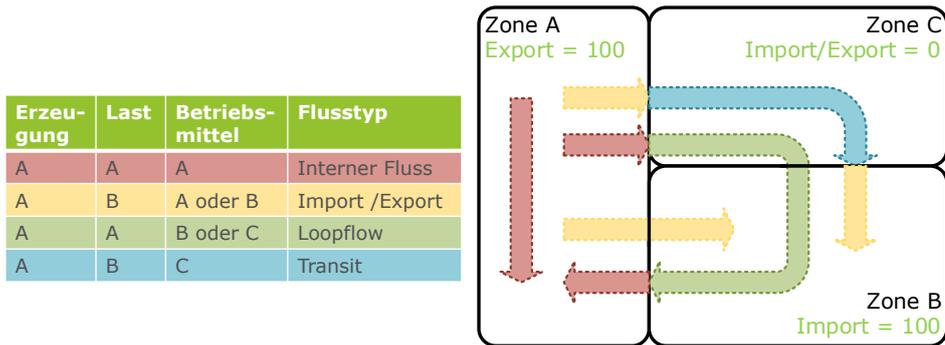


Abbildung 2.2: Korrektur der graphischen Darstellung der ENTSO-E-Flusstypen.

In der neuen Darstellung beginnen und enden sich an den Grenzen verändernde Flussarten unmittelbar an der Grenze zweier Zonen. Für alle weiteren Betrachtungen wird diese korrigierte Version als Grundlage genutzt. Bei Anwendung dieser Definition muss folgerichtig davon ausgegangen werden, dass alle Interkonnektoren durch einen X-Knoten genau beim Übergang zweier Zonen geteilt sind. Dies ist für die dieser Arbeit zugrunde liegenden Testnetze und Netzmodelle der Fall. Sollte ein Datensatz ohne X-Knoten eingelesen werden (Full-Tie-Line-Ansatz), wird dieser automatisch bearbeitet und mit X-Knoten versehen (Half-Tie-Line-Ansatz). Soll stattdessen eine Analyse mit Full-Tie-Line-Ansatz durchgeführt werden, ist dies ebenso möglich. Das Prozedere wird in Abschnitt 2.1.2 erläutert.

2.1.2 Tie-Line-Treatment

In den häufig genutzten Formaten von Netzdaten der Übertragungsnetzbetreiber gibt es grundsätzlich zwei verschiedene Darstellungsmöglichkeiten eines Interkonnektors, der zwei Gebotszonen verbindet. Es wird deshalb zwischen „Half-Tie-Line“ und „Full-Tie-Line“ unterschieden.

- **Half-Tie-Line-Ansatz:**

Der Interkonnektor wird an der elektrischen Mitte oder an der geografischen Grenze zwischen den beiden Zonen aufgetrennt und als zwei Leitungen modelliert. Der mittlere Knoten wird der einer neutralen Zone (meist Zone X) zugeordnet, die beiden Leitungssegmente sind interne Leitungen der beiden benachbarten Zonen.

- **Full-Tie-Line-Ansatz:**

Der Interkonnektor wird als eine Leitung modelliert, die in einer Zone beginnt und in einer anderen Zone endet. Die Leitung selbst gehört zu einer eigenen Interkonnektor-Zone (meist Zone „IC“). Auch für diesen Fall der Modellierung ist

die Darstellung nach Abbildung 2.1 nicht zielführend, da in der dortigen Zuordnung die Leitung vollständig zu einer der beiden Zonen gehört. Im Full-Tie-Line-Ansatz wird die Leitung keiner der beiden benachbarten Zonen zugeordnet.

Entsprechend der beiden Definitionen wird der Datensatz der eingespielten Netzdaten daher im ersten Schritt analysiert, um vorhandene Half-Tie-Lines und Full-Tie-Lines zu identifizieren. Hierzu werden für jedes Betriebsmittel die beiden Zonen der Leitungsknoten extrahiert. Sind die beiden Zonen unterschiedlich und ist keiner der beiden Knoten der X-Zone zuzuordnen, wird die Leitung der Interkonnektor-Zone „IC“ zugeordnet. Ist einer der beiden Knoten der X-Zone zugeordnet, entspricht die Leitungszone dagegen der Zone des jeweils anderen Knotens.

Je nachdem welcher Tie-Line-Ansatz gewählt wurde und welcher Modellierungsansatz in dem zu analysierenden Datensatz verwendet wird, müssen Betriebsmittel konvertiert werden. Diese Konvertierung erfolgt innerhalb der Berechnung in MATLAB und nicht innerhalb der Datei des ursprünglichen Datenformates, sodass die Eingangsdaten nach wie vor unverändert vorliegen.

Konvertierung von Half-Tie-Lines in Full-Tie-Lines Ist in der Vorgabe der Full-Tie-Line Ansatz ausgewählt, werden alle im Datensatz vorhandenen Half-Tie-Lines zu einer Leitung zusammengefügt. Hierzu werden die Grundlagen der Vierpoltheorie verwendet. Jedes Betriebsmittel mit zwei Anschlüssen lässt sich entsprechend Abbildung 2.3 als Vierpol darstellen. Da dieser Ansatz auch in der implementierten Leistungsflussberechnung verwendet wird, lässt er sich direkt auf die für die Netzberechnung vorhandene Terminaladmittanzmatrix anwenden.

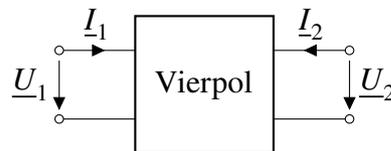


Abbildung 2.3: Allgemeine Darstellung eines Vierpols.

Der Zusammenhang zwischen den Klemmengrößen kann über verschiedene Parameter erfolgen. Die Darstellung in (2.1) entspricht der Form der Terminaladmittanzmatrix und kann daher direkt aus dieser extrahiert werden.

$$\underline{i} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{1,1} & Y_{1,2} \\ Y_{2,1} & Y_{2,2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} = \underline{Y} \underline{u} \quad (2.1)$$

Um mehrere Vierpole in einer Kettenschaltung hintereinanderschalten eignet sich vor allem die Darstellung der Eigenschaften mittels \underline{A} -Parametermatrizen, die den Zusammenhang zwischen den Klemmengrößen entsprechend (2.2) beschreiben.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{a}_{1,1} & \underline{a}_{1,2} \\ \underline{a}_{2,1} & \underline{a}_{2,2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \underline{A} \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Die \underline{A} -Parametermatrix kann über (2.3) direkt aus der extrahierten \underline{Y} -Parametermatrix berechnet werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{a}_{1,1} & \underline{a}_{1,2} \\ \underline{a}_{2,1} & \underline{a}_{2,2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{Y_{2,2}}{Y_{2,1}} & \frac{1}{Y_{2,1}} \\ \frac{\det \underline{Y}}{Y_{2,1}} & \frac{Y_{1,1}}{Y_{2,1}} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Die äquivalente \underline{A} -Matrix einer Kettenschaltung zweier Vierpole entsprechend Abbildung 2.4 kann nun direkt als Multiplikation der beiden \underline{A} -Matrizen der beiden einzelnen Vierpole wie in (2.4) berechnet werden.

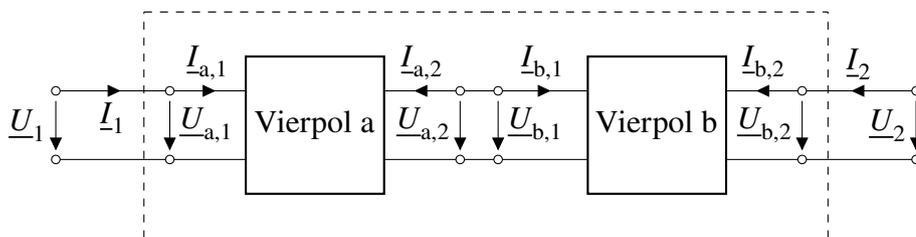


Abbildung 2.4: Schematische Darstellung der Kettenschaltung von zwei Leitungen bzw. Vierpolen.

$$\underline{A} = \underline{A}_a \underline{A}_b \quad (2.4)$$

Für die Leistungsflussberechnung wird die Terminaladmittanzmatrix der neuen Full-Tie-Line benötigt. Hierzu werden die \underline{Y} -Parameter aus den \underline{A} -Parametern berechnet.

Die neue Full-Tie-Line ersetzt in den Netzdaten nun eine der beiden vorherigen Half-Tie-Lines und die zweite Half-Tie-Line wird aus dem Datensatz entfernt.

Konvertierung von Full-Tie-Lines in Half-Tie-Lines Ist in der gewünschten Konfiguration der Zerlegung der Half-Tie-Line-Ansatz ausgewählt, werden alle im Datensatz vorhandenen Full-Tie-Lines aufgetrennt. Das π -Ersatzschaltbild einer Full-Tie-Line zeigt

Abbildung 2.12. Das Auftrennen der Leitung erfolgt nun in der elektrischen Mitte der Leitung und die einzelnen Half-Tie-Lines werden als T-Ersatzschaltbilder modelliert, damit das Verhalten der ursprünglichen Full-Tie-Line exakt nachgebildet wird (siehe Abbildung 2.5). In der elektrischen Mitte der Full-Tie-Line wird ein neuer Knoten definiert, der der X-Zone zugeordnet wird.

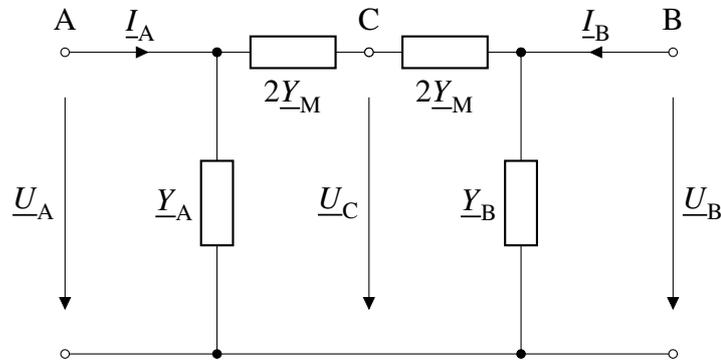


Abbildung 2.5: Gekoppeltes τ -Ersatzschaltbild zweier Half-Tie-Lines.

Wird die Terminaladmittanzmatrix der beiden Leitungen betrachtet, erfolgt die folgende Transformation von (2.5) zu (2.6).

$$\underline{Y}_T = \begin{bmatrix} \underline{Y}_M + \underline{Y}_A & -\underline{Y}_M \\ -\underline{Y}_M & \underline{Y}_M + \underline{Y}_B \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

$$\underline{Y}_T = \begin{bmatrix} 2\underline{Y}_M + \underline{Y}_A & -2\underline{Y}_M & 0 & 0 \\ -2\underline{Y}_M & 2\underline{Y}_M & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2\underline{Y}_M & -2\underline{Y}_M \\ 0 & 0 & -2\underline{Y}_M & 2\underline{Y}_M + \underline{Y}_B \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Handelt es sich bei der identifizierten Full-Tie-Line um einen Transformator, erfolgt keine Auftrennung in zwei einzelne Half-Tie-Lines. Stattdessen wird die Zone des Transformators mit der Knotenzone seiner Oberspannungsseite überschrieben.

Leistungsflusszerlegung auf Full-Tie-Lines Für die Zuordnung der partiellen Leistungsflüsse auf Full-Tie-Lines wird das Modell aus [40] genutzt. Die Zuordnung ist in Tabelle 2.1 dargestellt.

Tabelle 2.1: Zuordnung partieller Leistungsflüsse auf einer Full-Tie-Line zwischen Zone A und Zone B. [40]

		Lastzone		
		Zone A	Zone B	Zone C
Generatorzone	Zone A	Loopflow	Import/ Export	Transit
	Zone B	Import/ Export	Loopflow	Transit
	Zone C	Transit	Transit	Loopflow

Ein Nachteil der Leistungsflussetikettierung nach [40] ist das Vorhandensein von Import- und Export-Flüssen nur auf Interkonnektoren, die die jeweilige Last- und Generatorzone miteinander verbinden. Daher wird in Tabelle 2.2 und Abbildung 2.6 ein alternativer Vorschlag zur Leistungsflusszerlegung auf Full-Tie-Lines vorgestellt. Dieser kann als Kompromiss aus Full- und Half-Tie-Line-Ansatz gesehen werden, da er den importierenden und exportierenden Zonen eine höhere Bedeutung zuspricht. Der alternative Vorschlag etikettiert den Leistungsfluss auf Interkonnektoren nur als Transit, wenn die Last- und Generatorzone kein Start- oder Endknoten des Interkonnektors ist. Ansonsten wird der Leistungsfluss als Import oder Export (Start- oder Endknoten liegt in der Last- oder Generatorzone) bzw. als kombinierter Import/Export (Interkonnektor verbindet Last- und Generatorzone) etikettiert. Um den Effekt hinsichtlich der Unterschiede zwischen der Etikettierung als Transitflüsse oder Import- bzw. Exportflüsse auf Full-Tie-Lines deutlich zu machen, ist in Tabelle 2.2 und Abbildung 2.6 eine vierte Zone „D“ definiert.

Tabelle 2.2: Zuordnung partieller Leistungsflüsse auf einer Full-Tie-Line zwischen Zone A und Zone B mit alternativem Modell.

		Lastzone			
		Zone A	Zone B	Zone C	Zone D
Generatorzone	Zone A	Loopflow	Import/ Export	Export	Export
	Zone B	Import/ Export	Loopflow	Export	Export
	Zone C	Import	Import	Loopflow	Transit
	Zone D	Import	Import	Transit	Loopflow

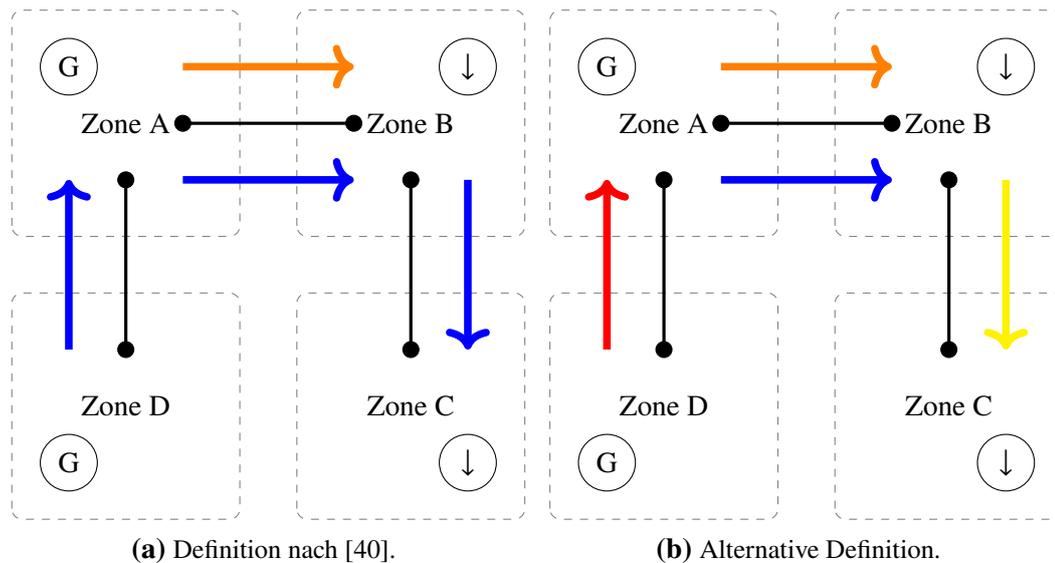


Abbildung 2.6: Vergleich der Etikettierung von Flüssen auf Full-Tie-Lines (schwarz: Leitungen, blau: Transite, rot: Exportflüsse, gelb: Importflüsse, orange: Import-/Exportflüsse).

2.1.3 Ungeplante Leistungsflüsse

Die bis hierhin erläuterten Leistungsflüsse bilden die kommerziellen Leistungsflüsse nach, die auf dem internen kommerziellen Handel (Internal Commercial Trade (ICT)) und dem Aggregated Netted External (ANE) basieren. ICT steht dabei für den Austausch zwischen verschiedenen Marktteilnehmern und zwischen nominierten Strommarktbetreibern bzw. Marktkopplungsbetreibern. ANE steht für die saldierte Aggregation aller externen ÜNB-Fahrpläne und externen kommerziellen Handelsfahrplänen zwischen zwei Fahrplangebieten oder zwischen einem Fahrplangebiet und einer Gruppe von anderen Fahrplangebieten.

Ein Leistungsfluss zwischen zwei Gebotszonen, der sich aus ANE ergibt, wird als Direktfluss bezeichnet und zählt zur Gruppe der Importe und Exporte.[39]

Es wird jedoch immer eine Differenz zwischen physikalischen und geplanten kommerziellen Flüssen geben. Daher werden in [39] auch ungeplante Leistungsflüsse eingeführt. Sie werden für jede Grenze zweier Netzbetreiber oder Gebotszonen als Differenz zwischen den physikalischen Flüssen und dem ANE-Plan definiert. Ungeplante Leistungsflüsse können in interne Flüsse, Loopflows und allgemeiner definiert „ungeplante allokierte Flüsse“ unterteilt werden, die die Differenz zwischen ANE und allokierten Flüssen darstellen. Als allokierte Flüsse wird die Summe der Importe, Exporte und Transite an einer Grenze bezeichnet.

Die erwarteten Flüsse sind Flüsse, die sich durch das Mapping des Marktergebnis auf

das Netz ergeben. Durch den neuen flussbasierten Ansatz sollten nun auch Loopflows und Transite in die Kategorie der geplanten Flüsse hinzugenommen werden.

Wie bereits erwähnt, wird es aufgrund unvorhersehbarer Änderungen der Netztopologie oder sich ändernder Lastsituationen immer eine Differenz zwischen den geplanten Flüssen, den kommerziell geplanten Flüssen und den tatsächlichen physikalischen Flüssen geben. Die Differenz zwischen dem physikalischen Fluss und dem geplanten Fluss wird als ungeplanter Leistungsfluss bezeichnet.

Die Definitionen sind in [41] wie folgt zusammengefasst:

- *„Geplante Leistungsflüsse des Fahrplans sind administrativ berechnete Leistungsflüsse, die sich aus der Kapazitätszuweisung ergeben.“*
- *„Ungeplante zugeordnete Leistungsflüsse sind Leistungsflüsse, die an einer bestimmten Grenze auftreten, aber an einer anderen Grenze geplant sind. Sie stellen somit die Differenz zwischen den tatsächlichen Leistungsflüssen aus der Kapazitätszuweisung und den geplanten Leistungsflüssen dar. Ungeplante zugeordnete Leistungsflüsse sind meist auf eine unzureichende Koordinierung und ineffiziente Kapazitätsberechnung und -zuweisung zurückzuführen, können aber auch das Ergebnis einer Fahrplanerstellung sein, die nicht auf den aus der Kapazitätszuweisung resultierenden physischen Flüssen beruht.“*
- *„Loopflows sind Leistungsflüsse, die aus dem internen Austausch innerhalb einer Gebotszone stammen, d. h. Quelle und Senke des Leistungsflusses befinden sich in derselben Gebotszone, aber der Leistungsfluss fließt durch benachbarte Gebotszonen. Loopflows sind daher Leistungsflüsse, die in einer bestimmten Gebotszone beginnen und eine oder mehrere benachbarte Gebotszonen durchqueren, bevor sie in die ursprüngliche Gebotszone zurückkehren.“*
- *„Ungeplante (nicht zugeordnete) Leistungsflüsse sind die Differenz zwischen den physischen Stromflüssen und den Fahrplänen. Ungeplante Leistungsflüsse sind die Summe aus ungeplanten zugeordneten Leistungsflüssen und Loopflows. ÜNB, die von ungeplanten Leistungsflüssen betroffen sind, werden nicht direkt benachrichtigt, um diese physischen Stromflüsse zu eliminieren. Dies bedeutet unter anderem eine weitere Herausforderung in Sachen Systemstabilität.“*

2.2 Veränderung von Leistungsflüssen durch HGÜ und PST

Während zur Zeit der Definition von [39] der Fokus noch nicht auf leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln lag, ist innerhalb der letzten fünf Jahre ein starker Anstieg hinsichtlich der Nutzung dieser Betriebsmittel zu verzeichnen, der sich auch in Zukunft so fortsetzen wird [18]. Die Nutzung von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln ist eine enorme Unterstützung für Netzbetreiber im Rahmen der Wahrung der Systemstabilität. Häufig ist der Zubau von Leitungssystemen im Netz aufgrund von regulatorischen Bedingungen äußerst zeitintensiv, sodass eine Verbesserung der Steuerbarkeit des Leistungsflusses durch HGÜ und PST von großem Vorteil ist. Sowohl in Deutschland als auch im europäischen Verbundnetz werden immer mehr HGÜ-Systeme und PST eingesetzt [18]. PST agieren dabei nicht als Quelle oder Senke elektrischer Leistung, sie verschieben Stromflüsse im Netz. HGÜ nutzen parallel zum Wechselstromsystem errichtete Gleichstromtrassen zur Energieübertragung. Die Modellierung der Betriebsmittel ist in Abschnitt 2.4 erläutert.

2.2.1 HGÜ-Flüsse

Wie in [42] beschrieben, ist es sehr wichtig, neben den Flusstypen, die auf dem Prinzip eines Generators und einer Last beruhen (vgl. 2.1), auch die Einflüsse der HGÜ-Trassen zu detektieren. An dieser Stelle wird eine neue Flussdefinition ergänzt, um die von HGÜ erzeugten Flüsse ermitteln zu können, da u.a. in [43] erkennbar ist, dass diese Flüsse sich bisher nicht analytisch berechnen ließen. Die Methodik, wie diese Flüsse berechnet werden, wird in den Abschnitten 3.1.3, 3.2.3 und 3.3.3 erläutert und ist zudem in [42] und [44] nachzuvollziehen.

Das Verhalten von HGÜ-Systemen kann auf drei verschiedene Weisen nachgebildet werden.

Modellierung als Impedanz Zur Darstellung einer HGÜ-Strecke in der AC-Leistungsflussberechnung werden am Start- und Endknoten der Strecke „virtuelle Impedanzen“ ins AC-Netzmodell integriert. Dafür müssen diese Impedanzen so errechnet werden, dass sie den Einfluss des HGÜ-Systems vollständig nachbilden, sodass an dieser Stelle auch negative Impedanz möglich sind. Innerhalb der Bestimmung dieser Impedanzen müssen alle Effekte des HGÜ-Systems in diese integriert werden, sodass neben dem eigentlichen Leistungsfluss auch die Verluste berücksichtigt werden. Die Methoden der Leistungsflusszerlegung des gesamten Netzes können unmittelbar durchgeführt werden, da keine weiteren Anpassungen nötig sind. Durch die Modellierung der HGÜ-Strecke als „virtuelle Impedanz“ würden keinerlei HGÜ-Flüsse im Netz sichtbar gemacht werden können, da diese allein aus Kombinationen von Last und Erzeugung errechnet werden.

Modellierung als Maschenstrom Der Einfluss eines HGÜ-Systems kann auch als freier, unabhängiger Parameter in die Netzberechnung integriert werden. Hierfür würde je System ein Maschenstrom festgelegt werden, der die Einflüsse des HGÜ-Systems nachbildet. Dieser Maschenstrom verteilt sich im Netz, sodass festgestellt werden kann, über welche Betriebsmittel wie viel des Maschenstromes fließt. Eine gegenseitige Beeinflussung oder die Überlagerung eines HGÜ-Maschenstromes über ein zweites HGÜ-System ist damit nicht möglich.

Modellierung als Last und Generator Eine weitere Möglichkeit ist das Integrieren einer Last und eines Generators am Beginn und Ende des HGÜ-Systems. Beide Leistungen können entsprechend des HGÜ-Arbeitspunktes unter der Berücksichtigung der auf dem System entstehenden Verluste festgelegt werden. Im Netzmodell erhalten beide Knoten eine eigene, identische Zonenzuweisung, sodass ermittelt werden kann, welche Leistungsflüsse einerseits über die HGÜ übertragen werden, in dem überprüft wird, aus welchen Generatoren die Last des HGÜ-System gespeist wird und welche Lasten des Netzes der HGÜ-Generator versorgt, andererseits kann so direkt in den Methoden der Berechnung partieller Leistungsflüsse errechnet werden, welche Einflüsse die HGÜ auf andere Leitungen aber auch andere HGÜ-Systeme hat.

Da die Methode der Modellierung aller HGÜ-Systeme sowohl alle Effekte des Netzes auf die HGÜ, als auch die Effekte der HGÜ auf das Netz abbildet, wird diese Methode im Weiteren genutzt.

Eine gesonderte Modellierung der HGÜ als Betriebsmittel in der Netzberechnung wird demnach nicht vorgenommen, da HGÜ-Systeme als Erzeugung und Verbrauch an den zwei sie begrenzenden Knoten nachgebildet werden. Hier ist nur ein Flag nötig, mit dem die restlichen Netzknoten von denen mit HGÜ-Anschluss unterschieden werden können. Somit kann die Definition der Leistungsflusstypen um HGÜ-Flüsse erweitert werden. Dabei wird auch je nach Auftreten des Flusses in Kombination mit der Lokalisierung von Anfang und Ende der HGÜ von internen Flüssen, externen Flüssen, Kreisflüssen (Loopflows) und Transitflüssen gesprochen. Die gesonderte Neudefinition der HGÜ-Flüsse ist in Abschnitt 3.4 zu finden, nachdem je nach Einsatzort der HGÜ die Flüsse mathematisch klassifiziert worden sind. Die allgemeine Klassifizierung ist in Abbildung 2.7 dargestellt.

2.2.2 PST-Flüsse

Ein weiterer und zunehmend an Bedeutung gewinnender Anteil der Leistungsflusstypen ist der Einfluss von Phasenschiebertransformatoren bzw. regelbaren Transformatoren.

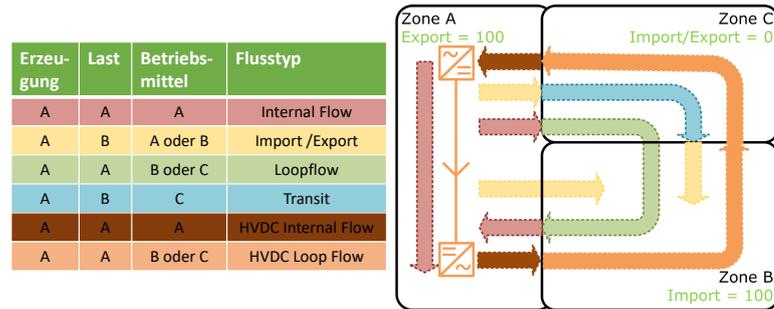


Abbildung 2.7: ENTSO-E-Flussdefinitionen korrigiert und um HGÜ-Flüsse erweitert. [42]

Auch allein längsregelnde Transformatoren können je nach Anwendungsszenario für Verschiebungen des Leistungsflusses sorgen. Den höchsten Einfluss auf die Veränderung von Wirkleistungsflüssen haben querregelnde Transformatoren. Hierbei fallen besonders die symmetrischen Querregler (auch PST genannt) aufgrund ihrer hohen Zahl an Einsatzorten im europäischen Verbundnetz ins Gewicht. Durch die Regelung dieser Transformatoren wird eine Zusatzspannung induziert, die einen Stromfluss im restlichen Netz bewirkt. Die Höhe dieser Zusatzspannung ist maßgeblich von der Konstruktion der Wicklungen des Transformators und Auswahl der Stufenstellung abhängig (siehe Abschnitt 2.5.2 für DC-PST-Berechnung), sodass die Netzbetreiber hier effektive Einstellungsmöglichkeiten dazugewinnen.

Bisher werden PST vor allem zur präventiven Engpassbehandlung eingesetzt. Die konventionelle Behebung von Engpässen durch Redispatch oder Einspeisemanagement kann durch den Einsatz von PST reduziert werden, wobei der Einsatz des PST kostenneutral vonstatten geht. Allein die Anschaffung eines PST ist einmalig mit Kosten verbunden, wenn laufende Kosten wie Wartung und Instandhaltung an dieser Stelle vernachlässigt werden. Es ist somit unmittelbar erkennbar, dass eine effiziente Platzierung des PST von elementarer Bedeutung ist, da sich die Anschaffung immer mehr rechnet, sobald der PST an der installierten Position eine Vielzahl von Engpässen heilen und somit kostenintensive konventionelle Maßnahmen vermeiden kann.

Die Regelung des PST wird durch Anpassung des Winkels α in (2.21) vorgenommen, was im Rahmen der Netzmodellierung an späterer Stelle erläutert wird. Dies ist beispielhaft in Abbildung 2.8 dargestellt. Konstruktiv ist jeder PST mit verschiedenen Stufen der Stufenstellung versehen. Jede Stufe n bedeutet dabei eine Spannungsdifferenz von δU , sodass insgesamt je nach Wahl der Stufe n eine Spannungsdifferenz von $\Delta U = n \delta U$ entsteht.

Sind der Standort des PST und der Standort der Leitung bekannt, kann er als interner PST-Fluss klassifiziert werden, wenn beide in derselben Zone liegen. Eine Klassifizierung als PST-Loopflow erfolgt, wenn beide in verschiedenen Zonen liegen.

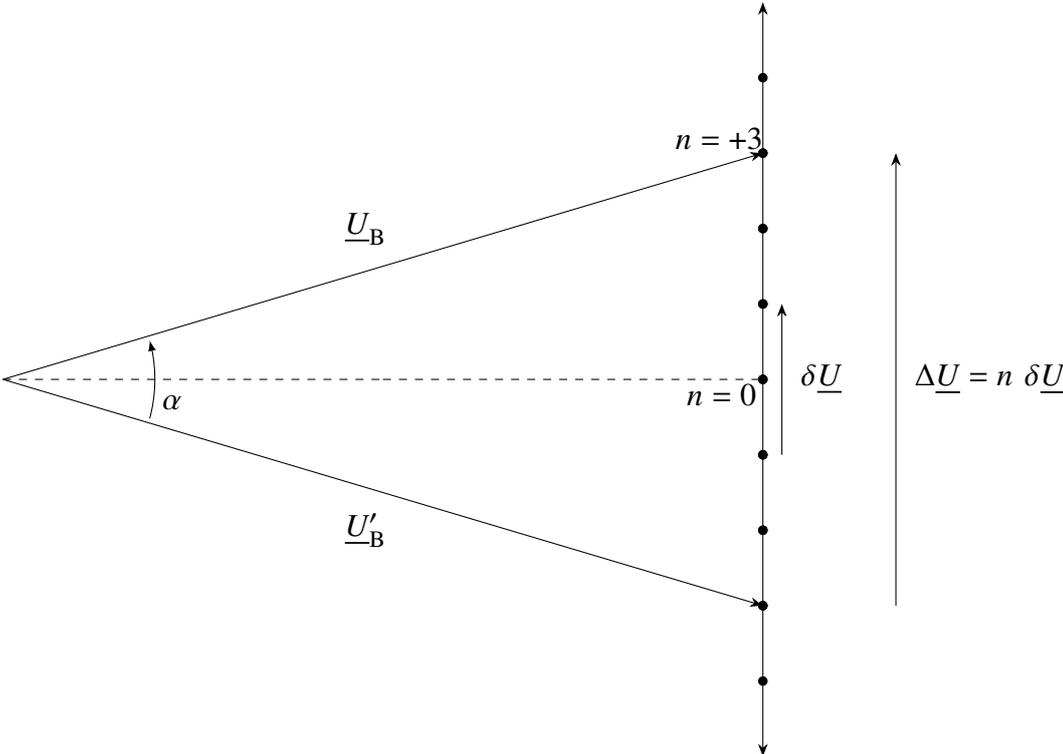


Abbildung 2.8: Zeigerbild der symmetrischen Querregelung von Transformatoren. [45]

2.2.3 Vervollständigung der Flussdefinitionen

Die neu erkannten Flusskomponenten, welche durch HGÜ und PST nun zusätzlich in Stromnetzen auftauchen, müssen zur Definition der Flusstypen nach ENTSO-E (Abbildung 2.1) ergänzt werden. Für HGÜ-Flüsse sind alle in der korrigierten Grundversion enthaltenen Flusstypen berechenbar, während für PST-Flüsse allein Loopflows und interne Flüsse nachweisbar sind. Der Übersichtlichkeit halber wird in Abbildung 2.9 daher auf die Doppelung der gesamten Flussdefinitionsskizze verzichtet und stattdessen nur der Teil der PST-Flüsse ergänzt.

Die Klassifizierung der HGÜ-Flüsse ist an entsprechender Stelle in Abbildung 2.7 getrennt zu finden.

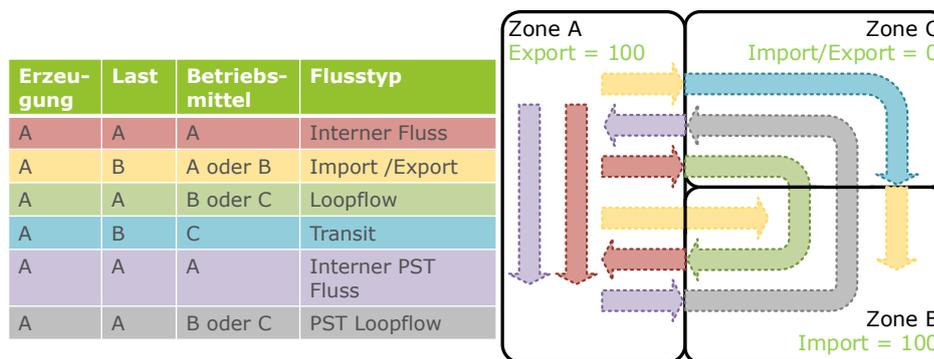


Abbildung 2.9: Erweiterung der korrigierten graphischen Darstellung der ENTSO-E-Flusstypen um PST-Flüsse.

2.3 Methoden der Kostenteilung

Die Methoden der Kostenteilung sind europaweit durch den Zusammenschluss der regulierenden Stellen (ACER) geregelt. ACER agiert dabei dezentral. Im Unterschied zu anderen EU-Institutionen werden Agenturen wie ACER als eigenständige juristische Personen gegründet, um spezifische technische und wissenschaftliche Aufgaben zu erfüllen, die die EU-Institutionen und die Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der Politik und der Entscheidungsfindung unterstützen sollen.

Diese EU-Agenturen unterstützen auch die Zusammenarbeit zwischen der Europäischen Union und den nationalen Regierungen, indem sie technisches und fachliches Knowhow bündeln. Durch die Förderung der Zusammenarbeit zwischen den nationalen Regulierrbehörden stellt ACER sicher, dass die Integration der nationalen Energiemärkte

und die Umsetzung der Rechtsvorschriften in den Mitgliedstaaten im Einklang mit den energiepolitischen Zielen und dem Rechtsrahmen der EU erfolgen. ACER sind dabei die Regulatoren der Übertragungsnetzbetreiber des europäischen Verbundnetzes.

Durch eine Verordnung wurde festgelegt, dass geographische Gebiete (Capacity Calculation Region (CCR)) gebildet werden, in denen eine koordinierte Kapazitätsberechnung durchgeführt wird. Innerhalb einer CCR sind dann die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) der CCR gemeinsam vernetzt, um eine Kapazitätsberechnung durchzuführen. [46]

Ebenso sind alle ÜNB verpflichtet, innerhalb der CCR einen Vorschlag zur Kapazitätsberechnung zu liefern und diesen ACER zur Genehmigung vorzulegen. Eine der wichtigsten CCR und auch geographisch größten Zonen ist dabei CORE. Die beteiligten Länder bzw. Gebotszonen sind in 2.10 dargestellt.



Abbildung 2.10: Mitgliedsgebotszonen in CORE. [47]

Nach Anpassungen älterer Versionen sind in [48] die aktuellen Regularien festgehalten, nachdem die einzelnen ÜNB ihre Ideen zu den Entwürfen bekanntgegeben haben.

Eine Kostenteilung ist notwendig, da im Fall einer Belastung eines Betriebsmittels höher als seine zulässige Auslastung, die schon beschriebenen Engpassmanagementmaßnahmen ergriffen werden müssen. Diese Maßnahmen verursachen Kosten, wenn sie nicht durch netztechnische Maßnahmen des Netzbetreibers wie Schaltheilungen oder Stufungen von Phasenschiebertransformatoren vermieden werden können.

In [48] ist beschrieben, dass die momentan festgelegte Methode der Kostenteilung beinhaltet, dass zuerst die belastenden Loopflows und dann die belastenden internen Flüsse die Kosten übernehmen sollen, bis die Menge an überschrittenem Leistungsfluss gedeckt ist. Sind nach der Aufteilung auf Loopflows und interne Flüsse nach wie vor

Engpässe auf betrachteten Elementen vorhanden, werden auch Verursacher von Importen, Exporten und Transiten zur Beiteiligung an den Kosten hinzugezogen. Die Anteile am Leistungsfluss, die von gemeinsam geregelten PST erzeugt werden, sollen keinerlei Kostenanteile erhalten.

Es können also zunächst die Flusstypen Import, Export und Transit zu einer Kategorie zusammengefasst werden. Eine weitere Trennung ist die Aufteilung der Loopflows. Hierbei wird durch ACER in Loopflows der einzelnen CORE-Mitglieder und den Loopflows, erzeugt von Netzbetreibern außerhalb von CORE, unterschieden.

CORE nennt dabei zwei Zerlegungsmethoden mithilfe derer die einzelnen Flusskomponenten ermittelt werden sollen. Dabei geht es um das Power-Flow-Colouring (PFC) und die Full-Line-Decomposition (FLD). Beide Methoden basieren auf einem zweistufigen Ansatz zur Bestimmung der partiellen Leistungsflüsse, wobei im ersten Schritt das Netz in Quellen und Senken aufgeteilt wird, die wiederum bestimmte partielle Leistungsflüsse verursachen und im zweiten Schritt diese Leistungen mit Sensitivitätsfaktoren, die die Änderung eines Leistungsflusses, basierend auf der Änderung einer Knotenleistung beinhalten, multipliziert werden. Die genaue Berechnung der partiellen Leistungsflüsse, basierend auf diesen Methoden und einer weiteren Methode, ist im folgenden Kapitel dargestellt.

