# Sensitivitätsanalyse zukünftiger stationärer Übertragungsaufgaben in hybriden AC-DC-Netzstrukturen

Sensitivity Analysis of Future Stationary Power Transmission in Hybrid AC-DC Power Systems

Vom Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Darmstadt zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Dissertation von

Florian Bennewitz, M.Sc. geboren am 25. August 1987 in Bergisch Gladbach, Deutschland.

Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson
 Gutachten: Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

Tag der Einreichung: 29. Juni 2021 Tag der Prüfung: 16. September 2021

D17 – Darmstadt 2021



Sensitivitätsanalyse zukünftiger stationärer Übertragungsaufgaben in hybriden AC-DC-Netzstrukturen

Sensitivity Analysis of Future Stationary Power Transmission in Hybrid AC-DC Power Systems

Genehmigte Dissertation von Florian Bennewitz, M.Sc. geboren am 25. August 1987 in Bergisch Gladbach, Deutschland.

1. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson 2. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

Tag der Einreichung: 29. Juni 2021 Tag der Prüfung: 16. September 2021

D17 – Darmstadt 2021

Darmstadt, Technische Universität Darmstadt Jahr der Veröffentlichung der Dissertation auf TUprints: 2022

Bitte zitieren Sie dieses Dokument als: URN: urn:nbn:de:tuda-tuprints-209221 URL: http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/20922

Dieses Dokument wird bereitgestellt von tuprints, E-Publishing-Service der TU Darmstadt http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de tuprints@ulb.tu-darmstadt.de

Die Veröffentlichung steht unter folgender Creative Commons Lizenz: CC-BY-SA 4.0 International Namensnennung – Weitergabe unter gleichen Bedingungen http://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/ Der Himmel über dem Ruhrgebiet muss wieder blau werden!

Herbert Ernst Karl Frahm, 28. April 1961

Meinen Eltern & Daniela gewidmet.

### Vorwort und Danksagung

Die vorgelegte Dissertation ist während und nach meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5) an der Technischen Universität Darmstadt entstanden. Aus diesem Grund danke ich Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson für die Möglichkeit, bei Ihr mit allen inhaltlichen Freiheiten promovieren zu können. Herr Prof. Dr.-Ing. Lutz Hofmann gebührt mein Dank für die freundliche Übernahme des Korreferats.

Weiterhin möchte ich mich bei allen Kolleginnen und Kollegen am Fachgebiet E5 wie auch an den anderen energietechnischen Fachgebieten bedanken. Neben dem fachlichen Austausch wart und seid ihr es, die die Atmosphäre am Fachgebiet so angenehm und freundschaftlich gestaltet habt – sei es während der Arbeit oder danach, sei es in Darmstadt oder auch im Kleinwalsertal. Mein besonderer Dank gilt Sebastian und Tim für die wiederholte IT-Unterstützung unter anderem bei der Erstellung dieser Schriftfassung.

Im Laufe der Promotionszeit konnte ich einige studentische Abschlussarbeiten betreuen, deren Erkenntnisse und Ergebnisse mal mehr und mal weniger in die vorliegende Dissertation eingeflossen sind. Meinen Studentinnen und Studenten gilt daher ein Dank für die Unterstützung.

Meiner Familie und meinem Freundeskreis möchte ich ebenfalls aus tiefstem Herzen danken. Seit jeher begleiten sie meinen Weg mit großem Vertrauen und Zuneigung und machen mein Leben damit lebenswert. Dies betrifft nicht zuletzt den hohen Aufwand, mit dem meine Eltern insbesondere auch meine ersten Lebensjahre begleitet haben. Ich habe nicht nur in der Zeit der Promotion gemerkt, wie befreiend und bereichernd die Zeit mit Familie und Freunden ist.

Sie und Ihr alle habt maßgeblich dazu beigetragen, dass ich meine Promotion nun fertigstellen konnte. Unabhängig von den fachlichen Erkenntnissen habe ich aus dieser Zeit sehr viel mitgenommen – neben tiefen Freundschaften konnte ich mich auch persönlich weiterentwickeln. Dies alles sorgt in erheblichem Maße dafür, dass ich zuversichtlich in die Zukunft schaue.

The best is yet to come. In diesem Sinne: Mach et joht, Darmstadt, es war mir eine Ehre.

Köln, im März 2022. Florian Bennewitz

# Erklärungen laut Promotionsordnung TU Darmstadt

#### §8 Abs. 1 lit. c PromO

Ich versichere hiermit, dass die elektronische Version meiner Dissertation mit der schriftlichen Version übereinstimmt.

#### §8 Abs. 1 lit. d PromO

Ich versichere hiermit, dass zu einem vorherigen Zeitpunkt noch keine Promotion versucht wurde. In diesem Fall sind nähere Angaben über Zeitpunkt, Hochschule, Dissertationsthema und Ergebnis dieses Versuchs mitzuteilen.

#### §9 Abs. 1 PromO

Ich versichere hiermit, dass die vorliegende Dissertation selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Quellen verfasst wurde.

#### §9 Abs. 2 PromO

Die Arbeit hat bisher noch nicht zu Prüfungszwecken gedient.

Köln, den 27. März 2022

(Florian Bennewitz)

## Kurzfassung

Bedingt durch die Energiewende ergeben sich im elektrischen Energieversorgungssystem umfangreiche Transformationsprozesse, die kurz- wie langfristig die bestehenden Übertragungsaufgaben elektrischer Energie zwischen Erzeugung und Verbrauchern strukturell beeinflussen. Diese Übertragungsaufgaben müssen in Form des ausgebildeten stationären Arbeitspunktes des Systems stets zulässig wie stabil realisierbar sein und zudem eine ausreichende stationäre Sicherheitsmarge gegenüber Störungen inkludieren.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden verschiedene strukturelle Einflussfaktoren auf die stationären Übertragungsaufgaben untersucht und bewertet. Dies beinhaltet zunächst die Netzstruktur des zugrunde liegenden Übertragungsnetzes, die zum einen hinsichtlich ihrer Ausdehnung und zum anderen bezüglich des Einflusses von lokaler Blindleistungskompensation untersucht wird. Weiterhin wird die Erzeugungsstruktur einer entsprechenden Analyse ihres Einflusses unterzogen. Das Zusammenspiel von Erzeugungs- und Netzstruktur wird über die Implementierung eines HGÜ-Systems verstärkt, sodass schlussendlich eine hybride Übertragungsnetzstruktur resultiert.

Aus den angeführten Untersuchungen können über die Variation von Netz- wie Erzeugungsstruktur Erkenntnisse zur zukünftigen Ausgestaltung der Übertragungsaufgaben im elektrischen Energieversorgungssystem gemäß der resultierenden stationären Sicherheitsmarge gewonnen werden. Demnach resultieren insbesondere für ausgedehnte Netzstrukturen Herausforderungen in der ausreichend versorgungssicheren Gewährleistung der Übertragungsaufgabe. Dies gilt analog, wenn die Übertragungsentfernungen aufgrund Änderungen in der Erzeugungsstruktur erhöht werden. Hierbei lassen sich allerdings signifikante Zugewinne durch eine mögliche zukünftige Erweiterung auf hybride Netzstrukturen erzielen.

Schlüsselwörter: Elektrisches Energieversorgungssystem, Übertragungsaufgabe, Netzstruktur, Erzeugungsstruktur, stationärer Arbeitspunkt, statische Stabilität, stationäre Sicherheitsmarge

### Abstract

Based on the energy transition in power systems, extensive transformation processes have arisen in the electrical energy supply system. This transformation processes structurally influence the existing transmission tasks of electrical energy between generation and consumers. These transmission tasks must always be realised in regard of the stationary operating point of the system in a permissible and stable manner and also include a sufficient safety margin regarding further disturbances.

In the context of the present work, various structural influencing factors on the stationary transmission tasks are examined and evaluated. This includes the network structure of the underlying transmission network, which is examined on the one hand with regard to its extent and on the other hand with regard to the influence of local reactive power compensation. Furthermore, the electricity supply structure is also subjected to a corresponding analysis. The interaction between the generation and network structure is then further reinforced through the implementation of an HVDC transmission system, so that ultimately a hybrid transmission network structure results.

From the above-mentioned investigations, various insights into the future embodiment of transmission tasks in the electrical energy supply system can be obtained through the variation of the network and electricity supply structure. Accordingly, the corresponding results yield challenges regarding the compliance of the transmission tasks with a sufficient reliable power system. This applies analogously if the transmission distances are increased, for example due to changes in the electricity supply structure. Significant gains regarding the stationary safety margin can however be achieved through a possible future extension to hybrid network structures.

Keywords: power system, transmission task, network structure, electricity supply structure, stationary operating point, static stability, stationary safety margin

## Inhaltsverzeichnis

Ku	Irzfassung	I
Ab	ostract	ш
Inl	haltsverzeichnis	v
Ab	bildungsverzeichnis	VII
Та	bellenverzeichnis	IX
Ab	kürzungen, Formelzeichen und Indizes	ХІ
1. 2.	Einführung und Motivation1.1. Energiewende im elektrischen Energieversorgungssystem1.2. Motivation und Zielsetzung der Arbeit1.3. Aufbau der ArbeitStruktur des elektrischen Energieversorgungssystems	1 2 8 12 15
	<ul> <li>2.1. Struktur des Drehstromnetzes</li></ul>	15 19 31 36 45
3.	Grundlagen des stationären Systembetriebs3.1. Stationärer Arbeitspunkt	<b>47</b> 47 51 71
4.	<ul> <li>Verfahren zur Bewertung der stationären Übertragungsaufgabe</li> <li>4.1. Berechnung des stationären Gleichgewichtszustandes</li> <li>4.2. Relative Bewertungskriterien</li></ul>	<b>73</b> 75 82 92

	4.4.	Zusammenfassung	97
5.	Unte	ersuchung der stationären Übertragungsaufgabe	99
	5.1.	Benchmarknetz für stationäre Untersuchungen: Nordic32-Testsystem	100
	5.2.	Sensitivitätsanalyse der Netzstruktur	109
	5.3.	Sensitivitätsanalyse der lokalen Blindleistungskompensation	120
	5.4.	Sensitivitätsanalyse der Erzeugungsstruktur	129
	5.5.	Sensitivitätsanalyse der Erzeugungsstruktur unter Einbeziehung einer	
		VSC-HGÜ	139
	5.6.	Zusammenfassung	145
6.	Abs	chluss der Arbeit	149
	6.1.	Fazit	149
	6.2.	Ausblick	152
A.	Lite	raturverzeichnis	i
	A.1.	Verwendete Literaturquellen	i
	A.2.	Eigene Veröffentlichungen	xvi
	A.3.	Betreute studentische Abschlussarbeiten	xvii
B.	Deta	ailauswertungen	xxi
	B.1.	Detailergebnisse zu Abschnitt 5.2	xxi
	B.2.	Detailergebnisse zu Abschnitt 5.3	xxxi
	B.3.	Detailergebnisse zu Abschnitt 5.4 x	xxvii

# Abbildungsverzeichnis

2
4
17
20
22
24
30
32
34
38
39
42
43
49
50
53
54
57
58
59
64
67
74
80
91
94
102
104
105

E /	Detaileuguertung initiale Übertregungegufgebe	107
5.4.		107
5.5.	Einfluss Netzstruktur auf stationare Sicherheitsmarge	112
5.6.	Einfluss lokaler Kompensationsgrad auf stationäre Sicherheitsmarge	123
5.7.	Einfluss Zubau EE-Anlagen auf stationäre Sicherheitsmarge	132
5.8.	Einfluss Zubau EE-Anlagen inkl. HGÜ-System auf stat. Sicherheitsm.	141
B.1.	Einfluss Netzstruktur auf $\Gamma_{\text{Umax}}$	xxii
B.2.	Einfluss Netzstruktur auf $\Gamma_{\text{Umin}}$	xxii
B.3.	Einfluss Netzstruktur auf $\Gamma_{\text{Ith}}$	xxiii
B.4.	Einfluss Netzstruktur auf $\Gamma_{\Theta 90}$	xxiii
B.5.	Einfluss Netzstruktur auf $\Gamma_{\Theta 120}$	xxiv
B.6.	Detailauswertung Fall E	XXV
B.7.	Detailauswertung Fall E, erweiterter Stellbereich	xxvi
B.8.	Detailauswertung Fall F	xxvii
B.9.	Detailauswertung Fall F, Blockierung Transformatoren	xxviii
B.10	.Detailauswertung Fall G	xxix
B.11	.Detailauswertung Fall I	XXX
B.12	.Detailauswertung Fall 0, Zubau $\Delta Q_{\text{Komp}} = 1 \text{Gvar} \dots \dots \dots$	xxxii
B.13	.Detailauswertung Fall 0, Zubau $\Delta Q_{\text{Komp}} = 6 \text{Gvar} \dots \dots \dots$	xxxiii
B.14	.Verteilung Kompensationsanlagen Fall <sup>0</sup>	xxxiv
B.15	.Verteilung Kompensationsanlagen Fall G	xxxiv
B.16	.Verteilung Kompensationsanlagen Fall I	XXXV
B.17	.Detailauswertung Fall 0, südliche Einspeisung $P_{\rm EE} = 5,5{\rm GW}$	xxxvii

## Tabellenverzeichnis

1.1.	Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf im Leitszenario des NEP	6
2.1.	Installierte Leistung EE-Anlagen in Deutschland 2019	27
2.2.	Faktoren und Zeitkonstanten des Verbraucherlastverhaltens	30
5.1.	Szenariodaten Arbeitspunkt B Nordic32	103
5.2.	Parameter relevanter Modes Rotorwinkelstabilität	105
5.3.	Kennzahlen abs. Sicherheitsbewertung Nordic32-Testsystem	106
5.4.	Gesondert beschriebene Netzstrukturvariationen	113
B.1.	Leitungslängen der gesondert beschriebenen Netzstrukturvariatio-	
	nen	xxi
B.2.	Kompensationsanlagen zur Sicherung Konvergenz	xxxi

# Abkürzungen, Formelzeichen und Indizes

#### Abkürzungen

AC	Alternating Current (dt.: Wechselstrom, hier allgemeiner:
	Drehstromsystem)
AP	Arbeitspunkt
AVM	Average Value Model (dt.: Mittelwert Modell)
AVR	Automatic Voltage Regulator (dt.: Automatischer
	Spannungsregler)
BNetzA	Bundesnetzagentur
DACF	Day-Ahead-Congestion-Forecast (dt.: Auslastungsprognose für
	den kommenden Tag)
DAE	Differential Algebraic Equations (dt.: Differentiell Algebraische
	Gleichungen)
DC	Direct Current (dt.: Gleichstrom, hier allgemeiner:
	Gleichstromsystem)
DGL	Differentialgleichung
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for
	Electricity (dt.: Europäischer Verband der
	Übetragungsnetzbetreiber Strom)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZA	Erzeugungsanlage
EZS	Erzeugerzählpfeilsystem
FACTS	Flexible AC Transmission Systems (dt.: Flexible
	Drehstrom-Übertragungssysteme, genauer: flexibel geschaltete
	Kompensationsanlagen)
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IAM	Inter Area Mode (dt.: globaler Mode)

IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (dt.: Bipolartranistor mit
1021	isolierter Gateelektrode)
LCC	Line Comutated Converter (dt.: Umrichter mit
200	Stromzwischenkreis)
LM	Local Mode (dt : lokaler Mode)
MOSFET	Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor (dt.:
	Metalloxid-Halbleiter-Feldeffekttransistoren)
MS	Mittelspannung
MSCDN	Mechanical Switched Capacitors with Damping Network (dt.:
	mechanisch geschaltete Kompensationsanlagen mit
	Dämpfungsfiltern)
MSR	Mechanical Switched Reactors (dt.: mechanisch geschaltete
	Induktivität)
MTDC	Multi Terminal DC
N32	Nordic32-Testsystem
NAP	Netzanschlusspunkt
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
NSt	Netzstation
ODE	Ordinary Differential Equations (dt.: Gewöhnliche
	Differentialgleichungen)
PE	Primärenergie
PES	Power & Energy Society
PLL	Phase Lock Loop (dt.: Phasenregelschleife)
PSS	Power System Stabilizer (dt.: Pendelungsdämpfungsgerät)
PST	Phasenschiebertransformator
PWM	Pulsweitenmodulation
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter (dt.: Umrichter mit
	Spannungszwischenkreis)
VZS	Verbraucherzählpfeilsystem

### Formelzeichen

Arabische Formelzeichen		
Zeichen	Beschreibung	Einheit
Α	Zustandsraummatrix	pu

В	Kontrollmatrix	pu
С	Ausgangsmatrix	pu
С	Kapazität	F
D	Vorwärtskopplungsmatrix	pu
Ε	Energie	J
е	Regelabweichung	
Ŧ	Differentielle Funktionalvorschrift	
f	Netzfrequenz	Hz
G	Ableitwiderstand	S
G	Algebraische Funktionalvorschrift	
H	Hilfsmatrix	
Н	Trägheitskonstante des Synchrongenerators	S
Ι	Strom	A, pu
J	Jacobimatrix	pu
i, j	Laufvariablen	
Κ	Regelverstärkung	pu
k	Faktor bzw. Koeffizient	
L	Induktivität	H, pu
$\ell$	Länge	km
Μ	Drehmoment	Nm, pu
п	Anzahl	
Р	Wirkleistung	MW, pu
р	Laplace-Operator	
Q	Blindleistung	MVAr, pu
R	Wirkwiderstand	Ω, pu
S	Scheinleistung	MVA, pu
Т	Zeitkonstante	S
t	Zeit	S
U	Spannung	kV, pu
и	Vektor der algebraischen Eingangsvariablen u	pu
ü	Übersetzungsverhältnis des Transformators	
ν	Vermaschungsgrad eines Stromnetzes	
Χ	Reaktanz	Ω, pu
x	Vektor der Zustandsvariablen x	pu
Y	Admittanz	S, pu
у	Vektor der algebraischen Ausgangsvariablen y	pu
Z	Impedanz	Ω, pu

#### Griechische Formelzeichen

Beschreibung	Einheit
Längen-Faktor	
Verzerrungs-Exponent	
Sicherheitsabstand	MVA
Gleichgewichtszustand	
Rotorwinkel des Synchrongenerators	rad
Konvergenzschranke	
Dämpfungsrate	%
Normalenvektor	
Phasenwinkel der komplexen Knotenspannung	rad
Phasenverschiebung des Transformators	rad
Richtungsvektor der Parametervariation	pu
Laufvariable Iteration	
Eigenwert	Hz, pu
Stellung des Stufenschalters eines Transformators	
Sensitivität	pu
Dämpfung	pu
Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung	rad
Magnetischer Fluss	pu
Kreisfrequenz	Hz
Eigenvektor	pu
	BeschreibungLängen-FaktorVerzerrungs-ExponentSicherheitsabstandGleichgewichtszustandRotorwinkel des SynchrongeneratorsKonvergenzschrankeDämpfungsrateNormalenvektorPhasenwinkel der komplexen KnotenspannungPhasenverschiebung des TransformatorsRichtungsvektor der ParametervariationLaufvariable IterationEigenwertStellung des Stufenschalters eines TransformatorsSensitivitätDämpfungPhasenwinkel zwischen Strom und SpannungMagnetischer FlussKreisfrequenzEigenvektor

### Subskripte

0	stationärer Betriebspunkt
00	Nullsystem
01	Mitsystem
1d	Dämpferwicklung auf der d-Achse des Rotors
1q	Erste Dämpferwicklung auf der q-Achse des Rotors
2q	Zweite Dämpferwicklung auf der q-Achse des Rotors
Ab	Abklingvorgang
AL	Ansprechwert
AP	Arbeitspunkt
AVR	Automatic Voltage Regulator
base	Bezugswert für pu-Berechnung
block	Blockierspannung eines IGBT-Moduls
Cu	Kupferwicklungen des Transformators

Damp	Dämpfendes Moment
d, ad	Längsachse des Synchrongenerators
dyn	Dynamische Modellierung
EE	Erneuerbare Energien
eff	Effektivwert
EinsMan	Einspeisemanagement
el	elektrisch
ExpImp	Export-Import-Bilanz einer Regelzone
Fb	Fallback-Lösung
fd	Erregerwicklung auf der d-Achse des Rotors
Fe	Eisenkern des Transformators
FL	Freileitung
G	Klemmenwert des Synchrongenerators
Geb	Netzgebiet
Н	Hauptinduktivität des Transformators
Ι	Imaginärteil
ind	induktiv
k	Kurzschluss
kap	kapazitiv
Kb	Kabel
KK	Kernkraft
Komp	Kompensationsanlage
KonvKW	Konventionelle Kraftwerke
kz	kurzzeitstabil
L	Klemmenwert der Verbraucherlast
längs	Längsadmittanz eines Betriebsmittels
LF	Lastfluss
li	Linker Eigenvektor
lin	Lineare Methode
Ltg	Leitung
lz	langzeitstabil
М	Vermaschung
Masch	Maschennetz
max	Maximalwert
MaxLstg	maximal mögliche Leistungsübertragung
mech	mechanisch
med	Median
min	Minimalwert
mod	Modalwert

Ν	Stromnetz			
n	Nennwert			
OffWind	Offshore-Windenergie			
OnWind	Onshore-Windenergie			
Р	Wirkleistung			
pol	Pole des Synchrongenerators bzw. des HGÜ-Systems			
Pr	Primärwicklung des Transformators			
PS	praktische Stabilitätsgrenze			
РТ	Partielle Ableitung der Funktionalmatrix der Lastflussrechnung			
DU	Dertielle Ableitung der Eurktionelmetrix der Lestfluserechnung			
PU	nach P und U			
pu	Per-Unit-System			
PV	Photovoltaik			
Q	Blindleistung			
q, aq	Querachse des Synchrongenerators			
QT	Partielle Ableitung der Funktionalmatrix der Lastflussrechnung			
	nach $Q$ und $\theta$			
QU	Partielle Ableitung der Funktionalmatrix der Lastflussrechnung			
	nach Q und U			
quer	Queradmittanz eines Betriebsmittels			
R	Realteil			
r	Bemessungswert			
Res	Residuallast			
Rg	Ringnetz			
Rdp	Redispatch			
re	Rechter Eigenvektor			
red	Reduzierter Wert			
reg	Regelwert			
Rot	Rotor des Synchrongenerators			
Rtg	Richtungsfaktor			
sch	Scheitelwert			
Se	Sekundärwicklung des Transformators			
SL	Slackknoten der Lastflussberechnung			
SM	Submodul			
St	Stator des Synchrongenerators			
st	stationäre Phase			
StatM	Stationäre Sicherheitsmarge			
Str	Strangnetz			

Synchronisierendes Moment
Turbine
thermisch
Transformator
transiente Phase
theoretische Stabilitätsgrenze
Klemmenwert des Umrichters
Interner Wert des Umrichters
Bezugsspannung
Übertragungsnetz
Verlustleistung
Verletzung der stationären Zulässigkeit bzw. der statischen
Stabilität
Verteilungsnetz
Wellenlänge
Leistungsübertragendes Element des Stromnetzes
Streufluss des Transformators
Mittelwert

### Superskripte und Präfixe

*	konjugiert-komplexe Größe
/	längenbezogene Größe
ref	Sollwert
Σ	Summenwert
T	transformierte Größe
$\Delta$	Änderung der Größe zur Vergleichsgröße
‡	gestörte Größe
$\nabla$	variierte Größe
<del></del>	bezogene Größe, Angabe in pu

### 1 Einführung und Motivation

Die zentrale Aufgabe der elektrischen Energieversorgung ist es, Angebot und Nachfrage an elektrischer Energie zu jeder Zeit im Gleichgewicht zu halten und somit die Versorgung der Allgemeinheit zu gewährleisten [1]. Die Sicherstellung einer dauerhaften und zuverlässigen Versorgung mit elektrischer Energie ist für die wirtschaftliche Entwicklung eines Landes unabdingbar [2]. Aufgrund ihrer Relevanz für die Gesellschaft wird die elektrische Energieversorgung deswegen von einer Vielzahl an internationalen wie nationalen Gesetzen und Verordnungen reguliert. Beispielhaft definiert das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) für Deutschland fünf Zielforderungen, die in Abbildung 1.1 dargestellt sind [3].

Diese stehen in sich sowie auch untereinander in verschiedenartigen Wechselwirkungen, die sowohl konsonant als auch dissonant sein können. Beispielsweise führt der Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) zu geringeren Schadstoff-Emissionen. Gleichzeitig sinkt allerdings je nach Technologie die Kosteneffizienz, während sich die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger verringert. Das energiepolitische Zielfünfeck der elektrischen Energieversorgung stellt keine kongruent zu erreichende Zielmenge dar, sondern weist verschiedene zunächst gleichwertige Optimierungspfade auf [4].

In den letzten Jahren ist aufgrund der globalen Erwärmung ein verstärkter öffentlicher Fokus auf die Umweltverträglichkeit gerichtet worden. Dies manifestiert sich in verschiedenen politischen Beschlüssen der Weltgemeinschaft. Insbesondere soll beispielsweise in der Europäischen Union Klimaneutralität erreicht werden [5–8]. Ein Großteil der weltweiten wie auch der deutschen Treibhausgasemissionen entfällt auf die Energiewirtschaft und davon auf die Stromerzeugung [9, 10]. Die Reduktion der Treibhausgasemissionen soll in der elektrischen Energieversorgung wesentlich durch die verstärkte Förderung und den Ausbau von EE-Anlagen bewirkt werden. Hierzu wurde mittels des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) in der aktuellen Fassung festgeschrieben, dass der Anteil des Stroms, welcher aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird, bis zum Jahr 2030 auf 65% zu steigern ist [11]. Daraus ergaben und ergeben sich Transformationsprozesse sowohl für die Erzeugungs- und Laststruktur als auch für die Struktur des Stromnetzes, die gemeinhin unter der Begrifflichkeit Energiewende zusammengefasst werden.

Nachfolgend werden am Beispiel Deutschlands die Transformationsprozesse der elektrischen Energieversorgung aufgezeigt. Aus diesen lassen sich unmittelbar die



Abbildung 1.1.: Energiepolitische Zielforderungen der elektrischen Energieversorgung, angelehnt an [3, 4]

Motivation und die Zielsetzung und daraus folgend die Struktur der vorliegenden Arbeit ableiten.

#### 1.1 Energiewende im elektrischen Energieversorgungssystem

Die Energiewende verändert sowohl die Erzeugungs- und Laststruktur, wie auch die Struktur des Stromnetzes selber. Nachfolgend wird in Abschnitt 1.1.1 die Änderungen bei Erzeugungsanlagen und Verbraucherlasten und in Abschnitt 1.1.2 die Änderungen in der Netzstruktur beschrieben. Die aus diesen strukturellen Änderungen folgenden Auswirkungen auf den Betrieb von Übertragungsnetzen werden in Abschnitt 1.1.3 beleuchtet.

#### 1.1.1 Transformation der Erzeugungs- und Laststruktur

Die aus den politisch gesetzten Randbedingungen folgenden Entwicklungen für die installierten Leistungen  $P_r$  der Erzeugungsanlagen (EZA) sind in Abbildung 1.2 für

ausgewählte Primärenergieträger dargestellt. Dies umfasst sowohl die Entwicklung von 2002 bis 2019 als auch die Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die Jahre 2035 und 2040. Diese sind dem Szenario B des von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans (NEP) 2035 in der Version 2021 entnommen [12, 13]. Zwischen den Jahren 2019, 2035 und 2040 wurden die installierten Leistungen  $P_r$  interpoliert.

Anhand von Abbildung 1.2 lassen sich mehrere wesentliche Entwicklungen erkennen. Zunächst steigt seit der ersten Einführung des EEG im Jahr 2000 die installierte Leistung aus EE-Anlagen kontinuierlich an. Dies betrifft wesentlich Photovoltaik- und Onshore-Windenergieanlagen. Seit 2009 werden zudem auch verstärkt Offshore-Windenergieanlagen installiert. Diese Entwicklungen werden nach den Prognosen der ÜNB auch in Zukunft weiter andauern. Bis 2035 wird mit einem weiteren Anstieg der installierten Leistung aus EE-Anlagen gerechnet. Der Ausbau erfolgt regional nicht gleichmäßig verteilt, sondern richtet sich nach dem vorhandenen Primärenergiedargebot. Für das Jahr 2035 prognostizieren die ÜNB in Deutschland eine summierte installierte Leistung von 120 GW an Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, von denen 98, 2 GW in den nördlichen Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Brandenburg erwartet werden [14].

Neben dem Anstieg der installierten Leistung bei EE-Anlagen ist in Abbildung 1.2 zum einen der Einfluss des Kernenergieausstiegs zu erkennen. Insgesamt werden zwischen 2011 und 2022 20, 4 GW an installierter Leistung aus Kernkraftwerken abgeschaltet [15]. Zum anderen ist in der Abbildung auch der deutsche Kohleausstieg ersichtlich. Einer Empfehlung der von der Bundesregierung 2018 eingesetzten Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung folgend wird Deutschland gemäß dem Kohleausstiegsgesetz vom 3. Juli 2020 zwischen 2035 und 2038 vollständig aus der Kohleverstromung aussteigen [16, 17].

Bedingt durch diese Entwicklungen wie auch den Einspeisevorrang von EE-Anlagen speisen die konventionell fossil befeuerten Steinkohle- und Braunkohlesowie Gaskraftwerke zunehmend weniger elektrische Energie in das Stromnetz ein. Im Jahr 2002 betrug die eingespeiste Energie dieser Kraftwerke 293, 1 TWh, wohingegen sich dieser Wert im Jahr 2020 auf 235, 4 TWh reduziert hat [18]. Dies senkt die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke, sodass es auch finanziell bedingt zu Stilllegungen kommen wird [13, 19].



Abbildung 1.2.: Entwicklung der installierten Bemessungsleistungen P<sub>r</sub> von EZA für ausgewählte Primärenergieträger in Deutschland für die Jahre 2002-2019 sowie Prognose bis 2040, Zahlenwerte entnommen aus [12, 13]

Die vorgestellten Prognosen des Szenario B des Szenariorahmens bauen wesentlich auf den Berechnungen der ÜNB auf. Weitergehende Szenarien bzw. alternative Transformationspfade der Entwicklung der installierten Leistungen der EZA können beispielhaft [20, 21] entnommen werden.

Neben diesen Entwicklungen der EZA ergeben sich weitere mögliche Änderungen beim Verbrauch elektrischer Energie. Zukünftig werden die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr über Energiewandlungsprozesse zumindest teilweise gekoppelt, um durch den Verbrauch von Strom aus EE-Anlagen Emissionen zu senken [22]. Daraus werden in der Literatur verschiedene mögliche Szenarien abgeleitet, die Steigerungen des Stromverbrauchs Steigerungen der Effizienz gegenüber stellen. Betrug im Jahr 2018 der Nettostromverbrauch abzgl. einer Korrektur für die Sektorenkopplung 503, 5 TWh, so wird im Szenario B des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens des NEP 2035 in der Version 2021 für das Jahr 2035 ein Nettostromverbrauch von 604, 1 TWh prognostiziert. Dies schlägt sich auch in der zu erwartenden Jahreshöchstlast wieder, für die in Szenarien bis zu 100 GW beobachtet werden [13].

Zusammengenommen ändert sich die Übertragungsaufgabe, welche durch die notwendige Übertragung elektrischer Energie zwischen den leistungseinspeisenden EZA und den leistungsentnehmenden Verbrauchern definiert ist. Sie muss vom bestehenden wie künftigen Stromnetz bewältigt werden, sodass sich ebenfalls eine Transformation der Struktur des Stromnetzes ergibt. Diese wird im nächsten Abschnitt erläutert.

#### 1.1.2 Transformation der Struktur des Stromnetzes

Die vorgestellten Entwicklungen der Erzeugungs- und Laststruktur zeigen sich auch in den Netzentwicklungsplanungen der Übertragungsnetzbetreiber, die nach dem NOVA-Prinzip vorgehen. Demnach hat die Netzoptimierung Vorrang vor der Netzverstärkung, die wiederum Vorrang vor dem Netzausbau hat [23]. Dies zeigt sich an den Phasen der nachfolgend geschilderten Transformation der Struktur des Stromnetzes.

Gegenüber den Prognosen früherer NEP ergeben sich mittelfristige Änderungen der Leistungseinspeisungen aus konventionellen EZA wie EE-Anlagen, die nicht durch erst langfristig wirkende Netzausbauprojekte abgedeckt werden. Diese Änderungen müssen durch kurzfristig realisierbare Maßnahmen behandelt werden. Dies umfasst neuartige Technologien wie ein verbessertes Freileitungsmonitoring, den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen oder auch den Einsatz von Phasenschiebertransformatoren (PST) und Speichern. Diese Technologien können zukünftig genutzt werden, um das bestehende Drehstromnetz höher und mittels Leistungsflusssteuerung auch gleichmäßiger auszulasten und derart die Auslastung zu optimieren [23–25].

Mittels kurzfristig wirkender Technologien und Betriebskonzepten kann die Integration der gewandelten Erzeugungs- und Laststruktur in das Drehstromnetz (AC-Netz) nicht vollständig sichergestellt werden. Dementsprechend verbleibt ein darüber hinausgehender langfristiger Bedarf an Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen. In Tabelle 1.1 ist der Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf für das Szenario B des NEP 2030 (2019) für die Jahre 2030 und 2035 dargestellt. Dieser Bedarf ist in Relation zu setzen zur aktuellen Stromkreislänge des Übertragungsnetzes, die etwa 37.000 km beträgt [23, 24, 26].

Tabelle 1.1.: Bedarf an Netzverstärkung (Zu- bzw. Umbeseilung und Neubau in Bestandstrasse zusammengefasst) und Netzausbau im Leitszenario B des NEP 2030 (2019) für das Startnetz sowie die Jahre 2030 und 2035, Zahlenwerte entnommen aus [23, 24]

	Startnetz	Zubau B2035	Zubau B2040
AC - Verstärkung	2.995 km	3.365 km	3.775 km
DC - Verstärkung	340 km	540 km	540 km
AC - Neubau	640 km	380 km	520 km
DC - Neubau	2.125 km	1.310 km	1.835 km
Summe	6.100 km	5.595 km	6.670 km

Das Startnetz bestimmt sich aus dem aktuell vorhandenen Übertragungsnetz sowie weiteren Netzausbaumaßnahmen, die bereits gesetzlich veranschlagt, in Planfeststellung, oder in Umsetzung sind. Anhand Tabelle 1.1 zeigt sich, dass der Netzausbaubedarf bis 2030 wesentlich aus zwei Faktoren resultiert: Der Verstärkung des bestehenden AC-Übertragungsnetzes sowie dem Neubau mehrerer Gleichstrom-Systeme (DC-Systeme) als Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ). Die geplanten HGÜ-Verbindungen werden teilweise als Multi-Terminal-DC-Verbindung (MTDC-Verbindung) ausgeführt und weisen eine installierte Leistung von 12 GW auf. Sie dienen insbesondere der weiträumigen Übertragungsaufgabe Rechnung zu tragen [23, 24].

Die dargestellten Ergebnisse des NEP 2030 (2019) zielen auf den sich ergebenden Bedarf an Wirkleistungsübertragung ab. Dieser weist als primäres Kriterium die Einhaltung der maximalen Stromtragfähigkeiten als maximale thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel auf. Zusätzlich ergeben sich allerdings weitergehende technische Kriterien wie die Spannungshaltung oder die Wahrung der Systemstabilität. Im Ergebnis der Analysen des NEP zeigt sich, dass bis zum Jahr 2035 ein geschätzter Bedarf an Blindleistungskompensationsanlagen in Höhe von 38, 1...74, 3 Gvar besteht. Diese Anlagen sind zur Spannungshaltung erforderlich. Stationär ergibt sich der Bedarf zum einen aus der zukünftig höheren Auslastung des Drehstromnetzes, die eine überproportionale Steigerung des Blindleistungsbedarfs verursacht. Zum anderen wird zukünftig ein Wegfall der Synchrongeneratoren in konventionellen Kraftwerken erwartet, die bisher hauptsächlich für die Bereitstellung von Blindleistung verantwortlich sind. Dynamisch folgt ein Bedarf an regelbaren Kompensationsanlagen, um die nach Kurzschlüssen reduzierte Blindleistungsbereitstellung aus statischen Kompensationsanlagen zu ersetzen. Dies kann teilweise auch von den Umrichtern der HGÜ-Systeme übernommen werden. Die lokale Bereitstellung von Blindleistung ist relevant, da diese nicht über weite Strecken übertragen werden kann [23, 27].

Wesentliche Auswirkungen ergeben sich auch auf das Verteilungsnetz. Dies bedingt sich hauptsächlich durch den Anschlussort von EE-Anlagen, welche 2019 zu 91,7% im Verteilungsnetz angeschlossen waren [28]. Bereits 2012 wurde dazu ermittelt, dass der Ausbaubedarf im Verteilungsnetz je nach betrachteten Szenario bis 2030 bei 135.000...193.000 km liegt. Dieser Ausbaubedarf des Verteilungsnetzes ergibt sich auch aus der Notwendigkeit heraus, dass EE-Anlagen zukünftig verstärkt Systemdienstleistungen bereitstellen müssen [29, 30].

#### 1.1.3 Transformation der Übertragungsaufgabe elektrischer Energie

Die zuvor beschriebenen langfristigen Transformationsprozesse von einer konventionellen zu einer erneuerbaren elektrischen Energieerzeugung in Deutschland und auch in Europa werden nachfolgend genutzt, um die daraus folgenden Auswirkungen auf die allgemeine Übertragungsaufgabe elektrischer Energie im Stromnetz zu beschreiben.

Bei der Betrachtung der elektrischen Energieerzeugung zeigt sich, dass sich sowohl der Anteil an EZA als auch die installierte Leistung im Verteilungsnetz signifikant erhöht. Dies kann bei starkem Windaufkommen oder starker Sonneneinstrahlung zu Szenarien führen, in denen wesentliche Teile der Wirkleistung durch EE-Anlagen im Verteilungsnetz erzeugt werden [13]. Gleichzeitig reduziert sich durch den prognostizierten Wegfall von konventionellen Kraftwerken die Verfügbarkeit von gesicherter Leistung im Übertragungsnetz [31]. Diese ist in Erzeugungsszenarien relevant, bei denen die Leistungseinspeisungen aus EE-Anlagen gering ausfallen. Zudem betrifft dies auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die für einen zuverlässigen Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems unabdingbar sind [30]. Diese Aufgaben müssen zukünftig verstärkt von EE-Anlagen wahrgenommen werden [32, 33]. Demnach ergibt sich eine zunehmende Übertragungsaufgabe zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetz, wenn die Leistungsbilanzen lokal nicht gedeckt werden können [34].

EE-Anlagen werden häufig lokal konzentriert an Standorten mit einem hohen Primärenergiedargebot installiert [35]. Dies erhöht die elektrische Leistung und verbessert die Wirtschaftlichkeit. Diese Standorte liegen allerdings nicht notwendigerweise in der Nähe der Verbraucherzentren, sondern teilweise weit davon entfernt [36]. Treten große regionale Ungleichgewichte zwischen Leistungserzeugung und Leistungsverbrauch auf, resultiert eine weiträumige Übertragungsaufgabe [37]. Diese kann sich zudem auch als Ergebnis eines intensivierten wirtschaftlichen Marktgeschehens ergeben [38]. Zusammengenommen verursachen diese weiträumigen Übertragungsaufgaben einen erhöhten Blindleistungsbedarf, der kompensiert werden muss.

Die Struktur des bestehenden AC-Netzes ändert sich zunächst durch die zusätzlichen Netzverstärkungen wie auch durch den Netzausbau. Weiterhin werden zunehmend auch HGÜ-Systeme über Umrichter im Übertragungsnetz installiert. Dies erweitert das bestehende AC-Netz zu einem hybriden AC-DC-Netz [23]. Zudem wird die überwiegende Mehrzahl an EE-Anlagen ebenfalls über Umrichter angeschlossen. Die verwendete Leistungselektronik weist grundlegend andere technische Charakteristiken auf als die Drehstromtechnik, da sie nahezu instantan über Schalthandlungen agiert und daher keine träge Schwungmasse aufweist [39]. Gleichzeitig bieten sich hierüber allerdings auch Freiheitsgrade [40, 41].

Gemäß der vorgenannten Überlegungen ändert sich das dynamische wie stationäre Verhalten des elektrischen Energieversorgungssystems. Um kurz- bis mittelfristig mehr EE-Anlagen in das elektrische Energieversorgungssystem integrieren zu können, werden etwa leistungsflusssteuernde Technologien eingesetzt. Diese führen zu einer gleichmäßigeren und höheren Auslastung, wodurch allerdings auch die vorhandenen Sicherheitsmargen bspw. bei Ausfällen von Betriebsmitteln reduziert werden [42]. Eine weitergehende Wirkung haben dahingegen HGÜ-Verbindungen, die mittels einer weiträumigen Leistungsübertragung das AC-System auch entlasten können [43]. Diese Technologien weisen Freiheitsgrade auf, die im operativen Netzbetrieb vorteilhaft genutzt werden können [44–46]. Zusammengenommen folgt, dass zukünftig auftretende Übertragungsaufgaben mittels hybrider AC-DC-Netzstrukturen gewährleistet werden müssen.

#### 1.2 Motivation und Zielsetzung der Arbeit

Die Transformationen von Erzeugungs- und Laststruktur, der Struktur des Stromnetzes und daraus folgend der Übertragungsaufgabe führen zur Herausforderung für die Stromnetzbetreiber, auch zukünftig die fünf Zielforderungen nach EnWG zu gewährleisten. Explizit betrifft dies die Wahrung der Versorgungssicherheit. Zu diesem Zweck wurde den ÜNB gesetzlich die Systemverantwortung als zentrale Führung des elektrischen Energieversorgungssystems im Übertragungsnetz übertragen. In diesem Zuge müssen die ÜNB nach EnWG "ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz" betreiben [3, 47–49].

Diese Forderung erstreckt sich nicht nur auf den operativen Netzbetrieb, sondern inkludiert ebenfalls die langfristige Netzplanung und die kurzfristige Netzbetriebsplanung [23]. Netzplanung, Netzbetriebsplanung und Netzbetrieb stellen unter-
schiedliche Prozesse mit verschiedenen Zeithorizonten dar und berücksichtigen unterschiedliche Eingangsdaten. Sie haben gemeinsam, dass sie unter der Prämisse des jeweiligen Zeithorizonts die in Echtzeit resultierende Übertragungsaufgabe gewährleisten müssen. Diese stellt sich als Kombination aller möglichen Einflussfaktoren auf die Leistungsübertragung im elektrischen Energieversorgungssystem dar.

Zur quantifizierten Bewertung der Übertragungsaufgabe werden unterschiedliche Kriterien eingesetzt. Diese werden nachfolgend zweigeteilt zusammengefasst: Zum einen wird die Einhaltung stationärer Parameter wie Betriebsgrenzen als stationäre Zulässigkeit bestimmt. Dies umfasst die Stromtragfähigkeiten der Betriebsmittel, das Spannungsband und die Spannungswinkeldifferenz. Zum anderen wird die Widerstandsfähigkeit gegenüber Störungen als Stabilität bestimmt. Dies umfasst die Spannungsstabilität und die Rotorwinkelstabilität.

Die vorliegende Arbeit beschränkt sich auf Störungen des stationären Gleichgewichts, die im Kleinsignalbereich liegen und nur kleine Auslenkungen aus dem Ruhezustand des Systems bewirken. Nachfolgend werden die betrachteten einzuhaltenden Kriterien kurz beschrieben [50, 51]. In den elektrischen Energieversorgungssystemen weltweit ergeben sich u.a. durch die eingangs beschriebenen Transformationen immer wieder auch kritische Situationen, die in direkte Korrelation mit den genannten Kriterien gesetzt werden können [52]. Daher werden nachfolgend exemplarische Vorfälle beschrieben, die sich den genannten Kriterien zuordnen lassen.

- Stromtragfähigkeit: Betriebsmittel im elektrischen Energieversorgungsnetz weisen technologisch bedingt maximale Stromtragfähigkeiten auf. Werden diese überschritten, so erwärmt sich das Betriebsmittel unzulässig und kann nicht mehr zuverlässig betrieben werden. Das Kriterium der thermischen Stromtragfähigkeiten ist eng verknüpft mit Netzengpässen, wie sie etwa im deutschen Übertragungsnetz häufig auftreten [53]. Bedingt durch bestimmte Erzeugungssituationen können sich Situationen ergeben, in denen die maximalen Stromtragfähigkeiten überschritten würden und die von den ÜNB behoben werden müssen. Mögliche Gegenmaßnahmen umfassen Schaltmaßnahmen, Redispatch, den Einsatz von Netzreservekraftwerken oder Einspeisemanagement, d.h. die Abregelung der Leistungseinspeisungen aus EE-Anlagen [54].
- Spannungsbetrag: Bedingt durch die Übertragungsaufgabe elektrischer Energie ergeben sich die komplexen Knotenspannungen an den Netzstationen. Technologisch bedingt müssen die Spannungsbeträge das vorgeschriebene Spannungsband der jeweiligen Spannungsebene einhalten und der sogenannten Spannungshaltung genügen. Das zulässige Spannungsband wird nachfolgend auch als Spannungstoleranzband bezeichnet. Wird dieses verletzt, so

besteht die Gefahr von Schäden an den Betriebsmitteln, etwa in Form von Spannungsüberschlägen bei zu hohen Spannungen. Aktuell sind neben den Kompensationsanlagen hauptsächlich konventionelle Kraftwerke bzw. die dort eingesetzten Synchrongeneratoren für die Bereitstellung von Blindleistung verantwortlich, die eng mit der Spannungshaltung korreliert ist [55]. Dies zeigt, dass im Übertragungsnetz ausreichende Blindleistungsquellen vorgehalten werden müssen.

- Spannungswinkel: Die Ausprägung der Winkel der komplexen Knotenspannungen korreliert eng mit der Übertragungsaufgabe. Wird diese infolge der vorliegenden Einspeise- und Lastsituation bei gegebener Netzstruktur zu groß, besteht potentiell die Gefahr, dass die Übertragungsaufgabe aufgrund der geringen Kopplung zwischen den Netzgebieten nicht mehr gewährleistet werden kann. Daher wird die auftretende Winkeldifferenz zur Bewertung dieses Kriteriums genutzt. Ein derartiger Vorfall dazu ereignete sich am 8. Januar 2021 im kontinentaleuropäischen Verbundnetz, als es im Zuge einer Systemauftrennung zur Bildung zweier frequenzasynchroner Netzgebiete kam. Vor dem Vorfall war ein hoher pan-europäischer Lastfluss über die spätere Trennungslinie festzustellen, der entsprechende Spannungswinkeldifferenzen bewirkte. Die Ausprägung der hohen Spannungswinkeldifferenz wurde im Nachgang als eine der Ursachen der Systemauftrennung identifiziert [56].
- Spannungsstabilität: Im elektrischen Energieversorgungssystem müssen die Knotenspannungen nach einer Störung stabil bleiben und dürfen nicht unkontrolliert absinken. Dieses Kriterium ist eng verwandt mit der Blindleistungsbilanz im Übertragungsnetz, die ebenso stets gewahrt bleiben muss. Beispielhaft war dies beim Blackout im südaustralischen Übertragungsnetz am 28. September 2016 zu beobachten. Wesentlich wurde dieser vom dynamischen Systemverhalten während eines Sturmes beeinflusst. Aufgrund von Kurzschlüssen auf Freileitungen kam es durch Leitungsausfälle zu mehreren konsekutiven Spannungsabsenkungen. Infolgedessen erhöhten sich die Leistungsimporte in die betroffene Netzregion über die maximal übertragbare thermische Leistung der kuppelnden Freileitung hinaus, sodass diese abgeschaltet werden musste, was schlussendlich zum Blackout führte [57].
- Rotorwinkelstabilität: Ebenso wie die Knotenspannungen müssen auch die Rotorwinkel der vorhandenen Synchrongeneratoren nach einer Störung stabil bleiben und nicht zu groß werden. Liegt hier keine ausreichende Dämpfung vor, resultieren unzulässige Leistungspendelungen. Dies war am 1. Dezember 2016 zu beobachten, als es in einer Starklastsituation mit hohen Leistungsflüssen nach der Schutzauslösung einer Freileitung zwischen Frankreich

und Spanien zu einer Anregung eines charakteristischen Ost-West-Modes im kontinentaleuropäischen Verbundsystem kam. Die daraus folgenden Leistungspendelungen verliefen zunächst ungedämpft und konnten erst nach einer Reduktion der weiträumigen Leistungsflüsse hinreichend gedämpft werden. Die ENTSO-E empfahl daraufhin, die Power System Stabilizer (PSS) der beteiligten Synchrongeneratoren neu abzustimmen [58, 59]. Weiterhin kann eine auftretende Rotorwinkelinstabilität auch zu einem Verlust der Synchronität zwischen Gruppen von Synchrongeneratoren führen. So kam es am 31. März 2015 zu einem Blackout in der Türkei, welcher maßgeblich von einer unzureichend gewährleisteten weiträumigen Übertragungsaufgabe ausgelöst wurde. Aufgrund einer fehlerhaften Schutzauslösung einer Freileitung kam es zum Verlust des Synchronismus, die zunächst eine Systemauftrennung und dann den Blackout beider türkischer Netzgebiete zur Folge hatte [60].

Die angeführten Beispiele zeigen trotz ihrer unterschiedlichen Schwere auf, dass die Einhaltung bzw. Wahrung der genannten Kriterien stets die Voraussetzung für den stationär zuverlässigen Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems bildet. Im Rahmen der angeführten Fehlerfälle war stationär keine ausreichende Sicherheitsmarge vorhanden, die die Störung hätte abdecken können. Zur Absicherung gegen instantan auftretende Störungen und Fehler muss ausgehend vom stationären Arbeitspunkt eine ausreichend groß bemessene stationäre Sicherheitsmarge gewährleistet sein, die auslegungsrelevante Störungen abdeckt. Die stationären Sicherheitsmarge bildet den Abstand des Arbeitspunktes zum Punkt der stationären Sicherheitsgrenze, nach der unmittelbar eine Unzulässigkeit bzw. Instabilität auftritt. Ist die Sicherheitsmarge ausreichend bemessen, impliziert sie eine Schutzfunktion für den sicheren wie zuverlässigen operativen Netzbetrieb [61, 62].

Die eingangs beschriebenen und wesentlich durch die Energiewende bedingten Transformationen von Erzeugungs- und Laststruktur, der Netzstruktur und daraus folgend auch der jeweiligen Übertragungsaufgabe wirken sich unterschiedlich aus, je nachdem welche Struktur das jeweils betrachtete Übertragungsnetz bereits initial aufweist. In Deutschland liegt infolge der historisch ausgebildeten Übertragungsaufgabe durch Kohlekraftwerke nahe den Verbraucherlastzentren eine eher lokale und gut vermaschte Übertragungsnetzstruktur vor [63]. Demgegenüber besteht in den nordeuropäischen Ländern die Übertragungsaufgabe darin, elektrische Energie von den Wasserkraftwerken im Norden über weiträumige Übertragungsleitungen zu den Verbraucherlastzentren im Süden zu transportieren [64]. Hieraus bedingen sich unterschiedliche Auswirkungen, die vergleichend untersucht werden können.

Im Rahmen von wissenschaftlichen wie industriellen Arbeiten werden allerdings häufig monothematisch lediglich einzelne Kriterien für bestimmte einzelne Übertragungsnetzstrukturen untersucht. Demnach untersucht beispielhaft [37] die sich ergebenden Leistungsflüsse und Netzauslastungen im kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz unter der Prämisse sich ändernder Übertragungsaufgaben bis 2050. Dabei wird allerdings keine Betrachtung der Spannungsbeträge oder der Systemstabilität vorgenommen. Demgegenüber betrachtet [65] die kurzfristigen Entwicklungen im kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz im Hinblick auf die Spannungsstabilität. Dabei werden allerdings die weiteren relativen Kriterien wie etwa Stromtragfähigkeiten oder auch die Rotorwinkelstabilität nicht berücksichtigt. Die Rotorwinkelstabilität wird explizit in [66] für ein fiktives Testsystem betrachtet, wozu explizit der Einfluss eines vermaschten DC-Overlaynetzes bewertet wird. Die angeführten Studien stellen dabei nur einzelne Beispiele aus der Literatur dar, illustrieren aber die üblichen monothematischen Untersuchungen für nur eine bestimmte Übertragungsnetzstruktur.

Aus diesen Schlussfolgerungen leitet sich unmittelbar die Zielsetzung der Arbeit ab. Die eingeführten Kriterien zur stationären Zulässigkeit wie zur Stabilität werden auf verschiedene Übertragungsnetzstrukturen angewandt und hinsichtlich der resultierenden stationären Sicherheitsmarge ausgewertet und analysiert. Hierbei werden verschiedene Sensitivitäten der geschilderten Transformation der Übertragungsaufgabe einbezogen. Dies umfasst den punktuellen Netzausbau im Übertragungsnetz, die zunehmende Installation von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien oder auch die zukünftige Nutzung von HGÜ-Systemen. Die Zielsetzung der Arbeit besteht darin, die Auswirkungen der sich ändernden Übertragungsaufgaben auf die Kriterien der stationären Zulässigkeit wie auf die statische Stabilität des elektrischen Energieversorgungssystems zu untersuchen. Dies impliziert, das begrenzende Kriterium der stationären Sicherheitsmarge zu bestimmen.

## 1.3 Aufbau der Arbeit

Zur Bearbeitung der gewählten Zielsetzung wird die Arbeit in sechs Kapitel aufgeteilt.

- Kapitel 2 beschreibt allgemeine Strukturen des elektrischen Energieversorgungssystems sowie die darin eingesetzten Technologien. Dies umfasst sowohl eine Analyse der technischen Charakteristika als auch der vorhandenen Regelungseinrichtungen, mit denen sich das Systemverhalten steuern bzw. regeln lässt. Die vorgestellte Analyse des elektrischen Energieversorgungssystems erlaubt dessen Überführung in mathematische Modelle, die simulativ berechenbar sind.
- Kapitel 3 analysiert das Zusammenspiel der im vorigen Kapitel analysierten Technologien und der jeweiligen Struktur des elektrischen Energieversorgungs-

systems zur Gewährleistung der Übertragungsaufgaben. Dies inkludiert die Einhaltung der stationären Kriterien wie auch der Stabilität des elektrischen Energieversorgungssystems bei auftretenden Störungen. Zusammengenommen muss der stationäre Arbeitspunkt eine ausreichende Sicherheitsmarge gegenüber Verletzungen der eingeführten Kriterien aufweisen.

- Kapitel 4 beschreibt aufbauend auf den zuvor entwickelten Modellen der Technologien sowie den entwickelten Kriterien zur Bewertung der stationären Übertragungsaufgabe das mathematische Vorgehen im Rahmen der Arbeit. Die Bewertungskriterien werden in mathematische Restriktionen übersetzt, die mithilfe von Simulationen überprüft werden.
- Kapitel 5 nutzt ein aus der Literatur bekanntes Testsystem, um die zuvor entwickelten Kriterien an realistischen Netzstrukturen zu prüfen. Hierfür werden Szenarien entwickelt, die eine Abschätzung der Sensitivität von Änderungen der Netzstruktur auf die Übertragungsaufgabe erlauben. Dies umfasst die Bewertung des Einflusses des punktuellen Netzausbaus, des Ausbaus von Anlagen zur Stromerzeugung von Erneuerbaren Energien wie auch des Einsatzes von HGÜ-Leitungen auf die Übertragungsaufgabe.
- Kapitel 6 fasst die Arbeit und die daraus gewonnenen Erkenntnisse zusammen und listet zudem als Ausblick weitergehende Forschungsaspekte und -fragen auf.

# 2 Struktur des elektrischen Energieversorgungssystems

Im Rahmen der Arbeit werden stationäre Untersuchungen zur Übertragungsaufgabe im elektrischen Energieversorgungssystem durchgeführt. Hierzu ist es notwendig, dessen grundlegende Struktur sowie die darin eingesetzten Technologien zu analysieren. Basierend auf den Ergebnissen dieser Analyse können die Erkenntnisse in mathematische Modelle überführt werden.

Zu diesem Zweck ist das Kapitel wie folgt aufgebaut: Abschnitt 2.1 beschreibt zunächst den gegenwärtigen allgemeinen Aufbau des elektrischen Drehstromnetzes. Dieses wird maßgeblich geprägt von der Erzeugungs- und Laststruktur, die in Abschnitt 2.2 näher beleuchtet wird. Zur Übertragung der elektrischen Energie wird aktuell hauptsächlich Drehstromtechnologie eingesetzt, während zukünftig zunehmend auch Gleichstromtechnologie genutzt werden wird. Erstere wird in Abschnitt 2.3, letztere in Abschnitt 2.4 beschrieben. Abschnitt 2.5 fasst die gewonnenen Erkenntnisse zusammen.

## 2.1 Struktur des Drehstromnetzes

Das Drehstromnetz hat die grundlegende Funktion, elektrische Energie von leistungseinspeisenden Anlagen zu leistungsentnehmenden Verbrauchern zu transportieren. Bedingt durch die technische Komplexität der Versorgungsaufgabe und dem Ziel einer gesamtwirtschaftlich günstigen Energieversorgung hat sich dazu ein hierarchischer Aufbau über verschiedene Spannungsebenen herausgebildet, der in Abschnitt 2.1.1 zunächst allgemein und dann in Abschnitt 2.1.2 für das Übertragungsnetz und in Abschnitt 2.1.3 für das Verteilungsnetz näher beschrieben ist.

## 2.1.1 Aufbau des Drehstromnetzes

Die Aufgaben der einzelnen Spannungsebenen sind für alle Drehstromnetze vergleichbar, allerdings weisen sie je nach Stromverbund unterschiedliche Bemessungsbzw. Nennwerte auf. In Kontinentaleuropa bestehen in der öffentlichen Stromversorgung vier übergeordnete Spannungsebenen. Die Höchstspannungsebene (HöS) dient aktuell der weiträumigen Übertragung von elektrischer Energie, wobei die Verschaltung der Betriebsmittel dieser Spannungsebene auch als Übertragungsnetz bezeichnet wird. Die Hochspannungsebene (HS) bildet die regionale Verteilebene, wobei allerdings in einigen Regionen auch Übertragungsaufgaben wahrgenommen werden. Diese wird durch die Mittelspannungsebene (MS) als lokale Verteilebene sowie die Niederspannungsebene (NS) als Haushaltsverteilebene ergänzt. HS-, MSund NS-Ebene werden auch als Verteilungsnetz bezeichnet, wobei die HS-Ebene eine Zwischenrolle einnimmt. Die einzelnen Stromnetze der verschiedenen Spannungsebenen sind über Transformatoren in Netzstationen miteinander gekoppelt. Während das Übertragungsnetz als Verbundnetz betrieben wird, sind die Verteilungsnetze aus technischen wie wirtschaftlichen Gründen nicht verbunden und bestehen aus einer Vielzahl von Netzgruppen. Zusätzlich zu diesen Spannungsebenen der öffentlichen Stromversorgung bestehen noch zahlreiche Sonderformen. Dies umfasst Industrienetze zur Versorgung industrieller Verbraucher wie auch Einspeisenetze zur Anbindung mehrerer leistungseinspeisender Anlagen. Diese Netze sind jeweils auf die Anforderungen der jeweiligen Anlagen wie dem Eigenbedarf ausgelegt [50, 67].

