

Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologemaßnahmen

Vom Fachbereich Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktor - Ingenieurs
genehmigte Dissertation

von
Dipl.-Ing. Alain Franck Kaptue Kamga
aus
Yaounde/Kamerun

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Johannes Verstege

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dietmar Tutsch

Tag der mündlichen Prüfung: 17. Juli 2009

Diese Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20090956

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20090956>]

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung im Fachbereich Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik der Bergischen Universität Wuppertal.

Herr Professor Dr.-Ing. J. Verstege gab die Anregung zu dieser Arbeit und unterstützte deren Durchführung. Die durch ihn vermittelten Industriekontakte und die Möglichkeit zur Teilnahme an nationalen und internationalen Konferenzen haben sehr zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen. Hierfür möchte ich Herrn Professor Verstege herzlich danken.

Ebenfalls danke ich Herrn Professor Dr.-Ing. Dietmar Tutsch für die freundliche Übernahme des Korreferates sowie seiner Bereitschaft zur Umsetzung innerhalb des engen Terminplanes.

Den ehemaligen und jetzigen Mitarbeitern sowie Studenten des Lehrstuhles danke ich für die zahlreichen Diskussionen, die in vielfältiger Form zum Fortgang und zum Gelingen der Arbeit beigetragen haben.

Schließlich danke ich ganz besonders meiner Familie und meiner Frau Valerie für die Unterstützung während der gesamten Zeit.

Wuppertal, im Juli 2009

Alain Franck Kaptue Kamga

0 Inhaltsverzeichnis

Verzeichnis der Formelzeichen **IV**

1 Motivation und Ziel **1**

- 1.1 Netzengpässe im europäischen Verbundnetz und in Deutschland 1
- 1.2 Netzengpassmanagement im Übertragungsnetz 5
- 1.3 Ziel der Arbeit 9

2 Analyse der Aufgabenstellung **12**

- 2.1 Elektrische Energieversorgungssysteme 12
- 2.2 Rahmenbedingungen für die Aufgabenstellung 13
 - 2.2.1 Liberalisierung des europäischen Strommarkts 13
 - 2.2.2 Entwicklung der erneuerbaren Energien 15
 - 2.2.3 Entwicklung des Kraftwerksparks im liberalisierten Umfeld 16
 - 2.2.4 Regulierung der Übertragungsnetze 17
 - 2.2.5 Rückbauplanung der 220-kV-Spannungsebene 18
- 2.3 Aufgabenbereiche der Übertragungsnetzbetreiber im Hinblick auf das Netzengpassmanagement 19
 - 2.3.1 Netzausbauplanung 19
 - 2.3.2 Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung 21
- 2.4 Anforderungen an ein engpassfreies Netz 23
 - 2.4.1 Überblick 23
 - 2.4.2 Definition eines Netzengpasses 24
 - 2.4.3 Beurteilungskriterien für die Netzengpassdetektion 25
 - 2.4.4 Weitere Beurteilungskriterien für die Netzengpassdetektion 28
- 2.5 Schlussfolgerungen 31

3 Modellbildung und Verfahren **33**

- 3.1 Überblick und Auswahl eines Optimierungsverfahrens 33
- 3.2 Modellbildung für ein engpassfreies Netz 35
 - 3.2.1 Restriktionen mit Rampenfunktion 36

3.2.2	Restriktionen mit Sprungfunktion	39
3.2.3	Zielfunktion für engpassfreie Netzzustände	40
3.3	Modellierung von netzbezogenen Maßnahmen	42
3.3.1	Überblick	42
3.3.2	Topologiemassnahmen	42
3.3.3	Stufenstellung und Zusatzwinkel der Transformatoren	46
3.3.4	Sollspannung der spannungsgeregelten Knoten	47
3.3.5	Blindleistung der Erzeuger	48
3.3.6	Kompensationselemente	48
3.3.7	Zielfunktion der Bewertung des Aufwands der netzbezogenen Maßnahmen	49
3.4	Modellierung von marktbezogenen Maßnahmen	51
3.4.1	Redispatch	51
3.4.2	Regelzonenübergreifendes Redispatch ohne Änderung des Austauschfahrplanes	53
3.4.3	Regelzonenübergreifendes Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplanes	54
3.4.4	Zielfunktion der Bewertung der marktbezogenen Maßnahmen	54
3.5	Modellierung von Netzausbaumaßnahmen	55
3.5.1	Netzausbaumaßnahmen als potenzielle Topologie	55
3.5.2	Zielfunktion der Bewertung der Netzausbaumaßnahmen	57
3.6	Zielfunktion für den Aufwand an Maßnahmen	58
3.7	Modellierung von Regelzonenkooperationen	59
3.7.1	Regelzoneninternes Netzengpassmanagement	59
3.7.2	Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement	60
3.8	Netzengpassmanagement für mehreren Szenarien	62
3.8.1	Einzelne Multiszenarien-Analyse	62
3.8.2	Iterative Multiszenarien-Analyse	63
3.8.3	Übergreifende Multiszenarien-Analyse	65
3.9	Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement als Optimierungsproblem	66
3.10	Optimierungsverfahren: Genetische Algorithmen	67
3.10.1	Mathematische Hintergründe genetischer Algorithmen	67
3.10.2	Gesamtverfahrensablauf	72
3.11	Weitere Anwendungen des Verfahrens	75
3.11.1	Anwendung für die Rückbauplanung	75
3.11.2	Anwendung für das Abschaltmanagement	76
3.11.3	Verlustminimierung	77

3.12	Programmsystem NEMAS.....	78
4	Exemplarische Untersuchungen	80
4.1	Untersuchungsziele und Aufbau der Testnetze	80
4.2	Fall 1: Übergreifende Multiszenarien-Analyse	82
4.2.1	Ausgangssituation und Netzengpassdetektion	82
4.2.2	Ergebnisse: Übergreifende Multiszenarien-Analyse.....	85
4.2.3	Vergleich von Methoden zur Multiszenarien-Analyse.....	88
4.3	Fall 2: Ermittlung von regelzonenübergreifenden Topologiemassnahmen ..	92
4.3.1	Ausgangssituation und Netzengpassdetektion	92
4.3.2	Ergebnisse: Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit netzbezogenen Massnahmen	94
4.3.3	Vergleich von Methoden zum regelzonenübergreifenden Netzengpassmanagement mit netzbezogenen Massnahmen	100
4.3.4	Ermittlung abschaltbarer Leitungen	101
4.4	Fall 3: Reduktion des Redispatch mit Topologiemassnahmen.....	102
4.4.1	Ausgangssituation und Netzengpassdetektion	102
4.4.2	Ergebnisse: Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit netzbezogenen Massnahmen	104
4.4.3	Ergebnisse: Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit netzbezogenen Massnahmen und marktbasierten Massnahmen...	108
4.4.4	Vergleich von Methoden zum regelzonenübergreifenden Netzengpassmanagement	112
4.5	Fall 4: Ermittlung von minimalen Netzausbaumassnahmen	114
4.5.1	Ausgangssituation und Netzengpassdetektion	114
4.5.2	Ergebnisse der manuellen Netzausbauplanung	115
4.5.3	Reduktion der notwendigen Netzausbaumassnahmen.....	116
5	Zusammenfassung	119
6	Literaturverzeichnis	122
7	Anhang	129

Verzeichnis der Formelzeichen

Lateinische Formelzeichen

a	Aufwand einer netzbezogenen Maßnahme
b	Bewertungsfunktion einer netzbezogenen Maßnahme
c	Koeffizient für die Bewertung der Einspeiseverlagerung
d	Prozentuale Auslastung eines Netzzweiges
g	Vektor der Gleichheitsnebenbedingungen
h	Vektor der Ungleichheitsnebenbedingungen
i	Bits eines Individuums
I_A	Ausschaltwechselstrom
I_k''	Anfangskurzschlusswechselstrom
I	Strombetrag
k	Anzahl der ausgefallenen Netzbetriebsmittel einer Ausfallvariante
m	Maßnahme
n	Anzahl der Netzbetriebsmittel im Grundfall
N	Anzahl
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
r	Stufenstellung eines Transformators
R	Restriktion
S_{kN}''	Anfangskurzschlusswechselstromleistung
t	Topologievariable
U	Spannungsbetrag
w	Wichtungsfaktor
x	Vektor der Entscheidungsvariablen
y	Vektor der Zustandsvariablen des quasistationären Netzzustands
Z	Zielfunktion

Griechische Formelzeichen

β	Steigung
Δ	Differenz
φ	Winkel
λ	Faktor zur Anpassung der Spannungs- oder Stromgrenzen
μ	Abklingfaktor

Laufindizes

a	Regelzone
b	Sammelschienenkupplung
c	Kompensationselement
d	Verbraucher
e	Erzeuger
e_q	Erzeuger definiert als PQ-Einspeisung
e_u	Erzeuger definiert als PU-Einspeisung
f	Szenario
h	Laufindex der Entscheidungsvariablen
i	Allgemeiner Index
j	Leitung
k	Knoten
l	Leistungsschalter
s	Sammelschiene
t	Transformator
v	Ausfallvariante
v_s	Ausfallvariante einer Sammelschiene
z	Zweig

Hochgestellte Indizes

AM	Bewertung des Aufwands an Netzausbaumaßnahmen
AR	Restriktion für die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums

AS	Ausfallsimulation für die Überprüfung des (n-1)-Kriteriums
B	Bits
BM	Bewertung des Aufwands an Maßnahmen
EAS	Erweiterte Ausfallsimulation
EAR	Restriktion für die Einhaltung des erweiterten (n-1)-Kriteriums
EL	Einspeiseleistung an einer oder zwei gekuppelten Sammelschienen
ELR	Restriktion für die Einhaltung der Einspeiseleistung an einer Sammelschiene
EN	Bewertung der Anforderungen für ein engpassfreies Netz
ERZ	Erzeuger
IND	Individuum
IR	Restriktion für die Einhaltung der Stromgrenzen
KE	Kompensationselement
KOM	Kombinationen
KNO	Knoten
KR	Restriktion für die Einhaltung der Kurzschlussgrenzen
KUP	Sammelschienenkupplung
LS	Leistungsschalter
LTG	Leitungen
MA	Maßnahme "Ausschalten"
ME	Maßnahme "Zuschalten"
MM	Marktbezogene Maßnahme
MQ	Maßnahme "Blindleistungsverlagerung"
MS	Maßnahme "Sammelschienenwechsel"
NEG	Negativ
NM	Netzbezogene Maßnahme
OS	Oberspannungsseite
PAR	Restriktion der Parallelschaltbedingung der Ausfallsimulation
PLR	Restriktion der Parallelschaltbedingung des Grundfalls
POS	Positiv

Rz	Regelzone
SEG	Segment eines binären Strings
SAR	Restriktion für die Einhaltung der Spannungs- und Stromgrenzen
SAS	Sammelschienausfallsimulation
SOLL	Sollwert
SS	Sammelschiene
Sz	Szenario
T	Transponiert
TSR	Restriktion für die Einhaltung der transienten Stabilität
UR	Restriktion für die Einhaltung der Spannungsgrenzen
US	Unterspannungsseite
V	Verlustleistung
VER	Verbraucher
ZWG	Zweig

Tiefgestellte Indizes

ausb	Ausbau
erw	Erweitertes
dis	Diskret
kind	Kinder
kon	Kontinuierlich
max	Maximum
min	Minimum
nenn	Nennwert
sam	Sammelschiene
ts	Transiente Stabilität

Abkürzungen und Akronyme

ASR	Ausfallsimulationsrechnung
ATC	Available Transfer Capacity
DACF	Day Ahead Congestion Forecast
DENA	Deutsche Energie Agentur
DTF	Datenauschformat
EAS	Erweiterte Ausfallsimulationsrechnung
ENTSO	European Network Transmission Systems Operators
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
EuroPEX	Association of European Power Exchanges
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
GV	Grenzwertverletzung
KSR	Kurzschlussimulationsrechnung
LFR	Lastflussrechnung
NE	Netzengpass
NEM	Netzengpassmanagement
NEMAS	Netzengpassmanagementsystem
RG	Regelzonengrenzüberschreitend
RÜ	Regelzonenübergreifend
sgn	Signums-Funktion
SK	Stromkreis
SSA	Sammelschienenenausfall
StromNZV	StromNetzZugangsVerordnung
TC	Transmission Code
TS	Transiente Stabilität
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Motivation und Ziel

1.1 Netzungpässe im europäischen Verbundnetz und in Deutschland

Die Liberalisierung der europäischen Strommärkte seit Ende der neunziger Jahre des letzten Jahrhunderts führte zu großen Veränderungen in der elektrischen Energieversorgung in Europa. Das von der Europäischen Kommission verfolgte Ziel, einen freien Wettbewerb auf dem Strommarkt in Europa zu ermöglichen, wird von einer Reihe von Gesetzen und Regelungen begleitet, die die Rahmenbedingungen für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt festlegen [24]. Mit der Liberalisierung haben alle Kunden die freie Wahl des Lieferanten für den Bezug von elektrischer Energie. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber müssen daher sowohl Erzeugern als auch Kunden den freien Zugang zu den Netzen gewähren. Sie stellen die Netze den Marktteilnehmern zur Verfügung. Der Stromhandel über die eigene Landesgrenze oder über internationale Regelzongrenzen benötigt aber grenzüberschreitende Übertragungsleitungen. Deren Kapazitäten sind begrenzt und müssen bei Knappheit unter den betroffenen Marktteilnehmern verteilt werden.

Die Übertragungsnetze sind europaweit vermascht und werden im Verbund betrieben. Die Vorteile des Verbundbetriebs wurden schon seit den fünfziger Jahren des letzten Jahrhunderts erkannt und haben die Entwicklung der heutigen Übertragungsnetze entscheidend geprägt. Zu diesen Vorteilen gehören die Erhöhung der Versorgungssicherheit im Falle eines Kraftwerksausfalles, der effizientere Kraftwerkseinsatz oder die Glättung von Nachfrageschwankungen. Das Bild 1.1 zeigt die heutigen Verbundnetze in Europa. In einem Verbundnetz ist eine Regelzone die kleinste Einheit, in der das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch erhalten werden soll. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind im Verbund meistens für eine Regelzone verantwortlich und über Kuppelleitungen zusammengeschlossen.

Die "Union for the Coordination of Transmission of Electricity" (UCTE) stellt exemplarisch einen Verbund von 29 ÜNB aus 24 Ländern dar, die für die elektrische Versorgung von ca. 500 Mio. Einwohnern verantwortlich sind. Innerhalb der UCTE werden Netzsicherheitskriterien wie z.B. das (n-1)-Kriterium erarbeitet, die für den sicheren Betrieb der Netze von allen Mitgliedern eingehalten werden.

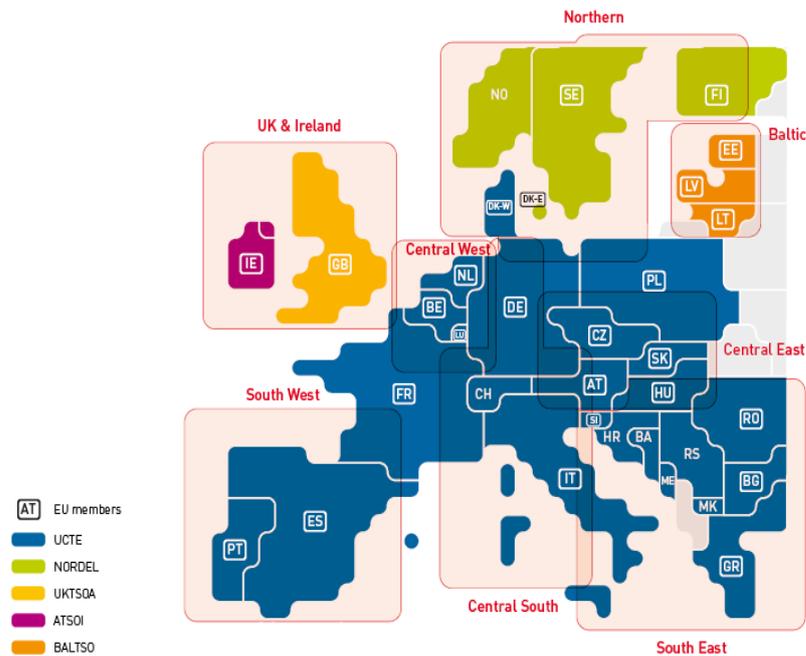


Bild 1.1: Überblick der Verbundnetze in Europa [52]

Neben der UCTE existieren in Europa weitere Verbundsysteme. Die einzelnen Verbundsysteme sind ebenfalls über Kuppelleitungen miteinander verbunden. Da die Kuppelleitungen zwischen den internationalen Regelzongrenzen ursprünglich nicht für den Stromhandel konzipiert wurden, sondern für eine gegenseitige Verbundaushilfe ausgelegt sind, steht zwischen den Regelzonen weniger Übertragungskapazität zur Verfügung als die Stromimporteure und -exporteure nutzen wollen.

Die unterschiedlichen Strompreise in den einzelnen Ländern Europa führen dazu, dass die Stromhändler daran interessiert sind, Strom aus den Ländern mit niedrigen Strompreisen in die Länder mit hohen Strompreisen zu exportieren. Mit zunehmendem Stromhandel und dem Anstieg der Aktivitäten der Marktteilnehmer steigt der Bedarf an Übertragungskapazitäten zwischen den Regelzonen der einzelnen Länder. Des Weiteren ist das Gut Strom nicht speicherbar und das Netz ein natürliches Monopol in den Händen von ÜNB. Die Aufgaben und Dienstleistungen der ÜNB unterliegen daher im liberalisierten Umfeld eine Regulierung [2], [15].

Bei den Spielregeln des Marktes werden die Fahrpläne der Erzeuger und der Nachfrager bei den ÜNB gemeldet. Fahrpläne können hierbei kurzfristige, mittelfristige oder langfristige Einspeise- oder Entnahmepläne der Erzeuger oder der Nachfrager sein. Langfristige Einspeisepläne- oder Entnahmepläne sind exemplarisch der Zubau eines

Kraftwerks an einem Standort oder der Neubau eines Industriewerks mit Anschluss an das Höchstspannungsnetz.

Die Bekämpfung des Klimawandels und die Erhöhung des Anteils der Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern sind weitere Ziele, die sich die europäischen Länder gesetzt haben. Die Umsetzung dieser Ziele setzt voraus, dass der Strom effizient vom Ort seiner Erzeugung an den Ort seiner Verwendung übertragen werden kann. Nur dann kann die Einspeisung großer Mengen an Windenergie, z.B. aus Offshore-Windenergie, die oft weit weg vom Ort der Verwendung erzeugt wird, effizient übertragen werden. Die Einspeisung aus erneuerbarer Energie wie z.B. der Windenergie ist meistens fluktuierend und hat einen großen Einfluss auf die Auslastung der Netzbetriebsmittel und die Sicherheit der Netze. Die ÜNB stehen somit vor neuen Anforderungen im Betrieb und Ausbau der Übertragungsnetze.

Ein *Netzengpass* (NE) liegt dann vor, wenn unter Annahme einer zu erwartenden Einspeise- und Lastsituation die gewählten Beurteilungskriterien der Netzsicherheit für die Erfüllung der Übertragungs- und Versorgungsaufgaben der ÜNB nicht eingehalten werden können. Das Bild 1.2 zeigt exemplarisch die speziellen *regelzonengrenzüberschreitenden Netzengpässe* (RG-NE) zwischen den Ländern im UCTE-Verbundnetz. Die Folge dieser Netzengpässe ist die Einschränkung des Elektrizitätsmarktes.

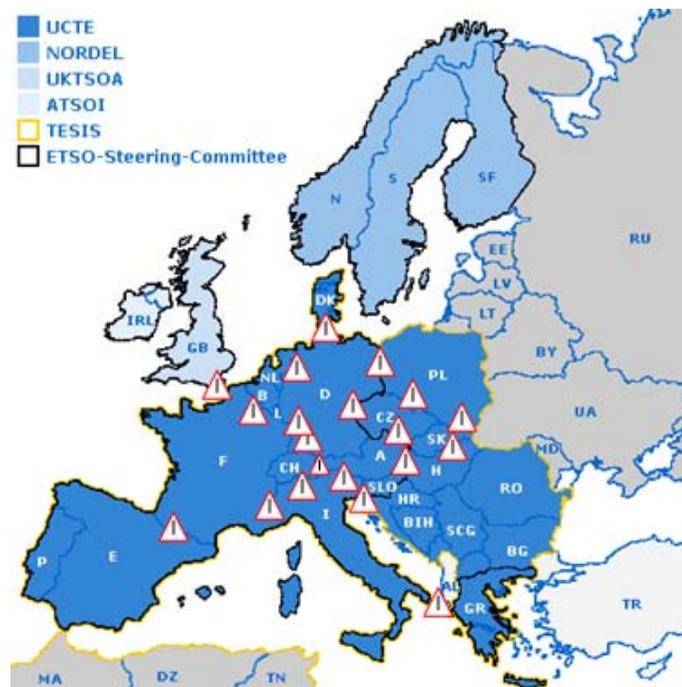


Bild 1.2: RG-NE im UCTE-Verbundnetz (UCTE-Gebiet ergänzt eigene Darstellung)

Im Bild 1.2 ist zu erkennen, dass Deutschland aufgrund seiner geografischen Lage im Mittelpunkt des internationalen Stromhandels in Europa liegt. Die Analyse der Entwicklung der elektrischen Energieversorgung in Deutschland zeigt, dass es innerhalb der vier deutschen Regelzonen in Zukunft zu Netzengpasssituationen kommen wird, wenn keine geeigneten Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung vorgenommen werden [9]. Die Hauptgründe für die Entstehung dieser Netzengpässe sind zusätzlich zu den Transiten aus dem internationalen Stromhandel die Zunahme der Einspeisung aus Windenergie, der in Deutschland geplante Ausstieg aus der Kernenergie und die Konzentration der Kraftwerksneubau in Rhein-Ruhr-Gebiet sowie im Norddeutschland.

Abhängig von der Anzahl der betroffenen Regelzonen kann daher zwischen den regelzoneninternen und den regelzonengrenzüberschreitenden Netzengpässen unterschieden werden. Das Management dieser beiden Arten von NE stellt neue Anforderungen für die ÜNB dar. Im Bild 1.3 ist ein Überblick der möglichen NE in einem Verbundsystem gegeben. Dabei sind exemplarisch regelzoneninterne Netzengpässe in den Regelzonen *Rz 1*, *Rz 3* und *Rz 6* dargestellt. Die regelzonengrenzüberschreitenden Netzengpässe sind exemplarisch zwischen den Regelzonen *Rz 1* und *Rz 6* oder zwischen den Regelzonen *Rz 2* und *Rz 3* abgebildet.

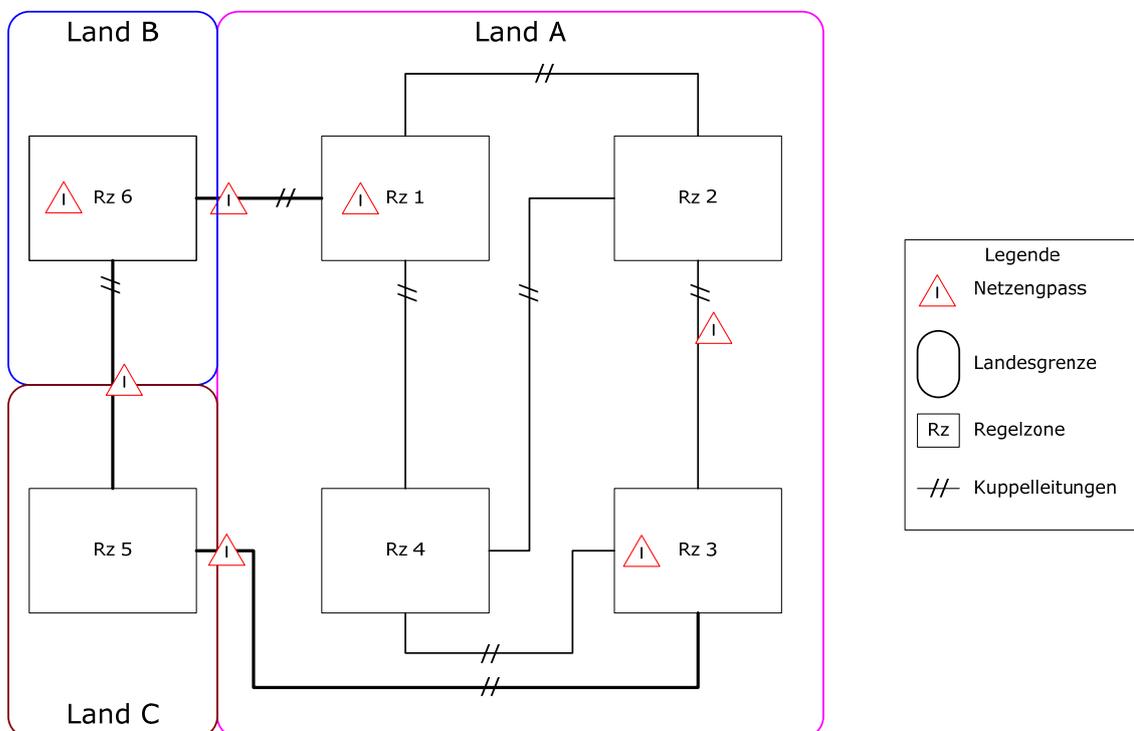


Bild 1.3: Regelzoneninterne und regelzonengrenzüberschreitende Netzengpässe

1.2 Netzengpassmanagement im Übertragungsnetz

Das *Netzengpassmanagement* (NEM) umfasst die Aufgaben der Detektion und der Beseitigung von Engpässen in Übertragungsnetzen. Mit der EU-Richtlinie 1228/2003 [27] und den daraus abgeleiteten nationalen Gesetzen der einzelnen Länder wurden die Rahmenbedingungen für die Schaffung von effizienten NEM-Methoden geschaffen. Diese Rahmenbedingungen sollen es ermöglichen, die Übertragungskapazitäten den Marktteilnehmern nach diskriminierungsfreien und marktorientierten Verfahren zur Verfügung zu stellen. Die erfolgreiche Umsetzung der EU-Vorgaben ist daher für die ÜNB mit großen Herausforderungen hinsichtlich der Effizienz der zu wählenden Verfahren zum NEM und der resultierenden Auswirkung auf die Versorgungssicherheit der europäischen Netze im liberalisierten Umfeld verbunden.

In der Literatur werden zur Charakterisierung des NEM verschiedenen Begriffe verwendet [42], [2], [30], [17]. In dieser Arbeit werden die einzelnen Möglichkeiten des NEM nach der Dauer der Wirkung der Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung klassifiziert. Das Bild 1.4 zeigt einen Überblick der Teilaufgaben des NEM.

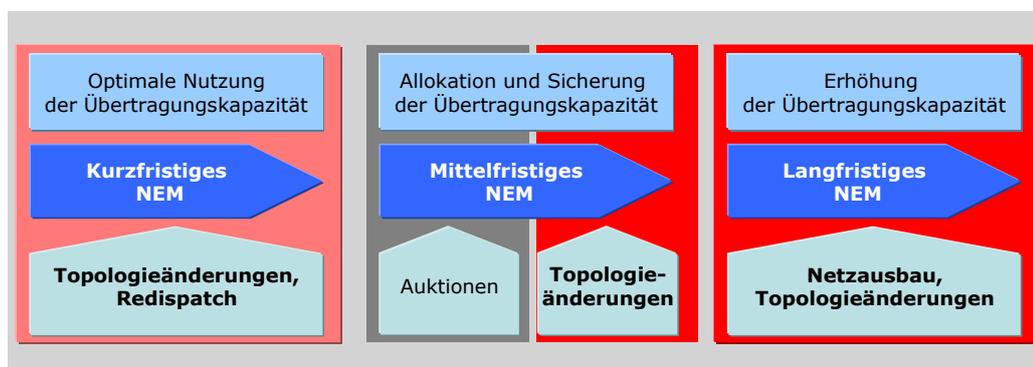


Bild 1.4: Teilaufgaben des Netzengpassmanagements

Dabei wird grundsätzlich zwischen den folgenden Phasen unterschieden:

- Das *kurzfristige Netzengpassmanagement* betrachtet Zeiträume von Stunden bis zu einem Tag. Die Auswirkung der Maßnahmen zum NEM beschränkt sich in der Beseitigung der in diesen Zeiträumen detektierten Netzengpässe. Solche Maßnahmen werden daher in der Netzbetriebsplanung oder in der Netzbetriebsführung eingesetzt, nachdem die Marktteilnehmer über ihre Fahrpläne entschieden haben. Netzbezogene Maßnahmen wie Topologieänderungen oder marktbasierende Maßnahmen wie Redispatch werden im Rahmen des kurzfristigen NEM zur Netzengpassbeseitigung eingesetzt. Das wesentliche Ziel des

kurzfristigen NEM kann als optimale Nutzung der Übertragungskapazität formuliert werden.

- Das *mittelfristige Netzengpassmanagement* betrachtet Zeiträume von mehreren Tagen bis zu einem Jahr. Die Maßnahmen des mittelfristigen NEM sind grundsätzlich als Übergangslösung konzipiert, bis die notwendige Übertragungskapazität durch den Netzausbau zur Verfügung gestellt wird. Netzbezogenen Maßnahmen wie Topologieänderungen im Rahmen des mittelfristigen NEM haben das Ziel, die dem Markt zur Verfügung stehende Übertragungskapazität zu sichern und die geplanten Abschaltungen für Wartungsarbeiten und Reparaturen zu ermöglichen. Marktbasierte Verfahren im Rahmen des mittelfristigen NEM haben das Ziel, einen Anreiz an die Marktteilnehmer zu geben, ihre Fahrpläne so anzupassen, dass die Entstehung eines Netzengpasses vermieden wird. Sie werden auch als präventive NEM-Methoden bezeichnet. Derzeit werden die Auktionen (explizit oder implizit) als marktbasierte Verfahren im Rahmen des mittelfristigen NEM angewendet.
- Das *langfristige Netzengpassmanagement* betrachtet Zeiträume, die sich bis zu mehreren Jahren erstrecken. Im Rahmen des langfristigen NEM werden die Netzengpässe möglichst langfristig durch eine Erhöhung der Übertragungskapazität beseitigt. Der Netzausbau sowie Topologieänderungen sind exemplarisch Maßnahmen, die dabei zur Netzengpassvermeidung angewendet werden.

Bei der gewählten Klassifizierung des NEM ist es auffällig, dass die Topologiemassnahmen für alle Teilaufgaben des NEM gebraucht werden können. Sie sind im Vergleich zu den anderen NEM-Methoden mit wenig Kosten für den ÜNB verbunden. Sie stellen vor allem eine netztechnische Lösung zur Vermeidung von Netzengpässen dar, die insbesondere unabhängig von der gewählten Marktform den ÜNB zur Verfügung steht. Sie können nur von einem ÜNB durchgeführt werden und sind unabhängig von der zukünftigen Entwicklung der regionalen Modelle zur schrittweisen Integration des europäischen Strommarkts. Insbesondere die Unabhängigkeit von der zukünftigen Gestaltung der Regionen des europäischen Strommarkts begründet unter anderem die Wahl eines NEM mit Topologiemassnahmen.

Ferner können Topologiemassnahmen in direkten Kombinationen mit dem Redispatch und in Kombination mit den Netzausbaumaßnahmen angewendet werden. Sie können

ebenfalls die Auktionen indirekt beeinflussen, weil durch Topologieänderungen die Übertragungskapazität des Netzes beeinflusst wird [60], [63].

Die in dieser Arbeit gewählte Klassifizierung zeigt, welche Kombinationsmöglichkeiten in der Netzengpassbeseitigung zu einer Effizienzsteigerung des NEM führen können:

- Die Kombination von Redispatch und Topologiemassnahmen kann zur Erhöhung der Effektivität des Redispatch beitragen [35], [38].
- Die Kombination von Netzausbaumaßnahmen und Topologiemassnahmen kann zur Erhöhung der Effektivität der Netzausbaumaßnahmen beitragen [36].

Eine Kombination von Topologiemassnahmen und Auktionen ist nicht zielführend. Aus diesem Grund wird bereits im Bild 1.4 eine Kombination von Topologiemassnahmen und Auktionen zu Netzengpassbeseitigung ausgeschlossen. Diese Arbeit wird daher nur die Maßnahmen (Topologiemassnahmen, Redispatch, Netzausbau) berücksichtigen, die unmittelbar von den ÜNB identifiziert und eingeleitet werden.

Die Analyse der Ansätze in der Literatur zeigt, dass das Redispatch, die Auktionen oder der Netzausbau ausführlich als einzelne NEM-Methoden von den Autoren behandelt werden. Ein Großteil der aktuellen Ansätze zum NEM beschäftigt sich insbesondere mit den marktorientierten Verfahren wie implizite oder explizite Auktionen [33], [31], [23]. In [3] wird ein Vorschlag zur Realisierung eines zonenübergreifenden Redispatch auf Basis eines Optimierungsverfahrens gezeigt. Dabei wird als Optimierungsverfahren der Augmented-Lagrangian Optimierungsansatz gewählt. Die Topologie des bestehenden Netzes wird nicht verändert. In [40] wird ein Vorschlag zur Auswahl von Ausbaumaßnahmen auf Basis eines Verfahrens entwickelt, das eine Marktsimulation für einen langfristigen Zeithorizont berücksichtigt. Dabei wird die Topologie des bestehenden Netzes ebenfalls nicht verändert. In [32] wird die implizite Auktion "Market Coupling" ausführlich behandelt. In [6] werden die NEM-Methoden Redispatch und Auktionen (explizit, implizit) im Hinblick auf innerdeutsche Engpässe im Übertragungsnetz ausführlich untersucht. Eine Berücksichtigung von Topologiemassnahmen fehlt ebenfalls in dieser Analyse. Einige Ansätze fokussieren sich auf die Einführung von neuen Technologien in Übertragungsnetze auf Basis von *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTS), die eine flexible Steuerung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz ermöglichen [39], [58].

Zusammenfassend fehlt in den Ansätzen eine systematische Berücksichtigung des Einflusses der Topologiemassnahmen auf die NEM-Methoden, obwohl diese zur Effizienzsteigerung des NEM führen. Eine Netztopologieoptimierung der bestehenden Netze durch eine systematische Analyse von Topologiemassnahmen wird oft nicht durchgeführt.

Ferner entsteht aufgrund der Vermaschung des europäischen Hochspannungsnetzes ein zunehmend erhöhter Koordinationsbedarf zwischen den ÜNB, um weiterhin die Versorgungssicherheit von Millionen Einwohnern bei sich schnell ändernden Leistungsflüssen in einem dynamischen Strommarkt in Europa zu gewährleisten. Weitere Ansätze zur Intensivierung der regelzonenübergreifenden Zusammenarbeit der ÜNB wurden Ende 2008 geschaffen, mit der Neugründung einer neuen Organisation Namens ENTSO (European Network Transmission Systems Operators). Die ENTSO soll die Zusammenarbeit der europäischen Übertragungsnetzbetreiber in einer Organisation vereinen [28]. Neben der ENTSO gingen am Anfang des Jahres 2009 die ersten Netzsicherheitscenter mit neuen Koordinierungsaufgaben in Betrieb. Aus der bisherigen Analyse des NEM besteht zunehmend ein Bedarf an neuen Verfahren zum NEM unter Berücksichtigung der gestiegenen Anforderungen an der Zusammenarbeit der ÜNB.

Das *regelzonenübergreifende Netzengpassmanagement* (RÜ-NEM) hat daher die Aufgaben einer Netzengpassdetektion und einer Netzengpassbeseitigung in mehreren Regelzonen auf Basis eines gemeinsamen Netzmodells (Bild 1.5).

Eine weitere Aufgabe der ÜNB neben dem Netzengpassmanagement ist die Instandhaltung der Netzbetriebsmittel. Im Rahmen der Netzinstandhaltung sorgt das Abschaltmanagement für die Planung des Abschaltbegehrens der zu wartenden Netzbetriebsmittel. Da die Übertragungsnetze heute bereits nah an ihrem Limit betrieben werden, wird das Abschaltmanagement zunehmend durch Netzengpässe eingeschränkt. Kritische Netzsituationen treten häufiger bei der Überprüfung einer durch das geplante Abschaltbegehren veränderte Netztopologie auf. Die Netzstörung im UCTE-Verbundnetz am 4.11.2006 resultiert aus einer solchen Netzsituation [49], [4]. Ansätze, die die ÜNB beim Abschaltmanagement rechnergestützt unterstützen und regelzonenübergreifend nach alternativen Netzschaltungen suchen, können dazu beitragen, die Versorgungssicherheit in Europa zu erhöhen.

In Deutschland erfolgt zudem der Ausbau der Übertragungsnetze grundsätzlich auf der 380-kV-Spannungsebene. Die deutschen ÜNB planen seit langer Zeit, die 220-kV-Spannungsebene schrittweise zu ersetzen. Der Rückbau von 220-kV-Leitungen erfolgt

meistens aufgrund des Alters der betroffenen Netzbetriebsmittel. Wenn das Übertragungsnetz auf der 380-kV-Spannungsebene, wie von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigt, ausgebaut wird, stellt sich zumindest in Deutschland die Frage, ob der Rückbau der 220-kV-Leitungen eher durchgeführt werden kann. Dafür benötigen die ÜNB neue Verfahren, die für bestehende Netze die potenziellen 220-kV-Rückbauleitungen ermitteln könnten, ohne dabei Netzengpässe zu verursachen.

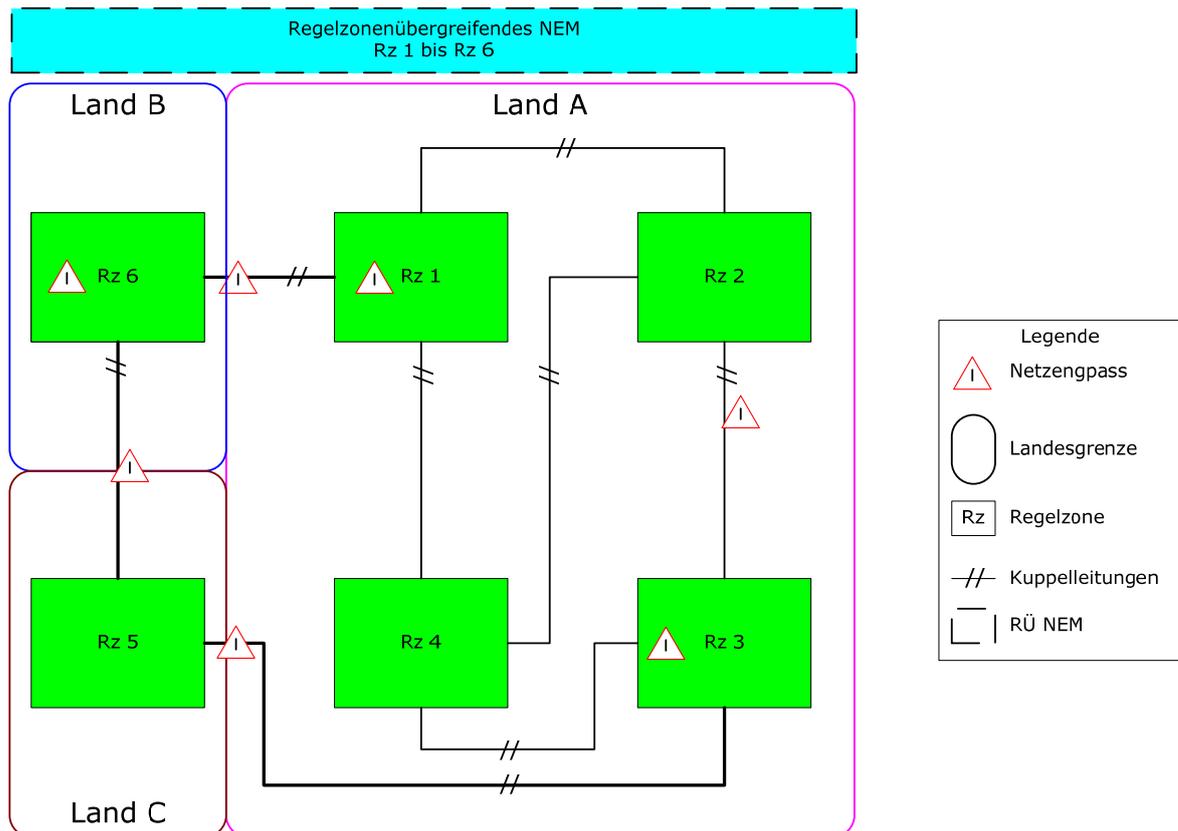


Bild 1.5: Konzept des regelzonenübergreifenden Netzengpassmanagements

1.3 Ziel der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines rechnergestützten Verfahrens zum regelzonenübergreifenden Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen. Das Verfahren soll die Übertragungsnetzbetreiber im kurzfristigen, mittelfristigen oder langfristigen NEM bei der Ermittlung von Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung unterstützen.

Das NEM wird als Optimierungsproblem formuliert mit dem Ziel der Minimierung des gesamten (finanziellen) Aufwands des NEM unter Berücksichtigung der vom Gesetzgeber vorgeschriebenen, bevorzugten Behandlung von Topologiemassnahmen. Dieses Optimierungsproblem besteht aus kontinuierlichen und diskreten Entscheidungsvariablen. Abhängig vom Einsatz des Verfahrens werden Kombinationen von Topologiemassnahmen mit minimalem Redispatch oder minimal notwendigen Netzausbaumaassnahmen ermittelt.

In der Netzengpassdetektion zeichnet sich diese Arbeit aus insbesondere durch:

- Die Modellierung des nichtlinearen Übertragungsverhaltens des Übertragungsnetzes und die Integration der Netzberechnungsverfahren Lastflussrechnung, Ausfallsimulationsrechnung ((n-1)-Ausfallrechnung, erweiterte Ausfallrechnung und Simulation von Sammelschienenfehlern), Kurzschlussrechnungen und Verfahren zur Überprüfung der transienten Stabilität im Rahmen der Netzengpassdetektion.
- Die Entwicklung eines flexiblen Verfahrens, das für beliebige netztechnische Beurteilungskriterien von Übertragungsnetzen anwendbar ist.

In der Netzengpassbeseitigung werden für die Lösung der Aufgaben des regelzonenübergreifenden NEM die folgenden Punkte neu entwickelt oder verbessert:

- Modellierung von Koordinationskonzepten für das regelzonenübergreifende NEM.
- Modellierung von netzbezogenen Massnahmen insbesondere Topologiemassnahmen.
- Modellierung von marktbasierter Massnahmen in Form von Redispatch und Berücksichtigung der Austauschfahrpläne.
- Modellierung von Netzausbaumaassnahmen.
- Ermittlung von Kombinationen aus Topologiemassnahmen und minimalem Redispatch im kurzfristigen NEM.

- Ermittlung von Kombinationen aus Topologiemassnahmen und minimalen notwendigen Netzausbau im langfristigen NEM.
- Mathematische Formulierung eines Optimierungsproblems, das für das kurzfristige, mittelfristige oder langfristige NEM anwendbar ist und Lösung des Optimierungsproblems mit Hilfe von genetischen Algorithmen.

Die Netzengpassdetektion und die Netzengpassbeseitigung werden in einem Programmsystem namens NEMAS (**NetzEngpassMA**nagement**S**ystem) realisiert, mit dem weiteren Ziel, Übertragungsnetze mit großem Modellumfang untersuchen zu können.

Bei der Szenarien-Analyse wird erstmalig ein Vorschlag zur übergreifenden Multiszenarien-Analyse im Rahmen des NEM mit Topologiemassnahmen dargestellt. Dabei wird das NEM nicht nur für ein Szenario durchgeführt, wie es in der Praxis üblicherweise der Fall ist, sondern es wird eine globale Betrachtung aller Szenarien angestellt. Somit können Zeitreihen eines Tages auf einmal untersucht werden. Durch den gewählten Ansatz können mehrere Szenarien gemeinsam mit dem Ziel der Minimierung des Gesamtaufwands aller Massnahmen zur Netzengpassbeseitigung untersucht werden.