2.4 Netzmodellierung

Für die Modellierung von Netzen gibt es eine Vielzahl von Möglichkeiten innerhalb der Graphentheorie. Für Stromnetze bieten sich neben den maschenorientierten vor allem knotenorientierte Verfahren an, welche in dieser Arbeit genutzt werden. Zur Modellierung wird in zwei Klassen der Elemente unterschieden. Ein Knoten ist ein Punkt im Netz, an dem sich die Summe von zu- und abfließenden Strömen exakt aufheben. Zusätzlich zu Knoten existieren Kanten, um ein Netz vollständig zu modellieren. Eine Kante verbindet dabei genau zwei Knoten eindeutig gerichtet miteinander. Mit einem Knoten können beliebig viele Kanten begonnen oder abgeschlossen werden. Der Anschlusspunkt einer Kante an einem Knoten wird als Terminal bezeichnet. Die Terminal werden in der Form aufsteigend durchnummeriert, dass der Anfangsterminal eine ungerade und der Endterminal die darauffolgende gerade Zahl als Nummer hat. Aufgrund dieser Definition gibt es genau doppelt so viele Terminal wie Kanten im Netz.

Gibt es zwei Kanten, die die exakt identischen Knoten miteinander verbinden, werden diese auch getrennt voneinander modelliert und nicht vereinheitlicht. Somit kann für ein Netz mit vier Knoten, in dem jeder Knoten mit zwei Leitungen verbunden ist, die in Abbildung 2.11 dargestellte Anordnung von Knoten, Leitungen und Terminal angenommen werden.

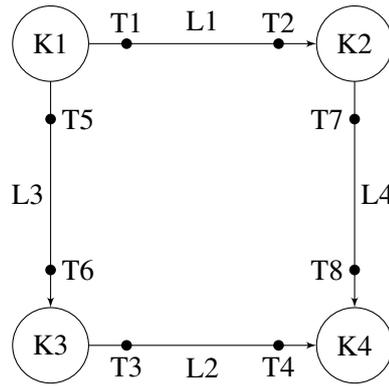


Abbildung 2.11: Beispielhafte Benennung von Knoten, Leitungen und Terminals.

Die mathematische Modellierung dieser Netzstruktur erfolgt dann über Inzidenzmatrizen. Zunächst wird die Verknüpfung von Knoten und Terminal in der Knoten-Terminal-Inzidenzmatrix $\mathbf{K}_{K,T}$ implementiert. Die Matrix besitzt die Dimension $N_K \times N_T$, wobei N_K die Anzahl der Knoten und N_T die Anzahl der Terminal repräsentieren. Für die in Abbildung 2.11 dargestellte Netztopologie entsteht daher die in (2.7) dargestellte Knoten-Terminal-Inzidenzmatrix. In jeder Knoten-Terminal-Inzidenzmatrix enthält jede Spalte genau eine Eins und sonst Nullen. Jede Zeile enthält genau so viele Einsen, wie Kanten am Knoten angeschlossen sind.

$$\mathbf{K}_{K,T} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Darüber hinaus kann ebenso die Flussrichtung der Kanten in Verbindung mit den Knoten gebracht werden, sodass dargestellt werden kann, welche Kanten am Knoten beginnen und welche Kanten am Knoten enden. Beginnt eine Kante an einem Knoten, so erhält sie eine „1“, endet eine Kante an einem Knoten, so erhält sie „-1“.

Um eine einheitliche Indizierung zu gewährleisten, wird an dieser Stelle anstelle einer Knoten-Kanten-Inzidenzmatrix von einer Knoten-Leitung-Inzidenzmatrix gesprochen. Sie ist für das Beispielnetz in (2.8) dargestellt.

$$\mathbf{K}_{K,L} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Um die elektrischen Eigenschaften der Kanten, also vornehmlich Leitungen oder Transformatoren hinzufügen zu können, müssen die Betriebsmittel als Vierpole modelliert werden. Da von symmetrisch aufgebauten Betriebsmitteln ausgegangen werden kann, muss allein das Mitsystem betrachtet werden.

2.4.1 Elektrische Leitung

Für die in dieser Arbeit angefertigten Analysen genügt die Darstellung der elektrischen Leitung mit konzentrierten Parametern. Die elektrischen Eigenschaften der Leitung als Vierpol können durch das in Abbildung 2.12 abgebildete π -Ersatzschaltbild dargestellt werden.

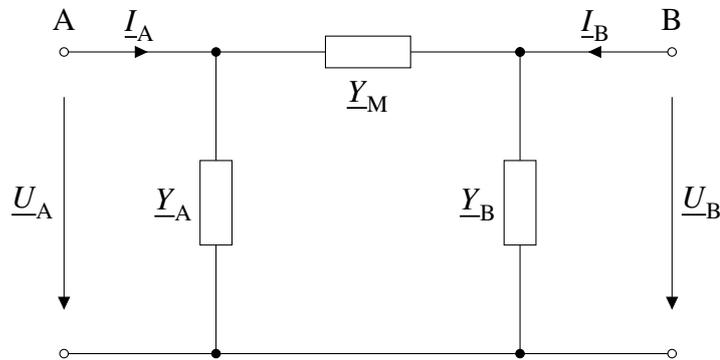


Abbildung 2.12: Ersatzschaltbild Elektrische Leitung. [36]

Somit lassen sich die elektrischen Zusammenhänge durch die Anwendung der Kirchhoffschen Regeln, wie in Formel (2.9) gezeigt, modellieren.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{AA} & \underline{Y}_{AB} \\ \underline{Y}_{BA} & \underline{Y}_{BB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Die Umrechnung der real messbaren Parameter wie Widerstand oder Kapazität in die einzusetzenden Größen sind in (2.10) und (2.11) erläutert.

$$\underline{Y}_M = \frac{1}{R + jX} \quad (2.10)$$

$$\underline{Y}_A = \underline{Y}_B = \frac{1}{2} (G + j\omega C) \quad (2.11)$$

Da die Parameter der Leitungen meist in bezogenen Größen in Datenblättern angegeben sind, ist eine Umrechnung (siehe (2.12) bis (2.15)) in die konzentrierten Parameter mithilfe der Länge der Leitung ebenso möglich.

$$R = R' \cdot l \quad (2.12)$$

$$X = X' \cdot l \quad (2.13)$$

$$C = C' \cdot l \quad (2.14)$$

$$G = G' \cdot l \quad (2.15)$$

Somit kann die Terminaladmittanzmatrix basierend auf der allgemeinen Form aus (2.9) für eine elektrische Leitung auf Basis des π -Ersatzschaltbildes gemäß (2.16) aufgestellt werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{AA} & \underline{Y}_{AB} \\ \underline{Y}_{BA} & \underline{Y}_{BB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_A + \underline{Y}_M & -\underline{Y}_M \\ -\underline{Y}_M & \underline{Y}_B + \underline{Y}_M \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

2.4.2 Zweiwicklungstransformator

Zweiwicklungstransformatoren werden als T-Ersatzschaltbild modelliert (siehe Abbildung 2.13). Erneut werden zur einheitlichen Modellierung die identischen Annahmen wie in [36] genutzt. Dabei wird angenommen, dass das Klemmenpaar B die regulierte Windung darstellt. Alle Elemente des Klemmenpaares B (Unterseite) sind dabei auf die Bemessungsspannung des Klemmenpaares A (Oberseite) bezogen. Sowohl die Stufenstellung als auch die Transformation der Elemente zwischen Ober- und Unterseite werden durch den als verlustlos angenommenen idealen Übertrager und sein Übersetzungsverhältnis τ erzielt.

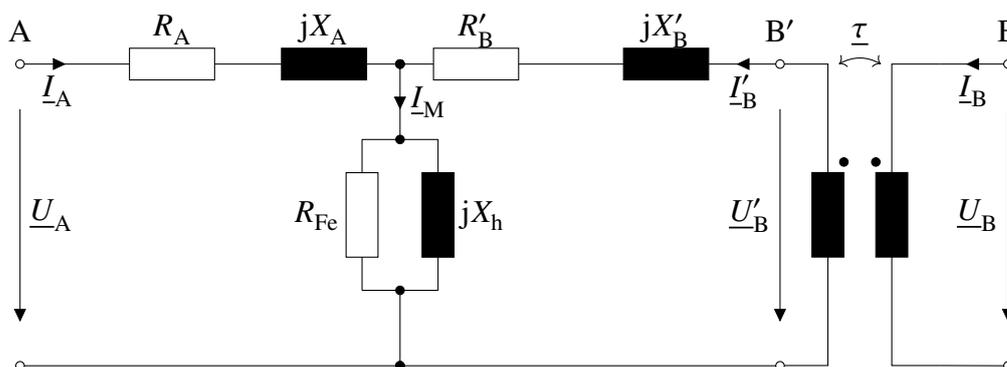


Abbildung 2.13: Ersatzschaltbild Zweiwicklungstransformator.

Um eine übersichtlichere Darstellung zu erhalten, werden einige Elemente aus dem Ersatzschaltbild (Abbildung 2.13), wie in (2.17) bis (2.19) gezeigt, zusammengefasst.

Die Elemente aus dem Ersatzschaltbild des Transformators werden durch einen Kurzschluss- und einen Leerlaufversuch ermittelt.

$$\underline{Y}_A = \frac{1}{R_A + jX_A} \quad (2.17)$$

$$\underline{Y}'_B = \frac{1}{R'_B + jX'_B} \quad (2.18)$$

$$\underline{Y}_M = \frac{1}{R_{Fe}} + \frac{1}{jX_h} \quad (2.19)$$

Der Vierpol wird genau, wie allgemein in (2.9) für Leitungen erläutert, auch für Zweiwicklungstransformatoren in Matrixform ausgedrückt. Durch Anwendung der kirchhoffschen Regeln entsteht die in (2.20) gezeigte Betriebsmitteladmittanzmatrix.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \end{bmatrix} = \frac{1}{\underline{Y}_A + \underline{Y}'_B + \underline{Y}_M} \begin{bmatrix} \underline{Y}_A (\underline{Y}'_B + \underline{Y}_M) & -\underline{\tau} \underline{Y}_A \underline{Y}'_B \\ -\underline{\tau}^* \underline{Y}_A \underline{Y}'_B & |\underline{\tau}|^2 \underline{Y}'_B (\underline{Y}_A + \underline{Y}_M) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Das Übersetzungsverhältnis $\underline{\tau}$ beinhaltet dabei sowohl die Eigenschaften des installierten Transformators hinsichtlich baulicher Komponenten wie Wicklungen und Bemessungsspannungen als auch die Betrags- (ρ) und Phasenregelung (α) des Transformators.

$$\underline{\tau} = \frac{U_{r,T,A}}{U_{r,T,B}} \rho \exp\left(j\frac{\pi}{6}k + \alpha\right) \quad (2.21)$$

2.4.3 Multipoltheorie

Um die ermittelten Betriebsmitteladmittanzmatrizen der einzelnen Betriebsmittel zu verknüpfen, werden sie blockdiagonal angeordnet. Hierbei müssen nicht nur Vierpole angeordnet werden, da beispielsweise auch Lasten über eine äquivalente Admittanz als Zweipol hinzugefügt werden können. In (2.22) ist die für das Beispielnetz gebildete vollständige Terminaladmittanzmatrix des Netzes dargestellt.

$$\underline{Y}_T = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{T,L1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \underline{Y}_{T,L2} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \underline{Y}_{T,L3} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \underline{Y}_{T,L4} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Analog dazu kann auch die quergliederfreie Terminaladmittanzmatrix $\underline{Y}_{T,S}$ berechnet werden. Dafür muss in den vorherigen Schritten der Bildung der Betriebsmitteladmittanzmatrizen lediglich auf sämtliche Querglieder verzichtet werden. Nachdem die

Terminaladmittanzmatrizen berechnet wurden, müssen nun die einzelnen Betriebsmittel unter Zuhilfenahme der Knoten-Terminal-Inzidenzmatrix zu einem Netz zusammengefügt werden. Die Netztopologie wird final durch die Knotenadmittanzmatrix, die in (2.23) mit und (2.24) ohne Querglieder berechnet wird, beschrieben.

$$\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{K},\mathbf{K}} = -\mathbf{K}_{\mathbf{K},\mathbf{T}} \underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{T}} \mathbf{K}_{\mathbf{K},\mathbf{T}}^{\mathbf{T}} \quad (2.23)$$

$$\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{K},\mathbf{K},\mathbf{S}} = -\mathbf{K}_{\mathbf{K},\mathbf{T}} \underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{T},\mathbf{S}} \mathbf{K}_{\mathbf{K},\mathbf{T}}^{\mathbf{T}} \quad (2.24)$$

2.5 Netzberechnung

Die Leistungsflussberechnung errechnet mithilfe von Eingangsgrößen wie Netztopologie und Knotenleistungen die Zustandsgrößen und ist somit eine Art der Netzzustandsidentifikation. Die Berechnung ist ausführlich in [36] dargestellt und soll hier nur in ihren Grundzügen erläutert werden.

2.5.1 AC-Leistungsflussberechnung

Zur Leistungsflussberechnung von Stromnetzen wird zumeist der Newton-Raphson-Ansatz gewählt. Als Zustandsvektor werden die Knotenspannungen gewählt, da die Multipoltheorie mitsamt der Darstellung aller Betriebsmittel als Admittanzen ein knotenorientiertes Verfahren ist. Da sämtliche Knotenspannungen komplexe Größen sind, die in Real- und Imaginärteil oder Betrag und Phase unterteilt werden, erhält der Zustandsvektor $2N_K$ Elemente (siehe (2.25)).

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \delta_K \\ \mathbf{u}_K \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Die Knotenspannungen des Netzes errechnen sich dabei wie in (2.26) gezeigt.

$$\underline{U}_K = U_K \cdot \exp(j\delta_K) \quad (2.26)$$

Für die Leistungsflussberechnung müssen demnach auch die Eingangsgrößen in eine gleiche Anzahl von Gleichungen überführt werden, weshalb auch die gegebenen Knotenleistungen \underline{s}_K in Wirk- und Blindleistung geteilt werden müssen. Durch iterative Veränderung des Zustandsvektors \mathbf{x} werden immer neue Knotenleistungen berechnet, die mit den eingangs gegebenen Werten verglichen werden, bis die Nullstellensuche nach Newton-Raphson dazu geführt hat, dass berechnete und gegebene Leistungen gleich sind. Da eine exakte Gleichheit numerisch nicht notwendig ist, wird eine Toleranz ϵ definiert, bei deren Unterschreitung die Iteration abgebrochen wird. In dieser Arbeit wird $\epsilon = 1 \cdot 10^{-6}$ genutzt, was neben einer sehr hohen Genauigkeit nach wie vor zu konvergierenden Leistungsflussberechnungen führt.

$$\mathbf{0} = \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{K,\text{ber.}} \\ \mathbf{q}_{K,\text{ber.}} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{K,\text{geg.}} \\ \mathbf{q}_{K,\text{geg.}} \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Die Berechnung von Knotenleistungen aus den Zustandsgrößen ist in (2.28) und (2.29) dargestellt.

$$p_{K,ber.} = 3 \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_K \underline{Y}_{K,K}^* \underline{u}_K^* \right\} \quad (2.28)$$

$$q_{K,ber.} = 3 \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_K \underline{Y}_{K,K}^* \underline{u}_K^* \right\} \quad (2.29)$$

Mit der Definition der Leistungsdifferenzen Δs_K , basierend auf (2.27), können die Abweichungen zwischen den vorher definierten Knotenleistungen und denen im Iterationsschritt $\nu - 1$ berechneten Leistungen angegeben werden (siehe (2.30)).

$$\Delta s_{K,\nu-1} = \begin{bmatrix} p_{K,ber.,\nu-1} \\ q_{K,ber.,\nu-1} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} p_{K,geg.,\nu-1} \\ q_{K,geg.,\nu-1} \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Um diese quadratischen Gleichungen zu lösen, werden sie zunächst linearisiert, da eine Lösung für n -dimensionale quadratische Gleichungssysteme nicht direkt möglich ist. Dabei wird die Taylorentwicklung genutzt und nach dem ersten Glied abgebrochen. Dies in (2.27) eingesetzt, führt zur folgenden Gleichung, die die Leistungsgrößen und die nach den Zustandsgrößen abgeleiteten Leistungsgrößen beinhaltet.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{K,ber.}(x_{\nu-1}) \\ q_{K,ber.}(x_{\nu-1}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial p_{K,ber.}(x_{\nu-1})}{\partial \mathbf{x}_{\nu-1}^T} \\ \frac{\partial q_{K,ber.}(x_{\nu-1})}{\partial \mathbf{x}_{\nu-1}^T} \end{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_\nu - \begin{bmatrix} p_{K,geg.}(x_{\nu-1}) \\ q_{K,geg.}(x_{\nu-1}) \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Die auf Basis von Gleichung (2.31) berechneten Änderungen der Zustandsgrößen für den folgenden Iterationsschritt ν lassen sich dann kompakter unter Zuhilfenahme der Jacobimatrix \mathbf{J} schreiben.

$$\mathbf{J}_{\nu-1} \Delta \mathbf{x}_\nu = -\Delta s_{\nu-1} \quad (2.32)$$

Dabei lässt sich die Jacobimatrix in vier Submatrizen unterteilen. Je nach Wahl des Koordinatensystems beinhalten diese vier Submatrizen dann die Ableitungen von Knotenwirk- und Blindleistung nach Knotenspannungswinkel und -betrag bzw. Real- und Imaginärteil der Knotenspannungen. In dieser Arbeit werden Polarkoordinaten gewählt, sodass die Jacobimatrix wie in (2.33) beschrieben aufgebaut ist.

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial p_K}{\partial \delta_K^T} & \frac{\partial p_K}{\partial u_K^T} \\ \frac{\partial q_K}{\partial \delta_K^T} & \frac{\partial q_K}{\partial u_K^T} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Um Gleichung (2.32) nach dem Vektor der Zustandsgrößen $\Delta \mathbf{x}_\nu$ umzustellen, ist es nötig, die Jacobimatrix zu invertieren. Da diese jedoch singular ist ([36]), ist sie nicht

invertierbar. Somit ist es an dieser Stelle nötig, einen Slackknoten als Bezugsknoten im Netz zu definieren. Für diesen Knoten werden dann die beiden Zustandsgrößen Knotenspannungswinkel und -betrag festgesetzt. Es gibt in dieser Betrachtung der Netzberechnung nur genau einen Slackknoten im Netz. Der einzelne Slack bilanziert das Netz nach Wirk- und Blindleistung aus, sodass am Ende bspw. alle Verbraucher und auch die Leitungsverluste in jedem Fall gedeckt sind.

In [49] wird die Berechnung mit einem verteilten Slack durchgeführt. Bei dieser Berechnungsmethode werden mehrere Generatoren mit der Eigenschaft versehen, als Slack zu wirken, sodass all diese gewählten Generatoren zu bestimmten Teilen die Aufgabe eines einzelnen Slacks übernehmen.

In dieser Arbeit wird die Berechnung mit einem einzelnen Slack genutzt.

Da es neben dem Slackknoten und den PQ-Knoten, an denen Wirk- und Blindleistung konstant sind, ebenso PU-Knoten gibt, müssen diese ebenso in die Leistungsflussberechnung integriert werden. Dies geschieht, entweder durch Vorgabe der PU-Knoten im Datensatz oder einer manuellen Zuweisung. Ein Knoten ist dann ein PU-Knoten, wenn daran ein spannungsregelndes Kraftwerk angeschlossen ist. An diesen Knoten wird nach jeder Iteration der Spannungsbetrag auf den Sollwert korrigiert, sodass dieser über alle Iterationen hinweg konstant bleibt.

Für das beschriebene Lösungsverfahren der Leistungsflussrechnung sind Startwerte nötig. Als Startwerte der Spannungen kann beispielsweise von einem Flat Start ausgegangen werden. Dabei wird für alle Knotenspannungsbeträge die Knotennennspannung und für die Winkel 0° angenommen. Dieses Verfahren ist für ein Netz mit Transformatoren, deren Phasenwinkel gestuft sind, nicht zu empfehlen, da ebenso bessere Startwerte für die Winkel der Knotenspannungen als Startwerte die Konvergenz der Leistungsflussrechnung verbessern. Somit werden in dieser Arbeit die Startwerte der Zustandsgrößen durch einmaliges Lösen der Stromgleichung (2.34) ermittelt, wobei alle Knotenströme außer dem Slackstrom zu Null gesetzt werden. Die dadurch ermittelten Knotenspannungen des somit leerlaufenden Netzes dienen wiederum als Startwerte für die Leistungsflussberechnung. Die Berechnung wird mit dem quergliederfreien Netz durchgeführt.

$$\underline{i}_K = \underline{Y}_{K,K,S} \underline{u}_K \quad (2.34)$$

Dafür werden in (2.35) die um Querglieder reduzierte Knotenadmittanzmatrix sowie die Vektoren der Knotenspannungen und -ströme in Segmente des Slackknotens (s) und der restlichen Knoten (r) unterteilt. Zur besseren Lesbarkeit wird in (2.35) auf die Indizierung K,K,S verzichtet.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_s \\ \underline{i}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{s,s} & \underline{Y}_{s,r} \\ \underline{Y}_{r,s} & \underline{Y}_{r,r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_s \\ \underline{u}_r \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Gleichung (2.35) muss nach dem Vektor der Knotenspannungen \underline{u}_r umgestellt werden. Daraus resultiert der in (2.36) dargestellte Zusammenhang und somit geeignete Startwerte für die Leistungsflussberechnung von einem Netz mit phasenregelnden Transformatoren.

$$\underline{u}_r = \underline{Y}_{K,K,S,r,r}^{-1} \left(\underline{i}_r - \underline{Y}_{K,K,S,r,s} \underline{U}_s \right) = \underline{Y}_{K,K,S,r,r}^{-1} \left(\underline{0} - \underline{Y}_{K,K,S,r,s} \underline{U}_s \right) \quad (2.36)$$

Existieren parallel zu den Transformatoren parallele Zweige, würden die Spannungen erneut zu ungenau abgeschätzt werden. In diesem Fall würden die Knotenleistungen durch Admittanzen nachgebildet werden.

Somit lässt sich das Verfahren zu Leistungsflussberechnung, welches bis hierhin vorgestellt wurde, im folgenden Blockschaltbild (Abbildung 2.14) anschaulich darstellen.

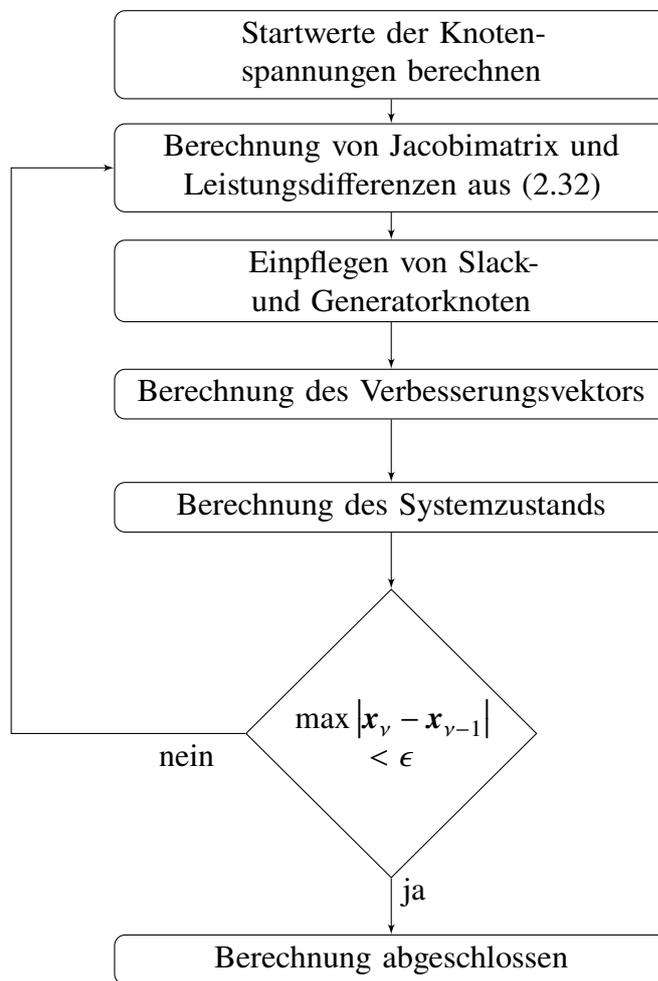


Abbildung 2.14: Ablaufplan Leistungsflussberechnung. [36]

2.5.2 DC-Leistungsflussberechnung

Für einige Prozesse genügt es, anstatt der AC-Leistungsflussberechnung eine DC-Leistungsflussberechnung durchzuführen. Das Verfahren ist einerseits schneller und benötigt somit auch weniger Ressourcen, andererseits müssen einige Vereinfachungen in Kauf genommen werden. Folgende Annahmen müssen getroffen werden, um die AC-Leistungsflussberechnung vereinfachen zu können.

- Das Spannungsprofil ist „flach“, was bedeutet, dass an allen Knoten die Spannungsbeträge der Nennspannung entsprechen.
- Die Winkeldifferenzen der Knotenspannungen zweier benachbarter Knoten sind sehr klein.
- Das $\frac{R}{X}$ -Verhältnis ist sehr klein, wodurch das Netz als rein induktiv betrachtet werden kann.
- Es wird keine Blindleistung betrachtet.

Für kleine Winkel kann der Sinus des Winkels mit einer ausreichenden Genauigkeit allein durch den Winkel berücksichtigt werden. Gehen in der AC-Leistungsflussberechnung noch die Werte der Sinusfunktion der Winkeldifferenzen ebenso mit ein, bleibt in der DC-Betrachtung nur der Admittanzwinkel übrig, der aufgrund des rein induktiven Netzes mit $\alpha_{i,j} = \frac{\pi}{2}$ angenommen wird. Werden (2.28) und (2.29) weiter aufgeschlüsselt, so entstehen Sinus- und Cosinusterme, die sich somit vereinfachen lassen.

$$\cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{i,j}) = \cos(\delta_i - \delta_j - \frac{\pi}{2}) = -\sin(\delta_i - \delta_j) = \delta_i - \delta_j \quad (2.37)$$

$$\sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{i,j}) = \sin(-\alpha_{i,j}) = \sin(-\frac{\pi}{2}) = -1 \quad (2.38)$$

Somit wird (2.33) zu

$$\mathbf{J}_K = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_K & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

$$= \begin{bmatrix} 3\underline{\mathbf{U}}_K \operatorname{imag}(\underline{\mathbf{Y}}_{K,K,S}) \underline{\mathbf{U}}_K & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

Für eine AC-Leistungsflussberechnung würde an dieser Stelle die Jacobimatrix aufgestellt werden. Diese ist in der DC-Leistungsflussberechnung nicht nötig, da keine Iterationen durchlaufen werden müssen und das Ergebnis direkt nach Matrixoperationen feststeht. Würde diese Jacobimatrix trotzdem aufgestellt werden, ist an dieser Stelle zu sehen, dass es sich hierbei um eine entkoppelte Berechnung handelt, da ihre Nebendiagonalelemente null

geworden sind. Da der Zustandsvektor in der unteren Hälfte die Knotenspannungsbeträge enthält, diese sich aber aufgrund der Annahme konstanter Spannungen gleich der Netzennspannungen nicht ändern, werden die Werte der Blindleistungsänderung zu Null, sodass keine Blindleistung betrachtet wird. Ebenso wird \mathbf{H} konstant. [36]

Die Spannungswinkel ergeben sich dann direkt durch

$$\mathbf{p}_K = \mathbf{H}_K \delta_K \quad (2.41)$$

$$\mathbf{p}_T = \mathbf{H}_T \delta_T \quad (2.42)$$

Auch an dieser Stelle muss zur Invertierung von \mathbf{H}_K ein Slack festgelegt werden. PU-Knoten sind in der DC-Leistungsflussberechnung nicht zielführend, da alle Knoten gemäß der Annahmen ohnehin eine konstante Spannung behalten [36]. Die Berechnung von \mathbf{H} ist in (2.43) für Knoten bzw. (2.44) für Terminal dargestellt. \mathbf{B}_T beinhaltet dabei alle Leitungsreaktanzen und wird auf Basis der um Querglieder befreiten Terminaladmittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}_{T,S}$ berechnet.

$$\mathbf{H}_K = 3\mathbf{U}_K \mathbf{B}_K \mathbf{U}_K \quad (2.43)$$

$$\mathbf{H}_T = 3\mathbf{U}_T \mathbf{B}_T \mathbf{U}_T \quad (2.44)$$

Da $\mathbf{H}_{K,\text{red}}$ durch Entfernen der Zeile und Spalte an der Position des Slacks invertierbar gemacht wird, sind die berechneten Sensitivitäten auf den Slackknoten gerichtet bzw. bezogen. Das bedeutet, dass jeder Knoten eine hohe Sensitivität auf Leitungen hat, die zwischen dem betrachteten Knoten und dem Slack liegen, andersherum aber eine niedrige Sensitivität auf Leitungen hat, die in anderen Richtungen liegen. Um die Spannungswinkel δ_K bzw. δ_T zu berechnen, können (2.41) bzw. (2.42), wie in (2.45) und gezeigt, umgestellt werden.

$$\delta_K = \mathbf{H}_{K,\text{red}}^{-1} \mathbf{p}_K \quad (2.45)$$

$$\delta_T = \mathbf{K}_{K,T}^T \delta_K \quad (2.46)$$

Wird nun (2.46) in (2.42) eingesetzt, können Knoten- und Terminalleistungen miteinander verrechnet werden. Dadurch entstehen die Power-Transfer-Distribution-Factors (PTDF), die in der DC-Leistungsflussrechnung angeben, wie stark sich ein Leistungsfluss auf einer Leitung in Abhängigkeit der Änderung einer Knotenleistung verändert.

$$\mathbf{p}_T = \mathbf{H}_T \mathbf{K}_{K,T}^T \mathbf{H}_{K,\text{red}}^{-1} \mathbf{p}_K \quad (2.47)$$

$$\mathbf{p}_L = \mathbf{K}_{L,T} \mathbf{p}_T = \mathbf{K}_{L,T} \mathbf{H}_T \mathbf{K}_{K,T}^T \mathbf{H}_{K,\text{red}}^{-1} \mathbf{p}_K \quad (2.48)$$

$$\mathbf{p}_L = \mathbf{PTDF} \mathbf{p}_K \quad (2.49)$$

PST-Berechnungen im DC-Leistungsfluss Da PST aufgrund ihrer Regelung vor allem einen weiteren Phasenwinkel einprägen, verändert sich (2.48) zur Berechnung des Leistungsflusses einer Leitung hervorgerufen durch den PST exemplarisch zu (2.50).

$$P_{i \rightarrow j} = 3 \frac{U_i U_j (\delta_i - \delta_j - \alpha_{\text{PST}})}{X_L} \quad (2.50)$$

In Matrixnotation ergibt sich allgemein die Darstellung für den Leistungsfluss des vollständigen Netzes mit PST nach (2.51).

$$\mathbf{p}_L = 3 \mathbf{U}_L \left(\mathbf{B}_L \mathbf{K}_{K,L}^T \boldsymbol{\delta}_K - \mathbf{B}_L \alpha_{\text{PST}} \right) \mathbf{U}_{\text{Ltg.}} \quad (2.51)$$

Mithilfe der Knoten-Leitungs-Inzidenzmatrix kann (2.51) zu (2.52) umgestellt werden.

$$\mathbf{p}_K = -\mathbf{K}_{K,L} \mathbf{p}_{\text{Ltg.}} = 3 \mathbf{U}_{\text{Ltg.}} \mathbf{K}_{K,L} \mathbf{B}_L \alpha_{\text{PST}} \mathbf{U}_{\text{Ltg.}} - \mathbf{H}_K \boldsymbol{\delta}_K \quad (2.52)$$

Um mit DC-PTDF-Größen an dieser Stelle weiter zu rechnen, wird (2.52) nun umgestellt, sodass schlussendlich Phase-Shifter-Distribution-Factor (PSDF) in (2.54) entstehen, die angeben, wie stark der Leistungsfluss über eine Leitung durch die Veränderung eines PST-Winkels verändert wird.

$$\Delta \mathbf{p}_{\text{Ltg.}} = 3 \mathbf{U}_{\text{Ltg.}} \left(\mathbf{B}_d - \mathbf{PTDF} \mathbf{K}_{K,L} \mathbf{B}_L \right) \mathbf{U}_{\text{Ltg.}} \alpha_{\text{PST}} \quad (2.53)$$

$$\Delta \mathbf{p}_{\text{Ltg.}} = \mathbf{PSDF} \alpha_{\text{PST}} \quad (2.54)$$

Je nach Richtung des PST-Flusses kann auch diese Flusskomponente als belastend eingestuft werden, wenn er die gleiche Richtung wie der Gesamtleistungsfluss hat, oder als entlastend, wenn er die entgegengesetzte Richtung hat.

3 Methoden der Leistungsflusszerlegung

In diesem Kapitel sollen zunächst die in dieser Arbeit untersuchten Methoden vorgestellt werden. Es wurden die Methoden *Power Flow Decomposition (PFD)*, *Full Line Decomposition (FLD)* und *Power Flow Colouring (PFC)* ausgewählt, die an dieser Stelle zunächst in ihrer publizierten Form vorgestellt und darüber hinaus um die Berechnung sowohl von PST- als auch von HGÜ-Flüssen erweitert werden.

Zunächst kann allgemein formuliert werden, dass sich jeder partielle Leistungsfluss durch die Kombination aus einer Quelle (Knoten mit negativer Wirkleistung im Verbraucherzählpfeilsystem) und einer Senke (Knoten mit positiver Wirkleistung im Verbraucherzählpfeilsystem) ergibt.

Für die Zerlegung der Leistungsflüsse ist die Identifizierung der PST-Flüsse der erste Schritt. Die Identifizierung mit der PSDF-Matrix ist für die FLD und PFC gleich. Nach der Identifizierung der PST-Einflüsse wird der Winkel aller PST auf Null gesetzt, und die Methoden der Leistungsflusszerlegung können angewendet werden, sodass eine getrennte Berechnung stattfindet.

Eine stark verkürzte Zusammenfassung, in der allein die partiellen Leistungsflüsse ohne PST und HGÜ berechnet werden, ist bereits in [50] veröffentlicht.

3.1 Full Line Decomposition

Die FLD wird zur Ermittlung von partiellen Leistungsflüssen auf der Grundlage der DC-Leistungsflussberechnung verwendet. Sie verwendet die DC-PTDF-Matrix und die Leistungsaustauschmatrix der Full-Line-Decomposition (PEX), um alle Teilleistungsflüsse in einem vermaschten elektrischen Netz zu berechnen. Abhängig von der Gebotszone des Generatorknotens, des Lastknotens und des jeweiligen Betriebsmittels können alle in Abschnitt 2.1 definierten partiellen Leistungsflüsse unterschieden und identifiziert werden. Die Methode wurde von M. Pavesi entwickelt und ist in seiner Masterarbeit [40] erstmals veröffentlicht worden. Später wurde sie in [51] weiter erklärt und in Cigré veröffentlicht.

Die FLD-Methode wird in dieser Arbeit auf ähnliche Weise aufgebaut, wobei an einigen Stellen Änderungen zur Beschleunigung und zum Sparen von Speicherplatz vorgenommen werden, die die hier vorgestellte FLD-Methode von der oben genannten veröffentlichten Methode unterscheiden.

Zur Durchführung des FLD-Algorithmus ist eine DC-Leistungsflussberechnung mit all ihren bereits beschriebenen Annahmen erforderlich. Diese sind im Abschnitt 2.5.2 beschrieben. In diesem Kapitel wird die Berechnung der PEX und die Klassifizierung der partiellen Leistungsflüsse vorgestellt.

3.1.1 Funktionsprinzip

Zu Beginn der Berechnung muss, wie in jeder DC-Leistungsflussberechnung, ein ausgeglichenes Netz vorliegen, sodass die Summe aller Knotenwirkleistungen gleich null sein muss. Um dies zu erreichen, sind verschiedene Ansätze möglich:

- Die Leitungsverluste $p_{V,L}$, die in der DC-Leistungsflussberechnung nicht betrachtet werden, können aus der AC-Leistungsflussrechnung entnommen und halbiert auf die Wirkleistungen der Nachbarknoten p_{K1} und p_{K2} verteilt werden.

$$p_{K1,neu} = p_{K1,alt} + \frac{1}{2}p_{V,L} \quad p_{K2,neu} = p_{K2,alt} + \frac{1}{2}p_{V,L} \quad (3.1)$$

- Durch Nutzung des Generation shift key, (deutsch: Erzeugungsverschiebungsfaktoren) (GSK)-Ansatzes werden die Generatoren entsprechend der Differenz an Last und Erzeugung verschoben. Dabei wird das Verhältnis ihrer Einspeisung im Verhältnis zur gesamten Einspeisung verwendet, sodass von einem proportionalen GSK-Ansatz gesprochen werden kann. Für ein lastdominiertes Netz kann das Verfahren analog genutzt werden. Der Skalierungsfaktor g wird dafür nach dessen

Berechnung mit den bestehenden Wirkleistungen aller Knoten multipliziert.

$$g_{K,gen} = \frac{P_{K,gen}}{\sum p_{VK,gen}} \quad g_{K,load} = \frac{P_{K,load}}{\sum p_{VK,load}} \quad (3.2)$$

Um die Verluste auf Betriebsmitteln in den in dieser Arbeit vorgestellten Methoden zu berücksichtigen, werden beide Ansätze genutzt.

Zunächst werden die Verluste, die in einer gesonderten AC-Leistungsflussberechnung berechnet werden, auf die benachbarten Knoten aufgeteilt. Anschließend wird die verbleibende Differenz von Gesamterzeugung und Gesamtlast durch die Skalierung mit GSK ausgeglichen.

Bei der FLD-Methode muss die im Datensatz definierte Zählpfeilrichtung gleich der Richtung des Leistungsflusses auf dem Betriebsmittel sein, so dass der Leistungsfluss immer positiv ist.

Wird die Richtung des Vektors mit dem Leistungsfluss auf den Leitungen für ein Betriebsmittel geändert, muss auch die PTDF-Matrix sowie die Knoten-Leitung-Inzidenzmatrix $\mathbf{K}_{K,L}$ geändert werden. Im Einzelnen bedeutet dies, dass die jeweiligen Zeilen und Spalten der PTDF-Matrix von $\mathbf{K}_{K,L}$ mit -1 multipliziert werden müssen, falls die Richtung des jeweiligen Betriebsmittels geändert werden muss.

Der nächste Schritt ist die Berechnung der PEX.

In den folgenden Abschnitten werden einige Vektoren und Matrizen vorgestellt, die in diesem Verfahren für ein Netz mit N_L Leitungen und N_K Knoten verwendet werden.