Die verschiedenen Spannungsebenen werden über die jeweiligen Netznennspannungen  $U_n$  bezeichnet, wobei eine Spannungsebene mehrere Stromnetze mit verschiedenen Netznennspannungen umfassen kann. Leistungseinspeisende Anlagen und Verbraucher werden je nach Bemessungsleistung  $S_r$  in der jeweiligen Netzgruppe angeschlossen. Der daraus folgende prinzipielle Aufbau des Drehstromnetzes mit den charakteristischen Kenngrößen ist in Abbildung 2.1 gezeigt [50, 67].

# 2.1.2 Übertragungsnetz

Übertragungsnetze sind für den überregionalen Leistungsaustausch zuständig. Dieser gewährleistet, dass auch über weite Entfernungen Erzeugung und Verbrauch elektrischer Leistung zuverlässig ausgeglichen werden können, ohne dass dafür lokal übermäßig viel Reserveleistung vorgehalten werden muss. Aus diesem Grund sind bspw. in Kontinentaleuropa die Übertragungsnetze der verschiedenen nationalen Netzbetreiber zu einem frequenzsynchronen Verbundnetz gekoppelt. Über den Einsatz von Gleichstromtechnologie werden weitere frequenzasynchrone Verbundgebiete wie das Nordic-Verbundnetz der skandinavischen Länder an das kontinentaleuropäische Netz angebunden [50, 67].

Aus Abbildung 2.1 lassen sich die für Deutschland charakteristischen Netznennspannungen und Leistungsklassen ablesen. Im Übertragungsnetz bestehen zwei Netznennspannungen mit  $U_n = 380 \text{ kV}$  bzw.  $U_n = 220 \text{ kV}$ . Die Kopplung der Stromnetze beider Netznennspannungen wird über Transformatoren mit Bemessungsleistungen zwischen  $S_{rTr} = 600...1000 \text{ MVA}$  hergestellt. In der 380 kV-Ebene sind Anlagen mit



Abbildung 2.1.: Schematische Darstellung der Struktur des Drehstromnetzes mit für Deutschland abgeschätzten Größen, angelehnt an [67] Bemessungsleistungen  $S_r \ge 300$  MVA angeschlossen, während die 220 kV-Ebene auf Anlagen der Bemessungsleistung zwischen  $S_r = 150...400$  MVA beschränkt ist. Als charakteristische aber fiktive Größe ergibt sich für die 380 kV-Ebene eine Kurzschlussleistung zwischen  $S_k^{''} = 20...50$  GVA, während diese für die 220 kV-Ebene zwischen  $S_k^{''} = 10...25$  GVA liegt.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit werden Übertragungsnetze in der Regel vermascht ausgeführt, sodass Netzstationen über mehrere Übertragungswege miteinander verbunden sind. Die Stärke der Vermaschung kann über den Vermaschungsgrad  $v_{\rm m}$  ausgedrückt werden, der sich gemäß (2.1) als Quotient aus der Anzahl der Leitungen  $n_{\rm Ltg}$  und Netzstationen  $n_{\rm NSt}$  berechnet [67].

$$\nu_{\rm M} = \frac{n_{\rm Ltg}}{n_{\rm NSt}} \tag{2.1}$$

Ist ein Stromnetz vollständig vermascht, so ist jede Netzstation über eine Leitung mit jeder anderen Netzstationen verbunden. In diesem Fall gilt  $n_{\text{Ltg,max}} = n_{\text{NSt}} \cdot (n_{\text{NSt}} - 1)/2$ , woraus  $v_{\text{M,max}} = (n_{\text{NSt}} - 1)/2$  folgt. In der Praxis hat sich gezeigt, dass derart hohe Vermaschungsgrade aufgrund des Investitionsbedarfs unrentabel sind und aus Gründen der Versorgungszuverlässigkeit nicht benötigt werden. Realitätsnahe Vermaschungsgrade liegen in Übertragungsnetzen bei  $v_{\text{M}} < 1,5$  [67]. Die hohe Versorgungszuverlässigkeit des Übertragungsnetzes wird weiterhin durch häufige Wartungsarbeiten an den Betriebsmitteln gewährleistet.

#### 2.1.3 Verteilungsnetz

In konventionell mit Großkraftwerken betriebenen elektrischen Energieversorgungssystemen haben Verteilungsnetze die Aufgabe, elektrische Energie aus dem Übertragungsnetz auf regionaler und lokaler Ebene zu den Verbrauchern zu verteilen. In derartigen Systemen bildet sich die Leistungsflussrichtung von den höheren in die niedrigeren Spannungsebene aus. Werden hingegen auch dezentrale EZA in den unteren Spannungsebenen installiert, so ergeben sich andere Anforderungen an die Verteilungsnetze. In diesen Fällen kann sich die Leistungsflussrichtung je nach Einspeise- und Lastbetriebsfall auch umkehren. Allgemein führt der Ausbau von dezentralen EZA zu einem erheblichen Netzausbaubedarf im Verteilungsnetz [29].

Die konkrete Ausführung eines Verteilungsnetzes folgt aus der Versorgungsaufgabe. Diese umfasst neben der Ausdehnung des Versorgungsgebietes und den Verbrauchern auch dezentrale EE-Anlagen. Dies erschwert die dynamische Nachbildung insbesondere in Studien zum Übertragungsnetz, da die Ausführung stark variieren kann. Aggregierte dynamische Modelle von Verteilungsnetzen sind derzeit Gegenstand der Forschung [68]. Im Rahmen dieser Arbeit werden aufgrund des Fokus auf das Übertragungsnetz die Verteilungsnetze aggregiert abgebildet, wobei der jeweilige Netzanschlusstransformator explizit berücksichtigt ist. Verbraucherlasten werden daran angeschlossen separat modelliert.

Die in Deutschland vorhandenen Leistungsklassen und Netznennspannungen sind Abbildung 2.1 zu entnehmen. Aus den angegebenen Werten ist ersichtlich, dass wesentlich die Bemessungsleistung der angeschlossenen Anlagen in der hierarchischen Reihenfolge der Spannungsebenen sinkt. Dies korreliert mit den Bemessungsleistungen der leistungsübertragenden Betriebsmittel wie Leitungen oder Transformatoren, die die Ströme führen müssen.

# 2.2 Erzeugungs- und Laststruktur im Rahmen der Energiewende

Für die Erzeugung elektrischer Energie lassen sich heutzutage zwei Arten von EZA unterscheiden. Zum einen dienen konventionelle EZA der überwiegend großtechnischen Umwandlung von Primärenergie aus fossilen Quellen sowie Wasserkraft in elektrische Energie. Diese werden in Abschnitt 2.2.1 näher beschrieben. Zum anderen werden erneuerbare EZA, die auch als EE-Anlagen bezeichnet werden, eingesetzt, um Primärenergie aus erneuerbaren Quellen zu nutzen. Abschnitt 2.2.2 analysiert die eingesetzten Technologien. Zudem kommen seitens der Verbraucher elektrischer Energie ebenfalls verschiedene Technologien zum Einsatz, die in Abschnitt 2.2.3 beschrieben werden.

# 2.2.1 Konventionelle zentrale Erzeugungsanlagen

Die Energiewandlungskette einer konventionellen EZA lässt sich in einen primären mechanischen und einen sekundären elektrischen Part untergliedern. Das Verhalten der konventionellen EZA wird über die Vorgabe von Sollwerten für nachgelagerte Regelungseinrichtungen geregelt. Basierend auf den elektrotechnischen Eigenschaften ergeben sich Restriktionen für den stationären Betrieb der EZA. Der beispielhafte Aufbau einer konventionellen EZA ist schematisch in Abbildung 2.2 gezeigt.

## Mechanische Energiewandlung

Für die mechanische Energiewandlung existieren verschiedene Kraftwerkstypen, wobei zwischen thermischen und hydraulischen Kraftwerken unterschieden wird. Die verschiedenen Typen unterscheiden sich durch den verwendeten thermodynamischen Kreisprozess und das Trägermedium. Prinzipiell werden allerdings in



Abbildung 2.2.: Schematischer Aufbau einer konventionellen EZA mit zugehörigen Regelungseinrichtungen ohne Begrenzungs- und Schutzeinrichtungen

allen Kraftwerkstypen eine oder mehrere Turbinenstufen angetrieben, sodass die vorliegende Primärenergie in kinetische Rotationsenergie umgewandelt wird. Details zu den verschiedenen Kraftwerkstypen können [50, 51, 67, 69, 70] entnommen werden. Die Bereitstellung von Primärenergie wird in allen Kraftwerkstypen durch Regeleinrichtungen aufbauend auf dem Turbinenregler eingestellt, womit auch die Bereitstellung von Regelreserve kontrolliert wird. Die daraus entstehenden Fragestellungen sind insbesondere bei Untersuchungen zur Frequenzstabilität relevant.

# Elektrische Energiewandlung

Die nach der mechanischen Energiewandlung vorliegende kinetische Rotationsenergie wird von einem Synchrongenerator in elektrische Energie gewandelt. Die Antriebswelle der Turbine ist mit dem Rotor des Synchrongenerators verbunden. Für Synchrongeneratoren kommen zwei unterschiedliche Bauformen zum Einsatz: Schenkel- und Vollpolgeneratoren.

Das dynamische Verhalten des Synchrongenerators wird vom Momentangleichgewicht zwischen dem mechanischen Antriebsmoment der Turbinenwelle  $M_{\text{mech}}$  und dem elektrischen Gegenmoment  $M_{\text{el}}$  bestimmt. Im stationären, d.h. ungestörten Fall mit  $M_{\text{mech}} = M_{\text{el}}$ , rotiert der Rotor mit der mechanischen Drehzahl  $\omega_{\text{mech}}$  bzw. der elektrischen Drehzahl  $\omega_{\text{el}}$  synchron zur Kreisfrequenz des elektrischen Systems  $\omega_0$ . Der Zusammenhang zwischen der mechanischen und der elektrischen Drehzahl wird über die Anzahl der Polpaare des Generators  $n_{\text{pol}}$  zu  $\omega_{\text{el}} = n_{\text{pol}} \cdot \omega_{\text{mech}}$  bestimmt.

Die stationäre Kreisfrequenz des elektrischen Systems  $\omega_0$  wird als Referenzwert genutzt und bestimmt sich aus dem Sollwert der Netzfrequenz  $f_0^{\text{ref}}$  zu  $\omega_0 = 2 \cdot \pi \cdot f_0^{\text{ref}}$ . Eine Störung des Momentangleichgewichts resultiert korrelierend mit der Inertia des Generatorstrangs *H* in einer Änderung der Kreisfrequenz des Rotors  $\omega_{\text{el}}$  und in einer Änderung des Rotorwinkels  $\delta$ . Dieser Zusammenhang wird durch die Schwingungsgleichung nach (2.2) beschrieben. Hierbei wird, wie in Betrachtungen der Systemstabilität üblich, das Per-Unit-System verwendet, wobei die Zeit *t* nicht normiert dargestellt wird [71].

$$\frac{2 \cdot H}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = 2 \cdot H \cdot \frac{d\omega_{\rm el}}{dt} = \overline{M}_{\rm mech} - \overline{M}_{\rm el}$$
(2.2)

In Abbildung 2.3 ist schematisch der Aufbau eines Vollpolgenerators gezeigt. Auf dem Stator sind drei um 120° versetzte Wicklungen angebracht, die den drei Leitern eines Drehstromsystems L1, L2 und L3 entsprechen. Dies bedeutet eine Polpaarzahl von  $n_{\rm pol} = 1$ , wobei zur Verringerung der mechanischen Drehzahl  $\omega_{\rm mech}$  auch größere Polpaarzahlen möglich sind. Im Gegensatz zum Schenkelpolgenerator existieren beim Vollpolgenerator keine mechanisch ausgeprägten Symmetrieachsen. Diese ergeben sich allerdings elektrisch durch die Aufbringung von Wicklungen auf den Rotor. Auf der Längsachse (Bezeichnung "d") ist eine Erregerwicklung (Bezeichnung "fd") angebracht, über die eine Erregerspannung  $U_{\rm fd}$  angelegt wird. Die Erregerspannung wird vom Spannungsregler eingestellt und ist verantwortlich für die Erregung des Synchrongenerators in Abhängigkeit der gewünschten Klemmenspannung  $U_{\rm G}^{\rm ref}$ . Weiterhin befindet sich auf der Längsachse eine Dämpferwicklung (Bezeichnung "1d") und auf der Querachse (Bezeichnung "q") zwei Dämpferwicklungen (Bezeichnung "1q" und "2q"). Während die Dämpferwicklung auf der Längsachse und die erste Dämpferwicklung auf der Querachse wesentlich Rotorpendelungen dämpfen, kompensiert die zweite Dämpferwicklung auf der Querachse Wirbelströme. Längsachse und Querachse bilden sowohl einen rechten Winkel zueinander als auch gemeinsam zur Drehachse des Rotors [71].

Zur eindeutigen Bezeichnung der Position des Rotors ist eine Definition des Rotorwinkels  $\delta$  notwendig. Dieser wird als Winkel bestimmt, den die mit der elektrischen Kreisfrequenz  $\omega_{\rm el}$  rotierende Querachse des Rotors mit der reellen Achse (Bezeichnung "R") des mit der Kreisfrequenz  $\omega_0$  rotierenden Referenzrahmens einschließt. Somit entspricht der Rotorwinkel  $\delta$  nach (2.3) der Addition aus dem internen Rotorwinkel  $\delta_{\rm int}$  zwischen Querachse und Klemmenspannung  $\underline{U}_{\rm G}$  und dem Phasenwinkel  $\theta_{\rm G}$  der Klemmenspannung  $\underline{U}_{\rm G}$ . Dies ist ebenfalls in Abbildung 2.3 verdeutlicht, in der für die elektrischen Größen das Verbraucherzählpfeilsystem verwendet wird.

$$\delta = \delta_{\rm int} + \theta_{\rm G} \tag{2.3}$$



Abbildung 2.3.: Schematischer Aufbau eines Vollpolgenerators unter Vernachlässigung der Rotornuten, angelehnt an [67, 72] Die Schwingungsgleichung (2.2) stellt eine Verbindung zwischen mechanischem Antriebsmoment  $M_{\text{mech}}$  und elektrischem Gegenmoment  $M_{\text{el}}$  her. Das elektrische Gegenmoment wird von den induzierten Strömen in den Statorwicklungen  $\underline{I}_{\text{G}}$  und dem auftretenden magnetischen Fluss  $\underline{\Psi}$  bestimmt. Anhand von Maschenumläufen der Wicklungen können die Gleichungssysteme für Stator und Rotor formuliert werden, die das elektrische Gegenmoment bestimmen und das elektrische Verhalten des Synchrongenerators beschreiben. Eine vollständige mathematische Herleitung ist in [71, 73] zu finden.

#### Regelungseinrichtungen

Das dynamische Verhalten des Synchrongenerators wird über Regelungseinrichtungen geregelt. Im Rahmen der Arbeit sind insbesondere Spannungsregler und Pendelungsdämpfungsgerät relevant.

Der Spannungsregler (engl.: Automatic Voltage Regulator, AVR) und das nachgeschaltete Erregersystem stellen die Erregerspannung am Rotor  $U_{\rm fd}$  und dadurch die im Stator induzierte Erregerspannung  $\underline{U}_{\rm St,fd}$  so ein, dass der Spannungswert an den Generatorklemmen  $U_{\rm G}$  den vorgegebenen Spannungssollwert  $U_{\rm G}^{\rm ref}$  einhält.

Das Pendelungsdämpfungsgerät (engl.: Power System Stabilizer, PSS) bringt im Falle von Pendelungen des Rotors zusätzliche Dämpfung in das System ein. Hierzu wird das elektrische Moment durch ein Störgrößensignal angepasst, welches in Phase mit der jeweiligen Pendelung erfolgen muss. Ausgehend von der elektrischen Kreisfrequenz  $\omega_{\rm el}$  wird dafür ein zusätzliches Eingangssignal  $U_{\rm PSS}$  auf den Spannungsregler geschaltet.

#### Stationärer Betrieb

Im stationären Netzbetrieb gilt für die Ströme der Dämpferwicklungen des Rotors  $\overline{I}_{j \in 1d, 1q, 2q} = 0$  pu, zudem gilt für die Rotordrehzahl  $\omega_{el} = \omega_0$ . Basierend darauf lässt sich unter Vernachlässigung des Widerstandes der Statorwicklungen  $R_{st}$  und Ausnutzung der wirksamen Statorreaktanz der Längsachse  $X_d$  nach [67] (2.4) für die Einspeiseleistung des Generators  $\underline{S}_G = P_G + j \cdot Q_G$  bestimmen.

$$\overline{P}_{\rm G} = \frac{\overline{U}_{\rm G} \cdot \overline{U}_{\rm St, fd}}{X_{\rm d}} \cdot \sin\left(\delta_{\rm int}\right) \tag{2.4a}$$

$$\overline{Q}_{\rm G} = \frac{\overline{U}_{\rm G} \cdot \overline{U}_{\rm St, fd}}{\overline{X}_{\rm d}} \cdot \cos\left(\delta_{\rm int}\right) - \frac{\overline{U}_{\rm G}^2}{\overline{X}_{\rm d}}$$
(2.4b)

Wird eine konstante Klemmenspannung  $\overline{U}_{G} = 1$  pu vorausgesetzt, so lässt sich daraus bei veränderlicher Erregerspannung das Leistungsdiagramm des Synchrongenerators nach Abbildung 2.4 bestimmen.





Die Wirk- und Blindleistungseinspeisung des Synchrongenerators wird von mehreren Faktoren begrenzt [67].

• Thermische Begrenzung der Statorwicklungen: Thermisch bedingt darf der Klemmenstrom  $I_{\rm G}$  nicht den maximal zulässigen Bemessungsstrom in den Statorwicklungen  $I_{\rm rG}$  überschreiten. Aus diesem ergibt sich die Bemessungsleistung des Generators  $S_{\rm rG}$ .

- Bemessungsleistung der Turbine: Zur Sicherstellung einer ausreichenden Bereitstellung von Blindleistung wird die Bemessungsleistung des Generators  $S_{rG}$  in der Regel größer ausgelegt als die Bemessungsleistung der Turbine  $P_{rT}$ . Der Zusammenhang kann über den Leistungsfaktor  $\cos(\varphi_{rG}) = {}^{P}_{rT}/s_{rG}$ bestimmt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Annahme  $\cos(\varphi_{rG}) = 0,8$  zugrunde gelegt.
- Mindesterzeugungsleistung: Ausgehend von technischen Randbedingungen existiert eine minimal mögliche Leistungseinspeisung  $P_{\min,T}$  in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung der Turbine  $P_{rT}$ . Diese ist nach [74, 75] je nach Kraftwerkstyp und Primärenergieträger unterschiedlich. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein durchschnittlicher Wert von  $P_{\min,T} = 40 \% \cdot P_{rT}$  angenommen.
- Statische Stabilität des Synchrongenerators: Die theoretische Stabilitätsgrenze des ungeregelten Synchrongenerators liegt im Einmaschinenproblem bei  $\delta_{\rm int,TS} = 90^{\circ}$ . Zur Wahrung der statischen Stabilität des Synchrongenerators wird eine praktische Stabilitätsgrenze von  $\delta_{\rm int,PS} \leq 70^{\circ}$  berücksichtigt.
- Thermische Begrenzung der Rotorwicklungen: Aus thermischen Gründen ist der Erregerstrom I<sub>fd</sub> beschränkt auf den maximal zulässigen Wert I<sub>fd,max</sub>, der sich proportional zu (2.5) ergibt.

$$\overline{I}_{\rm fd} \le \overline{I}_{\rm fd,max} \sim \frac{\overline{U}_{\rm G} \cdot \overline{U}_{\rm St,fd,max}}{\overline{X}_{\rm d}}$$
(2.5)

Für den Netzanschluss von EZA existieren je nach Spannungsebene verschiedene Netzanschlussrichtlinien, etwa [76–80] für das deutsche elektrische Energieversorgungssystem. Hieraus ergeben sich die nachfolgenden Einschränkungen für Wirkund Blindleistungseinspeisung.

Die Wirkleistungseinspeisung  $P_{\rm G}$  konventioneller EZA ergibt sich vorrangig aus der marktwirtschaftlich getriebenen Bestimmung des jeweils optimalen Kraftwerkseinsatzes. Für die technische Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung  $P_{\rm G}$  wird nach (2.6) die Mindesterzeugungsleistung  $P_{\rm min,T}$  und die Bemessungsleistung der Turbine  $P_{\rm rT}$  herangezogen.

$$P_{\min,T} \le P_G \le P_{rT} \tag{2.6}$$

Die thermischen Beschränkungen von Stator- und Rotorwicklungen begrenzen die Blindleistungsbereitstellung im übererregten Bereich. Für die statorseitige Begrenzung  $Q_{\rm St,max}$  gilt (2.7) unter Verwendung bezogener Größen sowie des thermisch zulässigen Stroms in den Statorwicklungen  $I_{\rm St,th}$ .

$$\overline{Q}_{\text{St,max}} = \sqrt{\overline{I}_{\text{St,th}}^2 \cdot \overline{U}_{\text{G}}^2 - \overline{P}_{\text{G}}^2}$$
(2.7)

Die rotorseitige Begrenzung  $Q_{\text{Rot,max}}$  folgt wiederum unter Verwendung bezogener Größen ausgehend von der maximalen kapazitiven Belastung bei Leerlauferregung zu (2.8) [81].

$$\overline{Q}_{\text{Rot,max}} = \sqrt{\overline{I}_{\text{fd,max}}^2 \cdot \overline{U}_{\text{G}}^2 - \overline{P}_{\text{G}}^2} - \frac{\overline{U}_{\text{G}}^2}{\overline{X}_{\text{d}}} = \sqrt{\left(\frac{\overline{U}_{\text{G}} \cdot \overline{U}_{\text{St,fd,max}}}{\overline{X}_{\text{d}}}\right)^2 \cdot \overline{U}_{\text{G}}^2 - \overline{P}_{\text{G}}^2 - \frac{\overline{U}_{\text{G}}^2}{\overline{X}_{\text{d}}}}$$
(2.8)

Im untererregten Bereich ergibt sich die Grenze der Blindleistungsbereitstellung aus der praktischen Stabilitätsgrenze in Abhängigkeit von der Wirkleistungseinspeisung  $P_{\rm G}$  zu (2.9).

$$\overline{Q}_{\min} = -\frac{\overline{U}_{G}^{2}}{\overline{X}_{d}} + \overline{P}_{G} \cdot \tan\left(\delta_{\inf, TS} - \delta_{\inf, PS}\right) = -\frac{\overline{U}_{G}^{2}}{\overline{X}_{d}} + \overline{P}_{G} \cdot \tan\left(20^{\circ}\right)$$
(2.9)

Es folgt (2.10) für die Begrenzung der Blindleistungseinspeisung  $Q_{\rm G}$ , wobei für den übererregten Bereich eine Minimalwertbestimmung vorgenommen wird. Insbesondere die Klemmenspannung  $U_{\rm G}$  hat einen erheblichen Einfluss auf die Grenze der Blindleistungsbereitstellung. Dies ist in [82] verdeutlicht.

$$Q_{\min} \le Q_{\rm G} \le \min\left\{Q_{\rm St,max}; Q_{\rm Rot,max}\right\}$$
(2.10)

## 2.2.2 Erneuerbare Erzeugungsanlagen

Überwiegend lassen sich die erneuerbare Primärenergievorkommen, die in EE-Anlagen genutzt werden, auf Sonneneinstrahlung zurückführen. Darunter fallen Onshore wie Offshore Windenergieanlagen, Solarthermische Kraftwerke und Photovoltaikanlagen sowie Biomassekraftwerke. Geothermische Kraftwerke nutzen

	HöS	HöS/HS	HS	HS/MS	≤MS	Σ
Biomasse	0,02	0,02	0,32	0,31	7,64	8,33
Geothermie	0	0	0	0	0,05	0,05
Windenergie Onshore	1,62	0,26	19,5	10,27	21,55	53, 19
Windenergie Offshore	7,47	0	0,06	0	0	7,53
Photovoltaik	0,07	0	2,54	0,89	45,6	49,1

Tabelle 2.1.: Summierte installierte Leistung von EE-Anlagen aufgeschlüsselt nach Pri-<br/>märenergieträger und Spannungsebene in Deutschland zum 31.12.2019<br/>in GW [28]

hingegen die aus radioaktiven Zerfallsprozessen im Erdinneren entstehende Wärmeenergie, Gezeitenkraftwerke die potentielle Energie des Tidenhubs, die aus der Gravitationskraft der Planetenbewegungen resultiert [50]. In Tabelle 2.1 sind die installierten Leistungen der Anlagen aufgeschlüsselt nach Primärenergieträger und Spannungsebene in Deutschland für 2019 angegeben.

Anhand der installierten Leistungen lässt sich erkennen, dass ein Großteil der EE-Anlagen in den unteren Spannungsebenen des Verteilungsnetzes angeschlossen ist. Dies liegt, wie in Abschnitt 2.1.1 begründet, wesentlich an der Bemessungsleistung der Anlagen. Dabei ist es auch möglich, mehrere Anlagen intern zusammenzuschalten, um so die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt zu erhöhen. Praktische Relevanz für die Höchst- bzw. Hochspannungsebene haben hierbei insbesondere Windenergieanlagen bzw. Windparks. Aus diesem Grund beschränken sich die weiteren Ausführungen und Untersuchungen auf diese Technologie.

Aufgrund technischer Restriktionen liegen die gängigen Bemessungsleistungen von Windenergieanlagen heutzutage im einstelligen Megawatt-Bereich, wobei für Offshore-Anlagen der niedrige zweistellige Megawatt-Bereich projektiert wird. Für die direkte Energiewandlung kommen Nieder- oder Mittelspannungsgeneratoren zum Einsatz, wobei nachgeschaltete Transformatoren die benötigte Spannung am Netzanschlusspunkt bereitstellen. Basierend auf den Anforderungen gültiger Netzanschlussrichtlinien wird die Erbringung von Systemdienstleistungen gefordert [76– 79]. Aus diesem Grund werden bei neu zu errichtenden Anlagen wesentlich zwei drehzahlvariable Anschlusskonzepte eingesetzt [50, 83]:

• Synchrongenerator mit Vollumrichter: Die Verwendung von drehzahlvariablen Synchrongeneratoren erfordert den Einsatz von Umrichtern, die auf die volle Bemessungsleistung der Anlage dimensioniert sein müssen. Bei dieser Ausführung kommen entweder Synchrongeneratoren mit elektrischer Erregung oder mit Permanenterregung durch Magnete zum Einsatz.

 Asynchrongenerator mit Teilumrichter: Bei dieser Ausführung wird der Stator des Generators direkt mit dem Netz verbunden, während der Rotor über einen Umrichter gekoppelt ist. Über die Einstellung eines großen Rotorschlupfs kann die Schlupfleistung mittels geeigneter Umrichterparametrierung dem Leistungsfluss des Stators zugeführt werden. Dies erlaubt die Verwendung von kleiner dimensionierten Umrichtern als beim Synchrongenerator mit Vollumrichter.

Neben dem direkten Anschluss von einzelnen Windenergieanlagen in der öffentlichen Nieder- und Mittelspannungsebene werden Windenergieanlagen vor allem in Windparks zusammengeschlossen. Die interne Mittelspannungs-Netzstruktur richtet sich nach der Gesamtleistung sowie der räumlichen Verteilung der einzelnen Windenergieanlagen. Aus wirtschaftlichen Gründen kommen zumeist Strahlennetze zum Einsatz. Die Verbindung zur räumlich nächsten Netzstation kann in Gleichstromtechnologie hergestellt werden [23]. Letztere kommt insbesondere bei der Anbindung von Offshore-Windparks über HGÜ-Systeme zum Einsatz und wird im Rahmen dieser Arbeit vertiefend betrachtet. Die mathematische Beschreibung der Technologie erfolgt in Abschnitt 2.4.1.

# 2.2.3 Verbraucherlasten

Verbraucherlasten dienen der Bereitstellung elektrischer Energie für verschiedene Anwendungszwecke. Es lassen sich verschiedene Klassen wie Haushalts-, Gewerbe-, Industrie- oder Landwirtschaftslasten ableiten. Im Rahmen von Studien zum Übertragungsnetz werden die im Verteilungsnetz angeschlossenen Verbraucher zumeist über mehrere Spannungsebenen hinweg aggregiert betrachtet, da wegen ihrer Vielzahl eine vollständige Nachbildung aus Rechenzeit- wie Datengründen nicht möglich ist. Die verschiedenen Klassen weisen kein einheitliches Verhalten auf. Vielmehr unterscheiden sich diese stark nach den jeweils individuell angeschlossenen Betriebsmitteln, die sich in motorische und statische Lasten unterteilen lassen. Motorische Lasten wandeln elektrische Energie in mechanische Energie um, wofür am häufigsten Asynchronmotoren zum Einsatz kommen. Statische Lasten hingegen wandeln elektrische Energie in Lichtenergie oder Wärmeenergie um. Die meisten Verbraucherlasten weisen ein ohmsch-induktives Verhalten auf und sind in ihrer Wirkleistungsaufnahme unterschiedlich stark spannungs- sowie frequenzabhängig. Sind etwa bei spannungsabhängigen motorischen Verbraucherlasten Regelungseinrichtungen vorhanden, wird zudem nach einem Spannungseinbruch die reduzierte

Wirkleistungsaufnahme wiederhergestellt. Neben auslegungsbedingten Unterschieden der Betriebsmittel haben zudem weitere Faktoren wie regionale oder saisonale Aspekte Auswirkungen auf das Verbraucherlastverhalten einer Netzstation [82, 84]. Insgesamt lässt sich ein konkretes Lastverhalten nur bei Vorliegen von dynamischen Messwerten korrekt beschreiben.

Zur Nachbildung von aggregierten Verbraucherlasten sind zahlreiche Studien durchgeführt worden. Hieraus resultierten verschiedene statische und dynamische Modelle [85, 86]. Statische Modelle berücksichtigen die Spannungs- bzw. Frequenzabhängigkeit verschiedener Verbraucherlasttypen. Bei dynamischen Modellen wird demgegenüber die Wiederherstellung der Last nach einem Spannungssprung einbezogen. Dieser Selbstregeleffekt der Last hat erheblichen Einfluss auf die Systemstabilität [87, 88].

Im Folgenden wird die Frequenzabhängigkeit der Verbraucherlasten vernachlässigt. Dabei wird ein einfaches aggregiertes dynamisches Modell verwendet, welches separate Gleichungen für die Spannungsabhängigkeit von Wirk- und Blindleistungsbezug berücksichtigt [82, 89]. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind nachfolgend nur die Gleichungen für den Wirkleistungsbezug  $P_{\rm L}$  angegeben. Dieser wird in Abhängigkeit der bezogenen Spannung am Netzanschlusspunkt der Verbraucherlast  $U_{\rm L}$  nach (2.11) ausgedrückt, wobei die Spannungsabhängigkeit über den stationären Änderungsfaktor  $k_{\rm L,st,p}$  berücksichtigt wird. Die Lastwiederherstellung wird weiterhin über den transienten Änderungsfaktor  $k_{\rm L,tr,p}$ , die Zustandsvariable  $x_{\rm L,p}$  sowie die Zeitkonstante  $T_{\rm L,p}$  abgebildet. In der Regel ist der transiente Änderungsfaktor größer als der stationäre Änderungsfaktor, sodass die transiente Spannungsabhängigkeit über die stationäre Spannungsabhängigkeit dominiert.

$$\overline{P}_{\rm L} = x_{\rm L,P} \cdot \overline{P}_{\rm L,U0} \cdot \overline{U}_{\rm L}^{k_{\rm L,tr,P}}$$
(2.11)

Die Dynamik des Selbstregeleffekts der Last wird nach (2.12) ausgedrückt.

$$\frac{\mathrm{d}x_{\mathrm{L,P}}}{\mathrm{d}t} = \frac{1}{T_{\mathrm{L,P}}} \cdot \left(\overline{U}_{\mathrm{L}}^{k_{\mathrm{L,st,P}}} - x_{\mathrm{L,P}} \cdot \overline{U}_{\mathrm{L}}^{k_{\mathrm{L,tr,P}}}\right)$$
(2.12)

Der stationäre Wirkleistungsbezug  $P_{\text{Lst}}$  ergibt sich daraus nach (2.13).

$$\overline{P}_{\text{L,st}} = \overline{P}_{\text{L,U0}} \cdot \overline{U}_{\text{L}}^{k_{\text{L,st,P}}}$$
(2.13)

Kommt es am Netzanschlusspunkt der Verbraucherlast zu einem Spannungseinbruch, so reduziert sich der Lastbezug gemäß (2.11). Dies führt nach (2.12) zu einer

Tabelle 2.2.: Ausgewählte Faktoren und Zeitkonstanten zur Beschreibung des dynamischen Verbraucherlastverhaltens nach [90]

	Wirkleistung	Blindleistung
Transienter Änderungsfaktor $k_{\text{L,tr},i  \epsilon  P, Q}$	2,6	5,2
Stationärer Änderungsfaktor $k_{\text{L,st},i  \epsilon  \text{P,Q}}$	0,9	0,9
Zeitkonstante des Selbstregeleffekts $T_{L,i \in P,Q}$ in s	0,8	0,8



Abbildung 2.5.: Dynamisches Verhalten einer Verbraucherlast nach einen Spannungseinbruch im verwendeten dynamischen Modell

Erhöhung der Zustandsvariable  $x_{L,P}$ , wonach sich der Lastbezug wieder erhöht und sich schlussendlich dem stationären Wert nach (2.13) annähert.

Zur Beschreibung des Verbraucherlastverhaltens werden möglichst allgemeingültige Faktoren und Zeitkonstanten benötigt. Hierzu werden beispielhafte Werte aus [90] entnommen und gemäß Tabelle 2.2 gewählt, wobei keine Angabe zu den Zeitkonstanten  $T_{\text{L},i \in P,Q}$  vorhanden ist. Es wird daher ein beispielhafter Wert von  $T_{\text{L},i \in P,Q} = 0,8s$  angenommen. Der Wirkleistungsbezug einer Verbraucherlast mit  $\overline{P}_{\text{L},U0} = 1$  pu und  $\overline{U}_{\text{L}0} = 1$  pu ist für einen Spannungseinbruch auf  $\overline{U}_{\text{L}} = 0,95$  pu in Abbildung 2.5 dargestellt.

# 2.3 Drehstromtechnologie im Übertragungsnetz

Neben den vorgestellten leistungseinspeisenden bzw. -entnehmenden Betriebsmitteln kommen im elektrischen Energieversorgungssystem eine Reihe weiterer Betriebsmittel zum Einsatz. Diese dienen wesentlich der Sicherstellung einer zuverlässigen Übertragung bzw. Verteilung der elektrischen Energie. Nachfolgend werden diese vorgestellt, wobei nur die für die Arbeit relevanten Betriebsmittel betrachtet werden. Dies umfasst Freileitung und Kabel in Abschnitt 2.3.1, Transformatoren in Abschnitt 2.3.2 und schließlich Kompensationsanlagen in Abschnitt 2.3.3.

# 2.3.1 Freileitungen und Kabel

Im Drehstromnetz werden zwei elektrische Leitungen unterschieden, mit denen elektrische Energie zwischen Netzstationen übertragen werden kann: Freileitungen und Kabel. Bei Freileitungen wird die elektrische Energie über spannungsführende Leiter übertragen. Das Isolationsmedium der Leiter untereinander wie auch eines Leiters zum Boden ist die umgebende Luft. Bei Kabeln hingegen werden die spannungsführenden Leiter mittels verschiedener Isolationsmedien wie etwa vernetztem Polyethylen (VPE) isoliert. Physikalisch können sowohl Freileitungen als auch Kabel durch dasselbe Modell beschrieben werden, welches nachfolgend erläutert wird [67]. Da sich die weiteren Betrachtungen der Arbeit ausschließlich auf Freileitungen beziehen, wird auf eine weitere Darlegung der Unterschiede verzichtet.

Aufgrund des symmetrischen Aufbaus und Betrieb der Leitungen können diese durch ein einphasiges Modell im Mitsystem beschrieben werden. Wird zunächst ein infinitesimal kurzes Leitungsstück betrachtet, so lässt sich das stationäre Verhalten über vier längenbezogene Leitungsparameter beschreiben:

- Der ohmsche Widerstandsbelag  $R'_{1,Ltg}$  verursacht die Wärmeverluste der Übertragung elektrischer Energie.
- Der Induktivitätsbelag  $L'_{1,Ltg}$  verursacht die induktive Leistung, die zum Aufbau des magnetischen Feldes der einzelnen Leiter benötigt wird.
- Der Ableitbelag  $G'_{1,Ltg}$  verursacht bei Freileitungen die Korona- bzw. Kriechstromverluste der Hochspannungsisolatoren, bei Kabeln die dielektrischen Verluste. Aufgrund seiner geringen Auswirkungen auf das Übertragungsverhalten wird der Ableitbelag nachfolgend vernachlässigt.
- Der Kapazitätsbelag  $C'_{1,Ltg}$  verursacht die kapazitive Ladeleistung, die zum Aufbau des elektrischen Feldes zwischen den einzelnen Leitern sowie zwischen einem Leiter und dem Erdboden benötigt wird.



Abbildung 2.6.:  $\pi$ -Ersatzschaltplan einer elektrisch kurzen Leitung; die Vernachlässigung des Ableitbelags ist angedeutet

Im Falle einer elektrisch kurzen Leitung kann diese mittels  $\pi$ -Modell nachgebildet werden, in dem die Leitungsparameter konzentriert angenommen werden. Der  $\pi$ -Ersatzschaltplan einer elektrisch kurzen Leitung ist in Abbildung 2.6 gezeigt. Eine Leitung gilt als elektrisch kurz, wenn die Spannungsamplitude entlang der Leitung als näherungsweise konstant angenommen werden kann. Dies ist der Fall, wenn die Leitungslänge  $\ell_{\text{Ltg}}$  deutlich kleiner ist als die Wellenlänge  $\ell_{\text{Wel}}$ . Hieraus folgt für Freileitungen eine maximal zulässige Länge von  $\ell_{\text{Fl,max}} = 250 \text{ km}$ . Weisen Leitungen eine größere Leitungslänge auf, werden sie mit  $n_{\text{Ltg}}$  verbundenen  $\pi$ -Ersatzschaltplänen gemäß  $n_{\text{Ltg}} = \lceil \ell_{\text{Ltg}} / \ell_{\text{max}} \rceil$  nachgebildet [51].

Wird die Leitung mit dem elektrischen Wellenwiderstand  $Z_{W1}$  gemäß (2.14) abgeschlossen, so gleichen sich induktive und kapazitive Ströme zum Aufbau der jeweiligen Leistung aus. In diesem Fall wird lediglich Wirkleistung über die Leitung übertragen. Diese wird als charakteristische Größe gemäß (2.15) bestimmt und als natürliche Leistung  $P_{nat}$  in Abhängigkeit der Nennspannung  $U_n$  bezeichnet. Übersteigt die übertragene Leistung P die natürliche Leistung  $P_{nat}$ , so dominiert die induktive gegenüber der kapazitiven Leistung. Die Leitung verhält sich als induktiver Verbraucher, woraus ein spannungssenkendes Verhalten resultiert. Unterschreitet die übertragene Leistung P die natürliche Leistung  $P_{nat}$ , so ergibt sich ein kapazitives Verhalten.

$$\underline{Z}_{W1} = \sqrt{\frac{R'_1 + \mathbf{j} \cdot \boldsymbol{\omega} \cdot L'_1}{\mathbf{j} \cdot \boldsymbol{\omega} \cdot C'_1}}$$
(2.14)

$$P_{\rm nat} = \frac{U_{\rm n}^2}{Z_{\rm W1}}$$
(2.15)

#### 2.3.2 Transformatoren

Transformatoren in Netzstationen verbinden die Stromnetze verschiedener Spannungsebenen miteinander. Dies geschieht, indem je Leiter zwei oder drei Wicklungen galvanisch isoliert auf einem Eisenkern angebracht werden, der damit eine magnetische Kopplung zwischen den Wicklungen herstellt. Nachfolgend wird die dritte Wicklung nicht vertiefend behandelt, da diese lediglich dem Eigenbedarf und dem Anschluss von Ladestromspulen dient bzw. im Falle eines Kurzschlusses einen Ausgleich für das Nullsystem herstellt. Bedingt durch den magnetischen Fluss im Eisenkern, hervorgerufen durch eine Spannung an der Primärwicklung  $\underline{U}_{Pr}$ , wird eine Spannung in der Sekundärwicklung  $\underline{U}_{Se}$  induziert. Damit ergibt sich die Umwandlungsvorschrift des Transformators zu (2.16), wobei das komplexe Übersetzungsverhältnis  $\ddot{u}$  mit der Phasenverschiebung  $\vartheta$  eingeführt wird [51, 67].

$$\frac{\underline{U}_{\rm Pr}}{\underline{U}_{\rm Se}} = \left(\frac{\underline{I}_{\rm Se}}{\underline{I}_{\rm Pr}}\right)^* = \underline{\underline{u}} = \frac{w_{\rm Pr}}{w_{\rm Se}} \cdot e^{\mathbf{j} \cdot \vartheta}$$
(2.16)

Primär- und Sekundärwicklung sind mit den Wicklungszahlen  $w_{\rm Pr}$  bzw.  $w_{\rm Se}$  ausgeführt. Im Drehstromsystem können Primär- und Sekundärwicklungen der drei Leiter unterschiedlich verschaltet sein, wobei zwischen Stern-, Dreieck- und Zickzackschaltung unterschieden wird. Hieraus ergeben sich eine Vielzahl möglicher Kombinationen von Schaltungen auf Primär- und Sekundärseite. Beispielsweise werden für die Kopplung von Stromnetzen oberhalb von 30 kV aus wirtschaftlichen wie technischen Gründen zumeist Sternschaltungen auf Primär- und Sekundärseite eingesetzt, die die Phasenverschiebung  $\vartheta = 0^{\circ}$  realisieren. Hieraus folgt, dass das zugehörige Übersetzungsverhältnis rein reell ist und  $\ddot{u} = w_{\rm Pr}/w_{\rm Se}$  beträgt [50].

Das stationäre Verhalten von Transformatoren lässt sich mit vier Parametern beschreiben [67]:

- Der Widerstand *R*<sub>Cu</sub> beschreibt die ohmschen Verluste in den Wicklungen und ist für Primär- und Sekundärseite zu bestimmen.
- Die Reaktanz  $X_{\sigma}$  beschreibt die magnetischen Streuverluste, welche aus dem magnetischen Fluss in den Wicklungen entstehen. Sie ist ebenfalls für Primärund Sekundärseite zu bestimmen.
- Der Widerstand  $R_{\rm Fe}$  beschreibt die ohmschen Verluste, welche durch den Eisenkern entstehen.
- Die Reaktanz  $X_{\rm H}$  beschreibt die Hauptinduktivität, welche den Magnetisierungsstrom des Eisenkerns führt.



Abbildung 2.7.: T-Ersatzschaltplan eines Transformators mit primärseitigem Bezug unter angedeuteter Vernachlässigung von Hauptinduktivität und ohmschen Verlusten im Eisenkern

Aufgrund der geringen Auswirkungen auf das stationäre Übertragungsverhalten werden die Hauptinduktivität  $X_{\rm H}$  und der Widerstand  $R_{\rm Fe}$  vernachlässigt. Der daraus folgende stationäre Ersatzschaltplan ist in Abbildung 2.7 gezeigt. Dabei werden der sekundärseitige Strom  $I_{\rm Se}$  und die sekundärseitige Spannung  $U_{\rm Se}$  mittels (2.16) auf die Primärsseite transformiert und mit dem Subskript t gekennzeichnet. Zur Übersetzung auf die Sekundärseite wird ein idealer, d.h. verlustloser Transformator mit dem Übersetzungsverhältnis <u>ü</u> angenommen. Aus dem Ersatzschaltplan kann gefolgert werden, dass Transformatoren stets induktive Blindleistung benötigen.

Transformatoren können zur Anpassung des Übersetzungsverhältnisses  $\underline{\ddot{u}}$  mit einem Stufenschalter ausgerüstet werden, bei dem die Wicklungen auf Primär- oder Sekundärseite mit mehreren diskret schaltbaren Stufungen versehen sind. Durch die Wahl der Stufung  $\varpi$  wird das Übersetzungsverhältnis  $\underline{\ddot{u}}$  und die Spannung an den Klemmen des Transformators geregelt. Der Stufenschalter wird wegen der kleineren Ströme meistens auf der Oberspannungsseite des Transformators implementiert. Je nach Verwendungszweck kann der Stufenschalter genutzt werden, um in den angeschlossenen unterlagerten Stromnetzen ein möglichst einheitliches Spannungsniveau zu stellen oder auch die Blindleistungsbereitstellung durch Synchrongeneratoren zu unterstützen. In der Praxis des Übertragungsnetzbetriebs können je nach Einsatzweise verschiedene Regelungsarten zum Einsatz kommen [91].

Schaltungen des Stufenschalters (synonym zu Stufungen des Transformators) verändern die wirksame Impedanz des Transformators. Für die nachfolgende Erläuterung wird angenommen, dass der Stufenschalter auf der Primärseite des Transformators angebracht ist. Mittels einer beispielhaften Schaltung wird nun das Übersetzungsverhältnis *ü* reduziert, indem ein niedrigere Wicklungsstufe  $w_{\rm Pr}$  auf der Primärseite gewählt wird. Dies reduziert die Anzahl der stromdurchflossenen Wicklungen auf der Primärseite und senkt die primärseitige Impedanz des Transformators. Ist auf der Sekundärseite eine spannungsabhängige Verbraucherlast angebracht, so bewirkt dies nach (2.16) einen niedrigeren Stromfluss in den Sekundärwicklungen  $I_{\rm Se}$  und gleichermaßen eine Erhöhung der sekundärseitigen Spannung  $U_{\rm Se}$ . Die Erhöhung der sekundärseitigen Spannung  $U_{\rm Se}$  erhöht allerdings auch den Leistungsbezug der Verbraucherlast nach (2.13). Für den sekundärseitigen Stromfluss folgt damit, dass die Reduktion des sekundärseitigen Stromflusses, bedingt aus der Schaltung des Stufenschalters, konterkariert wird, da sich der sekundärseitige Stromfluss auf Grund des erhöhten Leistungsbezugs der Verbraucherlast wiederum erhöht. Dies führt auch auf der Primärseite des Transformators zu einer Erhöhung des Stromflusses, sodass primärseitig ein höherer Blindleistungsbedarf verzeichnet wird. Dieser Zusammenhang ist insbesondere bei den nachfolgenden Überlegungen zur Spannungsstabilität relevant.

# 2.3.3 Kompensationsanlagen

Verbraucherlasten und weitere Betriebsmittel im Drehstromnetz benötigen für den Aufbau ihrer Magnetfelder induktive und kapazitive Blindleistung. Diese kann zum einen von Synchrongeneratoren durch über- bzw. untererregten Betrieb zur Verfügung gestellt werden. Hierbei existieren als Sonderfall sog. rotierende Phasenschieber, die als verlustbehaftete Synchronmaschinen Blindleistung vergleichbar zu Synchrongeneratoren zur Verfügung stellen können [92]. Zum anderen kann Blindleistung aber auch durch lokale Kompensationsanlagen bereitgestellt werden.

Während Ladestromspulen induktive Blindleistung verbrauchen, beziehen Kondensatorbänke kapazitive Blindleistung. Ladestromspulen kommen zumeist in Situationen zum Einsatz, wo aufgrund von Schwachlast ein kapazitiver Blindleistungsbedarf des Drehstromnetzes besteht. Dementsprechend wirken sie spannungssenkend. Dem entgegen werden Kondensatorbänke in Starklastzeiten eingesetzt, um den überwiegend induktiven Blindleistungsbedarf zu decken und die Spannung anzuheben [67].

Neben der elektrischen Wirkung der Kompensationsanlagen kann weiterhin zwischen dem Anschluss der Anlagen unterschieden werden, wobei Reihen- oder Parallelkompensation möglich ist. Im Falle der Reihenkompensation werden Kondensatorbänke in Reihe mit dem jeweiligen Betriebsmittel geschaltet, wobei die Längsinduktivität allerdings nur teilweise kompensiert wird. Ladestromspulen werden in der Regel nicht als Reihenkompensation eingesetzt, da sie die elektrische Länge einer Leitung vergrößern würden. Werden diese eingesetzt, dienen sie der Kurzschlussstrombegrenzung bspw. von Kabeln. Im Falle der Parallelkompensation werden hingegen Kondensatorbänke bzw. Ladestromspulen parallel zu Verbrauchern geschaltet. Somit kann der jeweilige Blindleistungsbedarf lokal ausgeglichen werden, ohne dass diese Blindleistung im Drehstromnetz übertragen werden muss. Werden für die Parallelkompensation Kondensatorbänke eingesetzt, ist allerdings zu beachten, dass damit die elektrische Länge der Leitung erhöht wird [51].

In der einfachsten Ausführung sind Kompensationsanlagen diskret stufbar ausgeführt und können per mechanischem Schalter zu- oder abgeschaltet werden (MSCDN, mechanical switched capacitors with damping network, dt.: mechanisch geschaltete Kompensationsanlagen mit Dämpfungsfiltern oder MSR, mechanical switched reactors, dt.: mechanisch geschaltete Induktivität). Analog zu den Stufenschaltern der Transformatoren lassen sich verschiedene Regelungsmöglichkeiten implementieren. Auf Basis der Ausführung modifizieren die diskreten Schaltungen die Impedanz. Im Verbraucherzählpfeilsystem ergibt sich die Blindleistung  $Q_{\text{Komp,Ind}}$  bzw.  $Q_{\text{Komp,Kap}}$  aus der Knotenspannung der jeweiligen Netzstation  $U_{\text{NSt}}$  sowie der jeweils zugeschalteten Induktivität  $L_{\text{Komp}}$  für induktive Kompensationsanlagen nach (2.17a) bzw. mittels der zugeschalteten Kapazität  $C_{\text{Komp}}$  nach 2.17b.

$$\overline{Q}_{\text{Komp,Ind}} = \frac{\overline{U}_{\text{NSt}}^2}{\omega \cdot L_{\text{Komp}}}$$
(2.17a)

$$\overline{Q}_{\text{Komp,Kap}} = -\omega \cdot \overline{C}_{\text{Komp}} \cdot \overline{U}_{\text{NSt}}^2$$
(2.17b)

Die beschriebene Blindleistungskompensation ist in unterschiedlichen technologischen Ausführungen einsetzbar, etwa als leistungselektronisch gesteuerte Kompensationsanlage (engl.: Flexible AC Transmission Systems, FACTS). Diese bewirken ebenfalls eine induktive oder kapazitive Bereitstellung von Blindleistung. Aufgrund ihrer leistungselektronischen Regelungseinrichtungen sind sie allerdings sehr schnell schaltbar und weisen insbesondere im dynamischen Bereich Vorteile gegenüber Ladestromspulen bzw. Kondensatorbänken auf. Eine Übersicht der daraus folgenden Vielzahl an möglichen Betriebsmitteln liefert [93]. Da das stationäre Verhalten allerdings bei den verschiedenen Ausführungen vergleichbar ist, werden FACTS in der Arbeit nicht vertiefend betrachtet, sodass sich die weiteren Ausführungen auf mechanisch schaltbare Kompensationsanlagen beziehen.

# 2.4 Gleichstromtechnologie im Übertragungsnetz

Gleichstromtechnologie wird im Übertragungsnetz aus verschiedenen Gründen eingesetzt. Ein Grund ist die Verbindung asynchroner elektrischer Energieversorgungssysteme, ein anderer der Transport von elektrischer Energie über weite Strecken. Als Verbindung zwischen AC- und DC-System kommen Umrichter zum Einsatz, die über leistungselektronische Schalter Drehstrom- in Gleichstromgrößen und vice versa umwandeln. Dafür existieren zwei mögliche Technologien: Umrichter mit Spannungszwischenkreis (engl.: Voltage Source Converter, VSC) und Umrichter mit Stromzwischenkreis (engl.: Line Comutated Converter, LCC). Erstere werden aufgrund ihrer Bedeutung in Abschnitt 2.4.1 ausführlich analysiert, letztere in Abschnitt 2.4.2. Neben klassischen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen können insbesondere VSC-HGÜ auf der DC-Seite auch zu komplexeren Netzstrukturen verbunden werden. Dies ist in Abschnitt 2.4.3 beschrieben.

## 2.4.1 Umrichter mit Spannungszwischenkreis

VSC nutzen als leistungselektronische Schalter Bipolartranistoren mit isolierter Gateelektrode (engl.: Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT). IGBT-Module weisen den Vorteil auf, dass sie selbstgeführt sowohl an- als auch ausgeschaltet werden können. Durch den Einsatz paralleler Kondensatoren zu den IGBT-Modulen, welche jeweils durch eine Freilaufdiode erweitert sind, wird erreicht, dass die Spannung am Umrichter auf AC- bzw. DC-Seite frei schaltbar ist. Hieraus folgt, dass die Polarität des Stroms im Spannungszwischenkreis auch umgekehrt werden kann [94–96].

#### Aufbau und Funktionsweise

Eine Umrichterstation verbindet den AC-seitigen Netzanschlusspunkt (NAP AC) mit dem NAP DC und besteht neben dem eigentlichen VSC noch aus weiteren Betriebsmitteln. Abbildung 2.8 zeigt den schematischen Aufbau mit den relevanten elektrischen Größen.

Bei VSC im Übertragungsnetz werden überwiegend Modulare Multilevel Umrichter (engl.: Modular Multilevel Converters, MMC) eingesetzt. Der zugehörige Aufbau ist in Abbildung 2.9 gezeigt. Dieser besteht für jeden der drei Leiter des Drehstromsystems aus zwei Umrichterarmen, wovon der obere die positive und der untere Arm die negative Polarität der DC-seitigen Ausgangsspannung  $U_{U,dc}$  übernimmt. Ein Umrichterarm besteht aus  $n_{\rm SM}$  Submodulen. Die Submodule werden durch geeignete Modulationsverfahren individuell je nach Spannungsniveau  $U_{\rm SM}$  der Kondensatoren  $C_{\rm SM}$  sequentiell zu- bzw. abgeschaltet, wodurch sich eine vergleichsweise oberschwingungsfreie AC-seitige Ausgangsspannung  $U_{\tilde{U},ac}$  erreichen lässt. Entsprechend entfällt der Bedarf nach zusätzlichen Filtern [97].

Die einzelnen Submodule eines MMC werden entweder als Halbbrücken- oder als Vollbrücken-Submodule ausgeführt. Ein Halbbrücken-Submodul besteht aus



Abbildung 2.8.: Schematischer Aufbau einer Umrichterstation unter Verwendung des Average-Value-Modell und Vernachlässigung von Begrenzungsund Schutzeinrichtungen, angelehnt an [97]. Explizit berücksichtigt sind Leiterreaktanz, Transformator und DC-Kondensator.

zwei IGBT-Modulen mit parallelen Freilaufdioden. Halbbrücken-Submodule können daher nicht beide Spannungspolaritäten schalten. Im Gegensatz dazu besteht ein Vollbrücken-Submodul aus vier IGBT-Modulen mit Freilaufdioden. Somit können beide Spannungspolaritäten sowie der Spannungsnullwert an den Klemmen des Submoduls erreicht werden. Vollbrücken-Submodule weisen den Vorteil auf, dass sie im Fehlerfall blockieren und den Fehler auch aktiv durch eine Spannungsregelung auf den Nullwert klären können. Im Gegenzug weisen Halbbrücken-Submodule die geringeren Verluste auf [41, 97].

Die Leiterreaktanz dient hauptsächlich der Begrenzung von Fehlerströmen, wird aber auch zur regelungstechnischen Entkopplung von Wirk- und Blindleistungsflüssen auf der AC-Seite des Umrichters genutzt. Speziell bei MMC wird sie zur Vermeidung von Kreisströmen üblicherweise aufgeteilt und als Armreaktanz  $L_{\rm arm}$  in den Umrichterarmen eingesetzt. Zur Spannungshaltung am NAP AC wird meistens ein Transformator zwischen Netzanschlusspunkt und Umrichter eingesetzt [97].

Umrichterstationen können auf verschiedene Weisen konfiguriert werden, um HGÜ-Systeme zu realisieren. Hierbei wird zwischen asymmetrischem Monopol, symmetrischem Monopol und Bipol unterschieden. Bei einem asymmetrischen Monopol wird ein DC-Pol genutzt, um einen elektrischen Leiter anzuschließen, der mindes-



Abbildung 2.9.: Schematischer Aufbau eines VSC in MMC-Topologie unter Berücksichtigung von Halbbrücken- und Vollbrücken-Submodulen, angelehnt an [97]

tens auf die volle Bemessungsspannung des Umrichters  $U_{\rm rLtg,r} = U_{\rm rU,dc}$ ausgelegt ist. Der andere Pol ist geerdet. Im Gegenzug dazu sind beim symmetrischen Monopol beide Pole mit einem elektrischen Leiter verbunden, die jeweils auf die halbe Bemessungsspannung  $U_{\rm rLtg} = \pm U_{\rm rU,dc}/2$ ausgelegt sind. Bei einem Bipol werden etwa zwei asymmetrische Monopole verbunden, sodass in einer Umrichterstation jeweils zwei VSC vorhanden sind. Dies schafft eine vorteilhafte Redundanz, da bei Ausfall eines VSC weiterhin die halbe Bemessungsleistung übertragen werden kann [98].

# Modellierung einer Umrichterstation

Die elektrotechnisch vollständige Modellierung eines VSC bedarf wegen der Vielzahl an IGBT-Modulen einer hohen Rechenzeit. Abhängig von der zu untersuchenden Fragestellung ist dies nicht immer zielführend. Beispielhaft standardisiert die CIGRÉ Modelltypen unterschiedlicher Genauigkeit und Untersuchungszwecke in sieben Klassen [99]. Basierend auf den relevanten Zeitkonstanten kommt im Rahmen dieser Arbeit ein vereinfachtes Average-Value-Modell (AVM) zum Einsatz. Dieses bildet den VSC über gesteuerte Spannungsquellen auf der AC-Seite und gesteuerte Stromquellen auf der DC-Seite ab. Somit werden insbesondere die leistungselektronischen Schaltvorgänge vernachlässigt. Explizit berücksichtigt werden hingegen sowohl die Leiterreaktanz auf der AC-Seite als auch ein aus den Submodul-Kapazitäten C<sub>SM</sub> aggregierter DC-seitiger Kondensator, da diese für den stationären Netzbetrieb relevant sind. Das AVM ist in Abbildung 2.8 verdeutlicht. Die im VSC auftretenden Verluste  $P_{\tilde{\mathrm{U}},\mathrm{V}}$  werden durch die generalisierte Verlustgleichung (2.18) in Abhängigkeit des Umrichterstroms  $I_{U,ac}$  abgebildet [97, 100]. Demnach besteht die Verlustgleichung aus dem Leerlauf-Verlustfaktor  $k_{\tilde{U},VP}$ , dem linearen Verlustfaktor  $k_{\tilde{U},VI}$  sowie dem quadratischen Verlustfaktor  $k_{\tilde{1}_{1}VZ}$ . Der lineare Verlustfaktor berücksichtigt Schaltverluste der IGBT-Module, während der quadratische Verlustfaktor Stromverluste abbildet.

$$\overline{P}_{\tilde{U},V} = k_{\tilde{U},VP} + k_{\tilde{U},VI} \cdot \overline{I}_{U,ac} + k_{\tilde{U},VZ} \cdot \overline{I}_{U,ac}^2$$
(2.18)

Die Kopplung zwischen der AC-seitigen Leistungseinspeisung  $P_{\tilde{U},ac}$ , der DC-seitigen Leistungseinspeisung  $P_{\tilde{U},dc}$  und den Verlusten im VSC  $P_{\tilde{U},V}$  wird mathematisch über (2.19) berücksichtigt.

$$P_{\tilde{U},ac} + P_{\tilde{U},dc} + P_{\tilde{U},V} = 0$$
(2.19)

## Regelungseinrichtungen

Für die verlustlose Leistungseinspeisung eines VSC gilt analog zum Synchrongenerator (2.4), wenn statt der Größen des Synchrongenerators die Größen des VSC eingesetzt werden. Statt des internen Generatorwinkels  $\delta_{\rm int}$  wird der Phasenwinkel der Spannung am Umrichter  $\theta_{\tilde{\rm U}}$  verwendet. Es ist ersichtlich, dass Wirk- und Blindleistungseinspeisung am NAP AC unmittelbar durch Regelung der Spannung am

Umrichter  $\underline{U}_{\tilde{U},ac} = U_{\tilde{U},ac} \cdot e^{j \cdot \theta_{\tilde{U}}}$  eingestellt werden können. Dieser Zusammenhang kann regelungstechnisch ausgenutzt werden [40, 41].