Durch den allgemeinen und sehr breit gewählten Ansatz ergeben sich für das gewählte Modellierungskonzept weitere Anwendungsbereiche für die Übertragungsnetzbetreiber. Es werden daher für das Abschaltmanagement, für die Rückbauplanung und für die Verlustminimierung Möglichkeiten dargestellt, wie das vorgestellte Verfahren angewendet werden kann. Insbesondere durch die Erweiterung des entwickelten Verfahrens auf das Abschaltmanagement und die Rückbauplanung wird erstmalig ein rechnergestütztes Verfahren vorgestellt, das systematisch Topologiemassnahmen zur Entscheidungsunterstützung des ÜNB berücksichtigen kann.

Die Funktionsfähigkeiten der entwickelten Modelle und des gesamten Verfahrens werden an realitätsnahen und realen Testnetzen für unterschiedliche Untersuchungszenarien nachgewiesen.

2 Analyse der Aufgabenstellung

2.1 Elektrische Energieversorgungssysteme

Weltweit steigt der Bedarf an elektrischer Energie an. Während in hoch entwickelten Ländern die elektrische Energie der Lebensnerv der Volkswirtschaft geworden ist, ist sie in Entwicklungsländern eine notwendige Voraussetzung für die Industrialisierung. Die Ansprüche an eine zuverlässige und sichere elektrische Energieversorgung sind dementsprechend sehr hoch. Ein Vorteil der elektrischen Energie ist deren Umwandelbarkeit aus allen Rohenergiearten in alle Nutzenergiearten.

Zu Beginn der Industrialisierung lieferten die ersten gebauten Kraftwerke Strom in ein einziges Netz. Beim Kraftwerksausfall war die Versorgung bei solchen Inselnetzen unterbrochen. In einem Verbundsystem sind dagegen mehrere Kraftwerke miteinander verbunden, sodass die Versorgungssicherheit beim Kraftwerksausfall für die Verbraucher erhöht wird. Darüber hinaus ist die Einführung und Betrieb eines Verbundsystems mit weiteren technischen und wirtschaftlichen Vorteilen verbunden [8], [56], [57]: Austausch von Reserveleistung, Stützung des Netzes bei Erzeugerausfällen und Gewährleistung der Frequenzstabilität, Spannungsstabilität, Überwachung und Steuerung der Energieübertragung von den Erzeuger- zu den Verbraucherzentren oder Ermöglichung eines wirtschaftlichen Einsatzes von großen Erzeugungsanlagen.

In einem Verbundsystem sind die Übertragungs- und Verteilungsnetze mit ihrem Umspann- und Schaltanlagen die Bindeglieder zwischen Erzeugung und Verbrauch. In Deutschland erfolgt die Verteilung der elektrischen Energie bis zu den Endverbrauchern über die Niederspannungsnetze (0,4 kV bis 1 kV), die Mittelspannungsnetze (0,6 kV bis 30 kV) sowie Teile des Hochspannungsnetzes (110 kV). Die deutschen Übertragungsnetze umfassen die Höchstspannungsebenen (220 kV und 380 kV) sowie zum Teil die 110-kV-Hochspannungsebene. Langfristig ist in Deutschland beabsichtigt, die 220-kV-Spannungsebene zurückzubauen.

Die Verteilungsnetze sind in viele galvanisch getrennte Netzgruppen unterteilt. Sie werden überwiegend strahlen- oder ringförmig aufgebaut [1]. Im Hinblick auf Topologiemassnahmen bieten sie daher einen sehr begrenzten Handlungsspielraum für den in dieser Arbeit gewählten Ansatz. Die Übertragungsnetze sind dagegen vermascht aufgebaut. Die Wahl dieser Netzstruktur ermöglicht auf einer Seite gegenüber den Verteilnetzen eine höhere Versorgungszuverlässigkeit. Auf der anderen Seite ist die Netz-

topologie der Übertragungsnetze wegen der Vermaschung sehr komplex und die Anzahl der möglichen Netzschaltungsvarianten sehr groß.

Das Übertragungsnetz dient bei diesem hierarchischen Aufbau der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen, der Einbindung großer Erzeugungsanlagen sowie dem überregionalen Energieaustausch zwischen den Verbundpartnern. Ein Übertragungsnetzbetreiber ist verantwortlich für den Ausbau, die Wartung sowie den Betrieb des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet. Er ist außerdem für das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch in seinem Netzgebiet (Regelzone) zuständig. Für den Verbundbetrieb sind die Regelzonen in den Höchstspannungsebenen über Kuppelleitungen miteinander verbunden. Das Bild 2.1 zeigt an einem Beispiel den prinzipiellen Aufbau eines Verbundsystems.

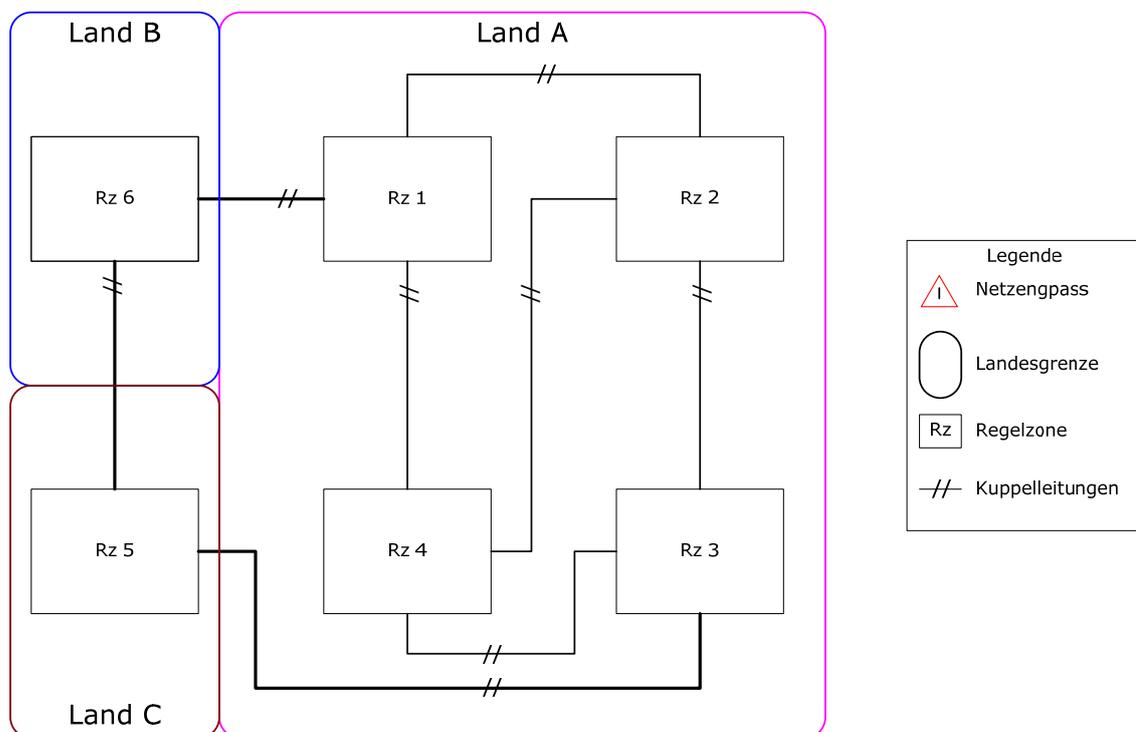


Bild 2.1: Aufbau eines Verbundsystems

2.2 Rahmenbedingungen für die Aufgabenstellung

2.2.1 Liberalisierung des europäischen Strommarkts

Mit der Liberalisierung des Strommarkts im Jahr 1998 wurde das Übertragungsnetz zu einem Marktplatz für den nationalen und internationalen Stromhandel [11], [24],

[26]. Das Übertragungsnetz ist ein natürliches Monopol, das für die Übertragung von Strom zwischen Erzeugern und Nachfragern (Verbrauchern) unabdingbar ist. Für einen erfolgreichen Wettbewerb im Strommarkt müssen die ÜNB den Marktteilnehmern einen diskriminierungsfreien Netzzugang gewährleisten. Bedingt durch die Preisunterschiede des Stroms in den einzelnen Ländern in Europa, nahm der grenzüberschreitende Stromhandel nach der Liberalisierung stark zu [46]. Der Bedarf an Übertragungskapazitäten für den weiträumigen Stromhandel ist schneller größer gewachsen als die verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Regelzonen, so dass die ersten Engpässe auftraten.

Um den steigenden Aufgaben, resultierend aus der Liberalisierung des Strommarkts, gerecht zu werden, gründeten die ÜNB bereits im Jahr 1999 eine Organisation namens ETSO (European Transmission System Operators). Im Unterschied zu der bisherigen Koordination der ÜNB, die insbesondere von der Versorgungssicherheit geprägt war, konzentrieren sich die Aktivitäten der ÜNB innerhalb der ETSO auf die Entwicklung von gemeinsamen Regeln aus Sicht der ÜNB für die Integration der europäischen Strommärkte.

Die ETSO in Zusammenarbeit mit der EuroPEX (Association of European Power Exchanges) erarbeitet Konzepte für eine schrittweise Integration der europäischen Strommärkte [23]. Die Analyse des Berichts zeigt, dass für das langfristige Ziel der Integration der europäischen Strommärkte, eine intensivere Kooperation zwischen den ÜNB in der Zukunft zu erwarten ist. Insbesondere die NEM-Methoden der expliziten Auktionen und der impliziten Auktionen werden in unterschiedlicher Form in den Ansätzen vorgeschlagen.

Die gesetzliche Grundlage zum grenzüberschreitenden Stromhandel und somit zum heutigen Engpassmanagement wurde mit der Verordnung 1228/2003 der Europäischen Kommission und den entsprechenden Anhängen verabschiedet [27], [25]. Sie wurde zum Teil in die nationalen Gesetze der einzelnen Länder übernommen. Dabei ist der ÜNB unter anderem verpflichtet, Netzengpässe beim Stromtransport zu vermeiden.

In Deutschland sind die Regeln des Netzengpassmanagements im *Energiewirtschaftsgesetz* (EnWG) [15] und in der *Stromnetzzugangsverordnung* (StromNZV) [13] festgelegt.

Die Analyse der derzeitigen Gesetze zeigt, dass die netzbezogenen Maßnahmen im Rahmen der Netzengpassbeseitigung von den Übertragungsnetzbetreibern zu bevorzugen sind. Falls diese nicht ausreichen, um die Netzengpässe zu beseitigen, sollen marktbasierende Maßnahmen wie Redispatch angewendet werden. Für dauerhafte Netzengpässe sind Auktionen (explizite oder implizite Auktionen) anzuwenden. Um Netzengpässe langfristig zu vermeiden, sollen ebenfalls die ÜNB die Übertragungskapazität beispielsweise durch Netzausbaumaßnahmen erhöhen.

2.2.2 Entwicklung der erneuerbaren Energien

Die Erhöhung des Anteils der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Energieversorgungssystem in Deutschland ist im Interesse des Klima- und Umweltschutzes ein wichtiges Ziel der Bundesregierung. Aus diesem Grund wurde das *Erneuerbare Energie Gesetz* (EEG) im Jahr 2000 verabschiedet. In seiner jetzigen Fassung, die zum 01.01.2009 in Kraft getreten ist, verfolgt die Bundesregierung das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf mindestens 30 % bis zum Jahr 2020 zu erhöhen [12]. Seit der Einführung dieses Gesetzes im Jahr 2000 hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung erhöht. Vor allem die Einspeisung aus Windenergie erfuhr einen rasanten Anstieg. Das Bild 2.2 zeigt die Entwicklung der kumulierten Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland von 1990 bis zum Jahr 2008.

Für die folgenden Jahre gehen die Prognosen von einem weiteren Anstieg der Einspeisung aus Windenergieanlagen aus. Insbesondere ist es mit einer starken Zunahme der Einspeisung von Offshore-Windenergieanlagen zu rechnen. Für das Jahr 2020 wird die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land auf 27,9 GW und auf See auf 20,4 GW prognostiziert. Die Offshore-Windparks sind an der Nord- und Ostsee geplant. Diese Entwicklung wird in den nächsten Jahren zu einem Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland führen [9].

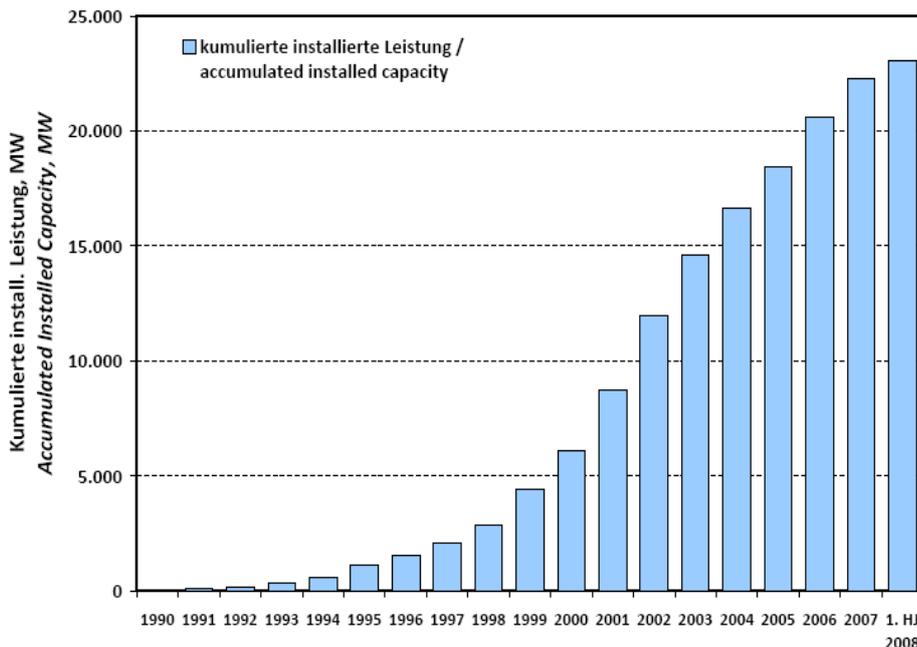


Bild 2.2: Installierte Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland [16]

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien entsteht zunehmend Bedarf an Übertragungskapazität und an Koordinierung der Maßnahmen der ÜNB, um sowohl regelzoneninterne als auch regelzongrenzüberschreitende Netzengpässe zu vermeiden.

2.2.3 Entwicklung des Kraftwerksparks im liberalisierten Umfeld

Die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland erfolgt aufgrund der Liberalisierung zunehmend nicht mehr nach dem Prinzip der verbrauchernahen Erzeugung. Da die Entscheidungen für den Zubau von neuen Kraftwerken nicht von den Übertragungsnetzbetreibern beeinflusst werden dürfen, konzentrieren sich die geplanten Zubauten von Kraftwerken insbesondere in Regionen mit Standortvorteilen. Zum einen konzentrieren sich die Zubauten in Norddeutschland aufgrund der logistischen Vorteile der Nähe des Nord- oder Ostsee für die Anlieferung des Hauptbrennstoffes mit Schiffen (z.B. Steinkohle). Zum anderen konzentrieren sich weitere Zubauten im Rhein-Ruhr-Gebiet aufgrund der vorhandenen, großen förderfähigen Reserven für die Braunkohle.

Die massive Konzentration der Zubauten von Kraftwerken in besonderen Netzgebieten erfordert die Bereitstellung von Netzanschlüssen durch den Übertragungsnetzbetreiber. Die *Kraftwerksnetzanschlussverordnung* (KraftNAV) regelt die Verpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber beim Anschlussbegehren [14].

Im Modell "Stromtransport 2012" zeigen die Übertragungsnetzbetreiber die Auswirkungen von Zubauten von Kraftwerken auf das Übertragungsnetz [20]. In diesem Modell ist der geplante Ausstieg aus der Kernenergie berücksichtigt worden [10]. Berücksichtigt wurde ebenfalls die erwartete Zunahme der Einspeisung aus Windenergie bis zum Jahr 2012. Der Ausstieg aus der Kernenergie führt zu einem Erzeugungsmangel in Verbraucherschwerpunkten in Süddeutschland. Zudem sind die zu erwartenden Zunahmen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in diesem Modell berücksichtigt worden.

Die Kernaussage des Modells ist der Bedarf von Netzausbaumaßnahmen, um die zu erwartenden regelzoneninternen wie auch regelzonengrenzüberschreitenden Netzengpässe zu vermeiden. Bis zur vollständigen Realisierung aller notwendigen Netzausbaumaßnahmen schlagen die ÜNB die Einführung einer innerdeutschen Engpassbewirtschaftung im Übertragungsnetz vor. Die Entwicklung eines solchen Verfahrens wird derzeit von der Bundesnetzagentur überprüft. In diesem Zusammenhang werden derzeit die marktbasierenden Maßnahmen Redispatch, explizite Auktionen oder implizite Auktionen untersucht [6].

2.2.4 Regulierung der Übertragungsnetze

Die Übertragungsnetze und Verteilnetze unterliegen als natürliches Monopol einer Regulierung, um einen diskriminierungsfreien Netzzugang und eine preisgünstige Netznutzung für alle Marktteilnehmer sicherzustellen. Mit der Regulierung der Übertragungsnetze steigt der Druck auf die ÜNB, eine Effizienzsteigerung in allen Kostenpositionen zu erreichen.

Die Bundesnetzagentur überprüft, ob die Übertragungsnetzbetreiber die gesetzlichen Vorgaben zum Engpassmanagement, Netzausbau und allgemein die vorgeschriebenen Dienstleistungen eines Übertragungsnetzbetreibers erfüllen.

Zu diesem Zweck werden von der Bundesnetzagentur Daten von den Netzbetreibern zur Bewertung des aktuellen Netzzustands der Netze und der geplanten Netzausbaumaßnahmen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber erhoben. Im Jahr 2008 wurde von der Bundesnetzagentur ein Bericht zum Netzzustand und zu den geplanten Netzausbaumaßnahmen der deutschen ÜNB veröffentlicht [5]. Die Analyse des im Jahr 2008 veröffentlichten Berichts bestätigt ebenfalls die Erwartung, dass die zukünftigen Entwicklungen im internationalen Stromhandel, die Konzentration der Zubauten von Kraftwerken, die Zunahmen der Einspeisung aus Windenergie und der geplante Aus-

stieg aus der Kernenergie zu Netzengpässen in Deutschland führen werden, wenn das Übertragungsnetz nicht ausgebaut wird.

2.2.5 Rückbauplanung der 220-kV-Spannungsebene

Das Bild 2.3 zeigt das Durchschnittsalter der Betriebsmittel der ÜNB. Es ist besonders auffällig, dass die Gruppe der 220-kV-Maste mit knapp 50 Jahren die älteste Gruppe darstellt.

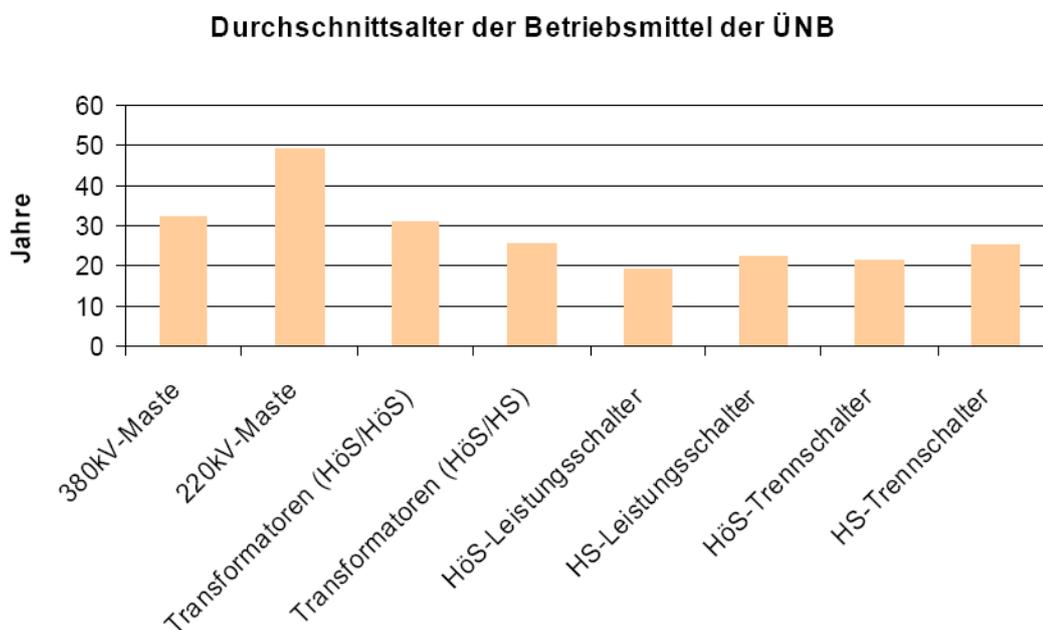


Bild 2.3: Durchschnittsalter der Betriebsmittel der ÜNB [5]

Der Rückbau der 220-kV-Spannungsebene in Deutschland ist seit langer Zeit geplant. Es stellt sich daher angesichts der geplanten umfangreichen Netzausbaumaßnahmen ausschließlich in der 380-kV-Spannungsebene die Frage, inwieweit die 220-kV-Spannungsebene zurückgebaut werden kann.

2.3 Aufgabenbereiche der Übertragungsnetzbetreiber im Hinblick auf das Netzengpassmanagement

2.3.1 Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung hat das Ziel, wirtschaftliche Netzkonzepte unter Berücksichtigung der aktuellen und der prognostizierten Einspeise- und Lastsituation zu entwickeln [53].

Die Zielnetze der Netzausbauplanung sollen einen sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlich optimalen Systembetrieb ermöglichen. Durch die Erhöhung der Übertragungskapazität sollen Netzengpässe durch die Netzausbaumaßnahmen ebenfalls möglichst langfristig beseitigt werden. Aufgrund der Regulierung der Übertragungsnetze soll dabei eine preisgünstige Netznutzung durch die Marktteilnehmer möglich sein. Der Planungshorizont der Netzausbauplanung beträgt bis zu 30 Jahre. Die Anforderungen an die Rechenzeit der einzusetzenden Verfahren zur Entscheidungsfindung sind daher nicht sehr hoch.

Auf Basis der gestellten Anforderungen an das Zielnetz untersucht der Netzplaner die definierten Szenarien einzeln mit Hilfe von Planungswerkzeugen zu Netzsicherheitsberechnungen. Er ermittelt dabei die notwendigen Netzausbaumaßnahmen unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Kriterien, die in dieser Planungsphase nur von einem erfahrenen Netzplaner verarbeitet werden können. Diese Bewertungskriterien umfassen die wirtschaftlichen Anforderungen, die technischen Anforderungen, die Umweltanforderungen oder die individuelle Unternehmensstrategie. Typische Beispiele sind die Kenntnisse zu möglichen Trassen, die Kenntnisse zu Strommasten, auf denen eine Zubeseilung möglich ist oder Kenntnisse der Geografie der Netzgebiete (Berge, Naturschutzgebiete usw.).

Für jedes Szenario ermittelt der Netzplaner zunächst ein Zielnetz. Dabei werden eventuell Topologiemassnahmen vom Netzplaner vorgenommen. In der Praxis werden diese in der Nähe von Netzengpassstellen durchgeführt, um lokale Netzengpassprobleme zu beseitigen. Zum Schluss der Analyse der einzelnen Szenarien findet eine Entscheidung über die notwendigen Maßnahmen statt, die im Zielnetz berücksichtigt werden. Im besten Fall führt die Summe der ermittelten Maßnahmen zu einem insgesamt engpassfreien Netz für alle untersuchten Szenarien. Leider ist es üblich, dass aufgrund der physikalischen Gesetze noch zusätzliche Netzausbaumaßnahmen notwendig sind, um insgesamt ein engpassfreies Netz für alle untersuchten Szenarien zu erhalten. An-

hand der Investitionskosten für die Netzausbaumaßnahmen werden anschließend die ersten Abschätzungen des finanziellen Aufwands für die Netzausbaumaßnahmen ermittelt. Die Tabelle 2.1 verdeutlicht exemplarisch die Größenordnung des finanziellen Aufwands ausgewählter Netzausbaumaßnahmen.

Investitionskosten gemäß ÜNB-Angaben für ETSO (2002)		
380-kV-Hochstromleitung Binnentiefland	850	T€/km
380-kV-Hochstromleitung Küste, Mittelgebirge	1000	T€/km
380-kV-Stromkreis, Auflegen auf vorh. Gestänge	125	T€/km
380-kV-Doppel-Freileitung Binnentiefland	700	T€/km
380-kV-Doppel-Freileitung Küste, Mittelgebirge	850	T€/km
220-kV-Doppel-Freileitung Binnentiefland	445	T€/km
220-kV-Doppel-Freileitung Küste, Mittelgebirge	535	T€/km
380-kV-Schaltfeld	1850	T€
220-kV-Schaltfeld	1200	T€
380/220-kV-Transformator	11	T€/MVA
380/110-kV-Transformator	12	T€/MVA
380-kV-Vierfach-Freileitung Binnenland	1200	T€/km
380-kV-Vierfach-Freileitung Küste, Mittelgebirge	1400	T€/km
Investitionskosten der Kompensationsmittel und Querregler		
380-kV-Serienkompensation	12	T€/Mvar
380-kV-Kompensationsdrosselspule	10	T€/Mvar
380-kV-Kondensator (statisch)	10	T€/Mvar
380-kV-Kompensator FACTS (SVC, TCSC)	40	T€/Mvar
380-kV-Querregler	10	T€/Mvar

Tabelle 2.1: Investitionskosten ausgewählter Maßnahmen im Übertragungsnetz [9]

Die beschriebene Vorgehensweise ist mit einigen Nachteilen verbunden, weil dadurch die Optimierungspotenziale, die sich aus einer übergreifenden Multiszenarien-Analyse mit Kombinationen von Topologiemassnahmen und Netzausbaumaßnahmen ergeben können, nicht ausreichend genutzt werden. Eine übergreifende Multiszenarien-Analyse in der Netzausbauplanung bedarf auf der anderen Seite einer rechnergestützten Un-

terstützung, insbesondere wenn die angenommene Netzschaltung gezielt zur Engpassvermeidung verändert werden soll. Die Analyse der Ansätze in der Literatur zur Netzausbauplanung zeigt, dass gerade hier eine Lücke vorhanden ist. Die Netztopologie und somit die vorhandene Netznormalschaltung werden kaum infrage gestellt.

Zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen den Regelzonen ist es oft erforderlich, eine koordinierte Netzausbauplanung zwischen beteiligten ÜNB durchzuführen. Eine regelzonenübergreifende Netzausbauplanung auf Basis eines gemeinsamen Datenmodells bietet sich für diese Fälle an, um alle Einsparpotenziale durch eine Kooperation der beteiligten ÜNB ausschöpfen zu können.

2.3.2 Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung

Die Netzbetriebsplanung sorgt dafür, dass mittel- und kurzfristig anstehende Ereignisse wie Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an Betriebsmitteln durch die Netzbetriebsführung beherrscht werden [53]. Der typische Planungshorizont der Netzbetriebsplanung geht von heute (d) bis zu ein Jahr in die Zukunft. Die Aufgabenbereiche der Netzbetriebsplanung sind vielfältig und umfassen unter anderem das Fahrplanmanagement, das Abschaltmanagement, die Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazität an engpassbehafteten Regelzongrenzen für die Durchführung der Auktionen (ATC-Berechnungen), die Erstellung von Datensätzen für die regelzonenübergreifende Netzengpassvorschau im europäischen Verbundnetz (DACF-Datensatz) usw. Das Bild 2.4 zeigt einen Überblick der Prozesse der Netzbetriebsplanung im Hinblick auf das NEM.

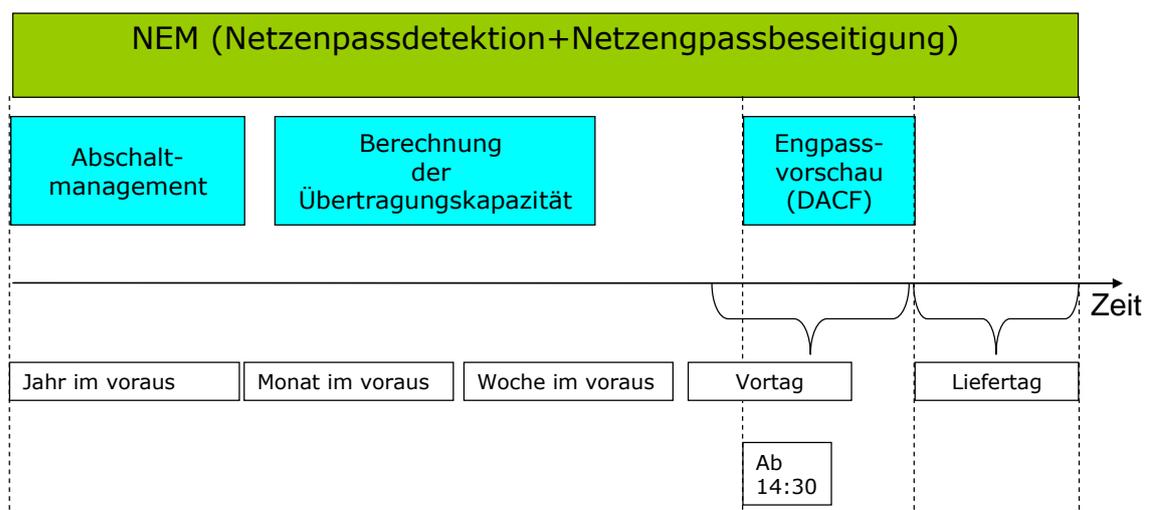


Bild 2.4: Prozesse der Netzbetriebsplanung im Hinblick auf das NEM

Eine Teilaufgabe der Netzbetriebsplanung ist das Abschaltmanagement. Die Planung des Abschaltens von Betriebsmitteln (Kuppelleitungen, Transformatoren, usw.) zu Wartungsarbeiten erfordert bereits eine Koordination der Maßnahmen. Weitere Teilaufgaben der Netzbetriebsplanung sind die Berechnung der für den Markt verfügbaren Übertragungskapazitäten [22] und die regelzonenübergreifende Netzengpassvorhersage mit Hilfe des DACF-Datensatzes.

Die letzte Netzengpassdetektion der Netzbetriebsplanung erfolgt "heute für morgen" basierend auf den aus dem Stromhandel resultierenden Fahrplänen, auf der Prognose der Einspeisungen der Windeinspeisung, auf die Austauschfahrpläne mit den Nachbar-netzen sowie auf die prognostizierte Lastsituation. Die geplante Netztopologie und die Schalthandlungen stellen ebenfalls wichtige Eingangsdaten für die Netzengpassdetektion in der Netzbetriebsplanung dar. In der Netzbetriebsplanung "heute für morgen" werden typischerweise Zeitreihen analysiert. In der Netzbetriebsplanung "ein Jahr im Voraus" werden die zwischen den ÜNB abgestimmten Referenzszenarien für den Winter und für den Sommer verwendet.

Die Analyse der Aufgaben der Netzbetriebsplanung zeigt, dass die Anforderungen an die Rechenzeit der einzusetzenden Verfahren zur Netzengpassdetektion und zur Netzengpassbeseitigung am Vortag am höchsten sind. Die systematische Analyse von Topologiemassnahmen in allen Phasen der Netzbetriebsplanung bietet sich als eine Möglichkeit zur Effizienzsteigerung der NEM-Methoden an.

Die Netzbetriebsführung hat die Aufgabe der kontinuierlichen Überwachung und der Steuerung des Systems, bestehend aus dem Übertragungsnetz, den angeschlossenen Lasten und den Erzeugungseinheiten. In der Netzbetriebsführung werden zur Netzengpassbeseitigung Zeitreihen oder einzelnen Zeitintervalle analysiert.

Um die Aufgaben der Netzbetriebsplanung und der Netzbetriebsführung zu erfüllen, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber Verfahren zum NEM, die sowohl für einzelne Zeitintervalle als auch für Zeitreihen einsetzbar sind.

2.4 Anforderungen an ein engpassfreies Netz

2.4.1 Überblick

Die Überprüfung der Szenarien im Rahmen der Netzengpassdetektion erfolgt mit den Netzberechnungsverfahren der Lastfluss-, Ausfallsimulations- und Kurzschlussrechnungen. Die Beurteilungskriterien, die sich aus den zuvor genannten Netzberechnungsverfahren ermitteln lassen, können in die zwei Hauptgruppen

- Lastfluss- und Ausfallsimulation sowie
- Kurzschluss und transiente Stabilität

aufgeteilt werden und sind in der Tabelle 2.2 und Tabelle 2.3 aufgelistet.

Lastfluss und Ausfallsimulation				
Beurteilungskriterien	Netzzustand			
	(n-0)	(n-1)	(n-1)_{erw}	V_{sam}
Spannungsgrenzen	x	x	x	x
Stromgrenzen	x	x	x	x
Spannungswinkeldifferenz	x	x		
Spannungsbetragsdifferenz	x	x		
Einspeiseleistung an Sammelschiene	x			

Tabelle 2.2: Beurteilungskriterien der Lastflussanalyse

Die nicht fett markierten Kreuze stellen die Beurteilungskriterien als Mindestanforderungen dar, die in den Regelwerken der ÜNB beachtet werden [53], [51]. Diese werden im Folgenden als Standard-Beurteilungskriterien für die Netzengpassdetektion bezeichnet. Für eine umfangreiche Netzengpassdetektion können aber weitere Beurteilungskriterien herangezogen werden.

Die Beurteilungskriterien der Tabelle 2.2 können prinzipiell um weitere sinnvolle Kriterien ergänzt werden. Die genaue Auswahl, welche Beurteilungskriterien in der Netzengpassdetektion berücksichtigt werden, ist dann von den bereits beschriebenen Teilaufgaben der ÜNB abhängig.

Die Bezeichnung "(n-0)" in der Tabelle 2.2 beschreibt den Schaltzustand des Netzes für die Lastflussrechnung. Diese Lastflussrechnung wird ebenfalls im folgenden Grund-

fall genannt. Die Bezeichnung "(n-1)" beschreibt die Netztopologie unter der Annahme, dass ein Betriebsmittel ausfällt. Neben dem stochastischen Ausfall einzelner Betriebsmittel ((n-1)-Ausfallvariante) berücksichtigen die ÜNB zunehmend weitere geschwächte Netzzustände. Diese Netzzustände sind durch die Bezeichnungen "(n-1)_{erw}" (für die geschwächten Netzzustände mit geplanten Abschaltungen) und "v_{sam}" (für Sammelschienausfälle) dargestellt.

Die Ausfallsimulationsrechnungen umfassen daher die Ausfallrechnungen zur Überprüfung des (n-1)-Kriteriums, die Ausfallrechnungen zur Überprüfung des erweiterten (n-1)-Kriteriums sowie die Sammelschienausfallrechnungen (Ausfall eines Knotens).

Die Tabelle 2.3 stellt die Beurteilungskriterien dar, die sich aus der Analyse der Kurzschlussrechnungen ergeben.

	Kurzschluss	Transiente Stabilität
Beurteilungskriterien	Netzzustand	Netzzustand
	(n-0)	(n-0), (n-1)_{ts}
Ausschaltstrom	x	
Mindest netzseitig anstehende Kurzschlussleistung nach TC 2007		x

Tabelle 2.3: Beurteilungskriterien der Kurzschlussrechnungen

Die Überprüfung der *Transienten Stabilität* (TS) erfolgt mit Hilfe der Ergebnisse der Kurzschlussrechnungen für den Netzzustand im Grundfall "(n-0)" sowie für die Netzzustände "(n-1)_{ts}". Dabei wird das Beurteilungskriterium transiente Stabilität entsprechend dem Transmission Code 2007 bewertet [53].

2.4.2 Definition eines Netzengpasses

Der erste Schritt der Netzengpassdetektion ist die Festlegung der Anforderungen an ein engpassfreies Netz. Dazu wählt der ÜNB in Abhängigkeit von der durchzuführenden Untersuchung und in Abhängigkeit vom Planungshorizont die zu überprüfenden Beurteilungskriterien aus Tabelle 2.2 und Tabelle 2.3.

Ein Netzengpass liegt dann vor, wenn unter Annahme einer zu erwartenden Einspeise- und Lastsituation die gewählten Beurteilungskriterien der Netzsicherheit für die Erfül-

lung der Übertragungs- und Versorgungsaufgaben des ÜNB nicht eingehalten werden können.

2.4.3 Beurteilungskriterien für die Netzengpassdetektion

2.4.3.1 Spannungsgrenzen und Stromgrenzen

Die in den einzelnen Spannungsebenen maximal und minimal zulässigen Betriebsspannungen müssen an allen Knoten k eingehalten werden. Die Anforderungen gelten für alle Knoten in der betrachteten Regelzone in dem berechneten Szenario.

$$U_{\min,k} \leq U_k \leq U_{\max,k} \quad k = 1, \dots, N^{\text{KNO}} \quad (2.1)$$

Die obere Spannungsgrenze ist durch die Isolation der Netzelemente bestimmt. Üblicherweise beträgt die maximal zulässige Betriebsspannung 420 kV für die 380-kV-Spannungsebene und 245 kV für die 220-kV-Spannungsebene [53]. Die untere Spannungsgrenze ist von der Lastanforderung und von der Spannungsstabilität des Netzes abhängig [34]. Die Anforderungen der Spannungsgrenzen müssen für alle Netzzustände der Netzengpassdetektion eingehalten werden. Eine Definition eines unterschiedlichen Spannungsbereichs für den Grundfall und für den Netzzustand der Ausfallsimulationsrechnungen ist prinzipiell möglich.

Die Netzzweige Stromkreise, Sammelschienenkupplungen und Netztransformatoren dürfen nicht oberhalb ihres maximal zulässigen Stromgrenzwertes belastet werden.

$$I_z \leq I_{\max,z} \quad z = 1, \dots, N^{\text{ZWG}} \quad (2.2)$$

Die Anforderungen der Stromgrenzen müssen für alle Netzzustände der Netzsicherheitsanalyse eingehalten werden.

2.4.3.2 Das (n-1)-Kriterium

Das (n-1)-Kriterium ist ein zentrales Kriterium der Netzengpassdetektion von der Netzausbauplanung bis hin zur Netzbetriebsplanung und Betriebsführung. Im Regelwerk TC 2007 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber wird das (n-1)-Kriterium als entscheidendes Kriterium für die Deklaration eines Netzengpasses verwendet [53].

Das (n-1)-Kriterium besagt, dass der störungsbedingte Einfachausfall eines Netzbetriebsmittels nicht zur Gefährdung der Netzsicherheit führen darf. Die Überprüfung des (n-1)-Kriteriums erfolgt mit der (n-1)-Ausfallrechnung. Die Anforderungen der bereits definierten Spannungsgrenzen und Stromgrenzen müssen bei jedem Einfachausfall v erfüllt werden.

$$U_{\min,k,v} \leq U_{k,v} \leq U_{\max,k,v} \quad \begin{array}{l} k = 1, \dots, N^{\text{KNO}} \\ v = 1, \dots, N^{\text{AS}} \end{array} \quad (2.3)$$

$$I_{z,v} \leq I_{\max,z,v} \quad \begin{array}{l} z = 1, \dots, N^{\text{ZWG}} \\ v = 1, \dots, N^{\text{AS}} \end{array} \quad (2.4)$$

Zur Auswahl der Ausfallvariante können zur Begrenzung der Rechenzeit verschiedenen Kriterien angewendet werden. In [47] wird ein Verfahren vorgestellt, dass mit Hilfe eines adaptiven Verfahrens die Erstellung einer reduzierten Liste von Ausfallvarianten ermöglicht. Dabei werden alle kritischen Ausfälle zuverlässig erkannt, und die Rechenzeit zur Berechnung aller Ausfalllisten wird deutlich reduziert. Ein weiteres Vorgehen besteht in der Auswahl der Netzbetriebsmittel der Ausfallvarianten "per Hand". Dies erfordert eine lange Erfahrung mit dem zu untersuchenden Übertragungsnetz und ist gerade im Kontext der regelzonenübergreifenden Netzengpassdetektion nicht zu empfehlen.

Zur automatischen Ausfalllistenerstellung kann ein heuristisches Verfahren gewählt werden, das die Auslastung der Netzbetriebsmittel als Auswahlkriterium verwendet. Die Netzbetriebsmittel, für die im Grundfall eine Auslastung über eine minimale Auslastungsgrenze liegt, werden in der Ausfallliste aufgenommen. Für die Auslastung eines Netzzweiges (Leitungen oder Transformatoren) gilt:

$$d_z = (I_z / I_{\max,z}) \quad z = 1, \dots, N^{\text{ZWG}} \quad (2.5)$$

Für die Wahl eines Netzzweiges in die automatisch erstellte Ausfallliste gilt:

$$\begin{cases} d_z \geq d_{\min} \Rightarrow \text{Netzzweig in Ausfallliste} \\ d_z < d_{\min} \Rightarrow \text{Netzzweig nicht in Ausfallliste} \end{cases} \quad (2.6)$$

2.4.3.3 Kurzschlussgrenzen

Kurzschlüsse sind Fehler in elektrischen Anlagen, bei denen ein spannungsführender Leiter mit mindestens einem weiteren Leiter oder mit der Erde niederohmig verbunden wird. Ein dreipoliger Kurzschluss liegt vor, wenn alle drei Leiter miteinander kurzgeschlossen sind. Er ist die Kurzschlussart mit den in der Regel größten Kurzschlussströmen. Um ein sicheres Abschalten von Fehlern im Netz zu gewährleisten, darf der maximale Kurzschlusswechselstrom der Leistungsschalter beim Auftreten von Kurzschlüssen nicht überschritten werden. Dazu wird mit Hilfe der Kurzschlussrechnungen der Anfangskurzschlusswechselstrom an allen möglichen Fehlerstellen (Knoten) im Übertragungsnetz unter der Annahme eines dreipoligen Kurzschlusses ermittelt. Für die errechneten Teilkurzschlusswechselströme der Leistungsschalter muss gelten:

$$\mu I_{kl}'' \leq I_{A_{max,l}} \quad l = 1, \dots, N^{LS} \quad (2.7)$$

In dieser Arbeit wird ein Abklingfaktor μ von eins angenommen. Der maximale Ausschaltstrom kann netzweit für eine Spannungsebene festgelegt oder individuell für Schwerpunktanlagen spezifiziert werden. Die Anfangskurzschlusswechselstromleistung S_k'' ist eine Rechengröße, die im Folgenden vereinfacht als Kurzschlussleistung bezeichnet wird. Es gilt:

$$S_k'' = \sqrt{3} U_{nenn} I_k'' \quad (2.8)$$

2.4.3.4 Anforderungen aus Sicht der transienten Stabilität

Die Übertragungsnetze sollen für transiente Störungen wie z.B. das Abschalten von Generatoren, Schaltvorgängen im Netz usw. stabil betrieben werden können [48]. Die Leistungsschwingungen der Generatoren sollen daher nicht zu einem Außertrittfallen der Generatoren führen. Untersuchungen zur "transienten Stabilität" erfordern Rechnungen auf Basis der nichtlinearen Gleichungen der angeschlossenen Synchronmaschinen. Dabei ist eine Bewertung der transienten Stabilität erst nach Lösung der auftretenden Differenzialgleichungssysteme möglich. Die Beschaffung der erforderlichen Daten, um die Differenzialgleichungssysteme aufzustellen, ist allerdings umfangreich.

Um eine sichere Abschätzung der transienten Stabilität ohne dynamische Rechnungen zu bekommen, wurde ein Ersatzkriterium geschaffen. Die Bewertung der transienten Stabilität nach diesem Ersatzkriterium wird exemplarisch im Transmission Code 2007 vorgegeben. Danach bestehen hinreichende Voraussetzungen für einen stabilen Betrieb von Erzeugungseinheiten, wenn die am Netzanschlusspunkt netzseitig anstehende Kurzschlussleistung nach Fehlerklärung größer ist als der 6-fache Zahlenwert der Summe der Nennwirkleistungen aller am Netzanschlusspunkt galvanisch verbundenen Erzeugungseinheiten [53]. Als Netzanschlusspunkt gilt die Sammelschiene der Anschlussstation.