Die Einspeisungen des gesamten Netzes werden in \mathbf{p}_{gen} abgelegt. Dieser Vektor enthält somit an den Knoten im Netz, wo Generatoren installiert sind, deren Erzeugungsleistung und an allen anderen Stellen Nullen. Auf ähnlichem Weg wird der Vektor der Lasten \mathbf{p}_{load} erzeugt. Beide Vektoren besitzen somit die Dimension $N_K \times 1$. Im Vektor \mathbf{p}_L sind sämtliche Wirkleistungsflüsse der Leitungen zu finden, sodass dieser Vektor die Dimension $N_L \times 1$ besitzt.

Die Knoten-Leitung-Inzidenzmatrix wird in zwei Teile gesplittet, wobei der eine Teil $\mathbf{K}_{K,L,d}$ nur die Elemente „1“ und der andere Teil $\mathbf{K}_{K,L,u}$ nur die Elemente „-1“ beinhaltet (Gleichung (3.3)).

$$\mathbf{K}_{K,L} = \mathbf{K}_{K,L,d} + \mathbf{K}_{K,L,u} \quad (3.3)$$

Nun wird die Matrix \mathbf{F} als $N_K \times N_K$ große Matrix mit den in (3.4) gezeigten Wirkleistungen berechnet. Das Element in Zeile i und Spalte j ist gleich dem Leistungsfluss von Knoten

i zu Knoten j .

$$\mathbf{F} = -\mathbf{K}_{K,L,d} \mathbf{P}_L \mathbf{K}_{K,L,u}^T \quad (3.4)$$

Die Summe der Abflüsse je Knoten und der Verbraucher je Knoten lässt sich mithilfe der Einheitsmatrix \mathbf{E} wie folgt zusammenfassen:

$$\mathbf{p} = \mathbf{p}_{\text{load}} + \mathbf{F} \text{diag}(\mathbf{E}_{K,K}) \quad (3.5)$$

Wird nun (3.4) in (3.5) eingesetzt, wird die sogenannte „Downstream-Verteilungsmatrix“ \mathbf{A}_d errechnet.

$$\mathbf{p}_{\text{load}} = \mathbf{p} + \mathbf{K}_{K,L,d} \mathbf{P}_L \mathbf{K}_{K,L,u}^T \text{diag}(\mathbf{E}_{K,K}) \quad (3.6)$$

$$= \left(\mathbf{E}_{K,K} + \mathbf{K}_{K,L,d} \mathbf{P}_L \mathbf{K}_{K,L,u}^T \mathbf{P}^{-1} \right) \mathbf{p} = \mathbf{A}_d \mathbf{p} \quad (3.7)$$

Mit Hilfe der invertierbaren Matrix \mathbf{A}_d ist es nun möglich, die Leistungsflüsse von jedem Generator zu jeder Last zu verfolgen. Ein Element aus der inversen Downstream-Verteilungsmatrix gibt den Anteil der Knotenleistung an einem Knoten (Spalte y) an, der von einem anderen Knoten (Zeile x) geliefert wird. Nun muss das Prinzip der proportionalen Skalierung angewendet werden, um alle Elemente der PEX-Matrix zu berechnen.

$$\mathbf{PEX}_{x,y} = \mathbf{p}_{\text{load}}(y) \frac{\mathbf{p}_{\text{gen}}(x) \mathbf{A}_d^{-1}(x,y)}{\mathbf{p}(x)} \quad (3.8)$$

Es ist auch möglich, die „Upstream-Verteilungsmatrix“ \mathbf{A}_u zu verwenden, deren inverse Form den Anteil des vorgelagerten Leistungsflusses von einem Knoten zu einem anderen Knoten angibt und wie dieser von einem Generator geliefert wird. Sie hat also die transponierte Struktur der Downstream-Verteilungsmatrix.

Im nächsten Schritt können alle Teilleistungsflüsse durch Multiplikation der PEX-Matrix mit der Knoten-zu-Knoten-PTDF-Matrix berechnet werden. Dabei werden alle Zonenkombinationen berücksichtigt und alle Kombinationen von Lastknoten und Erzeugerknoten jeder Zonenkombination summiert. Das Ergebnis ist eine Matrix mit der Größe $N_L \times N_Z \times N_Z$, wobei N_Z die Anzahl der Zonen ist. Die Dreidimensionalität der Matrix dient nur der Ablage von Daten. Es sollen damit keine Rechenoperationen durchgeführt werden. Abhängig von der Zone, in der die betrachteten Betriebsmittel liegen und den Zonen des Last-Erzeuger-Paares bzw. des Last-Erzeuger-Gruppen-Paares kann der resultierende partielle Leistungsfluss auf der Grundlage der in Abschnitt 2.1 vorgestellten Flusstypen ermittelt werden.

3.1.2 Erweiterung um PST-Flüsse

In der FLD-Methode ist keine PST-Berechnung integriert. Die PST-Flüsse werden in der FLD-Methode auf Basis der DC-Leistungsflussberechnung berechnet. Somit kann das in 2.5.2 und 2.2.2 beschriebene Verfahren genutzt werden, um PST-Flüsse zu berechnen und zu klassifizieren. Da der Einsatz von PST lediglich eine Verschiebung des Leistungsflusses ohne dem Hinzufügen von Erzeugung oder Last bedeutet, kann es nur interne Flüsse und Loopflows, die von PST hervorgerufen werden, geben.

3.1.3 Erweiterung um HGÜ-Flüsse

Die Erweiterung der FLD-Methode um HGÜ-Flüsse wurde ebenso am Lehrstuhl in einem gemeinsamen Projekt entwickelt, ist erstmals in [44] veröffentlicht und daraus übernommen.

HGÜ-Systeme werden in der Erweiterung der FLD-Methode als zusätzliche Knoten im AC-Netz modelliert, an denen ausschließlich ein Konverter angeschlossen ist. Bei einer Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Verbindung gibt es einen HGÜ-Lastknoten und einen HGÜ-Generatorknoten.

Mithilfe der Generator-Last-Paare von allen Generatorknoten im AC-Netz zu den HGÜ-Lastknoten und den HGÜ-Generatorknoten zu allen Lastknoten im AC-Netz ist es möglich, die HGÜ-Flüsse zu bestimmen. Dabei muss die Annahme getroffen werden, dass der Anteil jedes Generators über ein HGÜ-System zu allen von dem HGÜ-Generatorknoten versorgten Lasten gleichmäßig proportional aufgeteilt wird. Diese Annahme ist auch Grundlage für die gesamte Leistungsflusszerlegung und wurde in [52] als „proportional sharing principle“ vorgestellt. Abbildung 3.1 zeigt das Prinzip der HGÜ-Flüsse mit den genannten Generator-Last-Paaren.

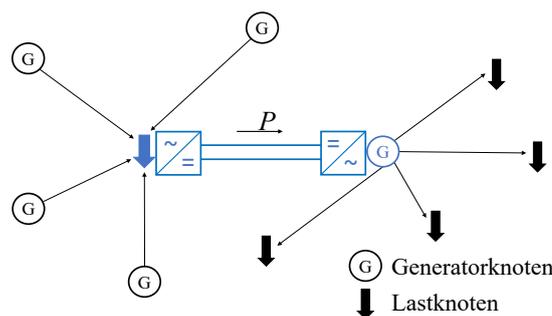


Abbildung 3.1: Prinzipielle Aufteilung der Erzeugung und des Verbrauches in der FLD-HGÜ-Flusserkennung. [44]

Um dieses Prinzip in die FLD-Methode zu implementieren, muss zunächst die Power Exchange Matrix (PEX) gebildet werden (siehe Abschnitt 3.1). Von dieser PEX kann dann die HGÜ-Power-Exchange-Matrix (HPEX) für jedes HGÜ-System abgeleitet werden. Dazu wird die Spalte des HGÜ-Lastknotens, welche beschreibt wie alle Generatorknoten diese HGÜ-Last versorgen, und die Zeile des HGÜ-Generatorknotens, welche beschreibt wie alle Lastknoten von dem HGÜ-Generatorknoten versorgt werden, aus der PEX genutzt. Mithilfe der Zeile des HGÜ-Generatorknotens wird bestimmt, wie die Lasten von dem HGÜ-Generatorknoten versorgt werden. Dazu wird jeder Wert in dieser Zeile durch die Summe der Zeile dividiert, um die Anteile entsprechend der proportionalen Aufteilung zu bekommen. Nun kann die Spalte des HGÜ-Lastknotens mit der Zeile, die die Anteile enthält, multipliziert werden, um die HPEX zu erhalten (siehe (3.9)):

$$HPEX_{x,y} = PEX_{i,x} \frac{PEX_{y,j}}{\sum_{m=1}^{N_K} PEX_{y,m}} \forall i, j \in K \quad (3.9)$$

Dabei sind i alle Generatorknoten im Netz, j alle Lastknoten, x der HGÜ-Lastknoten, y der HGÜ-Generatorknoten und N_K die Knotenanzahl. Die HPEX hat dieselbe Größe wie die PEX und gibt den Fluss von einem Generator zu einer Last an, der über ein HGÜ-System fließt. Im nächsten Schritt müssen die Werte der Spalte und Zeile in der PEX null gesetzt werden, die der verwendeten Spalte der HGÜ-Lastknoten und der Zeile der HGÜ-Generatorknoten entsprechen, da diese in die HPEX überführt wurden. Mit Hilfe der PEX und entsprechender Knoten-zu-Knoten-PTDF-Werte können die bekannten Flusstypen, interner Fluss, Loopflow, Import, Export und Transit, berechnet werden. Mit Hilfe der HPEX können die HGÜ-Flüsse berechnet werden. Allerdings werden zusätzliche Knoten-zu-Knoten-PTDF-Werte benötigt. Es müssen die Knoten-zu-Knoten-PTDF-Werte von einem Generator zum HGÜ-Lastknoten und vom HGÜ-Generatorknoten zum Lastknoten addiert werden. Für die partiellen HGÜ-Flüsse gilt demnach (3.10):

$$PHF_{L,g,d} = \left(PTDF_{L,g} - PTDF_{L,x} + PTDF_{L,y} - PTDF_{L,d} \right) HPEX_{g,d} \quad (3.10)$$

Dabei ist PHF die partielle HGÜ-Fluss-Matrix, L der Index für die Leitungen, d der Index für die Lastknoten und g der Index für die Generatorknoten im Netz.

Berücksichtigung von HGÜ-Kreisflüssen Es kann in einem Netz mit einem ungünstigen Arbeitspunkt eines HGÜ-Systems zu HGÜ-Kreisflüssen kommen. Diese beginnen am HGÜ-Generatorknoten und enden am HGÜ-Lastknoten. Diese Flüsse sind mit Kreisflüssen eines PST vergleichbar und müssen separat betrachtet werden. Deshalb wird eine weitere Matrix gebildet, die diese Flüsse enthält, die HGÜ-Cycle-Flow-Matrix (HCF). HGÜ-Kreisflüsse können direkt aus der PEX abgelesen werden. Es ist der Wert in der

Zeile des HGÜ-Generatorknotens und in der Spalte des HGÜ-Lastknotens. Dieser Wert muss aus der PEX entfernt werden, bevor HPEX berechnet wird, damit sie nicht doppelt berücksichtigt werden.

Berücksichtigung mehrerer HGÜ-Systeme Bei der Berechnung der HGÜ-Flüsse gibt es eine Besonderheit, wenn mehrere HGÜ-Systeme im elektrischen Netz enthalten sind. In diesen Fällen kann es dazu kommen, dass der Leistungsfluss von einem Generator zu einer Last über mehr als ein HGÜ-System fließt. Diese Flüsse müssen gesondert untersucht werden. Dazu können die HPEX-Matrizen der einzelnen HGÜ-Systeme genutzt werden, um den Leistungsfluss zu verfolgen. Anschaulich kann das an einem Beispiel, wie in Abbildung 3.2 gezeigt, erklärt werden. Das Beispiel dient nur dazu, die Einträge in die Matrizen nachvollziehen zu können. Die im Weiteren vorgestellte Logik kann auf jedes beliebige andere Netz mit HGÜ-Systemen adaptiert werden.

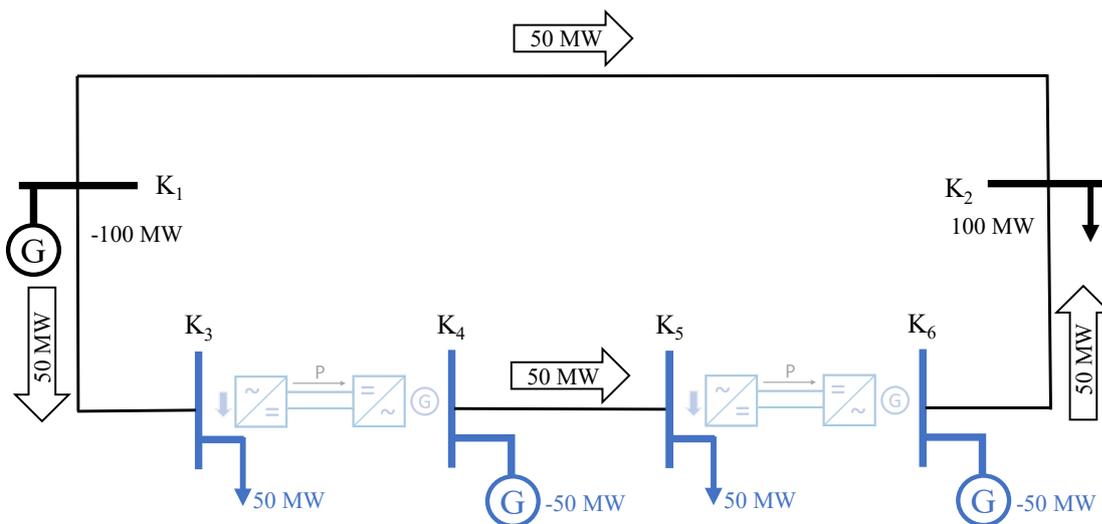


Abbildung 3.2: Berücksichtigung von mehreren HGÜ im Netz.[44]

In diesem Beispielnetz wird die Last an Knoten 2 über das AC-Netz mit 50 MW von Knoten 1 und mit 50 MW ebenso von K1 über beide HGÜ-Systeme gespeist. Zunächst werden die konventionelle PEX-Matrix $PEX_{konv.}$, die adaptierte PEX-Matrix $PEX_{adapt.}$ und die HCF-Matrix HCF in (3.11), (3.12) und (3.13) gezeigt.

$$PEX_{\text{konv.}} = \begin{bmatrix} 0 & 50 & 50 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 50 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 50 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$PEX_{\text{adapt.}} = \begin{bmatrix} 0 & 50 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$HCF = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Die HPEX-Matrizen, die sich zunächst ergeben, sind in den Gleichungen (3.14) und (3.15) aufgeführt. Nach diesen Matrizen wird die Last am Knoten 2 durch den Generator am Knoten 4 gespeist. Knoten 4 ist jedoch ein HGÜ-Generatorknoten und keine Erzeugung im eigentlichen Sinn, sondern nur eine Modellierung eines HGÜ-Konverters.

Folglich müssen die HPEX-Matrizen korrigiert werden, indem der Leistungsfluss durch mehrere HGÜ-Systeme verfolgt wird. Dafür können direkt die HPEX-Matrizen nach (3.14) und (3.15) verwendet werden.

$$\mathbf{HPEX}_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 50 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$\mathbf{HPEX}_2 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 50 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Im Allgemeinen muss in jeder HPEX-Matrix geprüft werden, ob ein Generator im AC-Netz einen HGÜ-Lastknoten über das jeweilige HGÜ-System speist. Dazu muss geprüft werden, ob an den Positionen der Matrix, die der Zeile eines Generatorknotens entsprechen und der Spalte eines HGÜ-Lastknotens, Werte stehen.

In diesem Beispiel existiert nur ein Wert ungleich null in der ersten HPEX-Matrix. Über das erste HGÜ-System speist der Generator an Knoten 1 den HGÜ-Lastknoten des zweiten HGÜ-Systems an Knoten 5. Nachdem dieser Wert identifiziert ist, muss der Wert in der HPEX-Matrix des nächsten HGÜ-Systems weiterverfolgt werden.

Dazu muss in der HPEX-Matrix des HGÜ-Systems, dessen Lastknoten durch das erste HGÜ-System gespeist wird, geschaut werden, wohin diese Leistung weiter fließt. In diesem Beispiel ist es das zweite HGÜ-System und somit die zweite HPEX-Matrix \mathbf{HPEX}_2 . Wichtig ist, dass an dieser Stelle der Ursprung des partiellen Leistungsflusses und der Betrag bekannt sind. In dem Beispiel ist dies ein Generator an Knoten 1 mit einem Wert von 50 MW. Der Wert muss nun aus der ersten HPEX-Matrix entfernt und auf null gesetzt werden. In der zweiten HPEX-Matrix ist dieser Wert jetzt in der Zeile zu finden, die dem HGÜ-Generatorknoten des ersten HGÜ-Systems entspricht, also in der vierten Zeile.

An dieser Stelle muss beachtet werden, dass sich die Leistung über das zweite HGÜ-System gleichmäßig proportional auf die Lasten aufteilt. Es gibt drei Möglichkeiten, die es zu betrachten gilt:

- Die Last entspricht einer Last im AC-Netz.
- Die Last entspricht einem weiteren HGÜ-Lastknoten.
- Die Last entspricht dem Lastknoten des ersten HGÜ-Systems.

In dem Beispiel tritt nur die erstgenannte Möglichkeit auf. Die 50 MW aus (3.15) müssen gleichmäßig proportional auf alle Lasten aufgeteilt werden und in die Zeile des ursprünglichen Generators verschoben werden. In $HPEX_2$ müssen also die 50 MW in der zweiten Spalte aus der vierten Zeile in die erste Zeile verschoben werden.

Für die anderen beiden Fälle der Aufteilung gelten davon abweichende Wege. Sollte die Last einem weiteren HGÜ-Lastknoten eines weiteren HGÜ-Systems entsprechen, muss dieser partielle Fluss in dem nächsten HGÜ-System weiterverfolgt werden, bis er schließlich bei einer Last im AC-Netz "endet".

Beim dritten Fall handelt es sich um einen Fluss über mehrere HGÜ-Systeme und muss somit in die HCF-Matrix geschrieben werden.

Für das Beispiel aus Abbildung 3.2 sind die korrigierten HPEX-Matrizen in (3.16) bzw. (3.17) aufgeführt.

$$HPEX_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$HPEX_2 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 50 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Berücksichtigung von HGÜ- Kreisflüssen mit mehreren HGÜ-Systemen Wie bereits allgemein über HGÜ-Kreisflüsse beschrieben, kann es in einem Netz mit mehreren HGÜ-Systemen dazu kommen, dass es HGÜ-Kreisflüsse über mehrere HGÜ-Systeme gibt.

$$\mathbf{HPEX}_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 100 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 50 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$\mathbf{HPEX}_2 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 100 & 50 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

3.2 Power Flow Colouring

Im folgenden Abschnitt wird die Methode des Power-Flow-Colouring vorgestellt. Die Methode zur „Einfärbung“ der Leistungsflüsse wurde im Rahmen des FutureFlow-Projekts [30] entwickelt. Sie wird heute auch im Zusammenhang mit der Redispatch-Kostenteilung gemäß Artikel 74 des Netzkodex für Kapazitätszuweisung und Engpassmanagement (CACM) nach wie vor diskutiert. Die Idee für den Kostenteilungsprozess besteht darin, den gesamten Leistungsfluss auf einer Leitung in verschiedene Flüsse gemäß den in [30] beschriebenen Kategorien aufzuteilen und die Verursacher dieser Flüsse zu identifizieren. So können die Redispatchkosten den Verursachern bestimmter Flusstypen zugeordnet werden.

3.2.1 Funktionsprinzip

Die PFC-Methode basiert auf einem DC-Leistungsfluss und unterteilt das Netz in ein ausgeglichenes oder balanciertes und ein unausgeglichenes Netz. Aus diesen beiden Netztypen werden die Loop- und Internal- sowie die Import-, Export- und Transitflüsse berechnet. Das ausgeglichene Netz wird für die Ermittlung der internen Flüsse und der Loopflows verwendet, das unausgeglichene Netz für die Ermittlung der Import-, Export- und Transitflüsse.

Alle vier partiellen Leistungsflüsse auf jedem Betriebsmittel werden durch Multiplikation der Knotenwirkleistungen eines Paares bestehend aus Last und Erzeugung mit den DC-PTDF der Knoten bezogen auf die untersuchte Leitung berechnet.

Die erste notwendige Bedingung für die Anwendung der PFC-Methode ist, dass die Gesamtsumme von Erzeugung und Last gleich Null sein muss. Dies kann auf mehrere Arten erreicht werden:

- Verringerung der Erzeugung im Netz durch Faktoren (GSK)
- Durchführung einer AC-Leistungsflussberechnung im Vorhinein und Aufteilung der Verluste je Betriebsmittel auf die Start- und Endknoten des Betriebsmittels
- Zuweisung aller Verluste der AC-Leistungsflussberechnung zum Slackknoten

Andere Optionen sind ebenfalls möglich. Der für diese Arbeit gewählte Ansatz ist die Durchführung einer AC-Leistungsflussrechnung, um die Verluste der Leitungen und Transformatoren zu bestimmen. Diese Verluste werden jeweils zur Hälfte auf die Anschlussknoten verlagert. Im Falle eines sich ergebenden Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Last, nachdem die Verluste hinzugefügt sind, wird die Erzeugung mithilfe der GSK-Faktoren verändert. Um die dafür nötigen GSK zu erhalten, wird ein proportionaler Ansatz gewählt.

Für die Berechnung der partiellen Leistungsflüsse werden die Knotenwirkleistungen als Vektor sowie die DC-PTDF-Matrix benötigt. Wie bereits erwähnt, besteht der besondere Schritt dieser Methodik darin, das Netz in ein ausgeglichenes und ein unausgeglichenes Modell aufzuteilen. Aus diesen beiden Teilen werden dann die verschiedenen Flussarten abgeleitet. Jede Gebotszone kann in dieser Methode lediglich einen importierenden oder exportierenden Charakter haben. Wenn eine Zone als importierend charakterisiert wird, übersteigt die Gesamtsumme der Lasten die Gesamtsumme der Erzeugung innerhalb der jeweiligen Zone. In diesem Fall verbleibt die gesamte Erzeugung an ihren Knoten im bilanzierten Modell, die Lasten werden bis zum ausgeglichenen Zustand im Netzmodell per GSK reduziert.

Das bedeutet, dass die Erzeugung unverändert gelassen und die Summe der Last reduziert wird, um das ausgeglichene Teilnetz zu erhalten. Die Reduktion der Last erfolgt mit Hilfe von Load shift key, deutsch: Lastverschiebungsfaktoren (LSK). Daraus folgt, dass jede Last an ihrem Knoten proportional zur gesamten Last in dieser Zone verringert wird. In das unausgeglichene Modell werden dann für diese Gebotszone allein die Differenzen der Lasten aus dem vollständigen Netz und dem ausgeglichenen Netz übernommen.

Wenn stattdessen eine Gebotszone als exportierend charakterisiert wird, übersteigt die Gesamtsumme der Erzeugung die Gesamtsumme der Lasten innerhalb dieser Zone. In diesem Fall bleiben alle Lasten an ihrem Knoten im ausgeglichenen Modell. Mit anderen Worten, die Last bleibt unverändert und die Summe des Erzeugungsbedarfs wird reduziert, um das ausgeglichene Netz zu erhalten. Dies geschieht mit Hilfe von GSK, wobei die Wirkleistung aller Erzeugungsknoten relativ zur gesamten Erzeugung in dieser Zone verringert wird. Die dabei übrig gebliebene Erzeugung, die sich aus der Anwendung der proportionalen GSK-Methode ergibt, wird zum unausgeglichenen Netz verschoben.

Es ist unmittelbar erkennbar, dass die Wahl der Methode der Skalierung der Lasten oder Erzeuger zur Aufteilung in ein ausgeglichenes und ein unausgeglichenes Netz von der Wahl der GSK- bzw. LSK-Methode abhängt. In dieser Arbeit wird, wenn nicht anders beschrieben, die proportionale Skalierung gewählt. Die Übersicht der in [30] aufgezeigten Möglichkeiten zur Bestimmung der Koeffizienten GSK und LSK lautet wie folgt:

- Proportional zur Erzeugung:

$$k_{i,\text{GSK/LSK}} = \frac{P_{i,\text{gen/load}}}{\sum_{j=1}^{N_{\text{gen/load}}} P_{j,\text{gen/load}}} \quad (3.20)$$

- Proportional zur maximalen Wirkleistungsdifferenz:

$$k_{i,\text{GSK/LSK}} = \frac{P_{i,\text{max}} - P_{i,\text{gen/load}}}{\sum_{j=1}^{N_{\text{gen/load}}} P_{j,\text{max}} - \sum_{j=1}^{N_{\text{gen/load}}} P_{j,\text{gen/load}}} \quad (3.21)$$

- Proportional zur minimalen Wirkleistungsdifferenz:

$$k_{i,\text{GSK/LSK}} = \frac{P_{i,\text{gen/load}} - P_{i,\text{min}}}{\sum_{j=1}^{N_{\text{gen/load}}} P_{j,\text{gen/load}} - \sum_{j=1}^{N_{\text{gen/load}}} P_{j,\text{min}}} \quad (3.22)$$

- Gemäß der Merit-Order-List
- Gemäß anderer Faktoren, die individuell vom Netzbetreiber festgelegt werden

Je nach Wahl der GSK- und LSK-Berechnungsmethode können also für ein Ausgangsnetz beliebig viele Kombinationen von ausgeglichenem und unausgeglichenem Netz gebildet werden, was dann auch in Freiheitsgraden hinsichtlich der errechneten partiellen Leistungsflüsse resultiert.

Nachdem jede Gebotszone in ein ausgeglichenes und ein unausgeglichenes Netzmodell unterteilt wurde, werden alle ausgeglichenen Teilnetze zu einem gesamten ausgeglichenen Netz zusammengefügt. Das gleiche Vorgehen erfolgt mit den unausgeglichenen Teilnetzen. Somit gibt es zwei Netzmodelle. Ein ausgeglichenes, in dem sowohl die Bilanz insgesamt als auch die Bilanz jeder Zone vollständig ausgeglichen ist und ein unausgeglichenes Netz, in dem alle importierenden und exportierenden Gebotszonen verknüpft sind. Ist eine Gebotszone von Beginn an bereits ausgeglichen, so entspricht das ausgeglichene Netz dem Ausgangsnetz dieser Gebotszone, während im unausgeglichenen Netz ein leerlaufendes Teilnetz vorzufinden ist.

Mithilfe des ausgeglichenen Netzmodells werden die internen Flüsse und die Loopflows des Systems berechnet. Für jedes Betriebsmittel des Netzes wird der Fluss über das Betriebsmittel durch Multiplikation des Knotenleistungsvektors mit der DC-PTDF-Matrix berechnet. Durch den Vergleich der Gebotszonen des Betriebsmittels und des jeweiligen Knotens werden die internen Flüsse und die Loopflows abgeleitet: Wenn die Zonen des Betriebsmittels und der Knoten gleich sind, wird der jeweilige Fluss als interner Fluss identifiziert, andernfalls wird er als Loopflow identifiziert. Beide Flussarten können somit allein durch das balancierte Modell mit (3.23) errechnet werden.

$$P_{\text{Int./Loop}} = \mathbf{PTDF} \mathbf{p} \quad (3.23)$$

Eine Identifizierung von zonalen Einflüssen je Betriebsmittel ist ebenfalls möglich, dazu müssten alle Knoten-Betriebsmittel-Anteile der jeweiligen Gebotszonen aufsummiert werden.

Zur Bestimmung der Importe, Exporte und Transite wird das unausgegliche Modell betrachtet und eine andere DC-PTDF-Matrix benötigt, um die Flüsse zu extrahieren. Jeder Wert der früheren zweidimensionalen Matrix (ausgeglichenes Netz) gibt den Einfluss der Verschiebung der Leistung eines Knotens auf den Fluss auf einem Betriebsmittel an

(Knoten-Betriebsmittel-PTDF). Diese Matrix wird zu einer dreidimensionalen Matrix für das unausgeglichene Netz gemäß der in (3.24) angegebenen Formel erweitert. Jeder Wert dieser PTDF-Matrix steht für eine Kombination aus zwei Knoten, dem Lastknoten k_{load} und Generatorknoten k_{gen} sowie einer Leitung L .

$$PTDF(L, k_{\text{load}}, k_{\text{gen}}) = PTDF(L, k_{\text{load}}) - PTDF(L, k_{\text{gen}}) \quad (3.24)$$

Da nur Kombinationen von importierenden und exportierenden Gebotszonen Importe, Exporte und Transite erzeugen können, ist die Anzahl der Zonenkombinationen reduziert, womit Speicherplatz und Rechenzeit gespart werden kann. Der erste Schritt zur Bestimmung der Importe, Exporte und Transitflüsse besteht darin, die Leistungsmenge zu berechnen, die jeder Generator bereitstellt, um jede Last im gesamten unausgegliehenen Netz mit allen Gebotszonen zu versorgen. Dies geschieht wie in Gleichung (3.25) dargestellt.

$$P_{\text{Gen} \rightarrow \text{Load}} = \frac{P_{\text{nbal,load}}(k_{\text{load}})}{\sum_{j=1}^{N_{\text{load}}} P_{\text{nbal,load}}(j)} \quad (3.25)$$

Somit kann durch Anwendung von (3.24) und (3.25) der Leistungsfluss ermittelt werden, den ein Paar aus Generator und Last auf jeder Leitung hervorruft.

$$P(L, k_{\text{load}}, k_{\text{gen}}) = PTDF(L, k_{\text{load}}, k_{\text{gen}}) P_{\text{Gen} \rightarrow \text{Load}}(k_{\text{load}}, k_{\text{gen}}) \quad (3.26)$$

(3.26) zeigt für das unausgeglichene System, dass für die Berechnung des Leistungsflusses auf einer Leitung nur die Kombination aus allen importierenden Zonen (enthält k_{load}) und allen exportierenden Zonen (enthält k_{gen}) relevant ist. Außerdem müssen nur die Knoten mit einer Wirkleistung ungleich null aus allen Zonen berücksichtigt werden. Anhand der Standortinformationen der beiden Knoten (d. h. in welcher Gebotszone sich jeder von ihnen befindet) und der Standortinformationen des Betriebsmittels wird die Art des partiellen Leistungsflusses ermittelt (Import, Export oder Transit).

3.2.2 Berechnung von PST-Flüssen

Die PST-Flüsse werden in der PFC-Methode auf Basis der DC-Leistungsflussberechnung ermittelt. Somit kann das in den Abschnitten 2.5.2 und 2.2.2 beschriebene Verfahren genutzt werden, um PST-Flüsse zu berechnen und zu klassifizieren. Da der Einsatz von PST lediglich eine Verschiebung des Leistungsflusses ohne dem Hinzufügen von Erzeugung oder Last bedeutet, kann es nur interne Flüsse und Loopflows, die von PST hervorgerufen werden, geben.

3.2.3 Erweiterung um HGÜ-Flüsse

Eine getrennte Berechnung von HGÜ-Flüssen ist in der eigentlichen PFC-Methode nicht vorgesehen ([30]). Die Berücksichtigung der HGÜ-Verbindungen in der PFC-Methode erfolgt durch Erweiterung der Netzmodelle um jeweils einen Generator und eine Last je HGÜ-System. Dabei stellt der Generator das speisende und die Last das entnehmende Ende der HGÜ-Verbindung dar. Es wird davon ausgegangen, dass jedes HGÜ-System als Kombination aus Generatoren und Lasten abgebildet werden kann, bzw. die Leistung vom Generator der untersuchten Kombination (Generator, HGÜ-System, Last) an die Last der HGÜ-Verbindung und fortlaufend vom Generator der HGÜ-Verbindung zur eigentlichen Last im AC-Netz übertragen wird. Unter Betrachtung der Anteile, mit denen ein Generator eine HGÜ-Last bzw. ein HGÜ-Generator eine Last speist und den PTDF-Werten können HGÜ-Flüsse bestimmt werden.

Der gesamte Fluss $P_{\text{HVDC},k_{\text{gen}},k_{\text{load}}}$ über eine Leitung L , der durch ein HGÜ-System, einen Generator am Knoten k_{gen} und eine Last am Knoten k_{load} verursacht wurde, ergibt sich aus (3.27).

Die PTDF-Werte stehen jeweils für ein Paar aus Generator und Last. HGÜ-Generator und -Last sind mit j und i bezeichnet.

$$P_{\text{HVDC},k_{\text{gen}},k_{\text{load}}} = \left(\text{PTDF}_{L,k_{\text{gen}}} - \text{PTDF}_{L,i} + \text{PTDF}_{L,j} - \text{PTDF}_{L,k_{\text{load}}} \right) P_{\text{EX},k_{\text{gen}},k_{\text{load}}} \quad (3.27)$$

Der Anteil, der von einem Generator am Knoten k_{gen} über das HGÜ-System an eine Last am Knoten k_{load} übertragen wird, wird als $P_{\text{EX},k_{\text{gen}},k_{\text{load}}}$ bezeichnet und richtet sich nach Art des HGÜ-Systems.

Zur Ermittlung aller möglichen Kombinationen aus Generator, Last und HGÜ-System werden die Kriterien der PFC-Methode genutzt. Dabei werden interne HGÜ-Systeme in das balancierte bzw. ausgeglichene Netz und gebotszonenüberschreitende HGÜ-Systeme in das unausgeglichene Netz übernommen. Diese Erweiterung ändert die Eigenschaften beider Netze nicht. Das balancierte Netz bleibt weiterhin je Zone und auch insgesamt an Last und Erzeugung ausgeglichen. Im nicht-balancierten Netz ändern sich Einspeisungen und Verbrauch je Zone, es ist aber nach wie vor insgesamt ebenso ausgeglichen.

Ein Leistungsfluss durch mehrere HGÜ-Systeme nacheinander ist nicht vorgesehen. In den vorliegenden Veröffentlichungen gibt es dazu keine Informationen. In [30] wird darauf hingewiesen, dass sie keine HGÜ-Flüsse berücksichtigen, weshalb diese Erweiterung in dieser Arbeit notwendig geworden ist. Somit wird in der hier umgesetzten PFC-Methode auch verhindert, dass ein HGÜ-Generator durch das AC-Netz eine HGÜ-Last speist, da sich ein sonst nahezu unendlicher Kettenfluss ergeben würde, wenn das andere Ende dieser gespeisten HGÜ-Last dann als HGÜ-Generator wieder eine andere HGÜ-Last

speist.

Berechnung der HGÜ-Flüsse interner HGÜ-Systeme Die Kombinationen aus Tripeln an Generator, Last und HGÜ-System kann für interne HGÜ-Systeme auf zwei verschiedene Weisen gebildet werden.

Im ersten Fall tauschen nur die Generatoren und Lasten der Zone des HGÜ-Systems über diese HGÜ-Leistungsflüsse aus. Das bedeutet, dass jeder Generator mit seinem Anteil, den er an der Gesamterzeugung dieser Zone hat (Segment I in (3.28)), das HGÜ-System speist. Das HGÜ-System speist wiederum alle Lasten mit dem Anteil jeder einzelnen Last an der summierten Gesamtlast der Zone, sodass jeder Generator und jede Last vollständig betrachtet ist (Segment II in (3.28)). Die Menge aller Lasten ist immer die Menge aller „natürlichen Lasten“ und somit explizit ohne HGÜ-Lasten berechnet. Die Summen können dann noch gekürzt und somit vereinfacht werden.

$$P_{\text{Ex},k_{\text{gen}},k_{\text{load}}} = P_{\text{bal},k_{\text{gen}}} \underbrace{\frac{P_{\text{bal},i}}{\sum_{\forall j_{\text{load}} \in Z(k_{\text{gen}})} P_{\text{bal},j}}}_{\text{I}} \underbrace{\frac{P_{\text{bal},j} \frac{P_{\text{bal},k_{\text{load}}}}{P_{\text{bal},\forall j_{\text{load}} \in Z(k_{\text{gen}})}}}{\sum_{\forall j_{\text{load}} \in Z(k_{\text{gen}})} P_{\text{bal},j} \frac{P_{\text{bal},k_{\text{load}}}}{P_{\text{bal},\forall j_{\text{load}} \in Z(k_{\text{gen}})}}}}_{\text{II}} \quad (3.28)$$

Die Anzahl der Kombinationen ergibt sich aus der Multiplikation der Anzahl der internen HGÜ-Systeme, der Anzahl der Generatoren der HGÜ-Zone je HGÜ-System und der Anzahl der Lasten der HGÜ-Zone je HGÜ-System. Mithilfe dieser Faktoren und den PTFD-Werten kann der Fluss auf jeder betrachteten Leitung, der ebenso über das HGÜ-System fließt, nach (3.27) berechnet werden.

In diesem Fall können durch die alleinige Kombination von Generatoren und Lasten der eigenen Zone des HGÜ-Systems ausschließlich HGÜ-Loopflows und interne HGÜ-Flüsse möglich sein. Niemals werden Knoten aus anderen Zonen in der Lage sein, Leistungsflüsse über das HGÜ-System zu erzeugen. Somit sind HGÜ-Systeme die einzigen Betriebsmittel im Netz, die nur von Leistungsflüssen der eigenen Zone beaufschlagt werden. Alle Leitungen und Transformatoren können trotzdem Importe, Exporte und Transite erhalten.