In der Vergangenheit wurden spannungseinprägende Regelungseinrichtungen, welche die Leistungseinspeisung  $\underline{S}_{U,ac}$  direkt über die Vorgabe der Umrichterspannung  $\underline{U}_{\tilde{U},ac}$  einstellten, vermieden. Dies liegt darin begründet, dass mit einer spannungseinprägenden Regelung keine direkte Regelung des Umrichterstroms  $\underline{I}_{U,ac}$  sowie keine Dämpfung von Resonanzen vorgenommen werden kann [40, 41]. Zunehmend werden spannungseinprägende Regelungseinrichtungen von VSC Gegenstand der Forschung, wobei diese insbesondere für große dynamische Störungen untersucht werden [101]. Im Rahmen der Arbeit wird eine stromeinprägende Regelungseinrichtung verwendet.

Aufbauend auf der Park-Transformation werden unter Verwendung einer Phasenregelschleife (engl.: Phase Locked Loop, PLL) zur Synchronisierung die AC-Größen im RI-Referenzrahmen in Größen im dq-Referenzrahmen zerlegt [102]. Hierbei wird als Bezug die Umrichterspannung am Netzanschlusspunkt  $\underline{U}_{\text{U,ac}}$  auf die zugehörige d-Achse  $U_{\text{U,ac,d}}$  gelegt, sodass  $U_{\text{U,ac,q}} = 0$  pu gilt. Daraus folgt, dass die dund q-Komponente des AC-seitigen Umrichterstroms  $I_{\text{U,ac,d}}$  bzw.  $I_{\text{U,ac,q}}$  direkt mit der Wirk- bzw. Blindleistungseinspeisung  $P_{\text{U,ac}}$  bzw.  $Q_{\text{U,ac}}$  korreliert sind. Die Wirkleistungseinspeisung  $P_{\text{U,ac}}$  (bzw. analog  $P_{\text{U,dc}}$ ) sowie die Blindleistungseinspeisung  $Q_{\text{U,ac}}$  können durch eine geeignete Regelung unabhängig voneinander vorgegeben werden. Im nachfolgend vorgestellten Regelungskonzept wird dies genutzt, indem der internen Stromregelung eine getrennte Regelung für die d- und q-Achse übergeordnet wird [40, 41, 103]. Abbildung 2.10 zeigt das verwendete hierarchische Regelungskonzept. Nicht berücksichtigt sind weitergehende Regelungen wie bspw. Fault-Ride-Through-Regelungen [104].

In den übergeordneten Regelungseinrichtungen werden die Sollwerte für den Strom in d- und q-Achse  $I_{U,ac,d}^{ref}$  bestimmt. Auf der d-Achse ergibt sich eine Wahlmöglichkeit zwischen der Regelung der Wirkleistungseinspeisung  $P_{U,ac}$  (bzw. analog  $P_{U,dc}$ ) und der DC-Spannung  $U_{U,dc}$ . Weiterhin ist über eine Statik  $k_{pdr,dr}$  auch eine kombinierte Regelung beider Größen möglich. Auf der q-Achse ergibt sich analog eine Wahlmöglichkeit zwischen der Regelung der Blindleistungseinspeisung  $Q_{U,ac}$  und der AC-Spannung  $U_{U,ac}$ . Unter Verwendung von PI-Reglern werden die jeweils gemessenen Größen auf die vorgegebenen Sollwerte nachgeführt, indem die Sollwerte für die Strombeträge in der d-Achse  $I_{U,ac,d}^{ref}$  und q-Achse  $I_{U,ac,q}^{ref}$  angepasst werden.

Der Stromregler für die Strombeträge in der d-Achse  $I_{U,ac,d}$  und der q-Achse  $I_{U,ac,q}$  ist jeweils als PI-Regler ausgeführt. Die Sollwerte werden aus den übergeordneten Regelungseinrichtungen nachgeführt. Dies geschieht, indem über Spannungsmodulationsverfahren die Spannung am Umrichter  $\underline{U}_{I,ac}$  angepasst wird. Da Spannungs-



Abbildung 2.10.: Hierarchische Struktur der wichtigsten stationären Regelungseinrichtungen eines VSC unter Verwendung der Parktransformation auf Basis einer Stromeinprägung, angelehnt an [66, 105]. Zur Vereinfachung werden die AC- und DC-seitigen Spannungs- und Stromwerte als Eingangsgrößen nicht eingezeichnet.

modulationsverfahren sowie weitere interne unterlagerte Regelungseinrichtungen des Umrichters keine Relevanz für das stationäre Verhalten des VSC haben, werden diese nachfolgend vernachlässigt [41, 66, 97, 106].

## Stationärer Betrieb

Unter Voraussetzung einer konstanten Spannung am Netzanschlusspunkt des Umrichters von  $\left|\overline{\underline{U}}_{U,ac}\right| = 1$  pu lässt sich bei veränderlicher Spannung am Umrichter  $\overline{\underline{U}}_{\widetilde{U},ac}$  das Betriebsdiagramm der AC-Seite nach Abbildung 2.11 bestimmen.

Die Wirk- und Blindleistungseinspeisung ist wesentlich von Faktoren begrenzt, die die eingesetzten IGBT-Module betreffen [97, 107]:

• Thermische Begrenzung der IGBT-Module: Thermisch bedingt darf der Umrichterstrom  $I_{\rm U,ac}$  nicht den Bemessungsstrom  $I_{\rm rU,ac}$  überschreiten. Diese Begrenzung ist durch den durchgezogenen Kreis in Abbildung 2.11 berücksichtigt und durch (2.20) beschrieben. Bei einer höheren Spannung  $U_{\rm U,ac}$  kann eine größere Scheinleistung <u>S</u><sub>U,ac</sub> eingespeist werden.

$$\overline{I}_{\mathrm{U,ac}} = \left| \left( \frac{\overline{P}_{\mathrm{U,ac}} + \mathbf{j} \cdot \overline{Q}_{\mathrm{U,ac}}}{\overline{\underline{U}}_{\mathrm{U,ac}}} \right)^* \right| \le \overline{I}_{\mathrm{rU}}$$
(2.20)



**Abbildung 2.11.:** Betriebsdiagramm eines Umrichters in MMC-Topologie für eine konstante Spannung am AC-Netzanschlusspunkt unter Berücksichtigung der Grenzwerte  $\bar{I}_{rU} = 1,05$  pu und  $\overline{U}_{\tilde{U},max} = 1,2$  pu, angelehnt an [107]

• Begrenzung DC-Spannung: Technologisch bedingt ist die DC-Spannung  $U_{\rm U,dc}$ zum Schutz vor Überspannungen auf den Wert  $U_{\rm U,dc,max}$  beschränkt. Diese Begrenzung ist so ausgelegt, dass die serielle Sperrspannung  $U_{\rm block}$  der IGBT-Module auch bei Ausfall einiger Module nicht überschritten wird. Hieraus ergibt sich eine maximale AC-Spannung am Umrichter  $U_{\tilde{U},ac,max}$ . Diese Begrenzung ist in Abbildung 2.11 durch den strichlierten Halbkreis berücksichtigt und mittels (2.21) beschrieben. Durch diese Limitierung wird die induktive Blindleistung  $Q_{\rm U,ac,ind}$  begrenzt. Bei einer hohen AC-Spannung am Netzanschlusspunkt  $U_{\rm U,ac}$  ergibt sich, dass die einspeisbare induktive Blindleistung  $Q_{\rm U,ac,ind}$  stärker begrenzt wird.

$$\overline{P}_{U,ac} + j \cdot \overline{Q}_{U,ac} \le j \cdot \frac{\overline{U}_{U,ac} \cdot \overline{U}_{\tilde{U},ac,max}}{\overline{X}_{U,ac}} + j \cdot \frac{\overline{U}_{U,ac}^2}{\overline{X}_{U,ac}}$$
(2.21)

• Weitere Begrenzungen: Neben den beiden vorgenannten Begrenzungen ergeben sich weitere Limitierungen aus den Bemessungswerten der angeschlossenen Betriebsmittel, wie AC- oder DC-Leitungen. Diese sind in Abbildung 2.11 nicht berücksichtigt.

## 2.4.2 Umrichter mit Stromzwischenkreis

LCC nutzen Thyristoren als leistungselektronische Schalter, die über die Wahl des Zündwinkels  $\alpha$  zwar kontrolliert angeschaltet werden können, zur Abschaltung allerdings den Stromnulldurchgang benötigen. Die Thyristor-Module werden in der Regel in Sechs- bzw. Zwölf-Puls-Brückenschaltung eingesetzt. Der Stromfluss kommutiert abhängig von der Spannung über den Thyristor-Modulen zwischen den Armen der Brückenschaltung. Da keine anti-parallelen Schaltungen verwendet werden können, ist die Polarität des Gleichstroms im Umrichter festgelegt und kann nicht geändert werden. Zur Glättung des Gleichstroms müssen daher im Stromzwischenkreis Spulen eingesetzt werden. Ebenfalls folgt hieraus, dass zur Leistungsflussumkehr die Polarität der Gleichspannung geändert werden muss [97, 108].

Bedingt durch die angeführten Eigenschaften der Thyristor-Module ergeben sich einige technologische Nachteile von LCC gegenüber VSC. Der Steuerungs- und Kommutierungsvorgang bedarf aufgrund der eingesetzten Spulen zugeführter induktiver Blindleistung  $Q_{\rm U} = -Q_{\rm ind}$ , die aus dem AC-System oder durch zusätzliche Kompensationsanlagen bereitgestellt werden muss. Dies bedingt auch, dass der Anschluss von LCC nur in Drehstromnetzen mit einer ausreichenden Kurzschlussleistung  $S_{\rm k}^{''}$  erfolgen kann, da es ansonsten leicht zu Kommutierungsfehlern kommt. Zudem treten durch das blockförmige Schalten der Thyristor-Module Oberschwingungsverzerrungen auf, die Filtereinrichtungen benötigen [67, 95].

Die Wirkleistungsübertragung in LCC wird über die Regelung des Zündwinkels  $\alpha$  gesteuert, wodurch implizit die Gleichspannung  $U_{\rm U,dc}$  angepasst wird. Nicht regelbar ist damit im Gegensatz zum VSC die in das AC-System eingespeiste Blindleistung  $Q_{\rm U}$ , sodass sich insbesondere im Bereich der Spannungshaltung Nachteile für LCC ergeben. Vorteilhaft ist hingegen, dass Thyristor-Module heutzutage in höheren Leistungsklassen realisiert werden können als IGBT-Module. Zudem sind Thyristor-Module eher überlastfähig und damit robuster gegenüber Fehlern als IGBT-Module. HGÜ-Systeme mit LCC werden aktuell vornehmlich für die Übertragung großer Wirkleistungen über weite Entfernungen eingesetzt [109]. Da sie betrieblich wie beschrieben Nachteile gegenüber VSC aufweisen, werden LCC in dieser Arbeit nicht behandelt.
### 2.4.3 Netzstrukturen von HGÜ-Systemen

VSC und LCC können verwendet werden, um den in Abbildung 2.1 gezeigten klassischen Aufbau des Drehstromnetzes um HGÜ-Systeme zu erweitern. Bei der Betrachtung von HGÜ-Systemen lassen sich zwei wesentliche Netzstrukturen unterscheiden: Radiale und vermaschte Strukturen. Diese unterscheiden sich darin, dass im Gegensatz zu vermaschten Strukturen bei radialen Strukturen zwei DC-Netzstationen über nicht mehr als einen Übertragungsweg verbunden sind. Eine DC-Netzstation besteht zumindest aus einer DC-Sammelschiene, an die optional eine Umrichterstation sowie weitere Betriebsmittel wie DC-Leistungsschalter angeschlossen sind. Werden DC-Leistungsschalter eingesetzt, so können Fehler auf einer Leitung oder in einem Umrichter selektiv freigeschaltet werden, ohne dass das gesamte HGÜ-System heruntergefahren werden muss.

Die einfachste Form einer radialen Netzstruktur besteht in Form einer Punktzu-Punkt-Verbindung zweier Netzstationen. Diese Struktur kann entweder seriell oder in Sternform erweitert werden. In diesem Fall spricht man auch von einem Multi-Terminal-DC-System (MTDC-System). Radiale Netzstrukturen können zu vermaschten Netzstrukturen erweitert werden, wenn über den Zubau weiterer Übertragungswege zwei DC-Netzstationen über mehr als einen Übertragungsweg verbunden sind. Diese Erweiterung bringt Vorteile bezüglich der Ausfallsicherheit [97, 110]. Im Rahmen der Arbeit wird ein HGÜ-System als Punkt-zu-Punkt-Verbindung zweier Netzstationen mit Umrichtern in VSC-Ausführung verwendet. Dieses HGÜ-System wird nachfolgend als VSC-HGÜ bezeichnet.

#### 2.5 Zusammenfassung

Zur zuverlässigen Versorgung der Verbraucher im elektrischen Energieversorgungssystem hat sich eine hierarchische Struktur des Systems herausgebildet. Diese besteht aus mehreren Spannungsebenen, aufgeteilt in Übertragungs- und Verteilungsnetz. In diesen sind die verschiedenen Betriebsmittel gemäß ihrer Bemessungsleistung angeschlossen. Die konkrete Ausführung der jeweiligen Netzstrukturen richtet sich nach der Übertragungsaufgabe, die sowohl von den vorhandenen EZA als auch von den Verbraucherlasten definiert wird.

Der stationäre Netzbetrieb wird ausgehend von technologischen Charakteristika vom statischen wie dynamischen Verhalten der angeschlossenen Betriebsmittel beeinflusst. Dieses Verhalten kann bei einigen Betriebsmitteln durch Regelungseinrichtungen geregelt werden. Im Rahmen der Arbeit sind insbesondere Synchrongeneratoren und Umrichter relevant. Gemäß der technologischen Charakteristika ist der Einsatz dieser Betriebsmittel allerdings über die jeweiligen Betriebsdiagramme begrenzt. Durch eine Auswahl der damit bestehenden Freiheitsgrade muss sichergestellt werden, dass der stationäre Netzbetrieb im zulässigen Bereich verbleibt.

Aufbauend auf den in diesem Kapitel analysierten technologischen Eigenschaften der vorhandenen Betriebsmittel wird im nächsten Kapitel der stationäre Netzbetrieb betrachtet.

# 3 Grundlagen des stationären Systembetriebs

Das elektrische Energieversorgungssystem besteht in seiner Gesamtheit aus einer strukturierten Verschaltung der im vorangegangen Kapitel vorgestellten Technologien. Physikalisch bedingt müssen sowohl die Wirk- als auch die Blindleistungsbilanz des Gesamtsystems stets im Gleichgewicht sein. Treten Störungen in Form von kontinuierlichen oder diskreten Änderungen der stationären Größen auf, so kommt es abhängig vom Zeitbereich zu elektromagnetischen und elektromechanischen Ausgleichsvorgängen. Nach Abklingen dieser Ausgleichsvorgänge resultiert der stationäre Arbeitspunkt als eingeschwungener Zustand, womit für alle zeitlichen Änderungen  $\frac{\partial x}{\partial t} = 0$  gilt. Die Ausbildung des stationären Arbeitspunktes wird in Abschnitt 3.1 näher beschrieben. Im Sinne einer zuverlässigen elektrischen Energieversorgung muss dieser Arbeitspunkt sowohl stationär zulässig als auch gegenüber weiteren Störungen stabil sein [111, 112]. Die Systemstabilität wird in Abschnitt 3.2 analysiert. Abschließend fasst Abschnitt 3.3 die gewonnenen Erkenntnisse zusammen.

## 3.1 Stationärer Arbeitspunkt

Für elektrische Energieversorgungssysteme bestehen verschiedene Planungs- und Betriebsprozesse, welche mit unterschiedlichen Zeitkonstanten Einfluss auf die Ausbildung des stationären Arbeitspunktes nehmen. Die ÜNB planen und betreiben nicht alle angeschlossenen Betriebsmittel im Übertragungsnetz, sondern sind auch für den Anschluss unterlagerter Stromnetze und auch von Kundenanlagen verantwortlich. Die Ausbildung des stationären Arbeitspunktes ergibt sich aus den auftretenden Leistungsflüssen, welche gemäß Leistungseinspeisungen wie -entnahmen aus der Topologie des Stromnetzes resultieren. Dies wird in Abschnitt 3.1.1 näher beschrieben. Des Weiteren beeinflussen die ÜNB die Ausbildung des stationären Arbeitspunktes im Rahmen der in Abschnitt 3.1.2 näher beschriebenen Systemverantwortung auch unmittelbar selbst [50].

#### 3.1.1 Ausbildung des Arbeitspunktes

EE-Anlagen, welche nach dem EEG angeschlossen sind, weisen einen Einspeisevorrang gegenüber anderen EZA auf [11]. Die Wirkleistungseinspeisungen aus diesen Anlagen  $P_{\rm EE}$  sind wetterabhängig und volatil. Vergleichbar zu den Wirkleistungsentnahmen von Verbraucherlasten  $P_{\rm L}$  sind sie im Vorhinein nicht bekannt. Folglich müssen diese mit geeigneten Verfahren prognostiziert werden, was auf Basis historischer Daten sowie von Wetterdaten möglich ist [113]. Gleiches gilt auch für die auftretenden Netzverluste  $P_{\rm V}$ . Unter Einbeziehung von Ex- und Importen  $P_{\rm ExpImp}$  muss die verbleibende Residuallast  $P_{\rm Res}$  gemäß (3.1) von den konventionellen Kraftwerken  $P_{\rm KonvKW}$  gedeckt werden. Dies geschieht im Rahmen von marktwirtschaftlichen Vorgehen, welche in [114, 115] näher beschrieben sind. Sind überdies HGÜ-Systeme im Synchrongebiet vorhanden, muss die Wirkleistungsbilanz des DC-Systems ebenfalls gewährleistet sein. Da im DC-System selbst keine leistungserzeugenden bzw. -verbrauchenden Anlagen angeschlossen sind, ergibt sich die Bilanz aus den Wirkleistungsübertragungen der HGÜ-Umrichter zu  $P_{\rm U.ac} = 0$ .

$$P_{\text{Res}} = P_{\text{L}} + \underbrace{P_{\text{V}}}_{P_{\text{V,ac}} + P_{\text{V,dc}}} - P_{\text{EE}} + P_{\text{ExpImp}} + P_{\text{U,ac}} = P_{\text{KonvKW}}$$
(3.1)

Anders als die Wirkleistungsbilanz wird die Blindleistungsbilanz des Systems bisher nicht durch marktwirtschaftliche Verfahren gedeckt [116]. Im Unterschied zur Wirkleistungsbilanz, die global im System ausgeglichen werden kann, muss die Blindleistungsbilanz lokal gedeckt werden, da Blindleistung nicht über weite Entfernungen übertragen werden kann [82]. Für die angeschlossenen Betriebsmittel gelten daher technische Anschlussregeln, welche u.a. die Bereitstellung von Blindleistung vorschreiben. Insgesamt folgt eine analoge Bilanzgleichung zu (3.1), wobei allerdings  $Q_{\text{U.ac}} \neq 0$  gilt.

Leistungsflüsse breiten sich im Drehstromsystem gemäß der Kirchhoff'schen Knoten- wie Maschengleichungen basierend auf den Impedanzverhältnissen der Übertragungswege zwischen leistungseinspeisenden Anlagen und leistungsentnehmenden Verbrauchern aus [117]. Werden Leistungseinspeisungen und -entnahmen als konstant vorausgesetzt, können auftretende Leistungsflüsse im Drehstromsystem nur durch Schaltmaßnahmen der Netztopologie sowie weiterer schaltbarer Anlagen wie Phasenschiebertransformatoren (PST) beeinflusst werden [23].

#### 3.1.2 Einfluss der ÜNB im Rahmen der Systemverantwortung

In Wahrnehmung der Systemverantwortung führen die ÜNB verschiedene zeitlich abgestufte Prozesse durch, die jederzeit einen zulässigen Arbeitspunkt des Systems

-10 Jahre	-3 Jahre	-1 Jahr	-1 Tag	heute	
Netzplanung	Netzbetrie langfristig	bsplanung mittelfristig	kurzfristig	Operativer Netzbetrieb	

Abbildung 3.1.: Zeitlicher Ablauf der verschiedenen Planungs- und Betriebsprozesse der Systemführung

gewährleisten müssen. Dies umfasst neben der Netzplanung auch die Netzbetriebsplanung und den operativen Netzbetrieb. Abbildung 3.1 illustriert den zeitlichen Ablauf dieser Prozesse.

Die Netzplanung stellt durch Netzausbauprojekte sicher, dass zukünftige Anforderungen an das Übertragungsnetz durch eine geeignete Übertragungsnetzstruktur erfüllt werden. Dazu werden langfristige Planungsszenarien genutzt, die unter Abbildung von Unsicherheiten zukünftige Entwicklungen abschätzen. Das NOVA-Prinzip legt fest, dass die Netzoptimierung vor der Netzverstärkung, vor dem eigentlichen Netzausbau priorisiert wird. Gesetzlich bedingt gilt für den deutschen Netzentwicklungsplan, dass dieser Entwicklungen mit einem Zeithorizont zwischen 10-15 Jahren abbildet [3, 23]. Dabei werden Netzanalysen mit stationären und dynamischen Beurteilungskriterien vorgenommen. Dies umfasst stationäre Berechnungen zu thermischen Belastungen und dem Spannungsniveau sowie auch Simulationen von Kurzschlüssen. Zudem werden nachgelagert auch weiterführende Kriterien wie der Netzschutz, die Wahrung der Systemstabilität oder die Spannungsqualität überprüft [118]. Im Rahmen der Netzplanung wird die dem Systembetrieb zugrunde liegende Übertragungsnetzstruktur entwickelt.

Die Netzbetriebsplanung stellt darauf aufbauend sicher, dass lang-, mittel- und kurzfristige Ereignisse durch den operativen Netzbetrieb zuverlässig beherrscht werden können. Dies umfasst langfristig die Planung von Bau- und Instandhaltungsmaßnahmen. Mittelfristig werden der Verlustenergiebedarf prognostiziert sowie die Planung benötigter Systemdienstleistungen wie z.B. der Regelenergiebedarf vorgenommen. Kurzfristig werden in der Netzbetriebsplanung bspw. die gemeldeten Fahrpläne der EZA für den Folgetag koordiniert und darauf aufbauend Ausfall-rechnungen durchgeführt. Im Rahmen der Netzbetriebsplanung wird der operative Netzbetrieb vorbereitet und sichergestellt, dass der erwartete stationäre Arbeitspunkt zulässig beherrscht werden kann [119–121].



Abbildung 3.2.: Aufgaben des operativen Netzbetriebs zur Wahrung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des elektrischen Energieversorgungssystems, aufbauend auf [119, 122]

Der Netzbetrieb erhält die Ergebnisse der Netzbetriebsplanung am Vorabend des aktuellen Tages. Darauf aufbauend wird durch eine kontinuierliche Überwachung der Betriebsparameter sowie mit Sicherheitsrechnungen in Echtzeit gewährleistet, dass Störungen beherrscht werden und ein zulässiger Netzbetrieb gewahrt bleibt. Hierzu erarbeiten die ÜNB in Zusammenarbeit mit angeschlossenen Netzbetreibern und Betreibern von EZA einen konkreten Maßnahmenkatalog [119, 122]. Zusammengefasst sind die Aufgaben des operativen Netzbetriebs in Abbildung 3.2 dargestellt.

Im Rahmen von Netzplanung und Netzbetriebsplanung muss der erwartete stationäre Arbeitspunkt prognostiziert werden, da keine Messwerte vorliegen. Prinzipiell gilt, dass umso weniger bekannte und gesicherte Informationen vorliegen, je weiter der betrachtete Arbeitspunkt in der Zukunft liegt. Die Technik der Szenarioanalyse wird eingesetzt, um unsichere Entwicklungen mittels Szenarien abzubilden [123]. Demgegenüber können im operativen Netzbetrieb Messwerte verwendet werden, aus denen der vorliegende stationäre Arbeitspunkt geschätzt bzw. berechnet wird [124].

## 3.2 Systemstabilität

Der Begriff der Systemstabilität wird bei dynamischen Systemen generell genutzt, um das Verhalten bei Störungen des Gleichgewichtszustands zu beschreiben und zu bewerten. Ein System gilt allgemein als stabil, wenn es auf eine hinreichend kleine Störung auch nur mit einer hinreichend kleinen Auslenkung reagiert [125]. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 3.2.1 zunächst die Grundlagen der Systemstabilität im elektrischen Energieversorgungssysten analysiert. Im Rahmen der Arbeit sind insbesondere die Spannungsstabilität und die Rotorwinkelstabilität relevant. Sie werden in Abschnitt 3.2.2 und Abschnitt 3.2.3 detailliert beschrieben.

## 3.2.1 Überblick zur Systemstabilität

In der elektrischen Energieversorgung gilt für die Systemstabilität im AC-System nach allgemeinen wissenschaftlichen Verständnis heute die Definition, welche im Rahmen der IEEE/CIGRE Joint Task Force "Definition and Classification of Power System Stability" bestimmt worden ist:

Power system stability is the ability of an electric power system, for a given initial operating condition, to regain a state of operating equilibrium after being subjected to a physical disturbance, with most system variables bounded so that practically the entire system remains intact [126].

Es wird zunächst vom initial vorliegenden stationären Arbeitspunkt als Gleichgewichtszustand sowie einer darauf wirkenden Störung ausgegangen. Infolgedessen wird das System angeregt, woraus sich im Falle von vorliegender Stabilität nach elektromagnetischen und elektromechanischen Ausgleichsvorgängen ein neuer stationärer Arbeitspunkt ergibt. Aussagen zur Systemstabilität können nur für den initial betrachteten stationären Arbeitspunkt des Systems getroffen werden. Darüber hinaus wird Systeminstabilität nicht bedingt, wenn nach der Störung einige Betriebsparameter außerhalb der erlaubten Toleranzbänder liegen, bzw. einzelne Betriebsmittel instabil werden und abgeschaltet werden müssen. Systeminstabilität liegt nur vor, wenn sich aufgrund von Störungen derart unzulässige Betriebsparameter ergeben, dass weite Teile des Systems abgeschaltet werden [126].

Die abhängig vom Zeitbereich auftretenden elektromagnetischen und elektromechanischen Ausgleichsvorgänge weisen unterschiedliche Zeitkonstanten auf, die zudem von Regelungseinrichtungen in verschiedenen Zeitintervallen beeinflusst werden [41, 127]. Aus diesem Grund wird die Systemstabilität im elektrischen Energieversorgungssystem in Betrachtungsklassen unterteilt, was gemäß des Konzepts der partiellen Stabilität zulässig ist [128]. Dies erlaubt die Verwendung von vereinfachten Modellen und Rechenweisen je nach untersuchter Fragestellung. Dazu haben sich drei wesentliche Kriterien herausgebildet:

- Auswirkung auf Betriebsparameter: Instabilitäten werden anhand der charakteristischen Betriebsparameter Rotorwinkel, Frequenz und Spannung klassifiziert.
- Größe der Störung: Auftretende Störungen werden je nach Schwere in Kleinsignal- oder Großsignalstörungen unterschieden. Da Großsignalstörungen nicht dem stationären Netzbetrieb zurechenbar sind, werden diese nachfolgend nicht behandelt.
- Dauer der Ausgleichsvorgänge: Auftretende Ausgleichsvorgänge werden im Kurzzeit- oder Langzeitbereich betrachtet.

Die aus der Definition nach [126] folgende Klassifizierung der Systemstabilität im elektrischen Energieversorgungssystem ist in Abbildung 3.3 gezeigt. Zusätzlich zu diesen Kriterien können die wesentlichen Treiber auftretender Instabilitäten in Synchrongeneratoren und Verbraucherlasten unterschieden werden [82]. Diese sind ebenfalls in Abbildung 3.3 dargestellt. Nachfolgend werden die Stabilitätsklassen unter Einbeziehung der charakteristischen Betriebsparameter beschrieben.

- Rotorwinkelstabilität bezeichnet die Fähigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems, die Synchrongeneratoren im Synchronismus zu halten. Dies bedeutet, dass sich die Rotorwinkel einschwingen und es nicht zu unkontrollierten Beschleunigungsvorgängen und damit zu Leistungspendelungen kommt. Die Rotorwinkelstabilität ist damit nur im Kurzzeitbereich relevant [126]. Die statische Rotorwinkelstabilität wird in Abschnitt 3.2.3 detailliert analysiert.
- Frequenzstabilität bezeichnet die Fähigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems, die stationäre Netznennfrequenz  $f_n = 50$  Hz während und nach Störungen beizubehalten bzw. wiederherzustellen. Dies umfasst wesentlich das Gleichgewicht zwischen eingespeister und entnommener Wirkleistung. Da insbesondere die rotierenden Elemente der Synchrongeneratoren einen Speicher kinetischer Energie darstellen, kommt es bei Wirkleistungsungleichgewichten im AC-System zu Wirkleistungsabgaben -bzw. aufnahmen. Diese resultieren in Frequenzänderungen. Zur Wahrung der Frequenzstabilität



Abbildung 3.3.: Klassifizierung der AC-Systemstabilität im elektrischen Energieversorgungssystem nach beeinflusstem Betriebsparameter, Größe der Störung und Dauer der Ausgleichsvorgänge sowie dem auslösenden Betriebsmittel, angelehnt an [82, 126]

muss ausreichend Regelreserveleistung vorgehalten werden, wobei als Letztmaßnahme auch Verbraucherlasten abgeschaltet werden können. Aufgrund der Trägheit der Synchrongeneratoren wird die Frequenzstabilität in der Regel im Langzeitbereich untersucht. Zudem ist sie insbesondere bei Großsignalstörungen relevant, sodass sie nachfolgend nicht weiter betrachtet wird [126].

Spannungsstabilität bezeichnet die Fähigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems, die Knotenspannungen im zulässigen Toleranzband zu halten. Dies umfasst wesentlich das Verhalten der Verbraucherlasten, etwa nach Spannungseinbrüchen. Untersuchungen zur Spannungsstabilität unterscheiden wesentlich zwischen Betrachtungen im Kurzzeit- und im Langzeitbereich. Da im Kurzzeitbereich insbesondere schnelle Spannungseinbrüche relevant sind, werden diese nicht dem stationären Systembetrieb zugerechnet und nicht betrachtet [126]. Die Spannungsstabilität im Langzeitbereich wird in Abschnitt 3.2.2 ausführlich beschrieben.

Die Unterscheidung zwischen Rotorwinkel- und Spannungsstabilität wird nicht basierend auf der Trennung zwischen Wirk- und Blindleistungsbilanz getroffen. Stationär lässt sich zwar ein dominanter Zusammenhang zwischen der übertragenen



Abbildung 3.4.: Klassifizierung der DC-Systemstabilität im elektrischen Energieversorgungssystem nach auftretenden Effekten, angelehnt an [106]

Wirkleistung und den Winkeln der komplexen Knotenspannungen sowie der übertragenen Blindleistung und den Beträgen der komplexen Knotenspannungen ableiten. Insbesondere in Situationen mit einer hohen Systemauslastung kann allerdings auch die geringer ausgeprägte Abhängigkeit zwischen Wirkleistungsübertragung und Spannungsbeträgen bzw. Blindleistungsübertragung und Spannungswinkeln einen kritisch Einfluss aufweisen [126].

Eine vergleichbare Definition nach [126] liegt für das DC-System in der Literatur bisher nicht vor [129]. Vergleichbar zum AC-System können im DC-System jedoch ähnliche Effekte beobachtet werden. Eine mögliche Einteilung ist in Abbildung 3.4 gezeigt [106].

Im Gegensatz zum AC-System ergibt sich im DC-System eine Korrelation der Knotenspannungen zum Wirkleistungsgleichgewicht. Diese bedingt sich durch die Gleichstromcharakteristik, womit die übertragene Wirkleistung direkt proportional zu den Spannungsbeträgen an den DC-Sammelschienen ist. Ein Ungleichgewicht in der DC-seitigen Wirkleistungsbilanz wirkt sich direkt auf die Spannungsbeträge aus. Analog zum AC-System kann zwischen Kleinsignal- und Großsignalstörungen unterschieden werden [130–132]. Treten Kleinsignalstörungen auf, führen diese je nach eingesetzter Regelungseinrichtung in den Umrichtern zu einer direkten und sehr schnellen Modifikation der übertragenen Wirkleistung  $P_{\rm U,de}$  und der DC-seitigen Spannung  $U_{\rm U,de}$ . Daher bildet sich unmittelbar ein neuer stationärer Arbeitspunkt aus.

Weiterhin kann es im DC-System zu Leistungspendelungen kommen, die durch Interaktionen der Regelungseinrichtungen der Umrichter beeinflusst werden [133]. Diese sind vergleichbar zu Leistungspendelungen im AC-System, welche im Rahmen der Rotorwinkelstabilität des AC-Systems betrachtet werden.

## 3.2.2 Spannungsstabilität

Nachfolgend wird zunächst eine genauere Definition der Spannungsstabilität dargelegt, ehe die physikalischen Grundlagen dazu erläutert werden. Abschließend wird auf weitere Einflussfaktoren der Spannungsstabilität eingegangen.

## Definition der Spannungsstabilität

Aufbauend auf der zuvor angeführten allgemeinen Definition der Systemstabilität bestimmt die IEEE/CIGRE Joint Task Force:

Voltage stability refers to the ability of a power system to maintain steady voltages at all buses in the system after being subjected to a disturbance from a given initial operating condition [126].

Spannungsstabilität wird definiert als Fähigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems, stabile Knotenspannungen an allen Sammelschienen des Systems zu wahren, nachdem das System einer Störung ausgesetzt war. Diese Definition weist damit Ähnlichkeit zum Begriff der Spannungshaltung auf, die als stationäres Kriterium die Einhaltung der zulässigen Toleranzbänder für die Knotenspannungen fordert [134]. Eine darüber hinausgehende Definition kann wie folgt vorgenommen werden:

Voltage instability stems from the attempt of load dynamics to restore power consumption beyond the capability of the combined transmission and generation system [82].

Spannungsstabilität bezieht sich auf das Verhalten der Verbraucherlasten und deren Selbstregeleffekt. Dieser beschreibt das inhärente Verhalten von Verbraucherlasten bei einer Anpassung des Lastbezugs nach einer Änderung der Knotenspannung am Netzanschlusspunkt. Verbraucherlasten versuchen, den reduzierten Lastbezug wiederherzustellen. Wird dabei die maximal übertragbare Leistung des Stromnetzes zur Verbraucherlast überschritten, tritt Instabilität auf. Charakteristisch beschrieben wird diese durch weiträumige, unkontrollierbare Abnahmen der Knotenspannungen. Schlagen stabilisierende Maßnahmen des ÜNBs wie spannungsbedingter Redispatch fehl, kommt es zum sog. Spannungskollaps. In diesen Fall schalten Unterspannungsoder Überstromschutzsysteme die betroffenen Betriebsmittel ab [82, 135].

#### Physikalische Beschreibung

Zur physikalischen Beschreibung der Spannungsstabilität wird ein Testsystem zur Versorgung einer Verbraucherlast über eine Stichleitung aus einem starren Übertragungsnetz betrachtet. Für die folgenden Erläuterungen werden bezogene Größen verwendet, die auf die Bezugswerte  $S_{\text{base}} = 100 \text{ MVA}$  und  $U_{\text{base}} = 400 \text{ kV}$  bezogen sind. Die Verbraucherlast weist den Lastbezug  $\underline{S}_{\text{L}} = P_{\text{L}} + \mathbf{j} \cdot Q_{\text{L}}$  auf, der der übertragenen Leistung  $\underline{S}_{\text{N}} = P_{\text{N}} + \mathbf{j} \cdot Q_{\text{N}} = \underline{S}_{\text{L}}$  entspricht. An der Verbraucherlast liegt die Spannung  $\underline{U}_{\text{L}}$  an. Das Verhalten der Verbraucherlast lässt sich als Impedanz nachbilden, sodass für die äquivalente Impedanz des Verbrauchers  $\underline{Z}_{\text{L}} = Z_{\text{L}} \cdot e^{\mathbf{j} \cdot \varphi_{\text{L}}} = U_{\text{L}}^2 / \underline{S}_{\text{L}}^*$  gilt. Die Leitung weist die Impedanz  $\underline{Z}_{\text{N}} = R_{\text{N}} + \mathbf{j} \cdot X_{\text{N}} = Z_{\text{N}} \cdot e^{\mathbf{j} \cdot \varphi_{\text{N}}}$  auf und wird aus dem starren Übertragungsnetz mit der konstanten Spannung  $\overline{\underline{U}}_{\text{N}} = 1,025$  pu gespeist. Der zugehörige Aufbau ist in Abbildung 3.5 gezeigt, wobei für die Freileitung der Typ 243-AL1/39-ST1A mit einer Länge von  $\ell_{\text{N}} = 100 \text{ km}$  angenommen wird. Die Leitungsparameter  $\overline{R}_{\text{N}} = 1,875 \cdot 10^{-3}$  pu und  $\overline{X}_{\text{N}} = 1,625 \cdot 10^{-2}$  pu sind unter Vernachlässigung des Kapazitätsbelags [136] entnommen.

Für die mathematische Beschreibung der stationären Betriebsparameter der Verbraucherlast, d.h. der Spannung  $U_{\rm L}$ , des Stroms  $I_{\rm L}$  und der Wirkleistung  $P_{\rm L}$ , können die Beziehungen nach (3.2) hergeleitet werden. Diese sind in Abbildung 3.6 für eine Änderung des Betrags der Verbraucherimpedanz  $Z_{\rm L}$  bei konstantem Leistungsfaktor  $\cos(\varphi_{\rm L}) = 0,95_{\rm ind}$  graphisch dargestellt [71].

$$\overline{I}_{\rm L} = \frac{1}{\sqrt{F}} \cdot \frac{\overline{U}_{\rm N}}{\overline{Z}_{\rm N}} \tag{3.2a}$$

$$\overline{U}_{\rm L} = \frac{1}{\sqrt{F}} \cdot \frac{\overline{Z}_{\rm L}}{\overline{Z}_{\rm N}} \cdot \overline{U}_{\rm N}$$
(3.2b)

$$\overline{P}_{\rm L} = \frac{\overline{Z}_{\rm L}}{F} \cdot \left(\frac{\overline{U}_{\rm N}}{\overline{Z}_{\rm N}}\right)^2 \cdot \cos\left(\varphi_{\rm L}\right)$$
(3.2c)

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{\rm L}}{Z_{\rm N}}\right)^2 + 2 \cdot \frac{Z_{\rm L}}{Z_{\rm N}} \cdot \cos\left(\varphi_{\rm L} + \varphi_{\rm N}\right)$$
(3.2d)

Ausgehend vom Leerlaufpunkt bei offenen Klemmen für  $Z_{\rm L} \rightarrow \infty$  erhöht sich die übertragene Wirkleistung  $P_{\rm N} = P_{\rm L}$  zunächst mit einer Reduktion der Verbraucherimpedanz  $Z_{\rm L}$ . Gleichzeitig steigt der Strom  $I_{\rm L}$  an, womit wegen des Spannungsfalls über der Leitungsimpedanz  $Z_{\rm N}$  auch die Spannung über der Verbraucherimpedanz  $U_{\rm L}$  absinkt. Die maximal übertragbare Leistung  $P_{\rm N,maxLstg}$  wird bei Leistungsanpassung erreicht, d.h. wenn  $Z_{\rm L} = Z_{\rm N}$  gilt. Wird die Verbraucherimpedanz  $Z_{\rm L}$  über die



Abbildung 3.5.: Aufbau des Testsystems zur Versorgung einer Verbraucherlast aus einem starren Übertragungsnetz über eine Freileitung des Typs 243-AL1/39-ST1A, angelehnt an [71]

Leistungsanpassung hinaus reduziert, sinkt die übertragene Wirkleistung  $P_N$  ab. Dies führt zu einer weiteren Reduktion der Spannung  $U_1$ .

Eine darüber hinausgehende Leistungsanforderung des Verbrauchers  $P_{\rm L} > P_{\rm N,maxLstg}$ , die mit  $z_{\rm N}/z_{\rm L} > 1$  einhergeht, führt aufgrund des Selbstregeleffekts der Verbraucherlast zu keinem stabilen Arbeitspunkt mehr. Nach (2.11) bewirkt die reduzierte Spannung  $U_{\rm L}$  zunächst eine Reduktion des Lastbezugs  $P_{\rm L}$ . Dem entgegen ergibt sich allerdings nach (2.12), dass der Selbstregeleffekt der Verbraucherlast zu einer Wiederherstellung der vom Verbraucher angeforderten Wirkleistung  $P_{\rm L}$  führt. Dies ergibt eine weitere Reduktion der Verbraucherimpedanz  $Z_{\rm L}$ , sodass auch die übertragbare Wirkleistung  $P_{\rm N}$  weiter absinkt. Die übertragbare Wirkleistung  $P_{\rm N}$  und die angeforderte Wirkleistung  $P_{\rm L}$  divergieren, was für Arbeitspunkte mit  $z_{\rm N}/z_{\rm L} > 1$  Instabilität bedeutet [71, 82].

In Abbildung 3.6 sind beispielhaft für  $\overline{P}_{\rm L} = 20$  pu die beiden theoretisch möglichen Arbeitspunkte dargestellt. Gemäß den Vorüberlegungen kann sich bei einer Erhöhung der Verbraucherlast ausgehend vom Leerlauf nur der linke stabile Arbeitspunkt einstellen. Demgegenüber kann der rechte instabile Arbeitspunkt hingegen nicht erreicht werden. Der Punkt bei Leistungsanpassung stellt die maximale übertragbare Leistung  $P_{\rm N,maxLstg}$  dar und wird auch als Kipppunkt bzw. kritischer Punkt bezeichnet [71, 82].

Abbildung 3.6 macht im Gegensatz zur eingangs beschriebenen Definition nach [126] auch die getroffene Unterscheidung zwischen einem zulässigen und einem stabilen Arbeitspunkt deutlich. Der stabile Arbeitspunkt weist eine Knotenspannung von  $\overline{U}_{\rm L} = 0,86$  pu auf und liegt unterhalb der Knotenspannung des starren Übertragungsnetzes  $\overline{U}_{\rm N}$ . Es folgt, dass abhängig vom geltenden Spannungstoleranzband ein stabiler Arbeitspunkt nicht notwendigerweise zulässig sein muss. Zudem wurden in



**Abbildung 3.6.**: Übertragungsverhalten einer Verbraucherlast im Testnetz nach Abbildung 3.5, dargestellt über die Veränderung der Spannung  $\overline{U}_L$ , Strom  $\overline{I}_L$  und Wirkleistung  $\overline{P}_L$  in Abhängigkeit der Änderung des Betrags der Verbraucherimpedanz  $\overline{Z}_L$  für die Bezugswerte  $S_{\text{base}} = 100 \text{ MVA}$  und  $U_{\text{base}} = 400 \text{ kV}$ , angelehnt an [71]

diesem Beispiel die thermischen Stromtragfähigkeiten der leistungsübertragenden Betriebsmittel nicht berücksichtigt.

Die Bewertung der Spannungsstabilität wird in der Literatur häufig über sog. Nasenkurven der Netzstationen vorgenommen. Diese entsprechen den PU-Kurven, welche sich durch Umformung von (3.2) in (3.3) unter Vernachlässigung des ohmschen Widerstandsbelags sowie Einführung des Blindleistungslastbezugs  $Q_{\rm L}$  ergeben. Im Ergebnis stellen die PU-Kurven alle rechnerisch möglichen Arbeitspunkte von  $U_{\rm L}$  in Abhängigkeit der übertragenen Wirkleistung  $P_{\rm L} = P_{\rm N}$  dar. In Abbildung 3.7 sind für die Versorgung der Verbraucherlast aus Abbildung 3.5 beispielhafte PU-Kurven für verschiedene Leistungsfaktoren  $\cos(\varphi_{\rm L})$  gezeigt. Hierbei wird eine verlustlose Leitung mit  $\underline{Z}_{\rm N} = \mathbf{j} \cdot X_{\rm N}$  betrachtet, zudem ergibt sich der Blindleistungsbezug der Verbraucherlast  $Q_{\rm L}$  zu  $Q_{\rm L} = P_{\rm L} \cdot \sqrt{1/\cos(\varphi_{\rm L})^2 - 1}$  [71, 82, 137].

$$\overline{U}_{\rm L} = \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \overline{U}_{\rm N}^2 - \overline{Q}_{\rm L} \cdot \overline{X}_{\rm N}} \pm \sqrt{\frac{1}{4} \cdot \overline{U}_{\rm N}^4 - \overline{P}_{\rm L}^2 \cdot \overline{X}_{\rm N}^2 - \overline{Q}_{\rm L} \cdot \overline{X}_{\rm N} \cdot \overline{U}_{\rm N}^2}$$
(3.3)



**Abbildung 3.7.:** PU-Kurven zur Bewertung der Spannungsstabilität unter Berücksichtigung verschiedener Leistungsfaktoren  $\cos(\varphi_L)$ , dem stationären spannungsabhängigen Wirkleistungsbezug der Verbraucherlast sowie dem Spannungstoleranzband für die Versorgung der Verbraucherlast aus Abbildung 3.5, angelehnt an [82, 126]

Analog zu Abbildung 3.6 verdeutlicht Abbildung 3.7 für das Testsystem aus Abbildung 3.5, dass für einen gegebenen Wirkleistungsbezug  $P_{L,0} < P_{N,maxLstg}$  theoretisch zwei Lösungen existieren. Die Trennlinie zwischen stabilen und instabilen Arbeitspunkten wird durch die Ortskurve der Kipppunkte gebildet. Sie markiert gleichzeitig die maximal übertragbare Leistung  $P_{N,maxLstg}$  sowie die zugehörige kritische Spannung  $U_{L,maxLstg}$ , bei der der Spannungskollaps eintritt. Darüber hinaus ist in Abbildung 3.7 der spannungsabhängige Wirkleistungsbezug der Verbraucherlast  $P_L$  gemäß (2.13) berücksichtigt. Der stationäre Arbeitspunkt stellt sich am Gleichgewichtspunkt zwischen spannungsabhängiger Wirkleistungsbezug der Verbraucherlast  $P_L$  und spannungsabhängiger Wirkleistungsübertragung  $P_N$  ein [65, 82].

Abbildung 3.7 zeigt zudem den Einfluss des Leistungsfaktors  $\cos(\varphi_L)$  auf. Es ist ersichtlich, dass sowohl die maximal übertragbare Leistung  $P_{N,maxLstg}$  als auch die kritische Spannung  $U_{L,maxLstg}$  ansteigen, wenn der Leistungsfaktor kapazitiv wird. Dies entspricht der zunehmenden Einspeisung induktiver Blindleistung und wirkt

spannungsstützend. Der resultierende Leistungsfaktor  $\cos(\varphi_L)$  analog zur bezogenen Blindleistung  $Q_L$  bzw. der bezogenen Wirkleistung  $P_L$  entspricht der Aggregation aller unterlagerten Betriebsmittel in der jeweiligen Netzstation. Somit ist es möglich, den Leistungsfaktor etwa durch den Einsatz von Kompensationsanlagen gezielt zu beeinflussen. Wird der Leistungsfaktor allerdings stark kapazitiv, kann die kritische Spannung  $U_{L,maxLstg}$  auch innerhalb des erlaubten Spannungstoleranzbandes liegen. Im gezeigten Beispiel ist dies für Leistungsfaktoren  $\cos(\varphi_L) \leq 0,877_{kap}$  der Fall. Diese Situation ist gefährlich, da die Einhaltung des Spannungstoleranzbandes in diesem Fall keine Absicherung gegen einen eventuellen Spannungskollaps darstellt [65, 82, 138].

#### Einflussfaktoren auf die Spannungsstabilität

Verbraucherlasten sind der zentrale Treiber von Spannungsinstabilitäten. Das vorgestellte Beispiel stellt einen stark vereinfachten Fall da. In realen Übertragungsnetzen ergeben sich weitere Einflussfaktoren, die aus dem jeweiligen Einspeise- und Lastbetriebsfall sowie dem Verhalten der Betriebsmittel resultieren [65, 139, 140].

- Freileitungen und Kabel: Freileitungen verhalten sich bei Schwachlast kapazitiv, bei Belastungen oberhalb der natürlichen Leistung induktiv. Im Gegensatz dazu werden Kabel unterhalb der natürlichen Leistung betrieben und wirken kapazitiv. Bei beiden Leitungstypen erhöhen sich die Leitungsparameter mit der Länge der Leitung linear. Insbesondere bei langen Freileitungen entsteht bei übernatürlicher Belastung ein erheblicher induktiver Blindleistungsbedarf [141, 142].
- Transformatoren: Transformatoren verhalten sich aufgrund ihres Aufbaus induktiv. Zudem sind sie in der Regel mit Stufenschaltern ausgestattet, die eine diskrete Spannungsregelung erlauben. Werden die Transformatoren zur Kopplung von unterlagerten Stromnetzen der Hochspannungsebene mit dem Übertragungsnetz eingesetzt, wird der Stufenschalter genutzt, um im unterlagerten Stromnetz ein möglichst konstantes Spannungsniveau einzustellen. Kommt es zu einer Spannungsreduktion im Übertragungsnetz, reduziert sich zunächst auch die Spannung im unterlagerten Stromnetz. Nach einer mechanisch bedingten zeitlichen Verzögerung des Stufenstellers stuft dieser, um die Spannung im unterlagerten Stromnetz wieder auf das alte Spannungsniveau anzuheben. Wie bereits in Abschnitt 2.3.2 beschrieben, bewirkt dies im Übertragungsnetz einen höheren Blindleistungsbedarf. In kritischen Situationen kann der Stufenschalter durch fortgesetztes Schalten auch eine Spannungsinstabilität verursachen [143].

- HGÜ-Systeme: HGÜ-Systeme übertragen Wirkleistung mittels Gleichstromtechnologie, sodass für die Leistungsübertragung zwischen den Umrichtern keine Blindleistung zum Auf- und Abbau magnetischer und elektrischer Felder benötigt wird. Dies wurde in Abschnitt 2.4 beschrieben. Zum einen lässt sich mittels HGÜ-Systemen das AC-System entlasten, wenn HGÜ-Systeme parallel zu diesem eingesetzt werden. Zum anderen können die HGÜ-Systeme durch geeignete Regelungseinrichtungen im Rahmen ihres Betriebsdiagramms dem AC-System induktive und kapazitive Blindleistung zur Verfügung stellen. Darüber lässt sich eine kontinuierliche Spannungsregelung am Netzanschlusspunkt implementieren [106, 144, 145].
- Kompensationsanlagen: Serielle und parallele Kompensationsanlagen stellen abhängig von Bauform und Ausführung kontinuierlich oder diskret Blindleistung zur Verfügung. Sie können damit gezielt eingesetzt werden, um die Blindleistungsbilanz des Stromnetzes lokal zu stützen. Dies verbessert, wie in Abbildung 3.7 gezeigt, sowohl die Spannungshaltung, als auch die Spannungsstabilitätsmarge [138].
- Netzstruktur: Die leistungsübertragenden Betriebsmittel bilden in ihrer Gesamtheit die Netzstruktur. Insbesondere in ausgedehnten oder schwach vermaschten Übertragungsnetzen kann es zu Übertragungsaufgaben kommen, die basierend auf den Leitungsreaktanzen  $X_{Ltg}$  bereits einen hohen Blindleistungsbedarf verursachen. In diesem Fall kann der Ausfall eines Betriebsmittels das System in die Nähe der Spannungsstabilitätsgrenze bringen [120, 121].
- EZA: Konventionelle EZA bzw. die darin eingesetzten Synchrongeneratoren können im Rahmen ihres Betriebsdiagramms die Blindleistungseinspeisung einstellen. Dies erlaubt eine kontinuierliche Spannungsregelung. Bei Einspeise- und Lastbetriebsfällen, die eine hohe Auslastung der Synchongeneratoren ergeben, kann die notwendige Blindleistungsbereitstellung wegen der einzuhaltenden Betriebsgrenzen auch kritisch sein [81]. EE-Anlagen müssen laut aktueller Netzanschlussrichtlinien Regelungseinrichtungen aufweisen, um die Knotenspannung am Netzanschlusspunkt zu regeln. Im Rahmen der Arbeit sind insbesondere über Umrichter angeschlossene Windparks relevant.
- Übertragungsaufgabe: In realen Übertragungsnetzen ergibt sich die Übertragungsaufgabe elektrischer Energie als Ergebnis des Einspeise- und Lastbetriebsfalls über die leistungsübertragenden Betriebsmittel. Insbesondere ist die Verteilung von EZA und Verbraucherlasten relevant. Je nach Übertragungsaufgabe können sich damit sehr weiträumige Übertragungsstrecken ergeben. Der resultierende Blindleistungsbedarf der Betriebsmittel muss ausgeglichen werden.

Andernfalls resultieren unzulässige Spannungsfälle sowie nach Abbildung 3.7 eine Reduktion der maximal übertragbaren Leistung  $P_{N,maxIstg}$  [23].

Netzplanung, Netzbetriebsplanung und operativer Netzbetrieb: Analog zu den zuvor vorgestellten Einflussmöglichkeiten der ÜNB auf den stationären Arbeitspunkt ergeben sich auch Einflussmöglichkeiten auf die Spannungsstabilität. Bei Betriebsfällen, die eine Gefährdung der Spannungsstabilität durch eine ungenügend gedeckte Blindleistungsbilanz mit sich führen, können die ÜNB mit Schaltmaßnahmen oder auch spannungsbedingtem Redispatch versuchen, die Blindleistungsbilanz zu verbessern [119, 122, 146].

#### 3.2.3 Rotorwinkelstabilität

Analog zur Beschreibung der Spannungsstabilität wird eine Definition der Rotorwinkelstabilität eingeführt. Anschließend werden die physikalischen Grundlagen an einem Testsystem erläutert. Abschließend wird auf Einflussfaktoren der Rotorwinkelstabilität eingegangen.

### Definition der Rotorwinkelstabilität

Die eingangs angeführte IEEE/CIGRE Joint Task Force definiert wie folgt:

Rotor angle stability refers to the ability of synchronous machines of an interconnected power system to remain in synchronism after being subjected to a disturbance. [...] Instability that may result occurs in the form of increasing angular swings of some generators leading to their loss of synchronism with other generators [126].

Rotorwinkelstabilität bezieht sich auf das dynamische Verhalten von Synchrongeneratoren. Die Auslenkungen der Rotorwinkel stellen gemäß (2.4a) ein Maß für die Belastung der jeweiligen Synchrongeneratoren da. Bleiben diese nach einer Störung synchron zueinander, ist Stabilität gewahrt. Synchronismus bezieht sich auf das zeitliche Verhalten der Rotorwinkel, deren relative Auslenkungen zueinander ein Maß für die gleichmäßige Auslastung aller Synchrongeneratoren und für die Stabilität darstellen. Wird ein Synchrongenerator durch eine Störung beeinflusst, treten aufgrund der elektromechanischen Ausgleichsvorgänge Rotorpendelungen auf. Diese können asymptotisch oder oszillatorisch verlaufen und verursachen im Falle einer ungenügenden Dämpfung ein Polschlüpfen der Synchrongeneratoren. Zur Vermeidung von Schäden muss der Synchrongenerator abgeschaltet werden [111, 112].

#### Physikalische Beschreibung

Zur physikalischen Verdeutlichung der Rotorwinkelstabilität wird ein einfaches Testsystem betrachtet. Dieses besteht aus einem Synchrongenerator, welcher die Leistung  $\underline{S}_{\rm G} = P_{\rm G} + \mathbf{j} \cdot Q_{\rm G}$  in ein starres Stromnetz einspeist. Ausgehend von der Erregerspannung  $\underline{U}_{\rm fd}$  wird im Stator die Spannung  $\underline{U}_{\rm St,fd} = U_{\rm St,fd} \cdot e^{\mathbf{j}\cdot\delta}$  induziert. Unter Vernachlässigung der Wirkleistungsverluste ist stationär die Statorimpedanz  $\underline{Z}_{\rm G} = \mathbf{j} \cdot X_{\rm d}$  wirksam, hinter der sich die Klemmenspannung des Synchrongenerators zu  $\underline{U}_{\rm G} = U_{\rm G} \cdot e^{\mathbf{j}\cdot\theta_{\rm G}}$  ergibt. Mathematisch lässt sich die Wirkleistungseinspeisung  $P_{\rm G}$  gemäß (2.4a) bestimmen. Die Wirkleistung  $P_{\rm G}$  in Abhängigkeit des Rotorwinkels  $\delta = \delta_{\rm int}$  ist in Abbildung 3.8 gezeigt, wobei ebenfalls die konstante mechanische Turbinenleistung  $P_{\rm T}$  eingetragen ist. Zunächst werden keine weiteren Regelungseinrichtungen wie AVR berücksichtigt, sodass die Erregerspannung  $U_{\rm fd}$  konstant ist [51].

Stationär herrscht zunächst ein Gleichgewichtszustand zwischen der mechanischen Turbinenleistung  $P_{T,0}$  und der Wirkleistungseinspeisung  $P_{G,0}$ . Der zugehörige Gleichgewichtszustand wird durch die Schwingungsgleichung (2.2) beschrieben und führt theoretisch zu zwei möglichen Arbeitspunkten AP 1 und AP 2 [51].