Zur Bewertung der transienten Stabilität sind daher zwei Bewertungsgrößen notwendig. Die erste Bewertungsgröße ist die Summe der Nennleistungen der am Netzanschlusspunkt verbundenen Erzeugungseinheiten, definiert in Gleichung (2.9). Die zweite Bewertungsgröße ist die netzseitig anstehende Kurzschlussleistung. Sind – wie es in der Regel der Fall ist – an der Sammelschiene mehrere Stromkreise angeschlossen, ist die fehlerbedingte Abschaltung des Stromkreises zu untersuchen, bei der die anstehende Kurzschlussleistung minimal ist. Das Verhältnis der errechneten anstehenden Kurzschlussleistung zu der Summe der Nennleistungen der einspeisenden Erzeugungseinheiten wird anschließend mit dem Faktor 6 verglichen (Gleichung (2.10)).

$$P_{\text{nenn},s}^{\text{EL}} = \sum_{e=1}^{N_{\text{e}}^{\text{ERZ}}} P_{\text{nenn},e} \quad s = 1, \dots, N^{\text{SS}} \quad (2.9)$$

$$(S_{k,s}'' / P_{\text{nenn},s}^{\text{EL}}) \geq 6 \quad s = 1, \dots, N^{\text{SS}} \quad (2.10)$$

Diese Bewertung der transienten Stabilität erfordert die Durchführung von Kurzschlussrechnungen der relevanten Netzvarianten.

2.4.4 Weitere Beurteilungskriterien für die Netzengpassdetektion

2.4.4.1 Das erweiterte (n-1)-Kriterium

Das erweiterte (n-1)-Kriterium ist ein Beurteilungskriterium der Netzausbauplanung und gegebenenfalls der Netzbetriebsplanung, mit dem ein geschwächtes Übertragungsnetz auf das (n-1)-Kriterium überprüft wird. Das Ziel dabei ist die Untersuchung, ob die Redundanzen im Übertragungsnetz für Instandhaltungsmaßnahmen oder Bauarbeiten ausreichend sind. Dazu wird zusätzlich eine Liste von Varianten für

die abgeschalteten Netzbetriebsmittel definiert. Jede Variante in dieser Liste besteht aus Netzbetriebsmitteln, für die die Auswirkungen einer zeitgleichen Außerbetriebnahme erfolgen sollen.

Für die Varianten zur Untersuchung des erweiterten (n-1)-Kriteriums gelten analog zum (n-1)-Kriterium die Anforderungen der Spannungsgrenzen und Stromgrenzen.

$$U_{\min,k,v} \leq U_{k,v} \leq U_{\max,k,v} \quad \begin{array}{l} k = 1, \dots, N^{\text{KNO}} \\ v = 1, \dots, N^{\text{EAS}} \end{array} \quad (2.11)$$

$$I_{z,v} \leq I_{\max,z,v} \quad \begin{array}{l} z = 1, \dots, N^{\text{ZWG}} \\ v = 1, \dots, N^{\text{EAS}} \end{array} \quad (2.12)$$

2.4.4.2 Parallelschaltbedingungen

Parallelschaltgeräte werden eingesetzt, um den Schaltvorgang sicher, schnell und frei von Bedienungsfehlern ablaufen zu lassen. Durch den Einsatz von Parallelschaltgeräten wird das korrekte Schalten von Generatoren, ausgewählten Netzbetriebsmitteln sowie von Netzteilen unter Beachtung der Synchronisierbedingungen gewährleistet. Der Einschaltbefehl wird dann abhängig von Parametern wie Frequenzdifferenz, Grenzspannungsdifferenz oder Grenzwinkeldifferenz ausgeführt oder durch das Gerät blockiert. Diese Anforderungen werden im Folgenden als Parallelschaltbedingungen (Einhaltung von Spannungswinkel- und Spannungsbetragsdifferenz) bezeichnet.

Die Parallelschaltbedingungen werden im Rahmen der Netzengpassdetektion für alle Netzweige überprüft. Es können netzweite Grenzwerte oder Grenzwerte der Parallelschaltgeräte des entsprechenden Netzweigs festgelegt werden. Das Bild 2.5 stellt das Modell dar, das zur Nachbildung der Parallelschaltbedingungen in dieser Arbeit verwendet wird.

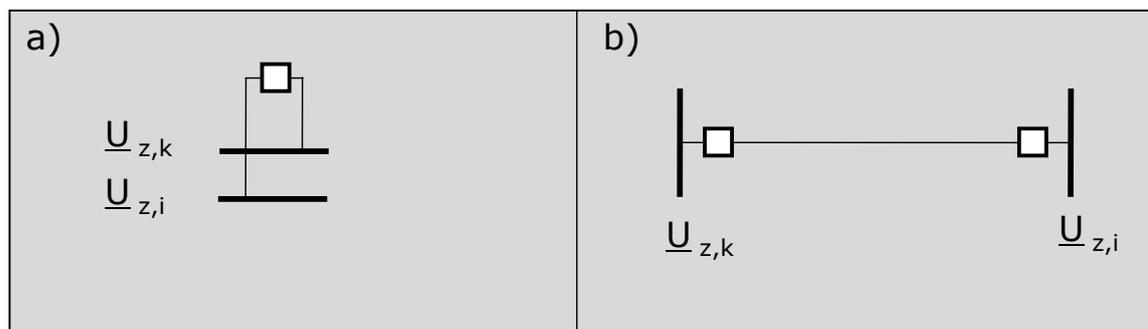


Bild 2.5: Parallelschaltbedingung: a) Kupplung b) offener (ausgefallener) Netzzweig

Für alle offenen Netzzweige (außer Transformatoren) soll die Spannungsbetragsdifferenz eingehalten werden.

$$\left| U_{z,k} - U_{z,i} \right| \leq \Delta U_{\max,z} \quad \begin{array}{l} z = 1, \dots, N^{\text{ZWG}} \\ k, i \in \{ 1, \dots, N^{\text{KNO}} \} \end{array} \quad (2.13)$$

Für Leitungen wird die Spannungsbetragsdifferenz durch die Differenz der aus der Lastflussrechnung errechneten Knotenspannungen am Anfang und am Ende der Leitung gebildet. Die Spannungserhöhung der offenen Leitung aufgrund des Ferranti-Effekts wird in diesem Modell bereits bei der Festlegung der maximalen zulässigen Spannungsbetragsdifferenzen berücksichtigt.

Für alle offenen Netzzweige (inklusive Transformatoren) soll die Spannungswinkeldifferenz eingehalten werden.

$$\left| \varphi_{z,k} - \varphi_{z,i} \right| \leq \Delta \varphi_{\max,z} \quad \begin{array}{l} z = 1, \dots, N^{\text{ZWG}} \\ k, i \in \{ 1, \dots, N^{\text{KNO}} \} \end{array} \quad (2.14)$$

Im Fall einer (n-1)-Einfachausfallvariante wird nur der ausgefallene Netzzweig überprüft. Die gewählte Modellierung berücksichtigt zur Abschätzung der Spannungswinkeldifferenz, dass am Ende einer offenen Leitung die Winkeldifferenz zwischen Anfangsknoten und Endknoten null ist.

2.4.4.3 Einspeiseleistung an Sammelschienen

Um die Auswirkungen eines Sammelschienenenausfalls auf die Übertragungsaufgabe des Netzes zu minimieren, wird die maximale Einspeiseleistung an einer Sammelschiene begrenzt. Dieses Beurteilungskriterium ist besonders bei Schaltanlagen mit einer großen Gesamteinspeiseleistung wichtig. Die Einspeiseleistung an Sammelschienen wird mit der Lastflussrechnung des Grundfalls überprüft.

$$P_s^{\text{EL}} = \sum_{e=1}^{N_s^{\text{ERZ}}} P_e \quad s = 1, \dots, N^{\text{SS}} \quad (2.15)$$

$$P_s^{EL} \leq P_{\max,s}^{EL} \quad s = 1, \dots, N^{SS} \quad (2.16)$$

Die maximal zulässige Gesamteinspeiseleistung bei zwei gekoppelten Sammelschienen beträgt 3000 MW für die Regelzonen im UCTE-Netz [53], [51]. Beim entkoppelten Mehrfach-Sammelschienenbetrieb in der Schaltanlage werden die Grenzwerte jeder einzelnen Sammelschiene von den jeweiligen ÜNB festgelegt.

2.4.4.4 Beurteilungskriterien bei Sammelschienenfehlern

Die Übertragungs- und Versorgungsaufgaben eines Übertragungsnetzes können beim Ausfall von ausgewählten Sammelschienen in der Nähe von Erzeugerschwerpunkten oder Verbraucherschwerpunkten stark eingeschränkt werden [18]. Die Überprüfung von Sammelschienenausfällen kann daher für ausgewählte Sammelschienen eines ÜNB ein zusätzliches Beurteilungskriterium für die Netzengpassdetektion sein. Bei einem Sammelschienenausfall werden alle angeschlossenen Zweige abgeschaltet. Analog zur Prüfung des (n-1)-Kriteriums werden bei der Simulation von Sammelschienenfehlern die Netzbetriebsmittel auf die Anforderungen der Spannungsgrenzen und Stromgrenzen überprüft.

$$U_{\min,k,v_s} \leq U_{k,v_s} \leq U_{\max,k,v_s} \quad \begin{array}{l} k = 1, \dots, N^{KNO} \\ v_s = 1, \dots, N_v^{SS} \end{array} \quad (2.17)$$

$$I_{z,v_s} \leq I_{\max,z,v_s} \quad \begin{array}{l} z = 1, \dots, N^{ZWG} \\ v_s = 1, \dots, N_v^{SS} \end{array} \quad (2.18)$$

2.5 Schlussfolgerungen

Die Analyse der Rahmenbedingungen für das NEM und der Anforderungen an ein engpassfreies Netz zeigen die zunehmende Notwendigkeit eines regelzonenübergreifendes NEM für den europäischen Strommarkt. Aufgrund der definierten Anforderungen an ein engpassfreies Netz und der Einbeziehung von Topologiemassnahmen in dem hier beschriebenen Ansatz ist ein Verfahren auf Basis eines gemeinsamen Netzmodells zu entwickeln. Nur so wird es möglich, für alle am regelzonenübergreifenden NEM beteiligten ÜNB die Übertragungsnetze ohne Gefährdung der Netzsicherheit bestmöglich zu nutzen.

Für die Abbildung einer Vielfalt von Beurteilungskriterien in der Netzengpassdetektion ist ebenfalls ein möglichst flexibles Modellkonzept zu entwickeln, das insbesondere die bereits genannten Netzberechnungsverfahren zur Überprüfung der Netzsicherheit integriert.

Die Einbeziehung von Topologiemassnahmen für alle Phasen des NEM (Bild 2.6) erfordert ebenfalls ein möglichst flexibles Verfahren zur Netzengpassbeseitigung, das ein breites Anwendungsspektrum hat.

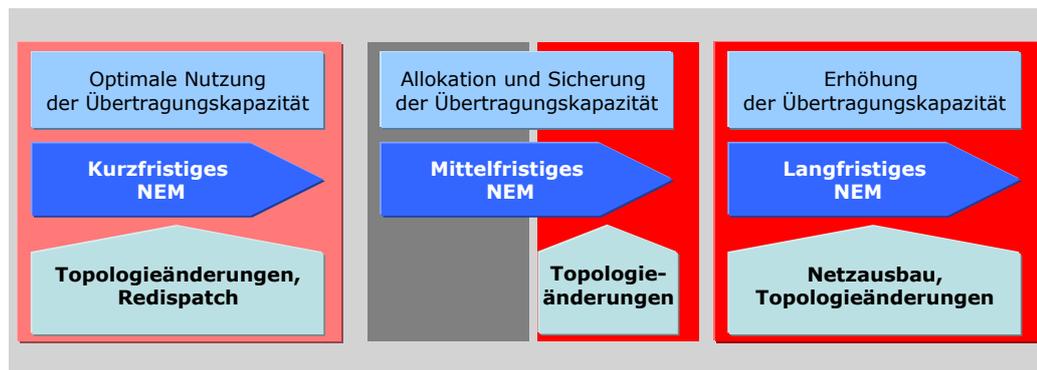


Bild 2.6: NEM unter Einbeziehung von Topologiemassnahmen

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, ist es notwendig, das regelzonenübergreifende NEM als ein Optimierungsproblem zu formulieren.

3 Modellbildung und Verfahren

3.1 Überblick und Auswahl eines Optimierungsverfahrens

Der Grundgedanke bei der Entwicklung des Verfahrens besteht darin, das regelzonenübergreifende NEM als ein allgemeines Optimierungsproblem zu formulieren. Dieses allgemeine Optimierungsproblem soll für alle Teilaufgaben des NEM gelten: das kurz-, mittel- und das langfristige NEM. Es soll insbesondere netzbezogene Maßnahmen berücksichtigen, weil diese für alle diese Teilaufgaben ermittelt werden können und vom Gesetzgeber als Abhilfe-Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung zu bevorzugen sind. Für den Fall, dass netzbezogene Maßnahmen allein nicht ausreichend sind, um die Netzengpässe zu beseitigen, soll es möglich sein, je nach Einsatzbereich des Verfahrens effiziente Kombinationen von netzbezogenen Maßnahmen und weitere Maßnahmen wie Redispatch oder Netzausbaumaßnahmen zu ermitteln. Das Optimierungsproblem soll ebenfalls für weitere Aufgaben der ÜNB wie das Abschaltmanagement, die Rückbauplanung oder die Verlustminimierung anwendbar sein.

Da beim NEM die Suche nach einem engpassfreien Netz im Vordergrund steht, soll diese Eigenschaft bei der Verfahrensentwicklung berücksichtigt werden.

In diesem Kapitel erfolgt daher die Beschreibung des regelzonenübergreifenden NEM für ein Szenario f als ein allgemeines Optimierungsproblem mit der Zielfunktion Z_f im folgender Form:

$$Z_f(\mathbf{y}, \mathbf{x}_{\text{kon}}, \mathbf{x}_{\text{dis}}) = w^{\text{EN}} Z_f^{\text{EN}}(\mathbf{y}) + w^{\text{BM}} Z_f^{\text{BM}}(\mathbf{x}_{\text{kon}}, \mathbf{x}_{\text{dis}}) \xrightarrow{!} \text{Min} \quad (3.1)$$

$$Z_f^{\text{BM}} = w^{\text{NM}} Z_f^{\text{NM}} + (w^{\text{MM}} Z_f^{\text{MM}} + w^{\text{AM}} Z_f^{\text{AM}}) \quad (3.2)$$

Das Optimierungsproblem ist eingeschränkt durch Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen:

$$\mathbf{g}_f(\mathbf{y}, \mathbf{x}_{\text{kon}}, \mathbf{x}_{\text{dis}}) = \mathbf{0} \quad (3.3)$$

$$\mathbf{h}_f(\mathbf{y}, \mathbf{x}_{\text{kon}}, \mathbf{x}_{\text{dis}}) \leq \mathbf{0} \quad (3.4)$$

Das Ziel des regelzonenübergreifenden NEM ist dabei die Suche nach einem engpassfreien Netz mit minimalem Aufwand an Maßnahmen zur Engpassbeseitigung für jedes untersuchte Szenario. Diese Formulierung bildet implizit ein regelzoneninternes NEM

ab, wenn die Anzahl der Regelzonen N^{Rz} eins ist. Durch eine geeignete Wahl der Wichtungsfaktoren kann eine Priorisierung der Suche nach einem engpassfreien Netzzustand erreicht werden.

$$w^{EN} \gg w^{BM} \quad (3.5)$$

Die Zielfunktion in Gl. (3.1) setzt sich aus zwei Teilen zusammen. Die erste Teilzielfunktion Z^{EN} beschreibt die Forderungen nach einem engpassfreien Netz. Bei dem gewählten Ansatz wird diese Teilzielfunktion null für jeden Netzzustand, der engpassfrei ist. Die zweite Zielfunktion Z^{BM} beschreibt die Bewertung des Aufwands an Maßnahmen für die Netzengpassbeseitigung. Im Optimierungsprozess wird diese Teilzielfunktion minimiert, nachdem engpassfreie Netzzustände gefunden sind. Sie setzt sich aus der Bewertung des Aufwands der netzbezogenen Maßnahmen Z^{NM} , des Aufwands der marktbezogenen Maßnahmen Z^{MM} und des Aufwands des Netzausbaus Z^{AM} zusammen (Gl. (3.2)).

Die Zielfunktion und die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems sind abhängig von den Vektoren der Zustandsvariablen der quasistationären Netzzustände des Systems und von den Vektoren der Entscheidungsvariablen, die die Maßnahmen für die Beseitigung der Netzengpässe bestimmen.

Der Vektor \mathbf{y} der Zustandsvariablen der quasistationären Netzzustände enthält kontinuierlichen Variablen. Er besteht aus dem errechneten Spannungsbetrag und dem Winkel an jedem Knoten für jede Lastflussflussrechnung der Netzengpassdetektion oder aus den errechneten Anfangskurzschlusswechselströmen der Kurzschlussrechnungen.

Der Vektor \mathbf{x} der Entscheidungsvariablen enthält kontinuierliche und/oder diskrete Variablen. Kontinuierliche Entscheidungsvariablen sind exemplarisch die Wirkleistung der Erzeuger oder die Sollspannung der PU-Knoten. Der Vektor der Topologievariablen stellt ein Beispiel von diskreten Entscheidungsvariablen dar.

Die Gleichheitsnebenbedingungen sind exemplarisch durch die Systemgleichungen in den Netzberechnungsverfahren der Lastflussrechnung, Ausfall- und Kurzschlussrechnungen abgebildet. Die Einhaltung der Gesamtsystembilanz bei dem Redispatch wird ebenfalls durch die Gleichheitsnebenbedingungen abgebildet. Die Ungleichheitsnebenbedingungen ergeben sich aus den bereits definierten Anforderungen an ein engpassfreies Netz sowie aus technischen Grenzwerten der unterschiedlichen

Betriebsmittel (Stufenstellung der Transformatoren, maximale oder minimale zulässige Blindleistung der Erzeuger usw.).

Wird das nichtlineare Übertragungsverhalten des Übertragungsnetzes zu Grunde gelegt, so ist in Gl. (3.1) bis Gl. (3.4) zu erkennen, dass das Optimierungsproblem nicht-linear ist. Die Abbildung der Topologiemassnahmen führt zusätzlich zu einem hochdimensionalen kombinatorischen Optimierungsproblem. Für die Überprüfung des Systemzustands des Übertragungsnetzes sind zusätzlich Netzsicherheitsrechnungen notwendig, die zum Teil bei realen Übertragungsnetzen mit großem Modellumfang rechenzeitintensiv sein können. Eine geschlossene mathematische Beschreibung des Optimierungsproblems ist nicht möglich.

Zur Lösung des definierten Optimierungsproblems werden Verfahren, die sich an natürlichen Evolutionsprozessen orientieren, eingesetzt. Zu diesen Optimierungsmethoden zählen:

- Evolutionsstrategien oder genetische Algorithmen
- Simulated Annealing

In [17] wird erstmalig zur Lösung der Aufgaben des kurzfristigen NEM ein Verfahren vorgestellt, das auf der Evolutionsstrategie beruht. Dabei wurde das Verfahren für ein kurzfristiges NEM in einer Regelzone entwickelt. Die Grundalgorithmen der Evolutionsstrategie und der genetischen Algorithmen sind im Ablauf sehr ähnlich [45], [41]. In dieser Arbeit wird ein Verfahren vorgestellt, das auf genetischen Algorithmen basiert.

Das Simulated Annealing stellt ebenfalls ein viel versprechendes Verfahren dar, das zunehmend für Optimierungsprobleme angewendet wird. Eine allgemein eindeutiger Vorteil gegenüber genetischen Algorithmen für die Lösung des definierten Optimierungsproblems lässt sich aus der Analyse der aktuellen Untersuchungen zu beiden Verfahren jedoch nicht herleiten.

3.2 Modellbildung für ein engpassfreies Netz

Die in Kapitel 2 formulierten Beurteilungskriterien, die ein engpassfreies Netz definieren, können als Restriktionen mathematisch modelliert werden. Diese Restriktionen

können wiederum in zwei Kategorien unterteilt werden: in Restriktionen, die mit Rampenfunktionen modelliert werden und in Restriktionen, die mit Sprungfunktionen modelliert werden. Die Suche nach einem engpassfreien Netz entspricht mit diesem Ansatz der Suche nach einem Netz, für das alle Restriktionen den Wert null annehmen.

3.2.1 Restriktionen mit Rampenfunktion

Die Einhaltung der oberen und unteren Spannungsgrenzen an einem Knoten k eines Szenarios in Regelzone a kann durch die Spannungsrestriktion wie folgt mathematisch dargestellt werden:

$$R_{a,k}^{UR} = \beta_{\max}^{UR} * \frac{1 + \operatorname{sgn}(U_{a,k} - U_{\max,a,k})}{2} * \frac{(U_{a,k} - U_{\max,a,k})}{U_{\text{nenn},a,k}} + \beta_{\min}^{UR} * \frac{1 + \operatorname{sgn}(U_{\min,a,k} - U_{a,k})}{2} * \frac{(U_{\min,a,k} - U_{a,k})}{U_{\text{nenn},a,k}} \quad (3.6)$$

Die Grenzwertverletzung, die einen Engpass darstellt, wird mit der auf den Spannungsnennwert des Knotens bezogenen Überschreitung bewertet. Bei einer Verletzung des Spannungsbandes steigt der Wert der Restriktion proportional zur Höhe der Verletzung an. Befindet sich der Spannungswert am Knoten zwischen unterer und oberer Grenze, so ist der Wert der Spannungsrestriktion gleich null. Bild 3.1 zeigt den Verlauf der Spannungsrestriktion an einem Knoten k .

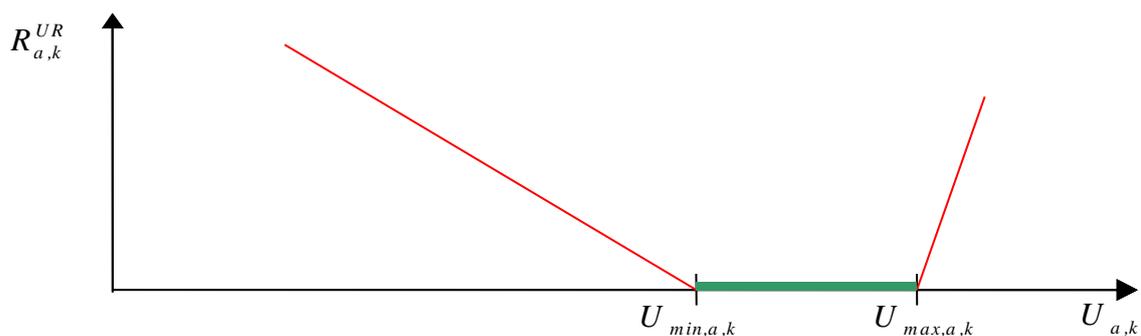


Bild 3.1: Verlauf der Spannungsrestriktion an einem Knoten k

Die unterschiedlichen Steigungen sollen im Verfahren die hohe Bedeutung der oberen Spannungsgrenzen gegenüber den unteren Spannungsgrenzen berücksichtigen. So wird eine Verletzung der oberen Spannungsgrenze stärker als eine Verletzung der unteren Spannungsgrenze bestraft. Eine Abbildung der Verletzung der oberen Spannungsgrenze als Sprungfunktion wäre der richtige Modellansatz. Dies erschwert aller-

dings die Konvergenz von genetischen Algorithmen. Durch die gewählte Modellierung ist es möglich, die Spannungsgrenzwerte im Grundfall knotenscharf in jeder Regelzone festzulegen. Für jedes engpassfreie Netz gilt somit die folgende Forderung für die Einhaltung der Spannungsgrenzen an allen Knoten:

$$R^{UR} = \sum_{a=1}^{N^{Rz}} \sum_{k=1}^{N_a^{KNO}} R_{a,k}^{UR} = 0 \quad (3.7)$$

Ähnlich wie bei der Spannungsrestriktion lässt sich die Einhaltung der Stromgrenzen auf Leitungen, Transformatoren und Sammelschienenkupplungen durch Stromrestriktionen darstellen. Bei der Stromrestriktion zu einem Zweig z ist jedoch im Gegensatz zur Spannungsrestriktion nur eine obere Stromgrenze zu berücksichtigen. Es gilt:

$$R_{a,z}^{IR} = \beta_{\min}^{IR} * \frac{1 + \operatorname{sgn}(I_{a,z} - I_{\max,a,z})}{2} * \frac{(I_{a,z} - I_{\max,a,z})}{I_{\max,a,z}} \quad (3.8)$$

Der Verlauf der Stromrestriktion auf einem Zweig z ist exemplarisch in Bild 3.2 dargestellt.



Bild 3.2: Verlauf der Stromrestriktion auf einen Zweig z

Für jedes engpassfreie Netz gilt somit die folgende Forderung für die Einhaltung der Stromgrenzen auf allen Zweigen:

$$R^{IR} = \sum_{a=1}^{N^{Rz}} \sum_{z=1}^{N_a^{ZWG}} R_{a,z}^{IR} = 0 \quad (3.9)$$

Auch im Falle des Ausfalls eines Betriebsmittels bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums dürfen die Spannungsgrenzwerte und die Stromgrenzwerte nicht verletzt werden. Dementsprechend lässt sich die Ausfallrestriktion als die Summe der Span-

nungs- und Stromrestriktionen modellieren. Nimmt diese Summe den Wert null für alle Einfachausfallvarianten an, so ist das Netz (n-1)-Kriterium erfüllt. Es gilt:

$$R^{AR} = \sum_{v=1}^{N^{AS}} (R_v^{UR} + R_v^{IR}) = 0 \quad (3.10)$$

$$R_v^{UR} = \sum_{a=1}^{N^{Rz}} \sum_{k=1}^{N_a^{KNO}} R_{v,a,k}^{UR} \quad (3.11)$$

$$R_v^{IR} = \sum_{a=1}^{N^{Rz}} \sum_{z=1}^{N_a^{ZWG}} R_{v,a,z}^{IR} \quad (3.12)$$

Berücksichtigt wird der Einfachausfall von Leitungen und Transformatoren. Der Ausfall von Dreibeinen oder Stromkreisen, bestehend aus mehreren Stromkreisabschnitten, zählt als Ausfall eines Betriebsmittels, weil alle Stromkreisabschnitte des betroffenen Stromkreises oder Dreibeins ausfallen. Die Ausfallvarianten dieser Netzelemente werden daher bei dem hier beschriebenen Verfahren als Einfachausfallvarianten bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums berücksichtigt.

Ähnlich wie die Ausfallrestriktion können die Restriktion für das Einhalten des erweiterten (n-1)-Kriteriums formuliert werden. Es gilt:

$$R^{EAR} = \sum_{v=1}^{N^{EAS}} (R_v^{UR} + R_v^{IR}) = 0 \quad (3.13)$$

Diese Restriktion gilt für alle Ausfallvariante N^{EAS} bei der Überprüfung des erweiterten (n-1)-Kriteriums.

Die Restriktion für die Einhaltung der Spannungsgrenzen und Stromgrenzen bei Sammelschienausfällen kann ebenfalls wie die Ausfallrestriktion formuliert werden. Da bei Sammelschienausfällen üblicherweise andere Spannungsgrenzwerte und Stromgrenzwerte gelten können, werden bei der mathematischen Formulierung dieses Kriteriums die Spannungsgrenzwerte und die Stromgrenzwerte mit einem Faktor λ multipliziert. Für die Überprüfung der Stromgrenzen bei Sammelschienausfällen gilt daher exemplarisch:

$$R_{v_s,a,z}^{IR} = \frac{1 + \operatorname{sgn}(I_{v_s,a,z} - \lambda^{IR} * I_{\max,a,z})}{2} * \frac{(I_{v_s,a,z} - \lambda^{IR} * I_{\max,a,z})}{\lambda^{IR} * I_{\max,a,z}} \quad (3.14)$$

Die Restriktion für die Einhaltung der Spannungsgrenzen und Stromgrenzen bei Sammelschienenausfällen kann daher wie folgt formuliert werden:

$$R^{SAR} = \sum_{V_s=1}^{N^{SAS}} (R_{V_s}^{UR} + R_{V_s}^{IR}) = 0 \quad (3.15)$$

Dabei ist N^{SAS} die Anzahl der Sammelschienenausfallvarianten.

Die Einhaltung der Parallelschaltbedingung lässt sich ebenfalls als eine Restriktion mit Rampenfunktion darstellen, die den Wert null für jedes engpassfreie Netz annimmt. Die Parallelschaltbedingungen können für die Netzbetriebsmittel, die im Grundfall offen sind, überprüft werden. In diesem Fall werden sie durch die Restriktion R^{PLR} dargestellt. Sie können aber auch für den ausgefallenen Netzweig einer (n-1)-Ausfallsimulationsrechnung überprüft werden. In diesem Fall werden sie durch die Restriktion R^{PAR} . Sie werden analog zu der Restriktion für die Einhaltung der Stromgrenzen formuliert.

3.2.2 Restriktionen mit Sprungfunktion

Die Kurzschlussrestriktion ist analog zu der Stromrestriktion, da nur der maximale Ausschaltstrom der Leistungsschalter als Obergrenze zu berücksichtigen ist. Diese Restriktion wird als Sprungfunktion modelliert, weil dadurch unzulässige Netzzustände bezüglich der Kurzschlussgrenzen schneller im Optimierungsprozess eliminiert werden. Es gilt daher

$$R_{a,l}^{KR} = \frac{1 + \operatorname{sgn}(\mu I_{K_{a,l}}^* - I_{A_{\max,a,l}})}{2} \quad (3.16)$$

Entsprechend Gl. (3.16) zeigt sich für den Verlauf der Kurzschlussrestriktion das Bild 3.3.



Bild 3.3: Verlauf der Kurzschlussrestriktion an einem Leistungsschalter I

Die Einhaltung des zulässigen Ausschaltstroms für alle Leistungsschalter kann für jedes engpassfreie Netz durch die folgende Forderung formuliert werden:

$$R^{KR} = \sum_{a=1}^{N^{Rz}} \sum_{l=1}^{N_a^{LS}} R_{a,l}^{KR} = 0 \quad (3.17)$$

Die Restriktionen für die Einhaltung der Gesamteinspeiseleistung an allen Sammelschienen und die Einhaltung der transienten Stabilität stellen ebenfalls Forderungen dar, die als Sprungfunktion wie bei der Kurzschlussrestriktion modelliert werden. Es gilt:

$$R^{ELR} = \sum_{a=1}^{N^{Rz}} \sum_{s=1}^{N_a^{SS}} R_{a,s}^{ELR} = 0 \quad (3.18)$$

$$R^{TSR} = \sum_{a=1}^{N^{Rz}} \sum_{s=1}^{N_a^{SS}} R_{a,s}^{TSR} = 0 \quad (3.19)$$

3.2.3 Zielfunktion für engpassfreie Netzzustände

Mit der gewählten Modellierung liegen engpassfreie Netzzustände dann vor, wenn die formulierten Forderungen für jeden Netzzustand erfüllt sind. Die Tabelle 3.1 gibt eine Übersicht der möglichen Beurteilungskriterien der Netzengpassdetektion, der benötigten Netzberechnungsverfahren und des gewählten Modellierungsansatzes.

Nr.	Netzberechnungsverfahren	Beurteilungskriterien	Restriktion	Typ
1	Lastflussrechnung	Spannungsgrenzen	R^{UR}	Rampe
2	Lastflussrechnung	Stromgrenzen	R^{IR}	Rampe
3	Kurzschluss simulationsrechnung	Ausschaltstrom	R^{KR}	Sprung
4	(n-1)-Ausfalls simulationsrechnung	(n-1)-Kriterium	R^{AR}	Rampe
5	Lastflussrechnung	Einspeiseleistung an Sammelschienen	R^{ELR}	Sprung
6	Kurzschluss simulationsrechnung	Transiente Stabilität	R^{TSR}	Sprung
7	(n-1) _{erw} -Ausfalls simulationsrechnung	Erweitertes (n-1)-Kriterium	R^{EAR}	Rampe
8	Sammelschienen ausfallrechnung	Spannungsgrenzen Stromgrenzen	R^{SAR}	Rampe
9	Lastflussrechnung	Parallelschaltbedingungen	R^{PLR}	Rampe
10	(n-1)-Ausfalls simulationsrechnung	Parallelschaltbedingungen	R^{PAR}	Rampe

Tabelle 3.1: Übersicht der Beurteilungskriterien der Netzengpassdetektion

Durch die gewichtete Summe der einzelnen Restriktionen kann eine Zielfunktion Z^{EN} formuliert werden, die den Wert null für den Fall annehmen soll, dass alle Forderungen an ein einpassfreies Netz erfüllt sind. Für jedes zu untersuchende Szenario des NEM gilt daher die Forderung:

$$\begin{aligned}
 Z_f^{EN} = & w^{UR} R^{UR} + w^{IR} R^{IR} + w^{KR} R^{KR} + w^{AR} R^{AR} \\
 & + w^{ELR} R^{ELR} + w^{TSR} R^{TSR} + w^{EAR} R^{EAR} \\
 & + w^{SAR} R^{SAR} + w^{PLR} R^{PLR} + w^{PAR} R^{PAR} \quad \xrightarrow{!} 0
 \end{aligned} \tag{3.20}$$

Um den Einfluss eines Beurteilungskriteriums in der Netzengpassdetektion zu unterdrücken, reicht es, den entsprechenden Wichtungsfaktor zu "Null" zu wählen. Somit kann der ÜNB in Abhängigkeit von dem Einsatzbereich des Verfahrens entscheiden, welche Kriterien für die Netzengpassdetektion verwendet werden. Die Ermittlung der Zielfunktion in Gl. (3.20) ist nur auf Basis der in Tabelle 3.1 aufgelisteten Netzberechnungsverfahren möglich.

Weitere Beurteilungskriterien, die auf Basis dieser Netzberechnungsverfahren ermittelt werden, können durch den in dieser Arbeit gewählten breiten Modellansatz abgebildet und somit in die Netzengpassdetektion einbezogen werden.

3.3 Modellierung von netzbezogenen Maßnahmen

3.3.1 Überblick

Nach der Netzengpassdetektion ist die Aufgabe des NEM der Vorschlag von Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung. Durch den Vorschlag von Maßnahmen wird der Netzzustand des vorgegebenen Netzes verändert. Die Menge aller Netzzustände bildet in jedem Szenario den Zustandsraum des Übertragungsnetzes. Eine Suche im Zustandsraum des Übertragungsnetzes ist daher notwendig, um einen Netzzustand zu finden, bei dem alle Restriktionen null sind.

Netzbezogene Maßnahmen in dieser Arbeit sind Topologiemassnahmen im vorhandenen Übertragungsnetz und Maßnahmen zur Steuerung des Spannungsverhaltens wie die Änderung der Sollspannung an spannungsgeregelten Knoten, die Änderung der Blindeinspeisungen der Erzeuger, die Stufung der Kompensationselemente oder die Variation der Blindleistung der Kompensationselemente. Zu den netzbezogenen Maßnahmen zählt ebenfalls die Variation der Stufenstellung der Transformatoren, mit der die Blind- und/oder Wirkleistungsflüsse im Netz beeinflusst werden. Die netzbezogenen Maßnahmen stellen ein effektives Mittel zur Beseitigung von Zweigüberlastungen, Spannungsverletzungen an einzelnen Knoten oder zur Reduktion der Kurzschlussströme dar. Ihr Vorteil besteht darin, dass sie für den ÜNB quasi kostenfrei sind. Grundsätzlich können netzbezogene Maßnahmen und insbesondere Topologiemassnahmen in der Netzausbauplanung, in der Netzbetriebsplanung und in der Netzbetriebsführung und somit für das kurz-, mittel- oder langfristige NEM angewendet werden.

3.3.2 Topologiemassnahmen

Topologiemassnahmen in Übertragungsnetzen können auf Elementarschaltungen zurückgeführt werden, bei denen immer nur ein Zweig im Netz verändert wird. Diese Elementarschaltungen sind [19]:

- Abschalten einer Leitung oder eines Transformators
- Zuschalten einer Leitung oder eines Transformators
- Trennen eines Sammelschienenpaares (Entkuppeln)

- Kuppeln eines Sammelschienenpaares
- Sammelschienenwechsel einer Last oder eines Erzeugers
- Sammelschienenwechsel einer Leitung oder eines Transformators
- Sammelschienenwechsel an beiden Schaltfelder einer Leitung oder eines Transformators

Es ist leicht zu erkennen, dass die Anzahl der Topologievarianten eines Übertragungsnetzes erheblich groß ist, insbesondere wenn mehrere hundert Anlagen gleichzeitig betrachtet werden. Wenn nur das Abschalten und das Zuschalten eines Netzzweiges betrachtet werden, kann die Anzahl der theoretischen Topologievarianten für ein Netz mit der folgenden Formel geschätzt werden.

$$N^{\text{KOM}} = 2^{N^{\text{ZWG}}} \quad (3.21)$$

Eine systematische Ausschöpfung der Reserven im Übertragungsnetz, die sich durch Topologiemassnahmen ergeben, erfordert daher die Lösung eines hochdimensionalen kombinatorischen Optimierungsproblems.

Aus der Menge der theoretisch möglichen Topologiemassnahmen müssen im Suchprozess unzulässige Topologiemassnahmen eliminiert werden. Das sind z.B. Massnahmen, durch die Inselnetze entstehen oder die Verbraucher und Erzeuger vom Netz trennen.

Für die Beschreibung der Netztopologie wird der Schaltzustand der Schaltfelder der Netzelemente wie bei Drehschaltern modelliert. Bei dieser Modellierung werden die Netzelemente in zwei Gruppen unterteilt.

Die erste Gruppe besteht aus den Netzelementen Leitungen und Transformatoren. Die Modellierung dieser Betriebsmittel erfordert zwei Topologievariablen zur Abbildung des Schaltzustands jedes Schaltfelds.

Die zweite Gruppe besteht aus den Netzelementen Sammelschienenkupplung, Kompensationselemente, Erzeuger und Verbraucher. Die Modellierung dieser Betriebsmittel erfordert eine Topologievariable.

Das Schaltfeld einer Leitung bei einer Dreisammelschienenanlage kann exemplarisch mit einer Topologievariablen modelliert werden, die dann vier Zustände annehmen kann (Bild 3.4).

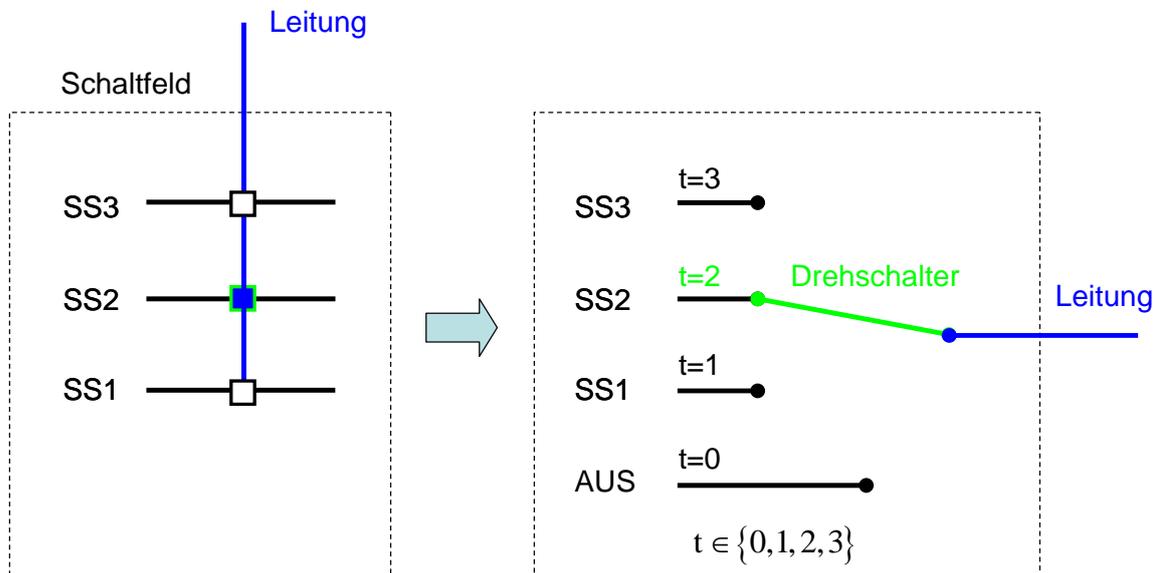


Bild 3.4: Modellierung eines Schaltfelds als Drehschalter

Der Wertebereich der ganzzahligen Topologievariablen t hängt von der Anzahl der Sammelschienen am Standort des Schaltfelds ab. Wird der Zustand "ausgeschaltet" mit null modelliert, so liegt der Wertebereich der Topologievariable t für den Schaltzustand eines Schaltfelds einer Leitung in einer Dreisammelschienenanlage zwischen 0 und 3 (Bild 3.4). Der Schaltzustand einer Leitung j kann daher wie folgt modelliert werden:

$$t_{1,\min,j} \leq t_{1,j} \leq t_{1,\max,j} \quad (3.22)$$

$$t_{2,\min,j} \leq t_{2,j} \leq t_{2,\max,j} \quad (3.23)$$

Dieses Vorgehen berücksichtigt unterschiedliche Sammelschienenkonfigurationen (Einfach-, oder Doppelsammelschienenanlage usw.) für jedes Schaltfeld einer Leitung. Topologiemassnahmen an einer Leitung werden daher durch eine Änderung der Verschaltung Δt der Leitung modelliert. Es gilt:

$$t_{1,\min,j} \leq t_{1,j} + \Delta t_{1,j} \leq t_{1,\max,j} \quad (3.24)$$

$$\mathbf{t}_{2,\min,j} \leq \mathbf{t}_{2,j} + \Delta\mathbf{t}_{2,j} \leq \mathbf{t}_{2,\max,j} \quad (3.25)$$

Analog zu den Leitungen kann die Netztopologie von Transformatoren modelliert werden. Für den Vektor der Entscheidungsvariablen und die Änderung der Verschaltung der Transformatoren gilt:

$$\Delta\mathbf{t}_t = (\Delta\mathbf{t}_{1,t}, \Delta\mathbf{t}_{2,t})^T \quad (3.26)$$

$$\mathbf{t}_{\min,t} \leq \mathbf{t}_t + \Delta\mathbf{t}_t \leq \mathbf{t}_{\max,t} \quad (3.27)$$

Die Modellierung der Sammelschienenkupplung erfordert eine Einschränkung der oberen Grenze des Wertebereichs der Topologievariablen, um unzulässige Verschaltungen der Sammelschienenkupplungen an einem Standort zu vermeiden. Jede Sammelschienenkupplung wird daher mit einer Topologievariablen, die nur den Schaltzustand "EIN" oder "AUS" annehmen kann. Für die Grenzwerte des Wertebereichs der Topologievariablen von Sammelschienenkupplungen gilt dann:

$$0 \leq \mathbf{t}_b + \Delta\mathbf{t}_b \leq 1 \quad (3.28)$$

Die Modellierung der Erzeuger und der Verbraucher kann mit dem gleichen Modellansatz erfolgen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass Erzeuger und Verbraucher in Rahmen des NEM in dieser Arbeit nicht ausgeschaltet und nicht zugeschaltet werden können. Daher werden die Untergrenzen der Topologievariablen auf "EINS" festgelegt. Der Vektor der Topologievariablen der Erzeuger und der Verbraucher ist eindimensional und es gilt:

$$1 \leq \mathbf{t}_e + \Delta\mathbf{t}_e \leq \mathbf{t}_{\max,e} \quad (3.29)$$

$$1 \leq \mathbf{t}_d + \Delta\mathbf{t}_d \leq \mathbf{t}_{\max,d} \quad (3.30)$$

Werden die Minimal- und Maximalgrenzwerte der Topologievariablen gleich gewählt, so wird eine Sperrung dieses Netzbetriebsmittels erzielt. Das Sperren von Netzbetriebsmitteln reduziert zwar den Lösungsraum, kann aber zur Sensitivitätsanalyse verwendet werden.

Die Tabelle 3.2 verdeutlicht die Zuordnung der Änderung der Verschaltung eines Netzbetriebsmittel zu den bereits zitierten Elementarschalthandlungen.

Logische Regeln	Mögliche Elementarschalthandlungen
$(t=0) \ \& \ (\Delta t > 0)$	Zuschalten
	Kuppeln
$(t > 0) \ \& \ (\Delta t \neq 0)$	Wechsel einer Sammelschiene
$(t > 0) \ \& \ (t = -\Delta t)$	Ausschalten
	Entkuppeln
$\Delta t = 0$	keine Topologemaßnahmen erforderlich

Tabelle 3.2: Logische Regeln zur Abbildung der Elementarschalthandlungen

Im Falle eines regelzonenübergreifenden NEM ermöglicht die Abbildung der Regelzonen im Modell die Festlegung der Netzbetriebsmittel, für die der Schaltzustand in einem gemeinsamen Verfahren ermittelt werden kann. Die Modellierungstiefe für die Koordination von Schalthandlungen zur Netzengpassbeseitigung kann weit über die Kuppelleitungen hinaus gehen.