Um diese Anteile trotzdem auf den HGÜ-Systemen zu gewährleisten, ist ebenso die Option hinterlegt, dass alle balancierten Zonen Leistungsflüsse auf den HGÜ-Systemen verursachen können. Dafür ändert sich an den Formeln der Berechnung nur, dass die Anzahl der Kombinationen aus Generator, Last und Leitung deutlich wächst, indem nun alle Zonen ihre Tripel aus Generatorknoten, Lastknoten und Betriebsmittel bilden. Dementsprechend wachsen auch die Summen an Gesamtlast und Gesamterzeugung

in (3.28). Zur besseren Verständlichkeit wird zunächst zwischen der Leistung, die ein Generator der HGÜ-Last (3.29) und der Leistung, die der HGÜ-Generator der Last stellt (3.30), unterschieden. Der Generator (Segment I in (3.29)) stellt zunächst jeder balancierten Zone in Summe so viel Leistung zur Verfügung, so groß deren Anteil an der Gesamterzeugung bzw. dem Gesamtverbrauch ist (Segment II in (3.29)). Dieser Anteil, der der entsprechenden Zone zur Verfügung gestellt wird, wird nun innerhalb dieser Zone wiederum so aufgeteilt, dass die HGÜ-Last i genau so viel davon bezieht, wie ihr Anteil an der Gesamlast der Zone ist (Segment III in (3.29)).

$$P_{\text{Ex},k_{\text{gen}},i} = \underbrace{-P_{\text{bal},k_{\text{gen}}}}_{\text{I}} \underbrace{\frac{\sum_{\forall k_{\text{gen}} \in Z(k_{\text{gen}})} P_{\text{bal},k_{\text{gen}}}}{\sum_{\forall k_{\text{gen}}} P_{\text{bal},k_{\text{gen}}}}}_{\text{II}} \underbrace{\frac{P_{\text{bal},i}}{\sum_{\forall k_{\text{gen}} \in Z(k_{\text{gen}})} P_{\text{bal},k_{\text{gen}}}}}_{\text{III}} \quad (3.29)$$

Da die Summen aus Erzeugung und Last des balancierten Modells einer Zone immer gleich groß sind, kann auch in (3.30) mit dem zweiten Term weiter gerechnet werden.

$$P_{\text{Ex},j,k_{\text{load}}} = \frac{\underbrace{P_{\text{bal},i}}_{\text{I}} \underbrace{\frac{\sum_{\forall k_{\text{gen}} \in Z(k_{\text{gen}})} P_{\text{bal},k_{\text{gen}}}}{\sum_{\forall k_{\text{gen}}} P_{\text{bal},k_{\text{gen}}}}}_{\text{II}} \underbrace{\frac{P_{\text{bal},k_{\text{load}}}}{\sum_{\forall k_{\text{load}} \in Z(k_{\text{load}})} P_{\text{bal},k_{\text{load}}}}}_{\text{III}}}{\sum_{\forall k_{\text{load}} \in Z(k_{\text{load}})} \left(\underbrace{P_{\text{bal},i}}_{\text{I}} \underbrace{\frac{\sum_{\forall k_{\text{gen}} \in Z(k_{\text{gen}})} P_{\text{bal},k_{\text{gen}}}}{\sum_{\forall k_{\text{gen}}} P_{\text{bal},k_{\text{gen}}}}}_{\text{II}} \underbrace{\frac{P_{\text{bal},k_{\text{load}}}}{\sum_{\forall k_{\text{load}} \in Z(k_{\text{load}})} P_{\text{bal},k_{\text{load}}}}}_{\text{III}} \right)} \quad (3.30)$$

$$= \frac{P_{\text{bal},k_{\text{load}}}}{\sum_{\forall k_{\text{load}} \in Z(k_{\text{load}})} P_{\text{bal},k_{\text{load}}}} \quad (3.31)$$

Um zu ermitteln, wie viel Prozent des Gesamtflusses auf dem HGÜ-System der Last k_{load} zur Verfügung gestellt wird, wird zunächst wieder ermittelt, wie viel Last die Zone von k_{load} an der Gesamlast hat (Segment II). Genauso muss berechnet werden, welche Anteile des Flusses in die Lasten der Zone von k_{load} an k_{gen} gehen (Segment III). Dieser Wert wird nun, um prozentual weiter rechnen zu können, durch die Summe der Flüsse des HGÜ-Generators zu allen Lasten der Zone dividiert. Da die Terme von Dividend und Divisor bis auf zwei Terme identisch sind, lässt sich, wie in (3.31) gezeigt, vereinfachen. Somit ergibt sich für den Gesamtfluss von einem Generator über das HGÜ-System zu

einer Last der Zusammenhang wie in (3.32) dargestellt.

$$P_{\text{Ex},k_{\text{gen}},k_{\text{load}}} = P_{\text{Ex},k_{\text{gen}},i} P_{\text{Ex},j,k_{\text{load}}} \quad (3.32)$$

Dieser ermittelte Wert wird dann in (3.27) eingesetzt und damit weiter gerechnet.

Berechnung der HGÜ-Flüsse gebotszonenübergreifender HGÜ-Systeme Die Berechnung für gebotszonenübergreifende HGÜ-Systeme läuft nach dem gleichen Prinzip ab. Die Kombinationen aus Last und Erzeugung sind allerdings um ein Vielfaches höher, da jeder Generator des unausgeglichene Netzes mit jeder Last des unausgeglichene Netzes und jedem Betriebsmittel kombiniert wird.

Der Fluss von einem Generator über ein HGÜ-System zu einer Last berechnet sich aus den Teilen des Flusses eines Generators zur HGÜ-Last in (3.33) unter Berücksichtigung der eigenen Einspeisung (Segment I in (3.33)) und dem Anteil des HGÜ-Lastknotens an allen Lasten des nicht-balancierten Netzes (Segment II in (3.33)) sowie dem prozentualen Leistungsfluss vom HGÜ-Generatorknoten zur Last (3.34).

$$P_{\text{Ex},k_{\text{gen}},i} = \underbrace{P_{\text{nbal},k_{\text{gen}}}}_{\text{I}} \underbrace{\frac{P_{\text{nbal},i}}{\sum_{\forall k_{\text{load}}} P_{\text{nbal},k_{\text{load}}}}}_{\text{II}} \quad (3.33)$$

$$P_{\text{Ex},j,k_{\text{load}}} = \frac{P_{\text{nbal},k_{\text{load}}}}{\sum_{\forall k_{\text{load}}} P_{\text{nbal},k_{\text{load}}}} \quad (3.34)$$

Somit ergibt sich der gesamte Fluss aus der Multiplikation beider Anteile.

$$P_{\text{Ex},k_{\text{gen}},k_{\text{load}}} = P_{\text{nbal},k_{\text{gen}}} \frac{P_{\text{nbal},i}}{\sum_{\forall k_{\text{load}}} P_{\text{nbal},k_{\text{load}}}} \frac{P_{\text{nbal},k_{\text{load}}}}{\sum_{\forall k_{\text{load}}} P_{\text{nbal},k_{\text{load}}}} \quad (3.35)$$

Mit diesem Wert, in (3.27) eingesetzt, kann nun für jede Kombination der jeweilige HGÜ-Fluss berechnet werden.

Allgemeine Weiterverarbeitung Nachdem für jede Kombination die Flüsse berechnet wurden, müssen die Leistungswerte, die jeder Generator zur Verfügung stellt, aus dem balancierten und nicht-balancierten Netz eliminiert werden, sodass sie nicht ein zweites Mal für die Berechnung anderer partieller Leistungsflüsse zur Verfügung stehen. Gleiches Vorgehen wird für die Lasten angewendet.

Außerdem erfolgt eine Zuweisung der Ergebnisse vorher als betrachtungsrelevant aus-

gewählter Zonen in separate Matrizen, um Speicherplatz zu sparen, wenn nicht alle Teilflüsse aller Kombinationen auf allen Leitungen ausgewertet werden sollen.

3.3 Power Flow Decomposition

Die bis hierhin vorgestellten Methoden zur Leistungsflusszerlegung basieren beide auf der Nutzung der DC-Leistungsflussberechnung. In der PFC-Methode werden darüber hinaus zwei Teilnetze gebildet, um ein Ergebnis mit starker Orientierung am Marktergebnis abzubilden. Die Verwendung von PTDF-Werten in den Algorithmen geht somit Hand in Hand mit einigen vereinfachten Annahmen über den Leistungsfluss im elektrischen Netz. Im Allgemeinen führt die Nutzung von einem Slackknoten zu unterschiedlichen Ergebnissen in Abhängigkeit von der Position des Slacks. Insbesondere die Verwendung von DC-PTDF-Werten führt zu größeren Abweichungen aufgrund der Annahmen über den DC-Leistungsfluss (siehe Abschnitt 2.5.2). Sowohl PFC als auch FLD machen von diesen Vereinfachungen Gebrauch. Im Gegensatz zu diesen beiden Methoden berücksichtigt die PFD alle Eigenschaften des Netzes sowie Wirk- und Blindleistung in den AC-Leistungsflussgleichungen. Sie ist daher frei von jeglichen Vereinfachungen. In diesem Kapitel wird die PFD-Methode vorgestellt, die in [53] und [35] publiziert ist und bereits in [42] in der hier dargestellten Form veröffentlicht wurde.

3.3.1 Funktionsprinzip

Wie schon erläutert, ist die Grundlage für die Identifizierung von Teilleistungsflüssen mit PFD der vollständige Satz an AC-Leistungsflussgleichungen, die zur Berechnung der Knotenscheinleistung s_K unter Verwendung der komplexen Knotenspannungen \underline{u}_K und der Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}_{K,K}$ verwendet werden.

Die komplexen Knotenströme können in Last- und Generatorströme unterteilt werden, wobei in dieser Implementierung jeder Knoten im Netz nur ein Generator- oder Lastknoten, jedoch nicht beides, ist. Dabei sind Lastströme die Knotenströme von Knoten mit einem oder mehreren Verbrauchern und Generatorströme die Knotenströme von Knoten mit Erzeugung.

$$\underline{Y}_{K,K} \underline{u}_K = \underline{i}_K = \underline{i}_{K,\text{load}} + \underline{i}_{K,\text{gen}} \quad (3.36)$$

Für die Lastströme kann nun die Umrechnung in äquivalente Admittanzen vorgenommen werden. $\underline{Y}_{K,\text{load}}$ ist in (3.37) eine Diagonalmatrix mit Nullen auf der Hauptdiagonalen an Knoten, wo keine Last vorzufinden ist. An Lastknoten j ist der entsprechende Eintrag nicht null, wie in (3.38) gezeigt.

$$\underline{i}_{K,\text{load}} = \underline{Y}_{K,\text{load}} \underline{u}_K \quad (3.37)$$

$$\underline{y}_{K,\text{load},j} = \frac{\underline{i}_{K,j}}{\underline{u}_{K,j}} \quad (3.38)$$

Folglich wird im nächsten Schritt (3.37) in (3.36) eingesetzt. Die daraus folgende Gleichung (3.39) kann dann umgestellt werden, sodass sich in (3.40) Knotenspannungen aus den Generatorströmen berechnen lassen.

$$\underline{Y}_{K,K} \underline{u}_K = \underline{Y}_{K,\text{load}} \underline{u}_K + \underline{i}_{K,\text{gen}} \quad (3.39)$$

$$\underline{u}_K = \left(\underline{Y}_{K,K} - \underline{Y}_{K,\text{load}} \right)^{-1} \underline{i}_{K,\text{gen}} \quad (3.40)$$

Die Spannungen können berechnet werden, indem der erzeugende Stromvektor $\underline{i}_{K,\text{gen}}$ in (3.40) durch die Generatorstrommatrix $\underline{I}_{K,\text{gen}}$ ersetzt wird, wobei hierfür $\underline{i}_{K,\text{gen}}$ diagonalisiert wird. Die sich ergebende partielle Knotenspannungsmatrix $\underline{U}_{K,\text{load}}$ in (3.41) hat Elemente in den Spalten der Knoten mit Erzeugern. Wenn z.B. der vierte Knoten ein erzeugender Knoten ist, beschreiben die Elemente in Spalte vier der Matrix, welcher Anteil der Gesamtknotenspannung jedes Knotens durch den erzeugenden Knoten vier eingepreßt wird. Die Zeilensummen dieser Matrix müssen also die Knotenspannungen \underline{u}_K ergeben.

$$\underline{U}_{K,\text{load}} = \left(\underline{Y}_{K,K} - \underline{Y}_{K,\text{load}} \right)^{-1} \underline{I}_{K,\text{gen}} \quad (3.41)$$

Mit Hilfe der partiellen Knotenspannungsmatrix $\underline{U}_{K,\text{load}}$ kann die Laststrommatrix $\underline{I}_{K,\text{load}}$ nach Gleichung (3.42) berechnet werden. Die Generator-Last-Strommatrix $\underline{I}_{K,\text{gen,load}}$ ist eine Matrix der Dimension $N_K \times N_K$, die beschreibt, welchen Strom ein bestimmter Erzeugerknoten jedem Lastknoten zur Verfügung stellt, wobei diese Ströme bereits auf das Spannungsniveau des Lastknotens transformiert sind.

$$\underline{I}_{K,\text{gen,load}} = \underline{Y}_{K,\text{load}} \underline{U}_{K,\text{load}} \quad (3.42)$$

Die Erzeugungsströme umfassen neben den Strömen zur Versorgung der Lasten auch die Ströme zur Versorgung der Querglieder im Netz (z. B. Leitungskapazitäten und Hystereseverluste von Transformatoren). Die Admittanzmatrix der Querglieder berechnet sich aus der Differenz der vollständigen Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}_{K,K}$ und der um Querglieder befreite Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}_{K,K,S}$, deren Aufstellung in (2.23) gezeigt ist. Die Ströme können im Anschluss durch die Quergliedermatrix \underline{Y}_Q und die partielle Knotenspannungsmatrix $\underline{U}_{K,\text{load}}$ berechnet werden (siehe (3.44)).

$$\underline{Y}_Q = \underline{Y}_{K,K,S} - \underline{Y}_{K,K} \quad (3.43)$$

$$\underline{I}_{K,\text{gen,Q}} = \underline{Y}_Q \underline{U}_{K,\text{load}} \quad (3.44)$$

Im nächsten Schritt können die Generator-Last-Strommatrix $\underline{I}_{K,\text{gen,load}}$ und die Generator-Querglieder-Strommatrix $\underline{I}_{K,\text{gen,Q}}$ aufsummiert werden, um den Gesamtstrom zu erhalten,

den jeder erzeugende Knoten jedem anderen Knoten im Netz aufprägt. Die vollständige Strom-Austausch-Matrix $\underline{I}_{K,\text{total}}$ in Gleichung (3.45) ist somit vergleichbar mit der *PEX*-Matrix aus Abschnitt 3.1, die in der FLD-Methode verwendet wird.

$$\underline{I}_{K,\text{total}} = \underline{I}_{K,\text{gen,load}} + \underline{I}_{K,\text{gen,Q}} \quad (3.45)$$

Auf der Grundlage der Gesamtstrommatrix $\underline{I}_{K,\text{total}}$ kann die Stromverteilung im Netz für jedes beliebige Last- und Generatorpaar berechnet werden. Dazu wird das Zeilenelement entsprechend der Nummer des Lastknotens und das Spaltenelement entsprechend der Nummer des Generatorknotens in $\underline{I}_{K,\text{total}}$ gewählt. Es entspricht ebenso dem Element der Knotennummer des Lastknotens im Stromvektor $\underline{i}_{\text{gen,load}}$ in (3.46). Weiterhin stellt in dieser Gleichung $\underline{Y}_{K,\text{gen}}$ die Generator-Admittanzmatrix dar, die ähnlich wie die Last-Admittanzmatrix $\underline{Y}_{K,\text{load}}$ berechnet wird, indem nur die Generatorströme berücksichtigt werden.

$$\left(\underline{Y}_{K,K} + \underline{Y}_Q - \underline{Y}_{K,\text{gen}} \right) \underline{u}_{K,\text{gen,load}} = \underline{i}_{K,\text{gen,load}} \quad (3.46)$$

An dieser Stelle muss beachtet werden, dass Loopflows über Querglieder von Stickleitungen nicht als klassische Loopflows betrachtet werden sollen. Um dies zu verhindern, werden die Querglieder in (3.46) zunächst den Knoten zugeordnet.

Durch die Berechnung der Terminalströme können sich Kombinationen aus Generatoren und Lasten ergeben, die nicht der gewählten Kombination entsprechen. Ursache hierfür ist der Aufbau der Generatoradmittanzmatrix $\underline{Y}_{K,\text{gen}}$ in (3.46). Werden in dieser die Generatoradmittanzen aller Generatoren implementiert, werden die in $\underline{i}_{K,\text{load,gen}}$ aktivierten Ströme von allen Generatoren gedeckt. Damit beteiligen sich bei der Aktivierung von einer Generatorzone und einer Lastzone auch andere Generatoren an der Deckung des Laststromes. Da die aus der Knotenspannung $\underline{u}_{K,\text{load,gen}}$ resultierenden Terminalströme trotzdem der jeweiligen Zonenkombination zugeordnet werden, können sich Flusstypen ergeben, die nicht zu der aktivierten Zonenkombination passen. Dies ist in (3.47) berücksichtigt. Für (3.48) gilt dies analog. Hierin sind lediglich die Generatoradmittanzmatrix $\underline{Y}_{K,\text{gen}}$ und der Last-Generator-Strom-Vektor $\underline{i}_{K,\text{load,gen}}$ durch die Lastadmittanzmatrix $\underline{Y}_{K,\text{load}}$ und den Generator-Last-Strom-Vektor $\underline{i}_{K,\text{gen,load}}$ ersetzt.

$$\left(\underline{Y}_{K,K} + \underline{Y}_Q - \underline{Y}_{K,\text{gen}} \right) \underline{u}_{K,\text{gen,load}} = \underline{i}_{K,\text{gen,load}} \quad (3.47)$$

$$\left(\underline{Y}_{K,K} + \underline{Y}_Q - \underline{Y}_{K,\text{load}} \right) \underline{u}_{K,\text{load,gen}} = \underline{i}_{K,\text{load,gen}} \quad (3.48)$$

Um dies zu umgehen, werden in $\underline{Y}_{K,\text{gen}}$ und $\underline{Y}_{K,\text{load}}$ lediglich die Generatoradmittanzen der aktuellen Generatorzone bzw. die Lastadmittanzen der aktuellen Lastzone aktiviert.

Dadurch decken nur noch die Generatoren der Generatorzone die Lasten der Lastzone und die sich ergebenden Teilflüsse passen zu der aktivierten Zonenkombination. Die nun folgenden Berechnungen werden ausgehend von (3.47) beschrieben, lassen sich aber analog auch auf (3.48) anwenden. Der Knotenspannungsvektor $\underline{u}_{K,\text{load,gen}}$ kann nun in (3.49) genutzt werden, um die sich auf Basis des aktuellen Zonenpaares ergebenden Terminalströme $\underline{i}_{T,\text{load,gen}}$ zu berechnen.

Da bisher Knotengrößen verwendet wurden, muss nun die Umrechnung in Terminalgrößen stattfinden, da partielle Leistungsflüsse auf Betriebsmitteln auftreten. Der Spannungsvektor $\underline{u}_{K,\text{load,gen}}$ kann nun genutzt werden, um für jedes entsprechende Last-Erzeugerpaar oder jede Zone die Terminalströme zu berechnen.

$$\underline{i}_{T,\text{load,gen}} = \underline{Y}_{T,S} \mathbf{K}_{K,T}^T \underline{u}_{K,\text{load,gen}} \quad (3.49)$$

Die Umrechnung in Terminalleistungen, die allein durch jedes einzelne Last-Erzeugungspaar hervorgerufen werden, ist in (3.50) dargestellt.

$$\underline{s}_{T,\text{load,gen}} = 3\underline{U}_T \left(\underline{i}_{T,\text{load,gen}} \right)^* \quad (3.50)$$

Da jedes Betriebsmittel in der hier verwendeten Darstellung von genau zwei Terminals (i und j) begrenzt ist, kann aus zwei zugehörigen Wirkleistungen auch die gemittelte übertragene Wirkleistung errechnet werden.

$$P_{i \rightarrow j} = \frac{\text{Re} \{s_i - s_j\}}{2} \quad (3.51)$$

Die vorgestellte Berechnung kann auch auf Gruppen von Lasten und Generatoren angewendet werden. Dazu werden in der vollständigen Strom-Austausch-Matrix $\underline{I}_{K,\text{total}}$ alle Teilströme der gewählten Last- und Generatorgruppen aktiviert, um einen Gesamtknotenstromvektor zu berechnen, dessen Elemente gleich der Summe der aktivierten Matrixelemente über jedes Betriebsmittel sind. Dieser Gesamtknotenstromvektor kann dann in (3.46) verwendet werden, um die entsprechenden Knotenspannungen zu berechnen und anschließend die Terminal- bzw. Betriebsmittelflüsse zu berechnen.

Je nach Zone, der die betrachteten Leitungen zugeordnet sind und den Zonen des Last-Generatorpaares oder des Last-Generatorgruppenpaares, kann im Anschluss der resultierende Teilstrom auf der Grundlage der Definitionen partieller Leistungsflüsse in Abschnitt 2.1 klassifiziert werden.

Nach Durchführung dieser Berechnung für jedes Generator-Last-Paar ergibt sich die dreidimensionale Partial-Power-Flow-Matrix (PPF), aus der sich für jedes Zweigelelement der Einfluss aller Quellen-Senken-Paare ablesen lässt. Die erste Dimension der Matrix entspricht den Betriebsmitteln, die zweite Dimension den Generatoren bzw. Generator-

zonen und die dritte Dimension den Lasten bzw. Lastzonen. Diese dreidimensionale Matrix kann für unterschiedlichste Zwecke verwendet werden. Ein Anwendungsfall ist die Klassifizierung aller Leistungsflüsse im elektrischen Netz entsprechend der ENTSO-E-Flussdefinitionen aus Abbildung 2.9. Da es hierfür nur wichtig ist zu wissen, in welcher Gebotszone sich ein Generator oder eine elektrische Last befindet, wird das beschriebene Verfahren vereinfacht bzw. die Anzahl der durchzuführenden Berechnungen reduziert. Bei der Betrachtung kompletter Last- und Generatorzonen können alle Ströme der vollständigen Strom-Austausch-Matrix zeilenweise aufsummiert werden, um den Stromvektor zu bilden. [42]

3.3.2 Erweiterung um Transformator-Flüsse

Wie bereits beschrieben, unterscheidet sich die PFD von den anderen beiden Methoden zur Berechnung von partiellen Leistungsflüssen vor allem darin, dass keine DC-Berechnungen vorgenommen werden müssen. Da dies auch für die Berechnung der PST-Flüsse gelten soll, kann an dieser Stelle nicht die Berechnung mit PSDF-Faktoren genutzt werden. Die Grundlage dieses Abschnitts ist in [54] dargestellt. Der dort vorgestellte Stand wurde noch erweitert bzw. angepasst, sodass einige in [54] genannten Ungenauigkeiten weiterhin eliminiert wurden.

Des Weiteren können mit dieser Methode über die querregelnden Transformatoren hinaus auch längsregelnde Transformatoren in die Betrachtung einbezogen werden. Diese verändern bspw. im Fall von zwei Verknüpfungen eines Verteilnetzes am Übertragungsnetz bei unterschiedlicher Längsregelung auch den Wirkleistungsfluss.

Zunächst muss das Übersetzungsverhältnis $\underline{\tau}$ errechnet werden, sofern es nicht bereits aus den Berechnungen der Admittanzmatrizen bekannt ist.

Das Element, das für die Verschiebung der Leistungsflüsse verantwortlich ist, ist der ideale Übertrager im Ersatzschaltbild (siehe Abbildung 2.13). Eine modulare Darstellung erlaubt es, den Transformator mit äquivalenten Stromquellen darzustellen. Das Grundprinzip der Darstellung von PST durch Stromquellen wird in [54] erläutert. Eine Schwachstelle des Ansatzes in [54] war die Beschränkung auf PST ohne Längsregelung. Dies wird in der hier vorgestellten Methode durch die Berechnung in Per-Unit-Werten (PU) gelöst. Auch werden Transformatoren ohne aktive Regelung aber mit $\underline{\tau} \neq \frac{U_A}{U_B}$ untersucht.

Allein Transformatoren mit $\underline{\tau} = 1$ werden nicht untersucht, da sie keinen Einfluss auf die Veränderung von Leistungsflüssen im hier untersuchten Sinne haben.

Die Auswirkung der Transformatorregelung auf die Knotenadmittanzen lässt sich wie in (3.52) durch eine Knotenadmittanzmatrix in PU ausdrücken. Die Knoten-Terminal-Inzidenzmatrix wird dabei mit der in PU umgerechneten Terminaladmittanzmatrix und der Transformatoren-Inzidenzmatrix multipliziert.

Die Transformator-Inzidenzmatrix \mathbf{K}_{Tra} enthält „-0,5“ und „+0,5“ an den Klemmen

eines jeden zu betrachtenden Transformators.

$$\Delta \underline{Y}_K = \underline{K}_{K,T} \underline{Y}_{T,p.u.} \underline{K}_{Tra} \quad (3.52)$$

Es muss ebenso die Spannung berechnet werden, die durch die Stufenstellung nun zusätzlich entsteht (siehe (3.53)). Das bedeutet, dass in dieser Variante der Modellierung diese Spannung von jedem regelnden Transformator ins Netz induziert wird.

$$\Delta \underline{u} = \underline{u}_{zu \text{ Knoten,p.u.}} \left(\underline{\tau}_{p.u.} - 1 \right) \quad (3.53)$$

Da diese Spannungen über dem idealen Übertrager entstehen, können die Knotenspannungen \underline{u}_K berechnet werden, die dadurch an allen Knoten entstehen, indem die Stromgleichung gelöst wird. Die aus den Stufenstellungen entstehenden Stromquellen können wie in (3.54) als Terminalgrößen für jeden Transformator berechnet werden.

$$\underline{i}_{T,quell} = \underline{Y}_{T,p.u.} \underline{K}_{Tra} \Delta \underline{u} \quad (3.54)$$

Die Berechnung aller Transformatoreinflüsse wird zunächst durch Lösen von Gleichung (3.55) fortgesetzt. In dieser Gleichung werden die Quellströme dann aus dem Netz entfernt, da an den zwei jeden Transformator begrenzenden Knoten keine zusätzlichen Stromquellen installiert sind. Sie dienen hier allein der Nachbildung.

$$\underline{I}_{T,Tra,p.u.} = \underline{Y}_{T,p.u.} \underline{K}_{K,T} \Delta \underline{U}_K - \underline{I}_{T,quell} \quad (3.55)$$

Um die Einflüsse in absoluten Größen zu erhalten, müssen die berechneten Ströme im Netz umgerechnet werden, was in (3.56) dargestellt ist.

$$\underline{I}_{T,Tra} = \underline{I}_{T,Tra} \frac{S_{Bezug}}{\sqrt{3} U_{Bezug}} \quad (3.56)$$

Die Anzahl der Zeilen dieser Matrix entspricht der Anzahl der Terminals im Netz, während die Anzahl der Spalten der Anzahl der Transformatoren mit Regelung entspricht. Die Matrix enthält alle Terminalströme, die von jedem Transformator hervorgerufen werden.

Zur Anwendung im Prozess der Kostenteilung werden die partiellen Leistungsflüsse auf allen Leitungen benötigt. Da Leistungen nach ihrer Superposition nicht addiert werden können, basiert die näherungsweise Berechnung der Wirkleistung auf angepassten Terminalwirk- und -blindströmen. Die Transformation ist in (3.57) für einen einzelnen Transformatoreinfluss mit Spannungswinkeln dargestellt. Mit diesem Winkel muss für jeden Terminalstrom ein neues Koordinatensystem erstellt werden. Dabei ist δ_T der Spannungswinkel der vollständigen Terminalspannungen. Dies bedeutet, dass für jedes

Terminal an dieser Stelle ein neues Referenzkoordinatensystem erzeugt wird, welches um den Winkel der Terminalspannung gedreht ist.

$$\underline{i}_{T,\text{Wirk/Blind}} = \underline{i}_T \cdot \exp(j\delta_T) \quad (3.57)$$

Das Grundprinzip ist in Abbildung 3.4 dargestellt.

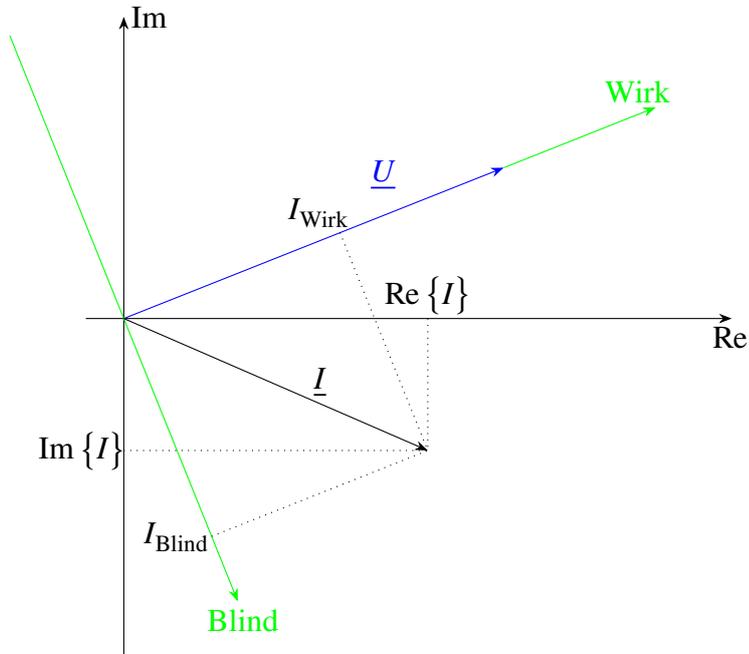


Abbildung 3.4: Prinzipdarstellung der Koordinatentransformation zur Umrechnung der Terminalströme.

Der Wirkanteil des Gesamtstromes zeigt in Richtung der Terminalspannung und der Blindanteil des Stromes liegt orthogonal zur Terminalspannung. Abschließend können nun, wie in (3.58) dargestellt, aus den Realteilen dieser gedrehten Terminalströme mithilfe der Beträge der Terminalspannungen die Leitungswirkleistungen berechnet werden.

$$p_{L,\text{Tr}} = 3K_{L,T} U_T \text{Re} \left\{ \underline{i}_{T,\text{Wirk/Blind}} \right\} \quad (3.58)$$

3.3.3 Erweiterung um HGÜ-Flüsse

Die Erweiterung der PFD-Methode zur Erkennung von HGÜ-Flüssen wurde in [42] veröffentlicht. Somit beziehen sich die folgenden Vorgänge auf diese Veröffentlichung. Für die Integration der Berechnung von HGÜ-Flüssen in die PFD muss die Methode etwas verändert werden. Die Identifikation partieller Leistungsflüsse wird durch die Integration von HGÜ-Verbindungen maßgeblich beeinflusst, da diese als steuerbare Übertragungsmedien zu sehen sind, welche aus Sicht des AC-Netzes im Normalfall als zusätzliche Quellen und zusätzlichen Senke modelliert sind. Dieser Modellierungsansatz ist für reine Leistungsflussberechnungen auch ausreichend, die Bestimmung der konkreten Verursacher für partielle Leistungsflüsse wird dadurch jedoch verfälscht. Bei der Identifizierung partieller Leistungsflüsse unter Berücksichtigung von HGÜ-Verbindungen muss zwischen unterschiedlichen Fällen unterschieden werden. Dabei werden im Rahmen dieser Arbeit nur Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Verbindungen betrachtet. [42]

- **Anbindung von Offshore-Windparks/-Erzeugungsanlagen:** In diesem Fall verbindet die HGÜ-Leitung eine zusätzliche Erzeugungsanlage mit dem synchronen AC-Netz. Der Anschlusspunkt der HGÜ-Verbindung zum AC-Netz kann aus Sicht des synchronen AC-Netzes somit als zusätzliche Quelle modelliert werden und kann auch im Rahmen der Flusszerlegung als solche behandelt werden und es ist keine Anpassung der Methode notwendig.
- **HGÜ-Verbindungen zu asynchronen Netzen:** In diesem Fall ergibt sich je nach Einstellung des HGÜ-Flusses (Export / Import aus Sicht des betrachteten synchronen AC-Netzes) im synchronen AC-Netz eine zusätzliche Quelle oder eine zusätzliche Senke am Anschlussknoten der HGÜ. Innerhalb der Flusszerlegung kann die HGÜ-Verbindung somit auch als zusätzliche Quelle oder Senke behandelt werden. Es ist keine Anpassung der Methode notwendig. Dabei wird davon ausgegangen, dass das asynchrone Netz als einzelner Knoten abgebildet wird. Loopflows auf zwei HGÜ-Verbindungen, die die Netze kuppeln sind nur dann möglich, wenn sie an genau diesem einen Knoten angeschlossen sind, da sonst das asynchrone Netz als zweites AC-Netz berechnet werden müsste.
- **HGÜ-Leitungen innerhalb synchroner Netze:** Im dritten Fall erweitert die HGÜ-Verbindung die bestehenden AC-Übertragungsleitungen. Es ist somit notwendig zu prüfen, welche Leistung von den Generatoren des synchronen AC-Netzes über die HGÜ-Leitungen zu den Lasten des synchronen AC-Netzes fließt. Dies ist nicht möglich, wenn die HGÜ-Verbindung lediglich als zusätzliche Quelle und Senke im AC-Netz behandelt ist und die ursprüngliche Methode angewendet wird. Somit ist eine Anpassung des PFD-Ansatzes erforderlich.

Entsprechend der drei skizzierten Fälle liegt der Fokus der folgenden Implementierung auf HGÜ-Leitungen, die parallel zu einem synchronen AC-Netz betrieben werden, da die anderen Fälle durch jeweils einen einzelnen Knoten implementiert werden können.

Grundlage für die Anwendung der PFD-Methode mit HGÜ-Leitungen bildet das AC-Leistungsflussergebnis, in dem alle HGÜ-Verbindungen über ein Generator-Last-Paar abgebildet sind. Darauf aufbauend wird im ersten Schritt die Gesamtstromaustauschmatrix $\underline{I}_{K,\text{total}}$ gebildet und nach AC- und HGÜ-Verbindungsknoten sortiert. Bei der Aktivierung von Teilströmen in $\underline{I}_{K,\text{total}}$ muss nun berücksichtigt werden, dass jedes HGÜ-System eine für sich eigene Zone mit jeweils zwei Knoten bildet. Damit erhöht sich die Anzahl der Zonen im Netz um die Anzahl der parallel zum AC-Netz vorhandenen HGÜ-Verbindungen. Nach der Zonenneudefinition der HGÜ-Verbindungsknoten wird die Berechnung entsprechend (3.46) bis (3.51) für alle Kombinationen aus Last- und Generatorzonen durchgeführt.

Ergebnis dieser Berechnung ist wieder die dreidimensionale Partial-Power-Flow-Matrix. Bei Betrachtung der Matrix für eine Leitung lässt sich die resultierende zweidimensionale Matrix entsprechend (3.59) nun in vier Teile aufteilen, die bezogen auf die HGÜ-Verbindungen unterschiedliche Teilflüsse beschreiben.

$$\mathbf{PPF}_{L,\text{gen,load}} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{AC \rightarrow AC} & \mathbf{P}_{DC \rightarrow AC} \\ \mathbf{P}_{AC \rightarrow DC} & \mathbf{P}_{DC \rightarrow DC} \end{bmatrix} \quad (3.59)$$

Die Teilmatrix $\mathbf{P}_{AC \rightarrow AC}$ beschreibt alle Teilflüsse durch das AC-Netz und entspricht somit der in Abschnitt 3.3 beschriebenen Partial-Power-Flow-Matrix ohne HGÜ-Verbindungen und hat dementsprechend auch die Dimension $N_Z \times N_Z$.

Die Teilmatrizen $\mathbf{P}_{AC \rightarrow DC}$ und $\mathbf{P}_{DC \rightarrow AC}$ beschreiben den Austausch zwischen dem AC-Netz und dem DC-Netz, d. h. das Element der zweiten Zeile und dritten Spalte der Matrix $\mathbf{P}_{AC \rightarrow DC}$ zeigt, welche Leistung über die aktuell betrachtete Leitung von Zone 2 des AC-Netzes zu HGÜ 3 fließt. Damit haben die beiden Teilmatrizen die Dimensionen $N_Z \times N_{\text{HGÜ}}$ und $N_{\text{HGÜ}} \times N_Z$.

Die Teilmatrix $\mathbf{P}_{DC \rightarrow DC}$ definiert die Flüsse zwischen einzelnen HGÜ-Verbindungen. Die Matrix hat somit die Dimension $N_{\text{HGÜ}} \times N_{\text{HGÜ}}$. Auf der Hauptdiagonalen dieser Matrix stehen somit Kreisflüsse, die direkt von der jeweiligen HGÜ-Verbindung hervorgerufen werden.

3.4 Integration von HGÜ-Flüssen in die ENTSO-E-Flussdefinition

Die mit den drei Methoden errechneten HGÜ-Flüsse müssen anschließend in die Flusskategorien sortiert werden. Es wird in diesem Abschnitt am Beispiel der in der PFD-Methode errechneten HGÜ-Flüsse vorgestellt, wie diese Zuordnung vorgenommen wird. Das Prozedere ist Publikation [42] entnommen. Als Basis wird die Matrix $PPF_{L,gen,load}$ genutzt.

Die Teilmatrix $P_{AC \rightarrow AC}$ hat bereits die Dimension $N_Z \times N_Z$ und beschreibt wie die ursprüngliche Partial-Power-Flow-Matrix die Verteilung der Leistungsflüsse hervorgerufen durch Lasten und Erzeuger im AC-Netz. Damit kann diese Teilmatrix genutzt werden, um die Klassifizierung gemäß Abbildung 2.9 durchzuführen.

Um eine ähnliche Methodik auch auf die durch HGÜ-Verbindungen hervorgerufenen Flüsse anwenden zu können, ist es notwendig, die restlichen Teilmatrizen in eine äquivalente Matrix der Dimension $N_Z \times N_Z$ zu überführen, die nur die ursprünglichen Gebotszonen enthält und um die zusätzlich definierten HGÜ-Zonen bereinigt ist. Hierzu wird die Partial-HGÜ-Fluss-Matrix PHF aufgebaut, die entsprechend (3.60) für eine Leitung wieder die Dimension $N_Z \times N_Z$ hat.

$$PHF = \begin{bmatrix} P_{AC,1 \rightarrow 1} & \cdots & P_{AC,Z \rightarrow 1} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ P_{AC,1 \rightarrow Z} & \cdots & P_{AC,Z \rightarrow Z} \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

Die Teilmatrizen $P_{AC \rightarrow DC}$ und $P_{DC \rightarrow AC}$ werden in der Partial-HGÜ-Fluss-Matrix entsprechend (3.61) verarbeitet. Der erste Summand beschreibt, wie sich der Fluss, der vom AC-Netz an die HGÜ übertragen wird, gleichmäßig auf das AC-Netz aufteilt und der zweite Summand beschreibt, wie der Fluss, der von der HGÜ in das AC-Netz fließt, gleichmäßig aus dem AC-Netz gedeckt wird. Damit sind alle Leistungsflüsse aus den beiden Teilmatrizen vollständig verrechnet und können den entsprechenden AC-Zonen zugeordnet werden.

$$P_{AC,i \rightarrow j} = P_{AC \rightarrow DC,i} \frac{|P_{DC \rightarrow AC,j}|}{\sum |P_{DC \rightarrow AC}|} + P_{DC \rightarrow AC,j} \frac{|P_{AC \rightarrow DC,i}|}{\sum |P_{AC \rightarrow DC}|} \quad (3.61)$$

Für die Teilmatrix $P_{DC \rightarrow DC}$ wurde die Annahme getroffen, dass die Urheber der Flüsse tatsächlich die HGÜ-Verbindungen selbst sind und diese Teilflüsse als Flussverschiebungen angesehen werden können, die die HGÜ-Verbindungen im AC-Netz einprägen. Alternativ ist es auch möglich, die Teilmatrix in einem iterativen Prozess in (3.61) zu verrechnen. Unter der Annahme, dass diese Flüsse jedoch durch die HGÜ-Leitungen hervorgerufen werden, ergibt sich das folgende Vorgehen: Für alle Kombinationen an

HGÜ-Kopfstationen wird geprüft, in welchen Zonen sich die Kopfstationen befinden und welche der beiden Kopfstationen aus Sicht des AC-Netzes als Generator und welche als Last modelliert ist. Anschließend wird der Eintrag der Partial-HGÜ-Fluss-Matrix, dessen Zeilenindex dem HGÜ-Generator und Spaltenindex der HGÜ-Last entspricht, um den Wert in der Teilmatrix $\mathbf{P}_{DC \rightarrow DC}$ erweitert.