Zunächst wird eine Erhöhung der vom Stromnetz abgenommenen Wirkleistung  $P_{\rm N}^{\ddagger} = P_{\rm G}^{\ddagger} > P_{\rm G,0} = P_{\rm T,0}$  betrachtet, womit für den Rotorwinkel kurzzeitig  $\delta_{\rm AP1}^{\ddagger} > \delta_{\rm AP1}$ und  $\delta^{\ddagger}_{AP2} < \delta_{AP2}$  gilt. Nach der Schwingungsgleichung (2.2) wird der Synchrongenerator aufgrund der negativen Differenz  $M_{\rm m} - M_{\rm el} < 0$  abgebremst. Ausgehend von AP1 wird so der alte Gleichgewichtszustand in AP1 wiederhergestellt. Demgegenüber entfernt sich ausgehend von AP2 der Arbeitspunkt fortlaufend von seinem ursprünglichen Gleichgewichtszustand. Eine analoge Überlegung ergibt sich für eine Störung, bei der die vom Stromnetz abgenommene Wirkleistung  $P_{\rm N}^{\ddagger \pm} = P_{\rm G}^{\ddagger \pm} < P_{\rm G,0}$ reduziert wird. Kurzzeitig bewirkt dies für den Rotorwinkel  $\delta_{\rm AP1}^{\pm\pm} < \delta_{\rm AP1}$  und  $\delta_{AP2}^{\ddagger \ddagger} > \delta_{AP2}$  und aufgrund der nun positiven Abweichung  $M_{\rm m} - M_{\rm el} > 0$  wird der Rotor beschleunigt. Ausgehend von AP1 wird der Arbeitspunkt in den alten Gleichgewichtszustand zurückgeführt. Demgegenüber ergibt sich ausgehend von AP 2 eine fortlaufende Beschleunigung des Rotor, sodass schließlich Polschlüpfen auftritt. Die daraus folgenden Ausgleichsvorgänge des Rotorwinkels sind in Abbildung 3.8 durch Pfeile gekennzeichnet. Dementsprechend gilt AP 1 als stabiler und AP 2 als instabiler Arbeitspunkt [51, 67].

Instabilität eines einzelnen Synchrongenerators ergibt sich, wenn die Leistungsanforderung des Stromnetzes  $P_N$  die maximale Leistung  $P_{G,max}$  übersteigt. In diesem Fall resultiert  $P_N > P_G$ , wodurch sich im verlustlosen Fall ein Rotorwinkel von  $\delta > 90^\circ$  ergibt. Gemäß Abbildung 3.8 reduziert dies die eingespeiste Wirkleistung  $P_G$  weiter, sodass sich analog zu oben schließlich Polschlüpfen einstellt. Für die



**Abbildung 3.8.:** Wirkleistung  $\overline{P}_{G}$  eines Synchrongenerators am starren Netz in Abhängigkeit des Rotorwinkels  $\delta = \delta_{int}$  für die Parameter  $\overline{U}_{G} = 1,025 \text{ pu}, \overline{U}_{St,fd} = 1,035 \text{ pu}$  und  $\overline{X}_{d} = 1,81 \text{ pu}$  mit den Bezugswerten  $S_{base} = S_{rG} = 900 \text{ MVA}$  und  $U_{base} = 21 \text{ kV}$  unter Berücksichtigung des stationären Arbeitspunktes bei  $\overline{P}_{G,0} = \overline{P}_{T,0} = 0,4 \text{ pu}$  sowie zwei möglichen Störungen mit  $\overline{P}_{G}^{\ddagger} = 0,45 \text{ pu}$  und  $\overline{P}_{G}^{\ddagger\ddagger} = 0,35 \text{ pu},$  angelehnt an [51, 67, 71]

statische Stabilität des ungeregelten Synchrongenerators muss (3.4) gewahrt sein, was analog zu Forderung an die theoretische Stabilitätsgrenze  $\delta_{int,TS} \leq 90^{\circ}$  ist. In der Praxis wird unter Rücksichtnahme auf die Großsignalstabilität in der Regel eine kleinere praktische Stabilitätsgrenze gewählt, die im Rahmen dieser Arbeit zu  $\delta_{int,PS} \leq 70^{\circ}$  angenommen wird. Dies beschränkt Wirk- und Scheinleistungseinspeisung im Betriebsdiagramm gemäß Abbildung 2.4 [51, 67].

$$\frac{\mathrm{d}P_{\mathrm{G}}(\delta)}{\mathrm{d}\,\delta} > 0 \tag{3.4}$$

Ausgleichsvorgänge nach Störungen ergeben sich in Form von Rotorpendelungen, die maßgeblich vom elektrischen Drehmoment beeinflusst werden. Dieses kann linearisiert in zwei Bestandteile nach (3.5) unterschieden werden. Das synchronisierende elektrische Drehmoment  $M_{\text{Synch}}(\Delta\delta)$  liegt in Phase mit der Änderung des Rotorwinkels  $\Delta\delta$ . Demgegenüber beschreibt  $M_{\text{Damp}}(\Delta\omega_{\text{el}})$  das dämpfende elektrische Drehmoment, welches in Phase mit der Änderung der elektrischen Winkelgeschwindigkeit  $\Delta\omega_{\text{el}}$  liegt.

$$M_{\rm el} = M_{\rm Synch} \left(\Delta\delta\right) + M_{\rm Damp} \left(\Delta\omega_{\rm el}\right) = k_{\rm Synch} \cdot \Delta\delta + k_{\rm Damp} \cdot \Delta\omega_{\rm el}$$
(3.5)

Das synchronisierende Drehmoment  $M_{\text{Synch}}$  beschreibt die Kopplung zwischen den magnetischen Flüssen in Rotor und Stator, welche über den Luftspalt verbunden sind. Ein hohes synchronisierendes Drehmoment  $M_{\text{Synch}}$  reduziert die Änderung des Rotorwinkels  $\Delta\delta$  und verringert das Risiko des Polschlüpfens. In Abbildung 3.8 ist das Produkt  $\omega_{\text{el},0} \cdot M_{\text{Synch}}$  eingetragen, welches mit zunehmenden Rotorwinkel  $\delta$  abnimmt. Demgegenüber beschreibt das dämpfende Drehmoment  $M_{\text{Damp}}$  den Einfluss der Erregerspannung  $U_{\text{fd}}$  auf die elektrische Winkelgeschwindigkeit  $\omega_{\text{el}}$ . Das dämpfende Drehmoment wird zudem von den in den Dämpferwicklungen induzierten Spannungen positiv beeinflusst [127, 147, 148]. Vernachlässigt wird zunächst, dass sich auch bei als konstant angenommener Erregerspannung  $\Delta U_{\text{fd}} = 0$  die im Stator induzierte Erregerspannung abhängig von der Änderung des Rotorwinkels  $\Delta U_{\text{St,fd}}(\Delta\delta)$  in Phase mit der Änderung der Winkelgeschwindigkeit  $\Delta \omega_{\text{el}}$  ändert. Dies erhöht das dämpfende Drehmoment [127].

Darauf aufbauend kann die Schwingungsgleichung (2.2) genutzt werden, um das zeitliche Verhalten des Rotorwinkels zu bestimmen. Hierzu wird (2.2) mit (3.5) erweitert, sodass die homogene lineare Differentialgleichung (DGL) zweiter Ordnung zu (3.6) folgt.

$$k_{1} \cdot \frac{\mathrm{d}^{2} \delta(t)}{\mathrm{d}t^{2}} + k_{\mathrm{Damp}} \cdot \frac{\mathrm{d}\delta(t)}{\mathrm{d}t} + k_{\mathrm{Synch}} \cdot \delta(t) = 0 \qquad (3.6)$$
  
mit  $k_{1} = \frac{2 \cdot H}{\omega_{0}}$ 

Die Lösung der DGL zweiter Ordnung ergibt sich im Zeitbereich zu (3.7) [149].

$$\delta(t) = e^{-k_{Ab} \cdot t} \cdot \left( \frac{1}{\omega_{D}} \cdot \left( \underbrace{\frac{d\delta_{0}}{dt}}_{=\omega_{el}} + k_{Ab} \cdot \delta_{0} \right) \cdot \sin(\omega_{D} \cdot t) + \delta_{0} \cdot \cos(\omega_{D} \cdot t) \right)$$
(3.7)

mit 
$$k_{Ab} = \frac{k_{Damp}}{2 \cdot k_1}$$
  
 $\omega_D = \sqrt{\frac{k_{Synch}}{k_1} - k_{Abkl}}$ 

Als Startbedingungen können ohne Beschränkung der Allgemeinheit  $d\delta_0/dt = \omega_{\rm el} = 50 \,\mathrm{Hz}$  sowie  $\delta_0 = 0$  angenommen werden. In Abbildung 3.9 sind die charakteristischen Verläufe des Rotorwinkels  $\delta(t)$  für verschiedene Kombinationen der hier als konstant angenommenen Anteile des synchronisierenden und des dämpfenden elektrischen Drehmoments gezeigt. Fall 1 ergibt sich für  $k_{\rm Damp} = 0, 2s$  und  $\overline{k}_{\rm Synch} = 10 \,\mathrm{pu}$ , Fall 2 für  $k_{\rm Damp} = 0, 2s$  und  $\overline{k}_{\rm Synch} = -10 \,\mathrm{pu}$  und Fall 3 für  $k_{\rm Damp} = -0, 2s$  und  $\overline{k}_{\rm Synch} = 10 \,\mathrm{pu}$ . Vereinfachend wird auf die Darstellung des Polschlüpfens bei  $\delta(t) > 180^\circ$  verzichtet.

Sind in Fall 1 sowohl das dämpfende als auch das synchronisierende elektrische Drehmoment positiv, nimmt die Schwingungsamplitude ab, sodass schließlich ein stationärer Zustand erreicht wird. Dieser Fall ist stabil. In Fall 2 vergrößert sich der Rotorwinkel  $\delta(t)$  kontinuierlich, bis schließlich der Synchronismus verloren geht. Dies liegt im negativen Anteil des synchronisierenden Moments begründet und wird als nicht-oszillatorische oder aperiodische Instabilität bezeichnet. In Fall 3 ist das Verhalten des Rotorwinkels in der ersten Phasendauer stabil, wird allerdings aufgrund der anwachsenden Schwingungen instabil. Dies liegt am negativen dämpfenden Moment und wird als oszillatorische Instabilität bezeichnet [71].

In realen elektrischen Energieversorgungssystemen sind die Synchrongeneratoren über Blocktransformatoren mit dem Übertragungsnetz verbunden. Das Übertragungsnetz stellt eine elektrische Kopplung zwischen den Betriebsmitteln her. Die Rotorpendelungen des einzelnen Synchrongenerators werden vom elektrischen Verhalten der anderen Synchrongeneratoren sowie weiterer Betriebsmittel beeinflusst. Bedingt durch die Abhängigkeit der eingespeisten Leistung <u>S</u><sub>G</sub> vom Rotorwinkel  $\delta$  gemäß (2.4) führen Rotorpendelungen zu Leistungs- bzw. Spannungspendelungen, die über das Stromnetz übertragen werden. Rotor-, Spannungs- und Leistungspendelungen werden nachfolgend allgemeingültiger als Moden bezeichnet. Die



**Abbildung 3.9.:** Zeitlicher Verlauf des Rotorwinkels  $\delta(t)$  als Lösung von (3.6) für  $\omega_0 = 50 \,\text{Hz}$  und  $H = 4 \,\text{s}$  für die Fälle 1, 2 und 3, angelehnt an [71]

charakteristische Größe dieser Moden ist deren Frequen<br/>z $f_{\rm rot}.$ Daraus folgt die nachfolgende Klassifizierung [71, 150, 151]:

- Inter Area Modes (IAM): Pendelungen dieser Art werden nachfolgend als globale Pendelungen bezeichnet und weisen Frequenzen zwischen  $f_{\rm rot} = 0, 1...0, 7$  Hz auf. Inter Area Modes bilden sich üblicherweise zwischen räumlich entfernt liegenden Teilnetzgebieten aus, die nur schwach miteinander gekoppelt sind. Innerhalb der Teilnetzgebiete liegt hingegen eine enge Kopplung zwischen den beteiligten Synchrongeneratoren vor, sodass diese in Phase schwingen. Werden durch diese Pendelungen Betriebsmittel überlastet, kann es zu Abschaltungen bzw. auch zu Teilnetzbildungen kommen [152, 153].
- Local Modes (LM): Lokale Pendelungen schwingen mit Frequenzen zwischen  $f_{\rm rot} = 0, 7...2$  Hz und bilden sich zwischen einer Generatorgruppe und dem restlichen System aus. Diese sind insbesondere kritisch, wenn einzelne Synchrongeneratoren nur über weite Übertragungsstrecken mit dem restlichen System verbunden und zudem bereits hoch ausgelastet sind [153].
- Inter Unit Modes: Pendelungen innerhalb eines Kraftwerks treten üblicherweise bei Frequenzen zwischen  $f_{\rm rot} = 1, 5...3$  Hz auf und breiten sich zwischen den Synchrongeneratoren des Kraftwerks aus.

- Torsional Modes: Torsionale Rotorpendelungen weisen Frequenzen oberhalb von  $f_{\rm rot} \geq 5\,\rm Hz$  auf und treten innerhalb eines Synchrongenerators zwischen Stator, Rotorwelle und Turbine auf. Wird die mechanische Eigenfrequenz des Generatorstrangs getroffen, so kann es zu subsynchronen Resonanzen kommen [51]. Da diese Problematik allerdings eher mechanischer Natur ist, wird sie nicht weiter betrachtet.
- Control Modes: Als fünfte Art möglicher Pendelungen existieren Control Modes, die keinen charakteristischen Frequenzbereich aufweisen. Sie sind auf schlecht abgestimmte Regelungseinrichtungen von Synchrongeneratoren, HGÜ-Systemen oder Kompensationsanlagen zurückzuführen, die sich gegenseitig aufschwingen können [154].

## Einflussfaktoren auf die Rotorwinkelstabilität

Rotorwinkelstabilität wird zentral vom dynamischen Verhalten der Synchrongeneratoren bestimmt. Hinzu kommen weitere Einflussfaktoren wie etwa Regelungseinrichtungen, die das Pendelungsverhalten des Gesamtsystems beeinflussen. [137, 153]

Spannungsregler des Synchrongenerators: Zur Regelung der Spannung an den Generatorklemmen werden in der Regel AVR eingesetzt. Diese ändern abhängig von der Sollwertabweichung der Klemmenspannung  $\Delta U_{G} = U_{G} - U_{G}^{ref}$  die Erregerspannung  $U_{\rm fd}$  derart, dass die im Stator induzierte Erregerspannung  $U_{\rm St,fd}$  die Sollwertabweichung  $\Delta U_{\rm G}$  kompensiert. Die Änderung der Erregerspannung  $\Delta U_{fd} (\Delta U_G)$  ergibt sich für statische Erregersysteme in Phase zur Änderung des Rotorwinkels  $\Delta\delta$ , sodass dies das synchronisierende Drehmoment M<sub>Synch</sub> erhöht. Gleichzeitig ergibt sich für die Änderung der im Stator induzierten Erregerspannung abhängig von der Änderung der Erregerspannung  $\Delta U_{\text{st fd}} (\Delta U_{\text{fd}})$ , dass diese in Phasenopposition zur Änderung der Winkelgeschwindigkeit  $\Delta \omega_{_{
m el}}$  liegt. Dies wirkt dem Einfluss der Änderung der im Stator induzierten Erregerspannung abhängig von der Änderung des Rotorwinkels  $\Delta U_{\text{St fd}}(\Delta \delta)$  entgegen. Während  $\Delta U_{\text{St fd}}(\Delta \delta)$  das dämpfende Drehmoment  $M_{\text{Damp}}$  verbessert, verringert  $\Delta U_{\text{St.fd}} \left( \Delta U_{\text{fd}} \right)$  dieses. Überwiegt  $\Delta U_{\text{St fd}}(\Delta U_{\text{fd}}) > \Delta U_{\text{St fd}}(\Delta \delta)$ , so wird das dämpfende Drehmoment negativ und oszillatorische Instabilität resultiert. Im Sinne einer schnellen Reaktion auf transiente Änderungen der Klemmenspannung  $U_G^{\text{ref}}$  werden insbesondere hohe Werte der Erregerkonstanten  $k_{AVB}$  angestrebt [71]. Da diese insbesondere  $\Delta U_{\text{St,fd}}(\Delta U_{\text{fd}})$  beeinflussen, erhöht sich mit steigender Erregerkonstante  $k_{\text{AVR}}$  auch das Risiko einer Instabilität [127].

- Pendelungsdämpfungsgerät des Synchrongenerators: PSS werden als zusätzliche Regelungseinrichtungen zu AVR bei Synchrongeneratoren eingesetzt. Dies bewahrt zum einen das verbesserte synchronisierende Drehmoment  $M_{\text{Synch}}$ , gleichzeitig wird aber auch das durch den AVR verschlechterte dämpfende Drehmoment  $M_{\text{Damp}}$  verbessert. Dies geschieht zumeist über die Aufschaltung eines Störgrößensignals  $\Delta U_{\text{PSS}}$  ausgehend von einer Änderung der Winkelgeschwindigkeit  $\Delta \omega_{\text{el}}$ . Durch Tiefpassfilter wird sichergestellt, dass nur relevante Pendelungen bedämpft werden. Dies erfordert zudem, dass durch Phasenkompensation die Phasenverzögerung der Regelstrecke, bestehend aus AVR und Synchrongenerator, kompensiert wird. Entsteht hierdurch allerdings eine Überkompensation der Phasenlage, verringert der PSS wiederum das synchronisierende Drehmoment  $M_{\text{Synch}}$ . Zur Sicherstellung der Rotorwinkelstabilität müssen die Parameter von AVR und PSS sorgfältig abgestimmt werden [71, 155].
- VSC-HGÜ: VSC-HGÜ können die Wirkleistungsübertragung zwischen AC- und DC-System und die Blindleistungseinspeisung in das AC-System unabhängig voneinander vorgeben. Somit können diese eingesetzt werden, um gezielt Teilgebiete des AC-Systems zu entlasten. Weiterhin besteht über die Anwendung von Wirk- bzw. Blindleistungsmodulation auch die Möglichkeit, Leistungspendelungen im AC-System aktiv zu bedämpfen [156, 157].
- Regelungseinrichtungen der VSC-HGÜ: Aufgrund der nur geringen gespeicherten elektrischen Energie, weisen VSC-HGÜ sehr kurze dynamische Zeitkonstanten auf. Wechselwirkungen zwischen verschiedenen VSC-HGÜ und zwischen VSC-HGÜ und dem angeschlossenen AC-System werden wesentlich von der Parametrierung der Regelungseinrichtungen beeinflusst. Prinzipiell können dabei dem AC-System vergleichbare lokale wie globale Pendelungen beobachtet werden, auch wenn diese infolge der kleinen Zeitkonstanten im Frequenzbereich auch oberhalb der stationären Netznennfrequenz  $f_n$  liegen können. Diese Leistungspendelungen müssen bei der Parametrierung der Regelungseinrichtungen von VSC-HGÜ berücksichtigt werden [133].
- **Verbraucherlasten**: Die Spannungsabhängigkeit der Verbraucherlasten beeinflusst den dynamischen Lastbezug im Falle von Störungen, ehe der Selbstregeleffekt der Verbraucherlasten diesen stationär wiederherstellt. Da Pendelungen unmittelbar auch die Knotenspannungen der Netzstationen  $\underline{U}_{\rm NSt}$  betreffen, muss der dynamische Lastbezug und der Selbstregeleffekt der Verbraucherlasten

berücksichtigt werden. Andernfalls kann die Dämpfung der Pendelungen überschätzt werden [87, 88].

- Kompensationsanlagen: Kompensationsanlagen beeinflussen entweder die Knotenspannungen der Netzstationen  $U_{\rm NSt}$  oder aber die Impedanzen der leistungsflussübertragenden Betriebsmittel  $Z_{\rm Ltg}$ . Diese können entweder mit manuellen oder automatischen Regelungseinrichtungen ausgestattet sein, um so den Leistungsfluss bzw. die komplexen Knotenspannungen zu steuern. Durch Überlagerung einer geeigneten Regelungseinrichtung kann im Falle von Leistungspendelungen ein zusätzliches Störsignal aufgeschaltet werden, um eine verbesserte lokale Dämpfung zu erreichen [93, 158].
- Netzstruktur: Globale wie lokale Rotorpendelungen treten besonders zwischen schwach gekoppelten Netzregionen bzw. zwischen einer schwach angebundenen Generatorgruppe und dem restlichen System auf. Die Schwäche der elektrischen Kopplung drückt sich durch eine hohe Reaktanz der verbindenden Leitungen  $X_{Lrg}$  aus. Die daraus resultierenden Spannungsfälle senken die Knotenspannungen der Netzstationen  $U_{NSt}$ , was zu einer Reduktion des synchronisierenden Drehmoments  $M_{Synch}$  führt. Daher haben sowohl die Ausdehnung als auch der Grad der Vermaschung eines Stromnetzes Einfluss auf die Ausbreitung von Pendelungen [127].
- Übertragungsaufgabe: Je nach Einspeise- und Lastbetriebsfall können einzelne Synchrongeneratoren aufgrund des Marktgeschehens stark ausgelastet sein und bereits stationär einen vergleichsweise großen Rotorwinkel  $\delta_0$  aufweisen. Dies führt zu einem geringen synchronisierenden Drehmoment  $M_{\text{Synch}}$  und begünstigt aperiodische Instabilität [127]. Treten zudem weiträumige Übertragungsaufgaben auf, ergeben sich hohe Auslastungen der Betriebsmittel. Hieraus folgen hohe Winkeldifferenzen der komplexen Knotenspannungen  $\Delta \theta_{\text{NSt}}$ , sodass Freileitungen an die Grenzen der maximal übertragbaren Leistung gelangen können [67].
- Netzplanung, Netzbetriebsplanung und operativer Netzbetrieb: Im Rahmen der Netzanschlussprüfung von Kundenanlagen werden kritische Fälle von den ÜNB untersucht und durch geeignete Parametrierung der Regelungseinrichtungen vermieden. Weiterhin werden global auftretende Leistungspendelungen in der Netzplanung einbezogen. Ergeben sich trotzdem unerwartete Fälle von nur langsam abklingenden und schwach gedämpften Leistungspendelungen, müssen verursachende Betriebsmittel identifiziert und die jeweiligen Regelungseinrichtungen neu parametriert werden [118, 119, 122].

#### 3.3 Zusammenfassung

Zur Wahrung eines zuverlässigen und sicheren Betriebs des elektrischen Energieversorgungssystems müssen zwei wesentliche Kriterien erfüllt sein. Dies umfasst sowohl die technische Zulässigkeit des sich ergebenden Arbeitspunktes in Form eines stationären Gleichgewichts als auch die Stabilität gegenüber möglichen Störungen dieses Zustandes.

Der stationäre Arbeitspunkt ergibt sich als eingeschwungener Zustand nach dem zeitlichen Abklingen aller Ausgleichsvorgänge. Er wird damit wesentlich beeinflusst von der Wirk- und Blindleistungsbilanz des Gesamtsystems, die stets ausgeglichen sein muss. Auf beide Bilanzen wirken leistungseinspeisende, leistungsentnehmende sowie leistungsübertragende Anlagen ein. Zur Sicherstellung eines zulässigen Arbeitspunktes existieren umfangreiche technische Regularien, die das Verhalten dieser Anlagen über Grenzwerte einschränken. Weiterhin greifen auch die Netzbetreiber über zeitlich abgestufte Prozesse mittels eines umfangreichen Maßnahmenkatalogs in die Ausbildung des stationären Arbeitspunktes ein.

Die Stabilität im elektrischen Energieversorgungssystem beschreibt allgemein das Systemverhalten während und nach Störungen. Stabilität liegt vor, wenn sich nach einer Störung ein neuer Gleichgewichtszustand ergibt, ohne dass wesentliche Teile des Systems abgeschaltet werden müssen. Im Rahmen dieser Arbeit werden Kleinsignalstörungen betrachtet. Spannungs- und Rotorwinkelstabilität weisen unterschiedliche physikalische Verhaltensweisen und Auswirkungen auf. Während die Spannungsstabilität insbesondere vom dynamischen Verhalten der Verbraucherlasten beeinflusst wird, ergibt sich die Rotorwinkelstabilität wesentlich in Abhängigkeit des dynamischen Verhalten der Synchrongeneratoren. Beide Stabilitätsarten werden zudem von einer Vielzahl an weiteren Faktoren beeinflusst.

Aufbauend auf der in diesem Kapitel analysierten Ausbildung des stationären Arbeitspunktes und der Systemstabilität sowie deren Einflussfaktoren werden im nächsten Kapitel mathematische Verfahren und Kenngrößen entwickelt. Diese erlauben die Bewertung von Arbeitspunkt und Systemstabilität.

# 4 Verfahren zur Bewertung der stationären Übertragungsaufgabe

In den vorangegangenen Kapiteln wurden zum einen technologische Charakteristiken der Betriebsmittel im elektrischen Energieversorgungssystem und zum anderen die daraus folgenden Auswirkungen auf den stationären Systembetrieb vorgestellt. Diese werden in mathematische Modellierungen und Berechnungsvorschriften übersetzt, um so den jeweiligen stationären Arbeitspunkt für verschiedene Übertragungsaufgaben bewerten und vergleichen zu können. Die hierfür gewählte Vorgehensweise ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

Zunächst wird die initiale Übertragungsaufgabe modelliert. Diese umfasst u.a. die Erzeugungs- und Laststruktur, bestehend aus den Arbeitspunkten der EZA und der Verbraucherlasten, wie auch die technologischen Charakteristika der Anlagen, etwa in Form von Betriebsdiagrammen. Weiterhin wird die Netzstruktur des hybriden Übertragungsnetzes über die topologische Verschaltung der Ersatzschaltpläne der Betriebsmittel abgebildet, wobei wiederum technologische Charakteristika wie die Betriebsdiagramme der Umrichter berücksichtigt werden.

In Abschnitt 3.1 wurde erläutert, wie sich basierend auf den Eingangsdaten der Übertragungsaufgabe der stationäre Arbeitspunkt des Systems ausbildet. Dieser stationäre Arbeitspunkt stellt nach Abklingen aller Ausgleichsvorgänge mathematisch einen Gleichgewichtszustand dar, der mithilfe einer Lastflussrechnung bestimmt werden kann. Dies ist in Abschnitt 4.1 beschrieben. Die Bestimmung des stationären Arbeitspunktes im Rahmen der Arbeit berücksichtigt initial die aus der Literatur vorgegebene Netzstruktur und bezieht darüber hinaus keine Ausfälle von Betriebsmitteln ein. Die (n-1)-Sicherheit wird von den Übertragungsnetzbetreibern etwa in den Planungs- und Betriebsprozessen der Systemführung überprüft, um auch bei einem Ausfall einen zulässigen und stabilen Arbeitspunkt gewährleisten zu können. Dazu wird über Lastflussrechnungen nacheinander der Ausfall jeweils eines leistungsübertragenden Betriebsmittels bewertet. Im Rahmen der Arbeit wird demgegenüber etwa die Netzstruktur variiert und hinsichtlich der resultierenden stationären Sicherheitsmargen verglichen. Der Ausfall eines Betriebsmittels schränkt dabei die stationäre Sicherheitsmarge übergreifend ein, führt aber im Vergleich der varijerten Netzstrukturen nicht zu zusätzlichen Erkenntnissen. Die Bewertung der (n-1)-Sicherheit wird daher im Rahmen der Arbeit nicht betrachtet.



Abbildung 4.1.: Methodisches Vorgehen zur Bewertung des stationären Arbeitspunktes für eine Übertragungsaufgabe in hybriden AC-DC-Übertragungsnetzen Zur Bewertung des stationären Arbeitspunktes werden zunächst die bereits in Kapitel 1 eingeführten relativen Kriterien ausgewertet. Dies umfasst die Kriterien der stationären Zulässigkeit, d.h. der Einhaltung des Spannungstoleranzbandes, der maximalen Spannungswinkeldifferenz und der maximalen thermischen Stromtragfähigkeiten. Weiterhin wird auch die Langzeit-Spannungsstabilität und die Kleinsignal-Rotorwinkelstabilität ausgewertet. Die genutzten relativen Bewertungskriterien werden in Abschnitt 4.2 beschrieben.

Die angeführten Kriterien stellen ein relatives Abstandsmaß zur stationären Zulässigkeits- wie statischen Stabilitätsgrenze dar. Aus diesem Grund wird die initial vorgegebene Übertragungsaufgabe iterativ modifiziert, indem die Systemauslastung gesteigert wird. Der stationäre Arbeitspunkt wird schrittweise ausgelenkt, sodass sich für jeden Schritt neue Gleichgewichtszustände ergeben. Diese werden wiederum mittels der relativen Kriterien bewertet. Die Auslenkung erfolgt, bis Divergenz resultiert. Für jedes relative Kriterium kann separat der Abstand als Sicherheitsmarge des stationären Arbeitspunktes zu dem letzten jeweils zulässigen ausgelenkten Gleichgewichtszustand bestimmt werden, an dem das jeweilige Kriterium noch gewahrt ist. Als zentrale absolute Kenngröße lässt sich die stationäre Sicherheitsmarge als Minimum aller ermittelten Sicherheitsmargen bestimmen.

Innerhalb der stationären Sicherheitsmarge darf sich der stationäre Arbeitspunkt auslenken. Derartige Auslenkungen können aus Ausfällen von Betriebsmitteln, Spitzen der Verbraucherlastbezüge oder auch unvermittelten Anstiegen der Einspeisungen aus EE-Anlagen resultieren. Die Wahrung einer ausreichenden stationären Sicherheitsmarge stellt eine Voraussetzung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch bei instantan auftretenden Störungen dar. Das Verfahren zur Bewertung des stationären Arbeitspunktes, welches nachfolgend auch als stationäre Sicherheitsbewertung bezeichnet wird, ist in Abbildung 4.1 blau hinterlegt. Abschnitt 4.3 beschreibt die stationäre Sicherheitsbewertung im Detail.

Im Rahmen der in Kapitel 5 vorgenommenen Untersuchungen wird über die initial vorgegebene Übertragungsaufgabe hinaus der Einfluss weiterer Sensitivitäten untersucht. Hierzu wird jeweils ein Einflussfaktor variiert und die geschilderte stationäre Sicherheitsbewertung für jede Variation durchgeführt. Dies ist in Abbildung 4.1 gelb hinterlegt.

#### 4.1 Berechnung des stationären Gleichgewichtszustandes

Zur Bewertung des stationären Arbeitspunkts muss dieser zunächst mathematisch beschrieben werden. Hierzu werden differential-algebraische Gleichungssysteme genutzt, die mithilfe des Newton-Raphson-Algorithmus gelöst werden können. Dies ist in Abschnitt 4.1.1 vertiefend beschrieben. Darauf aufbauend müssen im Rahmen der Arbeit weitere Modellcharakteristiken mathematisch abgebildet werden. Hierzu werden dem Newton-Raphson-Algorithmus als innere Berechnungsschleife weitere äußere Berechnungsschleifen überlagert. Dies ist in Abschnitt 4.1.2 geschildert.

## 4.1.1 Lastflussberechnung

Mathematisch betrachtet wird das elektrische Energieversorgungssystem zunächst mithilfe eines zeitabhängigen differential-algebraischen Gleichungssystems (engl.: differential algebraic equations, DAE) nach (4.1) beschrieben. Hierbei sind folgende Größen definiert:

- x bestimmt den Vektor der  $n_x$  Zustandsvariablen,
- y definiert den Vektor der  $n_y$  algebraischen Ausgangsvariablen, und
- u bezeichnet den Vektor der  $n_u$  algebraischen Eingangsvariablen.

Weiterhin bestimmt  $\mathscr{F}$  den Vektor der  $n_x$  differentiellen Funktionalvorschriften, während  $\mathscr{G}$  den Vektor der  $n_v$  algebraischen Funktionalvorschriften bildet [159].

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathscr{F}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{u}, t) \tag{4.1a}$$

$$\mathbf{0} = \mathscr{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{u}, t) \tag{4.1b}$$

Die differentiellen Funktionalvorschriften umfassen bspw. die dynamischen Charakteristiken der verschiedenen Technologien, während die algebraischen Funktionalvorschriften die Leistungsgleichungen der einzelnen Netzstationen abbilden.

Zur Berechnung des stationären Arbeitspunktes ist zunächst die Bestimmung des stationären Gleichgewichtszustands  $\Gamma_0 = (\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0, \mathbf{u}_0)$  nach (4.2) erforderlich.

$$0 = \mathscr{F}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0, \mathbf{u}_0, t_0) = \mathscr{F}(\Gamma_0)$$
(4.2a)

$$0 = \mathscr{G}(\boldsymbol{x}_0, \boldsymbol{y}_0, \boldsymbol{u}_0, \boldsymbol{t}_0) = \mathscr{G}(\boldsymbol{\Gamma}_0)$$
(4.2b)

Für die Berechnung werden Lastflussrechnungen eingesetzt. Diese ergeben die Knotenspannungen  $\underline{U}_{NSt}$ , womit das Gesamtsystem stationär vollständig bestimmbar ist. Basierend auf diesen Ergebnissen kann die stationäre Zulässigkeit bewertet werden [159].

Um den stationären Gleichgewichtszustand eines elektrischen Energieversorgungssystems zu bestimmen, werden allgemein Lastflussberechnungen eingesetzt. Diese benötigen die nachfolgend beschriebenen Eingangsdaten:

- Wirkleistungseinspeisungen der EZA  $P_{EZA}$ , Wirkleistungsbezüge der Verbraucherlasten  $P_{L}$  und Wirkleistungsübertragungen der VSC-HGÜ  $P_{HGÜ}$ ;
- Blindleistungsbezüge der Verbraucherlasten **Q**<sub>L</sub>;
- Spannungssollwerte von Betriebsmitteln an spannungsgeregelten Netzstationen U<sup>ref</sup><sub>NSt</sub>; und
- Admittanzen der leistungsübertragenden Betriebsmittel Y.

Ausgehend von den Kirchhoff'schen Regeln werden zunächst die Knotenpunktadmittanzmatrix  $\underline{Y}_{N,AC}$  bzw.  $Y_{N,DC}$  bestimmt. Diese enthalten die Admittanzen der Betriebsmittel, welche die  $n_{NSt,AC}$  bzw.  $n_{NSt,DC}$  Netzstationen verbinden. Im AC-System bestimmen sich für die Netzstation *i* die Nebendiagonalelemente  $\underline{Y}_{ij}$  und die Hauptdiagonalelemente  $\underline{Y}_{ij}$  gemäß (4.3) [67, 160].

$$\underline{Y}_{AC,ij,j\neq i} = -\sum \underline{Y}_{AC,langs,ij} = Y_{AC,R,ij} + j \cdot Y_{AC,I,ij}$$
(4.3a)

$$\underline{Y}_{AC,ii} = \sum \underline{Y}_{AC,quer,i} + \sum_{j=1,j\neq i}^{NStat,AC} \underline{Y}_{AC,längs,ij} = Y_{AC,R,ii} + j \cdot Y_{AC,I,ii}$$
(4.3b)

Die Gleichungen (4.3) gelten analog für das DC-System, wobei nur die reellen Längsadmittanzen berücksichtigt werden. Die Leistungsbilanzgleichung einer Netzstation  $\underline{S}_{NSt,AC,i}$  im AC-System lässt sich zu (4.4) bestimmen, während für  $P_{NSt,DC,i}$  in einem bipolar ausgeführten DC-System (4.5) folgt. Diese Gleichungen definieren für das EZS einen Leistungsfluss in das System hinein [67, 97].

$$\overline{P}_{\text{NSt,AC},i} = \sum_{j=1}^{n_{\text{NStat,AC}}} \overline{U}_{\text{NSt,AC},i} \cdot \overline{U}_{\text{NSt,AC},j}$$

$$\cdot \left(\overline{Y}_{\text{AC},\text{R},ij} \cdot \cos\left(\theta_{\text{NSt},i} - \theta_{\text{NSt},j}\right) + \overline{Y}_{\text{AC},\text{I},ij} \cdot \sin\left(\theta_{\text{NSt},i} - \theta_{\text{NSt},j}\right)\right)$$
(4.4a)

$$\overline{Q}_{\text{NSt,AC},i} = \sum_{j=1}^{n_{\text{NStat,AC}}} \overline{U}_{\text{NSt,AC},i} \cdot \overline{U}_{\text{NSt,AC},j}$$

$$\cdot \left(\overline{Y}_{\text{AC,R},ij} \cdot \sin\left(\theta_{\text{NSt},i} - \theta_{\text{NSt},j}\right) - \overline{Y}_{\text{AC,I},ij} \cdot \cos\left(\theta_{\text{NSt},i} - \theta_{\text{NSt},j}\right)\right)$$

$$(4.4b)$$

$$\overline{P}_{\text{NSt,DC},i} = 2 \cdot \sum_{j=1}^{n_{\text{NStat,DC}}} \overline{U}_{\text{NSt,DC},i} \cdot \overline{Y}_{\text{DC},ij} \cdot \overline{U}_{\text{NSt,DC},j}$$
(4.5)

Die Leistungsgleichungen der Netzstationen hängen neben den bekannten Einträgen der Knotenpunktadmittanzmatrix  $\underline{Y}_{N}$  nur von den unbekannten Spannungen an den Netzstationen  $\underline{U}_{NSt,AC}$  im AC- bzw.  $U_{NSt,DC}$  im DC-System ab. Diese werden auch als Knotenspannungen bezeichnet. Da allerdings die Leistungsgleichungen (4.4) und (4.5) nicht-linear sind, müssen zur Lösung des Gleichungssystems numerische Verfahren verwendet werden [161]. Dafür kommt der Newton-Raphson-Algorithmus zum Einsatz. Es folgen die algebraischen Gleichungssysteme (4.6).

$$\mathscr{G}_{\text{LF,AC}}\left(\boldsymbol{y}_{\text{LF,AC}}\right) = \underline{\boldsymbol{S}}_{\text{NSt,AC}}\left(\underline{\boldsymbol{U}}_{\text{NSt,AC}}\right) - \underline{\boldsymbol{S}}_{\text{NSt,AC,0}}\left(\underline{\boldsymbol{U}}_{\text{NSt,AC}}\right) \cong 0$$
(4.6a)

$$\mathscr{G}_{\text{LF,DC}}\left(\boldsymbol{y}_{\text{LF,DC}}\right) = \boldsymbol{P}_{\text{NSt,DC}}\left(\boldsymbol{U}_{\text{NSt,DC}}\right) - \boldsymbol{P}_{\text{NSt,DC,0}}\left(\boldsymbol{U}_{\text{NSt,DC}}\right) \cong 0$$
(4.6b)

In (4.6) sind implizit die Bedingungen nach (4.2) berücksichtigt. Mit Anwendung der Taylor-Reihenentwicklung in Iteration  $\kappa$  nach (4.7) lassen sich die Knotenspannungen  $\underline{U}_{\text{NSt,AC}}$  und  $U_{\text{NSt,DC}}$  iterativ als Nullstellenproblem bestimmen [67, 160].

$$\mathscr{G}_{LF}\left(\boldsymbol{y}_{LF}^{(\kappa)} + \Delta \boldsymbol{y}_{LF}^{(\kappa)}\right) = \mathscr{G}_{LF}\left(\boldsymbol{y}_{LF}^{(\kappa)}\right) + \frac{\partial \mathscr{G}_{LF}(\boldsymbol{y})}{\partial \boldsymbol{y}_{LF}} \bigg|_{\boldsymbol{y}_{LF}^{(\kappa)}} \cdot \Delta \boldsymbol{y}_{LF}^{(\kappa)}$$
$$= \mathscr{G}_{LF}\left(\boldsymbol{y}_{LF}^{(\kappa)}\right) + J_{LF}\left(\boldsymbol{y}_{LF}^{(\kappa)}\right) \cdot \left(\boldsymbol{y}_{LF}^{(\kappa+1)} - \boldsymbol{y}_{LF}^{(\kappa)}\right)$$
(4.7)

Die Funktionalmatrix  $J_{LF}(y_{LF}^{(\kappa)})$  enthält die partiellen Ableitungen der Leistungsgleichungen und wird auch als Jacobi-Matrix bezeichnet. Kann diese nicht invertiert werden, so ist keine gültige Lösung der Lastflussgleichungen bestimmbar. Der Lastfluss ist in diesem Fall divergent.

Für das beschriebene iterative Vorgehen ist die Annahme von Startwerten notwendig, wobei in der Regel  $U_{\text{NSt},i}^{(0)} = U_n$  und  $\theta_{\text{NSt},i}^{(0)} = 0^\circ$  gewählt werden. Weiterhin muss zur mathematischen Wahrung der Leistungsbilanzen  $\sum \underline{S}_{\text{AC}} = 0$  im AC- bzw.  $\sum P_{\text{DC}} = 0$  im DC-System jeweils eine Netzstation als sog. Slack definiert werden, bei dem die Knotenspannung  $\underline{U}_{\text{SL,AC}}$  bzw.  $U_{\text{SL,DC}}$  vollständig vorgegeben ist. Im AC-System wird dafür üblicherweise eine Netzstation mit angeschlossenem Generator gewählt, im DC-System eine Netzstation mit angeschlossenem Umrichter. Diese Netzstationen stellen über die erst nachgelagerte Berechnung der Leistungsgleichung (4.4) für  $\underline{S}_{\text{SL,AC}}$  bzw. (4.5) für  $P_{\text{SL,DC}}$  die Leistungsbilanz des Gesamtsystems sicher [67].

#### 4.1.2 Abbildung weiterer Modellcharakteristiken

Für die Lastflussberechnung in hybriden AC-DC-Netzen existieren verschiedene Berechnungsmethoden [162, 163]. Im Rahmen der Arbeit wird das Software-Paket MatACDC genutzt, welches auf dem Software-Paket Matpower basiert. Beide Software-Pakete stellen erweiternde Toolboxen für die numerische Simulationsumgebung Matlab unter Anwendung des Newton-Raphson-Algorithmus dar [164– 166].

Die genutzten Software-Pakete bestimmen den stationären Gleichgewichtszustand  $\Gamma_0$  über die Berechnung der Knotenspannungen  $\underline{U}_{NSt,AC}$  und  $U_{NSt,DC}$ . Dies genügt rein mathematisch der Lösung der Problemstellung, erlaubt aber keine vollständige Bewertung des stationären Gleichgewichtszustandes der untersuchten Übertragungsaufgabe. Das geschilderte Newton-Raphson-Verfahren bildet in der hier genutzten Implementierung der Software-Pakete eine innere Berechnungsschleife. Dieser werden äußere Berechnungsschleifen überlagert, die weitere Charakteristiken der jeweils untersuchten Übertragungsaufgabe berücksichtigen. Dies betrifft z.B. die Wahl vorhandener Freiheitsgrade der einzelnen Modelle.

Abbildung 4.2 stellt aufbauend auf der inneren Berechnungsschleife die im Rahmen der Arbeit implementierten äußeren Berechnungsschleifen dar, die weitere Modellcharakteristiken abbilden. Diese werden nachfolgend beschrieben. Da die Lastflussberechnung der angeführten Software-Pakete genutzt und nicht selbst implementiert wird, ist diese in Abbildung 4.2 ausgegraut dargestellt. An der Implementierung nach [166] wurden allerdings zwei Modellerweiterungen vorgenommen: Zum einen wurde in der Spannungsregelung der Synchrongeneratoren die Limitierungen des stationären Betriebs nach Abschnitt 2.2.1 berücksichtigt. Zum anderen wurde das in Abschnitt 2.2.3 vorgestellte dynamische Modell für die Spannungsabhängigkeit der Verbraucherlasten implementiert.

Die AC-DC-Lastflussrechnung stellt aufgrund ihrer mathematischen Formulierung inhärent die Wirk- und Blindleistungsbilanzierung des Gleichgewichtszustandes sicher. Hierfür sind gemäß der Beschreibung nach Abschnitt 4.1.1 die Spannungssollwerte der direkt spannungsgeregelten Synchrongeneratoren frei wählbar. Innerhalb ihrer Betriebsdiagramme regeln alle Synchrongeneratoren den Spannungswert der angeschlossenen Netzstation auf einen Sollwert von  $\overline{U}_{NSt,G} = \overline{U}_{G}^{ref} = 1$  pu. Ist die Saldierung der Leistungsbilanzen nicht möglich, divergiert die Lastflussberechnung. Dies wird in Abschnitt 4.2.2 zur Bewertung der Spannungsstabilität genutzt.

Der AC-DC-Lastflussrechnung wird als innere Berechnungsschleife zunächst eine äußere Berechnungsschleife überlagert, die den Betriebspunkt optional vorhandener VSC-HGÜ bestimmt. Wie bereits in Abschnitt 2.4.1 erläutert, ergeben sich für VSC-HGÜ Freiheitsgrade. Demnach kann die Wirkleistungsübertragung wie auch die



Abbildung 4.2.: Abfolge der äußeren und inneren Berechnungsschleifen bei der Durchführung einer hybriden AC-DC-Leistungsflussberechnung

Blindleistungseinspeisung möglichst vorteilhaft gewählt werden. Die Umrichter regeln zunächst die Knotenspannung der angeschlossenen AC-Netzstationen analog zu den Synchrongeneratoren auf  $\overline{U}_{\rm NSt}^{\rm ref} = 1$  pu. Für die in der Untersuchung nach Abschnitt 5.5 genutzte VSC-HGÜ lässt sich weiterhin die Wirkleistungsübertragung  $P_{\rm VSC}^{\rm ref}$  an einem der Umrichter vorgeben. Primär wird über die Vorgabe von  $P_{\rm VSC}^{\rm ref}$  zunächst versucht, Konvergenz des Lastflusses sicherzustellen, sofern diese nicht ohnehin erreicht ist. Hierfür wird  $P_{\rm VSC}^{\rm ref}$  innerhalb des zulässigen Betriebsdiagramms variiert, wobei die Wirkleistungsübertragung der VSC-HGÜ sukzessive erhöht wird.

Übergeordnet zu dieser ersten äußeren Berechnungsschleife wird eine zweite äußere Berechnungsschleife durchlaufen. Diese berücksichtigt parallel zwei Freiheitsgrade: Zum einen wird die Wirkleistungsbilanzierung der Lastflussberechnung über den jeweiligen Slack-Generator überprüft und gegebenenfalls korrigiert. Weicht die berechnete Leistungseinspeisung des Slack-Generators  $P_{\rm G.SL}$  infolge der Wirkleis-
tungsbilanzierung zu stark von der zuvor bestimmten Leistungseinspeisung  $P_{G,SL,0}$  ab, so wird die Differenz gemäß der Bemessungsleistungen auf alle Synchrongeneratoren aufgeteilt. Somit wird das Verhalten eines verteilten Slacks implementiert, wodurch zudem die Netzverluste  $P_V$  aufgeteilt werden [167]. Diese Berechnungsschleife wird genutzt, wenn im Rahmen der stationären Sicherheitsbewertung nach Abschnitt 4.3 eine Erhöhung der Systemauslastung ausgeregelt werden muss.

Zum anderen werden in dieser zweiten äußeren Berechnungsschleife die Wechselwirkungen zwischen der jeweiligen Knotenspannung  $U_{\rm NSt}$  und den spannungsabhängigen Betriebsmitteln abgebildet. Dies betrifft die schaltbaren Anlagen wie Kompensationsanlagen und auch die Stufenschalter der Transformatoren. Basierend auf der jeweiligen Knotenspannung  $U_{\rm NSt,AC,i}$  als Ergebnis der Berechnungsschleifen zuvor wird die Stufung der Kompensationsanlagen bzw. der geregelten Transformatoren angepasst. Für die durchgeführten Untersuchungen werden die nachfolgenden Annahmen getroffen:

- Regelverhalten der Blocktransformatoren: Die Spannungsregelung der Synchrongeneratoren regelt die Spannung am Netzanschlusspunkt auf  $U_{\rm NSt,G} = U_{\rm G}^{\rm ref}$ , sofern die dafür erforderliche Blindleistungseinspeisung  $Q_{\rm G}$  innerhalb der Grenzen des Betriebsdiagramms nach Abbildung 2.4 liegt. Ist dies aufgrund der Begrenzung des Betriebsdiagramms nicht möglich, müsste die Spannungsregelung deaktiviert und eine feste Blindleistungseinspeisung eingestellt werden. In diesem Fall wird ein Schaltverhalten des Blocktransformators implementiert, welches bei Begrenzung des Betriebsdiagramms und  $U_{\rm NSt,G} < U_{\rm G}^{\rm ref}$  die Spannung am Netzanschlusspunkt  $U_{\rm NSt,G}$  erhöht. Analog wird bei Begrenzung des Betriebsdiagramms und  $U_{\rm NSt,G} > U_{\rm G}^{\rm ref}$  die Spannung am Netzanschlusspunkt  $U_{\rm NSt,G}$  erhöht. Analog wird bei Begrenzung des Betriebsdiagramms und  $U_{\rm NSt,G} > U_{\rm G}^{\rm ref}$  die Spannung am Netzanschlusspunkt  $U_{\rm not} = 0$ , 005  $\cdot u_{\rm rf}$ , wobei der Stellbereich dadurch weiterhin die Spannungsregelung des Synchrongenerators. Schaltungen erfolgen in Schritten von  $\Delta \varpi = 0$ , 005  $\cdot \ddot{u}_{\rm rT}$ , wobei der Stellbereich auf  $\left[ \ \varpi_{\rm min} \ \ \varpi_{\rm max} \ \right] = \left[ \ 0.9 \ \ \ldots \ 1,1 \ \right] \cdot \ddot{u}_{\rm rT}$  begrenzt ist.
- Regelverhalten der Netzkuppeltransformatoren: Die Netzkuppeltransformatoren werden derart geregelt, dass für die unterlagerte sekundärseitige Spannungsebene ein Spannungssollwert von  $\overline{U}_{Se}^{ref} = 1$  pu gestellt wird. Zur Vermeidung zu häufiger Schaltungen wird dazu ein Totband der Spannungsregelung eingeführt, was nachfolgend als Spannungsregelband bezeichnet und zu  $\overline{U}_{Tr,reg} = \begin{bmatrix} 0,98 \text{ pu} & \dots & 1,05 \text{ pu} \end{bmatrix}$  angenommen wird. Eine Schaltung erfolgt daher bei Verletzung des Spannungsregelbandes. Weiterhin gelten für die möglichen Stufungen die gleichen Annahmen wie bei Blocktransformatoren.

• Regelverhalten der Kompensationsanlagen: Schaltungen der Kompensationsanlagen werden im Rahmen der Arbeit bei Verletzung des Spannungsregelbandes  $\overline{U}_{\text{Komp,reg}} = \begin{bmatrix} 1 \text{ pu} & \dots & 1,06 \text{ pu} \end{bmatrix}$  ausgelöst. Zuschaltungen erfolgen bei induktiven Kompensationsanlagen in positiver Richtung bei Verletzung des oberen Spannungsregelbandes, während kapazitive Kompensationsanlagen in positive Richtung bei Verletzung des unteren Spannungsregelbandes schalten. In negativer Schaltrichtung gelten die Beziehungen entgegengesetzt, sodass zugeschaltete Stufen bei Verletzung des Spannungsregelbandes abgeschaltet werden. Die Schaltung wird mit einer Schrittweite von  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 50 \text{ Mvar}$  bei anliegender Netznennspannung gemäß (2.17) realisiert.

Als dritte und letzte äußere Berechnungsschleife wird optional die Ab- oder Zuschaltung von Leitungen geprüft. Insbesondere bei längeren Netzstrukturen treten wegen vereinzelt sehr langer Leitungen Lastfluss-Divergenzen bzw. auch Überspannungen aufgrund der teils schwachen Auslastungen der Leitungen auf. Aus diesem Grund werden unternatürlich ausgelastete Leitungen bei Bedarf abgeschaltet. Im Zuge der stationären Sicherheitsbewertung nach Abschnitt 4.3 wird allerdings die Systemauslastung sukzessive erhöht. Sofern durch eine Reaktivierung der Leitungen keine erneuten Divergenzen oder Überspannungen entstehen, werden die zuvor abgeschalteten Leitungen wieder zugeschaltet. Übergeordnet stellt diese Berechnungsschleife den schwerwiegendsten Eingriff in die Ausgestaltung der Übertragungsaufgabe dar und wird deshalb zuletzt durchlaufen.

Im Ergebnis dieser inneren sowie der bis zu drei äußeren Berechnungsschleifen ergibt sich schließlich unter Voraussetzung der Konvergenz der Lastflussrechnung der finale Gleichgewichtszustand. Dieser wird genutzt, um die im folgenden Abschnitt beschriebenen relativen Kriterien auszuwerten.

#### 4.2 Relative Bewertungskriterien

Basierend auf der Berechnung des Gleichgewichtszustandes kann eine Bewertung mit den eingeführten relativen Bewertungskriterien vorgenommen werden [159]. Dies umfasst zum einen die stationäre Zulässigkeit gemäß Abschnitt 4.2.1. Zum anderen kann darauf aufbauend auch die Systemstabilität bewertet werden.

Die Bewertung der Systemstabilität nutzt die Ergebnisse der initialen Lastflussrechnung zur Bestimmung des Gleichgewichtszustands  $\Gamma_0$ . Darauf aufbauend kann die Bewertung sowohl dynamisch als auch statisch vorgenommen werden. Bei dynamischen Verfahren wird eine definierte Störung des Gleichgewichtszustands betrachtet. Anschließend erfolgt eine numerische Lösung des differential-algebraischen Gleichungssystems nach (4.1) im Zeitbereich. Über die Auswertung der Zeitverläufe der charakteristischen Betriebsparameter kann die Systemstabilität für diese Störung beurteilt werden [127, 159, 168]. Gemäß der Zielsetzung der Arbeit werden Verfahren zur Betrachtung von Großsignalstörungen nicht behandelt.

Demgegenüber bieten statische Verfahren den Vorteil, dass eine Bewertung der Systemstabilität unabhängig von einer bestimmten Störung erfolgen kann. Dabei wird eine quasi-stationäre Betrachtung des differential-algebraischen Gleichungssystems nach (4.1) vorgenommen. Das Gleichungssystem wird dazu um den jeweiligen Arbeitspunkt linearisiert, sodass eine Aussage über das Kleinsignalverhalten getroffen werden kann. Hierfür werden in der Regel Eigenwertanalysen vorgenommen. Mittels der Analyse der Eigenwerte kann eine Aussage zur Kleinsignalstabilität getroffen werden. Dies umfasst sowohl die Bewertung der Spannungs- als auch der Rotorwinkelstabilität. Im Gegenzug können allerdings keine Großsignalstörungen bewertet werden [137, 159]. Die Bewertung der Langzeit-Spannungsstabilität wird in Abschnitt 4.2.2 und die Bewertung der Kleinsignal-Rotorwinkelstabilität in Abschnitt 4.2.3 beschrieben.

Die Bewertung der stationären Zulässigkeit wie auch der statischen Stabilität geben aufgrund der Nicht-Linearität von (4.1) lediglich ein relatives Maß zur Bewertung an [71]. Daraus lässt sich nicht ableiten, wie groß der absolute Abstand des stationären Arbeitspunktes zum Punkt des Verlustes der stationären Zulässigkeit und statischen Stabilität ist. Die relativen Bewertungskriterien werden genutzt, um die Zulässigkeit bzw. Stabilität eines Gleichgewichtszustandes zu bewerten und zulässige von nicht-zulässigen und stabile von instabilen Zuständen zu unterscheiden. Die stationäre Sicherheitsmarge als absolutes Maß zur Zulässigkeits- wie Stabilitätsgrenze wird darauf aufbauend in Abschnitt 4.3 beschrieben.

## 4.2.1 Bewertungskriterien der stationären Zulässigkeit

Sind die Knotenspannungen  $\underline{U}_{NSt,AC}$  und  $U_{NSt,DC}$  berechnet, können daraus alle weiteren Größen zur Bewertung der Zulässigkeit eines stationären Gleichgewichtszustandes abgeleitet werden. Hierzu werden die Einhaltung des Spannungstoleranzbandes, der maximalen Spannungswinkeldifferenz und der thermischen Stromtragfähigkeiten betrachtet.

## Einhaltung des Spannungstoleranzbandes

Gemäß der Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb der EU-Kommission müssen die AC-Knotenspannungen  $U_{\text{NSt,AC}}$  im stationären Betrieb den Anforderungen nach (4.8) genügen [169].

 $\begin{array}{ll} 0,9\,{\rm pu} \leq \overline{U}_{\rm NSt,AC} \leq 1,118\,{\rm pu} & \mbox{für }110\,{\rm kV} \leq U_{\rm n,NSt,AC} \leq 300\,{\rm kV} & \mbox{(4.8a)} \\ 0,9\,{\rm pu} \leq \overline{U}_{\rm NSt,AC} \leq 1,05\,{\rm pu} & \mbox{für }300\,{\rm kV} \leq U_{\rm n,NSt,AC} \leq 400\,{\rm kV} & \mbox{(4.8b)} \\ \end{array}$ 

Während die obere Grenze vor allem die Vermeidung von Spannungsüberschlägen gewährleistet, stellt die untere Grenze einen Schutz vor thermischer Überlastung dar. Zudem dient die Einführung der Grenzwerte wesentlich auch dem Schutz der angeschlossenen Betriebsmittel, die im stationären Betrieb nur für bestimmte Spannungen ausgelegt sind. Die Kriterien nach (4.8) werden genutzt, um die Spannungshaltung im AC-System zu bewerten. Für das DC-System besteht aktuell keine vergleichbare Richtlinie. Für die Bewertung der Spannungshaltung im DC-System wird daher ebenfalls das Spannungsband nach (4.8b) genutzt [106, 170].

### Einhaltung der maximalen Spannungswinkeldifferenz

Neben der Einhaltung des Spannungstoleranzbandes lässt sich mittels der komplexen Knotenspannungen der Netzstationen auch die Spannungswinkelaufdrehung im AC-System bewerten. Diese korreliert eng mit der Ausprägung der Übertragungsaufgabe in Form von Wirkleistungsflüssen und wird zumeist eher im Kontext von Großsignalstörungen und der daraus folgenden Durchführung von dynamischen Stabilitätsuntersuchungen betrachtet. Physikalisch darf die Spannungswinkeldifferenz zwischen einer Netzstation mit Leistungsüberschuss, bspw. einer EZA, und einer Netzstation mit Leistungsabnahme, bspw. einem Verbraucher, nach (2.4a) nicht über 90° betragen. Dieses Kriterium ist allerdings in einem vermaschten Übertragungsnetz mit verteilten EZA und Verbrauchern über stationäre Berechnungen nicht überprüfbar. Aus diesem Grund wird nachfolgend (4.9) eingeführt, sodass die Bewertung die maximale Differenz der Spannungswinkel im Übertragungsnetz nutzt.

$$\theta_{\rm NSt,max} = \max\left(\theta_{\rm NSt,AC}\right) - \min\left(\theta_{\rm NSt,AC}\right) \tag{4.9}$$

In der Literatur sind keine Grenzwerte für ein vermaschtes Übertragungsnetz genannt. Weiterhin ist eine Überschreitung von  $\theta_{\text{NSt,max}} > 90^{\circ}$  in einem vermaschten Übertragungsnetz nicht notwendigerweise kritisch, da wie beschrieben zwischen den bestimmten Netzstationen EZA und Verbraucher angeschlossen sein können. Daher werden für die Überprüfung der maximalen Spannungswinkeldifferenz zwei mögliche Grenzwerte nach (4.10) genutzt.