3.3.3 Stufenstellung und Zusatzwinkel der Transformatoren

Transformatoren haben die Aufgabe, Netzteile unterschiedlicher Spannungsebenen oder gleicher Spannungsebenen bei konstanter Frequenz mit optimalem Wirkungsgrad miteinander zu verbinden. Die Regeltransformatoren haben ein Übersetzungsverhältnis, das abhängig von einer Stufenstellung ist. Die Stufenstellung ermöglicht die Erzeugung einer Zusatzspannung, die je nach Phasenlage eine Steuerung des Wirkleistungs- und/oder Blindleistungsflusses im Übertragungsnetz ermöglicht. Durch einen Querregler (Winkel der Zusatzspannung $\pm 90^\circ$) wird im Wesentlichen der Wirkleistungsfluss beeinflusst. Durch einen Längsregler (Winkel der Zusatzspannung 0°) wird im Wesentlichen der Blindleistungsfluss beeinflusst. Durch einen Schrägeregler (Winkel der Zusatzspannung $\pm 60^\circ$) werden die Wirk- und Blindleistungsflüsse im Netz beeinflusst. Durch einen kombinierten Längs-Querregler ist es möglich, eine Zusatzspannung mit einem Winkel im Bereich 0 bis $\pm 90^\circ$ zu erzeugen.

Die Änderung der Stufenstellung der Transformatoren als netzbezogene Maßnahme kann analog zu den Topologiemassnahmen im Rahmen des kurz-, mittel- und langfristigen NEM eingesetzt werden.

Die Änderung der Stufenstellung kann entweder auf der Oberspannungsseite oder auf der Unterspannungsseite erfolgen. Sie ist durch den zulässigen Stellbereich der Stufenstellung eingeschränkt. Die Stufenstellungen für jeden Transformator werden mit den folgenden kontinuierlichen Variablen modelliert:

$$r_{\min,t}^{\text{OS}} \leq r_t^{\text{OS}} + \Delta r_t^{\text{OS}} \leq r_{\max,t}^{\text{OS}} \quad (3.31)$$

$$r_{\min,t}^{\text{US}} \leq r_t^{\text{US}} + \Delta r_t^{\text{US}} \leq r_{\max,t}^{\text{US}} \quad (3.32)$$

Zusätzlich zu der Änderung der Stufenstellung der Transformatoren wird zunehmend die Änderung der Winkel der Zusatzspannung der Transformatoren als weitere netzbezogene Maßnahme angesehen. Diese Maßnahmen sind im kurzfristigen NEM nicht anwendbar, weil zur Winkeländerungen in vielen Fällen eine Außerbetriebnahme der Transformatoren erforderlich ist. Die Änderung der Winkel der Transformatoren ist prinzipiell für das mittel- und langfristige NEM geeignet.

3.3.4 Sollspannung der spannungsgeregelten Knoten

Die Aufgabe der Spannungsregelung an den Generatoren ist die Einhaltung des Betrags der Klemmenspannung auf einen vorgegebenen Sollwert. Indirekt wird dadurch die Spannung der über die Maschinentransformatoren verbundenen Knoten des Übertragungsnetzes beeinflusst. Eine gezielte Änderung der Sollspannung der spannungsgeregelten Knoten (PU-Knoten) kann zur Vermeidung von Netzengpässen beitragen. Diese Maßnahmen können im kurz-, mittel- und langfristigen NEM eingesetzt werden. Die Vorgabe der Sollspannung der spannungsgeregelten Knoten ist eingeschränkt durch die Spannungsgrenzen.

$$U_{\min,e_u}^{\text{SOLL}} \leq U_{e_u}^{\text{SOLL}} + \Delta U_{e_u}^{\text{SOLL}} \leq U_{\max,e_u}^{\text{SOLL}} \quad (3.33)$$

Die Änderung der Sollspannung der spannungsgeregelten Knoten erfolgt in Rahmen der Systemdienstleistungen und kann mit Kosten für die ÜNB verbunden. Es ist daher notwendig, die durch diese Maßnahme entstehenden Kosten im Rahmen des NEM zu minimieren.

3.3.5 Blindleistung der Erzeuger

Durch die Steuerung des Blindleistungsbezugs von Erzeugungseinheiten im Übertragungsnetz kann die Spannung im Netz lokal beeinflusst werden. Diese Maßnahme kann im Rahmen des kurz-, mittel- und langfristigen NEM eingesetzt werden. Die Änderung der Blindleistung der Erzeuger erfolgt innerhalb der Blindleistungsgrenzen an den PQ-Knoten.

$$Q_{\min,eq} \leq Q_{eq} + \Delta Q_{eq} \leq Q_{\max,eq} \quad (3.34)$$

Im Unterschied zu den Topologiemassnahmen kann die Veränderung der Blindleistung mit Kosten verbunden. Diese werden in Rahmen der Systemdienstleistungen abgerechnet werden können. Es ist daher notwendig, den Umfang der Blindleistungsverlagerungen im Rahmen des NEM zu minimieren.

3.3.6 Kompensationselemente

Kompensationselemente (Spulen, Kondensatoren, usw.) können neben weiteren Aufgaben wie die Begrenzung von Kurzschlussströmen für die Regulierung des Blindleistungshaushaltes im Übertragungsnetz eingesetzt werden. Sie können als Längs- oder Querkompensation ausgeführt werden. Kompensationselemente können je nach Bauart gesteuert oder nicht gesteuert werden. Im Falle von steuerbaren Kompensationselementen erfolgt die Regulierung des Blindleistungshaushaltes durch die Veränderung der Kompensationsstufen. Als Steuergrößen werden daher die Veränderungen einer Stufenstellung eingesetzt [7]. Diese wird (quasi-)kontinuierlich modelliert.

$$r_{\min,c} \leq r_c + \Delta r_c \leq r_{\max,c} \quad (3.35)$$

Eine weitere Möglichkeit zur Steuerung des Blindleistungshaushaltes im Allgemeinen besteht in der Veränderung der erforderlichen Leistung der Kompensationsanlagen an ausgewählten Knoten. Diese Maßnahme wird insbesondere im Rahmen der Netzausbauplanung für die Dimensionierung der einzusetzenden Kompensationselemente angewendet.

$$Q_{\min,c} \leq Q_c + \Delta Q_c \leq Q_{\max,c} \quad (3.36)$$

Die Steuerung des Blindleistungshaushaltes durch Kompensationselemente kann als netzbezogene Maßnahme im kurz-, mittel- und langfristigen NEM eingesetzt werden.

3.3.7 Zielfunktion der Bewertung des Aufwands der netzbezogenen Maßnahmen

Die oben beschriebenen netzbezogenen Maßnahmen können mit kontinuierlichen und diskreten Entscheidungsvariablen modelliert werden, die durch eine Vielfalt von Nebenbedingungen eingeschränkt sind. Das Bild 3.5 gibt einen Überblick der in dieser Arbeit berücksichtigten netzbezogenen Maßnahmen.

	Leitung	Kupplung	Trafo	Kompensation	Erzeuger	Verbraucher
EIN	✓	✓	✓	✓	-	-
AUS	✓	✓	✓	✓	-	-
SS-Wechsel	✓	-	✓	-	✓	✓
Stufen	-	-	✓	✓	-	-
ΔU^{soll}	-	-	-	-	✓	-
ΔQ	-	-	-	✓	✓	-
	✓	✓	✓	✓	✓	✓

kontinuierlich

diskret

}

Aufwand
(Maßnahmen spezifisch)

}

Wichtung
(Betriebsmittel spezifisch)

Bild 3.5: Modellansatz und Aufwand der netzbezogenen Maßnahmen

Das schwarze Zeichen "✓" im Bild bedeutet eine zulässige Maßnahme bei dem Netzbetriebsmittel. So ist exemplarisch die netzbezogene Maßnahme "Änderung der Stufenstellung" - im Bild abgekürzt durch "Stufen" - nur bei Transformatoren oder Kompensationselementen möglich. Die Topologiemmaßnahme "Ausschalten" im Bild, abgekürzt mit "AUS", ist bei den Netzbetriebsmitteln Leitungen, Kupplungen, Transformatoren oder Kompensationselemente möglich und grundsätzlich nicht zulässig bei Erzeugern oder Verbrauchern. Im Bild 3.5 werden ebenfalls die unterschiedlichen Typen der notwendigen Entscheidungsvariablen zur Abbildung der netzbezogenen Maßnahmen farblich differenziert.

Die Umsetzung der netzbezogenen Maßnahmen ist für den ÜNB jeweils mit einem unterschiedlichen Aufwand verbunden, der nicht nur in Kosten quantifizierbar ist. Diese unterschiedlichen Folgen der Maßnahmen erfordern aus verschiedenen Gründen eine Bewertung der netzbezogenen Maßnahmen innerhalb des Verfahrens.

Aus diesen Gründen wird bereits in der Zielfunktion der Bewertung der Maßnahmen Z^{BM} Gl. (3.2) die Teilzielfunktion Z^{NM} formuliert, was eine Bewertung der verschiede-

nen netzbezogenen Maßnahmen ermöglicht. Dabei sollen die verschiedenen Anforderungen, die aus den Einsatzmöglichkeiten des Verfahrens resultieren, berücksichtigt werden.

Im Bild 3.5 sind ebenfalls die verschiedenen Möglichkeiten zur Bewertung einer netzbezogenen Maßnahme dargestellt. Der Aufwand einer netzbezogenen Maßnahme ist grundsätzlich abhängig von der Art der Maßnahme ("EIN", "AUS", usw.) und von dem betroffenen Netzbetriebsmittel (Leitungen, Transformator, Erzeuger usw.). Zur Bewertung einer netzbezogenen Maßnahme sind daher zwei Kenngrößen notwendig.

Die erste Kenngröße charakterisiert die Betriebsmittel. Diese Kenngrößen ermöglichen eine Unterscheidung der einzelnen Betriebsmittel bei der Bewertung der netzbezogenen Maßnahmen. In der gleichen Kategorie von Netzbetriebsmitteln können auch unterschiedliche Kennzahlen vergeben werden. Sie können exemplarisch für die Abbildung einer Unterscheidung zwischen Kuppelleitungen mit anderen ÜNB und Leitungen im eigenen Netz angewendet werden. Diese betriebsmittelspezifischen Kenngrößen werden als Wichtungsfaktoren w bezeichnet.

Die zweite Kenngröße zur Bewertung einer netzbezogenen Maßnahme ist eine Beschreibung des benötigten Aufwands für eine Maßnahme an einem Betriebsmittel. Als Beispiel ist bei einer Leitung die netzbezogene Maßnahme "Zuschalten" ("EIN") mit weniger Aufwand verbunden als der Wechsel einer Sammelschiene ("SS-Wechsel"), wenn als Aufwand die Anzahl der Schalttätigkeiten betrachtet wird. Die aufwandspezifische Bewertung der Maßnahmen ist stark abhängig vom Zustand des Betriebsmittels vor dem Einsatz im Rahmen des NEM.

Am Beispiel einer Leitung, einer Kupplung und eines Erzeugers werden im Folgenden Modelle der Bewertung des Aufwands von netzbezogenen Maßnahmen aufgezeigt.

Für Leitungen können die Maßnahmen Einschalten, Ausschalten oder Sammelschienenwechsel unterschieden werden. Eine mathematische Formulierung kann wie folgt definiert werden:

$$b_j(m) = \begin{cases} a_j^{\text{ME,MA}} & \text{falls, } m \in \{\text{"EIN"}, \text{"AUS"}\} \\ a_j^{\text{MS}} & \text{falls, } m \in \{\text{"SS - Wechsel"}\} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad a^{\text{ME,MA}} \leq a^{\text{MS}} \quad (3.37)$$

Bei einer Kupplung kann das Kuppeln oder das Entkuppeln exemplarisch wie folgt definiert werden:

$$b_b(m) = \begin{cases} a_b^{ME,MA} & \text{falls, } m \in \{"EIN", "AUS"\} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.38)$$

Da die Blindleistungsverlagerung im Rahmen des NEM nicht kostenlos zu bewerten ist, kann sie wie folgt bewertet werden:

$$b_{e_q}(m) = a_{e_q}^{MQ} * |\Delta Q_{e_q}| \quad \text{falls, } m \in \{"\Delta Q"\} \quad (3.39)$$

Für jedes zu untersuchende Szenario im Rahmen des regelzonenübergreifenden NEM ist der Aufwand der netzbezogenen Maßnahmen zu minimieren, wenn ein engpassfreies Netz gefunden wird. Unter Berücksichtigung des Wichtungsfaktors der Betriebsmittel ergibt sich für jedes Szenario die folgende Zielfunktion:

$$Z_f^{NM} = \sum_{a=1}^{N^{Rz}} \left(\sum_{j=1}^{N_a^{LTG}} w_j^{LTG} b_{a,j} + \sum_{b=1}^{N_a^{KUP}} w_b^{KUP} b_{a,b} + \sum_{t=1}^{N_a^{TR}} w_t^{TR} b_{a,t} + \sum_{c=1}^{N_a^{KE}} w_c^{KE} b_{a,c} + \sum_{e=1}^{N_a^{ERZ}} w_e^{ERZ} b_{a,e} + \sum_{d=1}^{N_a^{VER}} w_d^{VER} b_{a,d} \right) \rightarrow \text{Min} \quad (3.40)$$

Diese Modellierung ermöglicht es, das Verfahren flexibel zu steuern und öffnet dem ÜNB eine Vielfalt an Gestaltungsmöglichkeiten der netzbezogenen Maßnahmen zur Netzengpassvermeidung.

3.4 Modellierung von marktbezogenen Maßnahmen

3.4.1 Redispatch

Falls die netzbezogenen Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung nicht ausreichend sind, kann der ÜNB im Falle eines kurzfristigen NEM (heute für morgen oder heute für heute) auf marktbezogene Maßnahmen in Form von Redispatch zurückgreifen [15]. Das Redispatch ist eine gegenüber dem angemeldeten Fahrplan vom ÜNB veranlasste Veränderung der Wirkleistungseinspeisung der Erzeuger. Durch die Einspeiseverlage-

rung können die Leistungsflüsse im Netz beeinflusst werden und somit Netzengpässe beseitigt werden.

Das Redispatch ist für den ÜNB im Allgemeinen mit Kosten verbunden. Bei einer Leistungserhöhung hat der ÜNB ein Entgelt an den Betreiber des Erzeugers zu entrichten. Bei einer Leistungsminderung sind zwei Fälle zu unterscheiden. Im ersten Fall bezahlt der ÜNB den Erzeuger für die Leistungsminderung. Im zweiten Fall erhält der Übertragungsnetzbetreiber vom Erzeuger ein Entgelt, das den eingesparten Brennstoffkosten entspricht. Am Redispatch-Verfahren können auch qualifizierte Verbraucher teilnehmen. Diese können als Erzeuger mit negativen Einspeiseleistungen modelliert werden. Zur Modellierung des Redispatch wird ein Vektor kontinuierlicher Entscheidungsvariablen der Dimension N^{ERZ} benötigt.

In dieser Arbeit wird ein knotenbasiertes Redispatch-Verfahren (im Folgenden einfach als Redispatch bezeichnet) im Rahmen des kurzfristigen NEM abgebildet. Es sind verschiedene Varianten des Redispatch möglich [21], [61], [67]. In dieser Arbeit werden die folgenden Varianten analysiert, die auf Basis eines Optimierungsverfahrens ermittelt werden können:

- Redispatch ohne Änderung des Austauschfahrplans oder regelzonenübergreifendes koordiniertes Redispatch
- Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplans oder regelzonenübergreifendes Redispatch

Bei beiden Varianten des Redispatch erfolgt die Änderung der Wirkleistung innerhalb der Leistungsgrenzen der Erzeuger. Die Systembilanz muss eingehalten werden. Es wird angenommen, dass die Veränderung der Wirkleistungsverluste über die Systemdienstleistungen abgewickelt wird. Das Redispatch muss daher die folgenden Bedingungen erfüllen:

$$P_{\min,e} \leq P_e + \Delta P_e^{\text{POS}} - \Delta P_e^{\text{NEG}} \leq P_{\max,e} \quad \Delta P_e^{\text{POS}} \geq 0, \Delta P_e^{\text{NEG}} \geq 0 \quad (3.41)$$

$$\sum_{e=1}^{N^{\text{ERZ}}} (\Delta P_e^{\text{POS}} - \Delta P_e^{\text{NEG}}) = 0 \quad (3.42)$$

3.4.2 Regelzonenübergreifendes Redispatch ohne Änderung des Austauschfahrplanes

Die einfachste Möglichkeit eines Redispatch besteht darin, innerhalb einer Regelzone, in der ein Netzengpass auftritt, die Erzeugung so umzuverteilen, dass der Netzengpass beseitigt wird. Damit die Austauschfahrpläne mit den Nachbarn des ÜNB nicht verändert werden, muss die Bilanz der Wirkleistungsänderung in der betroffenen Regelzone null sein. Dieses Vorgehen entspricht einem regelzoneninternen Redispatch.

Falls der Netzengpass durch das regelzoneninterne Redispatch nicht beseitigt werden kann, besteht die Möglichkeit, ein regelzonenübergreifendes koordiniertes Redispatch durchzuführen. Dabei suchen die beteiligten ÜNB nach einer gemeinsamen Lösung für eine regelzonenübergreifende Netzengpassbeseitigung. Bei diesem Verfahren wird keine Änderung des Austauschfahrplans zwischen den ÜNB vorgenommen. Das Bild 3.6 zeigt das Grundprinzip des regelzonenübergreifenden Redispatch ohne Änderung des Austauschfahrplans.

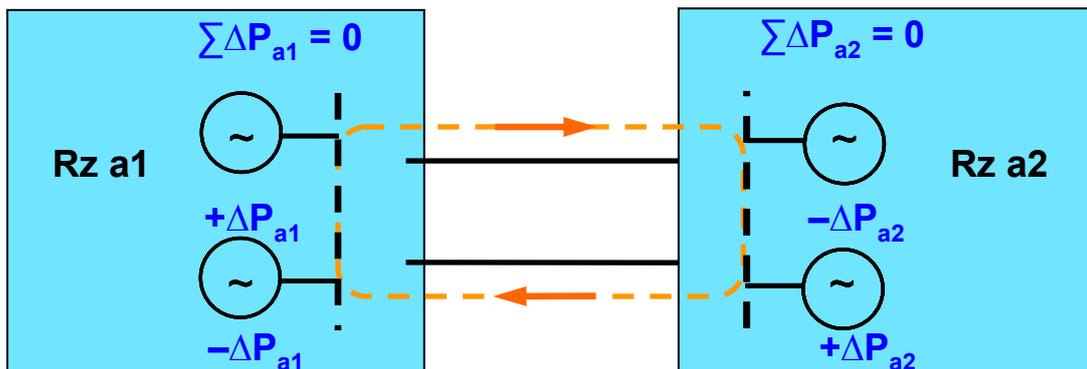


Bild 3.6: Regelzonenübergreifendes Redispatch ohne Änderung des Austauschfahrplans

Das regelzonenübergreifende Redispatch ohne Änderung der Austauschfahrpläne setzt eine intensive Koordinationsbereitschaft der beteiligten ÜNB für die Netzsicherheit voraus. Zur Abbildung dieser Vorgehensweise werden im Modell zusätzliche Nebenbedingungen benötigt. Die Anzahl der Nebenbedingungen entspricht der Anzahl der Regelzonen im koordinierten Netzengpassmanagement. Für die Wirkleistungsbilanzen der einzelnen Regelzonen gilt:

$$\sum_{e=1}^{N_a^{\text{ERZ}}} (\Delta P_{a,e}^{\text{POS}} - \Delta P_{a,e}^{\text{NEG}}) = 0 \quad a = 1, \dots, N^{\text{Rz}} \quad (3.43)$$

Falls das NEM in nur einer Regelzone durchgeführt wird, entspricht diese Variante auch einem regelzoneninternen Redispatch

3.4.3 Regelzonenübergreifendes Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplanes

Das regelzonenübergreifende Redispatch mit Änderung der Austauschfahrpläne setzt ebenfalls eine intensive Koordinationsbereitschaft der beteiligten ÜNB für die Netzsicherheit voraus. In diesem Fall wird versucht, die geografisch bestplatzierten Erzeuger für die Netzengpassbeseitigung zu nutzen. Das Bild 3.7 zeigt die prinzipielle Vorgehensweise bei dem regelzonenübergreifenden Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplans.

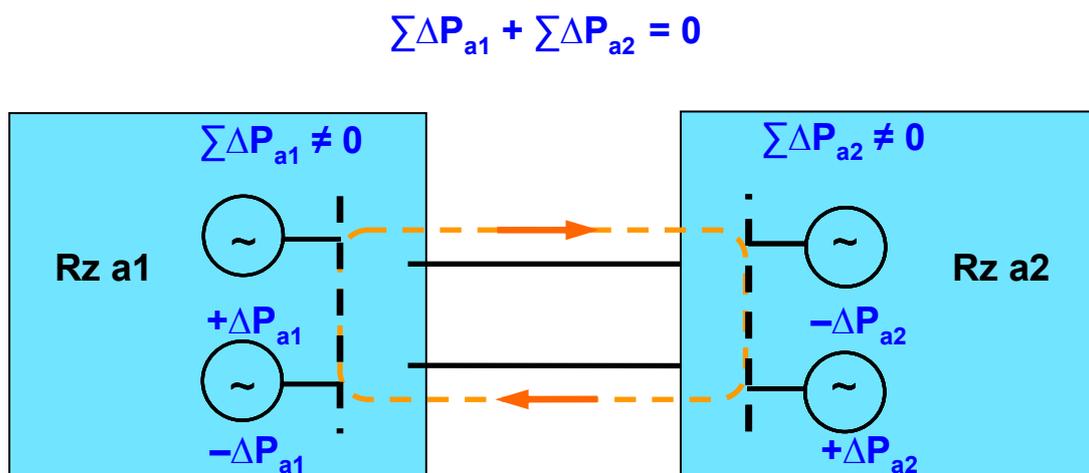


Bild 3.7: Regelzonenübergreifendes Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplans

3.4.4 Zielfunktion der Bewertung der marktbezogenen Maßnahmen

Falls die Gebote für das Redispatch-Verfahren über einen Markt abgegeben werden, handelt es sich um ein marktbasierendes Redispatch. Existiert kein entsprechender Markt für die Abgabe von Geboten zur Teilnahme am Redispatch, so wird das Redispatch auf Grundlage von bilateralen Verträgen zwischen Kraftwerksbetreibern und ÜNB durchge-

führt. Es handelt sich dann um ein kostenbasiertes Redispatch, wie es derzeit in Deutschland praktiziert wird. Unabhängig von der Marktstruktur, die zu Grunde gelegt wird, verfolgt das Redispatch für jedes Szenario und für jede der oben beschriebenen Varianten die Minimierung der durch das Redispatch verursachten Kosten.

$$Z_f^{MM} = \sum_{a=1}^{NRz} \sum_{e=1}^{NERZ} (c_e^{POS} | \Delta P_{a,e}^{POS} | + c_e^{NEG} | \Delta P_{a,e}^{NEG} |) \rightarrow \text{Min} \quad (3.44)$$

Diese Zielfunktion ist bereits bei der Bewertung des gesamten Aufwands an Maßnahmen für die Netzengpassbeseitigung Z^{BM} in Gl. (3.2) berücksichtigt worden. Alle Varianten des Redispatch können in Kombination mit netzbezogenen Maßnahmen durchgeführt werden. Gerade diese Kombination bietet erhebliche Effizienzsteigerungen für das Redispatch-Verfahren im Rahmen des NEM.

3.5 Modellierung von Netzausbaumaßnahmen

3.5.1 Netzausbaumaßnahmen als potenzielle Topologie

Eine wesentliche Aufgabe des langfristigen NEM ist die Erhöhung der Übertragungskapazität. Dies erfordert von den ÜNB eine Netzausbauplanung zur Netzengpassvermeidung. Der Erfolg jedes Prozesses zur Netzausbauplanung hängt im Wesentlichen von den berücksichtigten Ausbaualternativen ab. Die Festlegung und Definition von Ausbaualternativen wird durch den Netzplaner auf Basis seiner Erfahrung durchgeführt. Das Ergebnis der Netzausbauplanung ist die Menge der Ausbaumaßnahmen (inklusive Netzverstärkungsmaßnahmen), die es ermöglichen, die Netzengpässe der untersuchten Szenarien zu beseitigen. Es stellt sich daher die Frage, ob durch eine systematische Netztopologieoptimierung der vorhandenen Topologie unter Berücksichtigung der geplanten neuen Netzbetriebsmittel eine Reduktion des Umfangs der Ausbaumaßnahmen möglich ist. Dies bedeutet einen eventuellen Verzicht auf Teilen der Netzausbaumaßnahmen durch die neue Definition einer zukünftigen Netzschaltung.

Diese vom Netzplaner ermittelten Netzausbaumaßnahmen können im Modellnetz im Zustand "ausgeschaltet" modelliert werden. Da diese Netzelemente noch nicht existieren, werden sie für das hier beschriebene Verfahren als potenzielle Topologie angenommen. Es ist daher erforderlich, die potenziellen Ausbaumaßnahmen gegenüber den Netzelementen des aktuellen Netzzustands besonders zu kennzeichnen. In dieser

Arbeit werden die folgenden Netzelemente für Aufgaben der Netzausbauplanung berücksichtigt:

- Leitungen
- Transformatoren (Längs-, Schräg- bzw. Querregler)
- Kompensationselemente

Netzverstärkungsmaßnahmen wie die Zubeseilung, die Umbeseilung oder die Ertüchtigung von Leitungen werden ebenfalls als potenzielle Topologie modelliert. Die Veränderung der Verschaltung der potenziellen Topologie erfolgt analog zu der Modellierung der Topologiemassnahmen im vorhandenen Netz. Im Bild 3.8 ist am Beispiel einer Leitung die Modellierung einer potenziellen Topologie dargestellt.

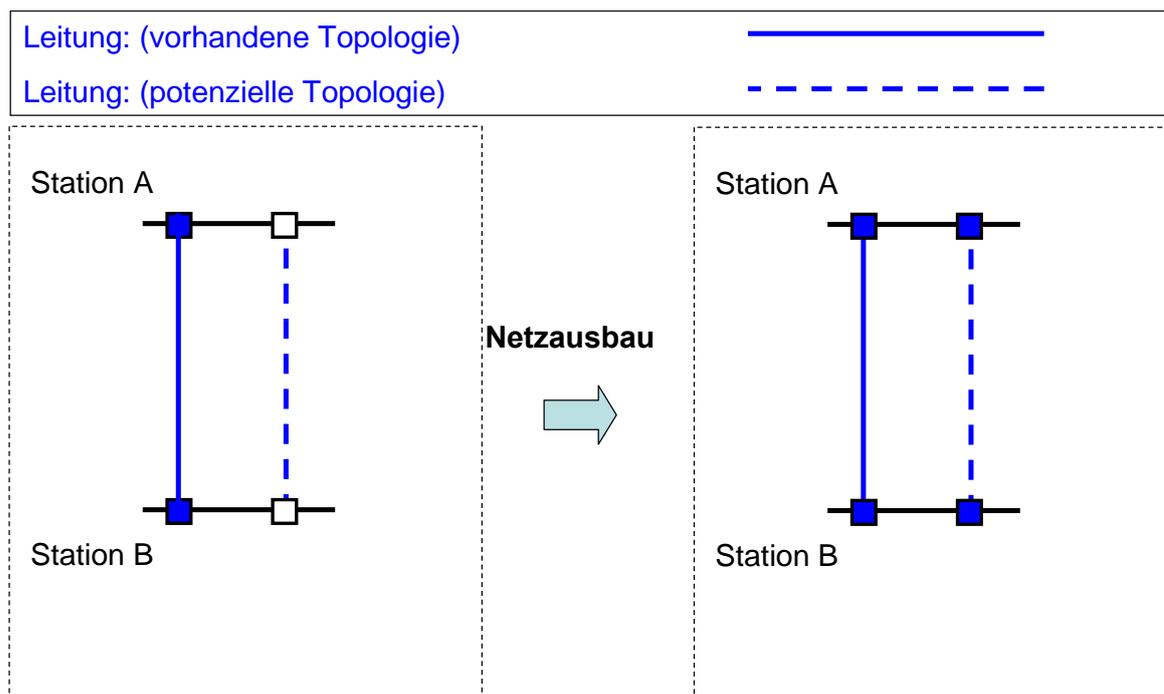


Bild 3.8: Potenzielle Topologie am Beispiel der Netzausbaumaßnahme einer Leitung

Für den Einsatz des Verfahrens in der Praxis hat sich gezeigt, dass für die Ermittlung realitätsnaher Zielnetze eine Reihe von Regeln notwendig sein kann. Die Regeln können in Form von "Wenn...Dann..."-Regeln formuliert werden. Mit diesen Regeln wird das Expertenwissen des Netzplaners für die sinnvolle Zuschaltung der potenziellen Topologie im Verfahren hinterlegt. Als Beispiel kann die Modellierung eines Ersatzneu-

baus einer Leitung erwähnt werden. Dabei erfordert das Zuschalten der potenziellen Topologie (Bild 3.9) zusätzlich das Ausschalten der vorhandenen Leitung im Modellnetz.

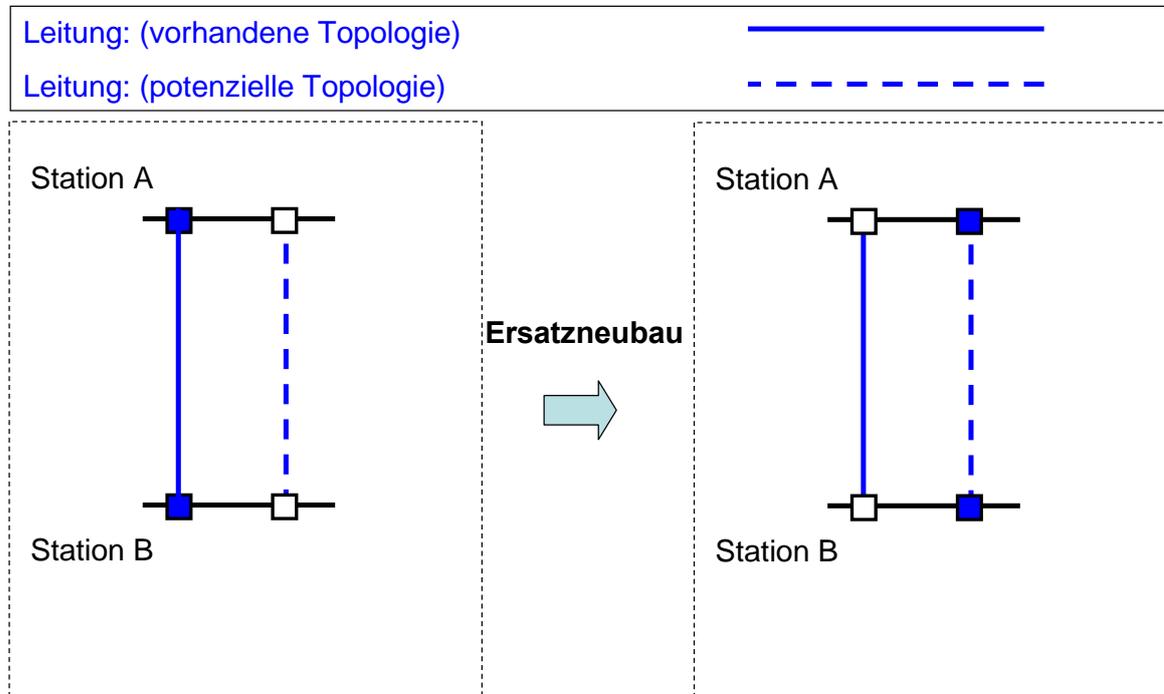


Bild 3.9: Potenzielle Topologie am Beispiel eines Ersatzneubaus

3.5.2 Zielfunktion der Bewertung der Netzausbaumaßnahmen

Die Bewertung des Aufwands für die Netzausbaumaßnahmen nutzt die Vorteile der bereits eingeführten Bewertung der netzbezogenen Maßnahmen aus. In Tabelle 2.1 wird gezeigt, dass die Netzausbaumaßnahmen unterschiedlich zu bewerten sind. Mit den eingefügten Kenngrößen zur Bewertung der Maßnahmen kann der finanzielle Aufwand jeder Netzausbaumaßnahme abgebildet werden. Bei der Wahl der Wichtungsfaktoren werden die betriebsmittelspezifischen Kennzahlen für die Netzausbaumaßnahmen deutlich größer gewählt als die der vorhandenen Netztopologie. Es gilt:

$$w^{\text{LTG,TR}} \ll w_{\text{ausb}}^{\text{LTG,TR}} \quad (3.45)$$

$$w^{\text{KE}} \ll w_{\text{ausb}}^{\text{KE}} \quad (3.46)$$

Für die Zielfunktion der Bewertung des Aufwands für die Netzausbaumaßnahmen jedes Szenarios gilt:

$$Z_f^{AM} = \sum_{a=1}^{N^{Rz}} \left(\sum_{j=1}^{N_{ausb,a}^{LTG}} w_{ausb,j}^{LTG} b_{ausb,a,j} + \sum_{t=1}^{N_{ausb,a}^{TR}} w_{ausb,t}^{TR} b_{ausb,a,t} + \sum_{c=1}^{N_{ausb,a}^{KE}} w_{ausb,c}^{KE} b_{ausb,a,c} \right) \rightarrow \text{Min} \quad (3.47)$$

Diese Zielfunktion ist bereits bei der Bewertung des gesamten Aufwands an Maßnahmen für die Netzengpassbeseitigung Z^{BM} in Gl. (3.2) berücksichtigt worden. Durch die Wahl der Gewichtungsfaktoren wird grundsätzlich zwischen der vorhandenen und potenziellen Topologie unterschieden. Änderungen an der vorhandenen Topologie sind aus Sicht der Netzplanung nicht mit Kosten verbunden und werden daher im Verfahren priorisiert. Das Zuschalten eines Netzelements, das als potenzielle Topologie deklariert ist, führt zu einer Netzausbaumaßnahme (oder einer Netzverstärkungsmaßnahme) und ist mit Kosten verbunden. Es ist daher notwendig, die Kosten der notwendigen Netzausbaumaßnahmen zur Netzengpassbeseitigung zu minimieren.

3.6 Zielfunktion für den Aufwand an Maßnahmen

In Abhängigkeit des Einsatzes des Verfahrens kann der ÜNB auf unterschiedliche Maßnahmengruppen für die Vermeidung von Netzengpässen zurückgreifen. Der gesamte Aufwand an Maßnahmen für die Netzengpassbeseitigung kann wie folgt definiert werden:

$$Z_f^{BM} = w^{NM} Z_f^{NM} + (w^{MM} Z_f^{MM} + w^{AM} Z_f^{AM}) \quad (3.48)$$

Für eine Netzausbauplanung im langfristigen NEM ist das Redispatch nicht zulässig. Für eine Anwendung des Verfahrens im kurzfristigen NEM ist die Modellierung von potenziellen Ausbaumaßnahmen nicht zulässig. Für die Wahl der Gewichtungsfaktoren gilt daher:

$$w^{MM} * w^{AM} = 0 \quad (3.49)$$

Durch diese Forderung wird die zulässige Kombination von Maßnahmen abgebildet. Es können somit die folgenden Untersuchungen mit dem Modell durchgeführt werden:

- Einsatz von netzbezogenen Maßnahmen: Diese Kategorie der Untersuchungen ist für alle Phasen des NEM besonders wichtig.
- Einsatz von netzbezogenen Maßnahmen und marktbezogenen Maßnahmen (Redispatch): Diese Kategorie der Untersuchungen eignet sich insbesondere im kurzfristigen NEM.
- Einsatz von netzbezogenen Maßnahmen und Netzausbaumaßnahmen: Diese Kategorie der Untersuchungen ist insbesondere für das langfristige NEM geeignet.

Die Wahl der Gewichtungsfaktoren beeinflusst ebenfalls, welche Maßnahmen im Suchprozess bevorzugt werden. Grundsätzlich sind die netzbezogenen Maßnahmen in allen Bereichen des NEM zu bevorzugen. Daher gilt:

$$w^{NM} \ll w^{MM} \quad (3.50)$$

$$w^{NM} \ll w^{AM} \quad (3.51)$$

3.7 Modellierung von Regelzonenkooperationen

3.7.1 Regelzoneninternes Netzengpassmanagement

Das regelzoneninterne NEM erfolgt ausschließlich im eigenen Netz ohne Einbeziehung der Nachbarnetze. Dabei werden ausschließlich Maßnahmen in der zu untersuchende Regelzone zugelassen. Für solche Untersuchungen kann der Modellumfang auf das zu untersuchende Netzgebiet reduziert werden [55]. Der Vorteil bei der Untersuchung mit einem reduzierten Netzmodell besteht im Gewinn an Rechenzeit durch die reduzierte Modellgröße. Das Bild 3.10 zeigt die Struktur eines Netzmodells, das für ein regelzoneninternes NEM zu Grunde gelegt wird.

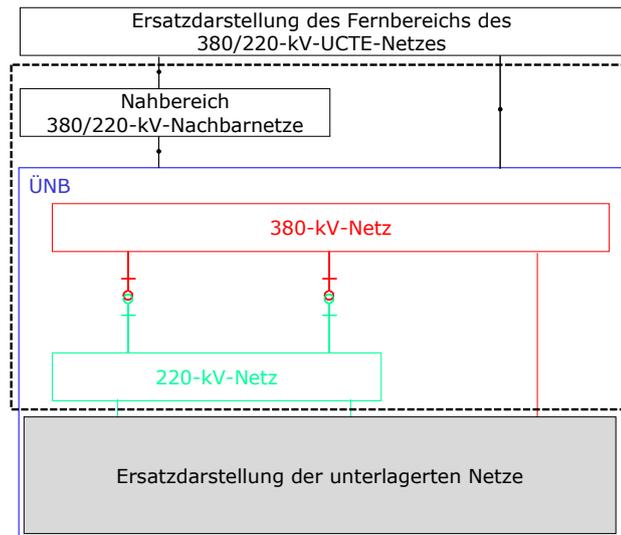


Bild 3.10: Netzmodell für ein regelzoneninternes Netzengpassmanagement

In der Praxis ist es üblich, die ersten Maschen der Nachbarnetze im Ersatznetzmodell abzubilden. Diese werden im Bild 3.10 durch den Nahbereich der 380/220-kV Nachbarnetze dargestellt. Die weiteren Elemente der Nachbarnetze, die nicht zur ersten Masche gehören, werden dann mit Hilfe einer Netzwerkreduktion eliminiert und das resultierende Ersatznetzmodell wird im Bild durch den Fernbereich des Verbundnetzes dargestellt. Eine weitere Möglichkeit der Reduktion des Modellumfangs besteht in der Netzwerkreduktion der dem Übertragungsnetz unterlagerten Netze. Die Elemente des Ersatznetzes (Ersatzlängs- und querzweige) werden bei den Netzrechnungsverfahren abgebildet. Das Ersatznetzmodell für die Lastflussrechnung wie auch das Ersatznetzmodell für die Kurzschlussrechnungen werden berücksichtigt. Eine Engpassanalyse auf die Ersatznetzelemente ist nicht zulässig. Das betrifft gleichsam eine Änderung des Schaltzustands der Ersatzlängszweige oder der Einspeiseleistung der Ersatzquerzweige.

Das regelzoneninterne NEM hat allerdings im Fall von hohen Transiten einen Nachteil: Die ermittelten Maßnahmen werden unkoordiniert gefunden. Eine Abhilfe hierzu bietet das regelzonenübergreifende NEM.

3.7.2 Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement

Das regelzonenübergreifende NEM hat die Aufgabe der Netzengpassdetektion und Netzengpassbeseitigung in mehreren Regelzonen auf Grundlage eines gemeinsamen Netzmodells (Bild 3.11).

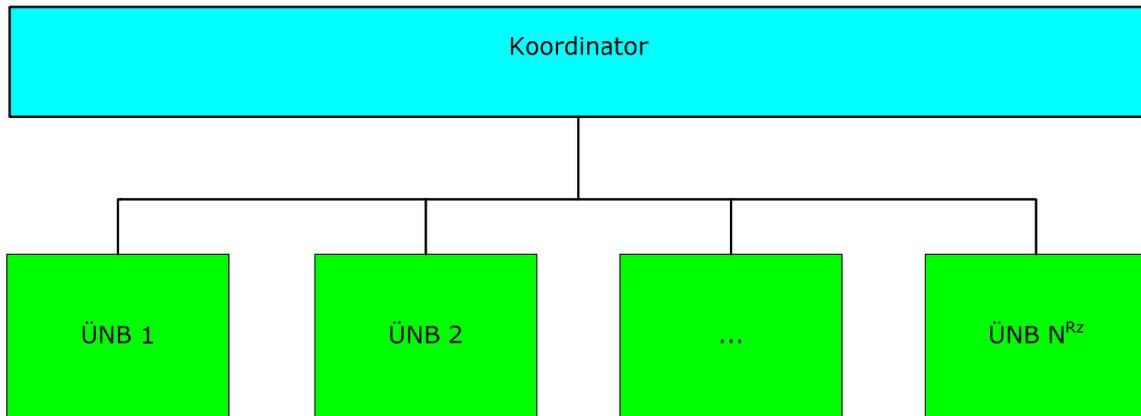


Bild 3.11: Prinzipbild eines regelzonenübergreifenden NEM

In der Arbeit wird vorausgesetzt, dass das gemeinsame Netzmodell auch die Netztopologieinformationen der beteiligten ÜNB enthält.

Das regelzonenübergreifende NEM mit netzbezogenen Maßnahmen erfolgt dann hierarchisch z.B. mit Hilfe eines Koordinators, der untersucht, welche Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung für alle beteiligten ÜNB notwendig sind. Die Berücksichtigung mehrerer Regelzonen bietet somit einen größeren Spielraum für ein effizientes NEM.

Der Modellansatz erlaubt ferner die Möglichkeit der Sperrung und der Freigabe von Netzbetriebsmitteln. Diese Eigenschaft kann ebenfalls im Rahmen des regelzonenübergreifenden NEM verwendet werden, indem zum Beispiel die Verschaltung aller Betriebsmittel der ersten Maschen der einzelnen ÜNB koordiniert wird.

Das aktuelle Vorgehen im regelzonenübergreifenden NEM ist der Einsatz eines Experten für jedes Netzgebiet, der mit seinem Wissen die notwendigen Maßnahmen zur Netzengpassvermeidung in seinem Netzgebiet ermittelt. Zum Schluss werden die getrennt ermittelten Lösungen in einem gemeinsamen Netzmodell abgebildet. Dieses Vorgehen ist dezentral. Dadurch werden nicht alle Optimierungspotenziale des Übertragungsnetzes zur Netzengpassbeseitigung ausgenutzt.

Der Einsatz des vorgestellten Verfahrens durch einen Koordinator bietet eine solide rechnergestützte, transparente Unterstützung zur systematischen Netzengpassdetektion und Netzengpassbeseitigung in einem gemeinsamen Netzmodell. Dadurch werden alle Optimierungspotenziale des Übertragungsnetzes ausgeschöpft.

Das Verfahren kann ebenfalls für jeden ÜNB eingesetzt werden, um die strategischen Kooperationspartner für ein regelzonenübergreifendes NEM zu ermitteln. Strategische Kooperationspartner sind dann die ÜNB, bei denen eine Kooperation häufiger notwendig ist, um Netzengpässe im eigenen Netz zu vermeiden. Da die Ermittlung von solchen Maßnahmen die Netzkenntnisse des potenziellen Partners voraussetzt, bietet sich der Einsatz eines rechnergestützten Verfahrens für die Ermittlung der technischen Notwendigkeit des koordinierten Einsatzes von ausgewählten Netzbetriebsmitteln regelrecht an.