Die Einträge in der vollständigen Partial-HGÜ-Fluss-Matrix können nach dem gleichen Schema klassifiziert werden wie die Einträge in der Partial-Power-Flow-Matrix.

Dabei ergeben sich in der Klassifizierung nun drei unterschiedliche Möglichkeiten:

- Alle HGÜ-Flüsse werden in einer Kategorie „HGÜ-Flüsse“ zusammengefasst.
- Alle HGÜ-Flüsse werden analog zu den ursprünglichen AC-Fluss-Kategorien klassifiziert mit der Zusatzinfo, dass es sich um HGÜ-Flüsse handelt („HGÜ Intern“, „HGÜ Loopflow“, „HGÜ Import“, „HGÜ Export“, „HGÜ Transit“).
- Alle HGÜ-Flüsse werden mit den ursprünglichen AC-Flüssen verrechnet.

Die nun notwendige Aktualisierung der ENTSO-E-Flussdefinition aus Abbildung 2.2 ist am Beispiel einer internen HGÜ in Abbildung 2.7 dargestellt.

3.5 Systematischer Vergleich der Methoden

Anhand der erwähnten Eigenschaften, Berechnungsmethoden und ihren Auswirkungen auf die Ergebnisse, lässt sich für die Berechnung der partiellen Leistungsflüsse konventioneller Wechselstromnetze ohne leistungsflusssteuernde Betriebsmittel Tabelle 3.1 aufstellen.

Tabelle 3.1: Vergleich der Eigenschaften von PFD, PFC und FLD ohne PST- und ohne HGÜ-Einflüsse.

	PFD	PFC	FLD
Vorgehen	Aktiviere jeden Generator / jede Generatorzone in Kombination mit jeder Last / Lastzone	Aufteilung in ein ausgeglichenes und ein unausgeglichenes Teilnetz; Verwendung beider Teilnetze und PTDF-Werte	Berechnung der Leistung, die jeder Generator an jede Last abgibt; Multiplikation mit PTDF-Werten
Annahmen	keine	DC-Leistungsflussrechnung; ökonomische Betrachtung jeder Zone (nur Import oder Export möglich)	DC-Leistungsflussrechnung
Vorteile	Realistisches Verhalten der Leistungsflüsse	Berechnungsdauer	PEX-Matrix bildet Beziehung zwischen Quelle und Last besser ab als PFC
Nachteile	Invertierung einer Matrix in jeder Iteration ist zeitaufwändig	Annahmen der DC-Leistungsflussrechnung; aus einem Netz werden zwei separate Teilnetze	Annahmen der DC-Leistungsflussrechnung

Die in diesem Kapitel vorgestellte Erweiterung der Methoden um den Einfluss von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln wird für die Betrachtung von Einflüssen von HGÜ-Systemen in 3.2 verglichen. Der Vergleich der Einflüsse von PST erfolgt im Verlauf des nächsten Kapitels nachdem neben den bereits genannten qualitativen Unterschieden zwischen der AC- und DC-Leistungsflussberechnung auch quantitative Bewertungen durch die Betrachtung der Berechnungsergebnisse möglich sind.

Tabelle 3.2: Vergleich der Eigenschaften von PFD, PFC und FLD für partielle HGÜ-Flüsse.

	PFD	PFC	FLD
Quelle	[42]	Erweiterung von [30] um Generator-Last-Paare, die die HGÜ-Systeme darstellen	[44]
Grundprinzip	Verfolgung des Leistungsflusses vom Generator zur Last	Prozentuale Versorgung der Lasten durch Generatoren	Power-Exchange-Matrix und Knoten-zu-Knoten-PTDF-Werte
Unterscheidung in interne und gebotszonenüberschreitende HGÜ-Systeme	Nein, aber durch Zonenbetrachtung möglich	Ja, durch Trennung in zwei Netze	Nein, aber durch Zonenbetrachtung möglich
Berücksichtigung von Flüssen durch mehrere HGÜ-Systeme	Nein	Nein, da sonst beide Netze mehrmals nacheinander berechnet würden (laut [30] nicht möglich)	Ja (Flüsse durch höchstens drei HGÜ-Systeme)
Berechnung von HVDC Kreisflüssen	Ja, aber nicht über mehrere HGÜ-Systeme	Nein	Ja

4 Vergleich der Methoden in ausgewählten Netzen

In diesem Kapitel sollen die bestehenden und neu eingeführten Methoden zunächst an einfachen Testnetzen überschaubar und später an einem der Realität nachempfundenen Netz zuerst verifiziert und dann verglichen werden. Insbesondere wird die Erweiterung der Methoden um die Effekte von HGÜ und PST geprüft und später bewertet.

4.1 Verifikation für konventionelle Flusstypen am Testnetz

Zunächst sollen die Methoden an einem anschaulichen Netz verifiziert werden. Dafür wird ein Testnetz (Abbildung 4.1) genutzt, das aus drei Gebotszonen besteht. Das Netz besteht inklusive der X-Knoten aus 14 Knoten. Die fünf Knoten der X-Zone sind mittig auf den Interkonnektoren der Zonen platziert, wodurch von einem Half-Tie-Line-Ansatz ausgegangen werden kann. Zu den drei Gebotszonen kommt somit eine vierte Zone hinzu, die die X-Knoten beinhaltet. Diese Zone besitzt keine Leitungen, sowie weder Last noch Erzeugung. Werden die Verluste, die auf Leitungen zu verzeichnen sind, die an X-Knoten grenzen, auf die benachbarten Knoten verteilt, so besitzt die X-Zone allein minimale Lasten, da ihre Knotenleistungen jeweils der Hälfte der Verlustleistungen aller Half-Tie-Lines entsprechen. Diese Lasten sind in Hinblick auf den Markt nicht begründbar, stellen aber die Verluste der Leitungen nur in dieser Form exakt dar. Der Einfluss eines Transformators mit Querregelung wird durch den PST1 zwischen Knoten 6 und 14 abgebildet. Im späteren Verlauf werden HGÜ-Strecken dem Netz hinzugefügt. Der Übersichtlichkeit halber wird auf diese Veränderung an entsprechender Stelle gezielt hingewiesen und die Netzgrafik daraufhin angepasst. Die Daten der Leitungen (siehe (4.1) bis (4.4)) sind für alle Leitungen gleich. Das $\frac{R}{X}$ -Verhältnis ist dem im Übertragungsnetz üblichen Verhältnis angepasst.

$$R_L = 1 \Omega \quad (4.1)$$

$$X_L = 10 \Omega \quad (4.2)$$

$$G_L = 0 \mu\text{S} \quad (4.3)$$

$$C_L = 12,9 \mu\text{F} \quad (4.4)$$

Die Eigenschaften des Transformators sind wie in (4.5) bis (4.10) dargestellt festgelegt. Dabei wird direkt die Notation entsprechend des UCTE-Formates aus [45] genutzt.

$$U_{r,TOS} = U_{r,TUS} = 400 \text{ kV} \quad (4.5)$$

$$S_{r,T} = 300 \text{ MVA} \quad (4.6)$$

$$R_T = 2 \Omega \quad (4.7)$$

$$X_T = 20 \Omega \quad (4.8)$$

$$B_T = -62 \mu\text{S} \quad (4.9)$$

$$G_T = 0 \mu\text{S} \quad (4.10)$$

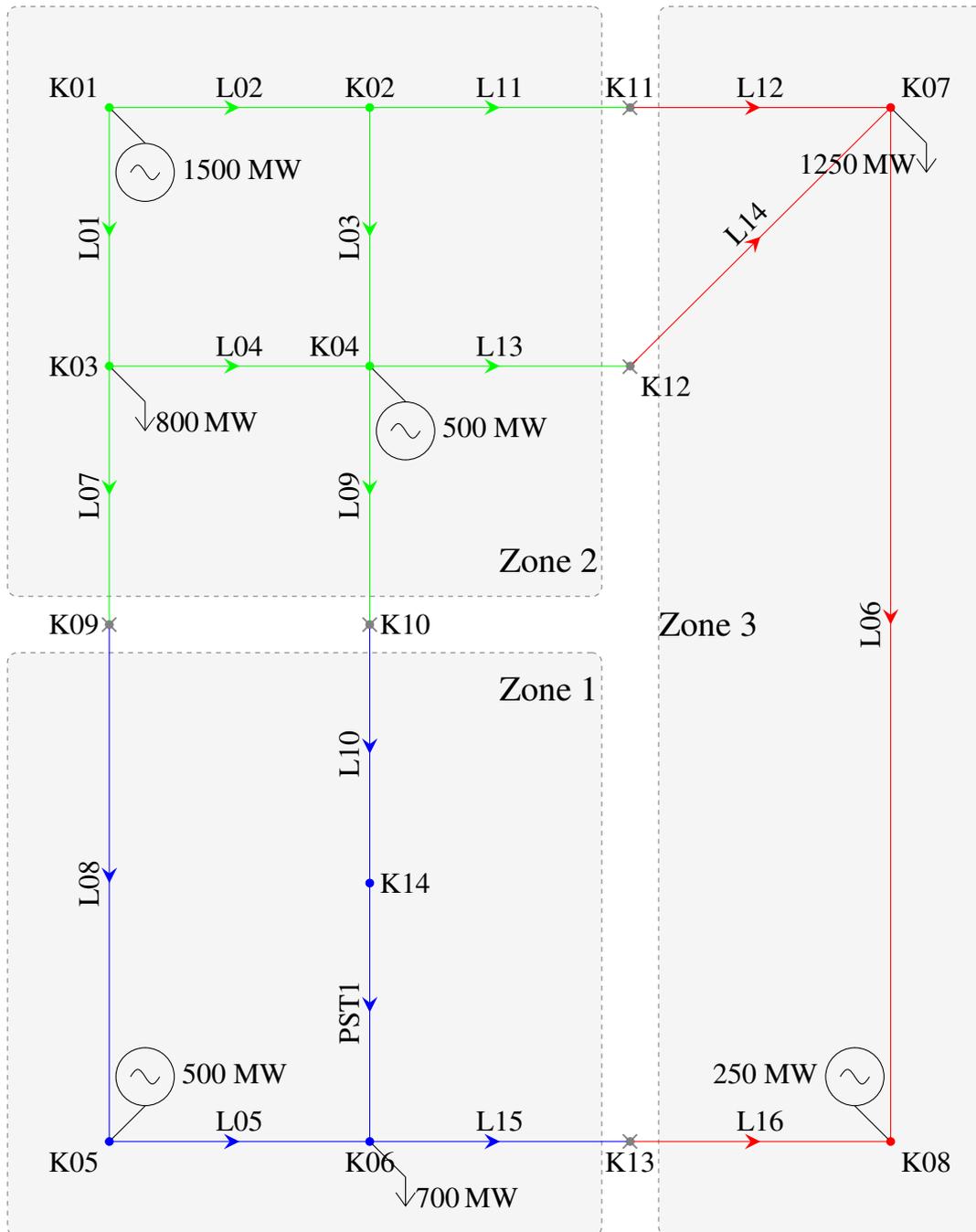


Abbildung 4.1: Testnetz zur Validierung der Methoden.

Die Regelung eines Transformators wird, wie in Abschnitt 2.4.2 beschrieben, durch einen Winkel und einen Betrag vorgenommen. In der UCTE-Nomenklatur setzen sich die Elemente entsprechend Abbildung 2.8 zusammen. In diesem Fall gilt:

$$n = 5 \quad (4.11)$$

$$\theta = 90^\circ \quad (4.12)$$

$$\delta U = 2,5 \% \quad (4.13)$$

Die Parametrierung der Knoten ist in Tabelle 4.1 dargestellt. Die Blindleistung ist für alle PQ-Knoten auf Null gesetzt. Somit wird sämtlicher Blindleistungsbedarf sowie die Deckung der Verluste durch den Slack an Knoten 2 vorgenommen.

Tabelle 4.1: Parametrierung der Knoten des Testnetzes.

Knoten	1	2	3	4	5	6	7
<i>P</i> in MW	-1500	0	800	-500	-500	700	1250
Typ	PQ	Slack	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ
Zone	2	2	2	2	1	1	3
Knoten	8	9	10	11	12	13	14
<i>P</i> in MW	-250	0	0	0	0	0	0
Typ	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ
Zone	3	X	X	X	X	X	1

Das Ergebnis der Leistungsflussrechnung ist in Abbildung 4.2 dargestellt. Ab sofort wird aufgrund der Größe der Abbildung auf eine graphische Darstellung des gesamten Testnetzes verzichtet. Es werden nur noch die für den jeweiligen Berechnungsschritt oder die Lösung wichtige Größen dargestellt.

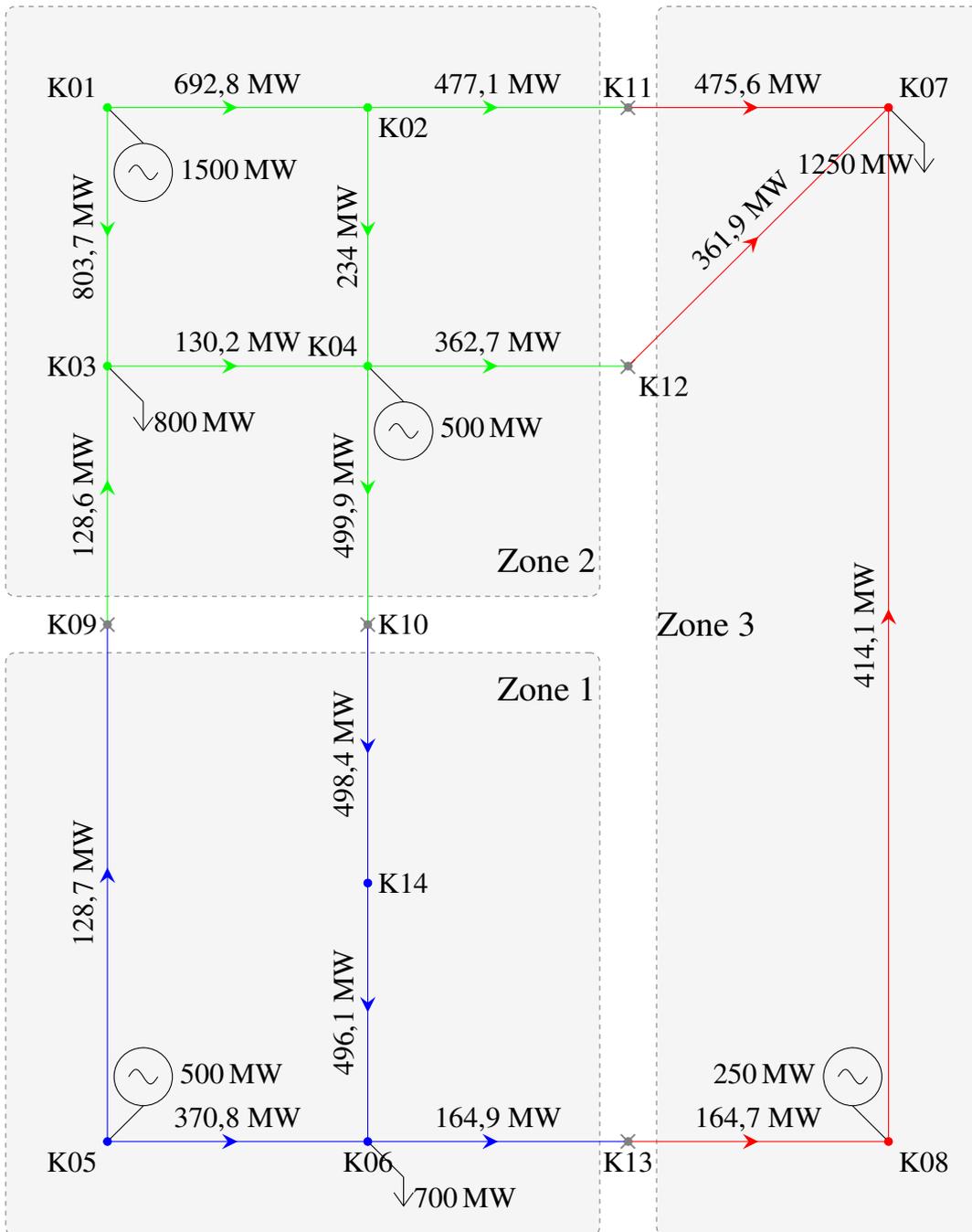


Abbildung 4.2: Grundlastfluss des Testnetzes.

4.2 Vergleich der Methoden ohne Transformatoreinflüsse

Da sich die drei vorgestellten Methoden der Leistungsflusszerlegung nicht nur in ihrer Art der Berechnung von partiellen Leistungsflüssen unterscheiden, sondern auch regelbare Transformatoren unterschiedlich behandeln, wird zunächst allein auf den Anteil der Leistungsflüsse von Generatoren zu Lasten mit neutraler Stufung der Transformatoren (Bemessungsübersetzung) geblickt. Die Einflüsse der Transformatoren werden im Anschluss daran gesondert betrachtet.

4.2.1 Anwendung der Full Line Decomposition

Als erste Methode wird die FLD angewendet. Hierbei werden, wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, zunächst die Verluste der Leitungen und Transformatoren auf je beide angrenzende Knoten aufgeteilt. Unter Annahme des proportionalen Generation-Shift-Key entsteht die in Tabelle 4.2 gezeigte PEX-Matrix.

Somit ist beispielsweise zu erkennen, dass Knoten 1 790,4 MW an Knoten 3 zur Verfügung stellt. Die Zeilensummen ergeben aufaddiert die Erzeugung an einem Knoten, während die Spaltensummen den Lasten zuzüglich der Verluste benachbarter Leitungen entsprechen. Da sich diese Berechnungen auf die DC-Leistungsflussberechnung beziehen, sind auch im Leistungsfluss auf den Leitungen Unterschiede zu den AC-Leistungsergebnissen aus Abbildung 4.2 zu erkennen. Die Unterschiede sind in Tabelle 4.3 dargestellt.

Mithilfe der Werte aus Tabelle 4.2 und der DC-PTDF-Werte können nun für jede Leitung die Teilflüsse berechnet werden. Im Kontext der Nutzung der Berechnungsmethode für Übertragungsnetzbetreiber ist es zudem zu empfehlen, die Teilflüsse gebotszonenscharf zusammenzufassen, da es zur Durchführung von Kostenteilungsprozessen weniger relevant ist, welches Knotenpaar genau einen Loopflow hervorruft. Nichtsdestotrotz wäre auch eine knotenscharfe Betrachtung möglich, da innerhalb der Berechnung bereits knotenscharf gerechnet wird. Bei der Nutzung der Tools zur Berechnung partieller Leistungsflüsse an einem Common Grid Model Exchange Standard (CGMES)- oder Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE)-Datensatz wird auffallen, dass es für große Netze mit einer hohen Anzahl von Knoten und Zonen nicht ratsam ist, die gesamten knotenscharfen Ergebnisse für jede Leitung des Datensatzes auszugeben, da Berechnungszeit und Datenmenge dann ein zumutbares Maß übersteigen würden. Die gebotszonenscharfen Flüsse über alle Leitungen werden an dieser Stelle berechnet und für die nun folgende Auswertung genutzt.

Tabelle 4.2: PEX-Matrix des Testnetzes in MW.

	$k_j = 1$	2	3	4	5	6	7
$k_i = 1$	0	2,4	790,4	0	0	78	632,5
2	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	11,8	0	0	126,4	362,6
5	0	0	0	0	0	496,7	5,4
6	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	251,3
9	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0
Σ	0	2,4	802,2	0	0	701,1	1251,8

	$k_j = 8$	9	10	11	12	13	14	Σ
$k_i = 1$	0	0	0	1,8	0,3	0	0,1	1505,5
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0,1	0	1	0	0,2	502,1
5	0	0	0	0	0	0	0	502,1
6	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	251,3
9	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0
Σ	0	0	0,1	1,8	1,3	0	0,3	

Zur Auswertung der Genauigkeit der Ergebnisse der FLD-Methode kann die Methode auf Vollständigkeit ihrer Berechnung geprüft werden. Dabei wird die Summe der Teilflüsse mit dem DC-Leistungsflussergebnis verglichen. Zum Vergleich ist das AC-Leistungsflussergebnis ebenso aufgeführt.

Tabelle 4.3: Summierung der partiellen Leistungsflüsse der FLD-Methode und Vergleich mit Leistungsflussergebnissen in MW.

Leitung	p_{Σ}	$p_{LF,DC}$	$p_{LF,AC}$	$ p_{\Sigma} - p_{LF,DC} $	$ p_{\Sigma} - p_{LF,AC} $
L1	830,5	830,1	832,8	0,4	2,3
L2	675	674,8	663,7	0,2	11,3
L3	139,6	139,6	145,4	0	5,8
L4	-15,8	-15,9	-16,6	0,1	0,8
L5	546,3	546,1	546,3	0,2	0
L6	-258,9	-258,9	-258,7	0	0,2
L7	44,2	44,2	47,2	0	3
L8	44,2	44,2	47,2	0	3
L9	162,9	162,9	164,1	0	1,2
L10	162,7	162,7	163,9	0	1,2
L11	533	532,9	532,5	0,1	0,5
L12	531,2	531,1	530,7	0,1	0,5
L13	463	462,9	463,8	0,1	0,8
L14	461,7	461,6	462,4	0,1	0,7
L15	7,6	7,6	8,9	0	1,3
L16	7,6	7,6	8,9	0	1,3
PST1	162,5	162,4	163,7	0,1	1,2

An den in Tabelle 4.3 dargestellten Ergebnissen lässt sich erkennen, dass die FLD-Methode sehr gut das DC-Leistungsflussergebnis abbildet. Der Fluss über die 17. Leitung (Name „PST1“), die den Transformator darstellt, beträgt für den Fall der neutralen Stufung im DC-Leistungsfluss 162,4 MW. Die Abweichungen liegen in diesem Fall bei weniger als 0,6 % (Leitung 4). Dies lässt sich darauf zurückführen, dass innerhalb der Berechnung auf DC-PTDF-Werte gesetzt wird. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die Multiplikation einzelner Teilleistungen mit den PTDF-Werten noch in der Nähe des vollständigen Arbeitspunktes vom Netz liegen. Etwaige Abweichungen von diesem Arbeitspunkt und der damit im Arbeitspunkt vorgenommenen Linearisierung

spiegeln sich in den Abweichungen der summierten partiellen Leistungsflüsse und dem vollständigen DC-Leistungsflussergebnis wider.

Die Abweichungen der summierten partiellen Leistungsflüsse zum AC-Leistungsergebnis ohne Transformatoren sind dahingehend schon bedeutend größer. Die maximale Abweichung beträgt hier 14,6 % (Leitungen 15 und 16). Diese Abweichung ist auf die zahlreichen Vereinfachungen, mit der die DC-Leistungsflussberechnung einhergeht, zurückzuführen. Eine Abweichung von rund 15 % kann im Falle der Berechnung von Ausgleichszahlungen aufgrund der Bewirtschaftung von Engpässen in hohen Geldflüssen enden, die auf physikalisch nicht vollständig korrekten Annahmen beruhen.

Die Ergebnisse der Flusszerlegung mit der FLD-Methode sind in Abbildung 4.3 dargestellt, wobei die Richtung der Leistungsflüsse nicht berücksichtigt wurde, sodass keine negativen Gesamtflüsse entstehen.

Im oberen Teil der Abbildung 4.3 sind die einzelnen partiellen Leistungsflusstypen eingefärbt dargestellt. Oberhalb der Abszisse sind die belastenden Flüsse aufgetragen, während unterhalb die entlastenden zu finden sind. Der Stern kennzeichnet im oberen Diagramm die Summe aller partiellen Leistungsflüsse. Diese Summe wird dann im unteren Diagramm mit dem DC-Leistungsergebnis (blaue Balken) verglichen. Auch hier ist die bereits in Tabelle 4.3 ersichtliche hohe Übereinstimmung der Werte zu erkennen.

Des Weiteren ist nachzuvollziehen, dass Zone 2 durch die hohe Einspeisung und den gleichzeitig hohen Verbrauch hohe interne Flüsse (gelbe Balken) auf den Leitungen von Zone 2 hervorruft. Zone 3 ist bei Erstellung bewusst so gewählt, dass sie eine große Unausgeglichenheit zwischen Erzeugung und Verbrauch hat. Dies spiegelt sich auch auf den hohen Importflüssen der Leitungen 12, 14 und 16 wider. Durch die Annahme des Half-Tie-Line-Ansatzes sind dementsprechend die Leitungen direkt vor der erwähnten Leitung entweder mit Export- oder Transitflüssen beaufschlagt, was ebenso in der Abbildung erkennbar ist. Die Ergebnisse der FLD-Methode zeigen, dass sich die Leistungsflüsse hauptsächlich aus internen, Import- und Exportflüssen zusammensetzen, gefolgt von Loopflows (siehe Abbildung 4.3).

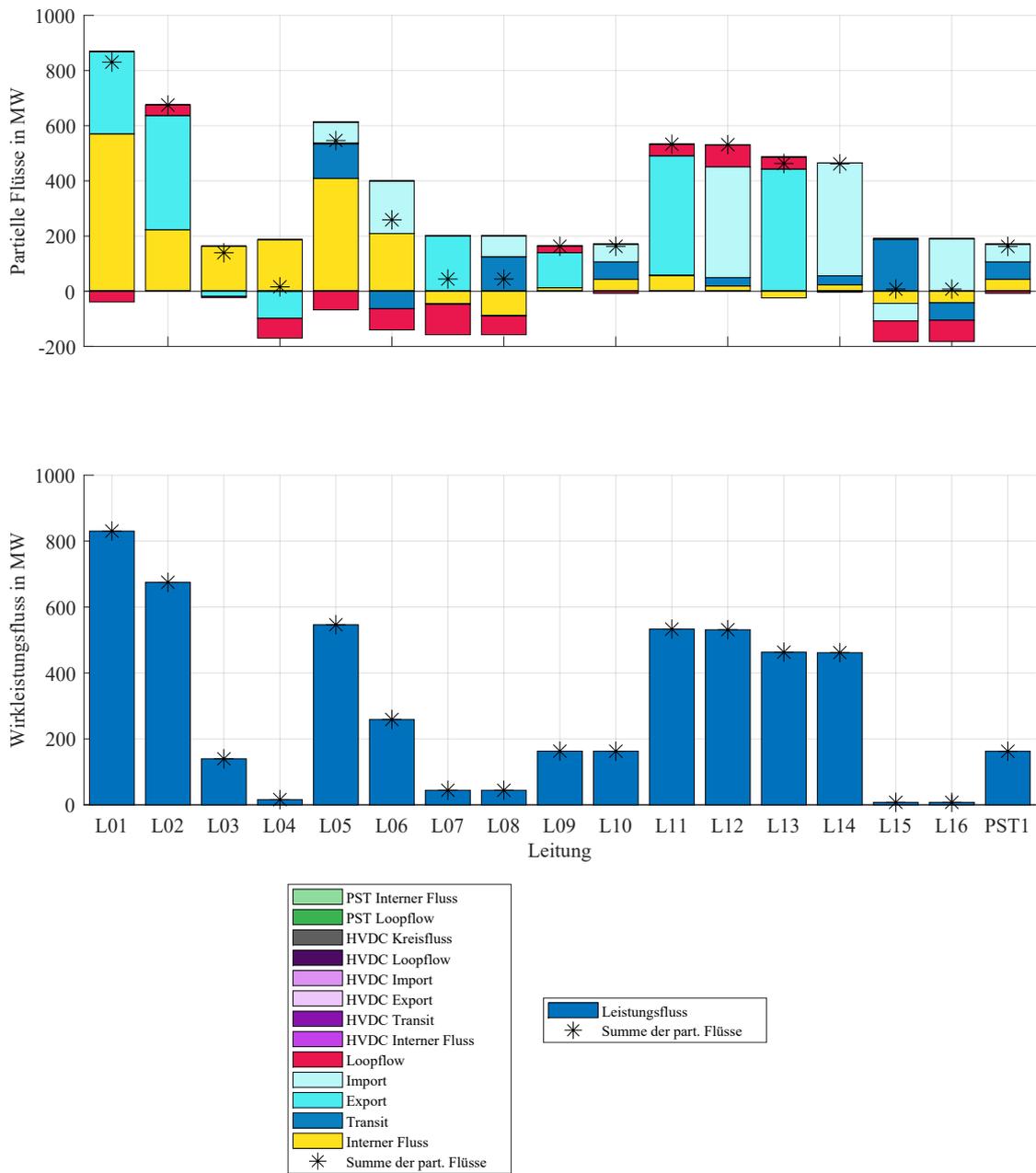


Abbildung 4.3: Oben: Ergebnisse der Leistungsflusszerlegung für das Testnetz nach FLD.
Unten: Leistungsfluss je Leitung.

4.2.2 Anwendung des Power Flow Colouring

Zur Berechnung der partiellen Leistungsflüsse mithilfe der PFC-Methode müssen, wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, alle Zonen getrennt voneinander betrachtet werden und zusammen in ein ausgeglichenes und nicht ausgeglichenes Netz überführt werden. Zur Berechnung dieser Netze sind die Erzeugungen und Lasten, wie in Tabelle 4.4 dargestellt, je Zone zu vergleichen.

Tabelle 4.4: Bilanzierung der Gebotszonen des Testnetzes in der PFC-Methode.

	$p_{K,gen}$ in MW	$p_{K,load}$ in MW	Differenz in MW
Zone 1	-500	700	200
Zone 2	-2000	800	-1200
Zone 3	-250	1250	1000
Zone 4	0	0	0

Somit ist zu erkennen, dass die erste und dritte Zone bilanziell importierende Zonen sind, während die zweite Zone eine exportierende Zone ist.

Im nächsten Schritt wird für jede importierende Zone nur so viel Last angenommen, wie auch Erzeugung in der eigenen Zone vorhanden ist. Gleichzeitig begrenzt in exportierenden Zonen die Menge an Last die Erzeugung im ausgeglichenen Netz.

In diesem Beispiel zeigt sich für die erste Zone, dass alle Erzeuger an ihren Knoten wie vorher belassen werden. Die beiden Lasten dürfen nun aber zusammen lediglich 500 MW verbrauchen. Die Reduktion wird auch hier über proportionale Shift-Key-Faktoren vorgenommen. Nachdem dieses Vorgehen für alle drei Gebotszonen und die X-Zone durchgeführt wurde, entsteht ein ausgeglichenes Netz, wie in Abbildung 4.4 dargestellt. Die Differenz an Erzeugung oder Last zum vollständigen Netzmodell wird in das unausgeglichene Netzmodell (Abbildung 4.5) übernommen. Im Gegensatz zum initialen Netz sind Lasten hinzugekommen, die nun im ausgeglichenen und unausgeglichenen Netz zu finden sind. Sie resultieren aus den Leitungsverlusten, die jeweils zur Hälfte auf die benachbarten Knoten aufgeteilt werden, ehe die DC-Leistungsflussrechnung gestartet wird.

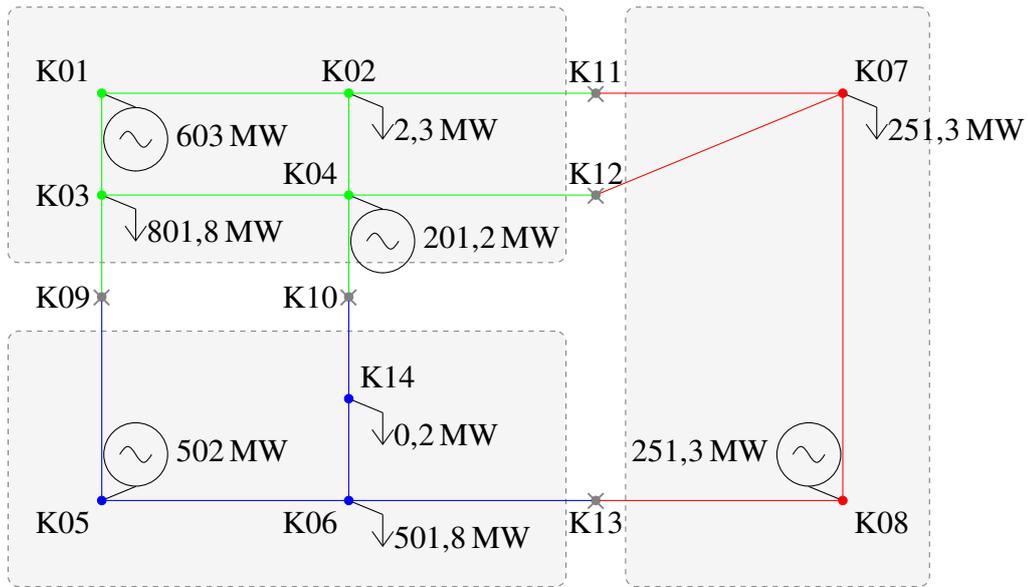


Abbildung 4.4: Ausgeglichenes Teilnetz in der PFC-Methode am Testnetz.

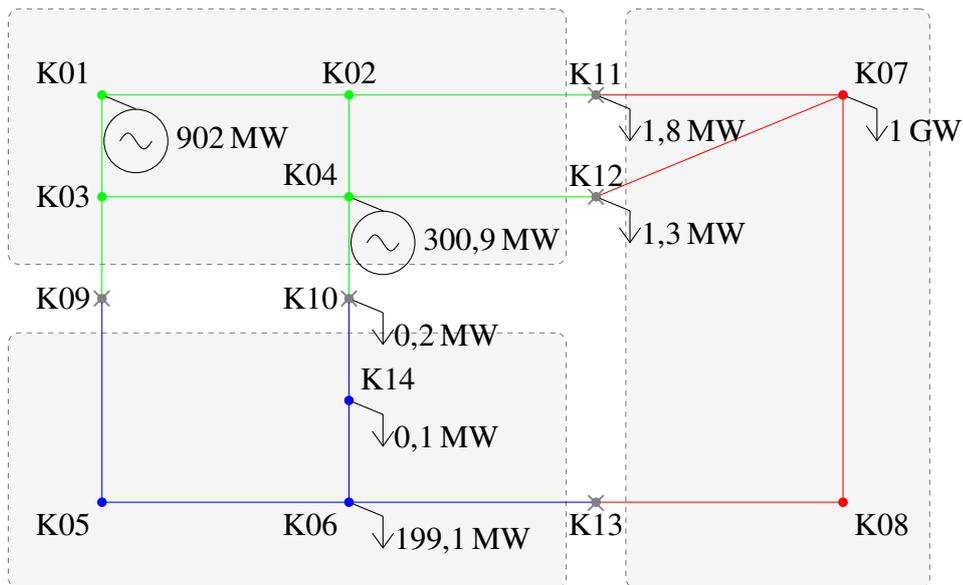


Abbildung 4.5: Unausgeglichenes Teilnetz in der PFC-Methode am Testnetz.

Auf Basis dieser Verteilung der Lasten und Erzeuger in den beiden Teilnetzen lassen sich nun die partiellen Leistungsflüsse berechnen. Dabei werden interne Flüsse und Loopflows allein durch Verknüpfung von Last und Erzeugung mit PTDF-Werten im ausgeglichenen Modell berechnet, während das unausgeglichene Modell Importe, Exporte und Transite abbilden kann. Somit ist schon am prinzipiellen Vorgehen zur Berechnung der partiellen

Leistungsflüsse zu erkennen, dass die Wahl der Faktoren (Generation Shift Key und Load Shift Key) einen hohen Einfluss auf die Klassifizierung der Flüsse hat. Werden die Leistungen im ausgeglichenen Netz vornehmlich in elektrisch hoher Distanz (also mit vielen Leitungen bzw. Impedanzen dazwischen) von Zonengrenzen platziert, dann werden die daraus resultierenden Flüsse innerhalb der Zone viel höher sein, als die Loopflows durch andere Zonen.

Die Berechnung der partiellen Leistungsflüsse und ihre darauffolgende Klassifizierung in die Flusstypen ergibt das in Abbildung 4.6 dargestellte Ergebnis. Die Symbolik und Farbgebung folgt den Festlegungen, die ebenso in Abbildung 4.3 gelten.