$\theta_{\rm NSt,max1} \le 90^{\circ}$	(4.10a)
$\theta_{\rm NSt,max2} \le 120^{\circ}$	(4.10b)

#### Einhaltung der thermischen Stromtragfähigkeiten

Des Weiteren umfasst die stationäre Zulässigkeit auch die Einhaltung der thermischen Stromtragfähigkeiten aller eingesetzten Betriebsmittel. Die bezogenen Zweigströme der Betriebsmittel  $I_{Zw,AC,ij}$  bzw.  $I_{Zw,DC,ij}$  können nach (4.11) bestimmt werden.

$$\overline{\underline{I}}_{\text{Zw,AC},ij} = \left(\overline{\underline{U}}_{\text{NSt,AC},i} - \overline{\underline{U}}_{\text{NSt,AC},j}\right) \cdot \overline{\underline{Y}}_{\text{AC},\text{längs},ij}$$
(4.11a)

$$\overline{I}_{\text{Zw,DC},ij} = \left(\overline{U}_{\text{NSt,DC},i} - \overline{U}_{\text{NSt,DC},j}\right) \cdot \overline{Y}_{\text{DC},\text{längs},ij}$$
(4.11b)

Diese dürfen stationär die jeweiligen maximalen thermischen Stromtragfähigkeiten nicht überschreiten, sodass  $I_{ZW,AC,ij} < I_{r,AC,ij}$  und  $I_{ZW,DC,ij} < I_{r,DC,ij}$  einzuhalten ist [169].

### 4.2.2 Bewertungskriterium Spannungsstabilität

Zur Bewertung der Spannungsstabilität mittels statischer Verfahren wird die Funktionalmatrix der Lastflussberechnung  $J_{LF}(y_{LF})$  ausgewertet. Diese beschreibt den stationären Gleichgewichtszustand des elektrischen Energieversorgungssystems mit der Leistung  $\underline{S}_{NSt,AC}(\underline{U}_{NSt,AC})$  [171, 172]. Da die Spannungsstabilität nur für das AC-System bewertet wird, wird nachfolgend auf die Kennzeichnung des Index verzichtet.

Die Funktionalmatrix  $\overline{J}_{LF}(y_{LF})$  enthält gemäß (4.7) die partiellen Ableitungen der AC-Leistungsgleichungen (4.4) nach den komplexen Knotenspannungen  $\underline{\overline{U}}_{NSt}$ . Diese werden für den stationären Gleichgewichtszustand  $\underline{\overline{U}}_{NSt,0}$  der PQ-Knoten gemäß (4.12) ausgewertet.

$$J_{\rm LF}\left(\underline{\overline{U}}_{\rm NSt,0}\right) = \begin{pmatrix} \frac{\partial \,\overline{P}_{\rm NSt}(\underline{\overline{U}}_{\rm NSt})}{\partial \,\theta_{\rm NSt}} & \frac{\partial \,\overline{P}_{\rm NSt}(\underline{\overline{U}}_{\rm NSt})}{\partial \,\overline{U}_{\rm NSt}} \\ \frac{\partial \,\overline{Q}_{\rm NSt}(\underline{\overline{U}}_{\rm NSt})}{\partial \,\theta_{\rm NSt}} & \frac{\partial \,\overline{Q}_{\rm NSt}(\underline{\overline{U}}_{\rm NSt})}{\partial \,\overline{U}_{\rm NSt}} \end{pmatrix} \Big|_{\underline{\overline{U}}_{\rm NSt,0}} = \begin{pmatrix} J_{\rm PT} & J_{\rm PU} \\ J_{\rm QT} & J_{\rm QU} \end{pmatrix} \Big|_{\underline{\overline{U}}_{\rm NSt,0}}$$

$$(4.12)$$

Für die invertierte Funktionalmatrix der Lastflussrechnung  $J_{LF}^{-1}$  folgt (4.13).

$$\begin{pmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta}_{\mathrm{NSt}} \\ \Delta \overline{\boldsymbol{U}}_{\mathrm{NSt}} \end{pmatrix} = \boldsymbol{J}_{\mathrm{LF}}^{-1} \left( \underline{\boldsymbol{U}}_{\mathrm{NSt},0} \right) \cdot \begin{pmatrix} \Delta \overline{\boldsymbol{P}}_{\mathrm{NSt}} \\ \Delta \overline{\boldsymbol{Q}}_{\mathrm{NSt}} \end{pmatrix}$$
(4.13)

Der linearisierte Zusammenhang nach (4.13) beschreibt die Auswirkung einer Störung der algebraischen Leistungsgleichungen  $\overline{P}_{NSt}$  und  $\overline{Q}_{NSt}$  auf die Knotenspannungen  $\overline{\underline{U}}_{NSt}$ , die den stationären Gleichgewichtszustand  $\Gamma_0$  bestimmen. Vereinfachend wird bei Bewertungen der Spannungsstabilität häufig eine reduzierte Funktionalmatrix  $J_{LF,red}(\overline{\underline{U}}_{NSt,0})$  verwendet. Diese ergibt sich, wenn Änderungen der Wirkleistungsgleichungen  $\Delta \overline{P}_{NSt}$  vernachlässigt werden und somit  $\Delta \overline{P}_{NSt} = 0$  pu gilt. In diesem Fall folgt (4.14) [71, 173, 174].

$$\Delta \overline{U}_{\text{NSt,red}} = J_{\text{LF,red}}^{-1} \left( \underline{\overline{U}}_{\text{NSt,0}} \right) \cdot \Delta \overline{Q}_{\text{NSt,red}}$$
$$= \left( J_{\text{QU}} - J_{\text{QT}} \cdot J_{\text{PT}}^{-1} \cdot J_{\text{PU}} \right) \Big|_{\underline{\overline{U}}_{\text{NSt,0}}}^{-1} \cdot \Delta \overline{Q}_{\text{NSt,red}}$$
(4.14)

Zur Analyse der Spannungsstabilität wird eine Eigenwertanalyse der reduzierten Funktionalmatrix  $J_{\text{LF,red}}$  vorgenommen. Diese ist nahezu real, wobei die Imaginärteile der zugehörigen Eigenwerte keine physikalische Bedeutung aufweisen. Unter Verwendung der Eigenwertmatrix  $\lambda_{\text{LF}}$  sowie der zugehörigen Matrizen von linken und rechten Eigenvektoren  $\Upsilon_{\text{LF,ie}}$  folgt (4.15) [71].

$$\Delta \overline{U}_{\text{NSt,red}} = \Upsilon_{\text{LF,re}} \cdot \lambda_{\text{LF}}^{-1} \cdot \Upsilon_{\text{LF,li}} \cdot \Delta \overline{Q}_{\text{NSt,red}}$$
(4.15)

Über die Anwendung der Orthogonalität von linkem und rechtem Eigenvektor zu  $\Upsilon_{\text{LF,re}} = \Upsilon_{\text{LF,li}}^{-1}$  sowie der Einführung modaler Änderungen der Spannung  $\Delta U_{\text{NSt,mod}} = \Upsilon_{\text{LF,li}} \cdot \Delta \overline{U}_{\text{NSt,red}}$  und der Blindleistung  $\Delta Q_{\text{NSt,mod}} = \Upsilon_{\text{LF,li}} \cdot \Delta Q_{\text{NSt,red}}$  ergibt sich (4.16).

$$\Delta \boldsymbol{U}_{\text{NSt,mod}} = \boldsymbol{\lambda}_{\text{LF}}^{-1} \cdot \Delta \boldsymbol{Q}_{\text{NSt,mod}}$$
(4.16)

Die nicht-gekoppelten modalen Gleichungen weisen eine direkte Abhängigkeit von den Eigenwerten der reduzierten Funktionalmatrix  $J_{\text{LF,red}}$  auf. Bspw. gilt für Mode  $i \Delta U_{\text{NSt,mod},i} = 1/\bar{\lambda}_{\text{LF},i} \cdot \Delta Q_{\text{NSt,mod},i}$ . Ist der Eigenwert  $\lambda_{\text{LF},i} > 0$  positiv, so bedeutet eine positive modale Blindleistungsänderung  $\Delta Q_{\text{NSt,mod},i}$  auch eine positive modale

Spannungsänderung  $\Delta U_{\text{NSt,mod},i}$ . Dies impliziert Spannungsstabilität. Demgegenüber liegt bei negativen Moden mit  $\lambda_{\text{LF},i} < 0$  Spannungsinstabilität vor [71, 173, 174].

Je kleiner ein positiver Wert von  $\lambda_{LF,i}$  ist, desto näher liegt der betrachtete Arbeitspunkt an der Grenze zur Instabilität. Im Spannungskollaps liegt für mindestens einen Mode  $\lambda_{LF,i} = 0$  vor, da jede Änderung der modalen Blindleistung eine unendliche Änderung der zugehörigen modalen Spannung bewirkt. Dies begründet, dass im Kipppunkt (4.17) gilt und die nicht-reduzierte Funktionalmatrix der Lastflussrechnung  $J_{LF}(\underline{U}_{NSt,krit})$  nicht invertiert werden kann [71, 173, 174].

$$\det\left(J_{\rm LF}\left(\underline{U}_{\rm NSt,krit}\right)\right) = 0 \tag{4.17}$$

Verständlich wird dies über die Betrachtung der PU-Charakteristik einer Netzstation, deren Arbeitspunkt bereits nahe am jeweiligen Kipppunkt liegt. Erhöht sich an dieser Netzstation der Lastbezug  $\underline{S}_{\rm L}$  und kann dies nicht lokal ausgeglichen werden, so erhöht sich zwangsläufig auch die übertragene Leistung  $\underline{S}_{\rm N}$ . Dies verursacht einen zusätzlichen Blindleistungsbedarf  $Q_{\rm Ltg}$ . Je weiter der Arbeitspunkt an den Kipppunkt heranrückt, desto steiler wird auch der Abfall des Spannungsbetrags bis schließlich der Spannungskollaps auftritt [82].

### 4.2.3 Bewertungskriterium Rotorwinkelstabilität

Die Rotorwinkelstabilität im Kleinsignalbereich weist im Gegensatz zur Spannungsstabilität im Langzeitbereich signifikant kleinere Zeitkonstanten auf. Aus diesem Grund müssen für die Analyse der Rotorwinkelstabilität auch die dynamischen Charakteristiken des elektrischen Energieversorgungssystems berücksichtigt werden. Nachfolgend wird vom differential-algebraischen Gleichungssystem nach (4.1) ausgegangen. Dieses wird üblicherweise in Studien zur Rotorwinkelstabilität über das Theorem der impliziten Funktion nach (4.18) in ein System gewöhnlicher Differentialgleichungen (engl.: ordinary differential equation, ODE) umgewandelt [159].

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathscr{F}_{\text{DAE}}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{u}) = \mathscr{F}_{\text{DAE}}(\mathbf{x}, \mathscr{G}_{\text{ODE}}(\mathbf{x}, \mathbf{u}), \mathbf{u}) = \mathscr{F}_{\text{ODE}}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$$
(4.18a)  
$$\mathbf{y} = \mathscr{G}_{\text{ODE}}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$$
(4.18b)

Da nachfolgend ausschließlich von ODE ausgegangen wird, wird auf die Kennzeichnung des Index verzichtet. In Kleinsignalstudien werden ODE nach (4.18) zumeist linearisiert betrachtet, sodass für die Variablen eine Linearisierung gemäß  $x = x_0 + \Delta x$ ,  $u = u_0 + \Delta u$  und  $y = y_0 + \Delta y$  vorgenommen wird. Wird (4.18) unter Anwendung der Taylor-Reihenentwicklung linearisiert, so folgt in Einzelschreibweise für  $\Delta \dot{x}_i$  und  $\Delta y_i$  (4.19), woraus in Matrixschreibweise (4.20) resultiert [71, 125, 175].

$$\Delta \dot{x}_{i} = \sum_{j=1}^{n_{x}} \left. \frac{\partial \mathscr{F}_{i}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{u})}{\partial x_{j}} \right|_{\boldsymbol{x}_{0}, \boldsymbol{u}_{0}} \cdot \Delta x_{j} + \sum_{j=1}^{n_{u}} \left. \frac{\partial \mathscr{F}_{i}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{u})}{\partial u_{j}} \right|_{\boldsymbol{x}_{0}, \boldsymbol{u}_{0}} \cdot \Delta u_{j}$$
(4.19a)

$$\Delta y_{i} = \sum_{j=1}^{n_{\mathbf{x}}} \left. \frac{\partial \mathscr{G}_{i}(\mathbf{x}, \mathbf{u})}{\partial x_{j}} \right|_{\mathbf{x}_{0}, \mathbf{u}_{0}} \cdot \Delta x_{j} + \sum_{j=1}^{n_{\mathbf{u}}} \left. \frac{\partial \mathscr{G}_{i}(\mathbf{x}, \mathbf{u})}{\partial u_{j}} \right|_{\mathbf{x}_{0}, \mathbf{u}_{0}} \cdot \Delta u_{j}$$
(4.19b)

$$\Delta \dot{x} = A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u \tag{4.20a}$$

$$\Delta y = C \cdot \Delta x + D \cdot \Delta u \tag{4.20b}$$

In der Matrixdarstellung, die auch als Zustandsraumdarstellung bezeichnet wird, sind die folgenden Matrizen definiert:

- A bestimmt die Zustandsraummatrix der Dimension  $[n_x \cdot n_x]$ ,
- **B** definiert die Kontrollmatrix der Dimension  $[n_x \cdot n_u]$ ,
- **C** bezeichnet die Ausgangsmatrix der Dimension  $[n_y \cdot n_x]$ ,
- **D** gibt die Vorwärtskopplungsmatrix der Dimension  $\begin{bmatrix} n_y \cdot n_u \end{bmatrix}$  an.

Bei der Analyse der Rotorwinkelstabilität werden zunächst die Zustandsraumdarstellungen einzelner Teilsysteme von Betriebsmitteln separat formuliert und implementiert, da diese mathematisch geschlossen bestimmbar sind [71, 176]. Die abgebildeten Teilsysteme werden nachfolgend basierend auf den technologischen Eigenschaften erläutert, die in Kapitel 2 beschrieben wurden.

Synchrongenerator: Synchrongeneratoren werden ausgehend von der Beschreibung in Abschnitt 2.2.1 gemäß des vollständigen Per-Unit-Modell im dq-Referenzrahmen nach [71] modelliert. Ursprünglich besteht das Modell aus je drei differentiellen und algebraischen Gleichungen für den Stator, sowie je vier differentiellen und algebraischen Gleichungen für den Rotor. Hinzu kommt eine algebraische Gleichung für die Kopplung der Stator- und Rotorflüsse über den Luftspalt sowie zwei differentielle Gleichungen für die mechanische Bewegungsgleichung. Nachfolgend wird die Dynamik der Statorwicklungen vernachlässigt [71]. Dies erlaubt die Verwendung von algebraischen Gleichungen für das koppelnde Stromnetz, welches andernfalls ebenfalls dynamisch berücksichtigt werden müsste. Die Per-Unit-Gleichungen der Statorspannung enthalten durch die Vernachlässigung nur den fundamentalen Anteil der Netzfrequenz und keine hochfrequenten Transienten. Weiterhin werden Änderungen der Kreisfrequenz des Rotors vernachlässigt, da diese klein sind und keine relevanten Auswirkungen auf die Klemmenspannung des Stators besitzen.

- Regelungseinrichtungen des Synchrongenerators: Das dynamische Verhalten von Synchrongeneratoren wird über mehrere Regelungseinrichtungen gesteuert. Im Rahmen der Arbeit sind insbesondere Spannungsregler und Erregersystem und das Pendelungsdämpfungsgerät relevant. Dazu werden die Modelle der jeweiligen Literaturquellen linearisiert.
- Verbraucherlasten: Wirk- und Blindleistungsbezüge von Verbraucherlasten werden mit einem einfachen dynamischen Modell beschrieben. Dieses umfasst für Wirk- und Blindleistungsbezug getrennt eine differentielle Gleichung für die Beschreibung der Lastwiederkehr nach einer Spannungsänderung und eine algebraische Gleichung zur Beschreibung des Lastbezugs [82, 89]. Das mathematische Modell dazu wurde in Abschnitt 2.2.3 beschrieben.
- VSC-HGÜ: Das Verhalten von VSC-HGÜ wird im Rahmen der Arbeit über ein AVM nach [99] nachgebildet. Dieses berücksichtigt das elektrische Verhalten auf der AC-Seite über eine gesteuerte Spannungsquelle und auf der DC-Seite über eine gesteuerte Stromquelle. Vernachlässigt werden die internen Schaltvorgänge der Umrichter, da diese keine Auswirkungen auf das übergeordnete Verhalten aus Systemsicht haben. Die Steuerung der Spannungs- wie Stromquelle erfolgt über ein übergeordnetes Regelungskonzept, wie es in Abschnitt 2.4.1 beschrieben wurde.
- EE-Anlagen: Aufgrund des Fokus auf das Übertragungsnetz werden nachfolgend ausschließlich Offshore-Windparks betrachtet. Diese werden überwiegend über Umrichter an das elektrische Energieversorgungssystem angeschlossen. Daher wird das Modell von VSC-HGÜ für den Anschluss von EE-Anlagen verwendet.
- Weiteres AC- und DC-System: Die weiteren Betriebsmittel des AC- und DC-Systems umfassen insbesondere die leistungsübertragenden Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren. Deren transiente Charakteristiken sind verglichen mit Synchrongeneratoren sehr schnell und klingen mit kleinen Zeitkonstanten

ab. Aus diesem Grund werden sie weiterhin nicht betrachtet und die weiteren Betriebsmittel lediglich über algebraische Gleichungen nachgebildet. Für das AC- und DC-System werden die jeweiligen Admittanzmatrizen verwendet [71].

Ausgehend von den linearisierten Modellen bestehen wechselseitige Abhängigkeiten zwischen Zustandsvariablen, algebraischen Ausgangs- und Eingangsvariablen. Diese Abhängigkeiten sind in Abbildung 4.3 für einen Synchrongenerator, eine Verbraucherlast und das passive AC-System sowie für eine VSC-HGÜ und das passive DC-System gezeigt.

Die Kopplung der entwickelten Zustandsraumdarstellungen der einzelnen Teilsysteme geschieht auf Grundlage von Eingangs-Ausgangs-Beziehungen, welche ebenfalls in Matrixform formuliert werden. Somit lassen sich die Ausgänge eines Teilsystems mit den passenden Eingängen eines anderen Teilsystems verbinden [177]. Schlussendlich wird die Zustandsraumdarstellung des Gesamtsystems nach (4.20) erreicht, die für die Bewertung der Rotorwinkelstabilität verwendet wird.

Wird die Bewegung eines freien Systems betrachtet, so gilt für (4.20) zunächst  $\Delta u = 0$ . In diesem Fall lässt sich die Lösung von (4.20) zu (4.21) bestimmen. Hierbei bezeichnet  $\underline{\lambda}_{dyn,i}$  den i-ten Eigenwert der Zustandsraummatrix *A*, während  $\Upsilon_{dyn,re,i}$  und  $\Upsilon_{dyn,li,i}$  die jeweils korrespondierenden rechten bzw. linken Eigenvektormatrizen zu diesem Eigenwert bezeichnen [71].

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\mathbf{x}}} \boldsymbol{\Upsilon}_{\mathrm{dyn,re},i} \cdot \boldsymbol{\Upsilon}_{\mathrm{dyn,li},i} \cdot \Delta \mathbf{x}(0) \cdot \mathrm{e}^{\boldsymbol{\lambda}_{\mathrm{dyn},i} \cdot t}$$
(4.21)

Anhand von (4.21) lässt sich erkennen, dass sich die freie Bewegung des Systems nach (4.20) aus einer linearen Kombination von  $n_x$  Moden der Zustandsraummatrix A zusammensetzt. Die Eigenwertanalyse der Zustandsraummatrix wird genutzt, um die Rotorwinkelstabilität zu bewerten. Hierbei können Eigenwerte entweder reell oder komplex sein [71].

- Reelle Eigenwerte entsprechen nicht-oszillatorischen Moden. Ein negativer reeller Eigenwert bedingt einen abklingenden Mode, wobei die Höhe des Eigenwertes der Stärke der Dämpfung entspricht. Bei einem negativen reellen Eigenwert ist die Stabilität des Modes gewährleistet. Ein positiver reeller Eigenwert bedeutet hingegen aperiodische Instabilität.
- Komplexe Eigenwerte treten in konjugiert-komplexen Paaren zu  $\underline{\lambda}_{dyn} = \sigma_{dyn} \pm j \cdot \omega_{dyn}$  auf, wobei ein konjugiert-komplexes Eigenwertpaar als oszillatorischer Mode bezeichnet wird. Die zeitliche Antwort des Systems nach (4.21) ist



Abbildung 4.3.: Wechselseitige Abhängigkeiten von Zustandsvariablen, algebraischen Ausgangs- und Eingangsvariablen in der Zustandsraumdarstellung zur Bewertung der Rotorwinkelstabilität durch das konjugiert-komplexe Eigenwertpaar wiederum reell. Der Realteil des komplexen Modes  $\sigma_{dyn}$  entspricht der Dämpfung, während der Imaginärteil  $\omega_{dyn}$  der Kreisfrequenz der Schwingung entspricht. Somit kann auch bei komplexen Eigenwerten der Realteil des Eigenwertes zur Bewertung der Stabilität des Modes herangezogen werden. Ist dieser negativ, klingt die Schwingung ab; ist dieser positiv, so liegt oszillatorische Instabilität vor. Weiterhin kann die Dämpfungsrate eines komplexen Mode  $\zeta_{dyn}$  zu (4.22) bestimmt werden. Diese entspricht der Abklingrate der bei komplexen Eigenwerten auftretenden Schwingung.

$$\zeta_{\rm dyn} = \frac{-\sigma_{\rm dyn}}{\sqrt{\sigma_{\rm dyn}^2 + \omega_{\rm dyn}^2}} \tag{4.22}$$

Die Bewertung der statischen Rotorwinkelstabilität erfolgt über die Auswertung der Realteile der Eigenwerte real  $(\underline{\lambda}_{dyn})$  der Zustandsraummatrix A. Weist auch nur ein Eigenwert einen positiven Realteil auf, so liegt gemäß der ersten Methode von Lyapunov Instabilität vor [178]. Dies ist auch an der Lösung im Zeitbereich nach (4.21) ersichtlich. Weiterhin können über die Analyse der Kreisfrequenzen  $\omega_{dyn}$  der komplexen Modes Informationen über auftretenden Oszillationen im System gewonnen werden. Die mit  $f_{dyn} = \omega_{dyn}/(2 \cdot \pi)$  folgende Frequenz entspricht der in Abschnitt 3.2.3 bestimmten Klassifizierung typischer Oszillationen. Basierend darauf kann eine minimale Dämpfungsrate definiert werden, damit eine auftretende Schwingung möglichst zeitnah abklingt. Bspw. definiert [153]  $\zeta_{dyn,min} = 5\%$  als ausreichend.

Analog zu der Bestimmung von Sensitivitäten bei der Bewertung der Spannungsstabilität lässt sich die Sensitivität  $\rho_{dyn,ji}$  von Zustandsvariable j auf Mode i zu (4.23) ausdrücken.

$$\rho_{\rm dyn,ji} = \Upsilon_{\rm dyn,re,ji} \cdot \Upsilon_{\rm dyn,li,ij} \tag{4.23}$$

Das Vorgehen ist ausführlich in [179–181] beschrieben. Die Sensitivitäten können genutzt werden, um im Falle eines ungenügend gedämpften bzw. instabilen Modes die relevanten Zustandsvariablen zu bestimmen und Gegenmaßnahmen zu ergreifen.

### 4.3 Stationäre Sicherheitsbewertung

Im vorangegangenen Abschnitt wurden einzelne relative Kriterien zur Bewertung des stationären Arbeitspunktes abgeleitet, die allerdings keinen absoluten Abstand zur Zulässigkeits- wie Stabilitätsgrenze angeben. Dafür wird weiterhin ein absolutes Bewertungskriterium benötigt. Ausgehend vom Gleichgewichtszustand des stationären Arbeitspunktes  $\Gamma_0$  wird durch eine Modifikation der Übertragungsaufgabe sukzessive die Systemauslastung erhöht. Dies lenkt die entstehenden Gleichgewichtszustände zunehmend weiter vom stationären Arbeitspunkt aus, bis schließlich keine Konvergenz des Lastflusses mehr erzielt werden kann. Der letzte konvergente Gleichgewichtszustand wird als maximale Leistungsübertragung  $\Gamma_{\text{MaxLstg}}$  bezeichnet.

Die im Rahmen der stationären Sicherheitsbewertung sukzessiv weiter ausgelenkten Gleichgewichtszustände stellen nicht notwendigerweise zulässige wie stabile Gleichgewichtszustände dar. Daher werden in jeder Iteration die entwickelten relativen Bewertungskriterien überprüft. Kommt es zu einer Verletzung eines relativen Kriteriums, so bestimmt der zuletzt bestimmte zulässige bzw. stabile Gleichgewichtszustand die stationäre Sicherheitsgrenze  $\Gamma_{\text{StatM}}$ . Die Art und Weise der Modifikation der Übertragungsaufgabe ist frei wählbar. Im Rahmen der Arbeit wird eine Methode verwendet, wonach der Leistungsbezug der Verbraucherlasten  $\underline{S}_{\text{L}}$  linear gesteigert wird [142, 182]. Prinzipiell sind hier auch andere Variationen denkbar, sodass eine Variation auch über eine nicht-lineare Steigerung der Verbraucherlasten bestimmt werden könnte [183–185]. Diese Verfahren werden weiterhin nicht betrachtet.

Die angewandte Methode ist in Abbildung 4.4 verdeutlicht und wird nachfolgend beschrieben. Ausgehend von der initialen Bestimmung des Gleichgewichtszustandes  $\Gamma_0$  wird diese Lösung zunächst als Fallback-Lösung  $\Gamma_{FB}^{(1)} = \Gamma_0$  für den Fall einer Divergenz der nächsten Iteration gespeichert. Anschließend werden die Leistungsbezüge der Verbraucherlasten bei Bezugsspannung <u>S</u><sub>LU0</sub> gemäß (4.24) erhöht.

Hierzu wird der Faktor  $k_{\rm L}^{(\kappa)}$  eingeführt, der initial zu  $k_{\rm L}^{(1)} = 0,01$  gesetzt wird. Die Leistungsentnahmen werden linear gesteigert. Die Linearität wird über den normalisierten Richtungsvektor  $\iota_{\rm L}$  nach (4.24) gewährleistet. In Iteration  $\kappa$  bezeichnet  $\underline{S}_{{\rm L},{\rm U0}}^{(\kappa)}$ den Leistungsbezug der Verbraucherlasten bei Bezugsspannung. Die Steigerung geschieht ausgehend vom stationären Arbeitspunkt  $\underline{S}_{{\rm L},{\rm U0}}^{(0)} = \underline{S}_{{\rm L},{\rm U0}}$ .

$$\underline{S}_{\mathrm{L},\mathrm{U0}}^{(\kappa)} = \underline{S}_{\mathrm{L},\mathrm{U0}}^{(\kappa-1)} + k_{\mathrm{L}}^{(\kappa)} \cdot \boldsymbol{\iota}_{\mathrm{L}} = \underline{S}_{\mathrm{L},\mathrm{U0}}^{(\kappa-1)} + \Delta \underline{S}_{\mathrm{L},\mathrm{U0}}^{(\kappa)}$$
(4.24)

$$\operatorname{mit} \iota_{\mathrm{L}} = \underline{s}_{\mathrm{L},\mathrm{U0}} / \left\| \underline{s}_{\mathrm{L},\mathrm{U0}} \right\| \tag{4.25}$$



# Abbildung 4.4.: Methodisches Vorgehen der stationären Sicherheitsbewertung bei Bestimmung von ${\it \Gamma}_{\rm StatM}$

Die Erhöhung der Systemauslastung über die Änderung von Leistungsentnahmen  $\sum \Delta \underline{S}_{L,U0}^{(\kappa)}$  muss gemäß (4.26) von den Leistungseinspeisungen der konventionellen Kraftwerke  $\sum \Delta \boldsymbol{P}_{KonvKW}^{(\kappa)}$  ausgeregelt werden.

$$\Delta \boldsymbol{P}_{\text{KonvKW}}^{(\kappa)} = \sum \Delta \boldsymbol{P}_{\text{L},\text{U0}}^{(\kappa)} \tag{4.26}$$

In der Realität geschieht dies bei ausreichender Vorlaufzeit im Rahmen des marktwirtschaftlichen Vorgehens zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes oder instantan über Regelreserve, deren Einsatz ebenfalls marktwirtschaftlich bestimmt wird. Da diese marktwirtschaftlichen Verfahren nicht abgebildet werden, wird angenommen, dass sich alle verfügbaren konventionellen Kraftwerke anteilig gemäß ihrer Bemessungsleistung  $S_{r,KonvKW}$  innerhalb des zulässigen Betriebsdiagramms an der Ausregelung beteiligen.

Für den ausgelenkten Arbeitspunkt wird im Anschluss eine hybride AC-DC-Lastflussrechnung durchgeführt. Konvergiert diese, werden die relativen Bewertungskriterien ausgehend von den Ergebnissen der Lastflussrechnung geprüft. In der konkreten Umsetzung wird die Modifikation der Übertragungsaufgabe separat für jedes relative Kriterium betrachtet, sodass eine Vergleichbarkeit in der Bewertung der einzelnen Kriterien ermöglicht wird. Dies bedeutet, dass bei der Bewertung eines relativen Kriteriums der Iterationsschritt auch dann divergent gewertet wird, wenn zwar der Lastfluss konvergent ist, aber das jeweils betrachtete Kriterium verletzt ist. Dies erlaubt einen Vergleich zwischen den Kriterien. Die weiteren Erläuterungen beziehen sich auf die maximale Leistungsübertragung  $\Gamma_{MaxLstg}$ , sind aber analog für die anderen Kriterien gültig.

Der bestimmte konvergente Gleichgewichtszustand wird als neue Fallback-Lösung  $\Gamma_{\rm FB}^{(\kappa)}$  gespeichert, ehe eine weitere Iteration durchgeführt wird. Im Falle der Divergenz der Lastflussrechnung ist hingegen die maximale Leistungsübertragung  $\Gamma_{\rm MaxLstg}$  überschritten worden. In diesem Fall wird zum einen die Fallback-Lösung  $\Gamma_{\rm FB}^{(\kappa-1)}$  genutzt, um den letzten bestimmten Gleichgewichtspunkt einzusetzen. Zum anderen wird der Richtungsfaktor  $k_{\rm L}^{(\kappa)}$  reduziert. Unterschreitet dieser die Konvergenzschranke  $\varepsilon_{\rm lin} = 10^{-6}$ , so wird angenommen, dass die maximale Leistungsübertragung  $\Gamma_{\rm MaxLstg}$  hinreichend genau angenähert ist. Eine genauere Bestimmung der maximalen Leistungsübertragung ist darüber hinaus nur mit weitergehenden Methoden wie dem Continuation Power Flow möglich [65]. Die bestimmten Gleichgewichtszustände der einzelnen relativen Kriterien unterschätzen den Eintritt des jeweiligen Kriteriums zur sicheren Seite.

Der Abstand  $\gamma_{\text{MaxLstg}}$  des stationären Arbeitspunktes, beschrieben durch  $\underline{S}_{\text{L},\text{U0},0}$ , zur maximalen Leistungsübertragung, beschrieben durch  $\underline{S}_{\text{L},\text{U0},\text{MaxLstg}}$ , lässt sich über die vektorielle Norm zu (4.27) quantifizieren und wird nachfolgend als Sicherheitsmarge bezeichnet.

$$\gamma_{\text{MaxLstg}} = \left\| \underline{S}_{\text{L},\text{U0,MaxLstg}} - \underline{S}_{\text{L},\text{U0,0}} \right\| \triangleq \left\| \boldsymbol{\Gamma}_{\text{MaxLstg}} - \boldsymbol{\Gamma}_{0} \right\|$$
(4.27)

Wie beschrieben gilt (4.27) analog auch für den Abstand des stationären Arbeitspunktes  $\Gamma_0$  zu den weiteren eingeführten relativen Kriterien:

- $\gamma_{\text{Umin}}$ : Sicherheitsmarge der Verletzung des unteren Spannungstoleranzbandes nach dem Punkt  $\Gamma_{\text{Umin}}$  zum stationären Arbeitspunkt  $\Gamma_0$  gemäß (4.8),
- $\gamma_{\text{Umax}}$ : Sicherheitsmarge der Verletzung des oberen Spannungstoleranzbandes nach dem Punkt  $\Gamma_{\text{Umax}}$  zum stationären Arbeitspunkt  $\Gamma_0$  gemäß (4.8),
- $\gamma_{\Theta 90}$ : Sicherheitsmarge der Verletzung des 90°-Kriteriums nach dem Punkt  $\Gamma_{\Theta 90}$  zum stationären Arbeitspunkt  $\Gamma_0$  gemäß (4.10),
- $\gamma_{\Theta 120}$ : Sicherheitsmarge der Verletzung des 120°-Kriteriums nach dem Punkt  $\Gamma_{\Theta 120}$  zum stationären Arbeitspunkt  $\Gamma_0$  gemäß (4.10),
- $\gamma_{\text{Ith}}$ : Sicherheitsmarge der Verletzung der thermischen Stromtragfähigkeit nach dem Punkt  $\Gamma_{\text{Ith}}$  zum stationären Arbeitspunkt  $\Gamma_0$  gemäß (4.11),
- $\gamma_{\rm LF}$ : Sicherheitsmarge der Verletzung der Langzeit-Spannungsstabilität nach dem Punkt  $\Gamma_{\rm LF}$  zum stationären Arbeitspunkt  $\Gamma_0$  gemäß Abschnitt 4.2.2,
- $\gamma_{\text{Damp}}$ : Sicherheitsmarge der Verletzung der minimal zulässigen Dämpfung der Kleinsignal-Rotorwinkelstabilität nach dem Punkt  $\Gamma_{\text{Damp}}$  zum stationären Arbeitspunkt  $\Gamma_0$  gemäß Abschnitt 4.2.3.

Die stationäre Sicherheitsmarge  $\gamma$  wird in MVA bestimmt und stellt eine spezifische Kennzahl für die jeweils betrachtete Übertragungsaufgabe dar. Aufgrund der Unterschiedlichkeit kann darüber jedoch keine direkte Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Übertragungsaufgaben hergestellt werden. Als weitere Kennzahl wird daher der stationäre Lastfaktor k eingeführt. Für den Punkt der maximalen Leistungsübertragung gibt er das Verhältnis der Summe der Verbraucherlasten bei  $\Gamma_{\text{MaxLstg}}$  zu  $\Gamma_0$  an und berechnet sich zu (4.28).

$$k_{\text{MaxLstg}} = \frac{\sum \underline{S}_{\text{L},\text{U0,MaxLstg}}}{\sum \underline{S}_{\text{L},\text{U0,0}}}$$
(4.28)

Nachfolgend werden beide Kennzahlen für die verschiedenen Kriterien verwendet, um die jeweilige Übertragungsaufgabe zu bewerten. Zusammengefasst lässt sich daraus die stationäre Sicherheitsmarge  $\gamma_{\text{StatM}}$  bzw. der stationäre Sicherheitsfaktor  $k_{\text{StatM}}$  als Minimum der jeweils separaten Bewertungen der relativen Kriterien zu (4.29) bestimmen.

$$\gamma_{\text{StatM}} = \min\left(\gamma_{\text{Umin}}, \gamma_{\text{Umax}}, \gamma_{\Theta 90}, \gamma_{\text{Ith}}, \gamma_{\text{LF}}, \gamma_{\text{Damp}}, \gamma_{\text{MaxLstg}}\right)$$
(4.29a)

$$k_{\text{StatM}} = \min\left(k_{\text{Umin}}, k_{\text{Umax}}, k_{\Theta 90}, k_{\text{Ith}}, k_{\text{LF}}, k_{\text{Damp}}, k_{\text{MaxLstg}}\right)$$
(4.29b)

Insbesondere der stationäre Sicherheitsfaktor  $k_{\text{StatM}}$  kann im Sinne einer Forderung der North American Electric Reliability Corporation (NERC) bzw. Western Electricity Coordinating Council (WECC) genutzt werden. Diese fordern in der Literatur explizit zur Wahrung der Spannungsstabilität, dass stets ein minimaler stationärer Sicherheitsfaktor gemäß (4.30) gelten soll [61, 186]. Diese Forderung wird generalisiert für die Bewertung der stationären Sicherheitsmarge genutzt.

$$k_{\text{StatM}} > k_{\text{min.StatM}} = 1,05 \tag{4.30}$$

### 4.4 Zusammenfassung

Mathematisch lässt sich das elektrische Energieversorgungssystem durch ein differential-algebraisches Gleichungssystem beschreiben. Basierend auf diesem kann der stationäre Arbeitspunkt als Gleichgewichtszustand berechnet werden, auf den für den initialen Zeitpunkt keine Störungen wirken. Basierend auf dieser Berechnung wurden im vorliegenden Kapitel relative Kriterien entwickelt, die eine Bewertung der stationären Zulässigkeit als auch der statischen Stabilität gegenüber Kleinsignalstörungen erlauben. Dies umfasst definierte Grenzwerte für die Bewertung der stationären Zulässigkeit wie auch Eigenwertanalysen für die Bewertung der Widerstandsfähigkeit gegenüber Kleinsignalstörungen. Diesen Kriterien ist gemein, dass sie den jeweiligen Arbeitspunkt nur relativ bewerten, indem sie kein absolutes Maß zur Zulässigkeits- wie Stabilitätsgrenze angeben. Aus diesem Grunde wurde eine stationäre Sicherheitsbewertung eingeführt, die den Abstand zwischen dem stationären Arbeitspunkt und der Zulässigkeits- wie Stabilitätsgrenze über eine Auslenkung der Gleichgewichtszustände bestimmt. Die stationäre Sicherheitsrechnung wird im nächsten Kapitel auf ein realistisches Testsystem angewendet, um so die eingangs angeführte Zielsetzung der Arbeit untersuchen zu können.

# 5 Untersuchung der stationären Übertragungsaufgabe

Im vorigen Kapitel wurde das genutzte Verfahren zur Bewertung der stationären Übertragungsaufgabe vorgestellt. In realen elektrischen Energieversorgungssystemen ergibt sich die Übertragungsaufgabe als Ausgestaltung multipler Einflussfaktoren. Dies umfasst die strukturierte Verschaltung der leistungsübertragenden Betriebsmittel, die Anordnung der Erzeugungsanlagen und Anlagen der Verbraucherlasten, wie auch weitergehende Einflussfaktoren in Form von Regelungsmechanismen. Die in Abschnitt 1.2 eingeführte Zielsetzung der Arbeit besteht in der Bewertung der Einflussfaktoren auf die verschiedenen, in Abschnitt 4.2 eingeführten, Bewertungskriterien. Dafür wurde in Abschnitt 4.3 ein Verfahren zur stationären Sicherheitsbewertung unter Einbeziehung dieser Kriterien eingeführt. Diese stationäre Sicherheitsbewertung erlaubt den Vergleich verschiedener Übertragungsaufgaben, die gemäß der Zielsetzung der Arbeit für unterschiedliche Einflussfaktoren variiert werden.

Für die simulative Untersuchung der Fragestellungen wird in Abschnitt 5.1 das Nordic32-Testsystem als Benchmarknetz eingeführt. Als Referenzfall wird die hinterlegte Übertragungsaufgabe einer stationären Sicherheitsbewertung unterzogen.

Dem stationären Arbeitspunkt liegt die vorhandene Netzstruktur zugrunde, über die sich die Leistungsflüsse gemäß den Impedanzverhältnissen der Betriebsmittel ausbreiten. Hierbei wird in Netzstudien häufig nur ein Übertragungsnetzmodell genutzt, welches die jeweils notwendigen Anforderungen erfüllt. Die jeweilige Netzstruktur wird zwar teilweise angepasst, z.B. durch Netzausbau, allerdings nicht einer umfassenden Sensitivitätsanalyse der Leitungslängen unterzogen. Dies ist in Netzstudien nicht zielführend, da in der Praxis ein Übertragungsnetz vorliegt, welches untersucht werden soll. Der Einfluss der Netzstruktur wird in Abschnitt 5.2 untersucht.

Basierend auf den Untersuchungen in Abschnitt 5.2 lassen sich verschiedene Netzstrukturen ableiten, die unterschiedliche Eigenschaften aufweisen. Bestimmte Netzstrukturen können Herausforderungen für die Blindleitungsbilanz implizieren, die allerdings stets gewährleistet werden muss. Die Blindleitungsbilanz kann insbesondere durch Kompensationsanlagen punktuell lokal beeinflusst werden. In Abschnitt 5.3 werden zwei Netzstrukturen gewählt, die eine Gefährdung der Blindleistungsbilanz aufweisen. Für diese wird eine Variation der lokalen Blindleistungskompensation untersucht.

Neben der bestehenden Erzeugungsstruktur in Form von konventionellen Kraftwerken werden zukünftig bedingt durch die Energiewende vermehrt Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch im Übertragungsnetz angeschlossen werden. Die daraus folgenden Änderungen der Erzeugungsstruktur beeinflussen die Ausgestaltung der Übertragungsaufgabe. Letztere ist abhängig von der Ausprägung der Netzstruktur, wobei hier insbesondere die Übertragungsentfernung interessant ist. In Abschnitt 5.4 wird der Einfluss des Ausbaus von EE-Anlagen auf die Ausgestaltung der Übertragungsaufgabe für zwei unterschiedlich lange Netzstrukturen untersucht.

Insbesondere für weiträumige Übertragungsentfernungen werden zukünftig auch VSC-HGÜ eingesetzt. Die Untersuchung aus Abschnitt 5.4 wird in Kapitel 5.5 unter Einbeziehung einer VSC-HGÜ wiederholt, um deren Einfluss auf die Ausgestaltung der Übertragungsaufgabe bewerten zu können.

## 5.1 Benchmarknetz für stationäre Untersuchungen: Nordic32-Testsystem

Für die Untersuchung der stationären Übertragungsaufgabe wird ein Netzmodell benötigt, das die Ableitung möglichst allgemeingültiger Aussagen zulässt. Allgemein werden diese Netzmodelle als Benchmarknetze bezeichnet, da sie weniger auf die vollständige Abbildung des elektrischen Energieversorgungssystems eines bestimmten Landes abzielen, sondern möglichst allgemein typische Netz- sowie Erzeugungsund Laststrukturen beschreiben. Hierfür sind in der Literatur eine Vielzahl möglicher Modelle vorhanden. Diese unterscheiden sich in verschiedenen Parametern, wie z.B. den abgebildeten Spannungsebenen, der Ausdehnung des Netzes, den Betriebsmitteln oder dem Untersuchungsgegenstand, für den das Benchmarknetz erstellt wurde. Insbesondere letzteres ist relevant, da die Strukturen, Modelle und Parameter eine Beantwortung der dem jeweiligen Untersuchungsgegenstand zugrunde liegenden Fragestellung erlauben müssen. Im Rahmen der Arbeit wird ein Benchmarknetz benötigt, welches stationäre Untersuchungen im Übertragungsnetz erlaubt.

Zur Gewährleistung der angeführten Kriterien kommt ein Benchmarknetz zum Einsatz, das in der Task Force on Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment der IEEE erarbeitet wurde. Dabei handelt es sich um das Nordic-32-Bus-Testsystem (im folgenden Nordic32-Testsystem genannt) [187]. Das verwendete Benchmark-System wird in Abschnitt 5.1.1 beschrieben. In Abschnitt 5.1.2 wird die hinterlegte Übertragungsaufgabe mittels der eingeführten stationären Sicherheitsbewertung bewertet.

### 5.1.1 Einführung des Nordic32-Testsystem

Das Nordic32-Testsystem wurde ursprünglich als fiktives Übertragungsnetzmodell basierend auf dem schwedischen bzw. skandinavischen Übertragungsnetz etwa um 1970 von K. Walve entwickelt. Es wurde von der IEEE Task Force angepasst, um die dynamischen Modelle und Regler repräsentativ zu gestalten. Die Hauptaufgabe der Task Force bestand in der Erstellung eines international anerkannten Testsystems für Untersuchungen zur Spannungsstabilität. Alle Daten des Testsystems sind [187] entnommen.

Das Testsystem ist in Abbildung 5.1 gezeigt, wobei die Abbildung nicht maßstabsgetreu ist. Aus diesem Grund sind die berechneten Leitungslängen in der Abbildung angegeben.<sup>1</sup> Die berechneten Leitungslängen zeigen, dass im Nordic32-Testsystem wenige überdurchschnittlich lange und viele unterdurchschnittlich lange, d.h. kurze, Leitungen vorhanden.

Wesentlich für das Testsystem mit der Netznennfrequenz  $f_n = 50$  Hz sind die vier Regionen Nord, Zentral, Süd und Extern. Diese sind über Übertragungsleitungen mit der Netznennspannung  $U_n = 400$  kV und einer Leitungslänge zwischen  $\ell_i = 427...640$  km verbunden. Die 400-kV-Übertragungsebene ist vermascht ausgeführt, wobei fünf der Übertragungsleitungen eine kapazitive Reihenkompensation aufweisen. Dies betrifft die Übertragungsleitungen zwischen NSt 4031 und NSt 4041 (Doppelleitung), zwischen NSt 4032 und NSt 4044 bzw. NSt 4032 und NSt 4042 sowie zwischen NSt 4021 und NSt 4042. Zusätzlich zu der vermaschten 400-kV-Übertragungsebene enthält das Testsystem einige weitere regionale Übertragungsebenen mit den Netznennspannungen  $U_{nN} = 220$  kV bzw.  $U_{nN} = 130$  kV.

Im Testsystem nach [187] sind zwei Arbeitspunkte angeführt, die eine unterschiedliche Anzahl Synchrongeneratoren enthalten und streng genommen unterschiedliche Erzeugungsstrukturen aufweisen. Für die weitere Arbeit wird der Arbeitspunkt B mit 23 Synchrongeneratoren verwendet. Diese weisen eine Anschlussspannung von  $U_{\rm rG} = 15$  kV auf und sind über stufbare Blocktransformatoren mit der Übertragungsnetzebene verbunden. Die unterlagerte Verteilungsnetzebene ist im Testsystem über 22 jeweils einzeln aggregierte Verbraucherlasten berücksichtigt, die eine Netznennspannung von  $U_{\rm nN} = 20$  kV aufweisen. Die Netzkuppeltransformatoren sind stufbar ausgeführt. EE-Anlagen sind im Testsystem nicht berücksichtigt.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Da in [187] keine Leitungslängen vermerkt sind, wurden diese über die angegebenen Reaktanzen X<sub>Ltg</sub> berechnet. Hierbei wurden die folgenden längenbezogenen Reaktanzbeläge für die vorhandenen Spannungsebenen verwendet: X<sub>Ltg,400kV</sub> = 0, 26 Ω/km, X<sub>Ltg,220kV</sub> = 0, 3 Ω/km und X<sub>Ltg,130kV</sub> = 0, 39 Ω/km [136]. Die berechneten Leitungslängen werden für die Aufteilung ℓ<sub>i</sub> > ℓ<sub>FLmax</sub> langer Freileitungen gemäß Abschnitt 2.3.1 genutzt.





	Nord	Zentral	Süd	Extern	Summe
P <sub>G,B</sub>	4, 63 GW	3, 45 GW	1,59GW	1,84GW	11,51GW
S <sub>rG,B</sub>	6, 25 GVA	3,9GVA	1,8GVA	5 GVA	16, 95 GVA
P <sub>L,B</sub>	1,18GW	6, 19 GW	1,39GW	2,3GW	11,06 GW

 
 Tabelle 5.1.: Vorgegebene Szenariodaten je Region für Arbeitspunkt B des Nordic32-Testsystem gemäß [187]

Tabelle 5.1 gibt die summierten Wirkleistungseinspeisungen  $P_{\rm G}$  und -bezüge  $P_{\rm L}$  für die vier im Testsystem vorhandenen Regionen an. In Abbildung 5.2 sind darüber hinaus die bilanzierten Wirkleistungseinspeisungen  $P_{\rm G}$  und -bezüge  $P_{\rm L}$  der jeweiligen Netzstation im Übertragungsnetz als Heatmap dargestellt. Wirkleistungseinspeisungen und -bezüge an der selben Netzstation des Übertragungsnetzes werden dabei saldiert. Zur besseren Orientierung sind die Netzstationen als Kreise und Leitungen als Striche im Übertragungsnetz vereinfacht eingezeichnet, wonach insbesondere Doppelleitungen nur einfach eingezeichnet werden.

Abbildung 5.2 verdeutlicht die dem Arbeitspunkt B zugrunde liegende Übertragungsaufgabe. Demnach sind die Verbraucherlasten hauptsächlich in der zentralen Region vorhanden. Die Deckung dieser Verbraucherlasten wird wesentlich von den Synchrongeneratoren in der nördlichen Region gewährleistet. Die Übertragungsaufgabe resultiert in diesem Szenario als weiträumige Leistungsübertragung zwischen der nördlichen und der zentralen Region über die verbindenden langen Freileitungen.

Im Testsystem sind darüber hinaus mehrere diskret schaltbare Kompensationsanlagen vorhanden. Dies inkludiert jeweils eine induktive Kompensationsanlage in der nördlichen und der zentralen Region mit in Summe  $Q_{r,Komp,ind} = 500$  Mvar. Weiterhin sind acht kapazitive Kompensationsanlagen in der zentralen Region und eine Anlage in der nördlichen Region mit einer installierten Leistung von  $Q_{r,Komp,kap} = 1.500$  Mvar vorhanden.

In [187] sind keine Angaben zur Spannungsregelung im Testsystem wie z.B. zum Regelverhalten der Blocktransformatoren angegeben. Aus diesem Grund werden die in Abschnitt 4.1.2 geschilderten Annahmen zur Spannungsregelung genutzt.

## 5.1.2 Bewertung der initial hinterlegten Übertragungsaufgabe

Das nach Abschnitt 5.1.1 bestimmte Nordic32-Testsystem mit der hinterlegten Übertragungsaufgabe wird in diesem Abschnitt der stationären Sicherheitsbewertung



**Abbildung 5.2.:** Lokale Verteilung der bilanzierten Wirkleistungseinspeisungen  $P_{\rm G}$ und -bezüge  $P_{\rm L}$  je Netzstation des Übertragungsnetzes im Arbeitspunkt B des Nordic32-Testsystem

unterzogen. Die Ergebnisse können in den nachfolgenden Untersuchungen als Referenz genutzt werden.

Die relativen Bewertungskriterien werden implizit bei der absoluten Sicherheitsbewertung diskutiert und im Folgenden nicht separat betrachtet. Lediglich die Ergebnisse der Bewertung der Rotorwinkelstabilität sind exemplarisch zunächst gesondert dargestellt. Die zugehörige Eigenwertdarstellung ist in Abbildung 5.3 gezeigt, während Tabelle 5.2 die Parameter der zwei relevanten Inter-Area-Modes sowie der zwei relevanten Local-Modes angibt.

In Abbildung 5.3 ist zu erkennen, dass alle auftretenden Moden stabil und ausreichend gedämpft sind. Das Nordic32-Testsystem weist zwei relevante globale Moden auf. Der erste globale Mode breitet sich zwischen den Synchrongeneratoren G20 und G18a bzw. G18b aus. Die zugehörige Oszillation erstreckt sich über das gesamte Testsystem, da der Synchrongenerator G20 in der externen Region liegt, während die Synchrongeneratoren G18a und G18b in der südlichen Region angeschlossen sind. Der zweite globale Mode wird ebenfalls von den beiden Synchrongeneratoren G18a und G18b in der südlichen Region beeinflusst. In diesem Fall schwingt die Oszillation aber wesentlich mit den Synchrongeneratoren G16a und G16b in der



Abbildung 5.3.: Eigenwerte der Rotorwinkelstabilität für den Arbeitspunkt B des Nordic32-Testsystem

 
 Tabelle 5.2.: Parameter relevanter konjugiert-komplexer Modes der Eigenwerte der Rotorwinkelstabilität im Nordic32-Testsystem nach Abbildung 5.3

	Dämpfung $\sigma_{ m dyn}$	Frequenz $f_{\rm dyn}$	Dominante Zustandsvariablen
IAM 1	$-0,548\frac{1}{s}$	0, 544 Hz	$\omega_{ ext{G20}}, \delta_{ ext{G20}}, \delta_{ ext{G18a,b}}, \omega_{ ext{G18a,b}}$
IAM 2	$-0,971\frac{1}{s}$	0,714Hz	$\delta_{ ext{G18a,b}},\omega_{ ext{G18a,b}},\delta_{ ext{G16a,b}}$
LM 1	$-0,895\frac{1}{s}$	1, 575 Hz	$\omega_{ m G19}, \delta_{ m G19}$
LM 2	$-1,68\frac{1}{s}$	1, 766 Hz	$\omega_{_{ m G13}}$ , $\delta_{_{ m G13}}$

zentralen Region. Darüber hinaus weist das System zahlreiche lokale Moden auf. Der am schwächsten gedämpfte Mode ist LM1 von Synchrongenerator G19 in der externen Region.

Tabelle 5.3 gibt die Kennzahlen der stationären Sicherheitsbewertung an. Die stationäre Sicherheitsmarge beträgt  $\gamma_{\text{StatM}} = \gamma_{\Theta 90} = 273,4$  MVA für die maximale Winkeldifferenz  $\theta_{\text{NSt,max1}} = 90^{\circ}$ . Dies entspricht einem stationären Sicherheitsfaktor von  $k_{\text{StatM}} = k_{\Theta 90} = 1,087$ . Weiterhin wird kein anderes relatives Kriterium vor der maximalen Leistungsübertragung bei  $\gamma_{\text{MaxLstg}} = 290,2$  MVA verletzt. Die maximale Leistungsübertragung wird durch eine Schaltung des Stufenschalters von Transformator 2031-31 limitiert, die nicht mehr konvergent durchgeführt werden kann. Zur weiteren Erläuterung ist in Abbildung 5.4 die Detailauswertung der stationären Si-

Tabelle 5.3.: Kennzahlen der stationären Sicherheitsbewertung für die initiale Ül	ber-
tragungsaufgabe des Nordic32-Testsystems	

	k	γ
$\Gamma_{\text{StatM}} = \Gamma_{\Theta 90}$	1,087	273,4 MVA
$arGamma_{ ext{MaxLstg}}$	1,093	290, 2 MVA

cherheitsbewertung in Form verschiedener Verläufe ausgewählter Betriebsparameter dargestellt.

In Abbildung 5.4a sind die Spannungsverläufe der Netzstationen 31  $U_{\rm NSt,31}$  und 2031  $U_{\rm NSt,2031}$  über der Sicherheitsmarge  $\gamma$  gezeigt. Die beiden Spannungsverläufe werden gezeigt, da eine Stufung des Transformators zwischen NSt 2031 und NSt 31 die Divergenz des Lastflusses bedingt. Die Netzstation 2031 ist unmittelbar NSt 4031 unterlagert, die das nördliche Ende der langen Doppelleitung zwischen nördlicher und zentraler Region bildet. Da die Spannung  $U_{\rm NSt,31}$  an der unterlagerten Netzstation 31 zunächst oberhalb der Regelspannung des Transformators von  $\overline{U}_{\rm Tr,reg,min} = 0,98$  pu liegt, stuft der Transformator zunächst nicht. In den Spannungsverläufen beider Netzstationen ist der Einfluss weiterer Stufungen von Transformatoren und Kompensationsanlagen an anderen Netzstationen erkennbar. Die Spannungen der einzelnen Netzstationen beeinflussen sich wechselseitig, sodass der langzeitstabile Zustand zum Teil erst nach mehreren Iterationen resultiert. Aus diesem Grund sind diejenigen Gleichgewichtszustände mit einem Kreis markiert, die dem langzeitstabilen Zustand entsprechen - nicht markiert sind Gleichgewichtszustände, die nur kurzzeitstabil sind.

Im Verlauf der schrittweisen Auslenkung sinken die Spannungen beider Netzstationen ab. Dies wird bedingt durch die gesteigerte Systemauslastung, die höhere Stromflüsse und damit auch einen höheren Blindleistungsbedarf ergibt. Dies ist auch in Abbildung 5.4c und Abbildung 5.4d ersichtlich. Erst bei  $\gamma = 250, 8$  MVA wird eine Schaltung des Transformators zwischen NSt 2031 und NSt 31 notwendig, da an der unterlagerten NSt 31  $\overline{U}_{NSt,31} < 0,98$  pu resultiert. Die Schaltung des Transformators erhöht die Spannung  $U_{NSt,31}$ , während die Spannung  $U_{NSt,2031}$  in der überlagerten Spannungsebene sinkt.

Bei  $\gamma > 290, 2$  MVA kann kein langzeitstabiler Zustand mehr gefunden werden. Die bestimmten konvergenten Punkte sind lediglich kurzzeitstabil. Sie bilden zwar einen konvergenten Arbeitspunkt in der Lastflussberechnung aus, beinhalten aber Verletzungen der Spannungsregelbänder der Transformatoren. Entsprechend kommt es zu weiteren Stufungen der Transformatoren, wobei diese aber nicht zu einem



Abbildung 5.4.: Detailauswertung der stationären Sicherheitsbewertung für die initiale Übertragungsaufgabe

konvergenten Lastfluss führen. Wie beschrieben wird die Divergenz durch eine Stufung des Transformators 31-2031 verursacht. Die maximale Leistungsübertragung  $\Gamma_{\text{MaxLstg}}$  wird durch den letzten langzeitstabilen Gleichgewichtszustand bestimmt. Die nachfolgenden Darstellungen zeigen ausschließlich die langzeitstabilen Gleichgewichtspunkte.

Abbildung 5.4b stellt die Polardarstellung ausgewählter 400-kV-Netzstationen aus den vier Regionen im Testsystem (NSt 4031, NSt 4046, NSt 4063 und NSt 4072) sowie der zwei Netzstationen dar, die die maximale Spannungswinkeldifferenz bestimmen (NSt 1021 und NSt 1041). Hierbei ist NSt 4072 diejenige Netzstation in der externen Region, an der der Slack-Generator angeschlossen ist. Daraus resultiert, dass sich der Winkel der komplexen Knotenspannung  $\theta_{\rm NSt,4072}$  durch die Variation der Lasten nur minimal ändert. Deutlich stärker ändern sich die Spannungswinkel in der zentralen Region (NSt 4046 und NSt 1041) und südlichen Region (NSt 4063), die mit der zunehmenden Auslenkung durch die stationäre Sicherheitsbewertung negativer werden. Die absolute Vergrößerung der Spannungswinkeldifferenzen ist maßgeblich von der zunehmenden Wirkleistungsübertragung beeinflusst. Dies gilt auch für den Spannungswinkel $\boldsymbol{\theta}_{\text{NSt},1041}$ an NSt 1041, der absolut am stärksten erhöht wird. An diese Netzstation ist mit  $P_{1,1,0} = 600 \,\text{MW}$  eine verhältnismäßig starke Verbraucherlast angeschlossen, die aus den umliegenden Kraftwerken G6 mit  $P_{rG6} = 360 \text{ MW}$  und G7 mit  $P_{rG7} = 180 \text{ MW}$  nicht vollständig versorgt werden kann. Dies ist auch aus Abbildung 5.2 ersichtlich.

Anhand der Boxplot-Darstellung in Abbildung 5.4c ist zu erkennen, dass keine Verletzung des Spannungstoleranzbandes vorliegt. Die Knotenspannungen an den Netzstationen sinken im Verlauf der Auslenkung ab, was sich wesentlich an den Extremwerten bemerkbar macht. Anhand des kleiner werdenden Interquartilsabstand zwischen dem 25%- und 75%-Quantil ist ersichtlich, dass sich die Knotenspannungen insgesamt im Verlauf der Auslenkung angleichen. Insbesondere sinkt der arithmetische Mittelwert, markiert durch die Raute, ab, während der Median eher konstant bei  $\overline{U}_{\rm NSt,med} \approx 1$  pu bleibt. Dies verdeutlicht, dass wenige Knotenspannungen nicht stark absinkt. Dies entspricht einem lokal gesteigerten Blindleistungsbedarf, der nicht mehr lokal bedient werden kann.