3.8 Netzengpassmanagement für mehreren Szenarien

3.8.1 Einzelne Multiszenarien-Analyse

Im Rahmen des NEM ist es üblich, mehrere Szenarien zu untersuchen. Im langfristigen NEM in der Netzausbauplanung sind es die bereits definierten Szenariengruppen (Schwachlastszenario, Starklastszenario usw.). Im kurzfristigen NEM "heute für morgen" sind es die Zeitintervalle eines Tages (24 Zeitintervalle bei einer stündlichen Auflösung oder 96 Zeitintervalle bei einer viertelstündlichen Auflösung). In allen Fällen ist der ÜNB daran interessiert, ein engpassfreies Netz für alle untersuchten Szenarien zu ermitteln.

Die Netzengpassdetektion für eine Anzahl N^{Sz} von zu untersuchenden Szenarien erfolgt aufgrund der benötigten Netzberechnungsverfahren grundsätzlich sequenziell. Das heißt: Für jedes Szenario gilt die Gl. (3.20). Anschließend werden die einzelnen Teilfunktionen aufsummiert. Die gesamte Zielfunktion zur Bewertung der Netzsicherheitskriterien für alle Netzzustände ergibt sich zu:

$$Z^{EN} = \sum_{f=1}^{N^{Sz}} Z_f^{EN} = 0 \quad (3.52)$$

Die Netzengpassbeseitigung kann im Gegensatz zu der Netzengpassdetektion unterschiedlich gestaltet werden.

Die einfachste Vorgehensweise ist eine einzelne Multiszenarien-Analyse. Dabei werden die Szenarien einzeln unabhängig voneinander untersucht. Die ermittelten Maßnahmen gelten nur für das jeweilige Szenario.

Die resultierende Zielfunktion der Bewertung des Aufwands an netzbezogenen Maßnahmen für alle Szenarien ergibt sich zu:

$$Z^{NM} = \sum_{f=1}^{N^{Sz}} Z_f^{NM} \quad (3.53)$$

Die resultierende Zielfunktion der Bewertung des Aufwands an marktbezogene Maßnahmen für alle Szenarien ergibt sich zu:

$$Z^{MM} = \sum_{f=1}^{N^{Sz}} Z_f^{MM} \quad (3.54)$$

Die Zielfunktion der Bewertung des Aufwands für Netzausbaumaßnahmen für alle Szenarien ergibt sich zu:

$$Z^{AM} = \sum_{f=1}^{N^{Sz}} Z_f^{AM} \quad (3.55)$$

Die gesamte Zielfunktion der Bewertung des Aufwands an Maßnahmen ergibt sich zu:

$$Z^{BM} = w^{NM}Z^{NM} + (w^{MM}Z^{MM} + w^{AM}Z^{AM}) \quad (3.56)$$

Im langfristigen NEM kann diese Vorgehensweise insbesondere für die Ermittlung von Varianten von Zielnetzen angewendet werden. Im kurzfristigen NEM kann diese Vorgehensweise angewendet werden, wenn die Anzahl der engpassbehafteten Szenarien relativ klein ist. Der Nachteil besteht darin, dass die Übergänge zwischen den einzelnen Szenarien nicht betrachtet werden. So kann es vorkommen, dass der Schaltzustand eines Netzbetriebsmittels über die gesamte Anzahl der untersuchten Szenarien häufig wechselt.

3.8.2 Iterative Multiszenarien-Analyse

Eine Möglichkeit zur Reduktion der Häufigkeit der Änderungen der Netzzustände der Netzbetriebsmittel ist die Berücksichtigung der Übergänge zwischen den untersuchten Szenarien. In dieser Arbeit wird diese Möglichkeit durch eine Weitergabe der netzbezogenen Maßnahmen an die weiteren Szenarien abgebildet. Durch eine iterative Multiszenarien-Analyse erfolgt die Netzengpassdetektion jedes Szenarios einzeln und die Netzengpassbeseitigung erfolgt iterativ. Das Bild 3.12 zeigt den prinzipiellen Verlauf der einzelnen und der iterativen Multiszenarien-Analyse im Rahmen des NEM.

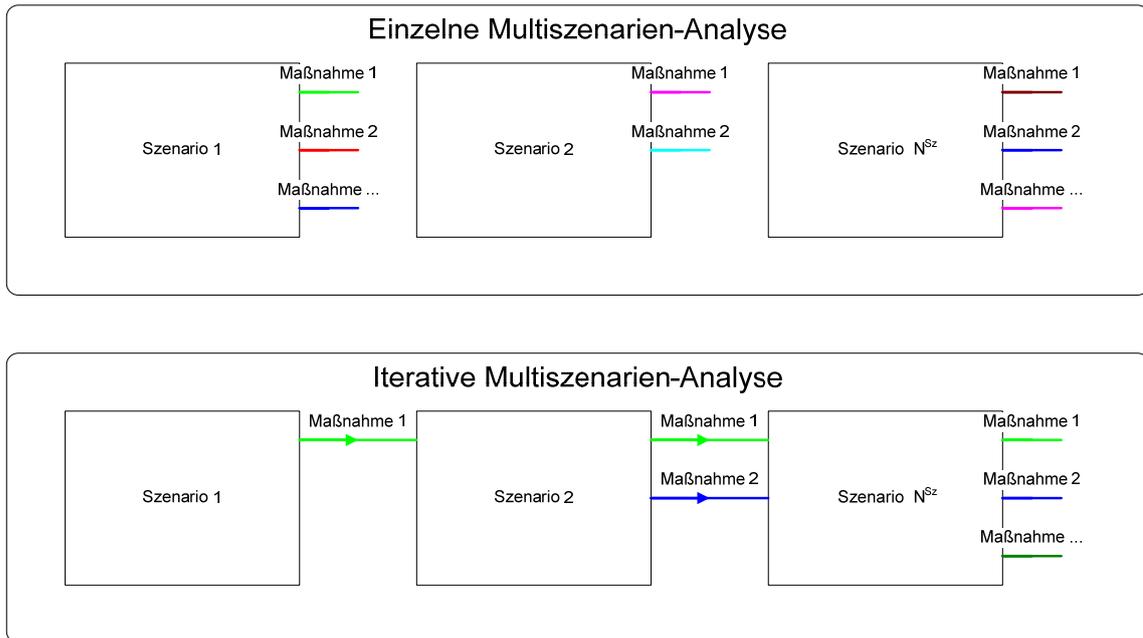


Bild 3.12: Einzelne und iterative Multiszenarien-Analyse

Die Topologiemassnahmen des ersten engpassbehafteten Szenarios werden bei der iterativen Multiszenarien-Analyse auf alle weiteren Szenarien übertragen. Im Anschluss an den Einsatz des Verfahrens für das erste Szenario wird das Verfahren für das nächste engpassbehaftete Szenario eingesetzt. Die ermittelten Topologiemassnahmen des zweiten engpassbehafteten Szenarios werden ebenfalls auf die nächsten zu untersuchenden Szenarien übertragen. Dieses Vorgehen wird so lange durchgeführt, bis alle Szenarien untersucht und engpassfrei sind.

Die iterative Multiszenarien-Analyse hängt stark von der definierten Reihenfolge der zu untersuchten Szenarien ab. Im Falle eines kurzfristigen NEM ist die Reihenfolge durch die Zeitreihenfolge vorgegeben. Deshalb eignet sich dieses Vorgehen insbesondere für die Untersuchung von Szenarien, die eine zeitliche Folge abbilden. Die einzelnen Intervalle können Stunden im kurzfristigen NEM oder sogar Jahre im langfristigen NEM sein.

Das Ergebnis der iterativen Multiszenarien-Analyse ist exemplarisch im kurzfristigen NEM ein Schaltfahrplan, bei dem für jedes Zeitintervall die durchzuführenden Topologiemassnahmen zur Netzengpassbeseitigung ermittelt worden sind. Dabei werden die Übergänge und Randbedingungen zwischen den einzelnen Szenarien berücksichtigt.

Im langfristigen Netzengpassmanagement eignet sich die iterative Multiszenarien-Analyse bei der Ermittlung von Ausbaureihenfolgen. Sind exemplarisch die zu untersuchenden Szenarien in Jahre aufgeteilt (z.B. Szenario 1: 2012, Szenario 2: 2017, Szenario 3: 2022) und die potenziellen Topologien für ein engpassfreies Netz im Jahr 2022 bekannt, so eignet sich die iterative Multiszenarien-Analyse für die Ermittlung der Ausbaureihenfolge der Zielnetze für Szenario 1, Szenario 2 und Szenario 3. Mit den Ergebnissen der iterativen Multiszenarien-Analyse im langfristigen NEM bekommt der ÜNB einen Hinweis auf die strategischen Netzentwicklungen bei Berücksichtigung der im Netz vorhandenen Reserve mittels Topologemaßnahmen. Dabei werden stets alle relevanten Beurteilungskriterien für die Netzsicherheit überprüft.

3.8.3 Übergreifende Multiszenarien-Analyse

Das Ziel der übergreifenden Multiszenarien-Analyse besteht in der Ermittlung einer Menge von Maßnahmen durch den Einsatz des Verfahrens für eine gemeinsame Optimierung über alle Szenarien. Bild 3.13 verdeutlicht diese Vorgehensweise.

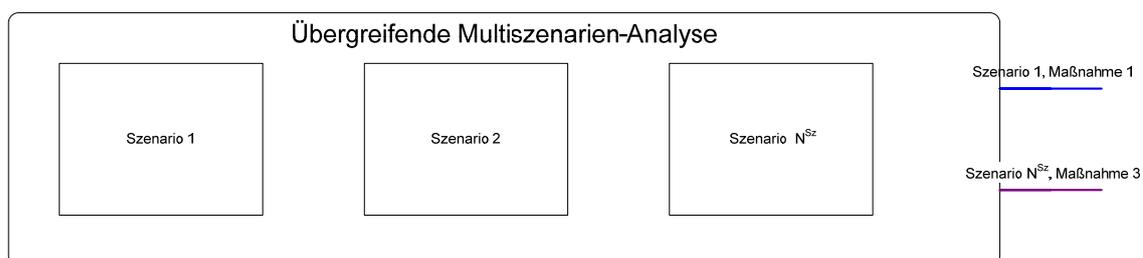


Bild 3.13: Übergreifende Multiszenarien-Analyse

In der übergreifenden Multiszenarien-Analyse wird das Optimierungsproblem für alle Szenarien formuliert. Für die Gesamtziel­funktion des Optimierungsproblems gilt:

$$Z = w^{\text{EN}} Z^{\text{EN}} + w^{\text{BM}} Z^{\text{BM}} \rightarrow \text{Min} \quad (3.57)$$

Bei der übergreifenden Multiszenarien-Analyse wird eine Lösung gesucht, bei der die Netze aller Szenarien engpassfrei sind und der Gesamtaufwand an Maßnahmen für die Netzengpassbeseitigung für alle Szenarien minimal ist. Dieses Vorgehensweise kann im lang-, mittel oder kurzfristigen Netzengpassmanagement angewendet werden. Eine Beispielanwendung ist die gemeinsame Suche nach einer Netznormalschaltung, die für die Referenzszenarien Winterstarklast und Sommerschwachlast gilt. Weitere Anwen-

dungen sind die Suche nach einer Netzschaltung, die es ermöglicht, die Netzengpässe für den folgenden Tag oder für die folgenden Stunden zu vermeiden.

3.9 Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement als Optimierungsproblem

Das Ziel des regelzonenübergreifenden NEM ist die Suche nach einem engpassfreien Netz mit minimalem Aufwand an Maßnahmen. Die einzelnen Wichtungsfaktoren können im Vorfeld in Abhängigkeit der Anwendungsbereiche definiert werden. Für alle Bereiche des NEM werden im Verfahren grundsätzlich netzbezogene Maßnahmen bevorzugt.

Die resultierende Gesamtziel­funktion des regelzonenübergreifenden NEM mit Topologiemassnahmen lautet:

$$\begin{aligned}
 Z = & w^{EN} \sum_{f=1}^{N^{Sz}} \sum_{a=1}^{N^{Rz}} Z_{f,a}^{EN} \\
 & + w^{BM} \left[w^{NM} \left(\sum_{f=1}^{N^{Sz}} \sum_{a=1}^{N^{Rz}} Z_{f,a}^{NM} \right) \right. \\
 & + w^{MM} \left(\sum_{f=1}^{N^{Sz}} \sum_{a=1}^{N^{Rz}} Z_{f,a}^{MM} \right) \\
 & \left. + w^{AM} \left(\sum_{f=1}^{N^{Sz}} \sum_{a=1}^{N^{Rz}} Z_{f,a}^{AM} \right) \right] \rightarrow \text{Min}
 \end{aligned} \tag{3.58}$$

Der Vektor der Entscheidungsvariablen zur Lösung des Optimierungsproblems enthält diskrete und kontinuierliche Variablen und kann wie folgt formuliert werden:

$$\mathbf{x} = (\mathbf{x}^{NM}, \mathbf{x}^{MM}, \mathbf{x}^{AM})^T \tag{3.59}$$

$$\mathbf{x}^{NM} = \left(\underbrace{\Delta \mathbf{t}}_{\text{disk}}, \underbrace{\Delta \mathbf{r}^{TR}, \Delta \mathbf{r}^{KE}, \Delta \mathbf{U}^{SOLL}, \Delta \mathbf{Q}^{ERZ}, \Delta \mathbf{Q}^{KE}}_{\text{kon}} \right)^T \tag{3.60}$$

$$\mathbf{x}^{MM} = \left(\underbrace{\Delta \mathbf{P}^{POS}, \Delta \mathbf{P}^{NEG}}_{\text{kon}} \right)^T \tag{3.61}$$

$$\mathbf{x}^{AM} = \left(\underbrace{\Delta \mathbf{t}_{\text{ausb}}}_{\text{disk}}, \underbrace{\Delta \mathbf{r}_{\text{ausb}}^{TR}, \Delta \mathbf{r}_{\text{ausb}}^{KE}, \Delta \mathbf{Q}_{\text{ausb}}^{KE}}_{\text{kon}} \right)^T \tag{3.62}$$

Der Vektor der Entscheidungsvariablen ist durch die Nebenbedingungen begrenzt, die bereits in den vorherigen Abschnitten erläutert wurden. Zur Bewertung des Netzzustandes und zur Ermittlung der Teilzielfunktionen sind Netzberechnungsverfahren erforderlich. Durch die geeignete Wahl der Gewichtungsfaktoren (Gleichungen (3.5), (3.49), (3.50) und (3.51)) wird im Verfahren die Engpassfreiheit der Netze immer in den Vordergrund gestellt. Anschließend soll eine Minimierung des Aufwands an Maßnahmen mit einer Priorisierung von netzbezogenen Maßnahmen erfolgen. Die Variation der Anzahl der beteiligten Regelzonen ermöglicht die Festlegung eines regelzonenübergreifenden oder regelzoneninternen NEM.

Die Minimierung der Gesamtzielfunktion stellt ein sehr komplexes (kombinatorisches) Optimierungsproblem dar, das den Einsatz eines metaheuristischen Lösungsverfahrens erfordert.

Eine Lösung des definierten Optimierungsproblems, bei dem ein möglichst minimaler Aufwand an Topologiemassnahmen erforderlich ist, entspricht einem regelzonenübergreifenden NEM mit optimalen Topologiemassnahmen.

3.10 Optimierungsverfahren: Genetische Algorithmen

3.10.1 Mathematische Hintergründe genetischer Algorithmen

Genetische Algorithmen funktionieren in direkter Analogie zur biologischen Evolution unter besonderer Imitation der genetischen Mechanismen. Ein genetischer Algorithmus arbeitet mit einer Menge, die Population genannt wird. Eine Population besteht aus mehreren Individuen. Der Algorithmus basiert auf den Hauptoperatoren der Selektion, der Rekombination (Crossover genannt) und der Mutation. Jedes Individuum einer Population entspricht einem Zustand im Zustandsraum des Optimierungsproblems. Die Suche nach einer optimalen Lösung erfolgt auf Basis des Überlebens der stärksten Individuen der Population. Der prinzipielle Ablauf eines genetischen Algorithmus ist in Bild 3.14 dargestellt.

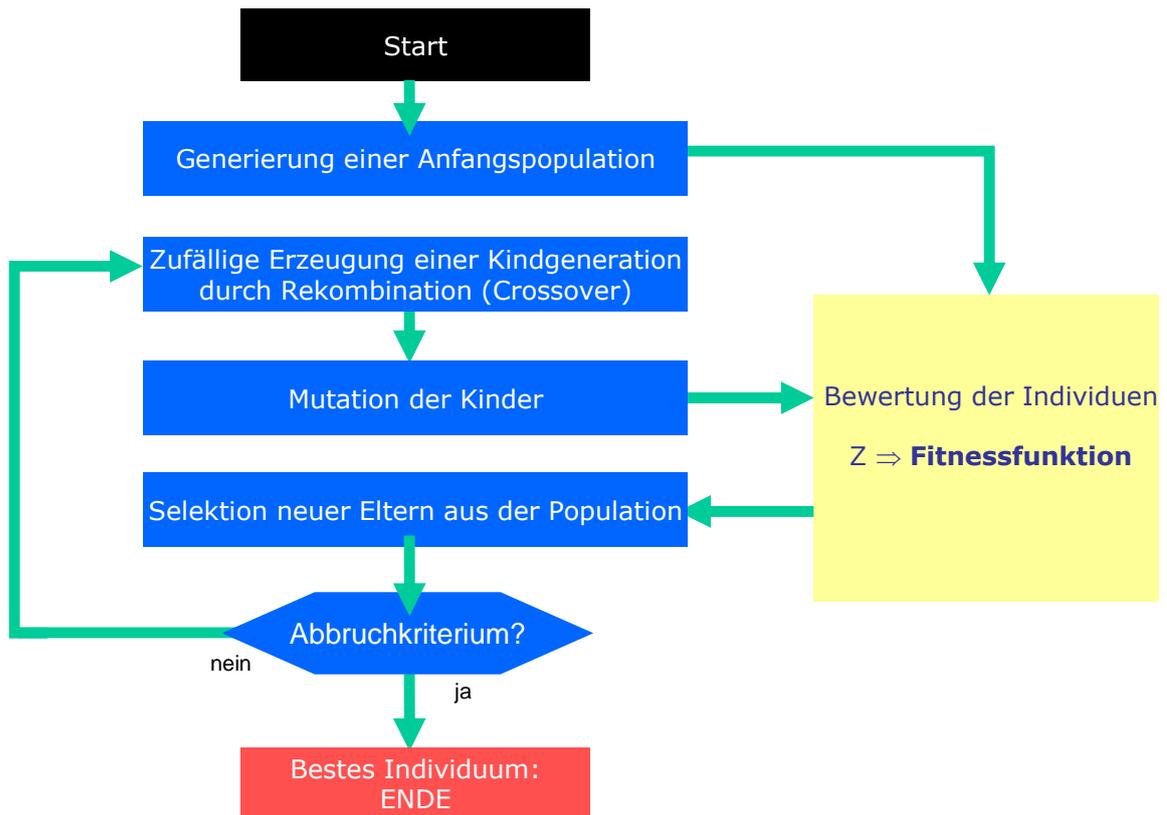


Bild 3.14: Ablauf eines genetischen Algorithmus

3.10.1.1 Beschreibung eines Individuums und der Anfangspopulation

Die Anfangspopulation eines genetischen Algorithmus wird stochastisch ermittelt. Es ist üblich, das Individuum als binären Strings, bestehend aus N^B Bits, darzustellen. Die Länge der binären Strings eines Individuums ist ein anwendungsspezifischer Wert, der für jedes Optimierungsproblem unterschiedlich ist. Die Darstellung eines Individuums erfolgt mit dem folgenden Vektor:

$$\mathbf{i} = (i_1, i_2, \dots, i_{N^B}) \quad i_{1, \dots, N^B} \in \{0, 1\} \quad (3.63)$$

Die einzelnen Bits eines Individuums werden als Gene bezeichnet. Der String gliedert sich in N^{SEG} Segmente. Jedes Segment entspricht allgemein einer Entscheidungsvariable x_h des Optimierungsproblems in binär codierter Form (Bild 3.15).

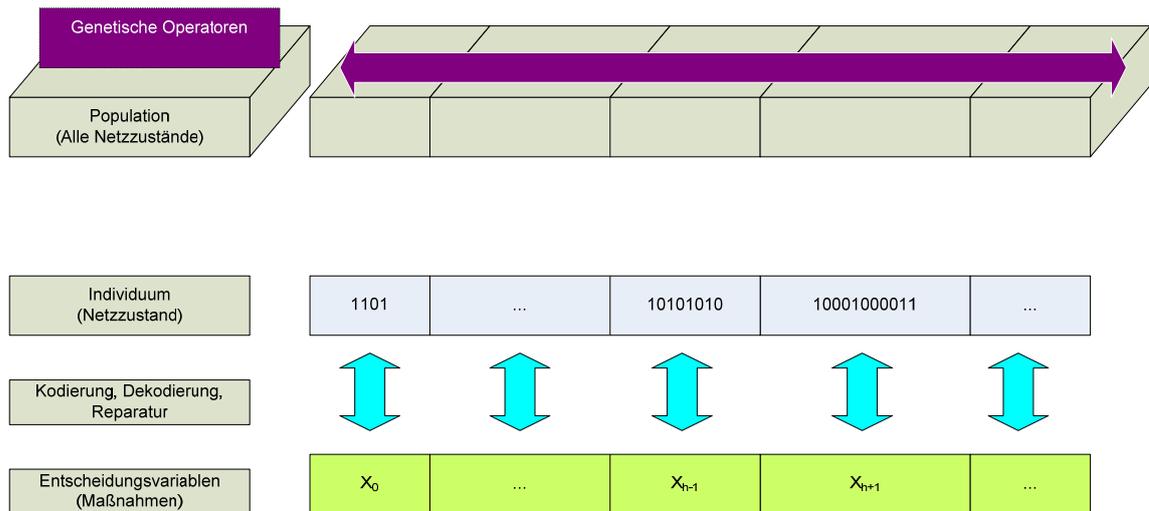


Bild 3.15: Aufbau eines Individuums und Kodierung der Entscheidungsvariablen

Durch eine Zuordnung einer Gruppe von Segmenten zu einem Netzbetriebsmittel kann eine Maßnahme im Übertragungsnetz modelliert werden. Zur Abbildung der Entscheidungsvariablen des Optimierungsproblems ist eine Codierung von kontinuierlichen und diskreten Werten erforderlich. Bei reellen Zahlen kann mit der binären Darstellung nur eine beschränkte Genauigkeit erreicht werden. Sind bei der Entscheidungsvariablen untere und obere Grenzen definiert, so werden diese bei der mathematischen Modellierung der Codierung berücksichtigt.

Die Decodierung des binären Strings eines Individuums erfolgt segmentweise. Jedes Segment, das eine kontinuierliche oder diskrete Variable repräsentiert, wird durch eine Dekodierungsfunktion abgebildet.

Die Änderung der Blindleistungseinspeisung der Erzeuger oder die Änderung der Knotenspannungen sind Beispiele kontinuierlicher Entscheidungsvariablen, die auf diese Weise dekodiert werden. Die Anwendung der Dekodierungsfunktion ermöglicht eine implizite Berücksichtigung der Nebenbedingungen der Entscheidungsvariablen.

In dieser Arbeit wird die Menge aller Maßnahmen zur Abbildung eines Netzzustands in einem Individuum modelliert. Eine Population, bestehend aus N^{IND} Individuen, kann als ein Vektor beschrieben werden.

$$\mathbf{p} = (\mathbf{i}_1, \mathbf{i}_2, \dots, \mathbf{i}_{N^{IND}}) \tag{3.64}$$

Der Algorithmus beginnt mit einer stochastischen Initialisierung einer Anfangspopulation. Die einzelnen Bits aller Individuen der Population werden unabhängig voneinander entweder auf null oder eins gesetzt. Nach der Initialisierung sind die resultierenden Individuen voneinander unterschiedlich und diese können zunächst bewertet werden.

3.10.1.2 Bewertung der Individuen mit der Fitnessfunktion

Die Individuen werden dekodiert und anhand einer Fitnessfunktion bewertet. Bei technischen Anwendungen kann es erforderlich sein, neben der Dekodierung noch eine Reparatur des entstandenen Vektors der Entscheidungsvariablen durchzuführen. Die Formulierung von Reparaturfunktionen erfordert anwendungsspezifisches Wissen.

Bei dem gewählten Ansatz dieser Arbeit werden Reparaturfunktionen exemplarisch zur Sicherstellung der korrekten Verschaltung von Mehrsammelschienenanlagen angewendet. Eine Reparaturfunktion, basierend auf einer linearen Programmierung wird ebenfalls für die Einhaltung der Nebenbedingungen bei der Bestimmung eines minimalen Redispatch ohne Änderung des Austauschfahrplanes eingesetzt.

Anschließend wird der Vektor der Entscheidungsvariablen mit der Zielfunktion des Optimierungsproblems bewertet (Gl. (3.58)). Die Bewertung der Individuen mit der Fitnessfunktion setzt sich insgesamt aus der Dekodierungsfunktionen, der Reparaturfunktionen und der Bewertung der Zielfunktion zusammen.

3.10.1.3 Selektion

Nach der Bewertung der Individuen wird eine nächste Generation stochastisch erzeugt. Dazu ist es erforderlich, die Eltern der nächsten Generation zu selektieren. Für die Selektion gibt es zahlreiche Algorithmen, die in Abhängigkeit des Anwendungsgebietes der genetischen Algorithmen gewählt werden müssen [45], [43]:

- **Fitnessproportionale Selektion:** Bei diesem Selektionsalgorithmus ist die Wahrscheinlichkeit, dass ein Individuum selektiert wird, proportional zum Anteil seines Fitnesswertes zu der Summe der Fitnesswerte aller Individuen. Bei der fitnessproportionalen Selektion sind alle Individuen potenzielle Eltern.

- Rangbasierte Selektion: Hierbei hängt die Selektionswahrscheinlichkeit jedes Individuums von seiner Position in einer Rangordnung ab, die auf der Fitness basiert. Die absoluten Fitnessunterschiede zwischen den Individuen spielen dabei eine untergeordnete Rolle.
- Wettkampfselektion (Tournament): Alle Individuen haben die gleiche Selektionswahrscheinlichkeit. Die Individuen für den Wettkampf (Spieler) werden zufällig ausgewählt. Der Spieler mit dem besten Fitnesswert wird selektiert. Dieser Prozess wird wiederholt, bis die Anzahl der zu wählenden Eltern erreicht ist. Die Wettkampfselektion zählt zu den meistverwendeten Selektionsalgorithmen.
- Eliteselektion: Bei diesem Selektionsalgorithmus wird auf jeden Fall das beste Individuum der Population für die nächste Generation übernommen.

3.10.1.4 Rekombination oder Crossover

Die Rekombination oder Crossover stellt den Hauptoperator der genetischen Algorithmen dar. Es beschreibt, mit welchem Verfahren aus zwei Individuen oder Eltern ein neues Individuum oder Kind entsteht. Am Beispiel eines 1-Punkt-Crossover kann das Vorgehen verdeutlicht werden. Die Individuen \mathbf{i}_1 und \mathbf{i}_2 stellen die Eltern des Individuums \mathbf{i}_{kind} dar. Beim 1-Punkt-Crossover werden die Anzahl Ω der zu tauschenden Bitstrings stochastisch ausgewählt. Das neue Individuum oder Kind entsteht durch die Zusammensetzung der ersten Ω Bits des Elter 1 und den restlichen Bits des Elter 2. Es gilt exemplarisch bei $\Omega=2$:

$$\begin{cases} \mathbf{i}_1 = (a, b, c, d, e, f) \\ \mathbf{i}_2 = (1, 2, 3, 4, 5, 6) \end{cases} \rightarrow \mathbf{i}_{\text{kind}}(a, b, 3, 4, 5, 6) \quad (3.65)$$

Es existieren viele Verfahren zur Realisierung des Crossovers: der 2-Punkt-Crossover, der Uniform-Crossover, der Shuffle-Crossover oder der Diagonal-Crossover.

3.10.1.5 Mutation

Die Mutation sorgt bei genetischen Algorithmen dafür, dass die einzelnen Stringpositionen bei allen Individuen einer Population nicht den gleichen Wert haben. Dadurch wird der Suchraum des Optimierungsprozesses möglichst breit gehalten.

3.10.2 Gesamtverfahrensablauf

Für die Lösung des formulierten Optimierungsproblems wird ein Optimierungsverfahren auf Basis genetischer Algorithmen gewählt. Dieses Verfahren stellt, wie bereits erläutert, keine Ansprüche an eine analytische Beschreibung des Optimierungsproblems und ermöglicht die Berücksichtigung von zusammengesetzten Zielfunktionen. Das Bild 3.16 stellt den Grundalgorithmus des Gesamtverfahrensablaufs.

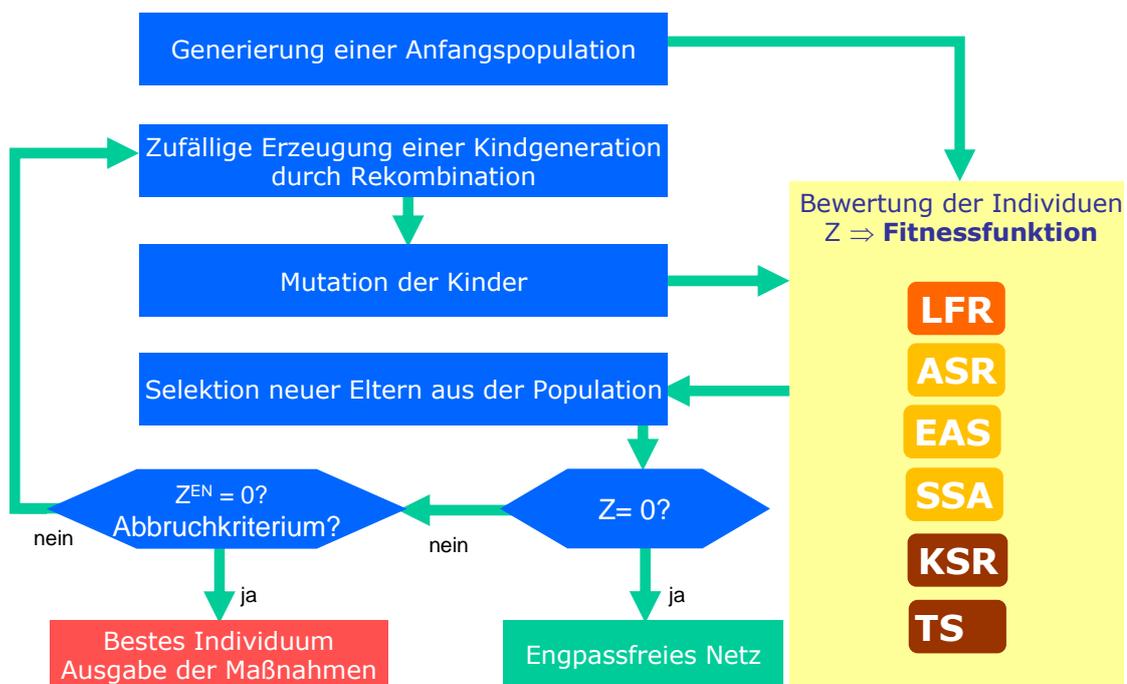


Bild 3.16: Grundalgorithmus des Optimierungsverfahrens

Der Algorithmus beginnt mit der Generierung einer Startpopulation. Eine Population besteht aus Individuen, die einen bestimmten Netzzustand repräsentieren. Die Individuen der Anfangspopulation werden anhand der Netzberechnungsverfahren Lastflussrechnung (LFR), Ausfallsimulationsrechnung (ASR) und Kurzschlussimulationsrechnung (KSR) bewertet. Die Ausfallsimulationsrechnung umfasst zusätzlich die Verfahren der erweiterten Ausfallsimulationsrechnung (EAS) und der Simulation von Sam-

melschienen ausfällen (SSA). Die Bewertung der transienten Stabilität mit dem bereits definierten Ersatzkriterium beruht auf der Bewertung der Kurzschlussrechnungen der relevanten Netzsituationen. Für jeden Netzzustand wird die Zielfunktion entsprechend Gleichung (3.58) berechnet. Mit diesem Wert erfolgt die Selektion der besten Individuen. Sie repräsentieren die besten Netzzustände der Population und werden zu den Eltern der nächsten Generation. Existiert in der Anfangspopulation bereits ein Individuum mit einem Zielfunktionswert gleich null, so existiert kein Netzengpass für das untersuchte Netz und es sind keine Maßnahmen zur Engpassbeseitigung notwendig.

Liegt ein Netzengpass vor, so wird aus der über die Selektion entstandenen Eltern-Generation durch Crossover (Rekombination) eine Kindergeneration erzeugt. Die Individuen der Kindergeneration werden mutiert, d.h., der entsprechende Netzzustand wird geringfügig verändert. Die erzeugten Kinder werden erneut bewertet und der Zielfunktionswert ermittelt. Aus der aktuellen Population werden erneut neue Eltern selektiert. Das entspricht einer Selektion von verbesserten Netzzuständen. Dieser Iterationsprozess wird so lange durchlaufen, bis die Abbruchbedingungen erfüllt werden. Eine Iteration wird im Folgenden auch als Generation bezeichnet. Die möglichen Abbruchbedingungen sind:

- Engpassfreies Netz
- Maximale Anzahl der Generationen
- Erreichen einer vorgegebenen Rechenzeit

Ist ein Abbruchkriterium erreicht, so wird das Verfahren beendet und die Maßnahmen des besten Individuums stellen die während der Optimierung gefundenen besten Maßnahmen dar, um den Netzengpass zu beseitigen oder zu reduzieren.

Die Lösungsvorschläge des beschriebenen Verfahrens stellen keine globalen Optima dar, weil aufgrund des vorliegenden kombinatorischen Optimierungsproblems der Nachweis einer Optimalitätsgarantie bei begrenzter Rechenzeit nicht möglich ist. Es ist möglich, durch die Variation der Parameter (Selektion, Crossover) des Verfahrens verschiedene Lösungen zu finden, die ein engpassfreies Netz darstellen. Die definierte Bewertung des Aufwands an Maßnahmen ergibt zusätzlich eine Möglichkeit, engpassfreie Netze zu unterscheiden. Bild 3.17 zeigt eine qualitative Darstellung des Zustandsraums.

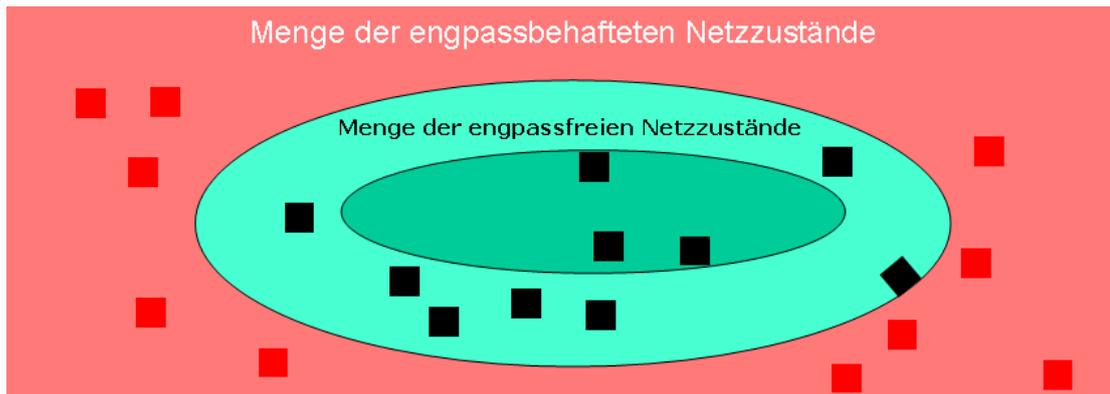


Bild 3.17: Qualitative Darstellung des Zustandsraums

Dabei wird die Menge der engpassbehafteten Netzzustände durch die rote Fläche dargestellt. Das Ziel des Verfahrens ist es, bevorzugt durch den Vorschlag von netzbezogenen Maßnahmen, Netzzustände der grünen Fläche zu finden. Die grünen Flächen stellen zusammen die Menge der engpassfreien Netzzustände dar. Abhängig von den berücksichtigten Anforderungen an das Zielnetz kann zusätzlich die Menge der engpassfreien Netzzustände unterteilt werden. Die Unterteilungskriterien können aus der Unterteilung der Beurteilungskriterien oder aus der Bewertung des Aufwands an Maßnahmen resultieren.

Durch die gewählte Modellierung ist es möglich, das Verfahren anzuwenden, um, ausgehend von einem engpassbehafteten Netz der roten Flächen, ein engpassfreies Netz mit Netzzuständen der hellgrünen Fläche zu finden. In diesem Fall steht die Engpassbeseitigung im Vordergrund. Es ist ebenfalls möglich, das Verfahren anzuwenden, um, ausgehend von einem engpassfreien Netz der hellgrünen Fläche ein engpassfreies Netz mit Netzzuständen der dunkelgrünen Flächen zu finden. In diesem Fall steht die qualitative Verbesserung von engpassfreien Netzen im Vordergrund.

Der Suchprozess im grünen Bereich des qualitativen Zustandsraums der Netzzustände öffnet den ÜNB neben dem Netzengpassmanagement einer Vielfalt von weiteren Anwendungen des Verfahrens, bei denen Topologiemassnahmen berücksichtigt werden.

3.11 Weitere Anwendungen des Verfahrens

3.11.1 Anwendung für die Rückbauplanung

Die aktuellen Diskussionen zum langfristigen NEM konzentrieren sich auf den Ausbau der Übertragungsnetze. Der Netzausbau erfolgt überwiegend in der 380-kV-Spannungsebene. Schon seit etlichen Jahren planen die deutschen ÜNB, die 220-kV-Spannungsebene rückzubauen und die fehlende Übertragungskapazität durch unterschiedliche technische Maßnahmen in der 380-kV-Spannungsebene zu realisieren. Der Zubau jeder Leitung bedeutet in einem Netz aber immer einen diskreten und keinen kontinuierlichen Zuwachs an Übertragungskapazität.

Wenn am Ende eines Planungsprozesses eine Netzausbauplanung mit einem minimalen notwendigen Umfang an Ausbaumaßnahmen gefunden wird, stellt sich die Frage, ob im 220-kV-Spannungsebene Leitungen potenziell rückgebaut werden können, ohne die Engpass-Freiheit des Netzes zu beeinträchtigen. Gegebenenfalls sind weitere Topologiemassnahmen zur Definition der Ziel-Netznormalschaltung vorzunehmen.

Zur Beantwortung der oben definierten Fragestellungen wird das Verfahren erweitert, indem negative Funktionswerte für die Bewertung der Maßnahmen "Ausschalten" der 220-kV-Leitungen eingeführt werden. Exemplarisch kann die Bewertung der Maßnahme "Ausschalten" der 220-kV-Leitungen wie folgt durchgeführt werden:

$$b_j(m) = \begin{cases} a_j^{\text{ME}} & \text{falls, } m \in \{\text{"EIN"}\} \\ a_j^{\text{MA}} & \text{falls, } m \in \{\text{"AUS"}\} \\ a_j^{\text{MS}} & \text{falls, } m \in \{\text{"SS - Wechsel"}\} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad a_j^{\text{MA}} < 0 \quad (3.66)$$

$j \in \mathbb{N}^{\text{ZWG}_{220}}$

Da das Ausgangsnetz engpassfrei ist ($Z^{\text{EN}}=0$), wird im Optimierungsprozess ein Netzzustand mit maximaler Anzahl an abgeschalteten 220-kV-Leitungen gesucht. Der Zielfunktionswert der Bewertung des Aufwands an netzbezogenen Maßnahmen kann durch die Einführung von negativen Wichtungsfaktoren erweitert werden. Für die zu minimierende Zielfunktion für einen verbesserten Netzzustand ergibt sich die folgende Forderung für das Optimierungsproblem:

$$\begin{aligned}
0 \geq Z_f = & w^{EN} \sum_{a=1}^{N^{Rz}} Z_a^{EN} \\
& + w^{BM} \left[w^{NM} \left(\sum_{a=1}^{N^{Rz}} Z_a^{NM} \right) \right. \\
& + 0 * \left(\sum_{a=1}^{N^{Rz}} Z_a^{MM} \right) \\
& \left. + 0 * \left(\sum_{a=1}^{N^{Rz}} Z_a^{AM} \right) \right] \xrightarrow{!} \text{Min}
\end{aligned} \tag{3.67}$$

Der Einsatz des Verfahrens erfolgt analog zum Einsatz zur Netzengpassbeseitigung. Allerdings werden im Übertragungsnetz die potenziellen Rückbaumöglichkeiten von 220-kV-Leitungen ohne Verletzung der definierten Kriterien für ein engpassfreies Netz ermittelt.

3.11.2 Anwendung für das Abschaltmanagement

Analog zur Rückbauplanung kann generell das Verfahren zur Untersuchung der Abschaltmöglichkeit von Netzbetriebsmitteln in der Netzbetriebsplanung eingesetzt werden. Dazu sind in der Arbeit drei Vorgehensweisen identifiziert worden.

Die erste Vorgehensweise ist die Definition der Netzbetriebsmittel, die für das untersuchte Szenario außer Betrieb sein sollen. Die gewählten Netzbetriebsmittel werden dann im Grundfall ausgeschaltet. Anschließend wird im Falle des Auftretens von Netzengpässen nach netzbezogenen Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung gesucht. Liefert das Verfahren als Ergebnis kein engpassfreies Netz und findet der ÜNB keine alternativen Maßnahmen, so müssen die definierten Abschaltungen abgelehnt werden.

Eine weitere Vorgehensweise bei der Überprüfung von geplanten Abschaltungen ist die Definition einer Menge von Netzbetriebsmitteln, die für das untersuchte Szenario potenziell abschaltbar sind. Dies erfolgt ebenfalls durch die Einführung von negativen Funktionswerten b bei der Bewertung des Aufwands an netzbezogenen Maßnahmen.

Mit der dritten Vorgehensweise wird das Verfahren in einem vorgegebenen Szenario angewendet. Dabei werden Betriebsmittel gesucht, die gleichzeitig außer Betrieb sein können, ohne die Netzsicherheit zu gefährden. Gerade diese Information kann sowohl für die Netzbetriebsplanung als auch für die Netzbetriebsführung von besonderem Interesse sein.

Die Anwendung des Verfahrens - ausgehend von einem engpassfreien Netz - wäre die Suche nach einem Netzzustand, bei dem die maximale Anzahl der vorgewählten Netzbetriebsmittel abgeschaltet werden kann, ohne dabei die Anforderung an ein engpassfreies Netz zu gefährden. Das Ergebnis der zweiten Vorgehensweise gibt im besten Fall die gesamte Menge der vorgewählten Netzbetriebsmittel wieder. Sind alle Netzbetriebsmittel nicht abschaltbar, so wird das Optimierungsverfahren eine Untermenge der Vorauswahl der abschaltbaren Netzbetriebsmittel liefern (inklusive der dafür notwendigen netzbezogenen Maßnahmen). Die Zielfunktion bei der Anwendung des Verfahrens im Bereich Abschaltmanagement entspricht der Zielfunktion in Gl. (3.67).

3.11.3 Verlustminimierung

Die Minimierung der Netzverluste ist eine wichtige Teilaufgabe des ÜNB. Der Beitrag der Topologieoptimierung zur Verlustreduktion in Übertragungsnetzen wird in [29] nachgewiesen. Da in dem hier vorgestellten Verfahren die Netztopologie verändert werden kann, und fast alle Steuerungsmöglichkeiten des Übertragungsnetzes abgebildet sind, ergibt sich in die Frage, inwieweit die Änderung der Gesamtverluste im Übertragungsnetz von den vorgeschlagenen Maßnahmen berücksichtigt und gegebenenfalls minimiert werden kann.