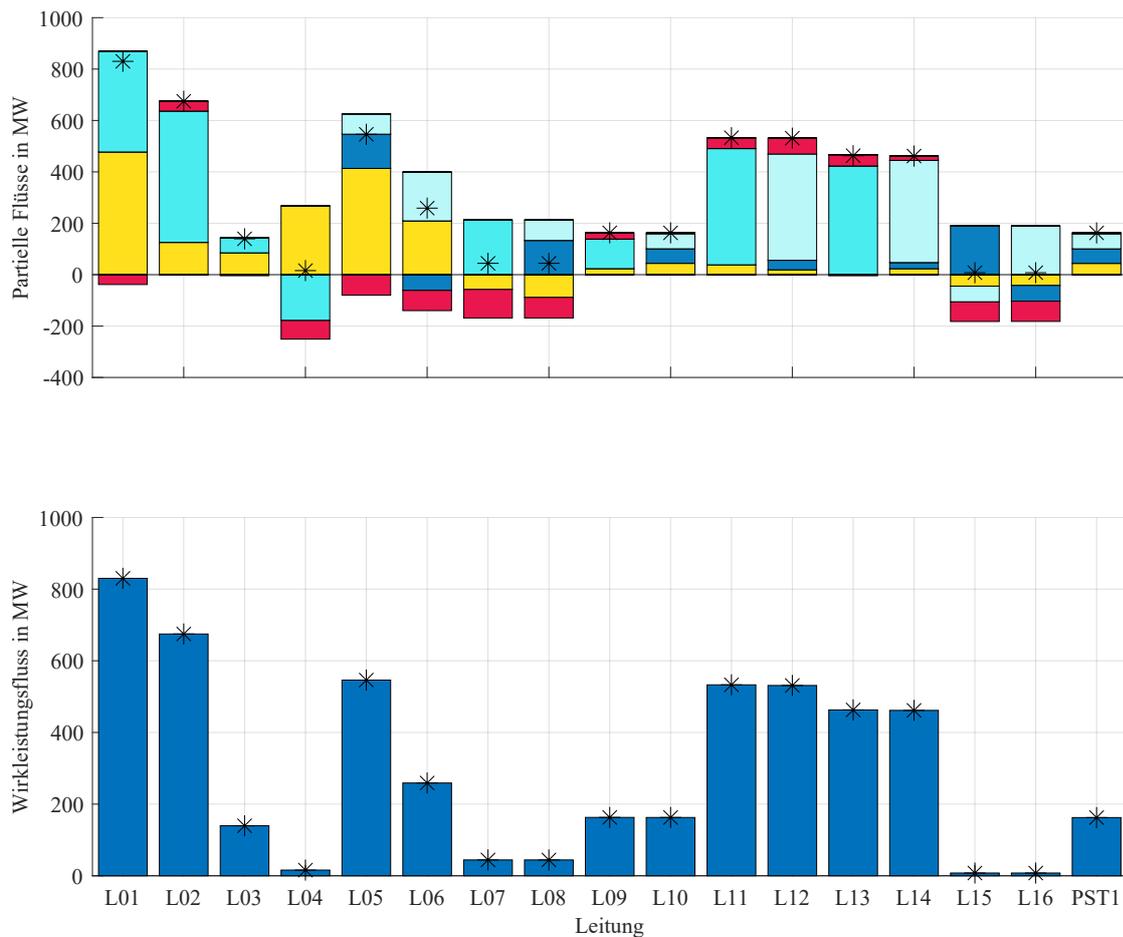


Abbildung 4.6: Oben: Ergebnisse der Leistungsflusszerlegung für das Testnetz nach PFC.
Unten: Leistungsfluss je Leitung.

Es ist zu erkennen, dass auch die PFC-Methode das DC-Leistungsflussergebnis sehr gut trifft. Für die ersten sechs Leitungen sind auch in der PFC-Methode hohe interne Flüsse zu verzeichnen. Die belastenden Loopflows sind vor allem auf den Leitungen 11 bis 14, also auf den Interkonnektoren zwischen den Zonen 2 und 3 zu finden, während

entlastende Loopflows vor allem auf den Leitungen 4 bis 8 zu finden sind. Das Ergebnis ist dem FLD-Ergebnis aus Abbildung 4.3 sehr ähnlich, was bei einem Netz dieser Größe und Verwendung der identischen proportionalen Shift Keys auch zu erwarten ist. Der Vergleich der summierten partiellen Flüsse mit dem DC- und AC-Leistungsfussergebnis ist in Tabelle 4.5 dargestellt.

Tabelle 4.5: Summierung der partiellen Leistungsflüsse der PFC-Methode und Vergleich mit Leistungsfussergebnissen in MW.

Leitung	p_{Σ}	$p_{LF,DC}$	$p_{LF,AC}$	$ p_{\Sigma} - p_{LF,DC} $	$ p_{\Sigma} - p_{LF,AC} $
L1	830,2	830,1	832,8	0,1	2,6
L2	674,8	674,8	663,7	0	11,1
L3	139,5	139,6	145,4	0,1	5,9
L4	-15,8	-15,9	-16,6	0,1	0,8
L5	546,2	546,1	546,3	0,1	0,1
L6	-258,9	-258,9	-258,7	0	0,2
L7	44,2	44,2	47,2	0	3
L8	44,2	44,2	47,2	0	3
L9	162,9	162,9	164,1	0	1,2
L10	162,7	162,7	163,9	0	1,2
L11	532,9	532,9	532,5	0	0,4
L12	531,1	531,1	530,7	0	0,4
L13	462,9	462,9	463,8	0	0,9
L14	461,6	461,6	462,4	0	0,8
L15	7,6	7,6	8,9	0	1,3
L16	7,6	7,6	8,9	0	1,3
PST1	162,4	162,4	163,7	0	1,3

Die Gegenüberstellung in tabellarischer Form zeigt einerseits die auch schon in Abbildung 4.6 zu erkennende hohe Übereinstimmung der Summierung der einzelnen partiellen Leistungsflüsse mit dem DC-Leistungsfussergebnis, andererseits aber auch wie bei den Ergebnissen der FLD-Methode Abweichungen im Vergleich zum AC-Leistungsfussergebnis. Diese Abweichung tritt vor allem auf den Leitungen 15 und 16 mit jeweils 14,6 % auf. Auf anderen Leitungen wiederum wird das AC-Leistungsfussergebnis trotz Nutzung von DC-Methoden sehr genau getroffen. Die internen Flüsse sowie die Import- und Exportflüsse machen bei der PFC-Methode den überwiegenden Teil der partiellen Leistungsflüsse aus. Es ist zu erkennen, dass eine Leitung entweder einen Import- oder einen Exportfluss hat, aber nie beide gleichzeitig. Dies liegt an der Einteilung aller Zonen in importierende

und exportierende Zonen. Eine Zone kann in der PFC-Methode somit nie gleichzeitig importieren und exportieren.

Loopflows sind auf den meisten Leitungen vorhanden, Transit Flows hingegen nur auf weniger als der Hälfte der Leitungen.

Der Vergleich der Ergebnisse der FLD- und PFC-Methode erfolgt gemeinsam mit dem Vergleich der Ergebnisse der PFD-Methode, nachdem die dafür notwendigen Berechnungen durchgeführt wurden.

4.2.3 Anwendung der Power Flow Decomposition

Als dritte Methode wird nun die Power Flow Decomposition durchgeführt. Hierfür müssen am Netz keine Veränderungen vorgenommen oder vereinfachende Annahmen wie beim DC-Leistungsfluss getroffen werden. Zunächst werden die anteiligen Knotenströme berechnet, mit denen jeder Knoten jeden anderen Knoten versorgt bzw. von ihm versorgt wird. Die Ergebnisse dieser Berechnung sind in Tabelle 4.6 dargestellt. Da in der PFD-Methode keine Verluste der Leitungen auf benachbarte Knoten verteilt werden, sind die Knoten 9 bis 14 keine Lasten. Somit wurden die Nullspalten dieser Knoten aus optischen Gründen zusammengefasst.

Tabelle 4.6: Berechnete Knotenströme von Generatorknoten (Zeile) zu Lastknoten (Spalte) in der Power Flow Decomposition.

	K1	K2	K3	K4	K5	K6	K7	K8	K9-K14
K1	0	0	-610,9	0	0	-533,2	0	-949,6	0
K2	0	0	-27,3	0	0	-27,3	0	-61,2	0
K3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K4	0	0	-202,7	0	0	-176,3	0	-313,2	0
K5	0	0	-201,9	0	0	-173,7	0	-313,1	0
K6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K7	0	0	-101,6	0	0	-87,5	0	-154,8	0
K8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K14	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Die Tabelle zeigt die Knotenströme aller Generatoren, die gemäß Power Flow Decomposition die entsprechenden Lasten des Testnetzes versorgen. Da in diesem Fall, im Gegensatz zur PFC-Methode, mit dem reinen elektrischen Netz ohne die Betrachtung von Zonendefinitionen gerechnet wird, kann festgestellt werden, dass auch wirklich allein aus physikalischer Sicht auf die Problematik geblickt wird.

Aus den partiellen Knotenströmen, die nun durch die Verknüpfung von Last und Erzeugung gebildet wurden, entstehen auf den Leitungen des Netzes Leistungsflüsse, die die Knotenströme als Ursache haben. Diese Leistungsflüsse werden, wie auch in den bereits

vorgestellten Methoden, von knotenscharfen Kombinationen für die Zonen aggregiert. Die partiellen Leistungsflüsse für jede Leitung sind in Abbildung 4.7 dargestellt. Die Symbolik und Farbgebung folgt den Festlegungen, die ebenso in Abbildung 4.3 gelten.

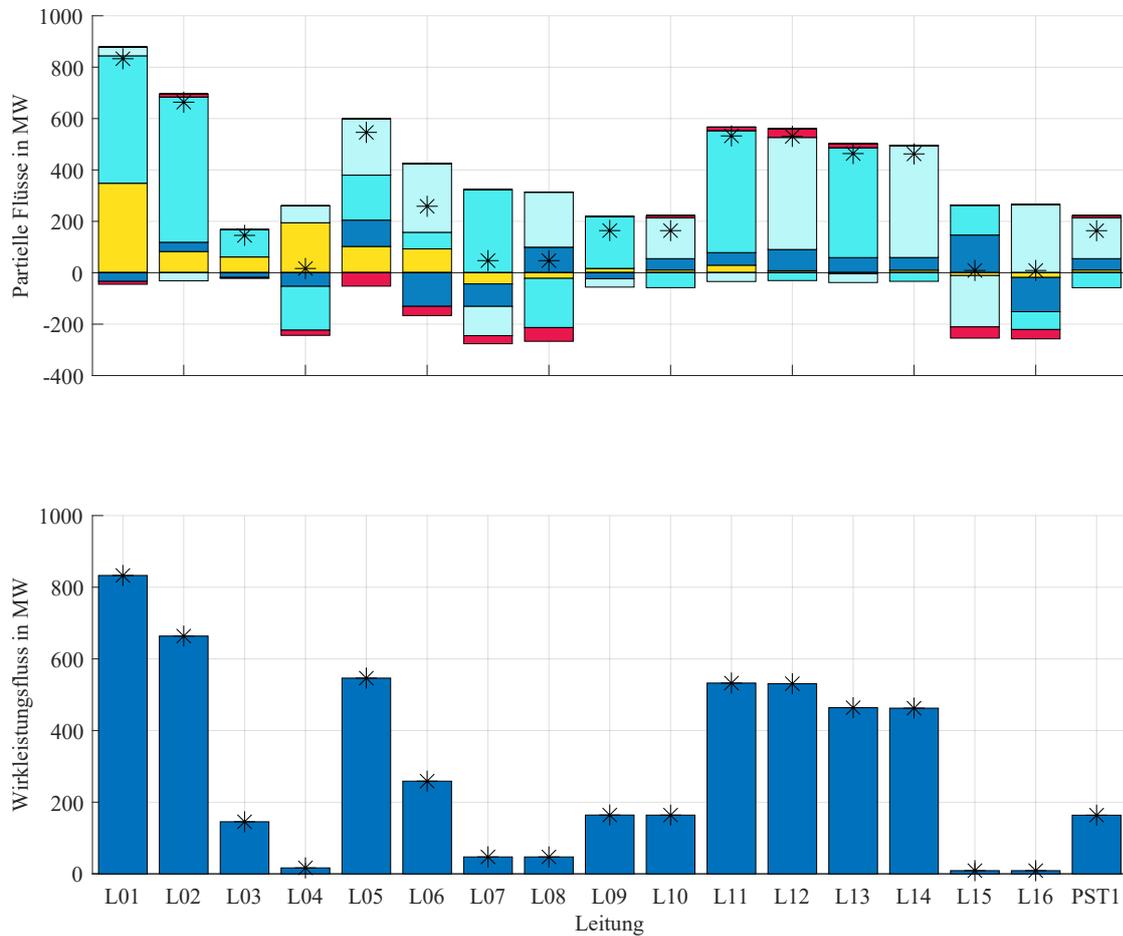


Abbildung 4.7: Oben: Ergebnisse der Leistungsflusszerlegung für das Testnetz nach PFD. Unten: Leistungsfluss je Leitung.

Somit entsteht ein vergleichbares Ergebnis, welches tabellarisch in Tabelle 4.7 mit dem AC-Leistungsflussergebnis verglichen wird.

Tabelle 4.7: Summierung der partiellen Leistungsflüsse der PFD-Methode und Vergleich mit Leistungsflussergebnissen in MW.

Leitung	p_{Σ}	$p_{LF,DC}$	$p_{LF,AC}$	$ p_{\Sigma} - p_{LF,DC} $	$ p_{\Sigma} - p_{LF,AC} $
L1	832,8	830,1	832,8	2,7	0
L2	663,7	674,8	663,7	11,1	0
L3	145,4	139,6	145,4	5,8	0
L4	-16,6	-15,9	-16,6	0,7	0
L5	546,3	546,1	546,3	0,2	0
L6	-258,7	-258,9	-258,7	0,2	0
L7	47,2	44,2	47,2	3	0
L8	47,2	44,2	47,2	3	0
L9	164,1	162,9	164,1	1,2	0
L10	163,9	162,7	163,9	1,2	0
L11	532,5	532,9	532,5	0,4	0
L12	530,7	531,1	530,7	0,4	0
L13	463,8	462,9	463,8	0,9	0
L14	462,4	461,6	462,4	0,8	0
L15	8,9	7,6	8,9	1,3	0
L16	8,9	7,6	8,9	1,3	0
PST1	163,7	162,4	163,7	1,3	0

Es ist zu erkennen, dass das AC-Wirkleistungsflussergebnis exakt getroffen wird. Die Abweichungen zum DC-Leistungsflussergebnis betragen bis zu 15 %, sind an dieser Stelle aber für die Betrachtung der PFD-Methode allein irrelevant, da davon ausgegangen wird, dass sich der Leistungsfluss im Netz genau wie in der AC-Berechnung verhält und die DC-Berechnung eine abgewandelte und vereinfachte Berechnung darstellt. Die mit der PFD-Methode berechneten Teilleistungsflüsse sind in Abbildung 4.7 dargestellt und setzen sich hauptsächlich aus Import- und Exportflüssen zusammen. Die anderen Flussarten sind ebenfalls auf den Leitungen vorhanden. Die Unterschiede der Teilflüsse zwischen den drei Methoden werden im Folgenden analysiert.

4.2.4 Vergleich der Methoden

Bei allen drei Methoden ist die Gesamtsumme (netto) aller Teilleistungsflüsse nahezu identisch mit dem tatsächlichen Leistungsfluss, der mit der Newton-Raphson-Methode berechnet wurde. In Abbildung 4.8 sind die Teilleistungsflüsse (Farbcode identisch zu den vorherigen Abbildungen) für jede Leitung (separate Balkengruppen) und alle drei Methoden (gruppiert von links nach rechts: PFD, PFC und FLD) dargestellt. Es lässt sich feststellen, dass die Ergebnisse der FLD- und der PFC-Methode für die meisten Leitungen ähnlich sind, während die mit der PFD-Methode berechneten partiellen Leistungsflüsse deutlich vielfältiger sind. Die Symbolik und Farbgebung folgt den Festlegungen, die ebenso in Abbildung 4.3 gelten.

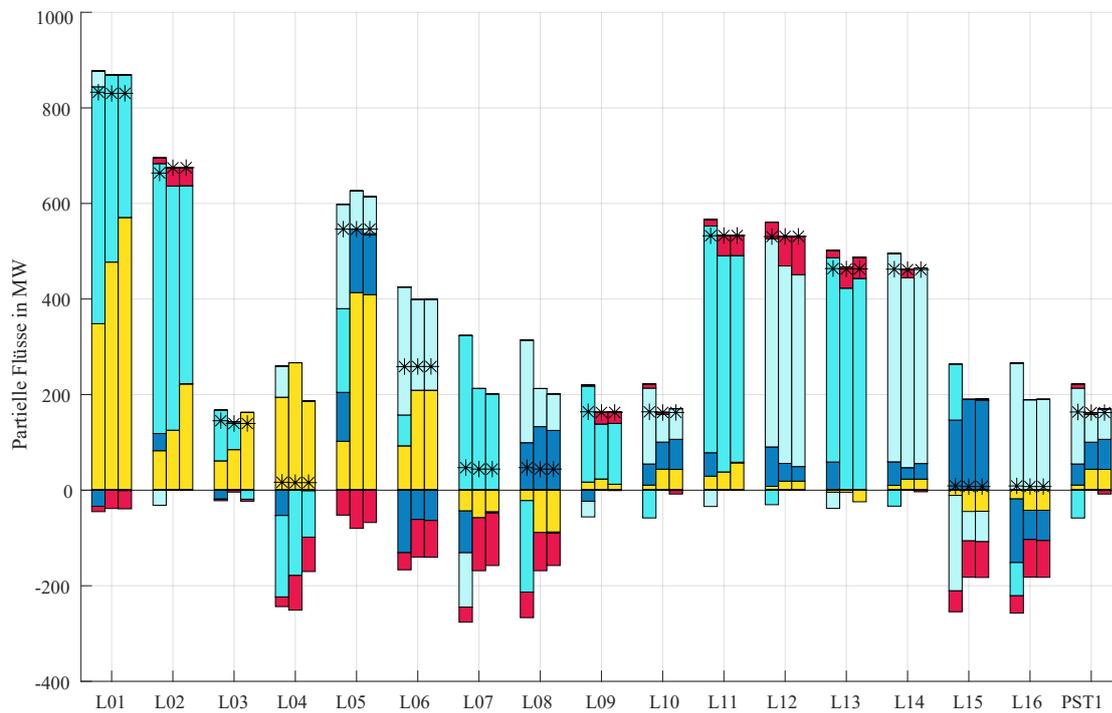


Abbildung 4.8: Vergleich der partiellen Leistungsflüsse der PFD-, PFC- und FLD-Methode.

Die von allen Methoden ermittelten Loopflows variieren, insbesondere zwischen PFD und den beiden anderen Methoden. Auf allen betrachteten Leitungen sind die mit der PFD-Methode berechneten Loopflows geringer als bei der Berechnung der partiellen Leistungsflüsse mit PFC oder FLD. Allgemein treten sämtliche Flusstypen nahezu immer nur in entweder be- oder entlastender Form auf. Das liegt in der gewählten Konfiguration des Testnetzes daran, dass je Zone lediglich ein bzw. in Zone 2 zwei Generatoren eine Last in der eigenen Zone oder je eine Last in den anderen Zonen speisen. Würden die einzelnen Zonen mehrere Generatoren und Lasten enthalten, würden sich sowohl be-

als auch entlastende Teilflüsse auf Leitungen ausbilden. Für die PFC-Methode bilden sich, im Gegensatz zu PFD und FLD, für eine Zone immer nur Importe oder Exporte aus, da eine Zone mit exportierender Bilanz lediglich Generatoren im unausgeglichene Netz enthält, während bilanziell importierende Zonen im Teilnetz nur Lasten vorweisen können. Besteht das unausgeglichene Netz demnach nur aus Generatoren, können die in der Zone liegenden Leitungen die Leistung lediglich exportieren. Es würde nie zu einem Import kommen, während andere Netze über die Leitungen Transite und Loopflows übertragen können.

Ein weiterer Unterschied zwischen den Methoden ist die berechnete Menge der entlastenden partiellen Leistungsflüsse, die bei der PFC- und der FLD-Methode ähnlich ist, sich aber im Vergleich zu PFD stark unterscheiden. Hier liegt es vor allem an der Definition der Kostenteilung der regulierenden Stellen, ob pauschal Loopflows als erstes zu Ausgleichszahlungen gezwungen werden, oder ob zunächst zwischen be- und entlastenden Loopflows unterschieden wird. Je nach Auswahl der Zahlungsbedingungen sind dann Methoden mehr oder weniger profitabel als andere.

Allgemein lässt sich an diesem Beispiel erkennen, dass in der PFD-Methode die partiellen Leistungsflüsse vollständig den elektrischen Begebenheiten des Netzes unter vollständiger Berücksichtigung der AC-Leistungsflussrechnung entsprechen, während die FLD-Methode auch den technischen Parametern folgt, diese aber durch die Annahmen des DC-Leistungsflusses verfälscht. In der PFC-Methode kommen darüber hinaus noch die ökonomischen Betrachtungen dazu, die es einer Zone, mit in Summe mehr Last als Erzeugung, auf keiner Leitung im Netz erlauben, Exporte durchzuführen. Bei allen drei Methoden ist die aggregierte Summe der einzelnen Anteile aller partiellen Leistungsflüsse nahezu identisch mit dem nach der Newton-Raphson-Methode berechneten tatsächlichen Leistungsfluss (siehe Vergleiche der summierten Flüsse mit DC- und AC-Leistungsergebnissen in den vorherigen Analysen). Die Berechnungsdauer kann am aktuell gewählten Testnetz nicht repräsentativ verglichen werden. Die Kernaussagen des Vergleichs der Methoden sind in Tabelle 3.1 dargestellt.

4.3 Vergleich der Methoden mit Transformatoreinflüssen

Eine der wichtigsten in dieser Arbeit vorgestellten Erweiterungen ist die Berechnung der Einflüsse von längs-, schräg- sowie quergeregelten Transformatoren. Die verschiedenen Methoden dafür wurden in den Abschnitten 3.1.2, 3.2.2 und 3.3.2 bereits vorgestellt. Das Testnetz enthält einen PST, sodass die Berechnungsergebnisse an dieser Stelle vorgestellt werden können. Da PFC und FLD das gleiche Verfahren (PSDF-Werte aus DC-Leistungsflussberechnung) für die Berechnung der PST-Flüsse nutzen, werden in diesem Fall deren Ergebnisse identisch sein. In diesen beiden Methoden können, wie schon beschrieben, lediglich die verschobenen Leistungsflüsse von querregelnden Transformatoren berechnet werden, sodass zum Vergleich der drei Methoden der Transformator im Testnetz auch allein eine Querregelung besitzt. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 4.8 dargestellt. Neben den Ergebnissen der AC-Leistungsflussberechnung mit (\mathbf{p}) und ohne (\mathbf{p}_0) quergeregeltem Transformator sind dort die ermittelten partiellen Leistungsflüsse der Berechnung nach DC-PSDF-Werten (\mathbf{p}_{PSDF}) und der neu entwickelten AC-Berechnungsmethode (\mathbf{p}_{PFD}) vorgestellt. In den letzten beiden Spalten ist aufgezeigt, inwieweit die Summe des AC-Leistungsflusses und der jeweiligen Methode vom AC-Leistungsergebnis mit aktivierter Querregelung abweichen.

In diesen Ergebnissen ist zu erkennen, dass beide Methoden die partiellen Leistungsflüsse des quergeregelten Transformators wertemäßig fast identisch berechnen. Die Abweichung der PSDF-Methode auf dem Transformator selbst ist in einem überaus hohen Maße fehlerhaft, sodass hier von einem systematischen Fehler gesprochen werden kann, der auch in anderen genutzten Szenarien anderer Netztopologie immer wieder auftritt.

Für alle anderen Ergebnisse ist mit Blick auf die Abweichungen der Methoden zu erkennen, dass die PFD-Methode bis auf eine Leitung (L14) immer bessere Ergebnisse liefert. Besser heißt in diesem Fall, dass die Summe vom AC-Leistungsergebnis mit $\alpha = 0$ und den Transformatoreinflüssen näher am AC-Leistungsergebnis mit aktivierter Querregelung liegt als die PSDF-Methode.

Dieses Vergleichskriterium ist nach aktuellem Stand die beste Möglichkeit die Ergebnisse zu verifizieren, auch wenn der Vergleich mit Fehlern behaftet sein muss. Diese Fehler resultieren unter anderem darin, dass die beiden genutzten Ergebnisse der Leistungsflussrechnung sich nicht nur allein in den Leistungen unterscheiden, die der Querregler direkt verursacht. Durch die sich verändernden Leistungsflüsse im Netz verändern sich auch die Verluste, die in jedem Fall steigen werden. Diese Verluste sind im Leistungsergebnis mit Querregler enthalten und werden vom Slack ausgeglichen, sodass in dem Fall demnach Leistungen vom Slack zu allen Leitungen fließen müssen, die vom Querregler beeinflusst werden. Diese Leistungsflüsse sind logischerweise im Leistungsergebnis mit Transformator ohne Querregelung nicht enthalten.

Tabelle 4.8: Vergleich der partiellen Transformatoreinflüsse aller Leitungen im Testnetz mit Leistungsflussergebnissen mit und ohne Querregelung in MW.

	p	p_0	p_{PFD}	$p_{\text{PFD}} + p_0$	p_{PSDF}	$p_{\text{PSDF}} + p_0$	Δp_{PFD}	Δp_{PSDF}
L01	803,7	832,8	-29,3	803,5	-29,2	803,6	0,2	0,1
L02	692,8	663,7	29,2	692,9	29,2	692,9	-0,1	-0,1
L03	234	145,4	85,3	230,7	85,5	230,9	3,2	3,1
L04	130,2	-16,6	144,4	127,8	144	127,4	2,4	2,8
L05	370,8	546,3	-174,3	372	-173,2	373	-1,1	-2,2
L06	-414,1	-258,7	-155,3	-413,9	-155,2	-413,9	-0,2	-0,2
L07	-128,6	47,2	-174,1	-126,8	-173,2	-126	-1,8	-2,6
L08	-128,7	47,2	-174,5	-127,3	-173,2	-126	-1,4	-2,7
L09	499,9	164,1	329,7	493,8	328,5	492,6	6,1	7,3
L10	498,4	163,9	330,2	494,1	328,5	492,4	4,3	6
L11	477,1	532,5	-56	476,5	-56,2	476,2	0,6	0,9
L12	475,6	530,7	-56,1	474,6	-56,2	474,4	1,1	1,2
L13	362,7	463,8	-99,2	364,6	-99	364,8	-1,9	-2
L14	361,9	462,4	-98,9	363,5	-99	363,4	-1,6	-1,5
L15	164,9	8,9	156	164,9	155,2	164,1	0	0,7
L16	164,7	8,9	155,8	164,8	155,2	164,1	0	0,6
PST1	496,1	163,7	330,1	493,8	-1649,1	-1485,5	2,3	1981,5

Weder PSDF- noch PFD-Methode berücksichtigen dies, da in der PSDF-Methode allein Verschiebungsfaktoren proportional zum Winkel berechnet werden und in der PFD-Methode die berechneten Stromquellen allein den Ringstrom ausprägen und keine Verluste decken. Hierfür wären noch „partielle Lasten“ in Abhängigkeit der Höhe des Stromes an allen vom Kreisstrom genutzten Leitungen bzw. deren Knoten nötig. Dennoch ist der hier vorgestellte Vergleich bis auf die genannte Abweichung valide.

Die absoluten Abweichungen sind betragsmäßig in Abbildung 4.9 dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist der PSDF-Wert für den Transformator selbst nicht dargestellt, da man die anderen Werte im einstelligen MW-Bereich sonst nicht mehr unterscheiden könnte.

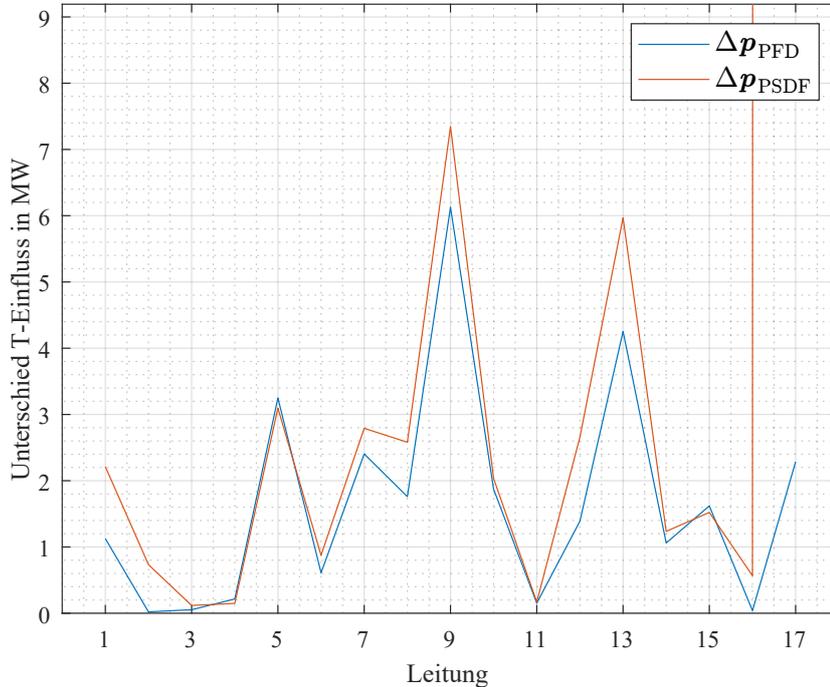


Abbildung 4.9: Absolute Abweichung der partiellen Transformatorflüsse im Testnetz.

Um die Ergebnisse besser bewerten zu können, ist in Abbildung 4.10 in Form eines Histogramms die Abweichung genormt dargestellt. Die Werte entsprechen dem Quotienten der Abweichungen von PFD- und PSDF-Methode. Dies bedeutet, dass im Wertebereich von -1 bis 1 die PFD-Methode dichter am vollständigen Leistungsflussergebnis liegt, während außerhalb die PSDF-Methode eine höhere Genauigkeit aufweist. Negative Werte im Diagramm bedeuten, dass die Abweichungen unterschiedliche Vorzeichen besitzen. Eine Methode hat die Leistung höher und die andere Methode niedriger als der Referenzwert errechnet.

Zusammenfassend lässt sich anhand des Testnetzes und dem darin installierten PST aussagen, dass die Nutzung von PSDF-Werten bei der Bestimmung von durch Transformatoren partiell hervorgerufenen Leistungsflüssen ungenauer ist, als die Nutzung der in dieser Arbeit neu entwickelten Methode, da die Mehrzahl an Balken in Abbildung 4.10 im Bereich zwischen -1 und 1 liegt. Der Vorteil der neuen Methode besteht darin, dass das Ergebnis der vollständigen AC-Leistungsflussrechnung als Grundlage genutzt wird und keine Vereinfachungen vorgenommen werden müssen. Ein weiterer Vorteil, der bei Netzen mit gestuften Längsreglern deutlich erkennbar werden würde, ist die Tatsache,

dass in der neu entwickelten Methode auch die Komponente der Betragsregelung von Transformatoren in das Ergebnis eingeht. Im PSDF-Ansatz ist dies an keiner Stelle vorgesehen.

Somit konnten bis hierhin sowohl die schon weit verbreitete Methode der PSDF-Berechnung als auch die PFD-Methode zur Integration von regelbaren Transformatoren in die Leistungsflusszerlegung ergänzt und validiert werden.

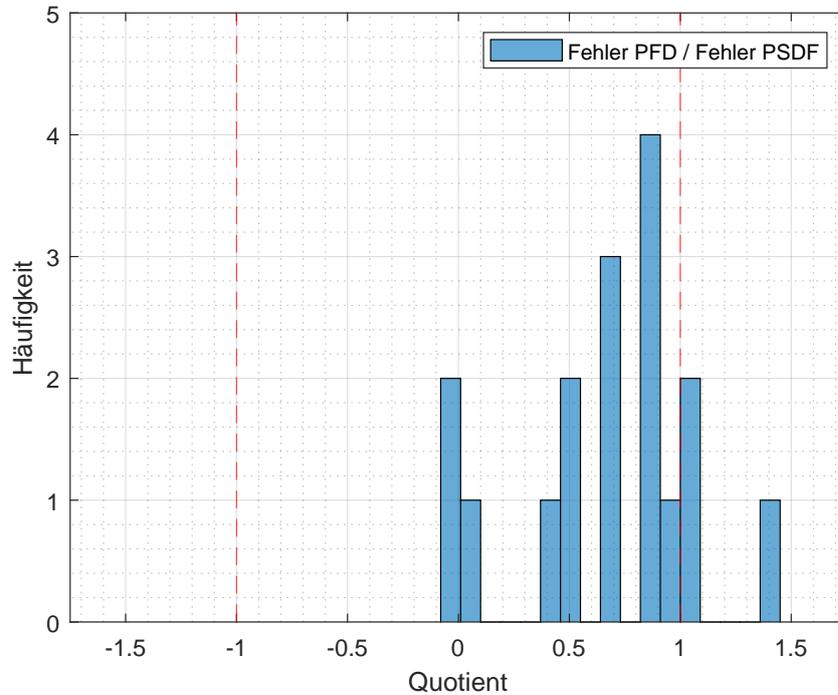


Abbildung 4.10: Fehlerquotient der partiellen Transformatorflüsse im Testnetz.

4.4 Verifikation der Methoden für HGÜ-Strecken

Nachdem an dieser Stelle bereits sowohl die konventionellen Flusstypen nach ENTSO-E als auch die Erkennung von Transformatoreinflüssen validiert und verglichen worden sind, fehlt noch die Verifikation der Erkennungsmethoden von Einflüssen der HGÜ-Systeme. Für diese Verifikation wird das Testnetz um zwei HGÜ-Strecken erweitert. Jede HGÜ-Strecke erhält zwei kurze Anschlussstrecken von den ersten Anschlussknoten der HGÜ-Strecke zur HGÜ und vom Ende der HGÜ zum zweiten Anschlussknoten. Somit können auch auf einer HGÜ-Strecke die verschiedenen partiellen Leistungsflüsse der eigenen und von anderen HGÜ detektiert werden.

Die Strecken werden mit jeweils $P = 300 \text{ MW}$ eingestellt und verlaufen von Knoten 1 zu Knoten 3 sowie von Knoten 4 zu Knoten 8. Somit ist sowohl eine zoneninterne als auch eine gebotszonenüberschreitende HGÜ-Strecke implementiert. Das Testnetz aus Abschnitt 4.1 wird nicht weiter verändert und ist in Abbildung 4.11 dargestellt.

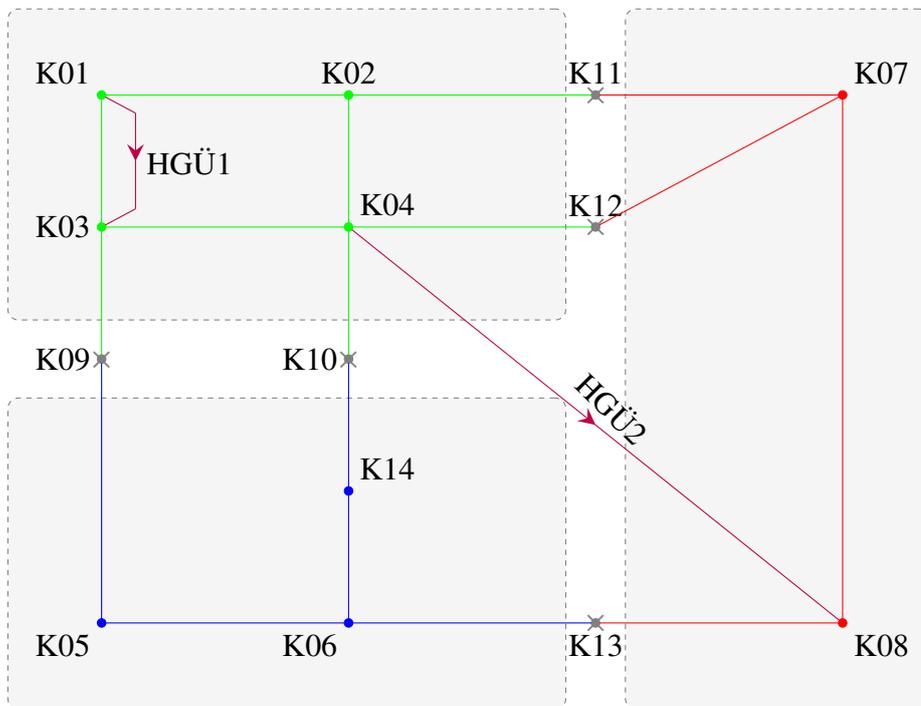


Abbildung 4.11: Implementierung von HGÜ-Strecken im Testnetz.

Je nach Methode werden nun die verschiedenen partiellen Flüsse berechnet. Die Ergebnisse der Analyse der konventionellen Flusstypen wird wie bekannt durchgeführt, wobei sich durch die Hinzunahme der HGÜ-Strecken auch Änderungen in den bisherigen partiellen Leistungsflüssen ergeben werden. Die Ergebnisse der Zerlegung in partielle

Leistungsflüsse ist in Abbildung 4.12 dargestellt. Die Symbolik und Farbgebung folgt den Festlegungen, die ebenso in Abbildung 4.3 gelten.

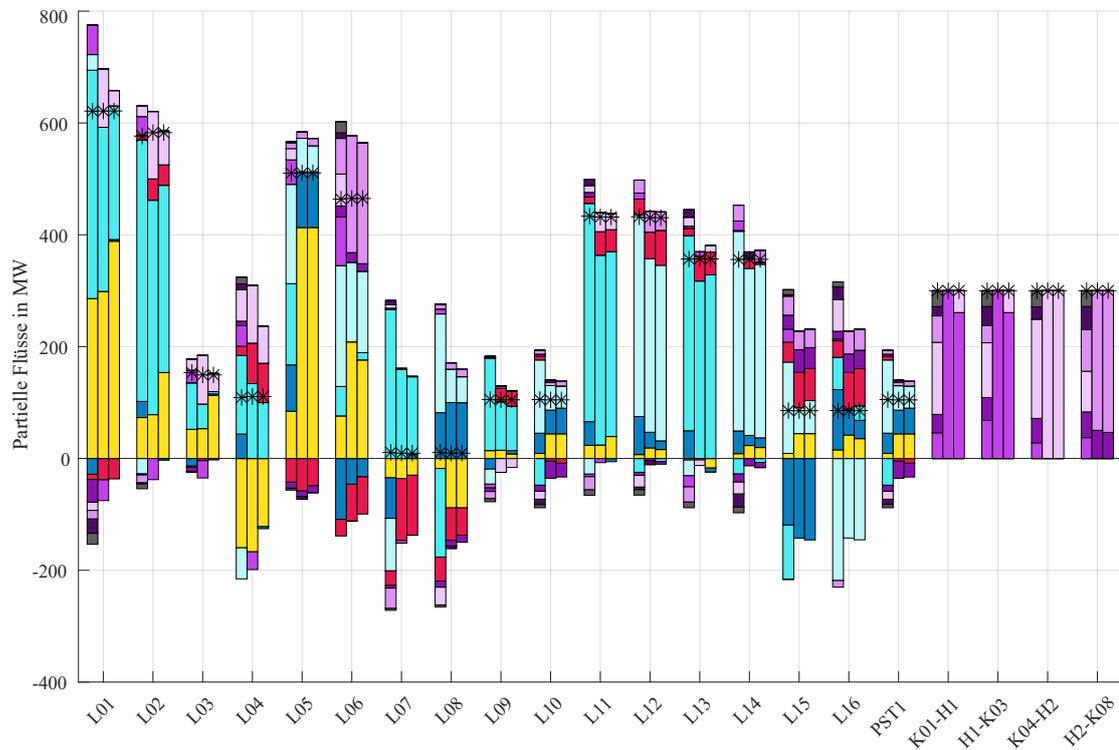


Abbildung 4.12: Vergleich der partiellen Leistungsflüsse der PFD-, PFC- und FLD-Methode inklusive HGÜ-Strecken.