Die Boxplot-Darstellung der Zweigströme  $I_{Zw}$  in Abbildung 5.4d zeigt auf, dass im Verlauf der Auslenkung keine Überschreitung der thermischen Stromtragfähigkeiten zu beobachten ist. Die Zweigströme  $I_{Zw}$  sind auf den Bemessungsstrom des Betriebsmittels bezogen. Dabei steigen die Zweigströme im Verlauf der Auslenkung erwartungsgemäß an, was sich wiederum über die Steigerung der Systemauslastung erklären lässt. Die Rotorwinkelstabilität wird mithilfe der Eigenwertdarstellung nach Abbildung 5.4e ausgewertet, wobei die Farbachse aus Abbildung 5.4f auch für diese Darstellung gilt. Der Verlauf der Auslenkung ist aus der farblichen Darstellung zu erkennen. Die verschiedenen Moden zeigen eine abnehmende Dämpfung im Verlauf der Auslenkung, wobei aber die minimal geforderte Dämpfung der Kleinsignalstabilität von  $\zeta_{dyn,min} = 5\%$  nicht unterschritten wird. Die stärkste Abnahme der Dämpfung zeigt der lokale Mode des Synchrongenerators G13 am südlichen Ende der langen Doppelleitung zwischen nördlicher und zentraler Region. Hierbei handelt es sich nicht um einen klassischen Synchrongenerator, sondern um einen rotierenden Phasenschieber. Dieser ist nicht mit einem PSS ausgestattet, woraus sich auch die relativ große Änderung der Dämpfung  $\sigma_{dyn}$  verglichen mit anderen lokalen Moden erklärt.

Die Spannungsstabilität wird über die Eigenwertdarstellung nach Abbildung 5.4f bewertet. Insgesamt sind die Eigenwerte durchgehend positiv und implizieren Spannungsstabilität. Über den Verlauf der Auslenkung der Systemauslastung zeigen die Eigenwerte der Jacobimatrix der Lastflussgleichungen nur eine geringe Abnahme auf. Insbesondere lässt sich die Aussage nach (4.17) nicht beobachten. Es gilt zu beachten, dass die linearisierte Auswertung keine diskreten Variablen inkludiert. Diskrete Schaltvorgänge von Transformatorschaltern oder Kompensationsanlagen sind somit nicht verlässlich zu bewerten. Prinzipiell ist diese Aussage auch für die Auswertung der Rotorwinkelstabilität nach Abbildung 5.4e gültig, auch wenn sich diese hier nicht vergleichbar stark auswirkt. Im Verlauf der Moden sind mehrere Sprünge zu beobachten, die aus dem nicht-kontinuierlichen Verhalten des Gesamtsystems resultieren.

In der Gesamtbewertung aller Kriterien ergibt sich, dass der initiale Arbeitspunkt stationär zulässig und statisch stabil ist. Unter Berücksichtigung des Kriteriums nach (4.10a) ergibt sich daraus die stationäre Sicherheitsmarge für die hinterlegte Übertragungsaufgabe zu  $\gamma_{\text{StatM}} = \gamma_{\Theta 90} = 273,4$  MVA bzw.  $k_{\text{StatM}} = 1,087$ . Diese initiale Untersuchung wird für die weiteren Analysen der Einflussfaktoren auf die stationäre Übertragungsaufgabe als Referenz genommen.

## 5.2 Sensitivitätsanalyse der Netzstruktur

Zur Untersuchung des Einflusses der Netzstruktur werden im Folgenden verschiedene Ausprägungen der Leitungslängen im Testsystem betrachtet. Hierzu werden basierend auf den Leitungslängen  $\ell_i$  zwei Parameter eingeführt, die für die nachfolgende Untersuchung variiert werden.

## 5.2.1 Methodik der Untersuchung

Zum einen wird die Leitungslänge aller Leitungen mit dem Längenfaktor  $\alpha_{\text{Ltg}}$  gemäß (5.1) modifiziert. Ein Längenfaktor  $\alpha_{\text{Ltg}} > 1$  erhöht die Länge der Übertragungswege  $\ell_i^{\ddagger}$  verglichen mit  $\ell_i$ , ein Längenfaktor  $\alpha_{\text{Ltg}} < 1$  verkürzt diese.

$$\ell_i^{\ddagger} = \alpha_{\rm Ltg} \cdot \ell_i \tag{5.1}$$

Zum anderen wird der Verzerrungsexponent  $\beta_{\text{Ltg}}$  eingeführt, der gemäß (5.2) eine Verzerrung der Netzstruktur bewirkt. Das eine betrachtete Extrem besteht somit in  $\beta_{\text{Ltg}} = 0$ . In diesem Fall weisen gemäß (5.2) alle verzerrten Leitungslängen  $\ell_i^{\ddagger}$  den gleichen durchschnittlichen Wert  $\ell_{\emptyset}^{\ddagger}$  auf. Allgemein beschreibt  $\beta_{\text{Ltg}} < 1$  Fälle, in denen kurze Leitungen mit  $\ell_i^{\ddagger} < \ell_{\emptyset}^{\ddagger}$  länger und lange Leitungen mit  $\ell_i^{\ddagger} > \ell_{\emptyset}^{\ddagger}$  kürzer werden. Die Netzstruktur wird demnach vergleichmäßigt. Im Gegenzug dazu führt ein Verzerrungsexponent  $\beta_{\text{Ltg}} > 1$  dazu, dass überdurchschnittlich lange Leitungen noch länger und unterdurchschnittlich lange Leitungen noch kürzer werden, wodurch die Netzstruktur extremer ausgeprägt wird. Somit wird die Ausprägung einzelner Netzinseln verstärkt. Diese Inseln weisen in Folge dessen nahe beieinander liegende Netzstationen auf und sind untereinander über lange Übertragungsleitungen verbunden.

$$\frac{\ell_i^{\ddagger \ddagger}}{\ell_{\emptyset}^{\ddagger}} = \left(\frac{\ell_i^{\ddagger}}{\ell_{\emptyset}^{\ddagger}}\right)^{\beta_{\text{Ltg}}}$$
(5.2)

Für die Berechnung der durchschnittlichen Leitungslänge  $\ell_{\emptyset}^{\pm}$  wird ein gestutzter Durchschnitt verwendet. Dieser berücksichtigt 90 % der Werte aus der Mitte der Verteilung, sodass jeweils 5 % der Werte an den Rändern der Verteilung ausgeschlossen werden. Dies bewirkt die Vernachlässigung von Ausreißern bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leitungslänge  $\ell_{\emptyset}^{\pm}$ . Die durchschnittliche Leitungslänge beträgt  $\ell_{\emptyset} = 166, 5 \text{ km}.$ 

Für die Untersuchung werden die Längenfaktoren  $\alpha_{Ltg} = \begin{bmatrix} 0, 1 & \dots & 2 \end{bmatrix}$  und die Verzerrungsexponenten  $\beta_{Ltg} = \begin{bmatrix} 0 & \dots & 4 \end{bmatrix}$  verwendet. Ein Wertetupel aus Längenfaktor  $\alpha_{Ltg}$  und Verzerrungsexponent  $\beta_{Ltg}$  stellt somit eine mögliche Variation der Netzstruktur dar. Es gilt zu beachten, dass sowohl bei höheren Längenfaktoren als auch höheren Verzerrungsexponenten zunehmend in der Praxis unrealistische Leitungslängen erreicht werden. Im akademischen Sinne der Arbeit werden diese Netzstrukturen aber ebenfalls betrachtet. Zur Verdeutlichung der resultierenden Leitungslängen sind in Tabelle B.1 in Anhang B.1 beispielhaft resultierende Leitungslängen für die weiterhin explizit betrachteten Netzstrukturvariationen aufgeführt.

## 5.2.2 Überblick über die Ergebnisse

Die Ergebnisse der stationären Sicherheitsbewertung für die variierte Netzstruktur zeigt Abbildung 5.5. Zum einen sind in Abbildung 5.5a die Ergebnisse der Sicherheitsbewertung unter Vernachlässigung der relativen Kriterien gezeigt. Die Darstellung bezieht nur die maximal möglichen Leistungsübertragungen  $\Gamma_{MaxLstg}$  ein und zeigt die Sicherheitsmarge  $\gamma_{MaxLstg}$ . Zum anderen sind in Abbildung 5.5b die Ergebnisse der stationären Sicherheitsbewertung unter Berücksichtigung aller relativen Kriterien dargestellt, sodass die stationäre Sicherheitsgrenze  $\Gamma_{StatM}$  in Form der stationären Sicherheitsmarge  $\gamma_{StatM}$  resultiert. Zudem sind Auswertungen der relativen Kriterien Anhang B.1 zu entnehmen. Da für die Untersuchung keine Verletzungen von Spannungs- oder Rotorwinkelstabilität festgestellt wurden, wird auf eine Darstellung beider Kriterien verzichtet.

Die Auswertungen sind links im dreidimensionalen Raum und rechts als planare Darstellung des Längenfaktors  $\alpha_{\rm Ltg}$  und des Verzerrungsexponents  $\beta_{\rm Ltg}$  dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird ausschließlich die stationäre Sicherheitsmarge  $\gamma$  gezeigt.

Anhand der Darstellung der maximalen Leistungsübertragung  $\Gamma_{\text{MaxLstg}}$  nach Abbildung 5.5a lassen sich fünf verschiedene Bereiche abgrenzen. Hierzu werden als Hilfestellungen die eingezeichneten Variationen der Netzstruktur als Punkte A-D verwendet, die die Bereiche bestimmen. Die zugehörigen Wertetupel aus Längenfaktor  $\alpha_{\text{Ltg}}$  und Verzerrungsexponent  $\beta_{\text{Ltg}}$  sind in Tabelle 5.4 zusammen mit den jeweiligen Werten des stationären Sicherheitsfaktors k bzw. der stationären Sicherheitsmarge  $\gamma$  angegeben. Weiterhin ist als Referenzwert die initial hinterlegte Übertragungsaufgabe berücksichtigt, die mit "0" gekennzeichnet wird. Die Punkte E-I stellen Detailauswertungen dar, die explizit besprochen werden.

Die fünf Bereiche nach Abbildung 5.5a werden wie folgt bestimmt:

- Der Bereich **0** umfasst Variationen der Netzstruktur zwischen den Punkten A-B-C-A.
- Der Bereich **2** umfasst Variationen der Netzstruktur zwischen den Punkten B-C-D-B.
- Der Bereich **③** umfasst Variationen der Netzstruktur jenseits des Punkts D, d.h. für  $\alpha_{Ltg}(D) > 1, 2$ .
- Der Bereich 🛛 umfasst Variationen der Netzstruktur im Randbereich jenseits der Linie C-D.
- Der Bereich 🔁 umfasst Variationen der Netzstruktur im Randbereich jenseits der Linie B-D.



Abbildung 5.5.: Einfluss der Netzstruktur auf die stationäre Sicherheitsmarge

Die einzelnen Bereiche werden nachfolgend detailliert besprochen.

	$lpha_{ m Ltg}$	$eta_{ ext{Ltg}}$	$k_{\mathrm{MaxLstg}}$	$\gamma_{\mathrm{MaxLstg}}$	$k_{ m StatM}$	$\gamma_{\mathrm{StatM}}$
0	1	1	1,09	290, 2 MVA	1,09	273, 4 MVA
Α	0,1	0	1,31	970, 9 MVA	1,24	746, 6 MVA
В	0,1	2,8	1,16	496, 6 MVA	1,11	341,4 MVA
С	0,35	0	1,16	489, 9 MVA	1,12	376 MVA
D	1,2	1	1,08	254, 7 MVA	1,03	92, 3 MVA
Е	0,25	1	1,18	552 MVA	1,15	484, 6 MVA
F	0,3	1	1,14	443, 9 MVA	1,14	443,9 MVA
G	0,5	0,1	1,1	327, 3 MVA	1,04	113, 2 MVA
Н	0,5	1	1,13	405, 4 MVA	1,13	405,4 MVA
Ι	0,5	2,3	1,12	387 MVA	1,04	133,4 MVA

**Tabelle 5.4.:** Variationen aus Längenfaktor  $a_{\rm Ltg}$  und Verzerrungsexponent  $\beta_{\rm Ltg}$  bei der Variation der Netzstruktur

## 5.2.3 Auswertung des Bereichs (Punkte A-B-C-A)

Der Bereich  $\bullet$  wird durch kleine Längenfaktoren  $a_{Ltg} < 0, 4$  und Verzerrungsexponenten  $\beta_{Ltg} < 2, 8$  bestimmt. Die stationäre Sicherheitsmarge für die maximale Leistungsübertragung liegt dabei deutlich über dem Referenzwert der initialen Übertragungsaufgabe. Punkt A stellt den Fall mit den kürzesten und gleichmäßigsten Leitungslängen dar. Ausgehend von diesem Punkt reduziert sich die stationäre Sicherheitsmarge der maximalen Leistungsübertragung sowohl für eine Vergrößerung der Leitungslängen  $\alpha_{Ltg}(A) \rightarrow \alpha_{Ltg}(C)$  als auch für eine zunehmende Ausprägung der initialen Netzstruktur  $\beta_{Ltg}(A) \rightarrow \beta_{Ltg}(B)$  aufgrund des zunehmenden Blindleistungsbedarfs der Leistungsübertragung. Im Vergleich zur initial hinterlegten Übertragungsaufgabe sind in diesem Bereich die Leitungslängen signifikant verkürzt. Dies resultiert in Summe in deutlich geringeren Blindleistungsverlusten, sodass sich höhere Leistungsübertragungen zwischen entfernten Erzeugern und Verbrauchern realisieren lassen.

Im Bereich **0** sind zwei Verletzungen stationärer Kriterien wesentlich, die die stationäre Sicherheitsmarge gegenüber der Sicherheitsmarge der maximalen Leistungsübertragung begrenzen. Zum einen wird bei der Auslenkung des stationären Arbeitspunktes das untere Spannungstoleranzband für alle Punkte des Bereichs  $\bullet$  verletzt, bevor die maximale Leistungsübertragung erreicht ist. Dies ist auch aus Abbildung B.2b im Anhang ersichtlich, in der die Differenz  $\gamma_{dif,Umin} = \gamma_{Umin} - \gamma_{MaxLstg}$  dargestellt ist.

Exemplarisch für diesen Bereich ist in Abbildung B.6 die stationäre Sicherheitsbewertung für den Fall E mit  $\alpha_{Ltg} = 0, 25$  und  $\beta_{Ltg} = 1$  gezeigt. In Abbildung B.6a ist für die Knotenspannungen von Netzstation 47 und Netzstation 4047 bzw. in Abbildung B.6b für die Stufungen des Transformators 47-4047 zu beobachten, dass der Transformator an die obere Grenze des Stellbereiches  $\varpi_{max} = 1, 1 \cdot \ddot{u}$  geschaltet ist und keine Spannungsregelung mehr aufweist. Analog gilt dies für weitere Transformatoren. Im betrachteten Fall sind die Leitungslängen stark verkürzt. Die Leitungen werden durch die im Verlauf der stationären Sicherheitsbewertung gesteigerte Systemauslastung höher ausgelastet und wirken zunehmend induktiv. Dieser induktive Blindleistungsbedarf bewirkt ein Absinken der Knotenspannungen, das wegen der fehlenden Spannungsregelung durch die nun nicht weiter schaltbaren Transformatoren nicht ausgeglichen werden kann. Hieraus folgt die Verletzung des unteren Spannungstoleranzbandes, die maßgeblich für die niedrigere stationäre Sicherheitsmarge  $\gamma_{StatM}$  im Vergleich zur Sicherheitsmarge der maximalen Leistungsübertragung  $\gamma_{MaxLstg}$  in diesem Bereich ist.

Aufgrund des Erreichens der oberen Grenze des Stellbereichs wird ausschließlich für Fall E der Stellbereich der Transformator-Stufenschalter auf  $\begin{bmatrix} \varpi_{\min} & \varpi_{\max} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,8 & \dots & 1,2 \end{bmatrix} \cdot \ddot{u}$  erhöht. Im Ergebnis nach Abbildung B.7 zeigt sich, dass der Punkt der maximalen Leistungsübertragung nun mit  $k_{\text{MaxLstg}} = 1,15$  bzw.  $\gamma_{\text{MaxLstg}} = 462$  MVA signifikant niedriger liegt als für den ursprünglichen Stellbereich. Dies ist auf eine nicht mehr durchführbare Schaltung des Transformators 61-4061 auf  $\varpi = 1, 18 \cdot \ddot{u}$  zurückzuführen. Konkret zeigt Abbildung B.7b das Schaltverhalten des kritischen Transformators. Der Einfluss kritischer Schaltungen von Stufenstellern wird für den Bereich **@** weiter diskutiert.

Weiterhin ist im betrachteten Bereich  $\bullet$ eine Verletzung der thermischen Stromtragfähigkeiten aus Abbildung B.3b ersichtlich, in der die Differenz $k_{\rm dif,Ith}=k_{\rm Ith}-k_{\rm MaxLstg}$  dargestellt ist. Außer für sehr kurze Leitungen mit  $\alpha_{\rm Ltg}<0,2$  wird aber das Kriterium des unteren Spannungstoleranzbandes vor dem Kriterium der thermischen Stromtragfähigkeiten erreicht. Die Verletzung der thermischen Stromtragfähigkeiten geht einher mit den zuvor beschriebenen Absenkungen der Knotenspannungen, die höhere Ströme hervorrufen.

In Summe sind beide Begrenzungen, d.h. sowohl die Verletzungen des unteren Spannungstoleranzbandes wie auch der thermischen Stromtragfähigkeiten nicht als kritisch zu bewerten, da die stationäre Sicherheitsmarge für den gesamten Bereich **①** ausreichend groß bemessen ist. Weitere Verletzungen relativer Kriterien sind für diesen Bereich nicht zu beobachten. Zudem treten infolge der geringen Leitungslängen keine unzulässig großen Spannungswinkeldifferenzen auf.

# 5.2.4 Auswertung des Bereichs 29 (Punkte B-D-G-B)

### Variation des Längenfaktors im Bereich 🕹

Im Bereich **2** zwischen den Punkten B-D-G-B verläuft die Abnahme der Sicherheitsmarge der maximalen Leistungsübertragung  $\gamma_{\text{MaxLstg}}$  für eine Erhöhung der Leitungslängen mittels  $\alpha_{\text{Ltg}}$  (BC)  $\rightarrow \alpha_{\text{Ltg}}$  (D) deutlich weniger steil als zuvor im Bereich **0**. Zur Erklärung dieses Verhaltens wird ergänzend zum Fall E der Fall F mit  $\alpha_{\text{Ltg}} = 0,3$  und  $\beta_{\text{Ltg}} = 1$  betrachtet. Während der Fall E somit noch im Bereich **0** liegt, befindet sich der Fall F bereits im Bereich **2**. Entgegen den Untersuchungen für den Bereich **1** limitiert nun eine nicht mehr durchführbare Stufung des Transformators zwischen Netzstation 2 und Netzstation 1042 im 110-kV-Netz der zentralen Region den Punkt der maximalen Leistungsübertragung. Diese Limitierung ist erreicht, bevor die obere Grenze des Stellbereichs erreicht ist. Für diesen Fall treten keine Verletzungen des Spannungstoleranzbandes auf, sodass  $k_{\text{StatM}} = k_{\text{MaxLstg}}$  bzw.  $\gamma_{\text{StatM}} = \gamma_{\text{MaxLstg}}$  gilt. Dies ist auch der Detailauswertung nach Abbildung B.8 im Anhang zu entnehmen.

Wie in Abschnitt 2.3.2 beschrieben, stützen Stufungen der Transformatoren die sekundärseitigen Knotenspannungen und halten diese annähernd konstant. Dies vermeidet auf der unterlagerten Sekundärseite Stromflüsse zur Übertragung der benötigten Blindleistung. Gleichzeitig können auf der überlagerten Primärseite der aus den Stufungen bedingte höhere Blindleistungsbedarf der Leistungsübertragung in der 400-kV-Ebene ausgeglichen werden, sodass nach Abbildung B.8a bzw. Abbildung B.8c keine Absenkung der Knotenspannungen im Übertragungsnetz resultiert. Daraus folgt, dass die Stufungen der Transformatoren zunächst positiv auf die Spannungsstabilität wirken.

Durch die gesteigerte Systemauslastung im Verlauf der stationären Sicherheitsbewertung erhöhen sich die Blindleistungsübertragungen im Übertragungsnetz. In der Nähe der maximalen Leistungsübertragung bewirken Stufungen der Transformatoren einen weiter gesteigerten Blindleistungsbedarf. Dieser kann nun allerdings nicht mehr übertragen werden, ohne damit einhergehende Absenkungen der Knotenspannungen im überlagerten Übertragungsnetz zu verursachen. Die resultierenden Spannungsabsenkungen im überlagerten Übertragungsnetz bedingen weitere Spannungsabsenkungen in den unterlagerten Spannungsebenen, die wiederum Schalthandlungen der Transformatoren nach sich ziehen. Dies führt zu weiteren Spannungsabsenkungen im überlagerten Übertragungsnetz. Beispielhaft ist dies aus Abbildung B.8a für NSt 4047 ersichtlich. Bis zur maximalen Leistungsübertragung bei  $\gamma_{MaxLstg} = 443,871$  MVA kann die dafür benötigte Blindleistung übertragen werden, sodass sich ein langzeitstabiler Gleichgewichtszustand einstellt. Wird die Systemauslastung darüber hinaus weiter gesteigert, ergibt sich bei  $\gamma_{kz} = 443,875$  MVA nach mehreren Stufungen weiterer Transformatoren ein nur mehr kurzzeitstabiler Zustand. In diesem nichtlangzeitstabilen Gleichgewichtspunkt ist eine Stufung des Transformators 2-1042 nicht mehr durchführbar, da ausgehend von der Stufung ein zu hoher Blindleistungsbedarf resultiert. Wie in Kapitel 2.3.2 und Kapitel 3.2.2 beschrieben begründet sich dies aus dem Verhalten der unterspannungsseitig angeschlossenen Verbraucherlast, die oberspannungsseitig sowohl eine höhere Wirk- als auch Blindleistungsübertragung verursacht. Der resultierende Blindleistungsbedarf kann allerdings nicht mehr übertragen werden, da dies lokal die Blindleistungsbilanz verletzen würde. Der derart bestimmte Gleichgewichtspunkt ist somit nur kurzzeit- aber nicht langzeitstabil, da nicht alle erforderlichen Stufungen durchgeführt werden können.

Die Linie B-C unterscheidet unterschiedliche Ursachen für die Begrenzung der maximalen Leistungsübertragung. Für Variationen der Netzstruktur mit längeren Leitungen, d.h. im Bereich <sup>(2)</sup>, begrenzt das technologisch bedingte Schaltverhalten der Stufenschalter die maximale Leistungsübertragung, da dieses zu einer nicht mehr gewährleisteten Blindleistungsbilanz führt. Demgegenüber wurde in Abschnitt 5.2.3 der Bereich <sup>(1)</sup> betrachtet, in dem die maximale Leistungsübertragung ebenfalls durch die nicht mehr gewährleistete Blindleistungsbilanz begrenzt war. Die nicht mehr gewährleistete Blindleistungsbilanz ergab sich für den Bereich <sup>(2)</sup> allerdings unmittelbar aus der gesteigerten Systemauslastung und nicht wie für den Bereich <sup>(2)</sup> durch das technologisch bedingte Schaltverhalten der Stufenschalter. Dies stellt einen fundamentalen Unterschied zwischen den beiden Bereichen <sup>(1)</sup> und <sup>(2)</sup> dar.

Die Reduktion der maximalen Leistungsübertragung  $\gamma_{\text{MaxLstg}}$  für eine Vergrößerung der Leitungslängen zwischen  $\alpha_{\text{Ltg}}(A) \rightarrow \alpha_{\text{Ltg}}(BC)$  und  $\alpha_{\text{Ltg}}(BC) \rightarrow \alpha_{\text{Ltg}}(D)$  verdeutlicht die Bedeutung der Stufenschalter für die stationäre Sicherheitsmarge. Für eine Vergrößerung der Leitungslängen folgen aufgrund der vergrößerten Leitungsimpedanzen ein höherer Blindleistungsbedarf. Die Spannungsregelung der Synchrongeneratoren kann diesen Blindleistungsbedarf nur in einem gewissen räumlichen Umfeld des Synchrongenerators ausgleichen und dadurch die Spannungen annähend konstant halten. Insbesondere an Netzstationen, die elektrisch weiter entfernt von den Synchrongeneratoren liegen, bedingt dies Spannungsabsenkungen. Diese Spannungsabsenkungen fallen umso weiträumiger und stärker aus, je länger die Leitungen werden. Schaltungen der Stufenschalter beheben diese Spannungsabsenkungen allerdings für Netzstationen in unterlagerten Netzebenen, wodurch ebenfalls der Blindleistungsbedarf der unterlagerten Netzebenen reduziert wird. Die Vergrößerung der Leitungslängen zwischen  $\alpha_{\text{Ltg}}(A) \rightarrow \alpha_{\text{Ltg}}(BC)$  wirkt stärker auf
die Reduktion der stationären Sicherheitsmarge als zwischen  $\alpha_{Ltg}$  (BC)  $\rightarrow \alpha_{Ltg}$  (D), da im Bereich  $\Theta$  die Wirkung der Stufenschalter zunehmend relevant wird. Hieraus lässt sich zum einen generell ein positiver Einfluss der Stufenschalter auf die stationäre Sicherheitsmarge insbesondere bei längeren Leitungen schlussfolgern. Zum anderen ist aber auch die maximale Leistungsübertragung wie oben beschrieben durch eine nicht mehr durchführbare Stufung limitiert.

Vor dem Hintergrund der Kritikalität der nicht mehr durchführbaren Stufung des kritischen Transformators werden für den zuvor betrachteten Fall F für diese Betrachtung Schaltungen von Stufenschaltern blockiert, die zur Divergenz des Lastflusses führen. Bei dieser Regelung schalten die Stufenschalter solange gemäß der implementierten Spannungsregelung, bis eine Stufung des betreffenden Transformators zur Divergenz des Lastflusses führen würde. Zur Vermeidung der Divergenz wird der Stufenschalter dann blockiert, sodass keine Spannungsregelung der sekundärseitigen Knotenspannung mehr realisiert wird. Diese Anpassung der Spannungsregelung führt zu einer Verbesserung der maximalen Leistungsübertragung auf  $k_{\text{MaxLstg}} = 1,16$  bzw.  $\gamma_{\text{MaxLstg}} = 513,2$  MVA ( $k_{\text{StatM}} = 1,14$  bzw.  $\gamma_{\text{StatM}} = 442,9$  MVA). Aufgrund der nicht mehr vorhandenen sekundärseitigen Spannungsregelung bei den blockierten Transformatoren limitiert eine Verletzung des unteren Spannungstoleranzbandes die stationäre Sicherheitsmarge  $\gamma_{\text{StatM}}$ . Abbildung B.9 verdeutlicht die Auswirkung dieser angepassten Regelungsart der Stufenschalter.

#### Variation des Verzerrungsexponenten im Bereich @

Wird für einen Längenfaktor  $\alpha_{\rm Ltg}$  der Verzerrungsexponent  $\beta_{\rm Ltg}$  variiert, so ergeben sich entlang der Variation von  $\beta_{\rm Ltg}$  deutliche Unterschiede bei der stationären Sicherheitsmarge und der maximalen Leistungsübertragung. Die maximale Leistungsübertragung vergrößert sich im betrachteten Bereich nur minimal, wenn der Verzerrungsexponent  $\beta_{\rm Ltg}$  gesteigert wird. Ein analoges Verhalten ist auch für die stationäre Sicherheitsmarge  $\gamma_{\rm StatM}$  festzustellen. Die stationäre Sicherheitsmarge reduziert sich demgegenüber aber in den Randbereichen des Betrachtungsbereichs deutlich vor der Sicherheitsmarge der maximalen Leistungsübertragung  $\gamma_{\rm MaxLstg}$ . Dies wird weiter durch zwei exemplarische Fälle für  $\alpha_{\rm Ltg} = 0, 5$  untersucht, zunächst für den Fall G mit  $\beta_{\rm Ltg} = 0, 1$  und dann für den Fall I mit  $\beta_{\rm Ltg} = 2, 3$ .

Die Detailauswertung für Fall G ist Abbildung B.10 zu entnehmen. Wie insbesondere aus Abbildung B.10c als Boxplot-Auswertung der Knotenspannungen ersichtlich wird, wird die stationäre Sicherheitsmarge in diesem Fall durch eine Verletzung des unteren Spannungstoleranzbandes begrenzt, während die anderen Kriterien nicht kritisch sind. Die Kritikalität des unteren Spannungstoleranzbandes lässt sich wesentlich über die Verzerrung der Leitungslängen erklären. Durch den hier gewählten Verzerrungsexponenten  $\beta_{1,tg} = 0, 1$  werden zwar die wenigen langen Übertragungsleitungen etwa zwischen nördlicher und zentraler Region nach Abbildung 5.1 auf unter 100 km verkürzt, aber auch viele kurze Übertragungsleitungen verlängert. Im Ergebnis der Verzerrung betragen die Leitungslängen zwischen  $\ell_{\min}^{\ddagger} = 67$  km und  $\ell_{\max}^{\ddagger} = 95$  km. Die Verlängerung der kurzen Leitungen trifft auch auf die Leitungen der NSt 1041 zu, die infolgedessen einen höheren Blindleistungsbedarf aufweisen. Die Knotenspannung der angeführten Netzstation limitiert wegen einer Verletzung des unteren Spannungstoleranzbandes in diesem Fall die stationäre Sicherheitsmarge. Es ist zu beachten, dass für die gezeigte Untersuchung keine Anpassung der vorhandenen Kompensationsanlagen im Testsystem erfolgt ist. Aufgrund der nur geringen Unterschiede in der Länge der Übertragungsleitungen ergibt sich ein weitgehend homogene Verteilung des Blindleistungsbedarfs, die durch die Leistungsübertragung im System verursacht werden. Die kritischen Punkte im System stellen Verbraucherlasten dar, deren Blindleistungsbedarf lokal nicht ausreichend gedeckt wird.

Demgegenüber liegt im zweiten betrachteten Fall I mit  $\beta_{\text{Ltg}} = 2,3$  die maximale Leistungsübertragung nur geringfügig über dem zuvor betrachteten Fall G mit  $\beta_{\rm Ltg} =$  0, 1. In Folge der extremen und praktisch unrealistischen Verzerrung der Netzstruktur weisen die Leitungslängen in diesem extremen Fall Werte zwischen  $\ell_{\min}^{\ddagger\ddagger} = 1 \text{ km und } \ell_{\max}^{\ddagger\ddagger} = 1800 \text{ km auf, wobei insbesondere die Übertragungsleitungen zwischen der nördlichen und der zentralen Region im Testsystem verlängert werden.$ Eine Konvergenz des initialen Lastflusses lässt sich für diesen Fall nur herstellen, wenn eine der beiden Parallelleitungen 4022-4031 abgeschaltet wird. Zudem sind weitere lange Übertragungsleitungen wie z.B. die Leitung 4021-4042 oder auch die Leitung 4031-4041 unternatürlich belastet und wirken kapazitiv. Demgegenüber sind die verkürzten Leitungen zwar übernatürlich belastet, weisen aber aufgrund der Verkürzung einen verringerten induktiven Blindleistungsbedarf auf. Insgesamt ergeben sich Knotenspannungen, die das obere Spannungstoleranzband verletzen. Diese resultieren maßgeblich an den zusätzlichen Netzstationen, die zur Aufteilung langer Übertragungsleitungen  $\ell_i^{\ddagger} > \ell_{\rm Fl,max} = 250 \,\mathrm{km}$  im Modell berücksichtigt werden und betragen im Maximum bis zu  $\overline{U}_{\rm NSt,max} = 1,31 \,\mathrm{pu}$ . Die derart bestimmte maximale Leistungsübertragung ist nur theoretischer Natur, da sie bereits initial nicht zulässig ist. Zur Wahrung eines stationär zulässigen Betriebs, d.h.  $\overline{U}_{NSt,max} \leq 1,1$  pu müssen darüber hinaus die Leitungen 4021-4042 und 4045-4062 abgeschaltet werden. Durch diese Abschaltungen erhöht sich die Netzimpedanz. Bei der Bestimmung der stationären Sicherheitsmarge ergibt sich gemäß Tabelle 5.4 der deutlich reduzierte Wert gegenüber der maximalen Leistungsübertragung, da die abgeschalteten Leitungen wegen Überspannungen nicht zugeschaltet werden können. Der stationäre Sicherheitsfaktor genügt nicht der WECC-Forderung  $k_{\text{StatM}} > 1,05$  nach (4.30). Die Detailauswertungen dieses Falls sind in Abbildung B.11 gezeigt. Netzstrukturen dieser Art bilden damit kritische Charakteristiken im Sinne der klassischen Drehstromübertragung aus, da die sehr langen Leitungen das Netz entsprechend entkoppeln. Die Übertragungsaufgabe ist somit für diese Fälle zu weiträumig definiert. Weiterhin genügt auch die initial vorgegebene Netzstruktur als topologische Anordnung der Leitungen nicht mehr der derart variierten Übertragungsaufgabe.

## 5.2.5 Auswertung der Randbereiche

Für den Bereich 0 ergeben sich über den Punkt D hinaus für eine Steigerung des Längenfaktors  $a_{\text{Ltg}}$  weitere signifikante Unterschiede zwischen der maximalen Leistungsübertragung und der stationären Sicherheitsgrenze. Wie in Abschnitt 5.1.2 ausgeführt, wird die stationäre Sicherheitsmarge der initialen Übertragungsaufgabe bereits von der maximal zulässigen Winkeldifferenz  $\Delta \theta_{\text{NSt,max1}} \leq 90^{\circ}$  begrenzt. In Abbildung B.4 ist zu erkennen, dass dies für einen gesteigerten Längenfaktor  $a_{\text{Ltg}}$  zunehmend die stationäre Sicherheitsmarge bereits initial nicht mehr gegeben, sodass entsprechende Übertragungsaufgaben unzulässig sind. Dies limitiert aber nicht signifikant die maximale Leistungsübertragung, die erst für noch größere Längenfaktoren stärker reduziert wird. Bedingt durch die stark vergrößerte Netzimpedanz und den daraus resultierenden Blindleistungsbedarf lässt sich die Übertragungsaufgabe für noch größere Leitungslängen dann nicht mehr realisieren.

Im Randbereich **9** jenseits der Linie C-D werden die ursprünglich kurzen Leitungen im Testsystem sowohl mittels des Längenfaktors als auch mittels des Verzerrungsexponenten verlängert. Dies bewirkt durch die erhöhten Netzimpedanzen, dass sich die Übertragungsaufgabe nicht realisieren lässt. Bedingt durch die bereits zuvor im Fall G bei  $\alpha_{Ltg} = 0,5$  und  $\beta_{Ltg} = 0,1$  beschriebene Verletzung des unteren Spannungstoleranzbandes ist für diesen Bereich, wie generell aus Abbildung B.2 ersichtlich ist, die stationäre Zulässigkeit bereits für weniger starke Netzverzerrungen nicht gegeben.

Auf der anderen Seite werden im Randbereich **9** jenseits der Linie B-D sehr starke Verzerrungen der Netzstruktur betrachtet. Diese werden aus Sicht der stationären Zulässigkeit wie beim Fall I mit  $\alpha_{\rm Ltg} = 0,5$  und  $\beta_{\rm Ltg} = 2,3$  beschrieben vom oberen Spannungstoleranzband begrenzt, was auch aus Abbildung B.1 ersichtlich wird. Insbesondere bei kleinen Längenfaktoren  $\alpha_{\rm Ltg} < 0,6$  und großen Verzerrungsexponenten  $\beta_{\rm Ltg} > 2$  treten nach Abbildung B.3 Verletzungen der thermischen Stromtragfähigkeiten auf, die die stationäre Sicherheitsmarge begrenzen.

## 5.2.6 Schlussfolgerungen aus der Untersuchung

Zusammengefasst ergeben sich aus der durchgeführten Untersuchung folgende Erkenntnisse. In Netzen mit kurzen Leitungen, die sich in der Länge wenig unterscheiden und nicht stark verzerrt sind, lässt sich die stationäre Übertragungsaufgabe ausgehend vom initialen Arbeitspunkt mit einer ausreichenden Sicherheitsmarge realisieren. Diese Sicherheitsmarge wird reduziert, wenn die Leitungslängen und daraus bedingt die Netzimpedanzen größer werden. Bestimmt durch die Erhöhung der Verbraucherlasten kommt es infolge der Leistungsbezüge zum Spannungskollaps, da die lokale Blindleistungsbilanz nicht mehr gewahrt ist.

Für größere Leitungslängen, sowohl bedingt durch Verlängerungen als auch durch Verzerrungen wie Vergleichmäßigungen der Netzstruktur, wird der Einfluss der Stufenschalter der Transformatoren relevant für die sich ergebende stationäre Sicherheitsmarge. Die Stufenschalter weisen zunächst einen positiven Effekt auf, indem sie die Knotenspannungen der unterlagerten Netzstationen stützen und so die stationäre Sicherheitsmarge verbessern. Dieser Effekt wird umso wichtiger, je länger die Leitungen im Netz sind. Demgegenüber begrenzen Schaltungen der Stufenschalter aber auch die maximale Leistungsübertragung, wenn bedingt durch eine Stufung die benötigte Blindleistung im Übertragungsnetz nicht mehr übertragen werden kann und sich der ergebende Gleichgewichtszustand nicht mehr langzeitstabil einstellen kann. Für mittlere Variationen von Länge und Verzerrung ist die stationäre Sicherheitsmarge ausreichend bemessen.

Hingehend zu den Rändern des Betrachtungsbereichs treten darüber hinaus Unzulässigkeiten der stationären Kriterien auf. Basierend auf dem hier verwendeten Testsystem sind die thermischen Stromtragfähigkeiten außer für extreme Verzerrungen zumeist nicht maßgebend, da in diesen Bereichen eher die Einhaltung des Spannungstoleranzbandes kritisch zu bewerten ist.

Demgegenüber treten Unterspannungen bei Verlängerung und Vergleichmäßigung wie auch Überspannungen bei Verlängerung und Verzerrung der Netzstruktur auf. Dies ist jeweils bedingt durch lokale Unter- bzw. Überdeckungen der Blindleistungsbilanz. Weitergehende extreme Übertragungsentfernungen sind schließlich mit der gegebenen Drehstrom-Netzstruktur nicht mehr zu bewältigen.

## 5.3 Sensitivitätsanalyse der lokalen Blindleistungskompensation

Die im Abschnitt zuvor betrachteten variierten Netzstrukturen weisen bedingt durch die unterschiedlichen Leitungslängen unterschiedliche Impedanzen auf. Dies beeinflusst die Wirk- und Blindleistungsbilanz im Drehstromsystem, sodass sich daraus Auswirkungen sowohl auf die Zulässigkeit als auch auf die Systemstabilität ergeben. Zur Kompensation des Blindleistungsbedarfs können lokal induktive und kapazitive Kompensationsanlagen genutzt werden. Deren Einfluss auf die Ausgestaltung der Übertragungsaufgabe wird nachfolgend untersucht.

## 5.3.1 Methodik der Untersuchung

In Abschnitt 5.2 wurde gesamthaft die Netzstruktur variiert. Dabei zeigten sich insbesondere für die exemplarisch betrachteten extrem gewählten Verzerrungsexponenten Probleme mit der Wahrung der Blindleistungsbilanz. Aus diesem Grund werden in diesem Abschnitt zusätzlich zur initialen Netzstruktur mit  $\alpha_{Ltg} = 1$  und  $\beta_{Ltg} = 1$  (Fall 0) auch die beiden im vorigen Abschnitt betrachteten Fälle G und I untersucht. Fall G stellt eine mittels  $\alpha_{Ltg} = 0,5$  und  $\beta_{Ltg} = 0,1$  vergleichmäßigte Netzstruktur dar, während Fall I eine mittels  $\alpha_{Ltg} = 0,5$  und  $\beta_{Ltg} = 2,3$  verzerrte Netzstruktur abbildet.

Im vorigen Abschnitt wurden die im Nordic32-Testsystem nach [187] hinterlegten Kompensationsanlagen für alle Variationen der Netzstruktur berücksichtigt. Dies stellt keine praxisnahe Betrachtung dar, da Kompensationsanlagen basierend auf der Netzstruktur an Netzstationen zugebaut werden, an denen lokal Blindleistung benötigt wird. Um den Einfluss der Anlagen bewerten zu können, werden für diese Untersuchung zunächst alle Kompensationsanlagen aus dem Modell entfernt, die nicht für die Konvergenz des initialen Lastflusses erforderlich sind. Die jeweils initial vorhandenen Anlagen für die hier untersuchten Fälle sind Tabelle B.2 in Anhang B.2 zu entnehmen.

Im Rahmen der Untersuchung wird der Zubau induktiver und kapazitiver Kompensationsanlagen betrachtet. Für jede Iteration wird die stationäre Sicherheitsbewertung vorgenommen. Diese bedingt eine sukzessiv gesteigerte Systemauslastung, die einen induktiven Blindleistungsbedarf verursacht. Entsprechend der gewählten Vorgehensweise treten Knotenspannungen, die das obere Spannungstoleranzband verletzen, nur für den initialen stationären Arbeitspunkt auf. Im Laufe der stationären Sicherheitsbewertungen sinken die Knotenspannungen infolge der zunehmenden Systemauslastung ab.

Aus diesen Vorüberlegungen ergibt sich das Vorgehen im Rahmen der Untersuchung. Es erfolgt in jeder Iteration ein Zubau von Kompensationsanlagen in Stufen von  $\Delta Q_{\rm Komp} = 50$  Mvar. Dieser Zubau entspricht einer Stufe gemäß dem in Abschnitt 4.1.2 erläuterten Regelverhalten der Kompensationsanlagen. Nach jedem Zubau wird eine stationäre Sicherheitsbewertung durchgeführt, deren Ergebnisse für den nächsten Zubau genutzt werden. Der Zubau von Kompensationsanlagen erfolgt ausschließlich in der 400-, der 220-kV- und der 130-kV-Spannungsebene. Ergeben sich zu hohe Spannungen für den stationären Arbeitspunkt, erfolgt in der nächsten

Iteration der Zubau einer induktiven Kompensationsanlage an der Netzstation mit der höchsten Knotenspannung. Liegen hingegen für den stationären Arbeitspunkt keine Verletzungen des oberen Spannungstoleranzbandes vor, erfolgt in der nächsten Iteration der Zubau einer kapazitiven Kompensationsanlage an der Netzstation mit der niedrigsten Knotenspannung nach Bestimmung der maximalen Leistungsübertragung. Der Zubau von Kompensationsanlagen erfolgt solange, bis die maximale Leistungsübertragung durch weitere Zubauten nicht mehr gesteigert werden kann, da die Kompensationsanlagen aufgrund der sich ergebenden Knotenspannungen nicht mehr an das Ende ihres Stellbereichs geschaltet sind.

## 5.3.2 Überblick über die Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 5.6 für die drei Netzstrukturen gezeigt. Die relativen Kriterien werden wiederum einzeln ausgewertet, wobei sich die stationäre Sicherheitsmarge aus dem Minimum der einzelnen Sicherheitsmargen ergibt. Die Detailuntersuchungen wie auch Heatmap-Plots für die Verteilung der Kompensationsanlagen nach den Zubauten von  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 1$  Gvar und  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 6$  Gvar sind Anhang B.2 zu entnehmen.

Die Ergebnisse weisen nach Abbildung 5.6 für alle betrachteten Netzstrukturen einen ähnlichen Verlauf auf. Aufgrund der oben beschriebenen Nicht-Betrachtung vorhandener Kompensationsanlagen ist zu Beginn des Zubaus für alle betrachteten Fälle zunächst keine stationäre Sicherheitsmarge gegeben, da das untere Spannungstoleranzband verletzt ist. Dies ändert sich mit dem iterativen Zubau von Kompensationsanlagen, wodurch die stationäre Sicherheitsmarge zunehmend verbessert wird. Die Zunahme der stationären Sicherheitsmarge je Iteration nimmt mit fortschreitendem Zubau ab, bis die maximale Leistungsübertragung nicht weiter gesteigert werden kann. Nachfolgend werden die betrachteten Netzstrukturen einzeln im Detail analysiert.

# 5.3.3 Auswertung Fall 0: Initiale Netzstruktur

Sind zunächst keine weiteren Kompensationsanlagen außer den Anlagen, die für die initiale Konvergenz benötigt werden, vorhanden, ist die maximale Leistungsübertragung verglichen mit den Ergebnissen aus Abschnitt 5.1.2 reduziert und beträgt nur  $\gamma_{MaxLstg,It0} = 56,8$  MVA. Zudem ist bereits initial das Spannungstoleranzband verletzt, sodass die stationäre Sicherheitsmarge für diesen Fall nicht bestimmbar ist. Da für diese Netzstruktur keine Verletzungen des oberen Spannungstoleranzbandes resultieren, werden unmittelbar kapazitive Kompensationsanlagen zugebaut.





Dieser Zubau führt zu einer Erhöhung der maximalen Leistungsübertragung und der stationären Sicherheitsmarge. Gemäß dem oben geschilderten Vorgehen wird in vier der ersten fünf Iterationen insgesamt  $\Delta Q_{\text{Komp,Kap}} = 200 \,\text{Mvar}$  an NSt 1041 zugebaut. Diese Netzstation befindet sich im 130-kV-Netz der zentralen Region und schließt neben der Kompensationsanlage ausschließlich eine Verbraucherlast an. Durch diesen konzentrierten Zubau wird die stationäre Sicherheitsmarge zielgerichtet verbessert, sodass bereits nach der fünften Iteration keine Verletzung des Spannungstoleranzbandes mehr festgestellt werden kann. Dies verdeutlicht die Relevanz der Kompensation des lokalen Blindleistungsbedarfs, hier verursacht durch die Verbraucherlast. Zwischen  $\Delta Q_{\text{Komp,Kap}} = 200 \,\text{Mvar}...1.000 \,\text{Mvar}$  stellt die maximale Leistungsübertragung die stationäre Sicherheitsgrenze dar, da vor Erreichen der maximalen Leistungsübertragung kein relatives Kriterium verletzt wird. Die nach (4.30) geforderte stationäre Sicherheitsmarge von  $k_{\text{StatM}} > 1,05$  wird ab einem Zubau von  $\Delta Q_{\text{Komp}} > 400 \,\text{Mvar}$  erfüllt.

Anhand des Verlaufs nach Abbildung 5.6a lässt sich weiterhin erkennen, dass die größten Zugewinne an maximaler Leistungsübertragung bis einschließlich eines Zubaus von  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 650$  Mvar resultieren. Anschließend flacht die Zunahme der maximalen Leistungsübertragung leicht ab, was sich zudem im weiteren Verlauf der Untersuchung verstärkt. Bis zu einem Zubau von  $\Delta Q_{Komp} = 1$  Gvar erfolgen Zubauten an kapazitiven Kompensationsanlagen neben NSt 1041 an den Netzstationen 4043, 4044 und 4046. Dies ist auch an der weiter unten detaillierter beschriebenen Heatmap der Verteilung der Anlagen nach Abbildung B.14a ersichtlich. Diese Netzstationen stellen in der zentralen Region Anschlusspunkte für Leitungen aus der nördlichen Region dar und weisen zudem Verbraucherlasten (NSt 4043 und NSt 4046) bzw. unterlagerte Netzebenen (NSt 4044) auf. Weiterhin sind an diesen Netzstationen keine Synchrongeneratoren angeschlossen. Zusammengefasst stellen die Netzstationen lokale Blindleistungssenken dar. Der Ausbau der Kompensationsanlagen im Rahmen der Untersuchung erfolgt wie beschrieben lokal und auf Basis der Knotenspannungen. Die Abflachung der Zunahme an maximaler Leistungsübertragung mit Zunahme der lokalen Kompensation lässt sich daraus erklären, dass für die ersten Zubauten lokal problematische Blindleistungsverbräuche kompensiert werden. Mit zunehmenden Ausbau sind diese lokalen Verbräuche hinreichend kompensiert, sodass der systemweit verteilte Blindleistungsbedarf der Leistungsübertragung relevant wird. Diese lassen sich allerdings lokal nicht mehr derart effizient für die maximale Leistungsübertragung kompensieren, sodass der Verlauf wie beschrieben weiter abflacht.

Für die weitere Analyse der Auswirkungen des Zubaus von Kompensationsanlagen wird die stationäre Sicherheitsmarge bei einem Zubau von  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 1$  Gvar mit der stationären Sicherheitsmarge bei einem Zubau von  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 6$  Gvar verglichen.

Die Werte sind beispielhaft gewählt. In Abbildung B.12 sind die Detailauswertungen für den Zubau von  $\Delta Q_{\rm Komp} = 1$  Gvar zu entnehmen, während Abbildung B.13 die Auswertungen für den Zubau von  $\Delta Q_{\rm Komp} = 6$  Gvar zeigt. Für einen Zubau von  $\Delta Q_{\rm Komp} = 1$  Gvar ergeben sich am Verlauf der beispielhaft ausgewählten Knotenspannungen nach Abbildung B.12a niedrige Spannungen, die über die Stufenschalter der Transformatoren bzw. über die Kompensationsanlagen ausgeglichen werden können. Über die Erhöhung der Systemauslastung während der stationären Sicherheitsbewertung ergibt sich ein Absinken der Knotenspannungen im Übertragungsnetz, welches wie bereits beschrieben durch Stufungen der Transformatoren zu den unterlagerten Spannungsebenen verstärkt wird. Am Punkt der maximalen Leistungsübertragung zeigt sich deutlich das charakteristische kurzzeitstabile Absinken der Knotenspannung an NSt 4046 auf  $\overline{U}_{\rm NSt4046} = 0,95$  pu, wonach sich durch eine Schalthandlung des Transformators Langzeitinstabilität ergibt.

Für einen Zubau von  $\Delta Q_{\rm Komp}=6\,{\rm Gvar}$  ist in Abbildung B.13a die signifikant erhöhte Anzahl von schaltbaren Kompensationsstufen erkennbar. Dabei ist insbesondere kein Absinken der Knotenspannungen über die Erhöhung der Systemauslastung erkennbar, da die nun zahlreichen Kompensationsanlagen die Knotenspannungen annähernd konstant halten. Am Punkt der maximalen Leistungsübertragung tritt wiederum eine Kurzzeitstabilität gefolgt von Langzeitinstabilität auf.

Nach Abbildung 5.6a wird die stationäre Sicherheitsmarge ab einem Zubau von  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 1$  Gvar durch die maximal erlaubte Spannungswinkeldifferenz eingeschränkt. Die Spannungswinkeldifferenz ist auch in den Detailauswertungen nach Abbildung B.12b bzw. Abbildung B.13b zu erkennen. Ab einem Zubau von  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 1$  Gvar liegt die Sicherheitsmarge für das 90°-Kriterium relativ konstant bei  $\gamma_{\Theta 90} = 310, 1$  MVA, während sie für das 120°-Kriterium ab einem Zubau von  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 6$  Gvar ebenfalls nahezu konstant bei  $\gamma_{\Theta 120} = 670, 8$  MVA liegt. Durch den weiteren Zubau von kapazitiven Kompensationsanlagen verändern sich diese Margen nicht wesentlich. Dies liegt in den jeweils dominanten Korrelationen zwischen Knotenspannungen und Blindleistungsübertragung sowie Spannungswinkeln und Wirkleistungsübertragung begründet. Durch den Ausbau der Kompensationsanlagen lässt sich keine signifikante Auswirkung auf die Spannungswinkel erzielen.

Demgegenüber ist aus der statistischen Auswertung der Knotenspannungen nach Abbildung B.12c bzw. Abbildung B.13c ersichtlich, dass der Zubau von Kompensationsanlagen wie beschrieben einen positiven Einfluss auf die Knotenspannungen hat. Der Interquartilsabstand zwischen dem 25 %- und 75 %-Quantil der Knotenspannungen reduziert sich über die Erhöhung der Systemauslastung deutlich, sodass allgemein das Spannungsprofil im Testsystem vergleichmäßigt wird.

Zur Verdeutlichung des systemweiten Zubaus von Kompensationsanlagen sind in Abbildung B.14 Heatmaps der Verteilung der Kompensationsanlagen für die gesondert betrachteten Zubauten von  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 1 \text{ Gvar}$  und  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 6 \text{ Gvar}$ gezeigt. In Abbildung B.14a wird der oben beschriebene Zusammenhang ersichtlich, dass in den ersten Schritten vor allem an den lokal kritischen Netzstationen 1041, 4043, 4044 und 4046 zugebaut wird. Sind diese Defizite behoben, verteilt sich der nachfolgende Ausbau gemäß Abbildung B.14b weiter. Neben den Netzstationen in der zentralen Region wird vor allem an NSt 4022 in der nördlichen Region Kompensationsleistung zugebaut. Dies bedingt sich aus der Lage der Netzstation vor den weiträumigen Übertragungsleitungen in die südliche Region sowie ebenfalls der hier angeschlossenen unterlagerten Spannungsebene.

#### 5.3.4 Auswertung Fall G: Vergleichmäßigte Netzstruktur

Die maximale Leistungsübertragung und die stationäre Sicherheitsgrenze verlaufen für die in Fall G mit  $\alpha_{\rm Ltg} = 0,5$  und  $\beta_{\rm Ltg} = 0,1$  vergleichmäßigte Netzstruktur zunächst ähnlich wie bei Fall 0. Ebenso liegt für die ersten Iterationen zunächst keine stationäre Zulässigkeit vor, da das untere Spannungstoleranzband initial verletzt ist. Dies wird durch den Zubau kapazitiver Kompensationsanlagen behoben. Zur Anhebung der Knotenspannungen sind allerdings mehr Kompensationsstufen erforderlich, als für Fall 0. Die Gründe hierfür liegen in der Netzstruktur, da z.B. die Leitungslängen im 110-kV-System in der zentralen Region verlängert werden. Dies erfordert eine erhöhte Kompensation des lokalen Blindleistungsbedarfs. Die nach (4.30) geforderte stationäre Sicherheitsmarge wird bei einem Zubau von  $\Delta Q_{\rm Komp} = 400$  Mvar erreicht, wobei für diesen Zubau die stationäre Sicherheitsmarge noch nicht auf dem Niveau der maximalen Leistungsübertragung liegt. Dies resultiert erst ab  $\Delta Q_{\rm Komp} > 600$  Mvar.

Die maximale Leistungsübertragung nimmt für den Zubau der Kompensationsanlagen für diese Netzstruktur deutlich stärker zu als für den zuvor betrachteten Fall 0. Die vergleichmäßigte Netzstruktur weist wie beschrieben kürzere und gleichmäßigere Leitungslängen auf. Dies bedingt zum einen, dass der Blindleistungsbedarf systemweit ebenso vergleichmäßigt auftritt. Zum anderen sind diese wegen der Verkürzung der Leitungslängen in Summe kleiner als bei der initialen Netzstruktur. Aufgrund dieser Verkürzung und Vergleichmäßigung lässt sich der angeführte systemweite Blindleistungsbedarf lokal besser kompensieren. Dies resultiert wiederum in der stärkeren Zunahme der maximalen Leistungsübertragung über den Zubau der Kompensationsanlagen nach Abbildung 5.6b. Die stärkere lokale Verteilung der Kompensationsanlagen ist auch aus den Heatmaps nach Abbildung B.15 für einen Zubau von  $\Delta Q_{Komp} = 1$  Gvar bzw.  $\Delta Q_{Komp} = 6$  Gvar ersichtlich. Aus Abbildung 5.6b lassen sich im weiteren Verlauf zwei relevante relative Kri-

Aus Abbildung 5.6b lassen sich im weiteren Verlauf zwei relevante relative Kriterien erkennen, die die stationäre Sicherheitsmarge begrenzen. Dies betrifft das Kriterium der thermischen Stromtragfähigkeiten  $\Gamma_{\rm Ith}$  wie auch das 90°-Kriterium der Spannungswinkeldifferenz  $\Gamma_{\Theta 90}$ . Beide Kriterien verlaufen ab einem Zubau von  $\Delta Q_{\rm Komp} = 2,5$  Gvar annähernd konstant bei  $\gamma_{\rm Ith} = 733$  MVA bzw.  $\gamma_{\Theta 90} = 758$  MVA. Die annähernde Konstanz der Sicherheitsmargen beider Kriterien begründet sich aus der Regelungsweise der zugebauten Kompensationsanlagen. Da die Kompensationsanlagen spannungsgeregelt sind, resultieren Zuschaltungen weiterer Kompensationsstufen erst bei niedrigen Spannungen an den Netzstationen. Signifikante Spannungsabsenkungen sind nahe der maximalen Leistungsübertragung zu beobachten, sodass bei  $\Gamma_{\rm Ith}$  keine Auswirkung des weiteren Zubaus von Kompensationsanlagen feststellbar ist.

Die maximale Leistungsübertragung lässt sich gemäß Abbildung 5.6b bis zu einem Zubau von  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 5,5$  Gvar an Kompensationsleistung steigern, während sie nachfolgend stagniert. Dies liegt wesentlich in der Bemessung der konventionellen Kraftwerke begründet. Die vorhandenen Kraftwerke regeln bei der implementierten stationären Sicherheitsbewertung die Erhöhung der Verbraucherlasten aus. Sind die vorhandenen Erzeugungsleistungen ausgeschöpft, lässt sich die maximale Leistungsübertragung nicht weiter erhöhen.

#### 5.3.5 Auswertung Fall I: Verzerrte Netzstruktur

Fall I mit  $\alpha_{Ltg} = 0,5$  und  $\beta_{Ltg} = 2,3$  zeigt gemäß Abbildung 5.6c zunächst einen anderen Verlauf verglichen mit den beiden zuvor betrachteten Netzstrukturen. Dies liegt, wie bereits in Abschnitt 5.2 gezeigt, wesentlich an den in dieser Netzstruktur stark verlängerten Leitungen, die infolge einer unternatürlichen Belastung zunächst Überspannungen verursachen. Dementsprechend werden hier zunächst induktive Kompensationsanlagen an der Netzstation 4021 in Höhe von  $Q_{Komp,4021} = 400$  Mvar sowie an Netzstation 4032 in Höhe von  $Q_{Komp,4021} = 50$  Mvar zugebaut, um Leitungsabschaltungen vermeiden zu können. In Abbildung B.16 ist für die gleichen Zubauten wie zuvor die Verteilung des Zubaus von Kompensationsanlagen gezeigt.

Netzstation 4021 besitzt den nördlichen Anschlusspunkt einiger langer Übertragungsleitungen, sodass die Netzstation die beschriebenen Überspannungen aufweist. Der Zubau von induktiven Kompensationsanlagen behebt allerdings nicht alle Überspannungen, da die Zubauten nur an den Netzstationen erfolgen. Insbesondere erfolgen keine Zubauten an Netzstationen, die lange Leitungen nach Abschnitt 2.3.1 auf zulässige Leitungslängen aufteilen. Die Leitungen 4021-4042 und 4045-4062 verbleiben auch nach dem Zubau von induktiven Kompensationsanlagen zunächst abgeschaltet.