Das entwickelte Verfahren kann für eine Verlustminimierung im Übertragungsnetz angewendet werden. In diesem Fall sucht das Verfahren gezielt nach einem engpassfreien Netz mit minimalen Verlusten. Dazu ist es erforderlich, die Gesamtzielfunktion des Optimierungsproblems mit einer zusätzlichen Teilzielfunktion zur erweitern, welche die Wirkleistungsverluste im Übertragungsnetz beschreibt.

$$0 \geq Z_f = w^{EN} \sum_{a=1}^{N_{Rz}} Z_a^{EN} + w^{BM} \left[w^{NM} \left(\sum_{a=1}^{N_{Rz}} Z_a^{NM} \right) + 0 * \left(\sum_{a=1}^{N_{Rz}} Z_a^{MM} \right) + w^{AM} * \left(\sum_{a=1}^{N_{Rz}} Z_a^{AM} \right) \right] + w^V * \left(\frac{-1}{p^V} \right) \quad \overset{!}{\rightarrow} \text{Min} \quad (3.68)$$

Eine Gewichtung ist notwendig, um den Einfluss der Verluste auf die restlichen Zielfunktionen zu steuern. Analog zur Rückbauplanung ist es ebenfalls notwendig, dass die Minimierung der Verluste erst nach dem Erreichen eines engpassfreien Netz an Bedeutung gewinnt. Dies wird durch die Minimierung einer Zielfunktion mit negativen Werten implizit berücksichtigt.

3.12 Programmsystem NEMAS

Das vorgestellte Verfahren wurde in einem Programmsystem mit dem Namen NEMAS realisiert. Es baut auf den Vorüberlegungen der vorangegangenen Kapitel und der Entwicklung der Arbeit [17] auf. Insbesondere die Integration der vorgestellten mathematischen Modelle und Netzberechnungsverfahren in einem Programmsystem stellt ein neues Netzengpassmanagementwerkzeug dar, das die ÜNB bei einer Vielfalt von Aufgaben im Bereich des NEM unterstützen wird. Bild 3.18 zeigt den schematischen Aufbau des Programmsystems.

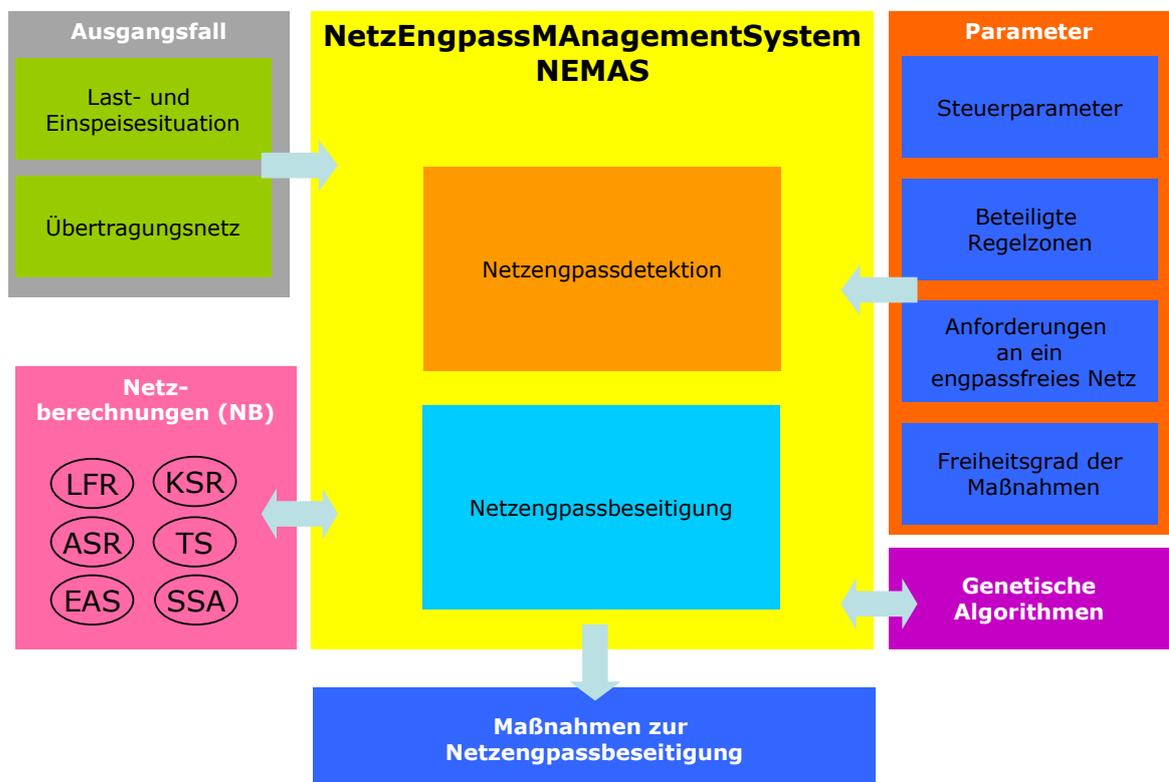


Bild 3.18: Aufbau des Programmsystems NEMAS

Die Steuerung des NEM erfolgt über die Definition der Parameter der Untersuchungen durch den Anwender. Grundsätzlich können die Parameter in vier Kategorien aufgeteilt werden.

Die erste Kategorie beschreibt die Parameter zur Festlegung der beteiligten Regelzonen am NEM. In dieser Kategorie kann ebenfalls ein regelzoneninternes NEM definiert werden. Ferner kann die Art des regelzonenübergreifendes NEM bestimmt werden.

Die zweite Kategorie der Parameter beschreibt die Anforderungen für ein engpassfreies Netz. Diese können in Abhängigkeit vom Einsatz des Verfahrens im lang-, mittel- oder kurzfristigen NEM variieren.

Die dritte Kategorie der Parameter beschreibt den Freiheitsgrad der Maßnahmen. Der Anwender kann hier den Vektor der Entscheidungsvariablen steuern. Beispiele sind eine Sperrung von marktbezogenen Maßnahmen oder das Ausschließen von ausgewählten netzbezogenen Maßnahmen wie das "Ausschalten" von Netzbetriebsmitteln.

Die letzte Kategorie der Parameter betrifft allgemeine Parameter wie die Wahl der Art der Multiszenarien-Analyse, oder die Parameter des Optimierungsverfahrens usw.

Der Ausgangsfall des NEM bildet die Systemdaten ab, bestehend aus dem Übertragungsnetz für jedes Szenario sowie der prognostizierten Einspeise- und Lastsituation der Szenarien. Das Eingabeformat entspricht dem genormten Datenaustauschformat DTF. Es ist ein bei den ÜNB eingesetztes Datenformat, das auf einer relationalen Datenbank basiert. Die im Datenformat modellierte Netztopologie für jedes Szenario soll nicht nur die aktuelle Schaltung des Übertragungsnetzes wiedergeben, sondern muss auch die weiteren Schaltungsmöglichkeiten beinhalten.

Auf Basis der Ausgangsfälle erfolgen die Netzengpassdetektion und die Netzengpassbeseitigung. In Rahmen der Netzengpassbeseitigung werden die Netzberechnungsverfahren benötigt, um die Beurteilungskriterien für jeden Netzzustand im Optimierungsprozess zu überprüfen. Nach der Aufbereitung des Optimierungsproblems erfolgt die anschließende Optimierung auf Basis des Programmpakets Genetic Algorithm Toolbox der Firma Mathworks [43].

4 Exemplarische Untersuchungen

4.1 Untersuchungsziele und Aufbau der Testnetze

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modelle und Verfahren wurden an zahlreichen Testnetzen und realen Netzen verifiziert. Die verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten werden im Folgenden anhand von vier Fallstudien mit 3 Modellnetzen unterschiedlichen Modellumfangs aufgezeigt:

- Fall 1: Übergreifende Multiszenarien-Analyse
 - Verifikation des Verfahrensansatzes an den folgenden Punkten: Netzengpassdetektion, Netzengpassbeseitigung und Minimierung des Aufwands an netzbezogenen Maßnahmen.
 - Vergleich der Methoden zur Multiszenarien-Analyse (einzeln, iterativ, übergreifend).
- Fall 2: Ermittlung von Topologiemassnahmen im regelzonenübergreifenden kurzfristigen NEM.
- Fall 3: Ermittlung von Topologiemassnahmen und minimalem Redispatch im regelzonenübergreifenden kurzfristigen NEM.
- Fall 4: Ermittlung von Topologiemassnahmen zur Minimierung der Netzausbau-massnahmen im regelzonenübergreifenden langfristigen NEM.

Die Tabelle 4.1 gibt einen Überblick der Kenndaten der untersuchten 380-kV/220-kV-Modellnetze.

Das Netz I besteht aus 35 Knoten, 78 Zweigen, 5 Erzeugern, 92 Netzelementen und 1 Regelzone. Das Netz I wird für die Untersuchung im Fall 1 zu Grunde gelegt. Eine Abschätzung der möglichen Netzzustände mittels Gl. (3.21) ergibt allein für dieses Netz 2^{92} (ca. $4,95 \cdot 10^{27}$) theoretisch mögliche Netzzustände für die Untersuchung eines Szenarios. Die Einspeise- und Lastsituation für das Netz I basiert auf einer Zeitreihe eines typischen Winterwerktages mit 24 Zeitintervallen.

Das Netz II wird für die Fallstudien 2 und 3 zu Grunde gelegt. Es besteht aus 165 Knoten, 257 Zweigen, 25 Erzeugern, 344 Netzelementen und 4 Regelzonen. Eine Abschätzung der theoretisch möglichen Netzzustände ergibt 2^{344} theoretisch mögliche

Topologievarianten. Die Einspeise- und Lastsituation für das Netz II resultiert aus einer vereinfachten Marktsimulation. Das Grundkonzept zur Marktsimulation für das Netz II wird in [38] gezeigt.

Das Netz III hat einen erheblich größeren Modellumfang und stellt einen Ausschnitt des europäischen Übertragungsnetzes dar. Es wird der Fallstudie 4 zu Grunde gelegt. Da in diesem Fall die Anwendung des Verfahrens für die Ausbauplanung getestet wird, handelt es sich bei der Einspeise- und Lastsituation um ein angenommenes Starklast-Szenario in der Zukunft.

	Netz I	Netz II	Netz III
Knoten	35	165	578
Zweige	78	257	1473
Erzeuger	5	25	369
Netzelemente	92	344	1758
Regelzonen	1	4	5
Untersuchung	Fall 1	Fall 2, Fall 3	Fall, 4

Tabelle 4.1: Kenndaten der untersuchten 380/220-kV-Netze

Die Testnetze sind so gewählt, dass die Eigenschaften des in der Arbeit entwickelten Verfahrens und die Funktionalität des realisierten Programmsystems NEMAS sowohl für kleine als auch größere Modellnetze untersucht werden. Die Fallstudien sind so gewählt, dass alle Teilbereiche des Netzengpassmanagements nachgeprüft werden können.

Der Rechner für die Durchführung aller Untersuchungen verfügt über einen Prozessor Intel Xeon (2xQuad Core) mit einer Prozessorleistung von 3 GHz. Die Größe des Arbeitsspeichers (RAM) beträgt 8 GB.

Für alle Untersuchungen wurde für den genetischen Algorithmus eine Populationsgröße von 10 gewählt. Die wichtigsten Operatoren der genetischen Algorithmen wurden nach umfangreichen Voruntersuchungen wie folgt gewählt [69], [65]:

- Mutation: Gaußsche Normalverteilung
- Selektion: Wettkampf

- Crossover (Rekombination): Zwei-Punkte

Die Abbruchkriterien sind das Erreichen einer maximalen Anzahl der Generationen von 200 oder die Konvergenz nach einer Anzahl von 20 Generationen mit einer durchschnittlichen Änderung der Gesamtziel­funktion kleiner als ein von Wert von 10^{-6} .

4.2 Fall 1: Übergreifende Multiszenarien-Analyse

4.2.1 Ausgangssituation und Netzengpassdetektion

Ziele dieser Untersuchung sind die Verifikation des Verfahrensansatzes und der Vergleich von Vorgehensweisen bei der Multiszenarien-Analyse. Dazu wird das Verfahren für das Netz I eingesetzt. Da das Netz I nur aus einer Regelzone besteht, handelt es sich um ein regelzoneninternes NEM. Für einen typischen Winterwerktag, bestehend aus einer Zeitreihe mit 24 Zeitintervallen, wird für jedes Szenario ein engpassfreier Netzzustand durch den Einsatz von ausschließlich netzbezogenen Maßnahmen gesucht. Das Bild 4.1 zeigt den Verlauf der Einspeise- und Lastsituation für das Versorgungssystem im Fall 1.

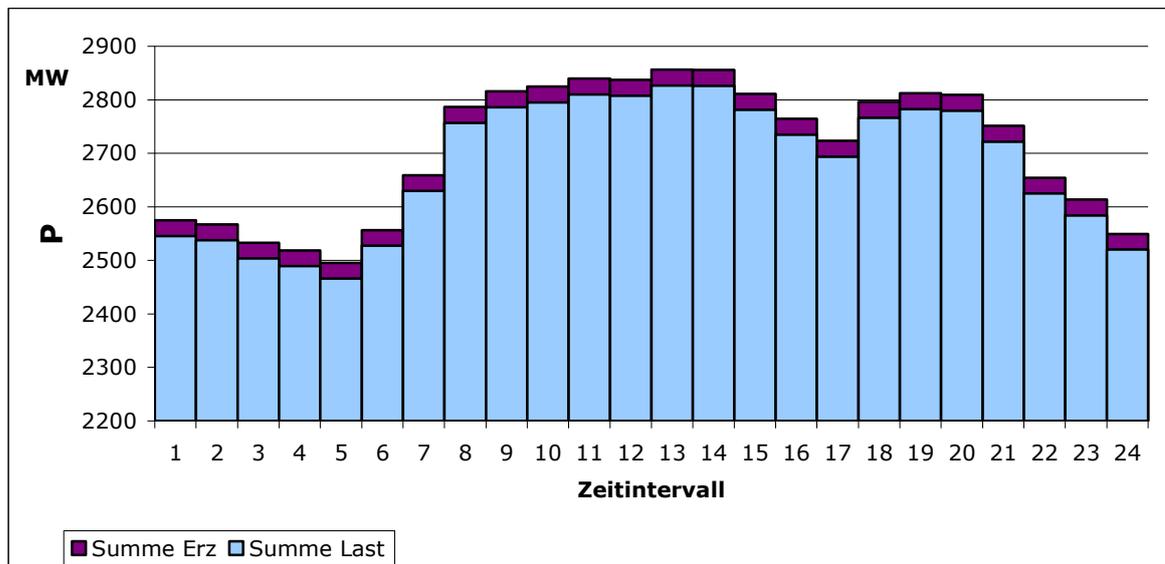


Bild 4.1: Wirkleistungsbilanz der Einspeisungen und Lasten im Netz I

Die Anforderungen für ein engpassfreies Netz werden anhand der Beurteilungskriterien der Tabelle 4.2 für jedes Zeitintervall überprüft.

Nr.	Netzberechnungsverfahren	Beurteilungskriterien	Restriktion	Typ
1	Lastflussrechnung	Spannungsgrenzen	R^{UR}	Rampe
2	Lastflussrechnung	Stromgrenzen	R^{IR}	Rampe
3	Kurzschluss simulationsrechnung	Ausschaltstrom	R^{KR}	Sprung
4	(n-1)-Ausfalls simulationsrechnung	(n-1)-Kriterium	R^{AR}	Rampe

Tabelle 4.2: Beurteilungskriterien für die Untersuchungen im Fall 1

Für jeden Netzzustand wird daher eine Lastflussrechnung, eine Kurzschluss simulationsrechnung sowie eine Ausfalls simulationsrechnung zur Überprüfung des (n-1)-Kriteriums berechnet.

Für jedes Zeitintervall werden für die Überprüfung des (n-1)-Kriteriums ca. 45 Ausfallvarianten untersucht. Für die Überprüfung der 24 Netzzustände im Netz I werden neben 24 Lastflussrechnungen für den Grundfall insgesamt 1080 Ausfallvarianten simuliert. Hinzu kommen noch die 24 Kurzschluss simulationsrechnungen für die Bewertung der Kurzschlussfestigkeit. Die Netzengpassdetektion der 24 Netzzustände zeigt, dass das (n-1)-Kriterium über alle Zeitintervalle verletzt ist. Es treten bei den Ausfallvarianten Spannungsgrenzwertverletzungen wie auch Stromgrenzwertverletzungen auf (Tabelle 4.3).

Nr.	Art des NE	Dauer des NE	Höchste GV	ZI höchster GV
1	(n-1)-Kriterium, Strom-GV	ganzer Tag	118 %	ZI 18
2	(n-1)-Kriterium, Strom-GV	ZI 7 - ZI 20	114 %	ZI 11
3	(n-1)-Kriterium, Strom-GV	ZI 7 - ZI 19	109 %	ZI 11
4	(n-1)-Kriterium, Spannung-GV	ganzer Tag	194 kV	ZI 11

Tabelle 4.3: Überblick der Netzengpässe im Fall 1

Die höchste Stromgrenzwertverletzung bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums beträgt 118 % im Zeitintervall 18. Weitere Stromgrenzwertverletzungen auf diesem Netzelement treten bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums in allen 24 Zeitintervallen auf. Wie in der Tabelle zu erkennen ist, werden weitere Überlastungen bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums gefunden. Die kleinste Spannung in der 220-kV-

Spannungsebene tritt mit 194 kV bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums im Zeitintervall 11 auf. Ferner zeigt sich, dass die Spannungsuntergrenze von 210 kV an dieser Sammelschiene für alle Zeitintervalle bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums verletzt wird. Ein Überblick der Netzengpässe und der Netzschaltung des Netzes I wird im Bild 4.2 gegeben.

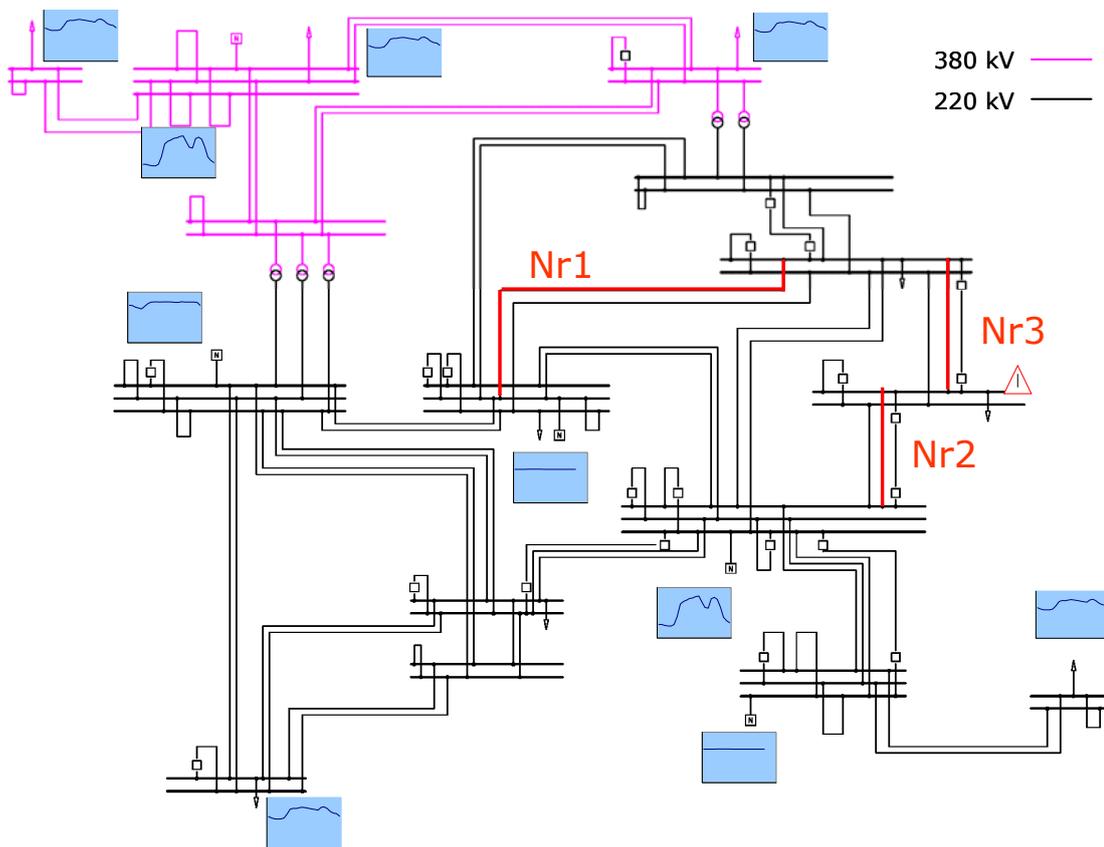


Bild 4.2: Überblick der Netzengpässe für das Netz I

Die Sammelschienen (Knoten) der 380-kV-Spannungsebene sind in Violett und die der 220-kV-Spannungsebene in Schwarz dargestellt. Dargestellt wird ebenfalls an ausgewählten Lasten und Einspeisungen der prinzipielle Verlauf der für die Untersuchung zu Grunde gelegten Fahrpläne. Die Sammelschiene, bei der die Spannungsgrenzwertverletzung auftritt, wird durch das Symbol "Netzengpass" gekennzeichnet. Die Leitungen mit Befund bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums sind rot dargestellt. Zusätzlich wurde bei den Leitungen die laufende Nummer entsprechend Tabelle 4.3 dargestellt. Die Leitungen mit einem offenen Rechteck am Sammelschienenabzweig sind als "ausgeschaltet" anzusehen. Die durchgezogenen Leitungen zwischen den Knoten sind eingeschaltet.

Ein typische Aufgabe des NEM im kurz- oder mittelfristigen NEM besteht nun darin, eine Netzschaltung zu finden, mit der alle detektierten Netzengpässe beseitigt werden.

4.2.2 Ergebnisse: Übergreifende Multiszenarien-Analyse

Der Ansatz der übergreifenden Multiszenarien-Analyse wird eingesetzt, um die detektierten Netzengpässe zu beseitigen. Die Anzahl der Szenarien entspricht der Anzahl der 24 Zeitintervalle. Mit der übergreifenden Multiszenarien-Analyse wird durch den Einsatz des Verfahrens das Optimierungsproblem mit der Zielfunktion nach Gleichung (3.58) gelöst. Mit der Wahl der Parameter des Programmsystems NEMAS wird der Vektor der Entscheidungsvariablen so eingeschränkt, dass nur netzbezogene Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung zulässig sind. Marktbasierte Maßnahmen und Ausbaumaßnahmen sind damit ausgeschlossen. Mit den gewählten Wichtungsfaktoren kann die Zielfunktion für den Fall 1 wie folgt formuliert werden.

$$Z = 1000 * \sum_{f=1}^{N^{Sz}=24} \sum_{a=1}^{N^{Rz}=1} Z_{f,a}^{EN} + 1 * [0.001 * (\sum_{f=1}^{N^{Sz}=24} \sum_{a=1}^{N^{Rz}=1} Z_{f,a}^{NM})] \quad \xrightarrow{!} \text{Min} \quad (4.1)$$

Zur Netzengpassbeseitigung sind 3 netzbezogene Maßnahmen notwendig, um insgesamt für alle 24 Zeitintervalle jeweils ein engpassfreies Netz zu bekommen. Das Verfahren schlägt zur Netzengpassbeseitigung das "Kuppeln" von zwei Doppelsammelschieneanlagen und zusätzlich das "Zuschalten" einer Leitung vor. Das Bild 4.3 zeigt die Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung für alle Zeitintervalle. Es ist zu erkennen, dass sich zwei von den drei vorgeschlagenen Maßnahmen in unmittelbarer Nähe der Engpassstellen befinden. Die weitere Maßnahme "Kuppeln", die nicht direkt in der Nähe der Engpassstellen liegt, wird insbesondere aufgrund der Wirkung bei der Anhebung des Spannungsprofils bei einer übergreifenden Multiszenarienanalyse vorgeschlagen.

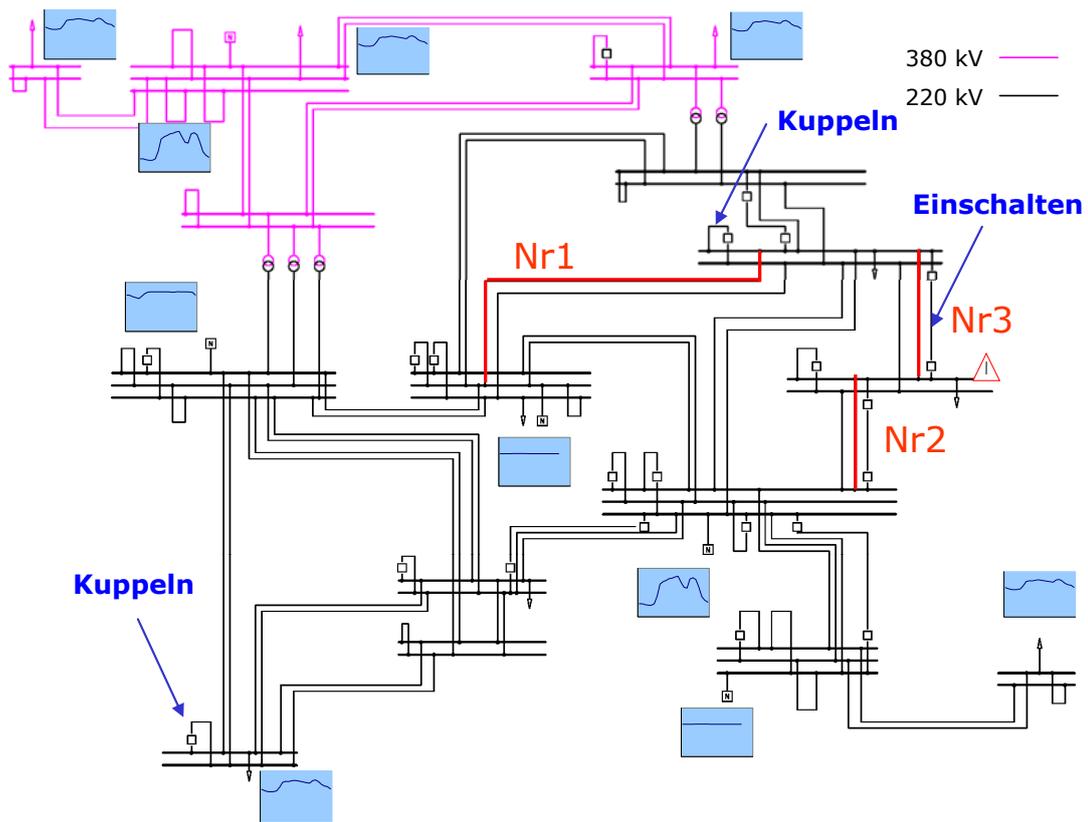


Bild 4.3 Maßnahmen der übergreifenden Multiszenarien-Analyse: Netz I

Die Analyse des Konvergenzverhaltens (Bild 4.4) lässt die einzelnen Stufen des Optimierungsprozesses erneut deutlich werden. Ausgehend von einem Gesamtfitnesswert von ca. $5,874 \cdot 10^6$ für alle Zeitintervalle wird der Zielfunktionswert schrittweise von Generation zu Generation reduziert. Im Bild 4.4 ist der Zielfunktionswert in der Ordinatenachse logarithmisch dargestellt. Die Abszissenachse stellt die Generation, d.h. eine Iteration im Verfahren der genetischen Algorithmen dar. Die gesamte Teilzielfunktion Z ist rot dargestellt, die Teilzielfunktion Z^{EN} der Bewertung der Engpassfreiheit der Netzzustände ist durch die Darstellung der Restriktion für das Einhalten des $(n-1)$ -Kriteriums (R^{AR}) gelb dargestellt. Die Teilzielfunktion der Bewertung des Aufwands an Maßnahmen entspricht der Teilzielfunktion Z^{NM} der Bewertung des Aufwands der netzbezogenen Maßnahmen. Diese Teilzielfunktion ist blau dargestellt.

Am Bild 4.4 ist zu erkennen, dass zu Beginn der Optimierung die Verletzungen des $(n-1)$ -Kriteriums den größten Anteil der Zielfunktion repräsentieren. Nach ca. 6 Generationen wird eine Netzschialtung gefunden, die für alle 24 Zeitintervalle engpassfrei ist. Am Konvergenzverlauf ist dieser Punkt genau der Kreuzungspunkt der roten und der blauen Linie. Nach der Generation 6 hat das Verfahren das Ziel, den Aufwand der

netzbezogenen Maßnahmen für die Netzengpassbeseitigung zu reduzieren. Der Wert der Gesamtziel­funktion Z beträgt ca. 0,205 in Generation 6. Dieser Wert entspricht genau der Bewertung des Aufwands an netzbezogenen Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung. Das Verfahren konvergiert dann nach 54 Generationen auf einen Ziel­funktionswert von 0,06. Die anschließende Auswertung des besten Individuums führt zu einer Anzahl von 3 notwendigen Topologiemassnahmen für die übergreifende Netzengpassbeseitigung für alle Zeitintervalle.

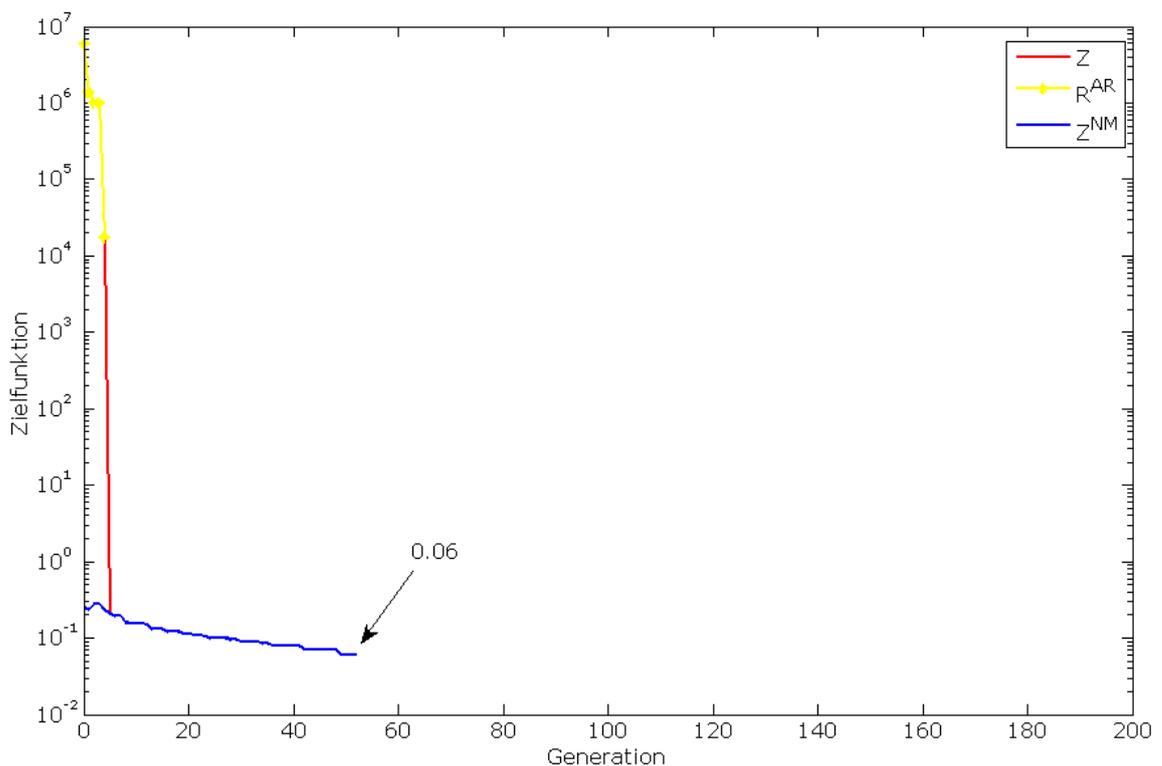


Bild 4.4: Konvergenzverlauf im Fall 1: Übergreifende Multiszenarien-Analyse

Die benötigte Rechenzeit bis zum Erreichen der Konvergenz beträgt 3 Stunden 38 min. Dazu ist zu bemerken, dass der Großteil der Rechenzeit für die Minimierung des Aufwands an netzbezogenen Maßnahmen benötigt wird, weil die Netzengpassbeseitigung bereits in der Generation 6 erfolgreich ist.

Die Population jeder Generation besteht aus 10 Individuen. Für die Berechnung von 53 Generationen mit jeweils 10 Individuen sind daher 530 Fitnessbewertungen erforderlich. Ein Vergleich der Zahl 530 Fitnessbewertungen gegenüber den abgeschätzten Wert der theoretischen Anzahl an Schaltungsvarianten von $24 \cdot 2^{92}$ (entspricht ca. $24 \cdot 4.95 \cdot 10^{27}$) zeigt deutlich die Effizienz des Verfahrens zur Lösung des formulierten

hochdimensionalen Optimierungsproblems. Obwohl die ermittelte Lösung ein lokales Optimum darstellt, ist sie aus praktischer Sicht für den ÜNB eine hervorragende Entscheidungsunterstützung für die Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung der gewählten Einspeise- und Lastsituation. Die ermittelten netzbezogenen Maßnahmen ermöglichen eine Netzengpassbeseitigung für alle Zeitintervalle, so dass ein ruhiger Netzbetrieb möglich ist.

4.2.3 Vergleich von Methoden zur Multiszenarien-Analyse

Neben der übergreifenden Multiszenarien-Analyse werden zwei weitere Vorgehensweisen zur Multiszenarien-Analyse dargestellt. Es handelt es sich um die einzelne und die iterative Multiszenarien-Analyse. Im Folgenden werden die Ergebnisse des Einsatzes für die drei Vorgehensweisen zur Multiszenarienanalyse verglichen.

Bei der einzelnen und iterativen Multiszenarien-Analyse wird die folgende Zielfunktion 24 Mal nacheinander minimiert.

$$Z_f = 1000 * \sum_{a=1}^{N_{Rz}=1} Z_{f,a}^{EN} + 1 * \left[0.001 * \left(\sum_{a=1}^{N_{Rz}=1} Z_{f,a}^{NM} \right) \right] \xrightarrow{!} \text{Min} \quad f = 1, \dots, 24 \quad (4.2)$$

Zur Netzengpassbeseitigung mit der einzelnen Multiszenarien-Analyse wird der in Bild 4.5 dargestellte Schaltfahrplan ermittelt. Dargestellt sind in jedem Zeitintervall die erforderlichen Maßnahmen, die durch die einzelne Rechnung vom Optimierungsverfahren ermittelt werden. Die Reihen stellen die einzelnen Maßnahmen dar. Die Ordinateachse zeigt die Anzahl der notwendigen netzbezogenen Maßnahmen.

Am Schaltfahrplan ist eine deutliche Betriebsunruhe zu erkennen. Obwohl für jedes Zeitintervall nicht mehr als 7 Topologiemassnahmen zur Netzengpassbeseitigung ermittelt werden, sind für alle Zeitintervalle mindestens 106 Schaltmaßnahmen notwendig. Bei der einzelnen Multiszenarien-Analyse werden die Übergänge zwischen den Zeitintervallen nicht berücksichtigt. Die Maßnahmen des Zeitintervalls 0 werden bei dem Zeitintervall 1 nicht mehr benötigt. Dadurch erhöht sich nochmal die Anzahl der benötigten Schalthandlungen.

Mit Blick auf das Optimierungsverfahrens verdeutlichen diese Ergebnisse zum einen die Vielfalt der möglichen Lösungen und zum anderen die Nachteile des Optimierungsverfahrens: die Konvergenz von genetischen Algorithmen zu lokalen Optima.

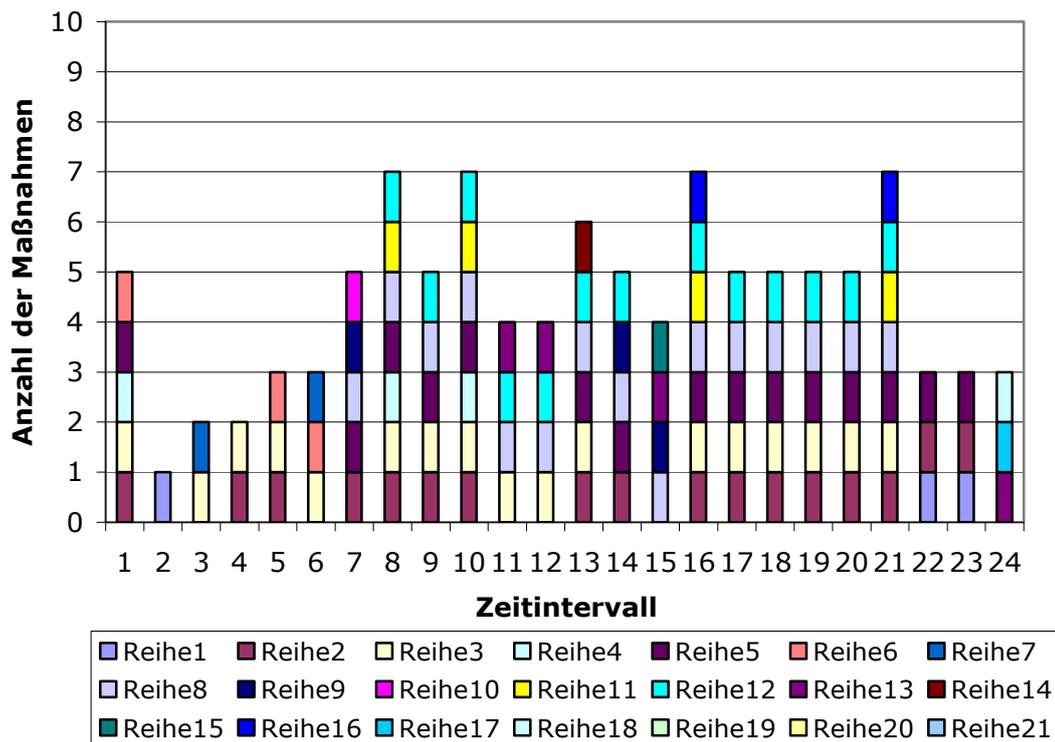


Bild 4.5: Schaltfahrplan der einzelnen Multiszenarien-Analyse: Netz I

Die Rechenzeit für die Ermittlung der Maßnahmen in der einzelnen Multiszenarien-Analyse beträgt ca. 7 Stunden und ist deutlich größer als die Rechenzeit der übergreifenden Multiszenarien-Analyse.

Die weitere Analyse des Schaltfahrplans im Hinblick auf die Anwendungen des Verfahrens für alle Bereiche des NEM zeigt, dass durch die einzelne Multiszenarien-Analyse unabhängige Lösungsalternativen ermittelt werden. Ferner werden die Netzbetriebsmittel und die Maßnahmen identifiziert, die häufig zur Netzengpassbeseitigung beitragen. Im langfristigen NEM können diese Lösungsalternativen Zielnetze repräsentieren. Der oben genannte Nachteil der genetischen Algorithmen wird daher zum Vorteil für die ÜNB. Der Erkenntnisse von Lösungsalternativen können auch exemplarisch in der Netzbetriebsplanung und in der Netzbetriebsführung für die Erstellung eines Maßnahmenkatalogs für kritische Netzengpasssituationen verwendet werden.

Eine Möglichkeit, den Umfang der Schaltmaßnahmen zu reduzieren, wird durch den Einsatz des Verfahrens mit der iterativen Multiszenarien-Analyse erreicht. Dabei werden die ermittelten Maßnahmen des ersten Szenarios für alle weiteren Szenarien übernommen. Zusätzliche Maßnahmen werden bei den folgenden Szenarien erforder-

lich, die noch engpassbehaftet sind. Bild 4.6 zeigt den resultierenden Schaltfahrplan einer iterativen Multiszenarien-Analyse.

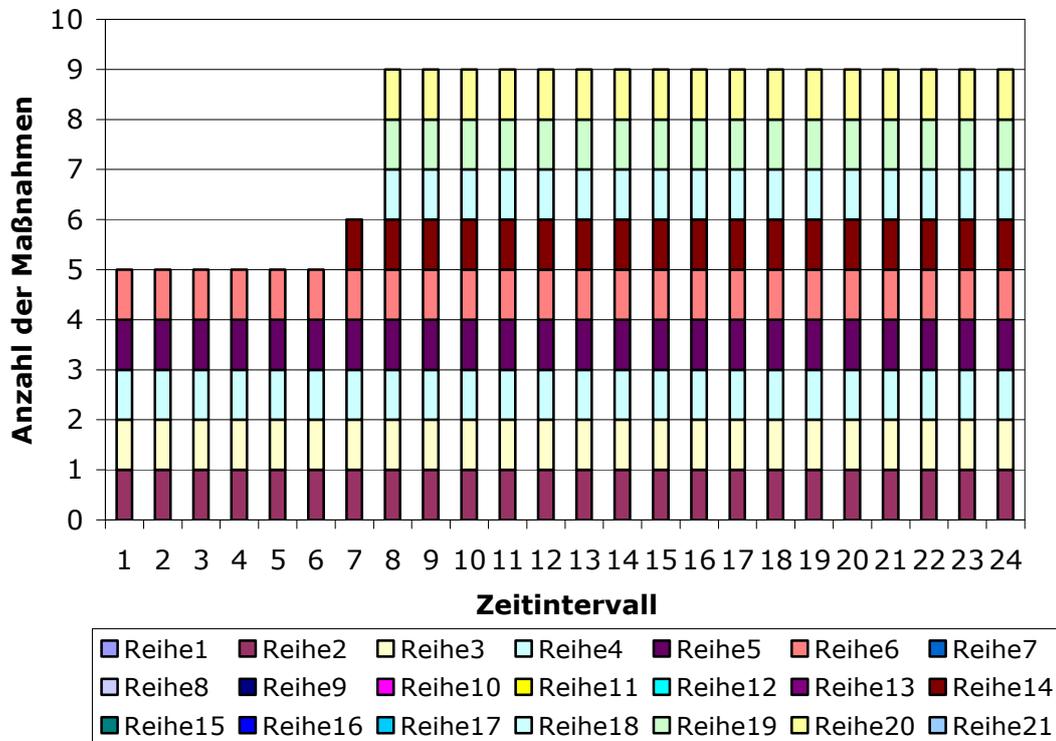


Bild 4.6: Schaltfahrplan der iterativen Multiszenarien-Analyse: Netz I

Es ist zu erkennen, dass die iterative Multiszenarien-Analyse zu einem deutlich ruhigeren Betrieb führt. Es werden fünf Topologiemassnahmen im Zeitintervall 1 ermittelt. Diese werden für die weiteren 23 Zeitintervalle übernommen. Im Zeitintervall 7 ist eine zusätzliche Maßnahme (Reihe 14) zur Netzengpassbeseitigung notwendig. Diese Maßnahme wird für die Zeitintervalle 7 bis 24 übernommen. Im Zeitintervall 8 sind zusätzlich 3 Maßnahmen notwendig, die anschließend für die weiteren Zeitintervalle 9 bis 24 übernommen werden. Von Zeitintervall 9 bis Zeitintervall 24 sind keine zusätzlichen Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung erforderlich. Es werden insgesamt 9 Topologiemassnahmen zur Netzengpassbeseitigung für alle 24 Zeitintervalle benötigt.

Die erzielten Ergebnisse der iterativen Multiszenarien-Analyse stellen für das mittel- und kurzfristige NEM erhebliche Vorteile für die Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung dar.

Zur Verdeutlichung des Nutzens der iterativen Multiszenarien-Analyse für das langfristige NEM werden nun die einzelnen Szenarien als Szenarien der Netzausbauplanung

angesehen. Zum Beispiel könnten die 24 Szenarien des Beispiels die jährliche Netzentwicklung für die zukünftigen 24 Jahre repräsentieren. Der Einsatz der iterativen Multiszenarien-Analyse ergibt dann eine mögliche Reihenfolge der Ausbaumaßnahmen bis zum Erreichen des Zielnetzes.

Die Rechenzeit für die Ermittlung des Schaltfahrplans bei der iterativen Multiszenarien-Analyse beträgt ca. 1 Stunde 22 min. Von den drei Verfahren zur Multiszenarien-Analyse wird bei der iterativen Multiszenarien-Analyse die kürzeste Rechenzeit benötigt.

Der Vollständigkeit halber wird der Schaltfahrplan der übergreifenden Multiszenarien-Analyse im Bild 4.7 dargestellt. Der Vergleich zu den oben erzielten Ergebnissen zeigt den deutlichen Vorteil dieser Vorgehensweise. Die Maßnahme der Reihe 21 ist die einzige Maßnahme, die bei den anderen Methoden nicht gefunden wurde. Diese Maßnahme ist anscheinend ausschlaggebend für die übergreifende Netzengpassbeseitigung in einer Multiszenarien-Analyse.

Zusammenfassend zeigt der Fall 1 die Eigenschaften des Optimierungsverfahrens für das NEM mit optimalen Topologiemassnahmen. Die in dieser Arbeit entwickelten Verfahren zur Multiszenarien-Analyse können für das lang-, mittel-, oder kurzfristige NEM eingesetzt werden.