Es werden an dieser Stelle nur die HGÜ-Anteile verglichen. Zunächst ist zu bemerken, dass der Unterschied vom HGÜ Kreisfluss zum HGÜ Loopflow darin liegt, dass der Kreisfluss sich über mehrere HGÜ erstreckt (in der Literatur auch als Cycleflow zu finden), während der HGÜ Loopflow ein klassischer durch eine HGÜ hervorgerufener Loopflow ist. Für den allgemeinen Vergleich der Summation aller Teilflüsse und Vergleich mit dem Ergebnis der AC-Leistungsflussrechnung lässt sich feststellen, dass die PFD-Methode erneut exakt das Leistungsflussergebnis trifft, während die PFC- und FLD-Methode lediglich das DC-Leistungsflussergebnis trifft und damit wiederum eine Abweichung zu verzeichnen ist. Dies liegt nicht an den Methoden der Berechnung für HGÜ-Strecken selbst und ist dem allgemeinen Vorgehen der Bestimmung von DC-PTDF-Werten geschuldet, die für die Berechnung herangezogen werden.

Die HGÜ-spezifischen Ergebnisse der Leistungsflusszerlegung zeigen, dass für nahezu jede Leitung die PFD-Methode jeweils höhere belastende und entlastende Flüsse verzeichnet. Da diese sich aber insgesamt aufheben, wenn die Summe der partiellen Flüsse gebildet wird, ist das Leistungsflussergebnis trotzdem getroffen. Auffällig ist,

dass vor allem HGÜ-Loopflows und -Kreisflüsse nahezu allein in der PFD-Methode errechnet wurden. Die FLD-Methode berücksichtigt im Gegensatz zu PFD und PFC auch Flüsse durch mehrere HGÜ-Strecken, indem die HCF- und HPEX-Matrizen entsprechend angepasst werden.

Auf den Zuleitungen zu den HGÜ-Strecken ist ein weiterer Unterschied in den Methoden zu erkennen. Die PFC-Methode kann durch die Aufteilung in ausgeglichenes und unausgeglichenes Netz unmittelbar interne und gebotszonenüberschreitende HGÜ-Systeme unterscheiden, während dies in den anderen Methoden zunächst nicht beachtet wird. In PFD und FLD werden diese Unterscheidungen nach Berechnung der Flüsse durch Etikettierung der Anteile bezogen auf die Zonendefinition vorgenommen. Durch die Berechnungsansätze der Methoden ist ebenso erkennbar, dass Kreisflüsse nur in der FLD-Methode vollständig berechnet werden. Während diese Berechnung in der PFC-Methode nicht möglich ist, wird in der PFD-Methode davon ausgegangen, dass die HGÜ-Systeme nur eigene HGÜ-Kreisflüsse ausprägen, also lediglich der als Generator angenommene Endknoten einer HGÜ den eigenen Startknoten speisen kann, dies aber nicht für HGÜ-Startknoten anderer Systeme übernimmt. Dieser Ansatz wurde so gewählt, da der Anteil der HGÜ-Kreisflüsse und damit deren Effekt auf andere Systeme in einem vermaschten Netz verschwindend gering ist und der Rechenaufwand jeglichen Nutzen übersteigen würde.

Eine Darstellung des Vergleichs der drei Berechnungsmethoden für durch HGÜ-Strecken hervorgerufene partielle Leistungsflüsse ist in Tabelle 3.2 zu finden.

4.5 Vergleich der Methoden am realistischen Abbild des europäischen Verbundnetzes

Abschließend sollen die Methoden für ein Abbild des Netzmodells des europäischen Verbundnetzes genutzt werden, um die Methoden praxisnah zu validieren. Zur Untersuchung wird die Version des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2030 genutzt, der im Jahr 2019 aufgestellt wurde. Die vollständige Dokumentation ist in [18] zu finden. Das dieser Arbeit zugrunde liegende Netz ist auf Basis der öffentlich zugänglichen Quellen erstellt wurden.

Die ÜNB haben darin verschiedene Ausbauziele und Entwicklungsfortschritte festgelegt. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) leitet aus diesem den Bundesbedarfsplan ab.

In diesem Fall wird das Szenario C betrachtet, da es sowohl Vorgaben zum CO₂-Ausstoß und einen damit einhergehenden kleinen konventionellen Kraftwerkspark berücksichtigt als auch einen enormen Zubau erneuerbarer Energien zugrunde legt. Die Nutzung von Speichern und Flexibilitätsoptionen werden, soweit es 2019 planbar war, ebenso integriert [18].

Die Auswirkungen des Krieges in der Ukraine haben einen großen Anteil am Mix der Energieträger. Es ist nicht absehbar inwieweit sich die Lage vor Ort und damit der Energiemix verändern wird, sodass diese Auswirkungen nicht berücksichtigt wurden. Der oft diskutierte und mehrmals verlegte Ausstieg aus der Kohleverstromung ist ebenso nicht vollständig integriert, auch wenn ein Rückgang der Kohleenergie berücksichtigt wird. Zusammenfassend lassen sich die wichtigsten Rahmenpunkte des gewählten Szenarios wie folgt beschreiben [18]:

- Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beträgt mindestens 65 %. Die geographische Aufteilung bedeutet einen Zuwachs von Windenergie vor allem im Norden und Photovoltaik vornehmlich im Süden Deutschlands.
- Die installierte Leistung der Kohlekraftwerke sinkt von 46 GW auf 17 GW. Die installierte Leistung der Gaskraftwerke steigt stark an.
- Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen sind im Netz berücksichtigt.
- Der Nettostromverbrauch von Ballungsräumen und urbanen Regionen steigt, während er in ländlichen Regionen und den östlichen Bundesländern sinkt.
- Das Flow-Based Market-Coupling wird für den europäischen Binnenmarkt genutzt.
- Die Entwicklungspläne der Nachbarländer wird durch die Einbeziehung des Szenarios „Sustainable Transition“ aus dem gemeinsamen „Ten-Year Network Development Plan 2018“ gewährleistet.

Zur Nutzung in dieser Arbeit wurden die Daten der Stromnetze aus öffentlich zugänglichen

Datenquellen wie OpenStreetMaps [55], Netzkarten [56]–[61] der ÜNB und dem Netzentwicklungsplan [18] entnommen. Einzelne Projekte des geplanten Netzausbaus sind in [62] detailliert erläutert. Allgemein kann damit nicht gewährleistet werden, dass alle Leitungen, Schaltzustände und Betriebsmittel wie Generatoren und Transformatoren exakt wie in der Realität übernommen werden.

Da das Netzmodell in anderen Projekten bereits genutzt und somit verifiziert wurde, kann es an dieser Stelle zum Zwecke der Validierung der bestehenden Methoden der Berechnung partieller Leistungsflüsse, deren Klassifikation, einem Vergleich und der Integration der neuen Berechnungsmöglichkeiten genutzt werden. Im Folgenden soll ein Überblick gegeben werden, aus wie vielen Elementen das Netz besteht.

Das Netz besteht aus 30 Ländern und bildet somit eine hohe Zahl europäischer Länder ab, um auch grenzüberschreitende Flüsse nachvollziehen zu können. Somit können mit dem Netzmodell die partiellen Leistungsflüsse sehr detailliert ermittelt werden.

Wenn am Ende der Bedarf besteht nur für ein Land die Flüsse zu analysieren, können die übrigen Länder auch zu einer umgebenden Zone zusammengefasst werden. Die äußeren Gebiete im Netz sind dabei allerdings viel weniger detailliert als die mitteleuropäischen Länder/Gebotszonen. Als Vergleich gehören rund 5500 Knoten zu Deutschland, 2000 jeweils zu Frankreich und Italien sowie 1500 zu den Niederlanden. Die östlichen Nachbarnetze Deutschlands sind durch Polen (600 Knoten) sowie Tschechien (400 Knoten) ebenso verhältnismäßig detailliert dargestellt. Ein Blick auf die Netzkarte des Höchstspannungsnetzes zeigt ebenso ein viel dichteres Stromnetz in den westlichen Nachbarstaaten Deutschlands als im Osten. Die installierte Leistung der verschiedenen Energieträger für Deutschland ist in Tabelle 4.9 dargestellt und beträgt in Summe 289 GW. Der Nettostromverbrauch wird mit 576,5 TWh angenommen.

Für die Nachbarländer wird angenommen, dass sich der Kraftwerkspark nach identischem Maßstab entwickelt, wobei die Granularität nicht so hoch ist, wie bei der Verteilung in Deutschland. Die Summe an in Deutschland installierter Erzeugung (Kraftwerke in Deutschland und importierende HGÜ aus anderen Gebotszonen) beträgt 345 GW und ist damit höher als die installierte Last. Somit lässt sich bilanziell von einer exportierenden Gebotszone sprechen. Dies trifft ebenso auf die östlichen Nachbarn wie Tschechien und Polen zu, nicht aber auf Frankreich, Belgien und Italien, die wiederum importierende Zonen sind. Zur Analyse der Ergebnisse der Zerlegung der Leistungsflüsse werden erneut die drei Methoden PFD, PFC und FLD nacheinander durchgeführt. In diesem Fall ist es nötig, einen Satz an betrachtungsrelevanten Leitungen zu definieren, da dies den Berechnungsaufwand und nötigen Speicherplatz enorm reduziert. Mit allen Trennern und Sammelschienen beträgt die Anzahl von Kanten im vorliegenden Netz 21.000, was bedeuten würde, dass für jedes dieser Elemente sämtliche partiellen Leistungsflüsse berechnet und zumindest zonenscharf abgelegt werden würden. Die Definition der zu untersuchenden Leitungen ist stark vom Netzbetreiber und seinem Fokus abhängig.

Tabelle 4.9: Installierte Leistung in Deutschland für Szenario C des NEP 2030 (2019). [63]

Energieträger	Leistung in GW	Anteil in %
Kernenergie	0	0
Braunkohle	9	2,8
Steinkohle	8,1	2,5
Erdgas	33,4	10,5
Öl	0,9	0,3
Pumpspeicher	11,6	3,6
sonstige konv. Erzeugung	4,1	1,3
Kapazitätsreserve	2	0,6
Wind onshore	85,5	26,8
Wind offshore	47	14,7
Photovoltaik	104,5	32,8
Biomasse	6	1,9
Wasserkraft	5,6	1,8
sonstige reg. Erzeugung	1,3	0,4

Da dieser Vergleich lediglich beispielhaft beschreiben soll, wie sich die Methoden unterscheiden, werden zehn Leitungen ausgewählt (Tabelle 4.10), die sich vornehmlich im Bereich der 50Hertz Transmission GmbH befinden. Zusätzlich wird ein oft in den Medien erwähnter Interkonnektor zwischen Deutschland und der Niederlande (Meeden - Diele) gewählt, da er eine wichtige Stromtrasse im Hinblick auf gebotszonenübergreifende Leistungsflüsse ist. Wenn eine erwähnte Leitung aus mehreren parallelen Systemen besteht, wird hier nur ein System dargestellt, da sich auf dem parallelen System die gleichen Zerlegungen ergeben würden. Zusätzlich zu der Benennung der Leitungen ist noch ihre Kurzform für die Ergebnisübersicht angegeben. Die erste Leitung ist dabei der erste Teil des Interkonnektors und gehört demnach zur niederländischen Zone. Alle weiteren Leitungen gehören der Gebotszone Deutschland an. Weitere Festlegungen, die getroffen werden mussten, sind die Nutzung der AC-Leistungsflussrechnung als Grundlage des Vergleichs (Nutzung der DC-PTDF-Werte für PFC und FLD bleibt bestehen) und die Tatsache, dass Import- und Exportflüsse nicht zu einer Kategorie zusammengefasst werden. Die gleiche Trennung gilt für belastende und entlastende Flüsse sowie von PST hervorgerufene Loopflows und interne Flüsse. Sämtliche Interkonnektoren werden mit dem „Half-Tie-Line-Ansatz“ betrachtet. Sämtliche Optionen können durch den Nutzer vor jeder Analyse verändert werden, sodass der Fokus auf das zu betrachtende Problem

Tabelle 4.10: Auswahl an Leitungen zur Untersuchung am NEP2030 (V2019).

Leitung	von	nach	Abkürzung
1	Meeden (NL)	Diele	MEE-DIE
2	Mecklar	Vieselbach	MEK-VIS
3	Redwitz	Remptendorf	RED-REM
4	Stendal West	Wolmirstedt	STE-WOL
5	Hradec (CZ)	Röhrsdorf	HRA-ROE
6	Hagenwerder	Mikulowa	HAG-MIK
7	Förderstedt	Wolmirstedt	FOE-WOL
8	Krajnik (PL)	Vierraden	KRA-VIE
9	Wolmirstedt	Helmstedt	WOL-HEL
10	Vierraden	Neuenhagen	VIE-NHG

gerichtet werden kann. Ebenso können damit Anpassungen der Regulierungsbehörde berücksichtigt werden, da je nach Wahl der Parameter verschiedene Ergebnisse der Flusszerlegung, vor allem aber der darauffolgenden Kostenteilung entstehen.

Die Ergebnisse der partiellen Leistungsflusszerlegung sind in Abbildung 4.13 dargestellt. Bei Auswertung der Ergebnisse der partiellen Leistungsflusszerlegung fallen verschiedene Dinge auf, auf die in den folgenden Abschnitten eingegangen werden soll. Einige Tatsachen entsprechen den bereits in 3.1 genannten Eigenschaften und Besonderheiten der einzelnen Methoden, andere sind auf das Verhalten der Methoden im Speziellen zurückzuführen.

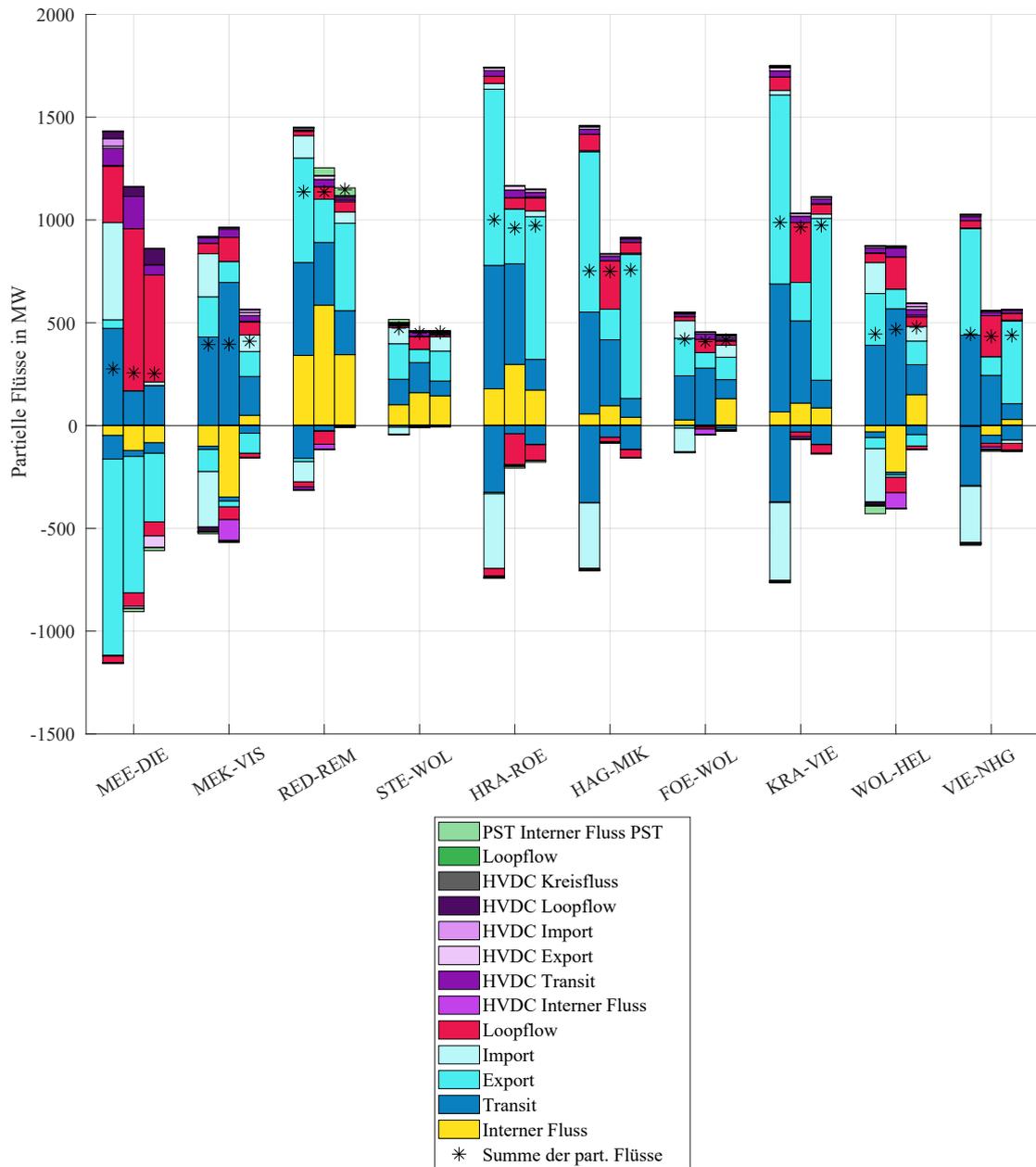


Abbildung 4.13: Vergleich der partiellen Leistungsflüsse der PFD-, PFC- und FLD-Methode am europäischen Verbundnetz des NEP2030 (V2019) Szenario C.

Varianz der Flusstypen Es ist auf nahezu allen Leitungen zu erkennen, dass der linke Balken, der der PFD-Methode entspricht, den betragsmäßig höchsten Wert in Summe hat, obwohl sich die aufsummierten partiellen Leistungsflüsse (Sternsymbol) kaum unterscheiden. Dies bedeutet in dem Fall gleichzeitig, dass in der PFD-Methode das breiteste Spektrum aller Flusstypen auftritt. Es kann also davon ausgegangen werden, dass hier eine viel höhere Zahl an Einzelflüssen zwischen Generator(-zone) und Last(-zone) berücksichtigt wird. Da dies aber sowohl für belastende als auch entlastende Teilflüsse geschieht, entspricht die Summe der Teilflüsse am Ende wieder dem Ergebnis der AC-Leistungsflussrechnung.

Weiterhin fällt auf, dass im mittleren Balken (PFC-Methode) entweder Importe oder Exporte auftreten und niemals beide Flusstypen. Das ist darin begründet, dass in der PFC-Methode Importe und Exporte aus dem nicht ausgeglichenen Netz berechnet werden. Dieses Netz beinhaltet je nach Bilanz der Gebotszone entweder nur Generatoren oder nur Lasten, woraufhin die Zone nur exportiert bzw. importiert. Die FLD-Methode hat für nahezu alle betrachteten Leitungen die betragsmäßig kleinsten Balken. Dies deutet darauf hin, dass in der FLD-Methode einzelne Flüsse von Generator zur Last bereits bilanziert sind und sich innerhalb der Berechnung bereits aufheben, sie später aber nicht mehr in belastende und entlastende Flüsse aufgeteilt werden können.

Interne Flüsse Bei Betrachtung der internen Flüsse (gelber Anteil) fällt auf, dass die PFC-Methode die höchsten internen Flüsse (sowohl be- als auch entlastend) aufweist. Dies ist nachvollziehbar, da die internen Flüsse aus dem ausgeglichenen Netz berechnet werden, selbst wenn ein Generator in der Nähe eines Interkonnektors installiert ist und sich am anderen Ende eine Last befindet. Lediglich auf der Leitung Förderstedt - Wolmirstedt führt die Berechnung mit der PFC-Methode zu einem sehr kleinen entlastenden internen Fluss, wobei die anderen Methoden höhere Beiträge aufweisen. Die PFD- und FLD-Methode haben auf vielen Leitungen ein ähnliches Maß an internen Flüssen, da sie keine Zonengrenzen und -bilanzen berücksichtigen.

Loopflows Bei Betrachtung der Ergebnisse der partiellen Leistungsflusszerlegung für alle Leitungen in Hinblick auf Loopflows (roter Anteil) ist zu erkennen, dass vor allem die PFC-Methode hohe Anteile an Loopflows errechnet, während PFD und FLD einen vergleichbar geringeren Anteil an Loopflows aufweisen. Dies ist ebenso darin begründet, dass in beiden Methoden elektrisch nahe Lasten von den Generatoren gespeist werden. Liegen in der PFC-Methode zwei exportierende (oder importierende) Gebotszonen nebeneinander, so speisen die Generatoren nahe der Zonengrenze keinerlei Lasten in der Nachbarzone. Sie versorgen daher teilweise über Leitungen der Nachbarzone die Lasten der eigenen Zone, was in Loopflows resultiert.

Import- und Exportflüsse Für Import- (hellblau) und Exportflüsse (türkis) lässt sich kein eindeutiges Muster in den Ergebnissen der Methoden erkennen. Es ist dennoch zu erkennen, dass für PFD und FLD bei Betrachtung von Interkonnektoren Importe und Exporte vornehmlich entweder be- oder entlastend sind, während auf Leitungen im Netz beides auftreten kann. Für die PFC-Methode ist klar, dass es auf einer Leitung entweder Importe oder Exporte geben kann. Somit können für diese Marktflüsse verhältnismäßig eindeutige Zuordnungen getroffen werden, auf welcher Leitung und unter welcher Zonenkombination sie auftreten.

Transitflüsse Transite (dunkelblauer Anteil) treten dann auf, wenn eine Generator einer Zone über eine Leitung in einer anderen Zone eine Last einer dritten Zone versorgt. Transitflüsse zählen dabei ebenso zu den Marktflüssen wie Importe und Exporte, da ein Transit in der mittleren Zone zwischen Importeur und Exporteur auftritt. Für das Aufkommen von Transiten lässt sich in den drei Methoden kein Muster oder grober Unterschied erkennen. Dies trifft nunmehr genauso auf die Transitflüsse als Marktflüsse wie auch auf die vorher betrachteten Importe und Exporte zu.

PST-Flüsse Im gewählten Datensatz treten vor allem auf der Leitung zwischen Redwitz und Remptendorf belastende PST-Flüsse (grüne Anteile) auf. Diese Flüsse sind auf Basis der DC-PSDF-Berechnung entstanden und finden sich in der neu implementierten AC-Berechnung (PFD-Balken) nicht wieder. Entlastende PST-Flüsse treten unter Berücksichtigung der DC-Annahmen vor allem auf dem Konnektor zwischen Meeden und Diele auf, während die erweiterte PFD-Methode auf der Leitung zwischen Wolmirstedt und Helmstedt ein höheres Maß entlastender PST-Flüsse registriert. Nach Überprüfung der Datenlage konnte ermittelt werden, wieso auf heutzutage für PST-Einsätze bekannten Leitungen wie Vierraden-Krajnik oder Hradec-Röhrsdorf nur sehr geringe PST-Flüsse auftreten. Im gewählten Szenario ist die Querregelung der Transformatoren auf null gesetzt, sodass sie wie Längsregler wirken. Eine Längsregelung kann nur in der PFD-Methode zu verschobenen Leistungsflüssen führen und das auch nur dann, wenn die Regelung einen großen Unterschied gegenüber der neutralen Stufung aufweist. Im Allgemeinen lässt sich festhalten, dass im Gegensatz zu in der Vergangenheit genutzten PSDF-Methode nun auch der in dieser Arbeit auf der AC-Leistungsflussberechnung basierende vorgestellte Algorithmus genutzt werden kann.

HGÜ-Flüsse Die HGÜ-Flüsse unterscheiden sich stark je nach der gewählten Methode. Gründe dafür sind einerseits die Vorgehensweise der Berechnung im Speziellen wie schon in den Teilkapiteln vorgestellt, aber auch zunächst der Ansatz über die AC- oder aber DC-Leistungsflussberechnung im Allgemeinen. Der größte Aspekt, der in den

Ergebnissen abgelesen werden kann, ist die Tatsache, dass die Flüsse, resultierend aus den Arbeitspunkten verschiedener HGÜ-Strecken, vor allem belastende Flüsse sind und nur auf wenigen der untersuchten Leitungen entlastende Flüsse auftreten. Dies liegt einerseits an der geographischen bzw. netztopologischen Lage der Strecken, als auch an der Wahl der Leitungen, die vornehmlich Interkonnektoren sind.

Berechnungsdauer und allgemeine Eigenschaften der Berechnungen Zum Vergleich der Berechnungsdauer wurde der untersuchte NEP 2030 (Version 2019) im Szenario C als Datenquelle genutzt. Im erstellten Programmablauf gibt es eine Vielzahl von Schritten, die für alle drei Methoden identisch sind. Dazu gehören das Einlesen sowie die initiale Verarbeitung der Netzdaten. In den folgenden Schritten werden dann je nach Datentyp der Eingangsdaten noch spezielle Filter zur Identifikation von PST oder HGÜ angewendet. Das Tie-Line-Treatment schließt die Vorverarbeitung ab, die bis hierhin weniger als zehn Sekunden gedauert hat. Im Anschluss werden die AC- bzw. DC-Netzberechnungen durchgeführt. Im gewählten Beispiel werden beide Varianten durchgeführt, um die Ergebnisse dann in den drei Methoden nutzen zu können. Beide Varianten der Netzberechnung dauern in etwa zwei Minuten.

Im Anschluss daran wird je nach Wahl der Methode die eigentliche Leistungsflusszerlegung durchgeführt. Dabei braucht die PFD-Methode mit etwa sechs Sekunden die wenigste Zeit. Gefolgt von der PFC-Methode (30 Sekunden) schließen sich mit der am zeitaufwändigsten Methode der FLD (drei Minuten) die beiden auf dem DC-Leistungsfluss basierenden Methoden an. Hierbei können vor allem in der HGÜ-Berechnung der FLD noch weitere Iterationen für die HGÜ Kreisflüsse erheblich mehr Zeit in Anspruch nehmen, wenn plötzlich alle HGÜ-Strecken sich gegenseitig immer kleiner werdende Kreisflüsse senden können.

Für die Berechnung der Einflüsse der PST (über PSDF) oder aber aller Einflüsse von Transformatorregelungen im Netz sind sechs Sekunden bzw. eine Minute nötig. Der große Unterschied ist maßgeblich darin begründet, dass beim PSDF-Ansatz lediglich ein Vektor an Knotenleistungen mit bereits im DC-Leistungsfluss berechneten Sensitivitätsfaktoren, eben den PSDF-Werten, nötig ist. Währenddessen wird in der neuen Methode für jeden nicht in Neutralstufung geregelten Transformator eine Stromgleichung gelöst.

5 Zusammenfassung

Die Notwendigkeit dieser Arbeit kann durch Betrachtung der einerseits steigenden grenzüberschreitenden Leistungsflüsse und andererseits steigender Kosten zur Bewirtschaftung von Engpässen abgeleitet werden. Es war somit notwendig für den Gesamtleistungsfluss eines Betriebsmittels die Aufteilung in alle einzelnen Leistungsflüsse von jedem Generator zu jeder Last zu kennen, um die partiellen Leistungsflüsse zur späteren Umlegung von Kosten auf Gebotszonen aufteilen zu können. Bisher genutzte Methoden beinhalten keinerlei vollständige Erkennung des Einflusses von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln auf die partiellen Leistungsflüsse im Netz. Dies wurde bei der Betrachtung der Flusskategorien deutlich. Um diese Kategorien zu vervollständigen wurden sowohl für HGÜ-Strecken als auch Phasenschiebertransformatoren neue Kategorien entwickelt. Hierfür wurde der von der ENTSO-E entwickelte Ansatz aus [39] genutzt. Da die Graphiken und Notationen in [39] teilweise uneindeutig sind, vor allem aber auch wichtige Bestandteile wie Transformator- und HGÜ-Effekte fehlen, wurde die Definition an Flusskategorien erweitert. Ebenso wurden Tabellen und Graphiken erstellt, welche eindeutig erkennbar machen, auf welcher Leitung welche partielle Leistungsflüsse wie zu betiteln sind.

Im Weiteren wurde die Erläuterung bestehender Methoden zur Modellierung und Berechnung elektrischer Netze erarbeitet. Dabei wurden vor allem häufig genutzte Betriebsmittel wie Leitungen bzw. Kabel und Transformatoren in Betracht gezogen.

Nach der Modellierung der Betriebsmittel war es für die weitere Untersuchung partieller Leistungsflüsse wichtig, auf den Unterschied zwischen AC- und DC-Berechnungsmethoden elektrischer Netze einzugehen, da schon in dieser Unterscheidung elementare Unterschiede wie die Existenz einer Blindleistungsbetrachtung oder dem Vernachlässigen von Leitungswiderständen vorlagen. Die jeweiligen Eigenschaften der gewählten Methode der partiellen Leistungsflusszerlegung hängen bereits maßgeblich von der ihnen zugrunde gelegten Art der Leistungsflussberechnung ab.

In dieser Arbeit wurden im Anschluss an die Betrachtung der Flusstypen und Kostenteilung drei Methoden der technischen Berechnung von partiellen Leistungsflüssen vorgestellt, maßgeblich für die Integration der aktuellen Einflussfaktoren wie PST und HGÜ erweitert und schlussendlich verglichen. Dabei handelt es sich um die Full Line Decomposition, das Power Flow Colouring und die Power Flow Decomposition.

In der Full Line Decomposition wird aus der vorliegenden Netztopologie und den an Knoten angeschlossenen Leistungen eine Verteilungsmatrix (PEX-Matrix) erzeugt, die angibt, welcher Generator welche Last zu wieviel Prozent versorgt. Dabei spielen Gebotszonengrenzen für die Ausbreitung von Leistungsflüssen keine Rolle. Es werden aber zur Berechnung der Leistungsflüsse die Annahmen der DC-Leistungsflussberechnung genutzt.

Die zweite Methode (Power Flow Colouring) nutzt die Annahmen der DC-Leistungsflussberechnung ebenso. Im Gegensatz zur FLD wird die Verteilung der Leistungsflüsse aber stark auf Basis der Gebotszonengrenzen vorgenommen. Eine Zone, die eine ausgeglichene Bilanz an Last und Erzeugung aufweist, kann laut dem Formalismus der PFC keinerlei Importe, Exporte und Transite auf eigenen oder gebotszonenfremden Leitungen auslösen bzw. erhalten. Sämtliche Leistung würde innerhalb der eigenen Zone und nur dort von den Generatoren zu Lasten übertragen, auch wenn direkte Verknüpfungen zu Lasten oder Generatoren benachbarter Zonen möglich wären. Es ist somit zu erkennen, dass die Methode auf einer ökonomischen Betrachtung des Stromnetzes fußt. Diese Betrachtung verhindert es teilweise den Naturgesetzen, wie im einfachsten Fall der Stromteilerregel, zu folgen. Hat eine Gebotszone nach Leistungsflussberechnung bilanziell exportierenden Charakter, da die Summe der Wirkleistung aller Generatoren die Summe aller Lasten übersteigt, so kann diese Gebotszone in der PFC über keine Leitung Leistungen importieren, da die Eigenschaft des Exports oder Imports für die gesamte Gebotszone und alle Elemente gilt.

Die dritte vorgestellte Methode ist die Power Flow Decomposition. Sie basiert vollständig auf der AC-Leistungsflussberechnung und bildet daher das physikalische Verhalten des Netzes am genauesten ab. In der PFD sind, ähnlich wie bei in der FLD, keine Grenzen von Gebotszonen für Einschränkungen der Leistungsflüsse verantwortlich, da hier vor allem elektrisch nahe Generatoren die entsprechenden Lasten versorgen. Es sind keine Annahmen der DC-Leistungsflussberechnung zu treffen und sämtliche partielle Leistungsflüsse lassen sich entlang des gesamten Pfades vom Generator zur Last nachvollziehen. Darüber hinaus ist die PFD-Methode trotz ihrer hohen Genauigkeit mit Abstand die schnellste der Berechnungsmethoden, was vor allem bei großen Netzen und einer hohen Anzahl von Datensätzen bzw. Snapshots weitere Vorteile mit sich bringt.

Ergänzend zur Vorstellung der bereits bestehenden Methoden und deren Vergleich ist ein weiterer wichtiger Punkt dieser Arbeit die Erweiterung der Methoden um die in der Klassifizierung der partiellen Leistungsflusstypen vorgenommenen Ergänzungen.

Während bisher vor allem die Berechnung der Einflüsse von PST mittels PSDF-Werten erfolgte, wird in dieser Arbeit eine vollständig neu entwickelte Methode zur Berechnung von partiellen Leistungsflüssen aller regelnden Transformatoren entwickelt. Dabei wird die durch die Regelung eingepreiste Zusatzspannung in zwei Stromquellen umgewandelt und deren Einfluss auf das Netz wiederum berechnet. Somit wird auch in dieser Methode die Genauigkeit der PFD-Methode beibehalten. Im Vergleich zur PSDF-Berechnung ist die Methode genauer und beinhaltet wie beschrieben auch den Einfluss von Längsreglern, die in der PSDF-Methode nicht berücksichtigt werden können. Ein Vergleich auf vollständige Genauigkeit ist nicht möglich, da das Referenzergebnis fehlt. Als Näherung wurde die Differenz der Leistungsflüsse eines Netzes mit geregelten Transformatoren mit dem gleichen Netz und deaktivierter Transformatorregelung genutzt. Dies kann als

akzeptables Vergleichskriterium genutzt werden, auch wenn bekannt ist, dass die von den Transformatorflüssen hervorgerufenen Verlustleistungen auf allen betroffenen Leitungen allein vom Slack gedeckt werden. Dieser Einfluss ist weder von der PSDF-Methode noch von der zum aktuellen Stand vorliegenden PFD-Transformatorberechnung abbildbar.

Die Implementierung der Erkennung von durch HGÜ-Systemen hervorgerufene partielle Leistungsflüsse ist in den drei Methoden auf eine jeweils unterschiedliche Art in dieser Arbeit vorgenommen worden. In der FLD-Methode wird jede HGÜ durch ihr Paar an Last- (Startknoten) und Erzeugungsknoten (Endknoten) im Netz modelliert. Für das entstehende Netz wird die reguläre PEX-Matrix erstellt, aus der die Zeile des Generatorknotens der HGÜ und die Spalte ihres Lastknotens gestrichen wird. Die Multiplikation dieser Vektoren ergibt die HPEX-Matrix. Mithilfe der HPEX-Matrix und den PTDF-Werten kann nun berechnet werden, wie sich der Fluss im Netz verteilt. In der FLD-Methode ist ebenso eine Option hinterlegt, sodass HGÜ-Strecken wiederum von HGÜ-Flüssen der eigenen oder anderen Strecken durchflossen werden können. Hierbei ist eine sinnvolle Wahl des Abbruchkriteriums wichtig, da sonst eine endlose Zahl von Iterationen minimal kleine Flüsse immer wieder durch die Leitungen des Netzes errechnet.

In der PFC werden auch für den Fall der HGÜ-Fluss-Analyse je Zone ein ausgeglichenes und ein nicht ausgeglichenes Netz gebildet, wobei interne HGÜ-Strecken im ausgeglichenen Netz verortet werden. In der Fortführung des PFC-Ansatzes gibt es mehrere Möglichkeiten der Interpretation. Es kann in der Anwendung ausgewählt werden, welche Generatoren des Netzes den HGÜ-Lastknoten speisen. Beispielsweise speisen für eine gebotszonenübergreifende HGÜ nur Generatoren aus exportierenden Gebotszonen den HGÜ-Lastknoten und dies auch, wenn die eigene Zone des HGÜ-Lastknotens eine importierende Zone ist. Genauso werden alle Lastknoten aus importierenden Zonen vom HGÜ-Generatorknoten versorgt, auch wenn die HGÜ in einer exportierenden Zone endet. Diese Option lässt sich weniger aus dem ökonomischen Blick der PFC dahingehend umstellen, dass, wenn gewünscht, beispielsweise nur die Generatorknoten der eigenen Zone den HGÜ-Lastknoten in der Zone speisen.

Die Erkennung von HGÜ-Flüssen in der PFD-Methode folgt dem gleichen technisch nachvollziehbarem Prinzip, dem auch schon die Zerlegung der klassischen Flusstypen zugrunde liegt. Hierbei erhält jedes Paar vom HGÜ-Lastknoten und -Generatorknoten eine eigene Zone. Auf Basis des vollständigen Netzes mit allen HGÜ wird eine Matrix berechnet, die den Stromaustausch im Netz wiedergibt. Anschließend läuft eine Schleife über alle Generator- und Lastzonen, die die Teilflüsse in der vollständigen Partial-Power-Flow-Matrix berechnet.

Diese Matrix wird nun in vier Teile je nach Wechsel- oder Gleichstromnetz als Generator oder Last separiert. Einer der vier Teile beinhaltet den Austausch zwischen Generator- und Lastknoten im AC-Netz, was den Ergebnissen der klassischen Zerlegung ohne HGÜ-Systemen entspricht. Zwei der drei weiteren Sektoren der vollständigen Partial-Power-

Flow-Matrix beinhalten den Austausch zwischen Gleich- und Wechselstromnetz. Somit können die Flüsse von HGÜ-Generatorknoten zu allen Lastknoten des Netzes, sowie auch umgekehrt die Flüsse sämtlicher Generatoren im Netz zu den HGÜ-Lastknoten berechnet werden. Die vierte Teilmatrix beinhaltet die Flüsse zwischen einzelnen HGÜ-Verbindungen. Auf ihrer Hauptdiagonalen stehen somit Ringflüsse, die direkt von der jeweiligen HGÜ-Verbindung hervorgerufen werden.

Der Vergleich der Methoden hat gezeigt, dass vor allem der ökonomische Aspekt in der PFC-Methode diese Methode von den anderen beiden trennt. Während in FLD mit einer adaptierten (H)PEX-Matrix gerechnet wird, setzt die PFD-Methode auf die genaue Verfolgung des Leistungsflusses vom Generator zur Last im Netz. Die Berechnung von wiederkehrenden Flüssen, die von HGÜ-Strecken beginnend immer wieder andere HGÜ-Strecken durchfließen, ist nur in der FLD-Methode möglich und sollte auch nur sehr eingeschränkt genutzt werden, da der Zeitaufwand gegenüber dem gewonnenen Nutzen in keinem Verhältnis steht.