Aus den Zubauten der induktiven Kompensationsanlagen ergibt sich unmittelbar keine ausreichende Verbesserung der stationären Sicherheitsmarge. Die in Abbildung 5.6c erkennbaren Schwankungen in den Kennzahlen für Zubauten  $\Delta Q_{\rm Komp} < 1\,{\rm Gvar}$  resultieren aus den noch erforderlichen Leitungsabschaltungen, die für die unterschiedlichen Iterationen nur teilweise wieder zugeschaltet werden können.

Nach dem Zubau von induktiven Kompensationsanlagen werden kapazitive Kompensationsanlagen zugebaut. Aufgrund der langen Übertragungsentfernungen ist eine vergleichbare Zunahme der stationären Sicherheitsmarge wie für die Netzstrukturen zuvor erst ab einem Zubau von  $\Delta Q_{\text{Komp}} > 1$  Gvar zu erkennen. Die nach (4.30) geforderte stationäre Sicherheitsmarge wird erst bei einem Zubau von  $\Delta Q_{\text{Komp}} = 1,4$  Gvar erreicht. Diese Zunahme der Kennzahlen über den Zubau der Kompensationsanlagen liegt signifikant niedriger als für die beiden Netzstrukturen zuvor und flacht zudem auch schneller ab. Die mögliche Erhöhung der stationären Sicherheitsmarge und der Sicherheitsmarge der maximalen Leistungsübertragung liegt ebenfalls niedriger als für die zwei anderen Fälle.

## 5.3.6 Schlussfolgerungen aus der Untersuchung

Für die hier durchgeführte Untersuchung werden drei exemplarische Netzstrukturen miteinander verglichen: Neben der initialen Netzstruktur sind dies eine verkürzte und vergleichmäßigte sowie eine verkürzte und verzerrte Netzstruktur. Bei allen drei betrachteten Netzstrukturen kann die nach (4.30) geforderte stationäre Sicherheitsmarge durch den lokalen Zubau von Kompensationsanlagen sichergestellt werden. Die durch den Zubau von Kompensationsanlagen erzielte mögliche maximale Leistungsübertragung wie auch stationäre Sicherheitsgrenze gestaltet sich für die drei Netzstrukturen unterschiedlich. Demnach lassen sich die maximale Leistungsübertragung und die stationäre Sicherheitsgrenze am weitesten für die vergleichmäßigte Netzstruktur steigern, gefolgt von der initialen Struktur. Die geringste mögliche Steigerung resultiert bei der verzerrten Netzstruktur.

Die Gründe für das gezeigte Verhalten liegen in der lokalen Blindleistungskompensation, wie aus den Verläufen nach Abbildung 5.6 ersichtlich ist. Demnach ergibt sich eine besonders starke Steigerung, wenn die Kompensationsanlagen einen lokalen Blindleistungsbedarf kompensieren. Diese dominieren besonders bei der vergleichmäßigten Netzstruktur. Dies zeigt sich auch daran, dass bei dieser Netzstruktur die Anhebung von  $\Gamma_{\text{Umin}}$  auf  $\Gamma_{\text{maxLstg}}$  den größten Zubau kapazitiver Blindleistung benötigt. Demgegenüber lässt sich ein systemischer Blindleistungsbedarf, bedingt aus einer dominierenden weiträumigen Leistungsübertragung, durch eine lokale Blindleistungskompensation nicht derart zielführend kompensieren. Dies bestätigt die Schlussfolgerungen aus dem Abschnitt zuvor, wonach in der vergleichmäßigten Netzstruktur eher die lokale Charakteristik der Verbraucherlastbezüge dominiert. In der verzerrten Netzstruktur dominieren demgegenüber bereits initial aus der weiträumigen Leistungsübertragung besondere Anforderungen, die durch eine lokale Kompensation kaum erreicht werden können. Dies könnte durch eine Serienkompensation möglicherweise besser erreicht werden. Allerdings weist diese gemäß Abschnitt 2.3.3 technologische Nachteile auf.

# 5.4 Sensitivitätsanalyse der Erzeugungsstruktur

Die nach Abschnitt 5.2 variierte Übertragungsaufgabe weist für alle Variationen der Netzstruktur die gleiche Erzeugungs- und Laststruktur auf, in der die Verbraucherlasten aus konventionellen Kraftwerken gedeckt werden. Bedingt durch die Transformation der elektrischen Energieversorgung im Zuge der Energiewende ändert sich diese Erzeugungsstruktur zunehmend. Aus diesem Grund wird in diesem Kapitel eine Variation der Erzeugungsstruktur über den Zubau von EE-Anlagen betrachtet.

# 5.4.1 Methodik der Untersuchung

Der Zubau von EE-Anlagen findet allgemein gemäß Abschnitt 2.2.2 für die wesentlichen Primärenergieträger Photovoltaik und Windenergie (Onshore) hauptsächlich im Verteilungsnetz statt. Demgegenüber werden Anlagen zur Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie nahezu ausschließlich an das Übertragungsnetz angeschlossen. Da ausschließlich Übertragungsnetzstrukturen betrachtet werden, konzentrieren sich die weiteren Untersuchungen exemplarisch auf diesen Primärenergieträger. Bedingt durch das Primärenergiedargebot auf See, für Deutschland in Nordund Ostsee, liegen die Netzanschlusspunkte der Anlagen zumeist weit von den Verbrauchszentren entfernt. Dies bedingt generell eine Zunahme der Übertragungsentfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch. Analog zu der Untersuchung zuvor wird auch der Einfluss der Netzstruktur (Fall 0), die nach Abschnitt 5.2 bereits eine große Ausdehnung aufweist, auch die in Fall H mittels der Parameter  $\alpha_{\rm Ltg}=0,5$  und  $\beta_{\rm Ltg}=1$  verkürzte Netzstruktur betrachtet. Für beide Fälle werden die initial hinterlegten Kompensationsanlagen berücksichtigt.

Windenergieanlagen auf See sind üblicherweise in Drehstromtechnologie ausgeführt. Aufgrund der bestehenden Übertragungsentfernungen werden für die Übertragung zum Netzanschlusspunkt ans Festland häufig VSC-HGÜ eingesetzt [23]. Aus Sicht des elektrischen Energieversorgungssystems erfolgt am Netzanschlusspunkt eine umrichterbasierte Leistungseinspeisung. Die weiteren Untersuchungen konzentrieren sich in dieser Untersuchung zunächst auf die Abbildung des leistungseinspeisenden Umrichters in VSC-Technologie gemäß Abschnitt 2.4.1 an den gewählten Netzanschlusspunkten des hier betrachteten Testsystems. Explizit wird die VSC-HGÜ dann in Abschnitt 5.5 berücksichtigt.

Prinzipiell kann der Anschluss der leistungseinspeisenden Umrichter an beliebigen Netzstationen erfolgen. Neben dem Zubau am Rand des betrachteten Testsystems besteht beispielhaft auch die Möglichkeit, die leistungseinspeisenden Umrichter näher an den Verbraucherlasten zu implementieren. Letzteres erfordert eine längere Gleichstromübertragung, die aber technologisch wie systemisch unkritisch ist. Aus diesen Gründen werden nachfolgend für das betrachtete Nordic32-Testsystem zwei Szenarien möglicher Zubauorte berücksichtigt. Zum einen wird im Szenario Nord ein Zubau an den Netzstationen 4011, 4012 und 4071 in der nördlichen bzw. externen Region berücksichtigt. Zum anderen nimmt das Szenario Süd einen Zubau an den Netzstationen 4045, 4047, 4062 in der zentralen bzw. südlichen Region an. Der Zubau erfolgt nicht direkt an den Netzstationen, sondern wegen der zusätzlichen Spannungsregelung an neu implementierten Netzstationen. Diese werden jeweils über eine kurze AC-Leitung mit einer Länge von  $\ell_i = 1$  km mit den Netzstationen verbunden.

Zur Abbildung eines zunehmenden Zubaus von Offshore-Windenergieanlagen wird die installierte Bemessungsleistung  $S_{\rm rEE}$  der leistungseinspeisenden Umrichter in Schritten von  $\Delta S_{\rm rEE} = 62,5$  MVA je Untersuchungs-Iteration gesteigert. Die Aufteilung auf die drei betrachteten Netzstationen erfolgt gleichmäßig. Unter der Annahme eines AC-seitigen Leistungsfaktors der Umrichter von  $\cos(\varphi_r) = 0,8$  resultiert bei Volllast der Umrichter, die nachfolgend stets angenommen wird, eine Erhöhung der summierten Einspeiseleistung in Schritten von  $\Delta P_{\rm EE} = 50$  MW je Iteration. Die weitere Auslegung der leistungseinspeisenden Umrichter folgt der Beschreibung nach Abschnitt 2.4.1 und [106].

Die sukzessive Erhöhung der Einspeisungen aus Offshore-Windenergie<br/>anlagen wird in der Untersuchung durch eine Absenkung der Einspeise<br/>leistung aus konventionellen Kraftwerken ausgeglichen. Diese erfolgt line<br/>ar abhängig von der Bemessungsleistung  $S_{\rm rG}$  der Kraftwerke, so<br/>dass größer bemessene Kraftwerke auch stärker abgesenkt werden. Konventionelle Kraftwerke, die die technisch zulässige Mindestleistung  $P_{\rm T,min}$  unterschreiten würden, werden nicht weiter abgesenkt, verbleiben aber im Rahmen der Untersuchung mit der jeweiligen Mindestleistung  $P_{\rm T,min}$  am Netz.

## 5.4.2 Überblick über die Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 5.7 jeweils für die zwei betrachteten Netzstrukturen sowie die zwei betrachteten Szenarien Nord und Süd gezeigt. Die relativen Kriterien sind wie zuvor einzeln ausgewertet, wonach sich die stationäre Sicherheitsmarge als Minimum der Sicherheitsmargen der einzelnen Kriterien ergibt. Die Detailuntersuchungen sind Anhang B.3 zu entnehmen.

Die dargestellten Verläufe sind für beide Netzstrukturen wie auch für beide Szenarien grundsätzlich in ihrer Form vergleichbar, insbesondere aber für die beiden Zubauorte unterschiedlich. Vereinfacht führt ein Zubau von EE-Anlagen im Süden für beide Netzstrukturen zu einer Erhöhung der Sicherheitsmarge der maximalen Leistungsübertragung und einer Verbesserung der stationären Sicherheitsmarge. Für beide Netzstrukturen ist insbesondere für die maximale Leistungsübertragung ein ausgeprägtes Maximum ersichtlich. Für einen Zubau im Norden ist für die verkürzte Netzstruktur ein ähnlicher Verlauf mit einem ausgeprägten, aber kleinerem, Maximum zu erkennen, während bei der initialen Netzstruktur das Maximum der maximalen Leistungsübertragung nicht mehr ersichtlich ist. Die untersuchten Netzstrukturen wie auch die verschiedenen Zubauorte werden nachfolgend analysiert.

## 5.4.3 Auswertung Fall 0: Initiale Netzstruktur

Abbildung 5.7a zeigt den Verlauf von maximaler Leistungsübertragung und einzelner stationärer Kriterien für die initiale Netzstruktur.

## Szenario Nord

Im Falle des nördlichen Zubaus ergibt sich für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} < 500 \, {\rm MW}$  ein nahezu konstanter Verlauf der Sicherheitsmarge der maximalen Leistungsübertragung zu  $\gamma_{\rm MaxLstg} \approx 290 \, {\rm MVA}$  bzw.  $k_{\rm MaxLstg} \approx 1,09$ . Dies gilt auch für das die stationäre Sicherheitsmarge einschränkende 90°-Kriterium zu  $\gamma_{\rm StatM} \approx 276 \, {\rm MVA}$  bzw.  $k_{\rm StatM} \approx 1,08$ . Erst für größere Einspeiseleistungen resultiert eine stärkere Abnahme der beiden Kennzahlen. Für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} > 1,15 \, {\rm GW}$  wird die nach WECC-Forderung (4.30) notwendige stationäre Sicherheitsmarge nicht mehr erfüllt, während für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} > 2,15 \, {\rm GW}$  auch kein initial konvergenter Lastfluss mehr bestimmt werden kann.

Für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} < 500\,{\rm MW}$  fällt der zusätzliche Blindleistungsbedarf auf den Übertragungsleitungen durch die erhöhte Wirkleistungserzeugung in der nördlichen bzw. externen Region zunächst nicht ins Gewicht, da im Gegenzug die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken linear abhängig von deren Bemessung





 $S_{\rm rG}$ reduziert wird. Nach Tabelle 5.1 liegt die Bemessungsleistung in der nördlichen und externen Region etwa doppelt so hoch wie in zentraler und südlicher Region. Dies führt dazu, dass der zusätzliche Blindleistungsbedarf auf den langen Übertragungsleitungen zwischen nördlicher und zentraler Region zunächst nicht dominiert und von den konventionellen Kraftwerken kompensiert werden kann. Die Begrenzung der maximalen Leistungsübertragung folgt, wie auch in den vorigen Abschnitten beschrieben, aus nicht mehr durchführbaren Schaltungen der Stufenschalter von Transformatoren in der zentralen Region. Somit ist die lokal kritische Blindleistungsbilanz in dieser Region zunächst unabhängig von der Zunahme der weiter entfernten Leistungseinspeisung aus EE-Anlagen.

Für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} > 500$  MW ist aus Abbildung 5.7a eine zunehmende Absenkung der maximalen Leistungsübertragung sowie annähernd parallel verlaufend auch der stationären Sicherheitsmarge ersichtlich, die hier durch das 90°-Kriterium bestimmt wird. Die zunehmende Reduktion beider Kennzahlen bedingt sich aus den nun zunehmenden Leistungsflüssen zwischen nördlicher und zentraler Region, die schlussendlich eine weitere Erhöhung der Einspeiseleistung im Szenario Nord begrenzen. Dies verdeutlicht, dass für lange Netzstrukturen eine weitere Verlängerung der Übertragungsaufgabe durch zunehmend entfernt liegende Erzeugungsanlagen und Verbraucherlasten nur sehr begrenzt zu realisieren ist.

#### Szenario Süd

Demgegenüber resultiert im Fall eines Zubaus von EE-Anlagen an den südlichen Netzstationen ein unmittelbarer Anstieg der Sicherheitsmarge der maximalen Leistungsübertragung und der stationären Sicherheitsmarge. Die Sicherheitsmarge der maximum von  $\gamma_{\text{MaxLstg}} = 1.149, 3 \text{ MVA}$  bzw.  $k_{\text{MaxLstg}} = 1,37$  bei einer Einspeiseleistung von  $P_{\text{EE}} = 5,5 \text{ GW}$  an und sinkt anschließend wieder ab. Das Maximum der stationären Sicherheitsmarge liegt für diesen Zubau etwas niedriger bei  $\gamma_{\text{StatM}} = 1038, 2 \text{ MVA}$  bzw.  $k_{\text{StatM}} = 1,33$  und wird durch das untere Spannungstoleranzband bestimmt. Für größere EE-Leistungen reduzieren sich die Kennzahlen stark. Unter Einhaltung des WECC-Kriteriums ist die Einspeiseleistung auf  $P_{\text{EE}} = 6, 3 \text{ GW}$  beschränkt. Für Einspeiseleistungen  $P_{\text{EE}} > 7, 4 \text{ GW}$  ist schließlich kein initial konvergenter Lastfluss mehr bestimmbar.

Für Leistungseinspeisungen zwischen 0, 75 GW <  $P_{\rm EE}$  < 1, 75 GW ist eine nahezu konstante stationäre Sicherheitsmarge erkennbar. Durch den Zubau der umrichterbasierten Offshore-Windenergieanlagen wird zunächst die Möglichkeit zur Spannungsregelung am jeweiligen Anschlusspunkt geschaffen. Diese ist umso wirkungsvoller, je größer der Umrichter bemessen ist, da über die Spannungsregelung auch mehr Blindleistung eingespeist werden kann. Im Falle der umrichterbasierten Leistungseinspeisung an Netzstation 4045 bedingt diese Spannungsregelung, dass die ebenfalls spannungsgeregelten Transformatoren 1045-4045 sowie die nahe gelegenen Transformatoren 1044-4044 zunächst seltener stufen. Diese Stufungen sind aber vorteilhaft für die maximale Leistungsübertragung und auch für die stationäre Sicherheitsgrenze, da sie die hier unterlagerte 130-kV-Spannungsebene von Blindleistungsverlusten entlasten. Für eine optimale Ausgestaltung der maximalen Leistungsübertragung müssten weitergehende Entscheidungskriterien als nur die lokalen Knotenspannungen einbezogen sowie Optimierungsalgorithmen eingesetzt werden.

Der Einfluss von Stufungen der kritischen Transformatoren ist aus Abbildung 5.7a für verschiedene Einspeiseleistungen ersichtlich. Stufungen bei den Einspeiseleistungen von  $P_{\rm EE} = 2,15\,{\rm GW}, P_{\rm EE} = 3,4\,{\rm GW}$  oder  $P_{\rm EE} = 4,35\,{\rm GW}$  führen im Vergleich zu den geringeren Einspeiseleistungen in den Iterationen zuvor dazu, dass die unterlagerte Spannungsebene entlastet wird. Dies verbessert die maximale Leistungsübertragung.

Der weitere Anstieg der maximalen Leistungsübertragung erfolgt nicht mehr linear, sondern flacht bis zum Maximum zunehmend ab. Dies bedingt sich aus der anfangs stärkeren Reduktion der Leistungseinspeisungen in nördlicher und externer Region. Die dort vorhandenen konventionellen Kraftwerke gelangen allerdings mit zunehmender Einspeisung aus den EE-Anlagen in der zentralen und südlichen Region an ihre zulässige Mindestleistung und werden wie beschrieben nicht weiter abgesenkt. Dies begrenzt die mögliche Erhöhung der maximalen Leistungsübertragung.

Für eine Einspeiseleistung von  $P_{\rm EE} = 5,5\,{\rm GW}$  ist der Punkt erreicht, an dem sich auf den langen Übertragungsleitungen zwischen nördlicher und zentraler Region initial nahezu keine Leistungsflüsse ergeben, da sich in diesem Fall eine sehr ortsnahe Deckung der Verbraucherlasten ergibt. Die daraus resultierenden Überspannungen können durch Leitungsabschaltungen beherrscht werden. Bedingt durch die in diesem Fall sehr kurzen Übertragungsentfernungen zwischen Erzeugungsanlagen und Verbraucherlasten resultiert die größtmögliche maximale Leistungsübertragung. Die zugehörige Detailauswertung dazu ist in Abbildung B.17 gezeigt. Wird die Einspeisung aus den Offshore-Windenergieanlagen darüber hinaus weiter gesteigert, nehmen die Leistungsflüsse auf den Übertragungsleitungen zwischen zentraler und nördlicher Region nun in entgegengesetzter Richtung wieder zu, sodass hieraus eine Reduktion der maximalen Leistungsübertragung erfolgt.

Für die sukzessive Erhöhung der Einspeiseleistung sind insbesondere bei größeren Einspeiseleistungen zunächst unkritische Verletzungen mehrerer relativer Kriterien in Abbildung 5.7a ersichtlich. Bereits initial ist wie in Abschnitt 5.1.2 schränkt die maximale Spannungswinkeldifferenz  $\theta_{\text{NSt,max1}} \leq 90^{\circ}$  die stationäre Sicherheitsmarge ein. Diese Einschränkung, die nicht das WECC-Kriterium nach (4.30) verletzt, tritt

für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} < 700$  MW auf. Für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} > 3,4$  GW ergibt sich ebenfalls eine unkritische Einschränkung durch das untere Spannungstoleranzband. Die Einschränkung wird von den Knotenspannungen an den Netzstationen 1041, 4043 und 4046 verursacht. Die angeführten Netzstationen weisen Verbraucherlasten auf, deren Transformatoren in der überlagerten Netzebene eine Reduktion der Knotenspannungen verursachen. Durch die darüber hinausgehende Vergrößerung der Einspeiseleistung resultieren weitere Verletzungen relativer Kriterien. Dies umfasst für  $P_{\rm EE} > 5,3$  GW Verletzungen der thermischen Stromtragfähigkeiten, für  $P_{\rm EE} > 6,3$  GW von 120° sowie für  $P_{\rm EE} > 6,9$  GW eine Verletzung der minimal geforderten Dämpfung der Kleinsignalstabilität. Zusammengefasst folgt für den südlichen Zubau eine signifikante mögliche Steigerung der Einspeiseleistung gegenüber dem nördlichen Zubau.

Die aus Abbildung 5.7a ersichtliche Reduktion der Sicherheitsmargen verläuft sehr steil und steht damit im Gegensatz zum langsamen Anstieg für kleine Einspeiseleistungen. Im Bereich derart hoher Einspeiseleistungen an den südlichen Netzstationen liegt eine hohe Konzentration der Einspeisungen in dieser Region vor, während die Einspeisungen aus konventionellen Kraftwerken in den anderen Regionen minimal sind. Für Einspeiseleistungen  $P_{FF} < 7,4$  GW gelingt es gerade noch, die in der zentralen Region eingespeiste Leistung nach Norden zu übertragen. Hieraus folgen die hohen Werte der maximalen Leistungsübertragung, da nach der initialen Sicherstellung des Lastflusses die weitere Erhöhung der Systemauslastung durch die Kraftwerke in der nördlichen Region ausgeglichen wird. Für eine Einspeiseleistung von  $P_{\text{FF}} = 7,4$  GW ist dies nicht mehr möglich, da durch die verstärkte lokale Konzentration der Einspeisungen bereits initial der Blindleistungsbedarf der weiträumigen Leistungsübertragung in Richtung Norden zu groß geworden ist. Die starke Reduktion der maximalen Leistungsübertragung in diesem Bereich der Einspeiseleistungen verglichen mit dem eher langsamen Anstieg für geringe Einspeiseleistungen erklärt sich aus der ungleichen Verteilung der Erzeugungsanlagen im Testsystem. Wären die Erzeugungsanlagen gleichverteilt im System lokalisiert, ergäbe sich ein mittiges Maximum der maximalen Leistungsübertragung.

#### 5.4.4 Auswertung Fall H: Verkürzte Netzstruktur

Abbildung 5.7b zeigt den Verlauf der maximalen Leistungsübertragung und einzelner relativer Kriterien für die verkürzte Netzstruktur.

#### Szenario Nord

Für die verkürzte Netzstruktur ergibt sich im Fall des nördlichen Zubaus zunächst ein wellenförmiges Verhalten der Sicherheitsmarge der maximalen Leistungsübertragung, die hier auch die stationäre Sicherheitsmarge bestimmt. Durch einen erkennbaren Sprung erreicht die Sicherheitsmarge der maximale Leistungsübertragung ihr Maximum für eine Einspeiseleistung von  $P_{\rm EE} = 2, 1\,{\rm GW}$  in Höhe von  $\gamma_{\rm MaxLstg} = 450\,{\rm MVA}$  bzw.  $k_{\rm MaxLstg} = 1, 14$ . Bei dieser Einspeiseleistung ist die stationäre Sicherheitsmarge aufgrund von Verletzungen des unteren Spannungstoleranzbandes auf  $\gamma_{\rm StatM} = 371\,{\rm MVA}$  bzw.  $k_{\rm StatM} = 1, 12$  beschränkt. Für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} > 2, 1\,{\rm GW}$  ist eine Absenkung der Kennzahlen erkennbar. Die maximal mögliche Einspeiseleistung unter Wahrung der WECC-Forderung beträgt  $P_{\rm EE} = 3, 45\,{\rm GW}$ , da für noch größere Einspeiseleistungen keine ausreichende Sicherheitsmarge zur Verletzung der thermischen Stromtragfähigkeiten gewährleistet ist. Für Einspeiseleistungbar.

Beginnend mit Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} < 0, 6 \,\rm GW$  steht die Reduktion der maximalen Leistungsübertragung zunächst im Unterschied zum Verlauf bei der initialen Netzstruktur. Bei dieser ist die maximale Leistungsübertragung anfangs relativ konstant. Im Vergleich der beiden Netzstrukturen folgt bei den gleichen Einspeiseleistungen  $\Delta P_{\rm EE}$  in der verkürzten Netzstruktur ein geringerer Blindleistungsbedarf als in der initialen Netzstruktur. Dies führt wegen der höheren Knotenspannungen in der verkürzten Netzstruktur dazu, dass zunächst keine Schaltungen der Stufenschalter ausgeführt werden, die für die unterlagerten Spannungsebenen vorteilhaft sind. Diese Stufungen ergeben sich erst für  $P_{\rm EE} > 0, 6 \,\rm GW$ , wodurch sich auch die maximale Leistungsübertragung verbessert.

Der positive Effekt von Schaltungen der Stufenschalter ist besonders deutlich bei einer Einspeiseleistung  $P_{\rm EE} = 2, 1 \, {\rm GW}$  zu erkennen. Ab dieser Einspeiseleistung erreichen mehrere Transformatoren die obere Grenze ihres Stellbereichs, da aus den weiträumigen Leistungsflüsse in Nord-Süd-Richtung Spannungsabsenkungen folgen, die die Schaltungen der Stufenschalter auslösen. Dies verbessert die maximale Leistungsübertragung in diesem Punkt signifikant, führt aber auch zu einer Absenkung der Knotenspannungen in der überlagerten Netzebene. Diese Spannungsabsenkung verletzt das untere Spannungstoleranzband, sodass die stationäre Sicherheitsgrenze durch die Stufungen nicht verbessert wird.

#### Szenario Süd

Entgegen der Beobachtungen für den nördlichen Zubau ergibt der südliche Zubau für die verkürzte Netzstruktur einen sehr ähnlichen Verlauf der Kennzahlen wie für die initiale Netzstruktur. Demnach verbessern sich die Sicherheitsmargen ausgehend vom Startpunkt zunächst annähernd linear. Bei einer Einspeiseleistung von  $P_{\rm FF}$  =

6,3 GW wird das Maximum der maximalen Leistungsübertragung zu  $\gamma_{\text{MaxLstg}} = 1.375 \text{ MVA}$  bzw.  $k_{\text{MaxLstg}} = 1,44$  erreicht. Demgegenüber wird das Maximum der stationären Sicherheitsmarge bereits bei einem Zubau von  $\Delta P_{\text{EE}} = 5,75 \text{ GW}$  zu  $\gamma_{\text{StatM}} = 1.316 \text{ MVA}$  bzw.  $k_{\text{StatM}} = 1,42$  erreicht und wird in diesem Fall von einer Überschreitung der thermischen Stromtragfähigkeiten verursacht. Die Verletzungen der stationären Kriterien sind bis zu eine Einspeiseleistung von  $P_{\text{EE}} < 6,8 \text{ GW}$  als unkritisch zu bewerten, da sie die stationäre Sicherheitsmarge nach WECC-Forderung (4.30) nicht unzulässig einschränken. Für Einspeiseleistungen  $P_{\text{EE}} > 8,2 \text{ GW}$  ist initial kein konvergenter Lastfluss mehr bestimmbar.

Nahezu analog wie für die initiale Netzstruktur resultiert für Einspeiseleistungen zwischen 0,75 GW <  $P_{\rm EE}$  < 2 GW eine Reduktion des Anstiegs der stationären Sicherheitsmarge. Wie zuvor lässt sich diese Reduktion über das Schaltverhalten der Netzkuppeltransformatoren 1045-4045 und 1044-4044 erklären, die bei Einspeiseleistungen von  $P_{\rm EE}$  = 0,85 GW und  $P_{\rm EE}$  = 1,65 GW jeweils Schaltungen der Stufenschalter nicht durchführen, da die Knotenspannungen der unterlagerten Netzebenen nicht das Spannungsregelband verletzen. Diese Stufungen können erst bei höheren Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE}$  > 2 GW realisiert werden.

Für den südlichen Zubau ist weiterhin die Überschreitung der thermischen Stromtragfähigkeiten für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} > 5$  GW das relative Kriterium, welches die stationäre Sicherheitsmarge begrenzt. Konkret wird die Verletzung des Kriteriums zunächst durch zu hohe Lastflüsse über die Transformatoren 1044-4044 bedingt, wonach für weitere Zubauten der Lastfluss über die Leitung 4046-4047 zu hoch wird. Letzteres wird auch durch die Verletzung des unteren Spannungstoleranzbandes an Netzstation 4046 verursacht.

Für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} > 7,3\,\rm GW$  tritt wie bereits bei der initialen Netzstruktur beobachtet eine Verletzung der minimal geforderten Dämpfung der Rotorwinkelstabilität auf. Dieser wird hier bedingt durch einen nicht mehr ausreichend gedämpften lokalen Mode der Synchrongeneratoren G9 und G10, die aufgrund ihrer Leistungsabsenkung gegen das Testsystem schwingen.

#### 5.4.5 Schlussfolgerungen aus der Untersuchung

Mit der hier gezeigten Untersuchung lässt sich der Einfluss der Erzeugungsstruktur auf die Übertragungsaufgabe für unterschiedliche Netzstrukturen bewerten. Wird zunächst ein Zubau an den nördlichen Netzstationen betrachtet, so hat die Netzstruktur einen signifikanten Einfluss. Für die verkürzte Netzstruktur kann an den nördlichen Netzstationen deutlich mehr umrichterbasierte Offshore-Windenergie zugebaut werden, als in der initialen Netzstruktur. Durch den Zubau an den nördlichen Netzstationen wird die weiträumige Leistungsübertragung gesteigert. Somit kommt den dadurch entstehenden Blindleistungsverbräuchen eine erhebliche Bedeutung zu, die zudem bei den längeren Leitungen der initialen Netzstruktur nochmals größer sind. Dies schränkt die installierbare Einspeiseleistung an diesen Netzstationen ein.

Demgegenüber ist der Einfluss der Netzstruktur für einen Zubau an den südlichen Netzstationen reduziert. Für beide Netzstrukturen ergeben sich signifikante Steigerungen der maximalen Leistungsübertragung wie auch der zubaubaren installierten Einspeiseleistung. Diese Steigerungen ergeben sich aus der zunehmend ortsnahen Deckung der Verbraucherlasten, wenn die installierte Einspeiseleistung in der zentralen Region erhöht wird. Die bestimmbaren Kennzahlen, also das Maximum der maximalen Leistungsübertragung wie auch der maximal zulässige Zubau an Offshore-Windenergieanlagen, unterscheiden sich nicht so stark wie im Fall des nördlichen Zubaus.

Zusammengefasst zeigt sich, dass die ortsnahe Deckung der Verbraucherlasten durch die Erzeugungsstruktur einen signifikanten Einfluss auf die maximale Leistungsübertragung und die stationäre Sicherheitsgrenze hat. Der Einfluss der Erzeugungsstruktur dominiert auch die Variation der Netzstruktur. Wesentliche Unterschiede ergeben sich aus der Auswahl der Netzstationen, an denen die umrichterbasierte Einspeisung der EE-Anlagen erfolgt. Auch für die längere Leitungen der initialen Netzstruktur ergeben sich bei Nutzung von VSC-HGÜ signifikante Verbesserungen der maximalen Leistungsübertragung und der stationären Sicherheitsgrenze, wenn die Einspeisung der Offshore-Windenergieanlagen näher bei den Verbraucherlasten erfolgt.

Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor kann aus der regionalen Verteilung der leistungseinspeisenden Anlagen abgeleitet werden. Im Szenario des Zubaus an den südlichen Netzstationen ergibt sich bei einer Erhöhung der Leistungseinspeisungen zunächst eine zunehmende Reduktion der überregionalen Leistungsflüsse aus der nördlichen in die zentrale Region. Die maximale Leistungsübertragung erreicht die größte Sicherheitsmarge, wenn initial keine überregionalen Leistungsflüsse auftreten. Werden die Leistungseinspeisungen darüber hinaus weiter erhöht, ergeben sich auch wieder überregionale Leistungsflüsse. Diese verlaufen nun allerdings in entgegengesetzter Richtung aus der zentralen in die nördliche Region. Dies bewirkt einer Verschlechterung der stationären Sicherheitsgrenze, da nun die überregionalen Leistungsflüsse stärker zunehmen. Dies bedingt sich aus der ungleichen Verteilung der konventionellen Kraftwerke im Testsystem, die schwerpunktmäßig im Norden verortet sind.

# 5.5 Sensitivitätsanalyse der Erzeugungsstruktur unter Einbeziehung einer VSC-HGÜ

In den vorigen Abschnitten wurde die Übertragungsaufgabe für die klassische Drehstromtechnologie untersucht. Diese wurde in Abschnitt 5.4 um umrichterbasierte Leistungseinspeisungen aus Offshore-Windenergieanlagen ergänzt. Dies stellt insbesondere im Zuge der Energiewende einen möglichen Entwicklungspfad der Erzeugungsstruktur dar. Beim Anschluss der Offshore-Windenergieanlagen kommen üblicherweise VSC-HGÜ zum Einsatz, wobei diese in Abschnitt 5.4 nur für die leistungseinspeisenden Umrichter nachgebildet wurde.

Basierend auf den Ergebnissen aus Abschnitt 5.4 wird die Untersuchung unter Einbeziehung einer VSC-HGÜ im synchronen Netzbetrieb durchgeführt. Die Untersuchungen konzentrieren sich auf den nördlichen Zubau, da dieser die installierbare Leistung deutlich stärker einschränkt als der südliche Zubau. Weiterhin werden beide Netzstrukturen in diesem Abschnitt analysiert.

#### 5.5.1 Methodik der Untersuchung

Im Rahmen der Untersuchungen dieses Abschnitts werden die Netzstationen 4012 und 4045 über eine VSC-HGÜ der Länge  $\ell_{\rm HGÜ} = 1.000$  km verbunden. Die Netzstationen sind gewählt, da sie nach Abbildung 5.1 mittig in der nördlichen bzw. zentralen Region liegen. Damit sind sie über verhältnismäßig viele AC-Leitungen mit den umliegenden Netzstationen verbunden. Die beiden Umrichter in VSC-Technologie werden mit  $S_{r,VSC} = 2,25$  GVA bemessen, wodurch sich über den AC-seitigen Leistungsfaktor von cos ( $\varphi_r$ ) = 0, 8 eine maximale Wirkleistungsübertragung von  $P_{\rm VSC,max} = 1,8$  GW realisieren lässt. Die hier gewählte Bemessungsleistung entspricht der Bemessungsleistung nach [23].

Für die Vorgabe der Wirkleistungsübertragung der VSC-HGÜ wird der Umrichter an NSt 4012 gewählt. Wie in Abschnitt 4.1.2 beschrieben, wird zunächst  $P_{\text{VSC},4012}^{\text{ref}}$ im VZS sukzessive erhöht, um bei Bedarf Konvergenz des Lastflusses zu erreichen. Die Erhöhung von  $P_{\text{VSC},4012}^{\text{ref}}$  bewirkt eine Steigerung der Wirkleistungsübertragung der VSC-HGÜ aus der nördlichen in die zentrale Region und reduziert den Lastfluss im AC-System. Besteht Konvergenz des Lastflusses werden zudem die Wirkleistungsflüsse auf den langen Übertragungsleitungen zwischen nördlicher und zentraler Region genutzt. Basierend auf den summierten Leistungsflüssen dieser AC-Leitungen  $\sum P_{\text{LF,AC}}$  wird die Wirkleistungsvorgabe  $P_{\text{VSC},4012}^{\text{ref}}$  gewählt, sodass auf den langen Übertragungsleitungen im Drehstromsystem ein Wirkleistungsfluss von ca. 40% der summierten Bemessungsleistung der Leitungen  $\sum P_{\text{r,AC}}$  verbleibt. Dies entspricht einer groben Abschätzung der natürlichen Leistung  $P_{\rm nat}$  dieser Leitungen und vermeidet damit höhere Blindleistungsflüsse im AC-System. Für  $P_{\rm VSC,4012}^{\rm ref}$  folgt (5.3) unter der Voraussetzung, dass die derart gewählte Vorgabe nicht die Konvergenz des Lastflusses gefährdet. Durch die hier gewählte Regelung wird gewährleistet, dass das AC-System zielgerichtet entlastet wird.

$$P_{\text{VSC},4012}^{\text{ref}} = \sum P_{\text{LF},\text{AC}} - 40\% \cdot \sum P_{\text{r},\text{AC}} \approx \sum P_{\text{LF},\text{AC}} - \sum P_{\text{nat}}$$
(5.3)

#### 5.5.2 Überblick über die Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 5.8 für die zwei betrachteten Netzstrukturen gezeigt. Weiterhin sind die Ergebnisse der Untersuchung aus Abschnitt 5.4 für beide Netzstrukturen in grau enthalten.

Die Verläufe der beiden Netzstrukturen weisen eine große Ähnlichkeit auf. Dabei bestimmt die maximale Leistungsübertragung für kleinere installierte EE-Leistungen die stationäre Sicherheitsgrenze. Die stationäre Sicherheitsmarge verläuft zunächst konstant, bis sie ab Werten von  $P_{\rm EE} > 1,5\,{\rm GW}$  für die initiale bzw.  $P_{\rm EE} > 1,75\,{\rm GW}$  für die verkürzte Netzstruktur bis zu einem ausgeprägten Maximum ansteigt. Für größere installierte Leistungen  $P_{\rm EE}$  fällt die maximale Leistungsübertragung ab, wobei in diesem Bereich die relativen Kriterien die stationäre Sicherheitsgrenze einschränken. Bei der verkürzten Netzstruktur ergibt sich für größere Zubauten an Einspeiseleistungen eine konstante niedrige maximale Leistungsübertragung, die allerdings stationär nicht zulässig ist. Beide Netzstrukturen werden nachfolgend analysiert.

#### 5.5.3 Auswertung Fall 0: Initiale Netzstruktur

Die initiale Netzstruktur weist im Startpunkt der Untersuchung ohne implementierte Offshore-Windenergieanlagen mit  $\gamma_{\text{MaxLstg}} = 540,9$  MVA bzw.  $k_{\text{MaxLstg}} = 1,17$  im Vergleich zur Untersuchung ohne explizite Berücksichtigung eine VSC-HGÜ eine signifikant erhöhte maximale Leistungsübertragung auf, die auch die stationäre Sicherheitsmarge bestimmt. Der Zugewinn resultiert unmittelbar aus der VSC-HGÜ, welche das Drehstromsystem entlastet. Die maximale Leistungsübertragung bleibt für Einspeiseleistungen  $P_{\text{EE}} < 1,5$  GW zunächst konstant auf diesem Wert, ehe sich ein Anstieg erkennen lässt. Das Maximum der maximalen Leistungsübertragung wird für eine Einspeiseleistung  $P_{\text{EE}} = 2,65$  GW mit  $\gamma_{\text{MaxLstg}} = 540,9$  MVA bzw.  $k_{\text{MaxLstg}} = 1,17$  erreicht. Anschließend sinkt die maximale Leistungsübertragung zunehmend



Abbildung 5.8.: Einfluss des Zubaus von EE-Anlagen im Szenario Nord unter Einbeziehung einer VSC-HGÜ auf die stationäre Sicherheitsmarge

ab. In diesem Bereich ist zudem eine Verletzung des 90°-Kriteriums erkennbar. Bei einer Einspeiseleistung von  $P_{\rm EE} > 4,55\,{\rm GW}$  wird die WECC-Forderung  $k_{\rm StatM} > 1,05$  nicht mehr gewährleistet, für Einspeiseleistungen von  $P_{\rm EE} > 5\,{\rm GW}$  ist kein konvergenter Lastfluss mehr bestimmbar.

Im Bereich  $P_{\rm EE} < 1,5\,{\rm GW}$  bleibt die maximale Leistungsübertragung nahezu konstant. In diesem Bereich wird auf der einen Seite die Einspeiseleistung an den nördlichen Netzstationen gesteigert. Auf der anderen Seite werden diese Steigerungen ebenso durch Steigerungen der Wirkleistungsübertragung über die VSC-HGÜ aus der nördlichen in die zentrale Region übertragen. Für das Drehstromsystem ergibt sich durch die Steigerung der Einspeiseleistung keine Mehrbelastung, die einen zusätzlichen Blindleistungsbedarf verursachen würde. Durch die Steigerung der Wirkleistungsübertragung konstant bleibt.

Wird die Einspeiseleistung über  $P_{\rm EE} > 1,5\,{\rm GW}$ gesteigert, resultiert eine Steigerung der maximalen Leistungsübertragung. Dieser Anstieg wird in diesem Bereich durch Stufungen der Transformatoren verursacht. Die Umrichter der VSC-HGÜ regeln zunächst die Knotenspannungen an den Anschlussknoten. Somit werden Schaltungen der Stufenschalter vermieden bzw. reduziert. Für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} > 1,5\,{\rm GW}$ ergeben sich diese Stufungen zunehmend wieder. Dies entlastet die unterlagerten Spannungsebenen und verbessert die maximale Leistungsübertragung.

Für Steigerungen der Einspeiseleistung über  $P_{\rm EE} > 2,65 \, {\rm GW}$  nimmt die maximale Leistungsübertragung ab, da die VSC-HGÜ mit der Bemessungsleistung belastet ist. Weitere Steigerungen der Einspeiseleistung an den nördlichen Netzstationen führen zu einer zusätzlichen Belastung der Übertragungsleitungen zwischen nördlicher und zentraler Region, sodass dies die maximale Leistungsübertragung negativ beeinflusst.

Im Vergleich zur Untersuchung des nördlichen Zubaus nach Abschnitt 5.4, in der keine VSC-HGÜ explizit berücksichtigt wurde, zeigt sich für die maximale Leistungsübertragung, die stationäre Sicherheitsgrenze und die installierbare Einspeiseleistung, dass die hier berücksichtigte VSC-HGÜ signifikante Zugewinne erlaubt. Die installierbare zulässige Einspeiseleistung kann so von  $P_{\rm EE} = 1, 15 \, \rm GW$  auf  $P_{\rm EE} = 4, 55 \, \rm GW$  erhöht werden. Der Zugewinn an installierbarer Einspeiseleistung durch die Berücksichtigung der VSC-HGÜ übersteigt die Bemessungsleistung der VSC-HGÜ. Weiterhin ist für beide Untersuchungen das einzig relevante stationäre Kriterium die maximale Winkeldifferenz. Im Falle der berücksichtigten VSC-HGÜ limitiert dieses Kriterium die stationäre Sicherheitsgrenze allerdings weniger als zuvor.

Des Weiteren lässt sich der nördliche Zubau unter Einbeziehung der VSC-HGÜ mit dem südlichen Zubau ohne Einbeziehung einer VSC-HGÜ vergleichen. Für Einspeiseleistungen  $P_{\rm FF} < 0.8 \, {\rm GW}$  ist die maximale Leistungsübertragung bei Einbe-

ziehung der VSC-HGÜ größer. Das AC-System wird in diesem Fall durch die Vorgabe der Wirkleistungsübertragung nach (5.3) stärker entlastet als im Fall des südlichen Zubaus ohne Einbeziehung einer VSC-HGÜ. Für Einspeiseleistungen zwischen  $P_{\text{FF}} = 0, 8...2, 3 \text{ GW}$  ergeben beide Untersuchungen eine annähernd gleiche maximale Leistungsübertragung, da sich in diesem Bereich für beide Untersuchungen eine vergleichbare Auslastung des AC-Systems ergibt. Wird die Einspeiseleistung über  $P_{\text{FE}} > 2,3 \text{ GW}$  erhöht, reduziert sich die maximale Leistungsübertragung bei nördlichem Zubau und Einbeziehung einer VSC-HGÜ gegenüber der maximalen Leistungsübertragung bei südlichem Zubau ohne Einbeziehung einer VSC-HGÜ. Ist das Primärenergiedargebot in beiden Untersuchungen gleich lokalisiert, impliziert ein südlicher Zubau der leistungseinspeisenden Umrichter aber auch, dass die Leistungseinspeisungen in den Süden übertragen werden müssen. Dies erfordert VSC-HGÜ mit entsprechend großen Bemessungsleistungen. Demgegenüber bietet die Einbeziehung einer gesondert im AC-System angeschlossenen VSC-HGÜ die Möglichkeit, das AC-System noch weitergehender bzw. gezielter zu entlasten. Je nach Einspeiseleistung resultiert auch bei einer einzelnen kleiner bemessenen VSC-HGU eine ausreichende maximale Leistungsübertragung. Somit lässt sich die notwendige Zubaurate an VSC-HGÜ zumindest teilweise reduzieren.

#### 5.5.4 Auswertung Fall H: Verkürzte Netzstruktur

Wie beschrieben weisen die Kennzahlen der stationären Sicherheitsbewertung im Rahmen dieser Untersuchung für beide betrachteten Netzstrukturen einen vergleichbaren Verlauf auf. Für eine Einspeiseleistung  $P_{\rm EE} < 1,75\,{\rm GW}$  ist die maximale Leistungsübertragung nahezu konstant bei  $\gamma_{\rm MaxLstg} \approx 645\,{\rm MVA}$  bzw.  $k_{\rm MaxLstg} \approx 1,2$ . Für größere Einspeiseleistungen ergibt sich wie zuvor ein Anstieg der maximalen Leistungsübertragung, die ihr Maximum mit  $\gamma_{\rm MaxLstg} \approx 842,5\,{\rm MVA}$  bzw.  $k_{\rm MaxLstg} \approx 1,27$  bei einer maximalen Einspeiseleistung von  $P_{\rm EE} = 3\,{\rm GW}$  findet. Wird die Einspeiseleistung weiter gesteigert, folgt zunächst wiederum eine Absenkung der maximalen Leistungsübertragung. Die nach WECC-Forderung maximale zulässige Einspeiseleistung lässt sich zu  $P_{\rm EE} = 5,6\,{\rm GW}$  bestimmen, während ein bereits initial nicht mehr konvergenter Lastfluss erst für Einspeiseleistungen  $P_{\rm FE} > 9,15\,{\rm GW}$  resultiert.

Im Vergleich der Kennzahlen für beide Netzstrukturen zeigt sich, dass zum einen der Anstieg der maximalen Leistungsübertragung für etwas höhere Einspeiseleistungen erfolgt. Zum anderen bleibt die maximale Leistungsübertragung nach dem Anstieg für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} > 2,25\,{\rm GW}$  auch länger auf dem höheren Niveau als zuvor. Beide Tendenzen basieren auf den verkürzten Leitungslängen. In dem Leistungsbereich wird die VSC-HGÜ wie zuvor beschrieben voll ausgelastet, sodass die parallelen Drehstromleitungen maximal möglich entlastet werden. Für

höhere Einspeiseleistungen nehmen die Leistungsflüsse auf den Drehstromleitungen zu. Im Fall der verkürzten Netzstruktur wirken sich diese höheren Leistungsflüsse aber nicht so stark aus als bei der initialen Netzstruktur. Daher ist die Abnahme der maximalen Leistungsübertragung bei höheren Einspeiseleistungen auch geringer als bei der initialen Netzstruktur.

Für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE}>3,6\,{\rm GW}$ ergibt sich eine Limitierung durch das untere Spannungstoleranzband. Dies ist die erste Verletzung eines relativen Kriteriums. Die stationäre Sicherheitsgrenze liegt allerdings sehr nahe bei der maximalen Leistungsübertragung und schränkt diese nur geringfügig ein. Eine deutlichere Limitierung der stationären Sicherheitsgrenze erfolgt für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE}>4,7\,{\rm GW}$ über die thermischen Stromtragfähigkeiten, zunächst bedingt durch die Leitung 4011-4021. Diese Verletzungen der relativen Kriterien sind aber erneut nicht derart limitierend wie in der Untersuchung ohne Berücksichtigung einer VSC-HGÜ. Wiederum begrenzen die thermischen Stromtragfähigkeiten die maximal zulässige Einspeiseleistung. Verglichen mit der maximal zulässigen Einspeiseleistung ohne Berücksichtigung einer VSC-HGÜ bei  $P_{\rm EE}=3,45\,{\rm GW}$ liegt die aus der Berücksichtigung ungefähr in der Größenordnung der Bemessung der VSC-HGÜ und somit geringer als bei der initialen Netzstruktur.

Für die maximale Leistungsübertragung ergibt sich für Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} > 6,5\,{\rm GW}$  ein annähernd konstanter Verlauf in Höhe von  $\gamma_{\rm MaxLstg} \approx 88\,{\rm MVA}$  bzw.  $k_{\rm MaxLstg} \approx 1,03$  bis hin zu Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE} < 9\,{\rm GW}$ . Diese Einspeiseleistungen sind aufgrund der verletzten thermischen Stromtragfähigkeiten sowie weiterer relativer Kriterien stationär nicht zulässig. Sie ergeben allerdings langzeitstabile Gleichgewichtszustände, weil zum einen mehrere Stufenschalter sukzessive an den oberen Rand ihres Stellbereichs gestuft werden. Zum anderen bewirkt die Spannungsregelung der VSC eine Blindleistungseinspeisung am Anschlusspunkt der Umrichter. Diese Blindleistungseinspeisung kann umso weiträumiger in der Netzstruktur verteilt werden, je kürzer die angeschlossenen Leitungslängen sind. Hierauf ist die große Diskrepanz zwischen der maximalen stationär zulässigen Einspeiseleistung und der Einspeiseleistung, ab der kein konvergenter Lastfluss mehr erreicht wird, begründet.

## 5.5.5 Schlussfolgerungen aus der Untersuchung

Die Untersuchung ergänzt die Variation der Erzeugungsstruktur mittels EE-Anlagen aus Abschnitt 5.4 um eine VSC-HGÜ, welche die nördliche Region mit der zentralen Region verbindet. Dadurch kann die Einspeiseleistung an den nördlichen Netzstationen, die entfernt von den Verbraucherlasten in der zentralen Region liegen, signifikant erhöht werden. Es ergeben sich durch die VSC-HGÜ zudem signifikante Zugewinne für die Sicherheitsmarge der maximalen Leistungsübertragung und die stationäre Sicherheitsmarge in beiden betrachteten Netzstrukturen.

Die stationär zulässige Einspeiseleistung kann im Vergleich zur Untersuchung ohne berücksichtigte VSC-HGÜ für die initiale Netzstruktur anteilig stärker erhöht werden als für die verkürzte Netzstruktur. Der wesentliche Vorteil der VSC-HGÜ liegt in der weiträumigen Wirkleistungsübertragung ohne Blindleistungsbedarf. Dieser Blindleistungsbedarf würde bei Übertragung der Wirkleistung im AC-System auf allen leistungsübertragenden Leitungen auftreten und wäre entlang der Übertragungsstrecke im AC-System verteilt. Dies wird durch die Leistungsübertragung der VSC-HGÜ vermieden. Generell wirkt sich dieser Effekt bei längeren Netzstrukturen stärker aus als bei kürzeren Netzstrukturen, da hier der Blindleistungsbedarf der weiträumigen Leistungsübertragung nicht so kritisch sind.

Weiterhin ergeben sich für die beiden Netzstrukturen unterschiedliche Einschränkungen der relativen Kriterien. Für die initiale Netzstruktur ergibt sich für größere Einspeiseleistungen  $P_{\rm EE}$  eine minimale Einschränkung durch die maximale Spannungswinkeldifferenz, während für die verkürzte Netzstruktur bei größeren Einspeiseleistungen  $P_{\rm FE}$  die thermischen Stromtragfähigkeiten einschränkend sind.

#### 5.6 Zusammenfassung

Im Rahmen der Untersuchungen wurden nach Einführung eines allgemeinen Benchmarknetzes vier wesentliche Untersuchungen durchgeführt. Die daraus abgeleiteten Erkenntnisse sind in Abschnitt 5.6.1 zusammengefasst. Für die übergeordnete Fragestellung dieser Arbeit werden diese Erkenntnisse in Abschnitt 5.6.2 für die stationären Kriterien subsumiert.

## 5.6.1 Zusammenfassung der vorgenommenen Untersuchungen

Für die im Rahmen dieses Kapitels durchgeführten Untersuchungen ist zunächst die Einführung eines allgemeinen Benchmarknetzes erforderlich. Hierfür wurde das Nordic32-Testsystem implementiert und die initiale Übertragungsaufgabe bewertet. Diese ergibt, dass der Arbeitspunkt stationär zulässig wie statisch stabil ist und zudem eine ausreichende stationäre Sicherheitsmarge aufweist.

In Abschnitt 5.2 wurde zunächst die Netzstruktur einer Sensitivitätsanalyse unterzogen, wobei diese sowohl gleichförmig als auch verzerrend bzgl. der Leitungslängen geändert wurde. Es zeigt sich zum einen, dass es insbesondere in verzerrten Netzstrukturen zu Problemen mit der Blindleistungsbilanz kommt. Dieses manifestiert sich in nicht ausreichenden stationären Sicherheitsmargen, die aus verschiedenen Verletzungen der zur Bewertung genutzten relativen Kriterien konstatiert werden können. In gleichmäßigen Netzstrukturen treten eher Probleme mit dem unteren Spannungstoleranzband auf, während in verzerrten Netzstrukturen Überspannungen kritisch sind. Die thermischen Stromtragfähigkeiten sind nur für kurze Netzstrukturen limitierend, wobei im Rahmen dieser Untersuchung aber keine kritische Limitierung resultiert.

Die Untersuchung nach Abschnitt 5.2 ergab durchweg für alle Netzstrukturen eine hohe Sensitivität von Schaltungen der Stufenschalter der Transformatoren für die maximale Leistungsübertragung. Die Stufenschalter bewirken für die Spannungsregelung der unterlagerten Spannungsebenen zunächst positive Effekte, da sie insbesondere die unterlagerten Spannungsebenen durch Stufungen entlasten. Demgegenüber führen sie das System in einen Spannungskollaps und begrenzen die maximale Leistungsübertragung, wenn nahe der maximalen Leistungsübertragung Schaltungen der Stufenschalter durchgeführt werden.

In Abschnitt 5.3 wurde eine Sensitivitätsanalyse zur lokalen Blindleistungskompensation für die kritischen Netzstrukturen durchgeführt. Die stationäre Sicherheitsgrenze lässt sich am besten für eher gleichmäßige Netzstrukturen erhöhen, während dies für verzerrte Netzstrukturen nicht in dem Umfang möglich ist. Die eingesetzte lokale Blindleistungskompensation wirkt am besten, wenn sie lokalen Blindleistungsbedarf kompensiert. Dieser dominiert in vergleichmäßigten Netzstrukturen infolge des Einflusses der lokalen Verbraucherlastbezüge. Ein weiträumiger Blindleistungsbedarf wie bei stark verzerrten Netzstrukturen ist lokal nur bedingt kompensierbar.

Nach den Untersuchungen zur Netzstruktur wurde in Abschnitt 5.4 die Variation der Erzeugungsstruktur durch die Einbringung von umrichterbasierten Leistungseinspeisungen aus EE-Anlagen betrachtet. Es ergeben sich massive Auswirkungen auf die stationäre Sicherheitsmarge, die insbesondere von den Netzstationen abhängen, an denen die Erzeugungsstruktur verändert wird. Wegen der Verbrauchszentren in der zentralen Region ist eine Erhöhung der Einspeisung an Netzstationen in der nördlichen Region nur für geringe Einspeiseleistungen möglich, da dies die überregionalen Leistungsflüsse stark erhöht. Demgegenüber bewirkt eine Erhöhung der Einspeisung an Netzstationen in der zentralen Region eine signifikante Reduktion der überregionalen Leistungsflüsse, da eine ortsnahe Deckung der Verbraucherlasten erzielt wird. Dies bewirkt deutliche Verbesserungen für die stationäre Sicherheitsmarge. Aus dem Vergleich beider Netzstrukturen lässt sich darüber hinaus ableiten, dass der Einfluss der Erzeugungsstruktur gegenüber dem Einfluss der Netzstruktur dominiert. Insbesondere die regionale Verteilung der leistungseinspeisenden Anlagen ist relevant für die stationäre Sicherheitsgrenze. Zur Erweiterung der Analyse einer geänderten Erzeugungsstruktur wurde in Abschnitt 5.5 die Untersuchung für die nördlichen Leistungseinspeisungen um eine VSC-HGÜ in Nord-Süd-Richtung ergänzt. Damit lassen sich an den nördlichen Netzstationen deutliche Steigerungen der Einspeiseleistungen realisieren. Diese fallen umso größer aus, je ausgedehnter die untersuchte Netzstruktur ist. Dies entspricht der wesentlichen Charakteristik der Leistungsübertragung mit Gleichstromtechnologie: Diese vermeidet einen Blindleistungsbedarf entlang der Übertragungsstrecke. Somit lassen sich regionale Ungleichverteilungen in der Erzeugungsstruktur besser ausgleichen, als mit zusätzlicher Leistungsübertragung in Drehstromtechnologie.

## 5.6.2 Zusammenfassung der untersuchten relativen Kriterien

Für die Bewertung der stationären Übertragungsaufgabe wurden bereits einleitend relative Kriterien bestimmt. Diese werden im Rahmen der stationären Sicherheitsbewertung überprüft und bilden die Grundlage für die Untersuchung der einzelnen Einflussfaktoren auf die stationäre Übertragungsaufgabe. Nachfolgend sind die gewonnenen Erkenntnisse für die einzelnen Kriterien zusammengefasst.

- Stromtragfähigkeit: Das Kriterium der thermischen Stromtragfähigkeiten ist eng verknüpft mit dem Auftreten von Netzengpässen, die wesentlich durch die Erzeugungs- und Laststruktur bestimmt werden. Im Rahmen der Untersuchungen zur Netzstruktur kann keine wesentliche Limitierung durch dieses Kriterium konstatiert werden. Eine Einschränkung ist bei der Untersuchung zur Erzeugungsstruktur feststellbar, bewegt sich aber im unkritischen Bereich. Die Verbraucherlaststruktur wurde allerdings auch keiner Sensitivitätsanalyse unterzogen. In Bezug auf die thermischen Stromtragfähigkeiten lassen sich im Testsystem keine signifikanten Probleme mit Netzengpässen feststellen. Dies resultiert auch daraus, dass z.B. die Knotenspannungen kritischer sind. Probleme mit den Stromtragfähigkeiten der leistungsübertragenden Betriebsmittel treten eher bei kurzen Leitungslängen auf, die in Bezug auf die Spannungshaltung wiederum eher unkritisch sind.
- Spannungsbetrag: Das Kriterium der Einhaltung des Spannungstoleranzbandes durch die Knotenspannungen ist eng korreliert mit der Wahrung der Blindleistungsbilanz. Diese stellt für die Knotenspannungen ein lokales Kriterium dar, da Blindleistung bedingt aus den notwendigen Unterschieden in den Knotenspannungen nicht über weite Entfernungen übertragen werden kann. Für eine derartige Übertragungsaufgabe müssen ausreichend dimensionierte Blindleistungsquellen vorgehalten werden. Die vorgenommenen Untersuchungen

haben aufgezeigt, dass lokale Defizite in der Blindleistungsbilanz, etwa verursacht durch Lastbezüge der Verbraucherlasten auch gut lokal kompensiert werden können. Demgegenüber ist der Blindleistungsbedarf infolge einer weiträumigen Leistungsübertragung nicht ausreichend lokal zu kompensieren und wirkt sich negativ auf die Spannungsstabilität aus.