Die Untersuchungen im Fall 2 und im Fall 3 werden auf Basis einer einzelnen Multiszenarien-Analyse durchgeführt, um die weiteren Eigenschaften des entwickelten Verfahrens im regelzonenübergreifenden NEM bei größeren Modellnetzen darzustellen.

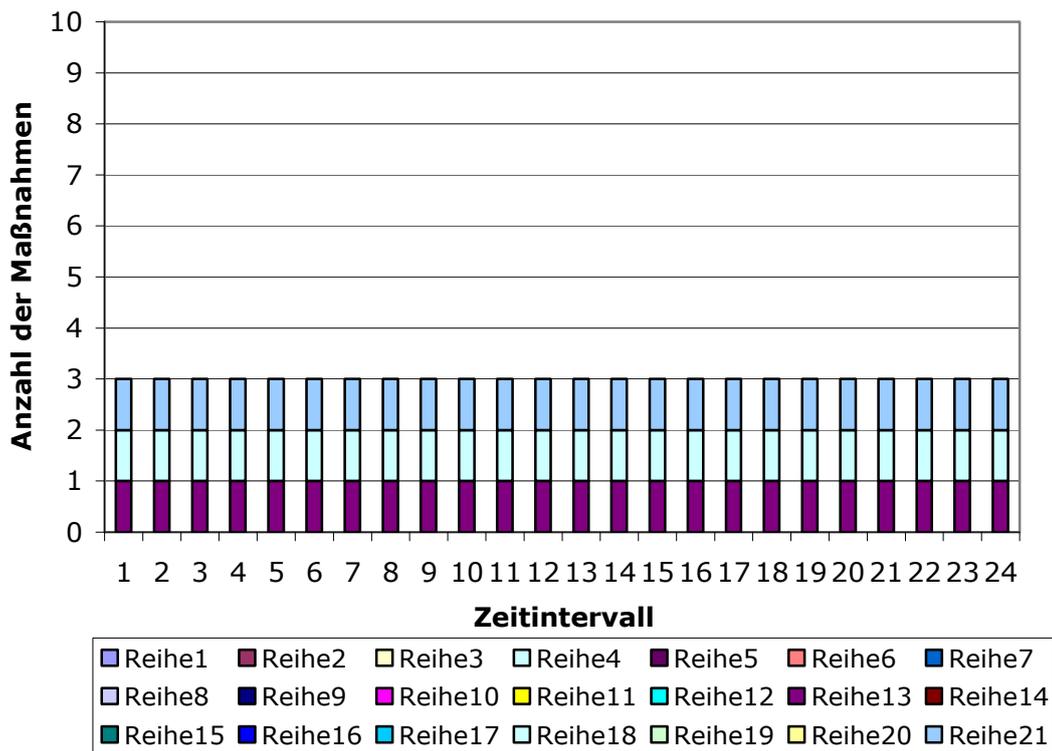


Bild 4.7: Schaltfahrplan der übergreifenden Multiszenarien-Analyse

4.3 Fall 2: Ermittlung von regelzonenübergreifenden Topologemaßnahmen

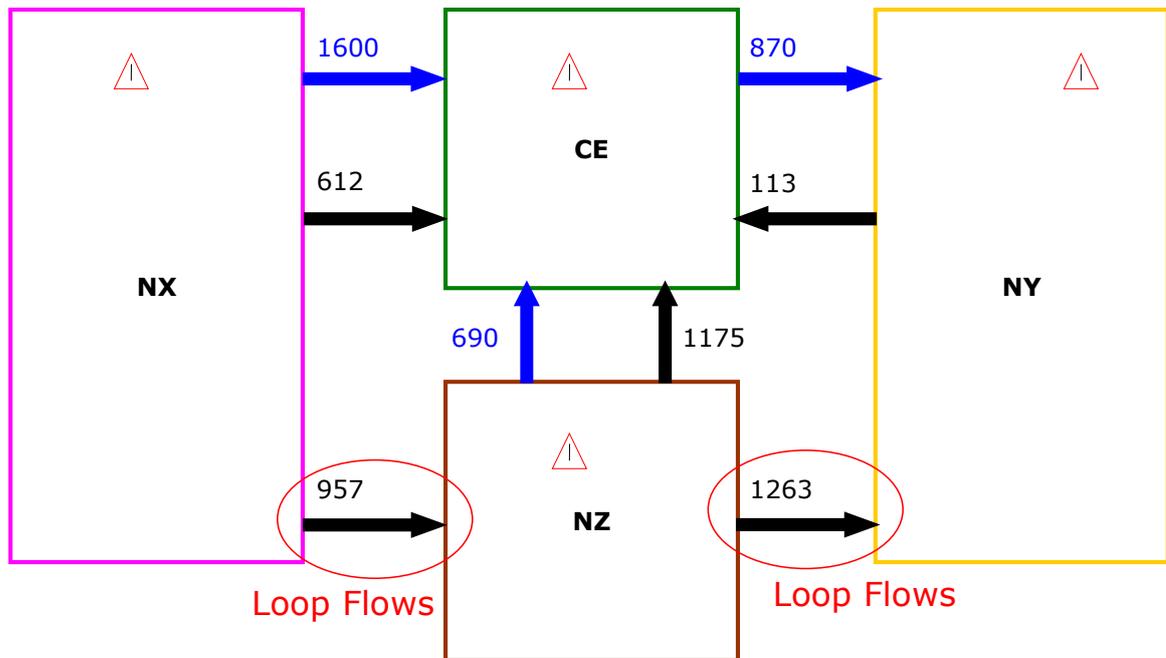
4.3.1 Ausgangssituation und Netzengpassdetektion

Das Ziel dieser Untersuchung ist der Einsatz des entwickelten Verfahrens im regelzonenübergreifenden kurzfristigen NEM mit dem Schwerpunkt der Ermittlung von regelzonenübergreifenden netzbezogenen Maßnahmen.

Das Netz II, bestehend aus 4 Regelzonen, wird für die Untersuchungen im Fall 2 zu Grunde gelegt. Die Fahrpläne der Erzeugungseinheiten werden auf Basis einer vereinfachten Marktsimulation unter der Annahme eines integrierten Markts für den Stromhandel ermittelt.

Für den Fall 2 wird das Übertragungsnetz mit den resultierenden Fahrplänen für das Zeitintervall 12 untersucht. Dieses Zeitintervall repräsentiert die Tageshöchstlast. Das Bild 4.8 zeigt einen Vergleich der kommerziellen Austauschfahrpläne (blau) und der

physikalischen Lastflüsse (schwarz) zwischen den Regelzonen für die Grundlastflussrechnung. Analog zu den heutigen Verhältnissen im europäischen Verbundnetz verteilen sich die Leistungsflüsse auf den Leitungen anders als die geplanten kommerziellen Austauschfahrpläne. Es treten so genannte "Loop Flows" zwischen den einzelnen Regelzonen auf.



Alle Werte in MW

Bild 4.8: Vergleich Fahrpläne vs. physikalischen Lastflüsse im Fall 2 (Werte in MW)

Die Beurteilungskriterien für die Netzengpassdetektion sind analog zu Fall 1 (Stromgrenzen im Grundfall, Spannungsgrenzen im Grundfall, Kurzschlussgrenzen, (n-1)-Kriterium). Die Netzengpassdetektion findet eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums in allen Regelzonen. Aufgrund des Modellumfangs werden für die Überprüfung des (n-1)-Kriteriums 157 Ausfallvarianten simuliert (Tabelle 4.4) .

Beurteilungskriterien	Ergebnisse NE-Detektion	Netzzustände	
Stromgrenzen, Spannungsgrenzen	Keine GV	1	LFR
(n-1)-Kriterium	68 ASR mit Befund	157	LFR
Kurzschlussgrenzen	Kein Befund	1	KSR

Tabelle 4.4: Überblick der Netzengpassdetektion im Fall 2

Die höchste Stromgrenzwertverletzung bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums beträgt 128 % und tritt auf einem 380/220-kV-Transformator in Regelzone "NX" auf. Die kleinste Spannung in der 220-kV-Spannungsebene bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums tritt mit 200 kV in Regelzone "CE" auf. Eine detaillierte Netzengpassanalyse zeigt, dass das Spannungsniveau sehr niedrig ist. Die Anzahl der Ausfallvarianten ausschließlich mit Spannungsgrenzwertverletzungen beträgt 60. Insgesamt werden 68 Ausfallvarianten mit Befund detektiert. Bei 8 Ausfallvarianten treten Spannungsgrenzwertverletzungen und Stromgrenzwertverletzungen auf. Ein Überblick über die Lage der Netzengpässe wird zusammen mit der Netztopologie im Bild 7.1 im Anhang (Kapitel 7) dargestellt. Die Lage und die Art der Netzengpässe zeigen ebenfalls, dass in der Regelzone "CE" das Spannungsniveau niedrig ist, weil der Großteil der Spannungsgrenzwertverletzungen in dieser Regelzone auftritt. Die Integration der Netzrechnungsverfahren ermöglicht eine detaillierte regelzonenübergreifende Netzengpassdetektion für Modellnetze mit großem Modellumfang.

4.3.2 Ergebnisse: Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit netzbezogenen Maßnahmen

Das Verfahren wird eingesetzt, um die detektierten Netzengpässe zu beseitigen. Die Anzahl der Regelzonen N^{Rz} beträgt 4. In dieser Untersuchung wird ein Szenario (Zeitintervall 12) betrachtet. Mit dem regelzonenübergreifenden NEM wird durch den Einsatz des Verfahrens das Optimierungsproblem der Zielfunktion in Gleichung (3.58) gelöst. Durch die Wahl der Parameter des Programmsystems NEMAS wird der Vektor der Entscheidungsvariablen so eingeschränkt, dass nur netzbezogene Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung freigegeben sind. Es sind weder marktbasierende Maßnahmen noch Netzausbaumaßnahmen zulässig. Mit den gewählten Wichtungsfaktoren kann die Zielfunktion für den Fall 2 wie folgt formuliert werden:

$$Z_f = 1000 * \sum_{a=1}^{N_{Rz}=4} Z_a^{EN} + 1 * \left[0.001 * \left(\sum_{a=1}^{N_{Rz}=4} Z_a^{NM} \right) \right] \xrightarrow{!} \text{Min} \quad f = 12 \quad (4.3)$$

Zur regelzonenübergreifenden Netzengpassbeseitigung sind insgesamt 10 netzbezogene Maßnahmen notwendig, um alle detektierte Netzengpässe zu beseitigen. Der Gesamtumfang der Blindleistungsverlagerung beträgt 533 Mvar.

In der Praxis würde dieses Ergebnis eine Annahme der angemeldeten Fahrpläne der Erzeuger vom ÜNB bedeuten. Die netzbezogenen Maßnahmen stellen keinen Eingriff in den Markt dar und werden deswegen vom Gesetzgeber bevorzugt. Dieses Ergebnis entspricht einer 100 %igen Einsparung der Redispatchkosten zur Engpassbeseitigung der gleichen Netzsituation. Das Bild 4.9 zeigt die Verteilung der Maßnahmen auf die einzelnen Regelzonen.

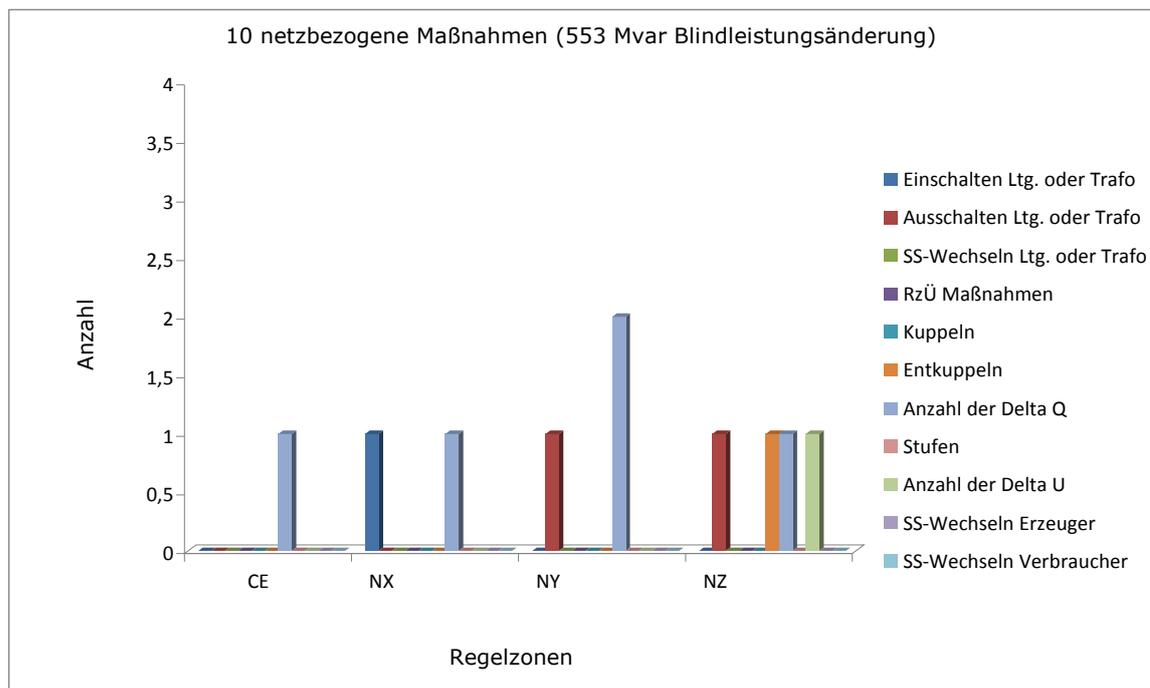


Bild 4.9: Regelzonenübergreifende netzbezogene Maßnahmen im Fall 2

Dabei werden die in der Arbeit modellierten netzbezogenen Maßnahmen in 11 Kategorien aufgeteilt. Für jede Regelzone wird die Anzahl der notwendigen Maßnahmen für jede Kategorie dargestellt. In Regelzone "CE" ist eine Blindleistungsverlagerung notwendig. Zur Netzengpassbeseitigung sind 2 Maßnahmen in Regelzone "NX" notwendig: eine Maßnahme "Einschalten" eines Transformators und eine Blindleistungsverla-

gerung. In der Regelzone "NY" sind 3 netzbezogene Maßnahmen notwendig: eine Maßnahme "Ausschalten" eines Transformators und zwei Maßnahmen zur Blindleistungsverlagerung. In der Regelzone "NZ" sind 4 netzbezogene Maßnahmen notwendig: eine Maßnahme "Entkuppeln", eine Maßnahme "Ausschalten" einer Leitung, eine Änderung der Sollspannung an einem spannungsgeregelten Knoten sowie eine Blindleistungsverlagerung.

Es fällt auf, dass die Maßnahmen der Kategorie "Entkuppeln" oder "Ausschalten" zur Netzengpassbeseitigung führen. Diese erfolgreiche Maßnahmen reduzieren erstaunlicher Weise den Vermaschungsgrad. Generell gilt in der Praxis die Grundhaltung: je höher der Vermaschungsgrad, desto höher die Versorgungssicherheit, weil mehr Leitungen in Betrieb sind.

Diese und andere Ergebnisse des Einsatzes von NEMAS zeigen, dass eine gezielte Reduzierung des Vermaschungsgrades zur Engpassbehebung führen kann. Darin besteht einer der größten Vorteile einer systematischen Suche nach netzbezogenen Maßnahmen durch den Einsatz eines rechnergestützten Verfahrens. Das Verfahren probiert Maßnahmen, die auf den ersten Blick für einen erfahrenen Schaltungingenieur nicht im Fokus stehen. Dadurch fungiert es als "Ideengeber" für die Bewältigung von kritischen Netzsituationen.

Für die Netzengpassbeseitigung im gesamten Übertragungsnetz werden maximal 4 Maßnahmen in einer Regelzone benötigt. Die Aufgabe eines Koordinators in Rahmen des regelzonenübergreifenden NEM mit optimalen Topologiemassnahmen besteht nun darin, auf Basis dieser Ergebnisse die Durchführung der Maßnahmen mit den beteiligten ÜNB zu koordinieren.

Eine Analyse ausgewählter Kenngrößen des Netzzustands verdeutlicht weitere Auswirkungen der vorgeschlagenen Maßnahmen im Übertragungsnetz (Tabelle 4.5). Der durchschnittliche Wert aller Knotenspannungen steigt in allen Spannungsebenen. Die mittlere Auslastung aller Zweige sinkt. Beide Effekte führen neben der Engpassbeseitigung zu einer Reduktion der Wirkleistungsverluste im Übertragungsnetz.

Ausgewählte Kenngrößen	Vor NE-Beseitigung	Nach NE-Beseitigung
Mittlere Spannung 380-kV-Netz	391,5 kV	408,1 kV
Mittlere Spannung 220-kV-Netz	222,3 kV	231,3 kV
Mittlere Auslastung der Zweige	30,2 %	29,2 %
Verluste	200,8 MW	188,8 MW

Tabelle 4.5: Vergleich ausgewählter Kenngrößen

Das Optimierungsverfahren benötigt 138 Generationen bis zur Konvergenz. Dazu sind 1380 Netzzustandsbewertungen notwendig. Mit einer durchschnittlichen Anzahl von 157 Ausfallvarianten für eine Netzzustandsbewertung sind ca. 216600 Ausfallvarianten für die Ermittlung eines engpassfreien Netzes mit minimalem Aufwand an Maßnahmen untersucht worden. Die erforderliche Rechenzeit für diese Untersuchungen beträgt mit dem gewählten Rechner 7 Stunden 55 min. Mit steigender Prozessorleistung würde sich die Rechenzeit natürlich reduzieren. Eine manuelle systematische Auswertung von so vielen Netzzuständen für die Netzengpassbeseitigung ist daher ohne Einsatz von rechnergestützten Verfahren nicht möglich. Durch die Einbindung von schnelleren Lastflussprogrammen in das Programmsystem könnte ebenfalls die Rechenzeit des vorgestellten Verfahrens reduziert werden [68], [37]. Im Bild 4.10 wird der Konvergenzverlauf für die Ermittlung der minimalen Maßnahmen dargestellt.

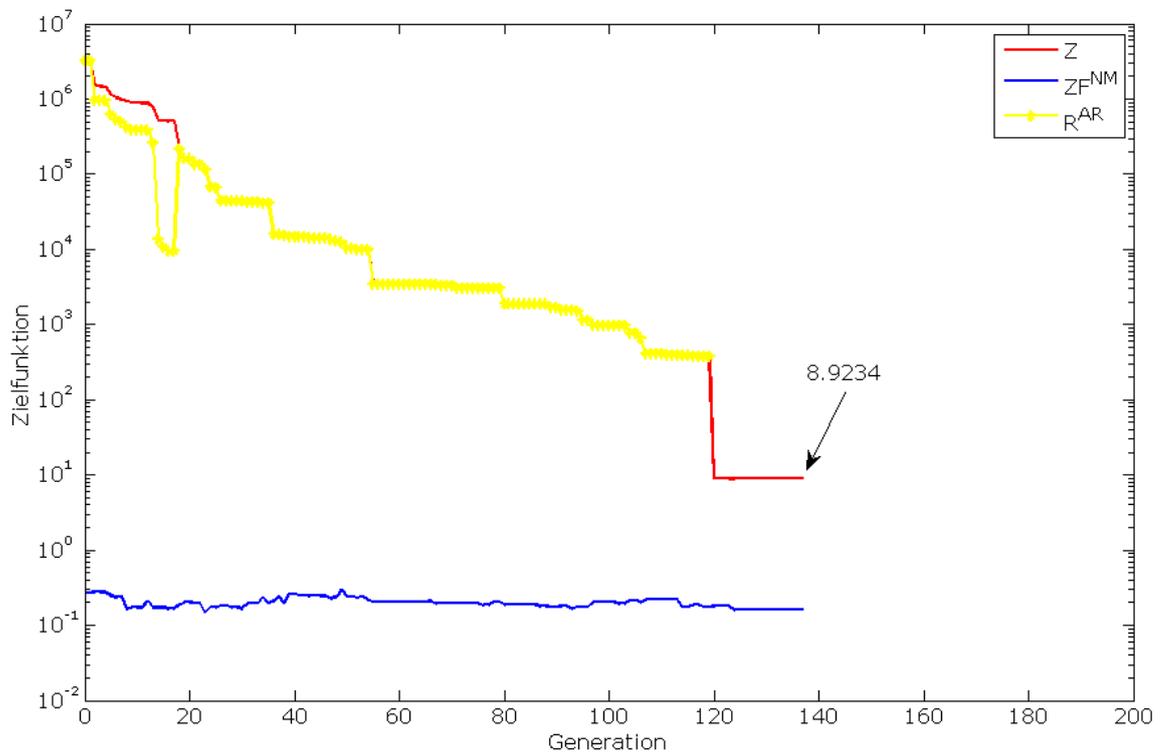


Bild 4.10: Konvergenzverlauf im Fall 2: Regelzonenübergreifendes NEM mit netzbezogenen Maßnahmen

Der Konvergenzverlauf ist analog dem Konvergenzverlauf im Fall 1. Ausgehend von einem engpassbehafteten Netz wird die Gesamtzielfunktion mit steigender Generationsanzahl minimiert, bis das Abbruchkriterium erreicht wird. Von der Generation 0 bis zur Generation 120 ist das (n-1)-Kriterium verletzt. Dies wird durch die Restriktion für die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums gelb dargestellt. Von der Generation 121 bis zum Erreichen des Abbruchkriteriums ist das Netz engpassfrei und das Verfahren minimiert den notwendigen Aufwand an Maßnahmen für die Netzengpassbeseitigung. Im Bild 4.11 ist daher die Teilzielfunktion Z^{EN} der Anforderungen für ein engpassfreies Netz ab der Generation 121 null. Die Teilzielfunktion der Anforderungen für ein engpassfreies beträgt am Anfang der Berechnungen $3,3 \cdot 10^6$.

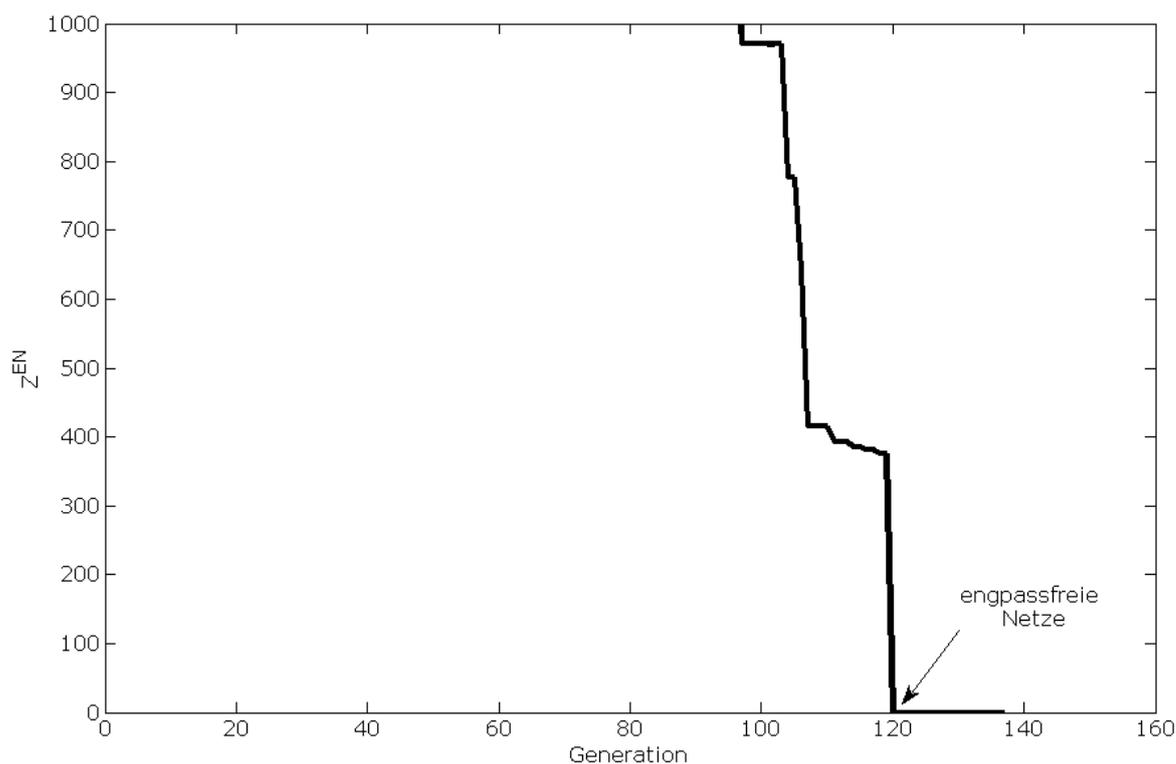


Bild 4.11: Konvergenzverlauf im Fall 2: Teilzielfunktion der Anforderungen für ein engpassfreies Netz

Die Minimierung des Aufwands an netzbezogenen Maßnahmen wird durch die Analyse des Konvergenzverlaufs der Teilzielfunktion des Aufwands an netzbezogenen Maßnahmen (Bild 4.12) deutlich. Dieser Konvergenzverlauf zeigt ebenfalls die Eigenschaften des Optimierungsverfahrens. Er bestätigt, dass das Verfahren durch zufällige Auswahl der Maßnahmen von Generation zu Generation die Anforderungen an ein engpassfreies Netz verbessert. Die Größenordnung der Teilzielfunktion zwischen 0,1 und 0,3 zeigt die Bedeutung der geeigneten Wahl der Wichtungsfaktoren. Das Verfahren bevorzugt auf jeden Fall zunächst die Suche nach engpassfreien Netzzuständen. Wenn diese erreicht sind, findet eine Minimierung der notwendigen netzbezogenen Maßnahmen statt.

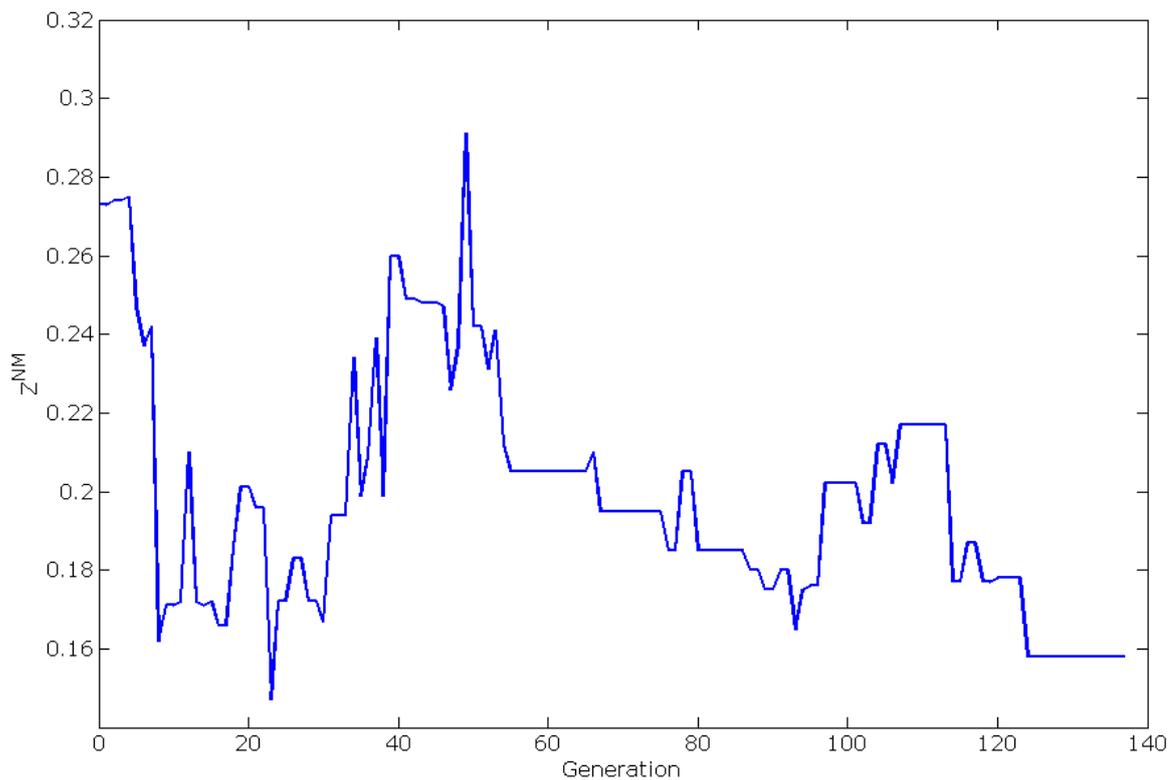


Bild 4.12: Konvergenzverlauf im Fall 2: Teilzielfunktion des Aufwand an netzbezogenen Maßnahmen

Zusammenfassend kann festgehalten werden: Das Verfahren ermöglicht ein regelzonenübergreifendes NEM mit optimalen Topologiemassnahmen.

4.3.3 Vergleich von Methoden zum regelzonenübergreifenden Netzengpassmanagement mit netzbezogenen Maßnahmen

Das Ziel der Untersuchungen dieses Abschnittes ist die Beantwortung der Fragestellung: Welche Ergebnisse liefert das Optimierungsverfahren bei der Einbeziehung von marktbasierter Maßnahmen in Form von Redispatch?

Zur Beantwortung wird die Zielfunktion um die marktbasierter Maßnahmen erweitert. Die Untersuchung für den Fall 2 wird dann mit der folgenden Zielfunktion wiederholt:

$$Z_f = 1000 * \sum_{a=1}^{N_{Rz}=4} Z_a^{EN} + 1 * \left[0.001 * \left(\sum_{a=1}^{N_{Rz}=4} Z_a^{NM} \right) + 0.001 * \left(\sum_{a=1}^{N_{Rz}=4} Z_a^{MM} \right) \right] \stackrel{!}{=} \text{Min} \quad (4.4)$$

Dadurch wird im Verfahren auch die Maßnahme "Redispatch" ermöglicht. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen ergeben die gleichen netzbezogenen Maßnahmen für die Netzengpassbeseitigung. Ein Einsatz von Redispatch wird vom Verfahren nicht vorgeschlagen. Dies bestätigt nochmals die Wahl der Wichtungsfaktoren, um das Redispatch möglichst minimal zu halten.

4.3.4 Ermittlung abschaltbarer Leitungen

Ausgehend von einem engpassfreien Netz des Falles 2 wird zur Verifikation der weiteren Anwendungen des Verfahrens untersucht, ob Netzbetriebsmittel außer Betrieb sein können, ohne die Engpassfreiheit zu verletzen.

Das Ausgangnetz ist das engpassfreie Netz im Fall 2. Die Zielfunktion zur Beginn der Untersuchung beträgt 0. Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln werden mit einem negativen Wert bewertet. Das Verfahren ermittelt vier 220-kV-Leitungen, die abgeschaltet werden, ohne dass ein erneuter Netzengpass auftritt. Dabei werden die Anforderungen an ein engpassfreies Netz entsprechend der Tabelle 4.2 voll erfüllt. Insbesondere wird das (n-1)-Kriterium trotz der vier abgeschalteten Leitungen eingehalten.

Von den ermittelten potenziell abschaltbaren 220-kV-Leitungen befinden sich 3 in Regelzonen "NX". Zwei ermittelte potenziell abschaltbare 220-kV-Leitungen sind parallele Stromkreise. Eine der vier ermittelten abschaltbaren 220-kV-Leitungen ist eine Kuppelleitung zwischen den Regelzonen "NX" und "NZ". Dies bestätigt an dieser Stelle die Vorteile des Verfahrens beim regelzonenübergreifenden NEM.

Die Analyse des Konvergenzverhaltens des Verfahrens für diese Untersuchung zeigt, dass das Verfahren schneller konvergiert. Die Rechenzeit beträgt 1 Stunde 21 min und ist deutlich kürzer als die notwendige Rechenzeit für die Ermittlung von Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung. Der Einfluss der Bewertung der Maßnahme "Ausschalten" wird am Beispiel der Teilzielfunktion der netzbezogenen Maßnahmen Z^{NM} visualisiert (Bild 4.13).

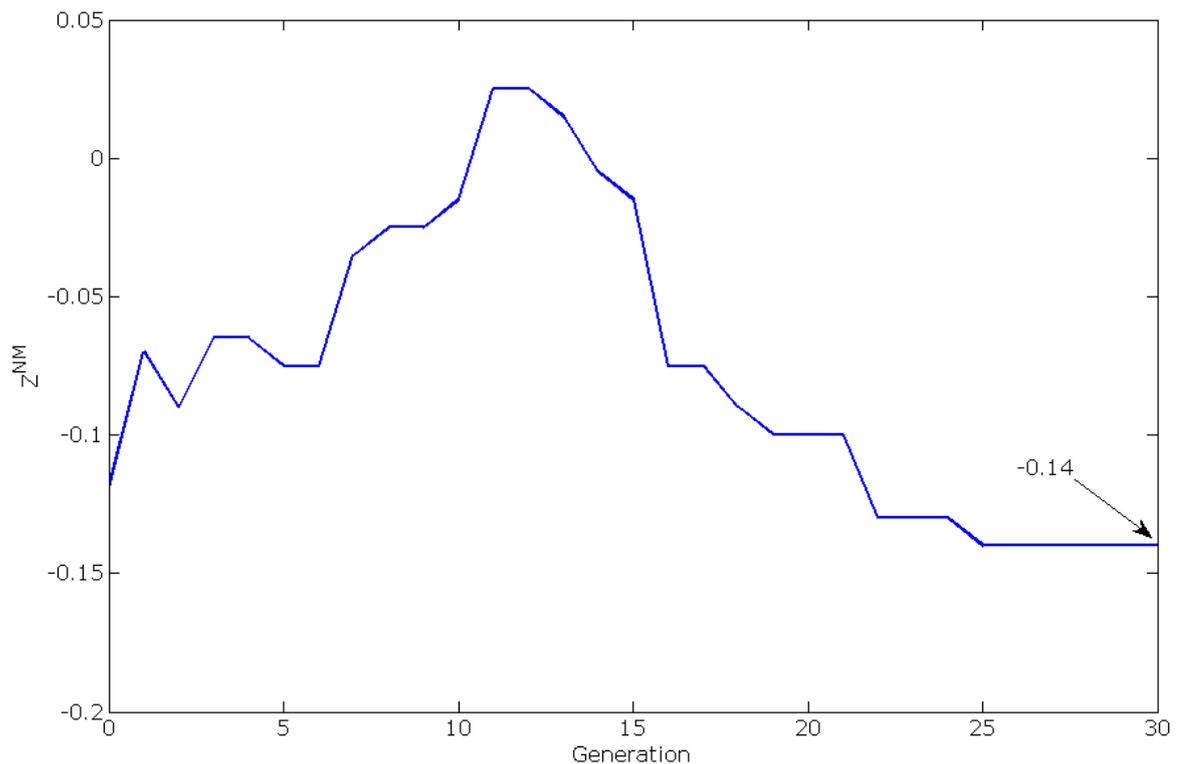


Bild 4.13: Konvergenzverlauf bei der Ermittlung abschaltbarer Netzbetriebsmittel

Da das Netz am Anfang und am Ende der Untersuchung engpassfrei ist, beträgt der Wert der Gesamtziel­funktion am Ende der Berechnungen $-0,14$. Er entspricht dem Wert des dargestellten Konvergenzver­laufs der Teilziel­funktion Z^{NM} . Alle weiteren Teil­funktionen des Optimierungsproblems sind null.

Mit dieser Untersuchung werden die prinzipiellen Eigenschaften des Verfahrens­ansatzes für die Anwendungen in den Bereichen Rückbauplanung, Abschaltmanagement oder Verlustminimierung aufgezeigt.

4.4 Fall 3: Reduktion des Redispatch mit Topologemaßnahmen

4.4.1 Ausgangssituation und Netzengpassdetektion

Das Ziel dieser Untersuchung ist der Einsatz des Verfahrens im regelzonenübergreifenden kurzfristigen NEM mit dem Schwerpunkt der Ermittlung von Kombinationen aus netzbezogenen Maßnahmen und markt­basierten Maßnahmen zur Netzengpass­beseitigung.

Das Netz II besteht aus 4 Regelzonen und wird für die Untersuchungen im Fall 3 zu Grunde gelegt.

Für den Fall 3 wird das Übertragungsnetz mit den resultierenden Fahrplänen für das Zeitintervall 4 untersucht. Das Zeitintervall 4 repräsentiert die Tagesschwachlast. Das Bild 4.14 zeigt einen Vergleich der kommerziellen Austauschfahrpläne (blau) und der physikalischen Lastflüsse (schwarz) zwischen den Regelzonen für die Grundlastflussrechnung. Analog zu den Fall 2 verteilen sich die Leistungsflüsse auf den Leitungen anders als die geplanten kommerziellen Austauschfahrpläne. Es treten ebenfalls "Loop Flows" zwischen den einzelnen Regelzonen auf.

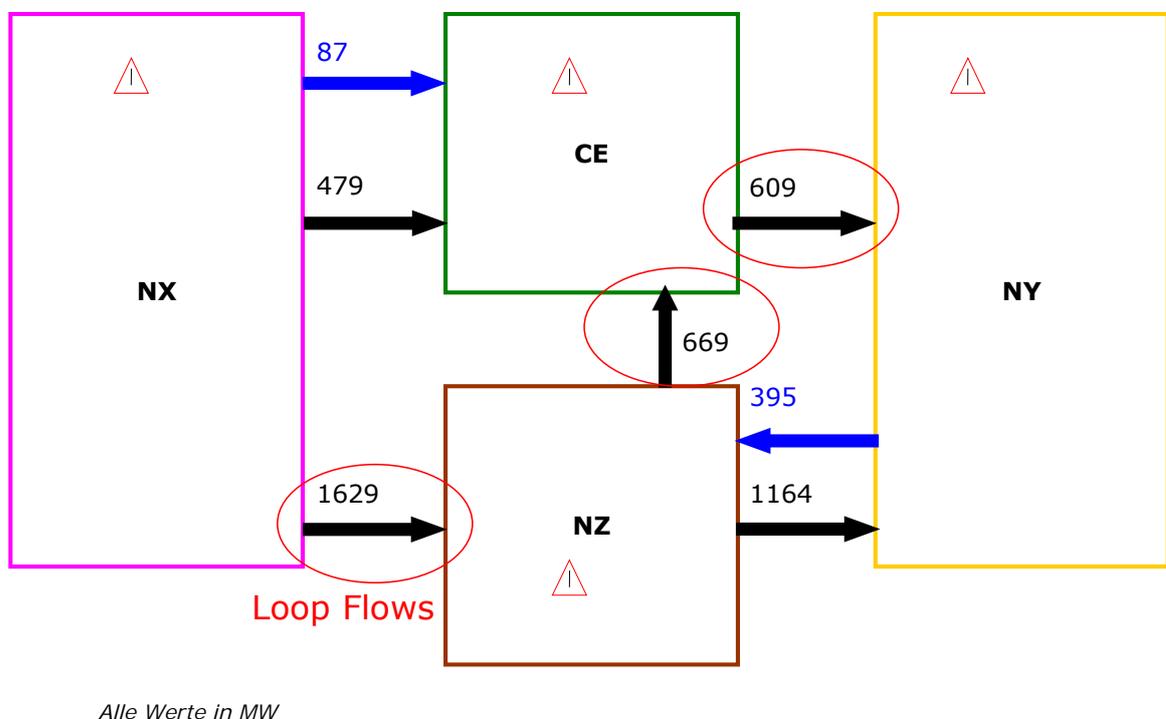


Bild 4.14: Vergleich Fahrpläne vs. physikalische Lastflüsse im Fall 3 (Werte in MW)

Die Beurteilungskriterien für die Netzengpassdetektion sind analog zu Fall 1 (Stromgrenzen im Grundfall, Spannungsgrenzen im Grundfall, Kurzschlussgrenzen, (n-1)-Kriterium).

Die Netzengpassdetektion findet eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums in allen Regelzonen. Aufgrund des Modellumfangs werden für die Überprüfung des (n-1)-Kriteriums ebenfalls 157 Ausfallvarianten simuliert (Tabelle 4.6).

Beurteilungskriterien	Ergebnisse NE-Detektion	Netzzustände	
Stromgrenzen, Spannungsgrenzen	Keine GV	1	LFR
(n-1)-Kriterium	25 ASR mit Befund	157	LFR
Kurzschlussgrenzen	Kein Befund	1	KSR

Tabelle 4.6: Überblick der Netzengpassdetektion im Fall 3

Die höchste Stromgrenzwertverletzung bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums beträgt 128 % und tritt auf einem 380/220-kV Transformator in Regelzone "NX" auf. Die höchste Stromgrenzwertverletzung im 380-kV-Netz beträgt 107 %. Die kleinste Spannung in der 220-kV-Spannungsebene bei der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums tritt mit 207 kV in Regelzone "CE" auf. Eine detaillierte Netzengpassanalyse zeigt, dass ein hoher Export aus der Regelzone "NX" in die anderen Regelzonen erfolgt. Die Anzahl der Ausfallvarianten mit ausschließlich Stromgrenzwertverletzungen beträgt 21. Insgesamt werden 25 Ausfallvarianten mit Befund detektiert. Bei 3 Ausfallvarianten treten ausschließlich Spannungsgrenzwertverletzungen auf. Ein Überblick der Lage der Netzengpässe wird zusammen mit der Netztopologie im Bild 7.2 im Anhang gegeben. Die Lage und die Art der Netzengpässe zeigen ebenfalls, dass aufgrund des Exports ein Engpass sogar auf einer Kuppelleitung von der Regelzone "NX" nach Regelzone "NZ" auftritt. Gegenüber Fall 2 wird die Engpasssituation aufgrund fehlender Übertragungskapazität zwischen den Regelzonen verursacht.

4.4.2 Ergebnisse: Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit netzbezogenen Maßnahmen

Analog zu Fall 2 wird zunächst für das Zeitintervall 4 eine Netzengpassbeseitigung mit nur netzbezogenen Maßnahmen vorgenommen. Das Ergebnis dieser Untersuchung ergibt kein engpassfreies Netz bei gleich bleibenden Parametern der genetischen Algorithmen. Für die Praxis bedeutet dieses Ergebnis die Notwendigkeit des Einsatzes von marktbasierter Maßnahmen wie Redispatch.

Obwohl ein engpassfreies Netz für diese Untersuchung durch netzbezogene Maßnahmen nicht gefunden werden kann, liefert die Analyse der Konvergenzverläufe zusätzliche Erkenntnisse zum Verfahren.

Zunächst wird der gesamte Konvergenzverlauf der Zielfunktion des Verfahrens analysiert. Ausgehend von einem Fitnesswert von ca. $3,3 \cdot 10^6$ konvergiert das Verfahren nach ca. 160 Generationen. Das lokale Optimum hat einen Fitnesswert von 12865. Aus dem Konvergenzverlauf, aus der Wahl der Wichtungsfaktoren sowie aus der Netzengpassdetektion des besten Individuums ist zu entnehmen, dass das Ergebnis nicht engpassfrei ist (Bild 4.15). Das Ergebnisnetz ist gegenüber dem Ausgangszustand allerdings ein verbessertes Netz, da die Grenzwertverletzungen deutlich reduziert sind.