Der Vergleich der klassischen Methoden zur Berechnung von partiellen Leistungsflüssen in Verbindung mit der Erweiterung der Methode um die erwähnte Erkennung von HGÜ- und Transformatoreinflüssen an einem realistischen Netzmodell hat gezeigt, dass im Hinblick auf die aktuellen Mechanismen zur Kostenteilung vor allem die PFC-Methode einerseits am meisten interne Flüsse errechnet, aber andererseits auch das höchste Aufkommen an Loopflows aufweist. Während die FLD-Methode vor allem durch die Nutzung der DC-Annahmen zur Bestimmung von PTDF-Werten vom realen Netz abweicht, überzeugt die PFD-Methode durch das technisch exakteste Ergebnis, kombiniert mit der nachvollziehbarsten Berechnung und der kürzesten Berechnungsdauer.

Mit dieser Arbeit ist ein Werkzeug entstanden, mit dem für jeden beliebigen Datensatz eines Stromnetzes je nach Wunsch des Anwenders / der Anwenderin eine Methode zur Berechnung von partiellen Leistungsflüssen gewählt werden kann. Allein im europäischen Verbundnetz sind die Interessen so stark verschieden, dass eine Argumentation zur Wahl oder Abwahl eines Prinzips zur Berechnung von partiellen Leistungsflüssen aus technischer Sicht auf dieser Arbeit fußen kann. Jede der Methoden ist vollständig erläutert, verifiziert und mit den anderen Methoden verglichen. Die Vor- und Nachteile der Methoden und ihrer wichtigsten Schritte sind jeweils aufgeführt und in den Gesamtfokus einsortiert. Mathematische Ungenauigkeiten wie bspw. die numerische Stabilität bei der Invertierung von Matrizen sind vorhanden, treten aber bereits in der klassischen Netzberechnung an sich auf und entstehen nicht erst in der Berechnung partieller Leistungsflüsse.

Da keine partiellen Leistungsflüsse real messbar sind, ist es ebenso schwierig, eine Vergleichsgröße für alle einzelnen partiellen Leistungsflüsse zu definieren. Allein der Gesamtfluss ist messtechnisch bestimmbar und somit eine verlässliche Größe, die als

Validierung vollständig herangezogen werden kann. Alle anderen Hilfsgrößen, wie die Differenz aus Gesamtfluss mit PST und Fluss mit neutralen PST sind angenommene Anteile, die sich aber messtechnisch nicht überprüfen lassen und in Teilen auch begründbar ungenau sind.

Für eine Fortführung dieser Idee wäre eine Integration der Anwendung in die Prozesse der Regulatoren wichtig. So lassen sich die Anforderungen hinsichtlich Genauigkeit, Transparenz und Performance noch besser verstehen. Im Idealfall einigt sich der Verbund schlussendlich auf eine technisch nachvollziehbare Lösung, die auch den in dieser Arbeit nur minimal betrachteten Aspekt der wirtschaftlichen Betrachtung mit einbezieht. Die technischen Ungenauigkeiten, die entweder aus der Wahl der Berechnungsmethode (AC- vs. DC-Leistungsflussberechnung) oder aus Mangel an vergleichbaren Werten (Referenzwert zur PST-Flusserkennung) resultieren, sind transparent aufgezeigt.

Literatur

- [1] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2013*, Dez. 2013. Adresse: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2013/131217_monitoringbericht2013.pdf.
- [2] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2014*, Dez. 2014. Adresse: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2014/monitoringbericht_2014_bf.pdf.
- [3] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2015*, Dez. 2015. Adresse: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_2015_ba.pdf.
- [4] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2016*, Dez. 2016. Adresse: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht2016.pdf>.
- [5] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2017*, Dez. 2017. Adresse: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht2017.pdf>.
- [6] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2018*, Dez. 2018. Adresse: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht2018.pdf>.
- [7] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2019*, Dez. 2019. Adresse: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_energie2019.pdf.
- [8] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2020*, Dez. 2020. Adresse: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_energie2020.pdf.
- [9] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2021*, Dez. 2021. Adresse: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_energie2021.pdf.

- [10] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2022*, Dez. 2022. Adresse: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/Shared Docs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf>.
- [11] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2023*, Dez. 2023. Adresse: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/Shared Docs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2023.pdf>.
- [12] Bundesnetzagentur, *Netzengpassmanagement im Jahr 2023*, Mai 2024. Adresse: <https://www.smar.de/page/home/topic-article/444/213590>.
- [13] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., *Die Energieversorgung 2023 -Jahresbericht-*. Mai 2024. Adresse: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2023_UPDATE_Mai_2024_final_V2.pdf.
- [14] Europäisches Parlament, Europäischer Rat, *Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU*, Juni 2019. Adresse: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>.
- [15] BDEW; Statistisches Bundesamt; ZSW, *Strom austauschsaldo Deutschlands in den Jahren 1990 bis 2023 (in Terawattstunden)*, Nov. 2023. Adresse: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/153533/umfrage/stromimportsaldo-von-deutschland-seit-1990/>.
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland, *Stromeinfuhr und -ausfuhr von und nach Deutschland in den Jahren 1990 bis 2021 (in Terawattstunden)*, Jan. 2022. Adresse: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164150/umfrage/stromeinfuhr-und-ausfuhr-von-und-nach-deutschland-seit-1999/>.
- [17] Fraunhofer ISE, *Import- und Exportmengen des deutschen Stromhandels im Zeitraum April 2021 bis April 2024 (in Terawattstunden)*, Mai 2024. Adresse: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1380020/umfrage/deutscher-stromhandel/>.
- [18] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019)*. Feb. 2019. Adresse: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Teil1.pdf.

- [19] ENTSO-E, *TYNDP 2014*. Adresse: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/140710_TYNDP_2014_Projects_of_European_relevance_MT_2014-2018.pdf.
- [20] D. Kirschen, R. Allan und G. Strbac, "Contributions of individual generators to loads and flows," *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 12, Nr. 1, S. 52–60, 1997, ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/59.574923.
- [21] F. Wu, Y. Ni und P. Wei, "Power transfer allocation for open access using graph theory-fundamentals and applications in systems without loopflow," *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 15, Nr. 3, S. 923–929, 2000, ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/59.871714.
- [22] H. Ronellenfitsch, M. Timme und D. Witthaut, "A Dual Method for Computing Power Transfer Distribution Factors," *IEEE Transactions on Power Systems*, S. 1–1, 2016, ISSN: 1558-0679. DOI: 10.1109/tpwrs.2016.2589464.
- [23] J. Lin und S. D. Varwandkar, "Analyzing Loop Flows, Reversals, and Congestion Using a New Fractal Approach," in *2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, IEEE, Dez. 2019. DOI: 10.1109/appeec45492.2019.8994710.
- [24] H. Natemeyer, *Modellierung der Betriebsführung elektrischer Übertragungsnetze für Netzplanungsprozesse* (Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik Band 50), 1. Auflage. Aachen: Verlagshaus Mainz GmbH, 2017, 112 S., ISBN: 9783958861596.
- [25] F. Linke, E. Glende, D. Westermann und M. Wolter, "Multikriterielle Optimierung für Wirkleistungseinsatzkonzepte von vermaschten AC-HGÜ-Systemen," *at - Automatisierungstechnik*, Jg. 67, Nr. 11, S. 912–921, Nov. 2019, ISSN: 0178-2312. DOI: 10.1515/auto-2019-0074.
- [26] D. Van Hertem, "Usefulness of DC power flow for active power flow analysis with flow controlling devices," in *8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2006)*, IEE, 2006. DOI: 10.1049/cp:20060013.
- [27] J. Verboomen, D. Van Hertem, P. Schavemaker, W. Kling und R. Belmans, "Phase shifting transformers: principles and applications," in *2005 International Conference on Future Power Systems*, IEEE, 2005. DOI: 10.1109/fps.2005.204302.
- [28] J. Bialek, "Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access," *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 12, Nr. 3, S. 1185–1193, 1997, ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/59.630460.

- [29] C. Achayuthakan, C. J. Dent, J. W. Bialek und W. Ongsakul, "Electricity Tracing in Systems With and Without Circulating Flows: Physical Insights and Mathematical Proofs," *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 25, Nr. 2, S. 1078–1087, Mai 2010, ISSN: 1558-0679. DOI: 10.1109/tpwrs.2009.2037506.
- [30] FutureFlow, *Cross-border balancing and redispatching mechanisms tailored to congested borders situation and design of a Common Activation Function*, Jan. 2017. Adresse: <https://futureflow.eu/wp-content/uploads/2020/02/FutureFlow-WP1-D1.2-Cross-border-balancingand-redispatching-mechanisms-tailored-to-congested-borders-situation-and-design-of-a-Common-Activa.pdf>.
- [31] M. Wolter, "About the impact of burdening and relieving partial power flows caused by loop flows in interconnected networks on ITC amount," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, Juli 2009. DOI: 10.1109/pes.2009.5275772.
- [32] M. Wolter, *Grid state identification of distribution grids* (Berichte aus der Elektrotechnik). Aachen: Shaker, 2008, 108 S., ISBN: 9783832275464.
- [33] M. Wolter, *Agent based energy management systems* (Berichte aus der Elektrotechnik). Aachen: Shaker, 2012, 128 S., ISBN: 9783844014167.
- [34] T. Leveringhaus, T. Breithaupt und L. Hofmann, "Physically based congestion management by powerflow superposition methods at optimal cost," in *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, IEEE, Okt. 2012. DOI: 10.1109/powercon.2012.6401373.
- [35] T. Leveringhaus und L. Hofmann, "Comparison of methods for state prediction: Power Flow Decomposition (PFD), AC Power Transfer Distribution factors (AC-PTDFs), and Power Transfer Distribution factors (PTDFs)," in *2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, IEEE, Dez. 2014. DOI: 10.1109/appeec.2014.7066183.
- [36] M. Wolter, *Skript zur Vorlesung „Elektrische Netze I – Stationäre und quasistationäre Netzberechnung“*. 2020. Adresse: https://www.lena.ovgu.de/lena_media/Dokumente+und+Skripte/Skript_EN1.pdf.
- [37] D. Oeding und B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer Berlin Heidelberg, 2016, ISBN: 978-3-662-52703-0. DOI: 10.1007/978-3-662-52703-0.
- [38] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation* (IEEE Press Series on Power and Energy Systems Ser.), 2nd ed. New York: John Wiley & Sons, Incorporated, 2015, 1665 S., Description based on publisher supplied metadata and other sources., ISBN: 9781118993491.

- [39] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *Joint Task Force Cross Border Redispatch Flow Definitions*, Englisch. ENTSO-E, Nov. 2016. Adresse: https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/150929_Joint%20Task%20Force%20Cross%20Border%20Redispatch%20Flow%20Definitions.pdf.
- [40] M. Pavesi, "Partitioning the Power Flow in a Multi-Zonal Transmission Network," Magisterarb., Technische Universität Eindhoven University of Technology, Aug. 2017.
- [41] ACER, *Methodological paper: Unscheduled flows*, Okt. 2018. Adresse: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents_Public/ACER%20Methodological%20paper%20-%20Unscheduled%20flows.pdf.
- [42] M. Gebhardt, C. Klabunde und M. Wolter, "Identifikation von HGÜ-Flüssen mit Hilfe der Power Flow Decomposition," *at - Automatisierungstechnik*, Jg. 68, Nr. 9, S. 804–814, Aug. 2020. doi: 10.1515/auto-2020-0080.
- [43] M. Barnes, D. V. Hertem, S. P. Teeuwsen und M. Callavik, "HVDC Systems in Smart Grids," *Proceedings of the IEEE*, Jg. 105, Nr. 11, S. 2082–2098, Nov. 2017. doi: 10.1109/jproc.2017.2672879.
- [44] E. Glende und M. Wolter, "Tracing HVDC Flows using the proportional sharing principle," in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, IEEE, Okt. 2020. doi: 10.1109/isgt-europe47291.2020.9248927.
- [45] UCTE, *UCTE data exchange format for load flow and three phase short circuit studies*. Adresse: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/UCTE-format.pdf.
- [46] ACER, *ACER Capacity Calculation Regions*. Adresse: https://www.entsoe.eu/network_codes/ccr-regions/.
- [47] 50Hertz Transmission GmbH, *EU-Strombinnenmarkt*. Adresse: <https://www.50hertz.com/de/Markt/EU-Strombinnenmarkt>.
- [48] ENTSO-E, *Decision No 30/202 on the CORE CCR TSO's proposal for the methodology for cost sharing of redispatching and countertrading*, A. -. E. U. A. for the cooperation of energy regulators, Hrsg., Nov. 2020. Adresse: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/CORE%20-%2074%20-%20ACER%20decision.pdf>.
- [49] T. Leveringhaus, *Netzoptimierung durch Wirk- und Blindleistungsredispatch auf Basis von konvexifizierten quadratischen Näherungen der Netzgleichungen*, de. München: Verlag Dr. Hut, 2018. doi: 10.15488/3508.

- [50] E. Glende, C. Klabunde, M. Gebhardt und M. Wolter, "Power Flow Partitioning with Power Flow Decomposition, Full Line Decomposition and Power Flow Coloring," in *2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES)*, IEEE, Nov. 2020. DOI: 10.1109/sges51519.2020.00084.
- [51] M. Pavese, J. van Casteren und S. A. de Graaff, "The full line decomposition method – a further development for causation-based cost sharing," in *Innovation in the Power Systems industry*, CIGRE, Hrsg., Bd. 9, rue d'Artois, 75008 Paris, Okt. 2017.
- [52] J. Bialek, "Tracing the flow of electricity," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, Jg. 143, Nr. 4, S. 313, 1996. DOI: 10.1049/ip-gtd:19960461.
- [53] M. Wolter und B. Hühnerbein, "Identification of cross-border power flows in integrated networks based on the principle of superposition," in *2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, IEEE, Dez. 2008. DOI: 10.1109/pecon.2008.4762746.
- [54] M. Gebhardt und M. Wolter, "Nachbildung von Phasenschiebereffekten durch Stromquellen," *at - Automatisierungstechnik*, Jg. 69, Nr. 5, S. 409–416, Apr. 2021. DOI: 10.1515/auto-2021-0011.
- [55] 123map GmbH & Co.KG, *flosm - Stromnetze mit Umspannwerken und detaillierter Infrastruktur*, Jan. 2024. Adresse: <https://www.flosm.org/de/Stromnetz.html>.
- [56] ENTSO-E, *ENTSO-E Transmission System Map*, Jan. 2024. Adresse: <https://www.entsoe.eu/data/map/>.
- [57] 50Hertz Transmission GmbH, *Netzanschluss-Karte*, Jan. 2024. Adresse: https://www.50hertz.com/Portals/1/HTMLPro_Inhalte/Netzanschluss_Karte/index.html.
- [58] 50Hertz Transmission GmbH, *Netzbelastung in der Regelzone*, Jan. 2024. Adresse: <https://www.50hertz.com/Transparenz/Kennzahlen/Netzdaten/Netzbelastung>.
- [59] Amprion GmbH, *Übertragungsnetz und Netzgebiet*, Jan. 2024. Adresse: <https://www.amprion.net/%C3%9Cbertragungsnetz/index-2.html>.
- [60] TenneT TSO GmbH, *Grid Maps*, Jan. 2024. Adresse: <https://www.tennet.eu/de/stromnetz/unsere-stromnetz/grid-maps>.
- [61] TransnetBW GmbH, *Netzentwicklungsplan*, Jan. 2024. Adresse: <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/planung/netzentwicklungsplan>.

-
- [62] Bundesnetzagentur, *Datenbank Netzausbau*, Jan. 2024. Adresse: <https://www.netzausbau.de/home/de.html>.
- [63] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Zahlen Daten Fakten*. Feb. 2019. Adresse: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Zahlen-Daten-Fakten_1.pdf.

Übersicht der eigenen Veröffentlichungen

- [42] M. Gebhardt, C. Klabunde und M. Wolter, “Identifikation von HGÜ-Flüssen mit Hilfe der Power Flow Decomposition,” *at - Automatisierungstechnik*, Jg. 68, Nr. 9, S. 804–814, Aug. 2020. DOI: 10.1515/auto-2020-0080.
- [50] E. Glende, C. Klabunde, M. Gebhardt und M. Wolter, “Power Flow Partitioning with Power Flow Decomposition, Full Line Decomposition and Power Flow Coloring,” in *2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES)*, IEEE, Nov. 2020. DOI: 10.1109/sges51519.2020.00084.
- [54] M. Gebhardt und M. Wolter, “Nachbildung von Phasenschiebereffekten durch Stromquellen,” *at - Automatisierungstechnik*, Jg. 69, Nr. 5, S. 409–416, Apr. 2021. DOI: 10.1515/auto-2021-0011.
- [64] M. Gebhardt und M. Wolter, “Konzepte für einen optimierten Betrieb von Phasenschiebertransformatoren,” *Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung (Universität Duisburg-Essen)*, März 2017.
- [65] M. Gebhardt und M. Wolter, “Optimal placement and operation strategies of phase shifting transformers based on heuristic algorithms,” in *NEIS 2017 / NEIS Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Konferenz: Conference on Sustainable Energy Supply und Energy Storage Systems, NEIS 2017, Hamburg, 21 - 22 September 2017, 2017, S. 302–306.
- [66] M. Gebhardt und M. Wolter, “Decomposition of PST Flows via Extended Power Equation,” in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, Bd. 2018, IEEE, Okt. 2020, S. 720–724. DOI: 10.1109/isgt-europe47291.2020.9248916.
- [67] M. Gebhardt und M. Wolter, “Application concepts of phase-shifting transformers for the targeted control of power flows between the transmission and distribution grid,” in *ETG Kongress 2021*, VDE, März 2021. Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9469516>.
- [68] M. Gebhardt, E. Glende und M. Wolter, “Detection of Transformer Circular Flow Effects,” in *2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2024, S. 1–6. DOI: 10.1109/ISGTAsia61245.2024.10876324.
- [69] M. Bernecker, M. Gebhardt, S. B. Amor, M. Wolter und F. Müsgens, “Quantifying the impact of load forecasting accuracy on congestion management in distribution grids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 168, S. 110713, 2025, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2025.110713>. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061525002649>.



- MAFO-01** ORTHS, A.: *Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von spieltheoretischen Verfahren*, 2003. ISBN 3-929757-57-5.
- MAFO-02** PURMANN, M.: *Optimierung des Betriebsverhaltens von PEM-Brennstoffzellen unter Berücksichtigung von elektrischem und Gesamtwirkungsgrad bei unterschiedlichen Lastanforderungen und Betriebsparametern*, 2004. ISBN 3-929757-63-X.
- MAFO-03** AL-HAMID, M.: *Extraktion von höheren Moden in TEM-Wellenleitern*, 2004. ISBN 3-929757-64-8.
- MAFO-04** HAASE, H., J. NITSCH, and T. STEINMETZ: *Transmission-Line Super Theory – A new Approach to an Effective Calculation of Electromagnetic Interference*, 2004. ISBN 3-929757-67-2.
- MAFO-05** BACHRY, A.: *Power Quality Studies in Distribution Systems Involving Spectral Decomposition*, 2004. ISBN 3-929757-68-0.
- MAFO-06** STYCZYNSKI, Z. A.: *Power Network and Renewables – A Scientific Report*, 2004. ISBN 3-929757-69-9.
- MAFO-07** BLUME, E.: *Numerische Analyse der Kopplung linearer Antennen innerhalb eines Resonators*, 2004. ISBN 3-929757-71-0.
- MAFO-08** HANDSCHIN, E. and Z. A. STYCZYNSKI: *Power System Application of the Modern Battery Storage*, 2004. ISBN 3-929757-75-3.
- MAFO-09** HAASE, H.: *Full-Wave Field Interactions of Nonuniform Transmission Lines*, 2005. ISBN 3-929757-78-8.
- MAFO-10** NITSCH, D.: *Die Wirkung eingekoppelter ultrabreitbandiger elektromagnetischer Impulse auf komplexe elektronische Systeme*, 2005. ISBN 3-929757-79-6.
- MAFO-11** HADZI-KOSTOVA, B.: *Protection Concepts in Distribution Networks with Decentralized Energy Resources*, 2005. ISBN 3-929757-84-2.
- MAFO-12** STEINMETZ, T.: *Ungleichförmige und zufällig geführte Mehrfachleitungen in komplexen technischen Systemen*, 2006. Nummerierung geändert, ISBN 3-929757-98-2.
- MAFO-13** STYCZYNSKI, Z. and J. HAUBROCK: *Influence of Distributed and Renewable Generation on Power System Security – Proceedings of the CRIS Workshop 2006*, 2006. ISBN 3-929757-99-0.
- MAFO-14** HEIDECK, G.: *Ein autonomes Brennstoffzellensystem: Optimierungsansätze*, 2006. ISBN 3-929757-94-X.
- MAFO-15** STYCZYNSKI, Z. und H.-D. MUSIKOWSKI: *Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 7*, 2006. ISBN 3-929757-85-0.
- MAFO-16** GRONWALD, F.: *Antenna Theory in Resonating Systems derived from Fundamental Electromagnetism*, 2007. ISBN 3-929757-93-1.
- MAFO-17** KRAUTHÄUSER, H.G.: *Grundlagen und Anwendungen von Modenverwirbelungskammern*, 2007. ISBN 978-3-929757-43-9.
- MAFO-18** DZIENIS, C.: *Ersatzmodelle nichtlinearer Lasten in elektrischen Verteilungsnetzen*, 2007. ISBN 978-3-929757-07-1.

- MAFO-19** STYCZYNSKI, Z. and J. HAUBROCK: *Renewable and Dispersed Power Generation in Power Systems*, 2007. ISBN 978-3-929757-44-6.
- MAFO-20** HAUBROCK, J.: *Parametrierung elektrischer Äquivalentschaltbilder von PEM-Brennstoffzellen*, 2008. ISBN 978-3-940961-02-0.
- MAFO-21** ANGELOV, A. N.: *Rechnergestütztes Lernen im Bereich der Regenerativen Energien (Ausgewählte Aspekte)*, 2008. ISBN 978-3-940961-03-7.
- MAFO-22** KOMARNICKI, P.: *Anwendung hochgenauer, synchroner Messungen zur Verbesserung des Betriebs von Verteilungsnetzen*, 2008. ISBN 978-3-940961-04-4.
- MAFO-23** ROGGATZ, C.: *Trainingssimulator für die Führung von elektrischen Systemen mit dezentralen Energieeinspeisungen – Trainingsszenarien und Umsetzung*, 2008. ISBN 978-3-940961-05-1.
- MAFO-24** RUDION, K.: *Aggregated Modelling of Wind Farms*, 2008. ISBN 978-3-940961-14-3.
- MAFO-25** GANJAVI, M. R.: *Protection System Coordination Using Expert System*, 2008. ISBN 978-3-940961-15-0.
- MAFO-26** BOFINGER, S.: *Energieversorgungsnetze mit einem hohen Anteil an photovoltaischer Solarenergie: Standortbestimmung, Solarstromprognose, Netzintegration*, 2008. ISBN 978-3-940961-25-9.
- MAFO-27** STYCZYNSKI, Z. and P. KOMARNICKI: *Distributed and Renewable Power Generation*, 2008. ISBN 978-3-940961-26-6.
- MAFO-28** KOCHETOV, S. V.: *Time- and Frequency-Domain Modeling of Passive Interconnection Structures in Field and Circuit Analysis*, 2008. ISBN 978-3-940961-27-3.
- MAFO-29** MAGDOWSKI, M.: *Entwicklung und Validierung eines Werkzeugs zur Berechnung der elektromagnetischen Einkopplung von stochastischen Feldern in Leitungsstrukturen*, 2008. ISBN 978-3-940961-28-0.
- MAFO-30** SONNEMANN, F.: *Elektromagnetische Effekte an elektrischen Zündmitteln (EED) mit angeschlossener Zündkreiselektronik (ZKE) bei impulsförmiger, breitbandiger Bestrahlung*, 2009. ISBN 978-3-940961-32-7.
- MAFO-31** SMIEJA, T.: *Multikriterielle Planung interregionaler Elektrizitätsnetze im liberalisierten Energiemarkt*, 2009. ISBN 978-3-940961-35-8.
- MAFO-32** HEYDE, C. O.: *Dynamic Voltage Security Assessment for On-Line Control Room Application*, 2010. ISBN 978-3-940961-40-2.
- MAFO-33** STYCZYNSKI, Z. A. and N. I. VOROPAI (EDITORS): *Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics*, 2010. ISBN 978-3-940961-42-6.
- MAFO-34** Styczynski, Z. A. и N. I. Voropai (Editors): *Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics (Russian Version)*, 2010. ISBN 978-3-940961-44-0.
- MAFO-35** STYCZYNSKI, Z. A. and A. LINDEMANN (EDITORS): *Integration of Renewable Energies into the Grid / Proceedings of the Power & Energy Student Summit 2010*, 2010. ISBN 978-3-940961-47-1.
- MAFO-36** STYCZYNSKI, Z. A. und H.-D. MUSIKOWSKI (EDITORS): *Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 11*, 2010. ISBN 978-3-940961-51-8.
- MAFO-37** GURBIEL, M. A.: *Definition and Testing of a Digital Interface of a Power Substation*, 2011. ISBN 978-3-940961-54-9.
- MAFO-38** LOMBARDI, P.: *Multi Criteria Optimization of an Autonomous Virtual Power Plant*, 2011. ISBN 978-3-940961-55-6.

- MAFO-39** POWALKO, M.: *Beobachtbarkeit eines elektrischen Verteilungsnetzes – Ein Beitrag zum Smart Grid*, 2011. ISBN 978-3-940961-62-4.
- MAFO-40** STYCZYNSKI, Z. A., K. RUDION, and C. NGUYEN-MAU (EDITORIAL BOARD): *Power System Dynamic Security Assessment*, 2011. ISBN 978-3-940961-61-7.
- MAFO-41** KÄBISCH, M.: *Optimale Dimensionierung und Betriebsführung einer brennstoffzellenbasierten Auxiliary Power Unit im Fahrzeug*, 2011. ISBN 978-3-940961-67-9.
- MAFO-42** STYCZYNSKI, Z. A. und N. I. VOROPAI (EDITORS): *Special Issue Grant 220 Russian Federation SSmart Grid for Efficient Energy Power System for the Future”, Proceedings Volume I*, 2012. ISBN 978-3-940961-74-7.
- MAFO-43** STYCZYNSKI, Z. A., P. KOMARNICKI und A. NAUMANN (EDITORS): *Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-mobility*, 2012. ISBN 978-3-940961-71-6.
- MAFO-44** HEUER, M.: *Diagnosetool für stationär betriebene PEM-Brennstoffzellensysteme*, 2012. ISBN 978-3-940961-77-8.
- MAFO-45** STÖTZER, M.: *Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen – Potenzialanalyse und Bewertung*, 2012. ISBN 978-3-940961-78-5.
- MAFO-46** MAGDOWSKI, M.: *Vergleich der Einkopplung deterministischer und statistischer elektromagnetischer Felder in Leitungen*, 2012. ISBN 978-3-940961-75-4.
- MAFO-47** NAUMANN, A.: *Leitwarte im Smart Grid*, 2012. ISBN 978-3-940961-81-5.
- MAFO-48** RUDION, K.: *Offshore Power System Planning – Selected Aspects*, 2012. ISBN 978-3-940961-82-2.
- MAFO-49** NGUYEN-MAU, C.: *Electric Power System Stability Enhancement by Voltage Source Converter based High Voltage Direct Current Technology*, 2012. ISBN 978-3-940961-84-6.
- MAFO-50** GUO, H.: *Measurement-Based Load Modeling for Smart Grid Planning*, 2012. ISBN 978-3-940961-86-0.
- MAFO-51** STYCZYNSKI, Z. A.: *Proceedings No. 2 in the Scope of Mega Grant Baikal*, 2013. ISBN 978-3-940961-95-2.
- MAFO-52** STYCZYNSKI, Z. A.: *Proceedings No. 3 in the Scope of Mega Grant Baikal*, 2013. ISBN 978-3-940961-98-3.
- MAFO-53** WENGE, C.: *Optimaler Betrieb von mobilen Speichern im Smart Grid. -Mobilitätsleitwarte-*, 2013. ISBN 978-3-944722-01-6.
- MAFO-54** RÖHRIG, C.: *Smart Distribution Planung unter Berücksichtigung von residualen Lasten*, 2014. ISBN 978-3-944722-06-1.
- MAFO-55** MIDDELSTÄDT, F.: *Research of SEM Poles of Complex Wire Structures*, 2014. ISBN 978-3-944722-07-8.
- MAFO-56** STYCZYNSKI, Z. A. (EDITOR): *Power Network and Renewables – A Scientific Report – 15 Years Research*, 2014. ISBN 978-3-944722-08-5.
- MAFO-57** SOLONINA, N. N., V. S. STEPANOV, and K. V. SUSLOV: *Information technology in intelligent power networks*, 2014. ISBN 978-3-944722-13-9.
- MAFO-58** KREBS, R.: *Fundamentals of Power System Protection*, 2014. ISBN 978-3-944722-15-3.
- MAFO-59** MOSKALENKO, N.: *Optimal Dynamic Energy Management System in Smart Homes*, 2014. ISBN 978-3-944722-16-0.
- MAFO-60** HAUER, I.: *Optimale Last- und Erzeugungsanpassung bei kritischen Netzzuständen – Algorithmen und deren Bewertung*, 2014. ISBN 978-3-944722-18-4.

- MAFO-61** RICHTER, M.: *Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung 15, Begleitband zum Workshop 2014*, 2014. ISBN 978-3-944722-21-4.
- MAFO-62** STYCZYNSKI, Z. A., A. RICHTER und P. KÜHNE: *Second ELECON Workshop – Begleitband zum Workshop 2014*, 2014. ISBN 978-3-944722-23-8.
- MAFO-63** BERNSTEIN, P.: *Modellgestützte optimale Betriebsführung von PEM-Brennstoffzellen für autonome Anlagen*, 2015. ISBN 978-3-944722-24-5.
- MAFO-64** RABE, S.: *Betrieb einer Zweipunkt-Offshore-HGÜ-Verbindung – Modelluntersuchungen*, 2015. ISBN 978-3-944722-31-3.
- MAFO-65** ARENDARSKI, B.: *Reliability Assessment of Smart Grids*, 2015. ISBN 978-3-944722-32-0.
- MAFO-66** PAN, X.: *Numerisches EMV-Simulationsverfahren zur Berechnung der Störaussendung elektrischer Antriebssysteme in Hybridfahrzeugen*, 2016. ISBN 978-3-944722-34-4.
- MAFO-67** RICHTER, M.: *PMU-basierte Zustandsabschätzung in Smart Distribution*, 2016. ISBN 978-3-944722-43-6.
- MAFO-68** BIELCHEV, I.: *Adaptiver Distanzschutz im Standard IEC 61850*, 2016. ISBN 978-3-944722-45-0.
- MAFO-69** HASSAN, A.: *Modeling of Single and Double-Shielded Cables for EMC Applications*, 2016. ISBN 978-3-944722-41-2.
- MAFO-70** LIU, X.: *Control of Voltage Source Converter Based High Voltage Direct Current Transmission Systems for Grid Code Compliance*, 2016. ISBN 978-3-944722-46-7.
- MAFO-71** KAISER, M.: *Fusion of Interventional Ultrasound & X-ray*, 2016. ISBN 978-3-944722-51-1.
- MAFO-72** GRIEGER, F.: *Ein Beitrag zur Bestimmung der Zuverlässigkeit von Leistungshalbleiterbauelementen unter Berücksichtigung der Anwendung*, 2016. ISBN 978-3-944722-52-8.
- MAFO-73** LI, M.: *Towards a Robust Electromagnetic Tracking System for Use in Medical Applications*, 2018. ISBN 978-3-944722-66-5.
- MAFO-74** KLABUNDE, C., J. DANCKER, N. GAST, T. SCHRÖTER, F. SCHULZ, J. ROSSBERG und A. RICHTER: *Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt: Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES)*, 2018. ISBN 978-3-944722-69-6.
- MAFO-75** SCHRÖTER, T.: *19. Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung, Begleitband zum Workshop 2018 in Magdeburg*, 2018. ISBN 978-3-944722-79-5.
- MAFO-76** KLABUNDE, C., J. DANCKER, N. GAST, T. SCHRÖTER, F. SCHULZ und J. ROSSBERG: *Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES) – Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt, 2. Statusseminar 04. April 2019 in Magdeburg*, 2019. ISBN 978-3-944722-80-1.
- MAFO-77** HELM, S., J. DANCKER, M. FRITSCH und T. SCHRÖTER: *Power and Energy Student Summit 2019, 09.–11. Juli*, 2019. ISBN 978-3-944722-84-9.
- MAFO-78** CHYCHYKINA, I.: *Comparison of Different Redispatch Optimization Strategies*, 2019. ISBN 978-3-944722-89-4.
- MAFO-79** BALISCHEWSKI, S.: *Multifunktionaler Einsatz von Batteriespeichern in elektrischen Verteilnetzen*, 2020. ISBN 978-3-944722-92-4.
- MAFO-80** PETZOLD, J.: *Analytische Beschreibung der Kopplung elektromagnetischer Felder durch Aperturen in Resonatoren*, 2020. ISBN 978-3-944722-91-7.

- MAFO-81** MIDDELSTÄDT, L.: *Transiente Effekte in leistungselektronischen Schaltungen mit schnellschaltenden Leistungshalbleitern unter besonderer Berücksichtigung der elektromagnetischen Verträglichkeit*, 2020. ISBN 978-3-944722-95-5.
- MAFO-82** LIU, Y.: *Contribution to Improve the EMI Performance of Electrical Drive Systems in Vehicles With Special Consideration of Power Semiconductor Modules*, 2021. ISBN 978-3-948749-01-9.
- MAFO-83** GERLACH, A.: *Regelung von direktangetriebenen elektrischen Maschinen für Verbrennungsmotoren*, 2021. ISBN 978-3-948749-03-3.
- MAFO-84** ZHANG, Y.: *Analysis and Control of Resonances in HVDC Connected DFIG-Based Offshore Wind Farms*, 2021. ISBN 978-3-948749-05-7.
- MAFO-85** PANNICKE, E.: *Empfangsspulen für bildgeführte Eingriffe mittels Magnetresonanztomographie*, 2021. ISBN 978-3-948749-12-5.
- MAFO-86** KASPER, J.: *Analysis of the Stochastic Electromagnetic Field Coupling to Single and Multiconductor Transmission Line Structures*, 2021. ISBN 978-3-948749-13-2.
- MAFO-87** HAUER, I.: *Abschlussbericht zum Projekt InKola: Infrastrukturkopplung – Platzierung und Betrieb von Ladestationen aus Verkehrs- und Energienetztsicht*, 2022. ISBN 978-3-948749-15-6.
- MAFO-88** RAYA, M.: *Circuit Models of Shielded Single and Multiconductor Cables for EMC Analyses*, 2022. ISBN 978-3-948749-16-3.
- MAFO-89** PRIBAHNSNIK, F.: *GaN-Specific Mechanical Phenomena and Their Influence on Reliability in Power HEMT Operation*, 2022. ISBN 978-3-948749-17-0.
- MAFO-90** WILLMANN, B.: *Elektromagnetische Umweltverträglichkeit eines Elektrofahrzeugs mit kontaktlosem Ladesystem*, 2022. ISBN 978-3-948749-19-4.
- MAFO-91** DANCKER, J.: *Sensitivity Factors for Integrated Energy Systems: A Joined Quasi-Steady-State Approach*, 2022. ISBN 978-3-948749-24-8.
- MAFO-92** TAYYAB, M.: *Holistic Approach for Microgrid Planning and Operation for E-Mobility Infrastructure Under Consideration of Multi-Type Uncertainties*, 2022. ISBN 978-3-948749-25-5.
- MAFO-93** RICHTER, A.: *Virtuelle Kraftwerke im Verteilnetz – Systemstützender Betrieb im wirtschaftlichen Kontext – Eine gesamtheitliche Betrachtung virtueller Kraftwerke*, 2022. ISBN 978-3-948749-28-6.
- MAFO-94** WOLDU, T.: *Modeling and Simulation of Power System Dynamics for Studying the Impacts of Increasing Wind Power in a Weak Grid System*, 2022. ISBN 978-3-948749-31-6.
- MAFO-95** KÖNNEKE, N.: *Entwurf eines Testbetts für Assistenzsysteme in der Netz- und Systemführung*, 2023. ISBN 978-3-948749-32-3.
- MAFO-96** GLENDE, E. und M. GEBHARDT: *23. Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung, Begleitband zum Workshop 2022 in Magdeburg*, 2022. ISBN 978-3-948749-33-0.
- MAFO-97** KEMPIAK, C.: *Lastwechsellmethoden für Siliziumkarbid-MOSFETs unter Berücksichtigung von deren Schwellspannungsinstabilität*, 2023. ISBN 978-3-948749-38-5.
- MAFO-98** FRITSCH, M.: *Measurement of Partial Discharges on Power Cables: A Step Towards Successful Online Monitoring*, 2024. ISBN 978-3-948749-43-9.
- MAFO-99** MIDDELSTÄDT, F.: *Electromagnetic Field Coupling to Thin Wires Above a Ground*, 2024. ISBN 978-3-948749-43-9.
- MAFO-100** HELM, S.: *Optimiertes Lademanagement von E-Kfz zur Spannungsstabilisierung im Niederspannungsnetz*, 2024. ISBN 978-3-948749-48-4.

- MAFO-101** WILHELMI, F.: *On the characteristic electrical and thermal properties of beta-phase gallium oxide (β -Ga₂O₃) Schottky diodes in view of their potential application in power*, 2024. ISBN 978-3-948749-49-1.
- MAFO-102** ORTIZ, M. DOS SANTOS: *Forecasting Model for the Integration of Battery Electric Vehicles into the Power Grid Using System Dynamics*, 2024. ISBN 978-3-948749-53-8.
- MAFO-103** LAUTERT, R. R.: *Grid and System-Oriented Use of Flexibility Provided by Energy Communities*, 2025. ISBN 978-3-948749-57-6.
- MAFO-104** GEBHARDT, M.: *Erweiterung und Vergleich von Leistungsflusszerlegungsmethoden*, 2025. ISBN 978-3-948749-58-3.
-