- Spannungswinkel: Wie bereits einleitend beschrieben wurde, korreliert die Ausprägung der Spannungswinkel eng mit der Ausgestaltung der Netzstruktur. Dies kann auch in den vorigen Untersuchungen beobachtet werden, in denen die maximal zugelassene Spannungswinkeldifferenz insbesondere für längere Netzstrukturen einschränkend wirkt. Für kürzere Netzstrukturen lassen sich folglich keine Limitierungen identifizieren.
- Spannungsstabilität: Im Rahmen der vorgestellten Untersuchungen ist die Langzeit-Spannungsstabilität in der Mehrzahl der betrachteten Fälle das limitierende Kriterium, wobei das Testsystem explizit für derartige Untersuchungen erstellt wurde. Das Kriterium ist eng korreliert mit der Einhaltung der zulässigen Spannungstoleranzbänder. Die Spannungsstabilität als unkontrolliertes Absinken der Knotenspannungen wird aber maßgeblich von den Blindleistungsverlusten weiträumiger Leistungsübertragungen in der Netzstruktur beeinflusst. Insbesondere stufbare Transformatoren haben einen erheblichen Einfluss, wenn diese durch Stufungen unterlagerte Spannungsebenen entlasten und die überlagerte Spannungsebene stärker belasten. Im Zuge der Untersuchungen hat sich weiterhin gezeigt, dass insbesondere VSC-HGÜ im Rahmen einer weiträumigen Leistungsübertragung einen weiträumigen Blindleistungsbedarf vermeiden können. Dies hat positive Auswirkungen auf die Spannungsstabilität.
- Rotorwinkelstabilität: Im Rahmen der Untersuchungen wurden die Parameter der Regelungseinrichtungen aus der Literatur übernommen. Es ließen sich für die Rotorwinkelstabilität keine kritischen Limitierungen feststellen. Die beobachteten Verletzungen des Kriteriums resultierten wesentlich aus einer unzureichenden Dämpfung lokaler Moden einzelner Synchrongeneratoren, die hoch ausgelastet sind. Die Verletzungen des Kriteriums sind nicht limitierend, da andere relative Kriterien die stationäre Zulässigkeit bereits zuvor einschränkten. Kritische Situationen der Rotorwinkelstabilität resultieren auch gemäß der Auswertung realer Fälle in Abschnitt 1.2 insbesondere im Falle nicht-optimal gewählter Regelparameter. Dies wird im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht.

# 6 Abschluss der Arbeit

Das vorliegende letzte Kapitel dient dazu, die gewonnenen Erkenntnisse zusammenzufassen und einen Ausblick auf nachfolgende Forschungsfragen zu geben. Dazu wird in Abschnitt 6.1 zunächst ein Resümee der Arbeit gezogen. Insbesondere beinhaltet dies ein Fazit zum eingangs abgeleiteten Ziel der Arbeit. Abschnitt 6.2 beschreibt einen Ausblick auf nachfolgende Forschungsfragen.

## 6.1 Fazit

Die stationäre Übertragungsaufgabe im elektrischen Energieversorgungssystem ergibt sich aus der Kombination von Leistungserzeugung, Leistungsübertragung bzw. -verteilung und Leistungsverbrauch. Sie resultiert in einen stationären Arbeitspunkt als initialen Gleichgewichtszustand des Systems, sofern sie unter den vorgegebenen Umständen realisierbar ist. Im Sinne der Wahrung der Versorgungssicherheit ist es geboten, im elektrischen Energieversorgungssystem jederzeit sowohl eine zulässige als auch eine gegenüber Störungen widerstandsfähige Übertragung zu gewährleisten. Diese Anforderung resultiert umso stärker, da das elektrische Energieversorgungssystem und damit die zu realisierenden Übertragungsaufgaben durch die Energiewende einem langfristigen Transformationsprozess ausgesetzt sind. Wie in Kapitel 1 beschrieben, greift dieser Transformationsprozess massiv in die Struktur des elektrischen Energieversorgungssystems ein und verändert diese.

Daraus leitet sich die Zielsetzung der vorliegenden Dissertation ab. Auch für die sich ändernden Übertragungsaufgaben muss die stationäre Zulässigkeit wie die statische Stabilität gewahrt bleiben. Hierfür ist die Kenntnis der Sensitivitäten vorteilhaft, welche die Struktur des Übertragungsnetzes, der Erzeugungsanlagen oder der Verbraucherlasten umfassen. Die Zielsetzung der Arbeit besteht in der Analyse der Auswirkung verschiedener struktureller Änderungen der Übertragungsaufgabe auf die stationäre Zulässigkeit wie auch statischen Stabilität gegenüber Störungen. Dies impliziert die Ableitung von Faktoren, die die Realisierbarkeit der Übertragungsaufgabe begrenzen.

In Kapitel 2 wird die hierarchische Struktur des elektrischen Energieversorgungssystems beleuchtet. Diese besteht in der Regel aus mehreren Spannungsebenen, die die verschiedenen Betriebsmittel zur Leistungseinspeisung, Leistungsübertragung bzw. -verteilung und schließlich Leistungsentnahme strukturiert miteinander verschalten. Aus den jeweiligen technologischen Charakteristiken folgen multiple Einflussfaktoren auf die Ausgestaltung der Übertragungsaufgabe. Insbesondere sind im Rahmen der Arbeit dafür Synchrongeneratoren und leistungselektronische Umrichter relevant.

Aufbauend auf den zuvor beschriebenen Technologien wird in Kapitel 3 die aus der Übertragungsaufgabe folgende Ausprägung des stationären Arbeitspunktes als initialen Gleichgewichtszustand analysiert. Dieser Gleichgewichtszustand stellt sich ein, wenn Wirk- und Blindleistungsbilanz des Gesamtsystems ausgeglichen sind. Für beide Leistungsbilanzen gibt es verschiedene Einflussfaktoren, die in gewissen Rahmen eine Steuerung der notwendigen Saldierung erlauben. Der sich ergebende Gleichgewichtszustand muss darüber hinaus technisch zulässig wie stabil gegenüber Störungen sein. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich auf die Betrachtung von Störungen im Kleinsignalbereich.

Der stationäre Arbeitspunkt als Ergebnis der jeweiligen Übertragungsaufgabe muss zur Bewertung der verschiedenen Einflussfaktoren mathematisch beschrieben werden. Aus diesem Grund wird in Kapitel 4 zunächst das differential-algebraische Gleichungssystem eingeführt, welches die Berechnung des initialen Gleichgewichtszustandes erlaubt. Dieser Gleichgewichtszustand ist mittels relativer Kriterien hinsichtlich der Zulässigkeit und Stabilität bewertbar. Diese Kriterien stellen allerdings kein absolutes Maß zur Bewertung des stationären Arbeitspunktes und seines Verhaltens gegenüber unzulässigen Auslenkungen des initialen Gleichgewichtszustandes dar. Aus diesem Grund wird die stationäre Sicherheitsberechnung als zentrale Methodik der Arbeit eingeführt. Diese lenkt den initialen Gleichgewichtszustand durch eine Erhöhung der Systemauslastung sukzessive weiter aus und erlaubt so die Ableitung der stationären Sicherheitsmarge, in deren Rahmen der ausgelenkte stationäre Arbeitspunkt auch weiterhin stationär zulässig wie statisch stabil ist.

In Kapitel 5 werden mithilfe dieser stationären Sicherheitsbewertung verschiedene Einflussfaktoren auf die stationäre Übertragungsaufgabe ausgewertet. Die Einflussfaktoren betreffen wesentlich die Netz- und Erzeugungsstruktur. Beginnend mit der Netzstruktur als topologisch ausgedehnte Verschaltung der leistungsübertragenden Betriebsmittel in Abschnitt 5.2 ergibt sich ein erheblicher Einfluss auf die stationäre Sicherheitsmarge. Diese fällt umso kleiner aus, je extremer die Ausdehnung der Netzstruktur ist. Diese Reduktion bedingt sich aus zunehmenden Problemen mit der Blindleistungsbilanz, die allerdings in gewissen Rahmen gemäß Abschnitt 5.3 lokal beherrscht werden können.

In zwei weiteren Untersuchungen wird in Abschnitt 5.4 die Erzeugungsstruktur durch die Einbringung von umrichterbasierter Erzeugungsleistung, etwa durch Leistungseinspeisungen von Offshore-Windenergieanlagen, betrachtet. Diese können an unterschiedlichen Netzstationen im System angebunden werden. Werden diese an Netzstationen eingebunden, die weit entfernt von den Verbrauchszentren liegen, ergeben sich daraus ohne Berücksichtigung von VSC-HGÜ weiträumige Leistungsflüsse, die im Drehstromsystem beherrscht werden müssen. Dies verringert die stationäre Sicherheitsmarge und limitiert so die Einspeiseleistung an den entfernten Netzstationen signifikant. Demgegenüber erlaubt eine Implementierung der umrichterbasierten Leistungseinspeisungen nahe den Verbrauchszentren massive Zugewinne der zulässigen Einspeiseleistung, da sich die stationäre Sicherheitsmarge stark verbessern lässt. Wird wie in Abschnitt 5.5 betrachtet für die Realisierung der entfernten Leistungseinspeisung eine Erweiterung der Netzstruktur in Form VSC-HGÜ verwendet, so lassen sich durch die gewonnene Flexibilität der Leistungsübertragung signifikante Erhöhungen der stationären Sicherheitsmarge und daraus der entfernten Leistungseinspeisung realisieren. Dies verdeutlicht die Bedeutung, die der Einsatz von Gleichstromtechnologie für die Realisierung zukünftiger Übertragungsaufgaben hat.

Übergeordnet lassen sich aus den hier gewonnenen Erkenntnissen mehrere Schlussfolgerungen ableiten. Das Nordic32-Testsystem bildet das Übertragungsnetz der nordeuropäischen Länder ab. Es weist eine recht große Ausdehnung auf, die für das kürzer und gleichmäßiger ausgestaltete deutsche Übertragungsnetz nicht vorhanden ist. Hieraus folgt der Mehrwert der eingeführten Methodik: Durch die Variation der Netzstruktur werden unterschiedliche Netzstrukturen vergleichbar gemacht und erlauben die Ableitung vergleichbarer Schlussfolgerungen zu den die Übertragungsaufgabe limitierenden Kriterien. Bestehen in der langgezogenen Struktur des Nordic32-Testsystems vor allem Probleme bei der Spannungsstabilität, ließen sich bei einer vergleichbaren Untersuchung für das deutsche System eher Probleme aufgrund der Erzeugungs- und Verbraucherlaststrukturen festhalten, die durch die thermischen Stromtragfähigkeiten verursacht werden. Durch den Netzausbau über die Errichtung neuer Leitungen folgen darüber hinaus positive Auswirkungen auf die stationäre Sicherheitsmarge, da dieser Netzausbau die Netzimpedanz verkleinert.

Die Variation der Erzeugungsstruktur stellt weiterhin ein realistisches Szenario für zukünftige Übertragungsaufgaben dar. Es ergeben sich zunehmend weiträumigere Leistungsübertragungen, die einen zeitlich parallel stattfindenden Netzausbau zumindest teilweise entgegenstehen können. Anhand der Ergebnisse wurde abgeleitet, dass der Erzeugungsstruktur eine erhebliche Bedeutung auch gegenüber der Netzstruktur zukommt. Vor diesem Hintergrund folgt auch die Notwendigkeit, die resultierende Erzeugungsstruktur noch stärker gesamtheitlich zu betrachten. Wurde bisher von den Übertragungsnetzbetreibern hauptsächlich eine Netzentwicklungsplanung durchgeführt, wird sich dies zukünftig zu einer gesamtheitlichen Systementwicklungsplanung mit einem stärkeren Fokus auf die Erzeugungsstruktur ändern.

#### 6.2 Ausblick

Die durchgeführten Untersuchungen waren in mehrerlei Hinsicht auf die zu Beginn der Arbeit eingeführte Fragestellung beschränkt. Aus den Erkenntnissen ergeben sich zahlreiche offene Forschungsfragen. Diese werden hier als Ausblick kurz zusammengefasst.

Die angeführten strukturellen Einflussfaktoren auf die Übertragungsaufgabe wurden zum einen hinsichtlich der Netzstruktur als Ausprägung vorhandener Leitungslängen im Netzmodell quantifizierbar gemacht. Zum anderen wurde beim Zubau von Kompensationsanlagen bzw. Erzeugungsanlagen die jeweilige Bemessungsleistung als quantitativer Faktor genutzt. In den Untersuchungen zeigte sich eine erhebliche Bedeutung der jeweils unterschiedlichen regionalen Verteilungen. Aus der Literatur ist keine explizite Kenngröße bekannt, die eben diese regionale Verteilung bestimmter Charakteristiken quantifiziert darstellt. Beispielhaft weist ein System mit einem Synchrongenerator der Bemessungsleistung  $S_{\rm rG} = 1$  GVA an einer Netzstation ein anderes Verhalten auf, als ein System mit zehn Synchrongeneratoren der Bemessungsleistung  $S_{\rm rG} = 0, 1$  GVA an verteilten Netzstationen. Generell erscheinen dafür Verfahren aus der Statistik bzw. Stochastik denkbar, um so zwischen gleichmäßigen auf der einen und stark einseitigen Verteilungen auf der anderen Seite unterscheiden und ihren Einfluss quantifiziert abbilden zu können.

Die analysierten Einflussfaktoren auf die Ausgestaltung zukünftiger Übertragungsaufgaben wurden monothematisch auf ihre Sensitivität analysiert, wonach insbesondere wechselseitige Abhängigkeiten zwischen den Einflussfaktoren nur schwerlich zu adressieren sind. Diese dezidierte Ableitung von Schlussfolgerungen bildet die Wechselwirkungen zwischen den Einflussfaktoren nicht vollständig ab. Damit verbleibt die Forschungsfrage, diese Wechselwirkungen weitergehend zu betrachten. Dies könnte über die Durchführung von Monte-Carlo-Simulationen aus dem Gebiet der Stochastik erfolgen.

Die Untersuchungen wurden basierend auf einem Benchmarknetz durchgeführt, welches explizit auf Übertragungsnetzstrukturen fokussiert ist. Zukünftig werden die unterlagerten Verteilungsnetzstrukturen zunehmend Bedeutung erlangen, da in diesen neben den Verbraucherlasten der Großteil der Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien lokalisiert ist. Somit verbleibt als Forschungsfrage, wie die zum Teil sehr unterschiedlich ausgeprägten Verteilungsnetzstrukturen noch genauer und damit besser in Studien und Untersuchungen zum Übertragungsnetz berücksichtigt werden können. Möglicherweise könnten hier Approximationsverfahren zum Einsatz kommen, die den Einfluss abschätzen.

Im elektrischen Energieversorgungssystem werden darüber hinaus zukünftig innovative Technologien und Betriebsführungskonzepte zum Einsatz kommen. VSC-
HGÜ können beispielsweise vermascht betrieben werden. Darüber hinaus werden auch im Übertragungsnetz zunehmend Optimierungsalgorithmen eingesetzt. Hierbei wird die Nutzung der dadurch entstehenden Freiheitsgrade zunehmend wichtiger, um die Realisierbarkeit der jeweiligen Übertragungsaufgaben gewährleisten zu können. Die Untersuchung der daraus folgenden sehr weitreichenden Auswirkungen verbleibt als größeres Forschungsgebiet.

Zu guter Letzt bezieht sich die Zielsetzung der Arbeit ausschließlich auf stationäre Fragestellungen, wonach insbesondere Großsignalstörungen nicht betrachtet werden. Aus diesen ergeben sich allerdings weitergehende herausfordernde Aspekte für zukünftige Untersuchungen. Dynamische Phänomene, die durch Großsignalstörungen hervorgerufen werden, können weitergehende Einschränkungen bestehender Übertragungsaufgaben bestimmen. Diese können ähnlich wie im Rahmen der Arbeit für stationäre Analysen durchgeführt in den Kontext struktureller Parameter gesetzt werden, um darüber verschiedene Netzstrukturen vergleichbar zu machen.

# A Literaturverzeichnis

#### A.1 Verwendete Literaturquellen

- [1] Europäisches Parlament und Rat. Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt: Verordnung (EU) 2019/943. 2019.
- [2] J. Albrecht, M. Gronwald, H.-D. Karl, J. Pfeiffer u. a. Bedeutung der Energiewirtschaft f
  ür die Volkswirtschaft: Studie im Auftrag der RWE AG. Bd. 50. ifo Forschungsberichte. M
  ünchen, Deutschland, 2011.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Gesetz über die Elektrizitätsund Gasversorgung: Energiewirtschaftsgesetz - EnWG. 2005.
- [4] K. Pittel. "Das energiepolitische Zieldreieck und die Energiewende". In: *ifo Schnelldienst* 65.12 (2012), S. 22–26.
- [5] United Nations. United Nations Framework Convention on Climate Change: UNFCCC. 1992.
- [6] United Nations. *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention* on Climate Change. 1998.
- [7] United Nations. Paris Agreement. 2015.
- [8] Europäische Kommission. Ein europäischer Grüner Deal: Erster klimaneutraler Kontinent werden. Brüssel, Belgien, 2019.
- [9] Statista. Treibhausgasemissionen in Deutschland. 2018.
- [10] P. Icha und G. Kuhs. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017: Aktualisierung auf Basis von Climate Change 15/2017. Dessau-Rosslau, Deutschland, Mai 2018.
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG. 2014.
- [12] B. Burger. Energy Charts: Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland. 2019.

- [13] Bundesnetzagentur. *Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035*. Bonn, Deutschland, 26. Juni 2020.
- [14] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021: Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Deutschland, Jan. 2020.
- [15] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. *13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes.* Berlin, Deutschland, 2011.
- [16] M. Platzeck, R. Pofalla, B. Praetorius und S. Tillich. Abschlussbericht: der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung. Berlin, Deutschland, 26. Jan. 2019.
- [17] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz): Kohleausstiegsgesetz. 2020.
- [18] B. Burger. Energy Charts: Jährliche Nettostromerzeugung in Deutschland in 2020. 2020.
- [19] H. Groscurth. Zur Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken: Studie im Auftrag der Wirtschaftswissenschaftler/innen gegen das Kohlekraftwerk Mainz mit finanzieller Unterstützung der European Climate Foundation (ECF). Hamburg, Deutschland, Mai 2009.
- [20] Consentec. *Netzstresstest: Studie im Auftrag der TenneT TSO GmbH*. Aachen, Deutschland, 25. Nov. 2016.
- [21] B. Pfluger, B. Tersteegen und B. Franke. *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. Sep. 2017.
- [22] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Ergebnispapier "Strom 2030 -Langfristige Trends, Aufgaben für die kommenden Jahre". Berlin, Deutschland, 2. Juni 2017.
- [23] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. *Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin, Deutschland, 26. Apr. 2021.
- [24] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. *Netzentwicklungsplan Strom 2035: Version 2021, zweiter Entwurf: Zahlen - Daten - Fakten*. Berlin, Deutschland, 26. Apr. 2021.

- [25] Deutsche Energie-Agentur GmbH. Höhere Auslastung des Stromnetzes: Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien: Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses. Berlin, Deutschland, Sep. 2017.
- [26] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Ein Stromnetz für die Energiewende: Netze und Netzausbau.* Berlin, Deutschland, 2019.
- [27] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. Bewertung der Systemstabilität: Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf. Berlin, Deutschland, 26. Apr. 2021.
- [28] Bundesnetzagentur. EEG in Zahlen 2019. Bonn, Deutschland, 19. Apr. 2021.
- [29] Deutsche Energie-Agentur GmbH. dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin, 2012.
- [30] Deutsche Energie-Agentur GmbH. dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin, Deutschland, 11. Feb. 2014.
- [31] Bund der Energie und Wasserwirtschaft. Verfügbarkeit ausländischer Kraftwerkskapazitäten für die Versorgung in Deutschland. Berlin, Deutschland, 28. Mai 2018.
- [32] Bundesnetzagentur. Diskussionspapier Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb. Bonn, Deutschland, 13. Juni 2018.
- [33] Deutsche Energie-Agentur GmbH. Regelleistungserbringung aus dezentralen Energieanlagen: Analyse des weiteren Handlungsbedarfs der dena-Plattform Systemdienstleistungen. Berlin, Deutschland, Nov. 2015.
- [34] E-Bridge Consulting, Institur für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen University und OFFIS. *Moderne Verteilernetze für Deutschland* (*Verteilernetzstudie*): Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi): Abschlussbericht. Bonn, Deutschland, 12. Sep. 2014.
- [35] M. Kaltschmitt, Hrsg. Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 4., aktualis., korrig. und erg. Aufl. Berlin und Heidelberg: Springer, 2006.
- [36] T. Schmid, F. Jetter und C. Konetschny. Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien: Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan 2030 (v2019). München, Deutschland, 31. Okt. 2018.

- [37] H. B. Büchel, H. Natemeyer und S. Winter. Leistungsflüsse und Netzauslastung im europäischen Übertragungsnetz bis 2050: Eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Abschlussbericht. Aachen, Deutschland, 2015.
- [38] J. Neufert. "Auswirkungen von durch die Deregulierung des Strommarktes bedingten Transferleistungen durch das deutsche Verbundsystem auf dessen Stabilitätsverhalten". Dissertation. Berlin, Deutschland: Technische Universität Berlin, 2001.
- [39] A. Ulbig, T. S. Borsche und G. Andersson. "Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation: 19th IFAC World Congress". In: *IFAC Proceedings Volumes* 47.3 (2014), S. 7290–7297.
- [40] L. Zhang. "Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Weak AC Systems". Diss. Stockholm, Schweden: KTH Stockholm.
- [41] J. Beerten. "Modeling and Control of DC Grids". Dissertation. Leuven, Belgien: KU Leuven, 2013.
- [42] B. Fuchs, A. Roehder, M. Mittelstaedt, J. Massmann u. a. *Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023: Abschlussbericht*. Aachen, Deutschland, 29. Juni 2015.
- [43] F. Bennewitz, S. Weck, J. Hannappel und J. Hanson. "Determination of optimal converter operating points regarding static voltage stability and system losses in hybrid transmission systems". In: Proceedings, [2017 11th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)]. Piscataway, USA: IEEE, 2017, S. 16–21.
- [44] Deutsche Energie-Agentur GmbH. Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem: Handlungsbedarfsanalyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen. Berlin, Deutschland, Juli 2016.
- [45] N. Meyer-Huebner, S. Weck, F. Bennewitz, M. Suriyah u. a. "N-1-Secure Dispatch Strategies of Embedded HVDC Using Optimal Power Flow". In: 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). [S. l.]: IEEE Xplore, 2018, S. 1–5.
- [46] Ecofys Germany, Consentec und Becker Büttner Held. Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz: Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs: Endbericht. Berlin, Deutschland, 27. Apr. 2018.
- [47] A. Regett, A. Zeiselmair, K. Wachinger und C. Heller. *Merit Order Netz-Ausbau 2030: Szenario-Analyse - potenzielle zukünftige Rahmenbedingungen für den Netz-Ausbau: Abschlussbericht.* München, 2017.

- [48] M. Zdrallek, R. Uhlig, C. Johae und S. Harnisch. Untersuchung des Datenund Informationsbedarfs der Verteilungsnetzbetreiber zur Wahrnehmung ihres Anteils an der Systemverantwortung: Gutachten. Wuppertal, Deutschland, 9. Dez. 2016.
- [49] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. Aktuelles und zukünftiges Rollenverständnis der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere hinsichtlich der Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreibern. Berlin, Deutschland, 2017.
- [50] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz. Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 8., überarb. u. aktualis. Aufl. Studium. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [51] A. J. Schwab. Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. 4., vollst. überarb. und erw. Aufl. 2015. Berlin: Springer Berlin, 2015.
- [52] Agora Energiewende GmbH und Sandbag. *The European Power Sector in 2018: Up-to-date analysis on the electricity transition*. London, Vereinigtes Königreich und Berlin, Deutschland, Jan. 2019.
- [53] Bundesnetzagentur. *Netz- und Systemsicherheit: Aktuelle Zahlen zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen.* Bonn, Deutschland, 2020.
- [54] M. Benning. Congestion-Management: Anreize zum Ausbau von Netzengpässen im europäischen Strommarkt. 1. Aufl. Bremen und Hamburg: Salzwasser-Verl., 2007.
- [55] Bundesnetzagentur. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018. Bonn, Deutschland, 17. Mai 2019.
- [56] European Network of Transmission System Operators for Electricity. Continental Europe Synchronous Area Separation on 8 January 2021: Interim Report. Brüssel, Belgien, 26. Feb. 2021.
- [57] Australian Market Energy Operator. *Black System South Australia 28 September 2016: Final Report.* Melbourne, Australien, März 2017.
- [58] European Network of Transmission System Operators for Electricity. *Analysis of CE Inter-Area Oscillations of 1st December 2016: ENTSO-E SG SPD Report.* Brüssel, Belgien, 13. Juli 2017.

- [59] E. Grebe, J. Kabouris, S. Lopez Barba, W. Sattinger u. a. "Low frequency oscillations in the interconnected system of Continental Europe". In: 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting. IEEE, 2010, S. 1–7.
- [60] European Network of Transmission System Operators for Electricity. *Report* on Blackout in Turkey on 31st March 2015. Brüssel, Belgien, 21. Sep. 2015.
- [61] Western Electricity Coordinating Council. Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology: Final Report. Mai 1998.
- [62] P. Kundur, C. Taylor und P. Pourbeik. Blackout Experiences and Lessons, Best Practices for System Dynamic Performance, and the Role of New Technologies: IEEE Task Force Report, Prepared by the Task Force on Blackout Experience, Mitigation, and Role of New Technologies, of the Power System Dynamic Performance Committee, of the Power Engineering Society, of the Institute of Electrical and Electronic Engineering. Piscataway, USA, Mai 2007.
- [63] H. Sämisch. *Entwicklung der Stromnetze: Game of Zones I.* Köln, Deutschland, 2015.
- [64] Stattnett, Fingrid, Energinet und Svenska Kraftnät. *Nordic Grid Development Plan 2019*. Oslo, Norwegen, Juni 2019.
- [65] S. Dierkes. "Bewertung der Spannungsstabilität im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem". Dissertation. Aachen, Deutschland: Rheinisch Westfälisch Technische Hochschule Aachen, 2015.
- [66] P. Rault. "Dynamic Modeling and Control of Multi-Terminal HVDC Grids". Dissertation. Lille, Frankreich: Université Lille Nord-de-France, 2014.
- [67] D. Oeding und B. R. Oswald. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 7. Aufl. Berlin: Springer, 2011.
- [68] S. M. Zali. "Equivalent Dynamic Model of Distribution Network with Distributed Generation". Dissertation. Manchester: The University of Manchester, 2012.
- [69] K. Strauss. *Kraftwerkstechnik*. 7. Aufl. 2016. Springer Berlin Heidelberg, 2016.
- [70] C. Lechner und J. Seume, Hrsg. *Stationäre Gasturbinen*. 2., neu bearb. Aufl. VDI-Buch. Berlin: Springer, 2010.
- [71] P. Kundur und N. J. Balu, Hrsg. *Power system stability and control*. The EPRI power system engineering series. New York, NY: McGraw-Hill, 1994.

- [72] H. Zimmer. "Regeldynamik konventioneller Kraftwerke im Kontext veränderter Erzeugungsstrukturen". Dissertation. Darmstadt: Universitäts- und Landesbibliothek Darmstadt, 2017.
- [73] P. Kundur und P. Dandeno. "Implementation of Advanced Generator Models into Power System Stability Programs". In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-102.7 (1983), S. 2047–2054.
- [74] G. D.-I. Brauner, W. Glaunsinger, S. Bofinger, M. John u. a. *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke: Szenarien bis 2020.* Berlin, Apr. 2012.
- [75] M. Hundt, R. Barth, N. Sun, S. Wissel u. a. Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio: Technische und ökonomische Aspekte. Stuttgart, Okt. 2009.
- [76] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik. *Technische Anschlussregeln Niederspannung*. 2019.
- [77] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik. *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. 2018.
- [78] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik. *Technische Anschlussregeln Mittelspannung*. 2018.
- [79] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik. *Technische Anschlussregeln Hochspannung*. 2018.
- [80] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik. *Technische Anschlussregeln Höchstspannung*. 2018.
- [81] P.-A. Lof, G. Andersson und D. J. Hill. "Voltage dependent reactive power limits for voltage stability studies". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 10.1 (1995), S. 220–228.
- [82] T. Van Cutsem und C. Vournas. *Voltage stability of electric power systems*. Power electronics and power systems. New York, NY: Springer, 2007.
- [83] E. Hau. *Windkraftanlagen: Grundlagen. Technik. Einsatz. Wirtschaftlichkeit.* 6th ed. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [84] V. Crastan. Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik. 3. Aufl. Springer-Link Bücher. Heidelberg, Deutschland: Springer, 2012.
- [85] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. "Load representation for dynamic performance analysis (of power systems)". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 8.2 (1993), S. 472–482.

- [86] J. Milanović. *Modelling and aggregation of loads in flexible power networks*. Paris, Frankreich: CIGRÉ, 2014.
- [87] J. V. Milanovic und I. A. Hiskens. "Effects of load dynamics on power system damping". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 10.2 (1995), S. 1022– 1028.
- [88] I. A. Hiskens und J. V. Milanovic. "Load modelling in studies of power system damping". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 10.4 (1995), S. 1781– 1788.
- [89] D. J. Hill. "Nonlinear dynamic load models with recovery for voltage stability studies". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 8.1 (1993), S. 166–176.
- [90] M. Merkle. "Dynamische Modellierung von Verbrauchergruppen und statischer Blindleistungskompensatoren zur Untersuchung der Spannungsstabilität in Netzen". Dissertation. Karlsruhe, Deutschland: Karlsruher Institut für Technologie, 2002.
- [91] D. Dohnal. On-Load Tap-Changers for Power Transformers. Regensburg, Deutschland, 2013.
- [92] S. Konzelmann und F. Martin. "Dynamische Blindleistungsbereitstellung und Spannungsstützung durch rotierende Phasenschieber im Übertragungsnetz - Auswahlkriterien, Designvorgaben, Betriebsweise und Betriebserfahrungen". In: VDE-Hochspannungstechnik 2016. ETG-Fachbericht. Berlin und Offenbach: VDE Verlag, 2016.
- [93] X.-P. Zhang, C. Rehtanz und B. Pal. Flexible AC transmission systems: Modelling and control / Xiao-Ping Zhang, Christian Rehtanz, Bikash Pal. Power systems. Berlin: Springer, 2006.
- [94] B. Andersen, H. Baerd, H. Borgen, N. Dhaliwal u. a. VSC Transmission. Apr. 2005.
- [95] J. Arrillaga, Y. H. Liu und N. R. Watson. *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*. Hoboken, N.J.: Wiley und Chichester : John Wiley [distributor], 2007.
- [96] F. Zach. Leistungselektronik. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016.
- [97] D. Van Hertem, O. Gomis-Bellmunt, J. Liang und (Keine Angabe). HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future. 1st. IEEE Press series on power engineering. Hoboken: Wiley-IEEE Press, 2016.
- [98] G. Asplund, K. Lindén, C. Barker, U. Baur u. a. HVDC Grid Feasibility Study: Working Group B4.52. Bd. 533. Technical Brochure. Paris, Frankreich: CIGRÉ, 2013.

- [99] R. Wachal, A. Jindal, S. Dennetiere, H. Saad u. a. Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid. Paris, Frankreich: CIGRÉ, 2014.
- [100] G. Daelemans, K. Srivastava, M. Reza, S. Cole u. a. "Minimization of steadystate losses in meshed networks using VSC HVDC". In: 2009 IEEE PES General Meeting. IEEE: IEEE, 2009, S. 1–5.
- [101] H. Saad, S. Dennetière und P. Rault. "AC Fault dynamic studies of islanded grid including HVDC links operating in VF-control". In: 15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2019). Institution of Engineering and Technology, 8 (8 pp.)–8 (8 pp.)
- [102] R. H. Park. "Two Reaction Theory of Synchronous Machines generalized Method of Analysis-Part I". In: Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Bd. 48. 1929.
- [103] A. E. Álvarez. "Multiterminal HVDC Transmissions Systems for Offshore Wind". Diss. Barcelona, Spanien: Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), 2014.
- [104] A. A. van der Meer, M. Ndreko, M. Gibescu und M. A. M. M. van der Meijden. "The Effect of FRT Behavior of VSC-HVDC-Connected Offshore Wind Power Plants on AC/DC System Dynamics". In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 31.2 (2016), S. 878–887.
- [105] J. Beerten, O. Gomis-Bellmunt, X. Guillaud, J. Rimez u. a. "Modeling and Control of HVDC Grids: A Key Challenge for the Future Power System". In: 2014 Power Systems Computation Conference. Piscataway, NJ: IEEE, 2014, S. 1–21.
- [106] R. Renner. "Interaction of HVDC grids and AC power systems: Operation and control". Dissertation. Leuven, Belgien: KU Leuven, 2016.
- [107] J. Beerten, S. Cole und R. Belmans. "Generalized Steady-State VSC MTDC Model for Sequential AC/DC Power Flow Algorithms". In: *IEEE Transactions* on *Power Systems* 27.2 (2012), S. 821–829.
- [108] N. Mohan, T. M. Undeland und W. P. Robbins. *Power electronics: Converters, applications, and design.* 2nd ed. New York und Chichester: Wiley, 1995.
- [109] D. Westermann, D. Van Hertem, G. Real, M. Meisingset u. a. Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission: Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies. Paris, Frankreich: CIGRÉ, 2012.

- [110] D. Van Hertem und M. Ghandhari. "Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14.9 (2010), S. 3156–3163.
- [111] D. Nelles. "Begriffe der Stabilität in Energieverteilungsnetzen". In: *etzArchiv* 3 (1981), S. 27–29.
- [112] D. Nelles. *Netzdynamik: Elektromechanische Ausgleichsvorgänge in elektrischen Energieversorgungsnetzen.* Berlin und Offenbach: VDE-Verlag, 2009.
- [113] M. Siefert. Fraunhofer IWES und Deutscher Wetterdienst mit neuen Modellen für exaktere Wetter- und Leistungsprognosen. Kassel, Deutschland, 3. Mai 2017.
- [114] V. Crastan. Elektrische Energieversorgung 2: Energiewirtschaft und Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft, Liberalisierung, Kraftwerktechnik und alternative, Stromversorgung, chemische Energiespeicherung. 3., bearb. Aufl. Heidelberg, Deutschland: Springer, 2012.
- [115] P. Konstantin. Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 4., aktualisierte Aufl. 2017. VDI-Buch. Berlin: Springer Berlin und Springer Vieweg, 2017.
- [116] O. Brückl, M. Haslbeck, M. Riederer und C. Adelt. Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit: im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Deutschland, 9. Sep. 2016.
- [117] G. Kirchhoff. *Elektricität und Magnetismus*. Bd. 3. Vorlesungen über Mathematische Physik. Leipzig: B. G. Teubner, 1891.
- [118] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. *Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes*. Juli 2018.
- [119] H. Berndt, M. Hermann, H. Kreye, R. Reinisch u. a. TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Deutschland, Aug. 2007.
- [120] A. F. Kaptue Kamga. "Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemanahmen". Dissertation. Wuppertal, Deutschland: Bergischen Universität Wuppertal, 2009.
- [121] J. Eickmann. "Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb". Dissertation. Print Production M. Wolff GmbH, 2015.
- [122] Union for the Coordination of Transmission of Electricity. *UCTE Operation Handbook*. Juni 2004.

- [123] T. Bongers. "Bewertung von Netzausbauplänen für das deutsche Übertragungsnetz mithilfe der Szenario-Technik". Dissertation. Aachen: RWTH Aachen und Print Production M. Wolff GmbH, 2018.
- [124] H. Seidl, S. Mischinger und R. Heuke. *Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem: Handlungsbedarfsanalyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen*. Berlin, Deutschland, Juli 2016.
- [125] J. Lunze. *Regelungstechnik 1: Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen.* 11., überarbeitete Aufl. 2016. Berlin, Deutschland: Springer Berlin Heidelberg, 2016.
- [126] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson u. a. "Definition and Classification of Power System Stability: IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 19.3 (2004), S. 1387–1401.
- [127] J. Machowski, J. W. Bialek und J. R. Bumby. *Power System Dynamics: Stability and Control.* 2nd ed. Oxford: John Wiley, 2008.
- [128] V. I. Vorotnikov. "On the Theory of Partial Stability". In: *Journal of Applied Mathematics and Mechanics* 59.4 (1995), S. 525–531.
- [129] N. Hatziargyriou, J. Milanovic und C. Rahmann. *Task Force on Stability* definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies.
- [130] D. Babazadeh, D. Van Hertem und L. Nordström. "Study of centralized and distributed coordination of power injection in multi-TSO HVDC grid with large off-shore wind integration". In: *Electric Power Systems Research* 136 (2016), S. 281–288.
- [131] R. H. Renner und D. Van Hertem. "Potential of using DC voltage restoration reserve for HVDC grids". In: *Electric Power Systems Research* 134 (2016), S. 167–175.
- [132] A.-K. Marten und D. Westermann. "Local HVDC grid operation with multiple TSO coordination at a global optimum". In: *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), 2014.* Hrsg. von I. Kuzle. Piscataway, NJ: IEEE, 2014, S. 1549–1553.
- [133] J. Beerten, S. D'Arco und J. A. Suul. "Identification and Small-Signal Analysis of Interaction Modes in VSC MTDC Systems". In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 31.2 (2016), S. 888–897.

- [134] S. Mischinger, H. Seidl, E.-L. Limbacher, S. Fasbender u. a. dena-Innovationsreport Systemdienstleistungen: Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030. Berlin, Deutschland, Dez. 2017.
- [135] H.-D. Chiang, I. Dobson, R. J. Thomas, J. S. Thorp u. a. "On voltage collapse in electric power systems". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 5.2 (1990), S. 601–611.
- [136] S. Kämpfer und G. Kopatsch, Hrsg. *Schaltanlagen-Handbuch*. [Ausg.] für ABB AG Deutschland, 12., neubearb. Aufl. Berlin: Cornelsen, 2011.
- [137] V. Crastan und D. Westermann. Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik FACTS, HGÜ. 3., bearb. Aufl. Heidelberg, Deutschland: Springer, 2012.
- [138] S. Dierkes, T. van Leeuwen und A. Moser. "Impact of Shunt Compensation on Voltage Stability of Power Systems with a Significant Share of Renewable Energies". In: *CIGRE Conference on innovation for secure and efficient transmission grids*. 2014.
- [139] C. Taylor, J. Deuse, S. Corsi und I. Hiskens. *Criteria and Countermeasures for Voltage Collapse*. Paris, Frankreich: CIGRÉ, 1995.
- [140] D. Karlsson, T. Van Cutsem und C. Henville. *Protection against Voltage Collapse*. Paris, Frankreich: CIGRÉ, 1998.
- [141] E. Clarke und S. B. Crary. "Stability limitations of long-distance A-C powertransmission systems". In: *Electrical Engineering* 60.12 (1941), S. 1051– 1059.
- [142] C. W. Taylor, N. J. Balu und D. Maratukulam. *Power system voltage stability*. New York und London: McGraw-Hill, 1994.
- [143] C. Vournas und M. Karystianos. "Load Tap Changers in Emergency and Preventive Voltage Stability Control". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 19.1 (2004), S. 492–498.
- [144] S. Johansson, G. Asplund, E. Jansson und R. Rudervall. "Power System Stability Benefits with VSC DC-Transmission Systems". In: 2004 Cigre Session. 2004.
- [145] J. A. M. Dragon. "Die Kenngröße Kurzschlussleistung in hybriden AC/DC-Energieversorgungssystemen". Dissertation. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2017.

- Bund der Energie und Wasserwirtschaft. Redispatch in Deutschland: Auswertung der Transparenzdaten April 2013 bis einschließlich Dezember 2018. Berlin, Deutschland, 26. März 2019.
- [147] M. J. Basler und R. C. Schaefer. "Understanding Power-System Stability". In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 44.2 (2008), S. 463–474.
- [148] C. Concordia. "Synchronous Machine Damping and Synchronizing Torques". In: *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* 70.1 (1951), S. 731–737.
- [149] K. Magnus, K. Popp und W. Sextro. Schwingungen: Physikalische Grundlagen und mathematische Behandlung von Schwingungen. 9., überarb. Aufl. Lehrbuch. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [150] B. Pal und B. Chaudhuri. *Robust control in power systems*. Power electronics and power systems. New York und Great Britain: Springer, 2005.
- [151] Institute of Electrical and Electronics Engineers SA Standards Board. *IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems.* Piscataway, NJ, USA, 2014.
- [152] M. Klein, G. J. Rogers und P. Kundur. "A fundamental study of inter-area oscillations in power systems". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 6.3 (1991), S. 914–921.
- [153] G. Rogers. Power System Oscillations. The Springer International Series in Engineering and Computer Science, Power Electronics and Power Systems. Boston, USA: Springer Science+Business Media New York, 2000.
- [154] L. L. Grigsby. *Power system stability and control.* 3rd ed. Boca Raton: Taylor & Francis, 2012.
- [155] Z. Assi Obaid, L. M. Cipcigan und M. T. Muhssin. "Power system oscillations and control: Classifications and PSSs' design methods: A review". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79 (2017), S. 839–849.
- [156] Y. Pipelzadeh. "Coordination of Damping Control in Transmission Networks with HVDC links". Dissertation. London, Vereinigtes Königreich: Imperial College London, 2012.
- [157] A. M. Vural. "Contribution of high voltage direct current transmission systems to inter-area oscillation damping: A review". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57 (2016), S. 892–915.
- [158] H. Wang und W. Du. Analysis and damping control of power system lowfrequency oscillations. Power electronics and power systems. New York: Springer, 2016.

- [159] A. Gómez Expósito, A. J. Conejo und C. Cañizares. *Electric energy systems: Analysis and operation*. The electric power engineering series. Boca Raton: CRC Press, 2009.
- [160] B. R. Oswald. *Berechnung von Drehstromnetzen*. Vieweg+Teubner, 2009.
- [161] B. Stott. "Review of load-flow calculation methods". In: *Proceedings of the IEEE* 62.7 (1974), S. 916–929.
- [162] M. E. El-Hawary und S. T. Ibrahim. "A new approach to AC-DC load flow analysis". In: *Electric Power Systems Research* 33.3 (1995), S. 193–200.
- [163] S. Messalti, S. Belkhiat, S. Saadate und D. Flieller. "A new approach for load flow analysis of integrated AC-DC power systems using sequential modified Gauss-Seidel methods". In: *European Transactions on Electrical Power* 22.4 (2012), S. 421–432.
- [164] J. Beerten und R. Belmans. "Development of an open source power flow software for high voltage direct current grids and hybrid AC/DC systems: MATACDC". In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 9.10 (2015), S. 966–974.
- [165] J. Beerten. MatACDC. Leuven, Belgien, 2015.
- [166] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez und R. J. Thomas. "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26.1 (2011), S. 12–19.
- [167] F. Milano. *Power System Modelling and Scripting*. Bd. 0. Power systems. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010.
- [168] B. Gao, G. K. Morison und P. Kundur. "Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 11.3 (1996), S. 1314– 1324.
- [169] Europäische Kommission. Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb: Commission Regulation (EU) 2017/1485. 2017.
- [170] J. Rimez. "Optimal Operation of Hybrid AC/DC Meshed Grids". Dissertation. Leuven, Belgien: KU Leuven, 2014.
- [171] L. F. Mello, A. C. Zambroni de Souza, G. H. Yoshinari und C. V. Schneider. "Voltage collapse in power systems: Dynamical studies from a static formulation". In: *Mathematical Problems in Engineering* 2006 (2006), S. 1– 11.

- [172] G.-Y. Cao und D. J. Hill. "Power system voltage small-disturbance stability studies based on the power flow equation". In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 4.7 (2010), S. 873.
- [173] B. Gao, G. K. Morison und P. Kundur. "Voltage stability evaluation using modal analysis". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 7.4 (1992), S. 1529– 1542.
- [174] J. Van Hecke, N. D. Hatziargyriou und T. Van Cutsem. *Indices Predicting Voltage Collapse including Dynamic Phenomena*. Aug. 1994.
- [175] J. Lunze. Regelungstechnik 2: Mehrgrößensysteme, Digitale Regelung. 8., überarbeitete Auflage 2014. Berlin, Deutschland: Springer Berlin Heidelberg, 2014.
- [176] M. Gibbard, P. Pourbeik und D. J. Vowles. Small-signal stability, control and dynamic performance of power systems. JSTOR Open Access monographs. Adelaide: The University of Adelaide Press, 2016.
- [177] I. Klevanski. "Combining subsystems in dynamical systems". In: *Aerospace Science and Technology* 1.5 (1997), S. 303–307.
- [178] A. M. Lyapunov. General Problem of the Stability Of Motion: Translated and edited by A.T. Fuller. Taylor & Francis, 1992.
- [179] I. Perez-Arriaga, G. Verghese und F. Schweppe. "Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems, PART I: Heuristic Introduction". In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-101.9 (1982), S. 3117–3125.
- [180] G. Verghese, I. Perez-Arriaga und F. Schweppe. "Selective Modal Analysis With Applications to Electric Power Systems, Part II: The Dynamic Stability Problem". In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-101.9 (1982), S. 3126–3134.
- [181] P. W. Sauer und M. A. Pai. *Power system dynamics and stability*. Updated ed. Champaign, Illinois, USA: Stipes Publishing L.L.C, 2006.
- [182] T. Van Cutsem. "Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods". In: *Proceedings of the IEEE* 88.2 (2000), S. 208–227.
- [183] I. Dobson und L. Lu. "New methods for computing a closest saddle node bifurcation and worst case load power margin for voltage collapse". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 8.3 (1993), S. 905–913.
- [184] G. Chen, D. J. Hill und X. H. Yu. *Bifurcation control: Theory and applications*. Bd. 293. Engineering online library. Berlin und London: Springer, 2003.

- [185] M. J. Chen, B. Wu und C. Chen. "Determination of shortest distance to voltage instability with particle swarm optimization algorithm". In: *European Transactions on Electrical Power* 19.8 (2009), S. 1109–1117.
- [186] Western Electricity Coordinating Council. Guide to WECC/NERC Planning Standards I.D: Voltage Support and Reactive Power: Prepared by: Reactive Reserve Working Group (RRWG) Under the auspices of Technical Studies Subcommittee (TSS). 30. März 2006.
- [187] T. Van Cutsem, M. Glavic und W. Rosehart. Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment: Technical Report: PES-TR19. 25. Aug. 2015.

#### A.2 Eigene Veröffentlichungen

Im Rahmen der Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter entstanden die folgenden wissenschaftlichen Veröffentlichungen:

- [V1] I. Talavera, S. Stepanescu, F. Bennewitz, J. Hanson u. a. "Vertical Reactive Power Flexibility based on Different Reactive Power Characteristics for Distributed Energy Resources". In: *Proceedings of International ETG Congress* 2015. Piscataway, NJ: IEEE, 2015.
- [V2] F. Bennewitz, N. Hoesch und J. Hanson. "Influence of HVDC P2P Links on Static Voltage Stability in Transmission Grids with High Shares of Renewable Energy". In: *Renewable Energy and Power Quality Journal* (2016), S. 139– 144.
- [V3] F. Bennewitz, S. Weck, J. Hannappel und J. Hanson. "Determination of optimal converter operating points regarding static voltage stability and system losses in hybrid transmission systems". In: Proceedings, [2017 11th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)]. Piscataway, USA: IEEE, 2017, S. 16–21.
- [V4] F. Bennewitz, S. Weck, J. Hanson, A. Krontiris u. a. "Evaluation of master control for connection of wind farms to multiple asynchronous power systems with HVDC systems". In: 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC). Hrsg. von I. U. P. E. Conference. [Piscataway, NJ]: IEEE, 2017, S. 1–6.
- [V5] F. Bennewitz, F. Zimmermann, S. Weck, C. Fuhr u. a. "Technische und wirtschaftliche Analyse des Einsatzes von Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz zur Wahrung der stationären Spannungsstabilität". In: 15. Symposium Energieinnovation 2018, Graz, Österreich, Graz (Austria) (2018).

- [V6] N. Meyer-Huebner, S. Weck, F. Bennewitz, M. Suriyah u. a. "N-1-Secure Dispatch Strategies of Embedded HVDC Using Optimal Power Flow". In: 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). [S. 1.]: IEEE Xplore, 2018, S. 1–5.
- [V7] F. Bennewitz, M. Holbein, A. Saciak, J. Hanson u. a. "Investigation of Load-Flow Control within a Power Electronics Enhanced Transmission System". In: 2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). IEEE, S. 1–6.
- [V8] M. Coumont, F. Bennewitz und J. Hanson. "Influence of Different Fault Ride-Through Strategies of Converter-Interfaced Distributed Generation on Short-Term Voltage Stability". In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe). IEEE, S. 1–5.

### A.3 Betreute studentische Abschlussarbeiten

Im Zusammenhang mit den Fragestellungen dieser Dissertation wurden die folgenden Bachelor-, Master- und Studienarbeiten sowie Proseminare betreut:

- [S1] L. Imhoff. "Untersuchungen zur statischen Spannungsstabilität in hybriden AC-DC-Übertragungsnetzen". Bachelorarbeit. TU Darmstadt, 2014.
- [S2] S. Banerjee. "Investigation of static rotor angle stability of dc-point-to-pointlinks in the transmission grid". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2015.
- [S3] E. Bayram. "Untersuchungen zur Stabilitätsgrenze der statischen Spannungsstabilität im Übertragungsnetz". Bachelorarbeit. TU Darmstadt, 2015.
- [S4] R. de Paz Ludena. "Simulationstechnische Analyse verschieden-komplexer Generatormodelle von Synchrongeneratoren". Bachelorarbeit. TU Darmstadt, 2015.
- [S5] V. Gupta. "Erweiterung eines Netzmodells des europäischen Übertragungsnetzes zur Untersuchung von dynamischen Vorgängen". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2015.
- [S6] J. Häffner. "Analyse zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien im Verteilnetz". Proseminar. TU Darmstadt, 2015.
- [S7] J. Hannappel. "Analyse der Auswirkungen des Spannungsreglers SEXS auf die statische Stabilität eines Übertragungsnetzes". Bachelorarbeit. TU Darmstadt, 2015.

- [S8] J. Hannappel. "Analyse der statischen Stabilität im bestehenden Übertragungsnetz". Proseminar. TU Darmstadt, 2015.
- [S9] N. Hoesch. "Untersuchungen zur Spannungsstabilität in hybriden AC-DC-Übertragungsnetzen mit hohen Anteilen erneuerbarer Erzeuger". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2015.
- [S10] P. Pätzold. "Untersuchungen zur statischen Stabilität des Synchrongenerators". Bachelorarbeit. TU Darmstadt, 2015.
- [S11] P. Zhang. "Untersuchungen zur Spannungsstabilität in hybriden AC-DC-Übertragungsnetzen mit hohen Anteilen erneuerbarer Erzeuger". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2015.
- [S12] D. Grebennikov. "Stationäre Optimierung der Leistungssollwerte von HGÜ-Konverterstationen zur Verbesserung der Spannungsstabilität in einem hybriden Übertragungsnetz". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2016.
- [S13] P. Henzel. "Recherche von Beschreibungs- und Bewertungskriterien für Netzmodelle". Proseminar. TU Darmstadt, 2016.
- [S14] T. Jäckel. "Implementierung des Continuation-Power-Flow zur Untersuchung der statischen Spannungsstabilität in hybriden Übertragungsnetzen". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2016.
- [S15] J. Ritter. "Recherche und erste Untersuchungen zu Benchmarkmodellen von Übertragungsnetzen". Bachelorarbeit. TU Darmstadt, 2016.
- [S16] J. Schindler. "Modellierung und Untersuchung des deutschen Day-Ahead-Marktes Strom basierend auf öffentlichen Daten". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2016.
- [S17] P. Henzel. "Bewertung von Übertragungsnetzmodellen anhand struktureller Kriterien". Bachelorarbeit. TU Darmstadt, 2017.
- [S18] A. Ortiz. "Development of a framework for investigations concerning the static stability of hybrid transmission grids". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2017.
- [S19] J. Ritter. "Stationäre Bewertung von Arbeitspunkten im Übertragungsnetz". Bachelorarbeit. TU Darmstadt, 2017.
- [S20] J. Würtenberger. "Analyse der Funktionsweise und der Einstellung von Power-System-Stabilizern bei konventionellen Kraftwerken". Proseminar. TU Darmstadt, 2017.
- [S21] J. Würtenberger. "Einstellkriterien für Power System Stabilizer bei konventionellen Kraftwerken". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2017.

- [S22] F. Zimmermann. "Technische und wirtschaftliche Analyse der Blindleistungsbereitstellung im Übertragungsnetz zur Wahrung der Spannungsstabilität im Rahmen der Energiewende". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2017.
- [S23] L. Burhard. "Statische Stabilitätskriterien für elektrische Energiesysteme im stationären Betrieb". Proseminar. TU Darmstadt, 2018.
- [S24] S. Koch. "Implementierung von verbesserten Charakteristika moderner VSC-Stationen in hybriden Lastflussberechnungen". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2018.
- [S25] P. Schroif. "Bewerten der dynamischen Stabilität eines elektrischen Versorgungssystems mit Hilfe von Indizes". Proseminar. TU Darmstadt, 2018.
- [S26] K. Hofmann. "Dynamische Untersuchungen hinsichtlich der Systemstabilität in hybriden AC-DC-Übertragungsnetzen im Rahmen der Energiewende". Masterarbeit. TU Darmstadt, 2019.
- [S27] Y. Nalouti. "Modellierung und Untersuchung eines CIGRE-Übertragungs\netzmodells für die Verwendung in Analysen zur Systemstabilität". Bachelorarbeit. TU Darmstadt, 2019.

# **B** Detailauswertungen

### B.1 Detailergebnisse zu Abschnitt 5.2

**Tabelle B.1.:** Resultierende Leitungslängen bei Variation der Netzstruktur mit Längenfaktor  $\alpha_{Ixe}$  und Verzerrungsexponent  $\beta_{Ixe}$ 

			0		8		
	$lpha_{ m Ltg}$	$eta_{ ext{Ltg}}$	$\ell_{\min}^{\ddagger\ddagger}$		$\ell_{ m max}^{ m \ddagger\ddagger}$	$\ell_{\phi}^{**}$	
0	1	1	21,1 km	136, 1 km	640 km	166, 5 km	
Α	0,1	0	16,7 km	16,7 km	16,7 km	16,7 km	
В	0,1	2,8	0, 1 km	9, 5 km	722, 2 km	44, 1 km	
С	0,35	0	50 km	50 km	50 km	50 km	
D	1,2	1	25,4 km	163, 3 km	768 km	199,8 km	
Е	0,25	1	5,3 km	34 km	160 km	41,6 km	
F	0,3	1	6,3 km	40, 8 km	192 km	50 km	
G	0,5	0,1	67, 7 km	81,6 km	95,3 km	81,1 km	
Н	0,5	1	10,6 km	68, 1 km	320 km	83, 3 km	
Ι	0,5	2,3	0, 7 km	52,4 km	1.841,9 km	155,2km	



Abbildung B.1.: Einfluss der Netzstruktur auf  $arGamma_{
m Umax}$ 



Abbildung B.2.: Einfluss der Netzstruktur auf  $\Gamma_{\text{Umin}}$ 



Abbildung B.3.: Einfluss der Netzstruktur auf  $arGamma_{
m Ith}$ 



Abbildung B.4.: Einfluss der Netzstruktur auf  $\Gamma_{\Theta 90}$ 



Abbildung B.5.: Einfluss der Netzstruktur auf  $\Gamma_{\Theta 120}$ 



Abbildung B.6.: Detailauswertung der stationären Sicherheitsbewertung für Fall E ( $\alpha_{\rm Ltg}=0,25,~\beta_{\rm Ltg}=1$ )



Abbildung B.7.: Detailauswertung der stationären Sicherheitsbewertung für Fall E ( $\alpha_{\rm Ltg} = 0, 25, \beta_{\rm Ltg} = 1$ ) und erweitertem Stellbereich der Transformator-Stufenschalter



Abbildung B.8.: Detailauswertung der stationären Sicherheitsbewertung für Fall F ( $\alpha_{\rm Ltg}=0,3,\,\beta_{\rm Ltg}=1$ )



**Abbildung B.9.:** Detailauswertung der stationären Sicherheitsbewertung für Fall F ( $\alpha_{Ltg} = 0, 3, \beta_{Ltg} = 1$ ) und Blockierung der Transformatoren vor divergenter Schaltung



Abbildung B.10.: Detailauswertung der stationären Sicherheitsbewertung für Fall G ( $\alpha_{\rm Ltg}=0,5,~\beta_{\rm Ltg}=0,1$ )



Abbildung B.11.: Detailauswertung der stationären Sicherheitsbewertung für Fall I ( $\alpha_{Ltg} = 0, 5, \beta_{Ltg} = 2, 3$ )

## B.2 Detailergebnisse zu Abschnitt 5.3

 Tabelle B.2.: Kompensationsanlagen zur Sicherung der Konvergenz des Lastflusses

		Initial	Fall 0	Fall G	Fall I
NSt 1022:	NSt 1022: Kapazitiv		0 Mvar	0 Mvar	0 Mvar
NSt 1041:	Kapazitiv	250 Mvar	50 Mvar	50 Mvar	0 Mvar
NSt 1043:	Kapazitiv	200 Mvar	50 Mvar	50 Mvar	0 Mvar
NSt 1044:	Kapazitiv	200 Mvar	50 Mvar	50 Mvar	50 Mvar
NSt 1045:	Kapazitiv	200 Mvar	50 Mvar	50 Mvar	200 Mvar
NSt 4012:	Induktiv	100 Mvar	0 Mvar	0 Mvar	0 Mvar
NSt 4041:	Kapazitiv	200 Mvar	0 Mvar	50 Mvar	100 Mvar
NSt 4043:	Kapazitiv	200 Mvar	50 Mvar	100 Mvar	150 Mvar
NSt 4046:	Kapazitiv	100 Mvar	50 Mvar	50 Mvar	100 Mvar
NSt 4051:	Kapazitiv	100 Mvar	0 Mvar	100 Mvar	100 Mvar
NSt 4071:	Induktiv	400 Mvar	50 Mvar	0 Mvar	0 Mvar
$\sum Q_{\rm Kc}$	omp,Kap	1.500 Mvar	300 Mvar	500 Mvar	700 Mvar
$\sum Q_{\rm Kc}$	omp,Ind	500 Mvar	50 Mvar	0 Mvar	0 Mvar



Abbildung B.12.: Detailauswertung der stationären Sicherheitsbewertung für Fall 0 ( $\alpha_{\rm Ltg} = 1$ ,  $\beta_{\rm Ltg} = 1$ ) und Zubau von  $\Delta Q_{\rm Komp} = 1$  Gvar



Abbildung B.13.: Detailauswertung der stationären Sicherheitsbewertung für Fall 0 ( $\alpha_{Ltg} = 1$ ,  $\beta_{Ltg} = 1$ ) und Zubau von  $\Delta Q_{Komp} = 6$  Gvar



Abbildung B.14.: Verteilung Kompensationsanlagen Fall 0 ( $\alpha_{
m Ltg}=1$ ,  $\beta_{
m Ltg}=1$ )



Abbildung B.15.: Verteilung Kompensationsanlagen Fall G ( $\alpha_{\rm Ltg}=0,5,\,\beta_{\rm Ltg}=0,1$ )


Abbildung B.16.: Verteilung Kompensationsanlagen Fall I ( $a_{
m Ltg}=0,5$ ,  $eta_{
m Ltg}=2,3$  )

## B.3 Detailergebnisse zu Abschnitt 5.4