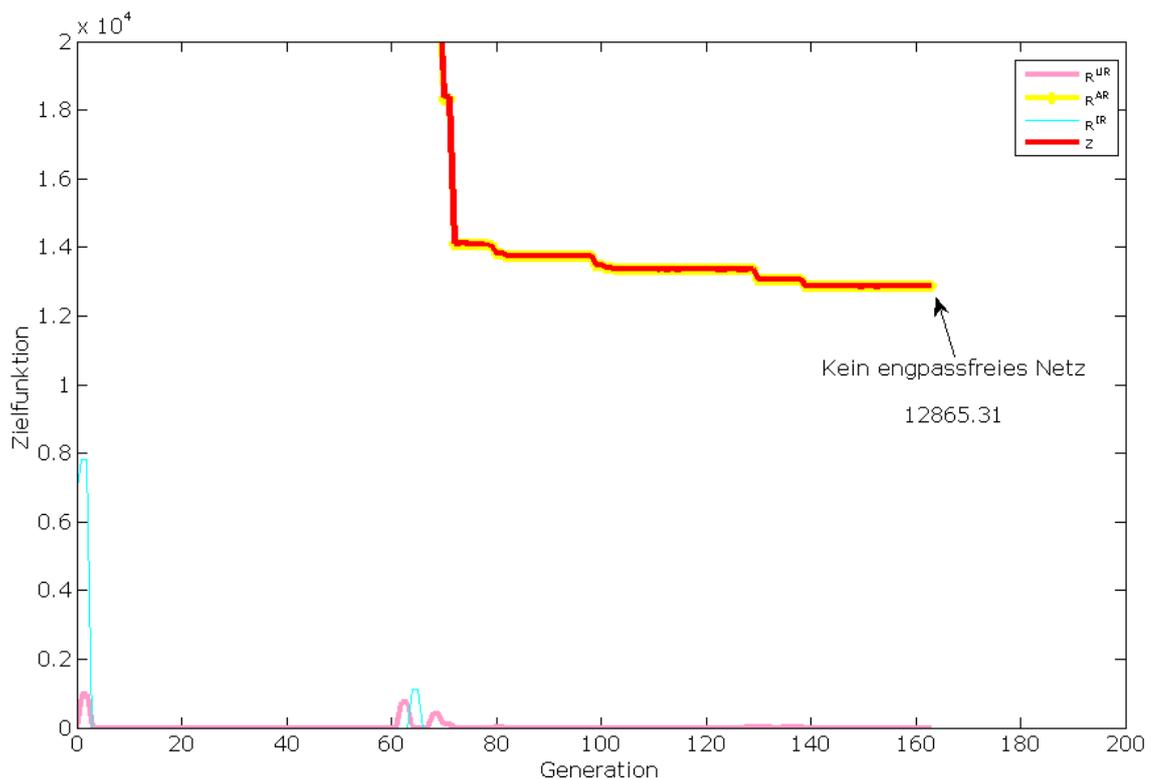


Bild 4.15: Konvergenzverlauf in Fall 3: engpassbehaftetes Netz

Aus Sicht eines ÜNB kann das Verfahren daher für die Begründung von marktbasier-ten Maßnahmen in Form von Redispatch eingesetzt werden. Die vom Verfahren be-werteten unterschiedlichen Netzzustände (1600 insgesamt) sind ein eindeutiger Beleg von Schalthandlungen, die im Vorfeld vom Redispatch systematisch erprobt worden sind.

Die weitere Analyse der Konvergenzverläufe zeigt die Auswirkungen der unterschiedli-chen systematisch erprobten netzbezogenen Maßnahmen. Der Konvergenzverlauf der netzbezogenen Maßnahmen zeigt einen Anstieg der notwendigen Maßnahmen im Op-timierungsprozess (Bild 4.16).

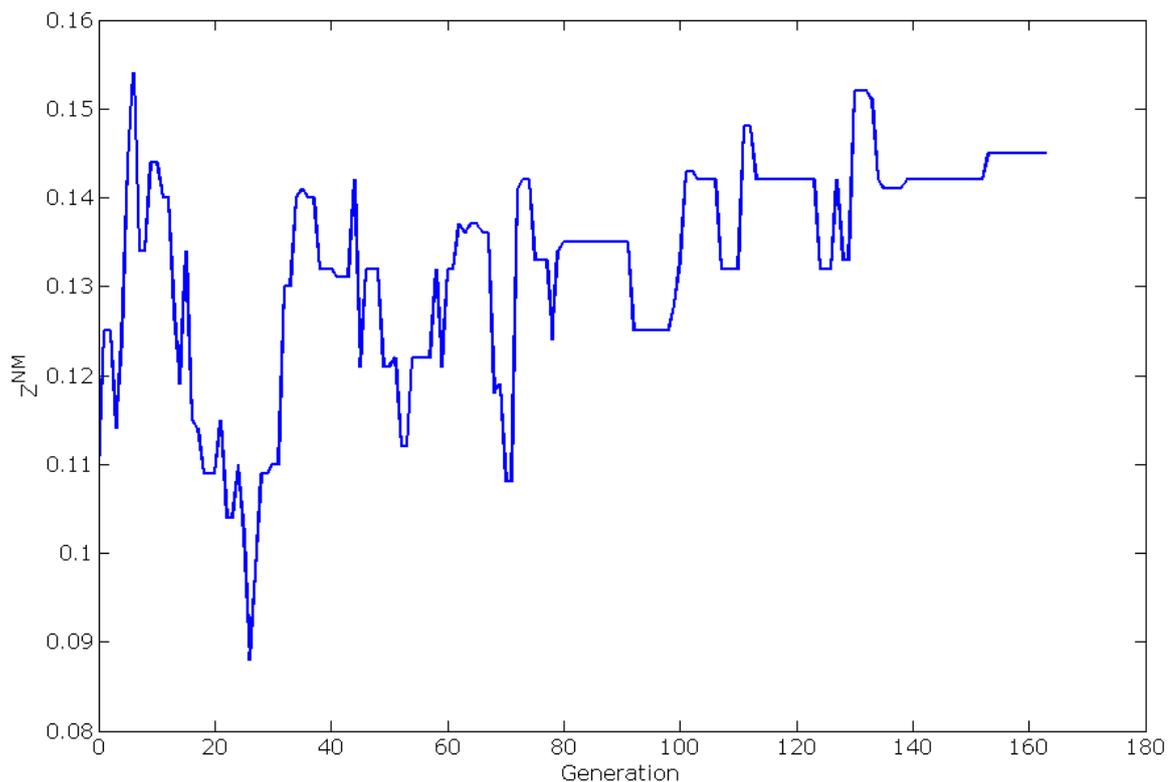


Bild 4.16: Konvergenzverlauf im Fall 3: Netzbezogene Maßnahmen

Dieses Verhalten zeigt, dass das Verfahren mit steigenden Generationen zufällig neue netzbezogene Maßnahmen erprobt. Da in diesem Fall kein engpassfreies Netz gefunden wird, erfolgt keine Minimierung des Aufwands der netzbezogenen Maßnahmen, weil der Anteil der Zielfunktion der Anforderungen an ein engpassfreies Netz noch nicht null ist.

Die Analyse von weiteren Konvergenzverläufen zeigt, dass die verbesserten Netzzustände andere Grenzwertverletzungen als das Ausgangsnetz aufweisen können. Es bestätigt sich an dieser Stelle die Notwendigkeit der Integration einer vollständigen Netzengpassanalyse mit den Netzberechnungsverfahren im Optimierungsprozess. Obwohl es keine Spannungsgrenzwertverletzung im Grundfall des Ausgangsnetzes gibt, zeigt der Konvergenzverlauf der Restriktion für die Spannungsgrenzen im Grundfall Zwischenzustände mit Grenzwertverletzungen (Bild 4.17). Eine analoge Erkenntnis liefert die Analyse des Konvergenzverlaufs der Restriktion der Stromgrenzen für die Lastflussrechnung im Grundfall (Bild 4.18).

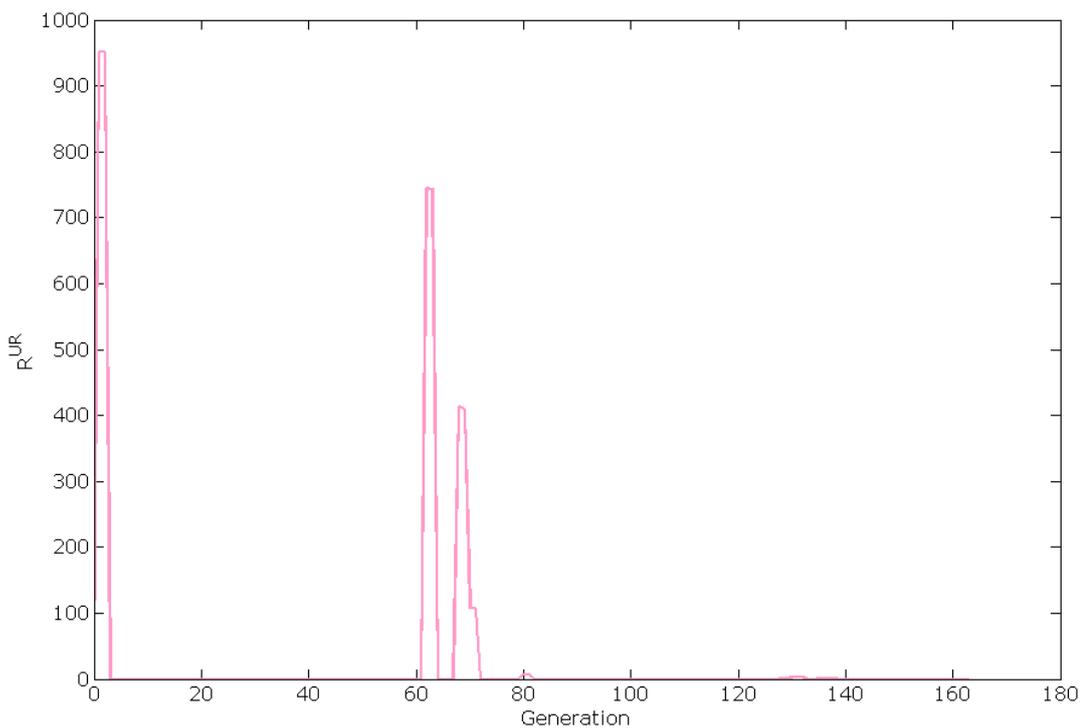


Bild 4.17: Konvergenzverlauf im Fall 3: Spannungsrestriktion im Grundfall

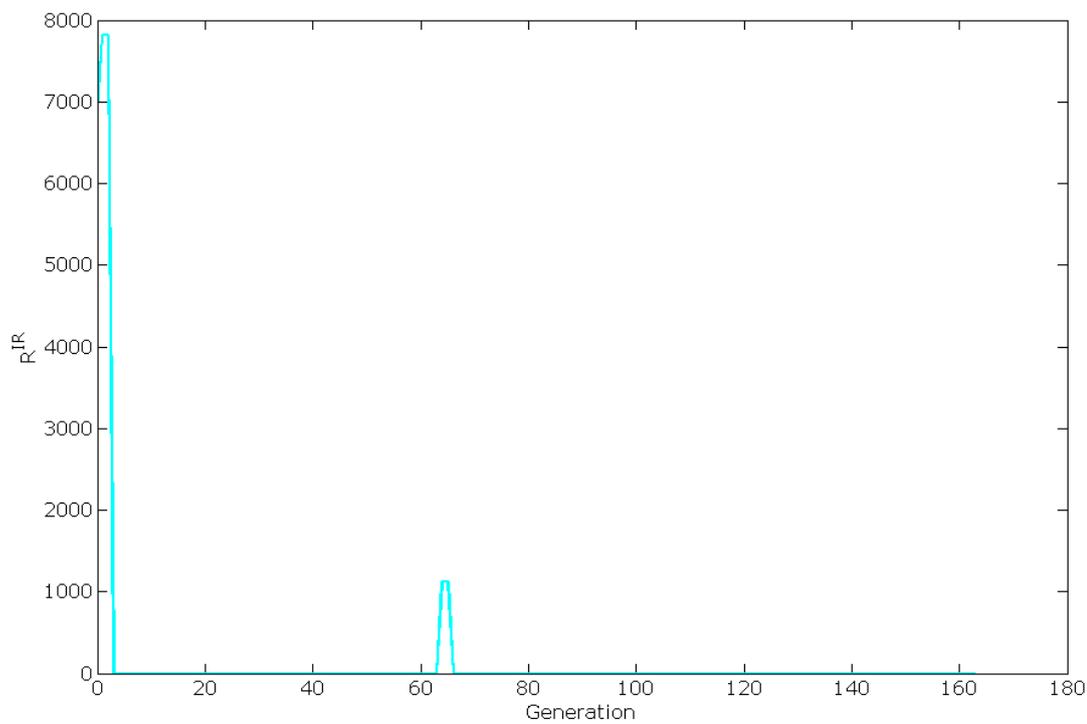


Bild 4.18: Konvergenzverlauf im Fall 3: Stromrestriktion im Grundfall

4.4.3 Ergebnisse: Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit netzbezogenen Maßnahmen und marktbasierter Maßnahmen

4.4.3.1 Redispatch ohne Änderung des Austauschfahrplanes

Die vorherige Untersuchung zeigt, dass für das Zeitintervall 4 netzbezogene Maßnahmen nicht ausreichend zur Netzengpassbeseitigung sind. Das Ziel dieser Untersuchung (Fall 3 a) ist die Ermittlung von Kombinationen von netzbezogenen Maßnahmen und Redispatch in Rahmen des regelzonenübergreifenden NEM. Dazu wird die Zielfunktion aus Gleichung (4.3) um die marktbasierter Maßnahmen in Form von Redispatch ergänzt.

$$Z_f = 1000 * \sum_{a=1}^{N_{Rz}=4} Z_{f,a}^{EN} + 1 * \left[0.001 * \left(\sum_{a=1}^{N_{Rz}=4} Z_{f,a}^{NM} \right) + 0.001 * \left(\sum_{a=1}^{N_{Rz}=4} Z_{f,a}^{MM} \right) \right] \rightarrow \text{Min} \quad (4.5)$$

Bei den Nebenbedingungen des Optimierungsproblems wird eine Änderung des Austauschfahrplans zwischen den Regelzonen nicht zugelassen.

Das Ergebnis des Einsatzes des Verfahrens führt zu einem engpassfreien Netz. Zur Netzengpassbeseitigung sind 9 netzbezogenen Maßnahmen (inklusive 755 Mvar Blindleistungsänderung) sowie ein Redispatch im Umfang von 2896 MW notwendig. Dabei wird Redispatch in beide Richtungen gezählt. Die Summe der Leistungserhöhung beträgt 1448 MW und die Summe der Leistungsminderung beträgt 1448 MW.

Die netzbezogenen Maßnahmen verteilen sich auf drei der vier Regelzonen (Bild 4.19). In der Regelzone "NZ" sind keine netzbezogene Maßnahmen notwendig. In der Regelzone "NY" wird die Maßnahme "Ausschalten" an einem Transformator vorgeschlagen. In der Regelzone "NX" werden 3 netzbezogene Maßnahmen vorgeschlagen: die Maßnahmen "Ausschalten" an zwei 220-kV-Leitungen und die Maßnahme "Einschalten" an einem Transformator. In der Regelzone "NY" wird eine Maßnahme "Ausschalten" vorgeschlagen. Das Redispatch erfolgt ohne Änderung des Austauschfahrplanes in Regelzone "CE" und Regelzone "NZ" (Bild 4.20). Die Einspeiseverlagerung in Regelzone "CE" ist besonders hoch, weil es die Transitregelzone ist, und genügend Kraftwerksleistung als Reserve in dieser Regelzone zur Verfügung steht. In den Regelzone "NX" und "NY" ist kein Redispatch erforderlich. Der Wert der Zielfunktion am Ende der Berechnungen beträgt 16,56.

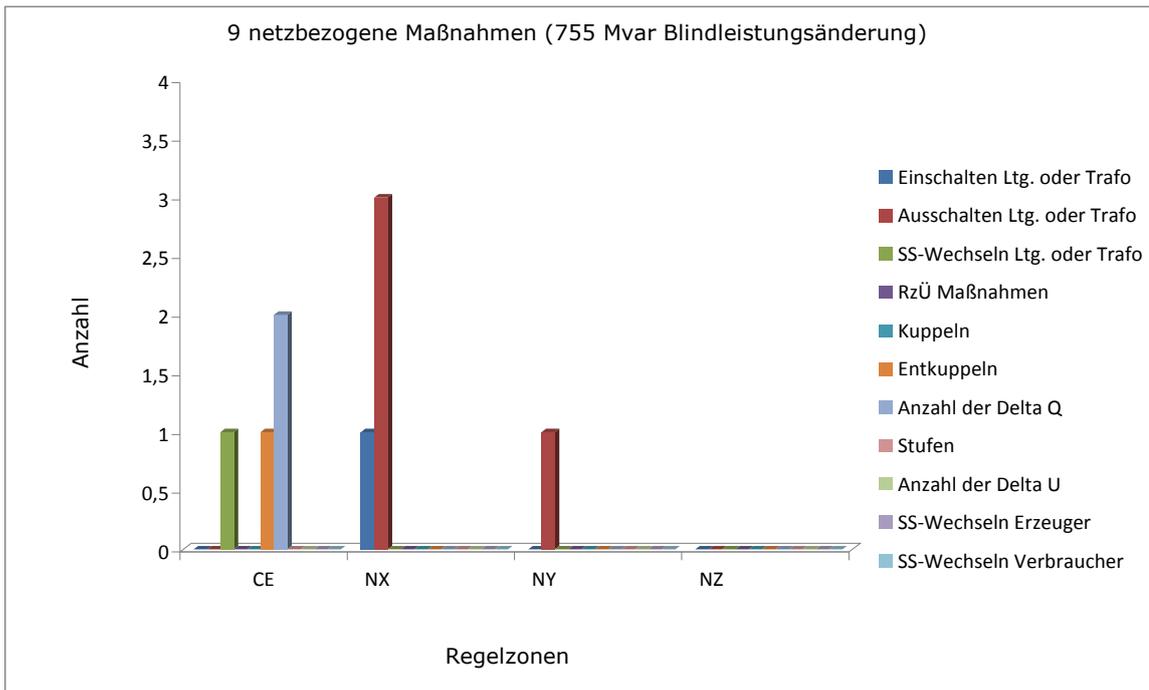


Bild 4.19: Regelzonenübergreifende netzbezogene Maßnahmen im Fall 3

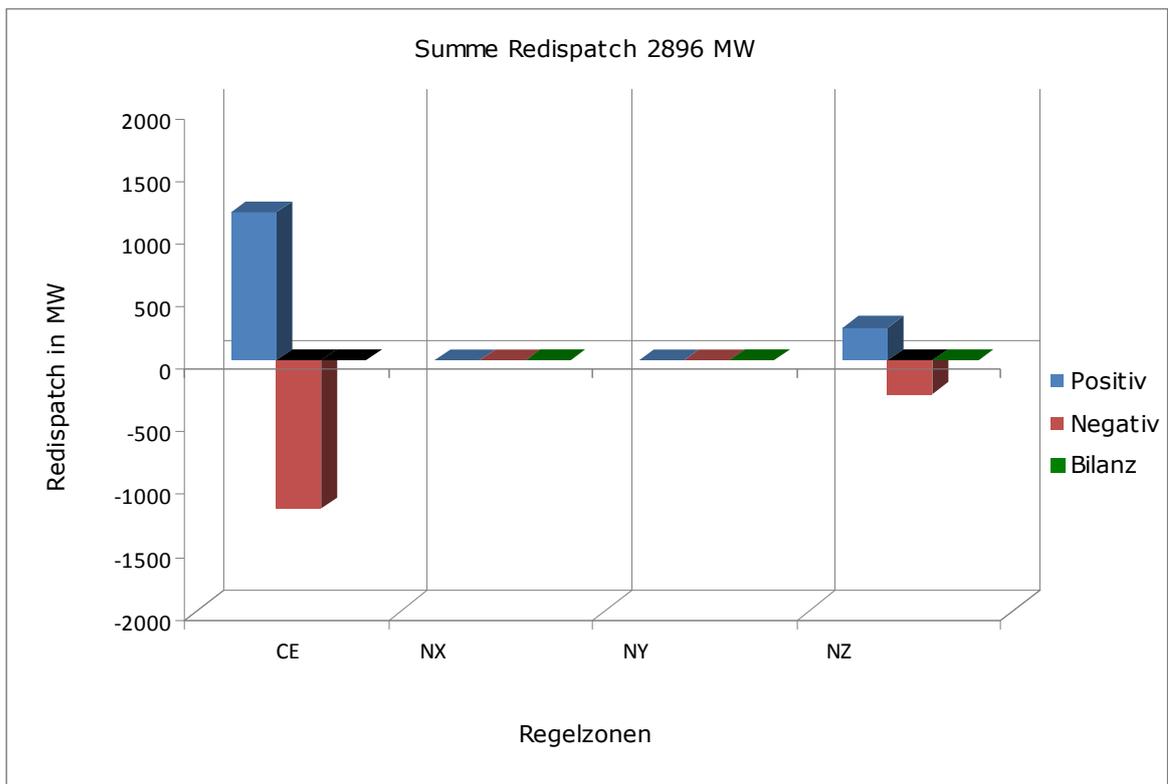


Bild 4.20: Regelzonenübergreifendes Redispatch ohne Änderung des Austauschfahrplanes im Fall 3

4.4.3.2 Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplanes

Die Netzengpassbeseitigung für das Netz II im Zeitintervall 4 wird bei dieser Untersuchung (Fall 3 c) durch den Einsatz des Programmsystems NEMAS durch netzbezogene Maßnahmen und Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplanes durchgeführt.

Das Ergebnis des Einsatzes des Verfahrens führt zu einem engpassfreien Netz. Zur Netzengpassbeseitigung sind 6 netzbezogene Maßnahmen (inklusive 361 Mvar Blindleistungsänderungen) notwendig (Bild 4.21). Zusätzlich ist ein Redispatch in Gesamtvolumen von 1479 MW erforderlich. Die Summe der Leistungserhöhung beträgt 739,5 MW. Die Summe der Leistungsminderung beträgt 739,5 MW (Bild 4.22).

Die Möglichkeit der Änderung des Austauschfahrplanes ermöglicht eine Reduktion des Redispatch um ca. 49 %. Die notwendigen netzbezogenen Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung werden von 9 auf 6 reduziert. Der Gesamtumfang der Blindleistungsänderung wird von 755 Mvar auf 361 Mvar reduziert.

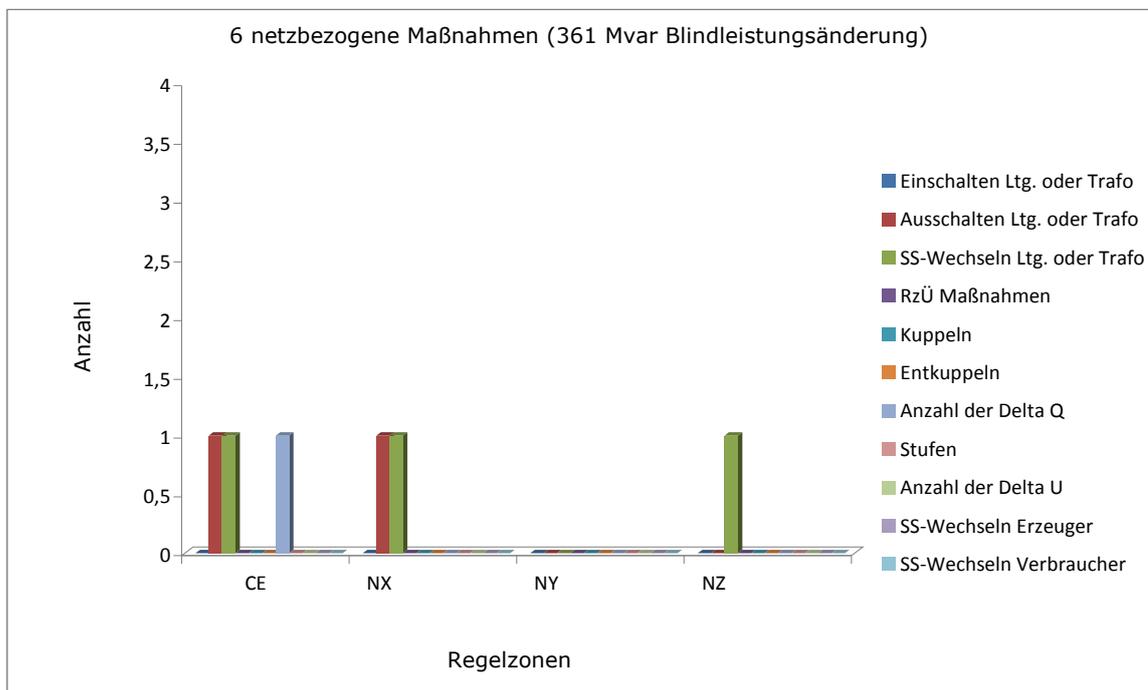


Bild 4.21: Regelzonenübergreifende netzbezogene Maßnahmen im Fall 3 (Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplanes)

Das Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplanes ermöglicht die Wahl der günstigsten Erzeuger mit größtem Einfluss auf die Netzengpassbeseitigung. In Regelzone

"CE" wird der Austauschfahrplan um 356 MW reduziert. In der Regelzone "NX" wird der Austauschfahrplan um 229 MW verringert. In der Regelzone "NY" wird der Austauschfahrplan um 425 MW und in der Regelzone "NZ" um 161 MW erhöht.

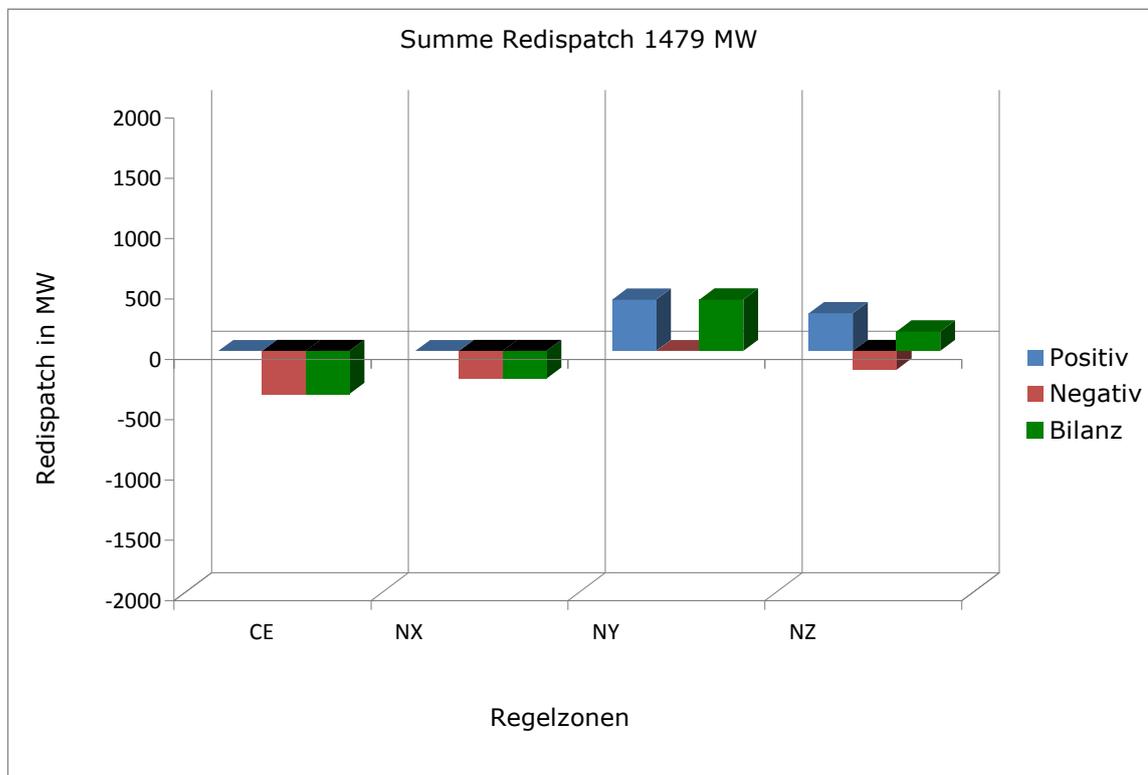


Bild 4.22: Regelzonenübergreifendes Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplanes

Die Analyse des Konvergenzverhaltens weist ein ähnliches Verhalten wie in den bisherigen Untersuchungen auf (Bild 4.23). Zunächst sucht das Verfahren nach einem engpassfreien Netz. Anschließend erfolgt eine Minimierung des Aufwands an Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung. Der Wert der Zielfunktion am Ende der Berechnungen beträgt 4,7353. Im Konvergenzverlauf ist der Verlauf der Restriktionen für die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums gelb und der Verlauf für die Einhaltung der Kurzschlussgrenzen wird grün dargestellt. Im Ausgangsnetz sind keine Verletzungen der Kurzschlussgrenzen vorhanden. Der Konvergenzverlauf dieser Untersuchung zeigt, dass die Kurzschlussgrenzen bei den besten Netzzuständen aus der Generation 40 bis ca. 100 verletzt sind. Am Ende der Optimierungsprozesse sind allerdings alle Anforderungen für ein engpassfreies Netz erfüllt. Die Minimierung des Aufwands an Maßnahmen ist an den Verläufen der Teilzielfunktion der netzbezogenen Maßnahmen (blau) und der Teilzielfunktion der marktbezogenen Maßnahmen (violett) zu erkennen. Die Differenz der Größenordnung der einzelnen Teilfunktionen kann gut mit Hilfe der loga-

rhythmischen Darstellung erkannt werden. Die Bewertung netzbezogener Maßnahmen hat den geringsten Anteil an der Gesamtziel­funktion. Die Bewertung der marktbezogenen Maßnahmen ist um den Faktor 100 größer als die Bewertung der netzbezogenen Maßnahmen und diese Bewertung ist wiederum deutlich kleiner als die Teilziel­funktionen der Anforderungen an ein engpassfreies Netz.

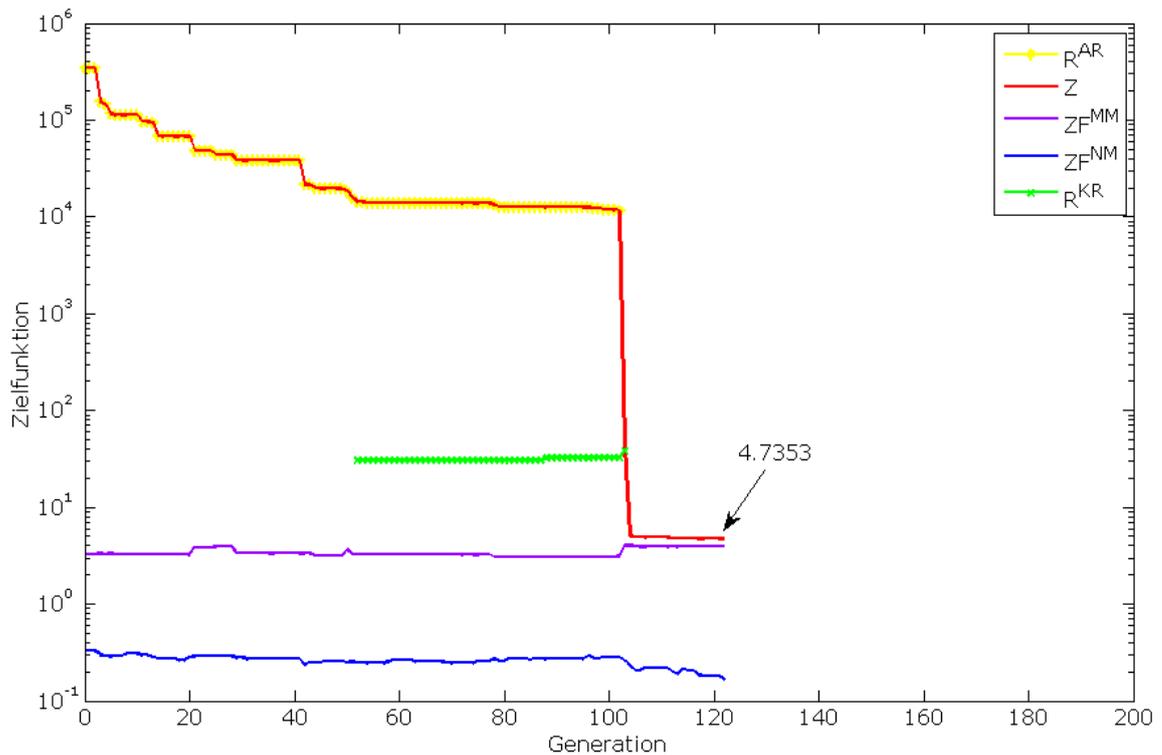


Bild 4.23: Konvergenzverlauf im Fall 3 (Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplanes)

4.4.4 Vergleich von Methoden zum regelzonenübergreifenden Netzengpassmanagement

Um den Einfluss von Topologiemassnahmen auf das regelzonenübergreifende NEM zu bewerten, wird eine weitere Koordinationsmöglichkeit im Rahmen des regelzonenübergreifenden NEM untersucht (Fall 3 b). Dafür wird der Vektor der Entscheidungsvariablen so eingeschränkt, dass bei den netzbezogenen Maßnahmen nur Blindleistungsänderungen zulässig sind. Beim regelzonenübergreifenden Redispatch soll eine Änderung des Austauschfahrplanes möglich sein.

Das Ergebnis des Vergleichs der Methoden zum NEM wird in Bild 4.24 gegeben. Ohne Topologiemassnahmen sind eine hohe Blindleistungsänderung und ein hohes Redispatch zur Netzengpassbeseitigung notwendig. Bei der untersuchten Einspeise- und Lastsituation führt ferner ein regelzonenübergreifendes NEM, das Kombinationen aus netzbezogenen Massnahmen (inklusive Topologiemassnahmen) und Redispatch mit Änderung des Austauschfahrplans zulässt, zu einem effektiven NEM (im Bild rechts).

Der Einsatz des Verfahrens kann daher zur Analyse von Koordinationsstrategien zwischen den einzelnen beteiligten ÜNB eingesetzt werden.

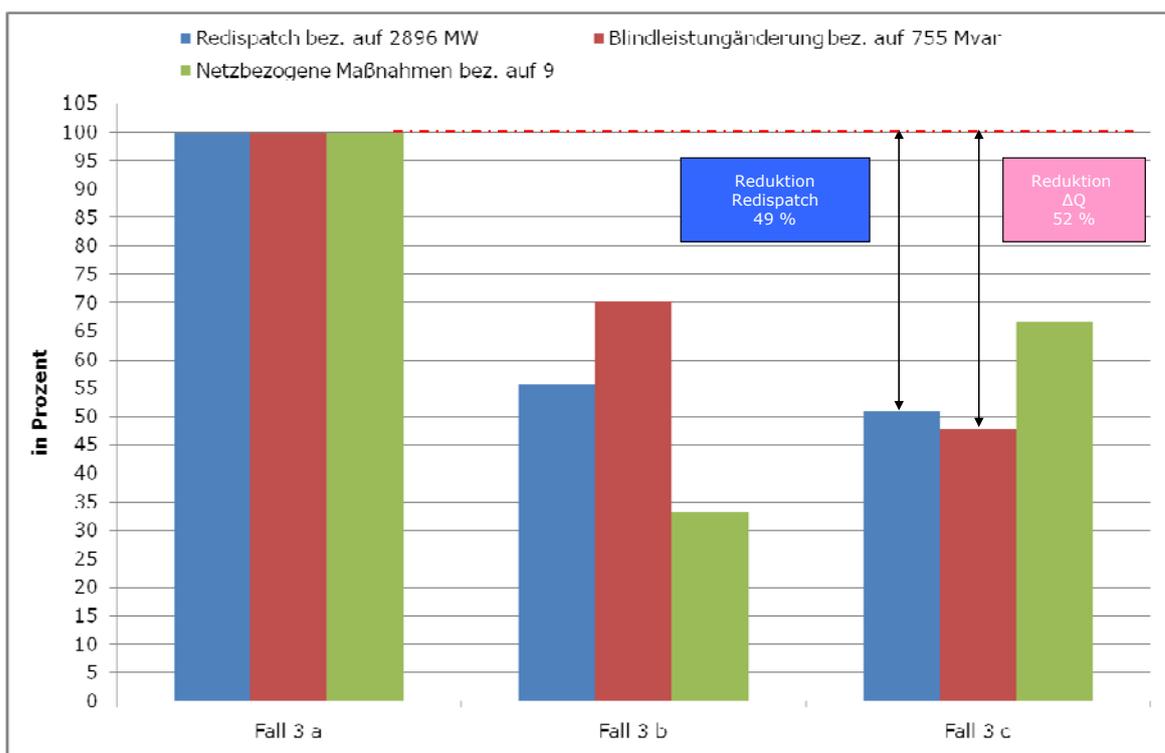


Bild 4.24: Vergleich von Methoden zum regelzonenübergreifenden NEM

Für das Szenario im Fall 3 wurden außerdem weitere Methoden zum NEM untersucht. Die Ergebnisse werden im Folgenden kurz beschrieben:

- Ein NEM ausschließlich mit netzbezogenen Massnahmen liefert kein engpassfreies Netz.
- Ein regelzonenübergreifendes NEM mit der Kombination aus netzbezogenen Massnahmen (ohne Topologieänderungen) und Redispatch ohne Änderungen der Austauschfahrpläne liefert kein engpassfreies Netz.

- Ein NEM durch den getrennten Einsatz des Verfahrens in den 4 Regelzonen liefert für jede Regelzone ein engpassfreies Netz. Allerdings führt die Modellierung aller ermittelten Maßnahmen in einem gemeinsamen Datensatz für das gesamte Netz zu keiner Netzengpassbeseitigung. Außerdem ist der Umfang der getrennt ermittelten Maßnahmen deutlich größer als die in Bild 4.24 verglichenen Methoden [66].

Zusammenfassend bietet sich mit dem gewählten Ansatz eine Vielfalt von Kombinationen von Maßnahmen zur NEM an. Der Vergleich der Ergebnisse der einzelnen Kombinationen gibt den ÜNB eine Möglichkeit zur Effizienzsteigerung des regelzonenübergreifenden NEM mit optimalen Topologiemassnahmen.

4.5 Fall 4: Ermittlung von minimalen Netzausbaumaßnahmen

4.5.1 Ausgangssituation und Netzengpassdetektion

Das Ziel dieser Untersuchung ist die Ermittlung von netzbezogenen Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung im Rahmen einer Netzausbauplanung für das Netz III. Das Netz III besteht aus 5 Regelzonen. Die Einspeise- und Lastsituation ist ein angenommener Starklastfall in der Zukunft. In diesem Netz werden alle modellierten Beurteilungskriterien der Anforderungen an ein engpassfreies Netz zur vollen Untersuchung der Funktionalitäten des entwickelten Verfahrens berücksichtigt (Tabelle 3.1).

Die Netzengpassdetektion weist Grenzwertverletzungen bereits im Grundfall auf. Das (n-1)-Kriterium ist nicht erfüllt. Für die Simulation des erweiterten (n-1)-Kriteriums werden exemplarisch 3 Ausfallvarianten definiert. Die Simulation von Sammelschienausfällen wird exemplarisch an 6 Sammelschienen überprüft. Die Überprüfung der transienten Stabilität nach TC 2007 wird für alle relevanten Sammelschienen simuliert. Das Verfahren zur Überprüfung der transienten Stabilität gemäß TC 2007 wurde in dieser Arbeit entwickelt und ausführlich an weiteren Testnetzen überprüft [59], [62]. Die Tabelle 4.7 gibt einen Überblick der Netzengpassdetektion eines Szenarios.

Beurteilungskriterien	Ergebnisse NE-Detektion	Netzzustände	
Stromgrenzen, Spannungsgrenzen	9 GV (5 Strom, 4 Spannung)	1	LFR
(n-1)-Kriterium	28 ASR mit Befund	263	LFR
Kurzschlussgrenzen	Kein Befund	1	KSR
Erweitertes (n-1)-Kriterium	1 ASR mit Befund	3	LFR
Strom und Spannungsgrenzen bei SS-Ausfall	1 SSA mit Befund	6	LFR
Transiente Stabilität	kein Befund	166	KSR

Tabelle 4.7: Überblick der Netzengpassdetektion im Fall 4

4.5.2 Ergebnisse der manuellen Netzausbauplanung

Um die detektierten Netzengpässe in der Zukunft zu vermeiden, werden zunächst für das vorgegebene Netz Netzausbaumaßnahmen ermittelt. Die Netzausbauplanung erfolgt für die Regelzone "Rz 1". Die ermittelten Netzausbaumaßnahmen werden nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien gewählt.

Zur Netzengpassbeseitigung werden 17 Netzausbaumaßnahmen identifiziert (Tabelle 4.8). Sie werden dann gewichtet. Dabei kann die Gewichtung als eine finanzielle Bewertung der Netzausbaumaßnahmen angesehen werden. Die Tabelle 2.1 zeigt exemplarisch eine Möglichkeit zur Bewertung der unterschiedlichen Netzausbaumaßnahmen.

Zur Netzengpassbeseitigung in "Rz 1" sind regelzonenübergreifende Netzausbaumaßnahmen notwendig. Die regelzonenübergreifenden Netzausbaumaßnahmen haben das Ziel, die Übertragungskapazität zu den benachbarten ÜNB zu erhöhen. Sie können nur gemeinsam mit dem benachbarten ÜNB geplant werden. Bei den zu untersuchenden Szenarien sind 5 regelzonenübergreifende Netzausbaumaßnahmen ermittelt worden. Die Netzausbaumaßnahmen der Auflistung sind nach der zugeordneten Gewichtung sortiert.

Regelzonen	Typ	Ausbaumaßnahmen	Wichtung
Rz 1 - Rz 3	Ltg. 380 kV	Nr 1	630
Rz 1 - Rz 1	Ltg. 380 kV	Nr 2	1551
Rz 1 - Rz 1	Ltg. 380 kV	Nr 3	1648
Rz 1 - Rz 1	Ltg. 380 kV (SK1)	Nr 4	1648
Rz 1 - Rz 1	Ltg. 380 kV (SK2)	Nr 5	1696
Rz 1 - Rz 2	Ltg. 380 kV (SK1)	Nr 6	2423
Rz 1 - Rz 2	Ltg. 380 kV (SK2)	Nr 7	2423
Rz 1 - Rz 1	Ltg. 380 kV	Nr 8	3005
Rz 1 - Rz 1	Ltg. 380 kV	Nr 9	3392
Rz 1 - Rz 1	Ltg. 380 kV	Nr 10	3887
Rz 1 - Rz 1	Ltg. 380 kV	Nr 11	5331
Rz 1 - Rz 1	Ltg. 380 kV	Nr 12	5331
Rz 1 - Rz 1	Ltg. 380 kV	Nr 13	5961
Rz 1 - Rz 4	Ltg. 380 kV	Nr 14	6300
Rz 1 - Rz 4	Ltg. 380 kV (SK1)	Nr 15	9207
Rz 1 - Rz 4	Ltg. 380 kV (SK2)	Nr 16	9207
Rz 1 - Rz 3	Querregler 220 kV	Nr 17	9740
<i>Gewichtete Summe der Ausbaumaßnahmen</i>			73380

Tabelle 4.8: Potenzielle Netzausbaumaßnahmen

Diese repräsentieren exemplarisch die erforderlichen zur vollen Untersuchung der Funktionalitäten des entwickelten Verfahrens Investitionskosten zu Durchführung der einzelnen Maßnahmen. So ist die Netzausbaumaßnahme "Nr. 1" zwischen den Regelzonen "Rz 1" und "Rz 2" mit einer Gewichtung von 630 als günstiger einzuschätzen als die Netzausbaumaßnahmen "Nr. 13" in Regelzone "Rz 1" mit einer Gewichtung von 5961.

4.5.3 Reduktion der notwendigen Netzausbaumaßnahmen

Das Verfahren wird zur Ermittlung von engpassfreie Zielnetze eingesetzt. Dazu ist es erforderlich, das Optimierungsproblem mit der Zielfunktion aus Gleichung (3.58) ohne Einbeziehung der marktbezogenen Maßnahmen zu lösen. Die resultierende Zielfunktion für die folgende Untersuchung lautet:

$$\begin{aligned}
 Z_f = & 1000 * \sum_{a=1}^{N_{Rz}=5} Z_a^{EN} \\
 & + 1 * \left[0.001 * \left(\sum_{a=1}^{N_{Rz}=5} Z_a^{NM} \right) + 1 * \left(\sum_{a=1}^{N_{Rz}=5} Z_a^{AM} \right) \right] \quad \overset{!}{\rightarrow} \text{Min}
 \end{aligned}
 \tag{4.6}$$

Die Wichtungsfaktoren der Bewertung der Netzausbaumaßnahmen sind um einen Faktor 1000 größer als die Wichtungsfaktoren der Bewertung der netzbezogenen Maßnahmen.

Bei dieser Untersuchung wird der Vektor der Entscheidungsvariablen so eingeschränkt, dass Blindleistungsverlagerungen nicht zulässig sind. Ferner werden die Grenzwerte der Vektoren der Änderung der Netztopologie so definiert, dass die Maßnahme "Ausschalten" bei Leitungen oder Transformatoren nicht zulässig ist.

Die zuvor von Netzplanern ermittelten Netzausbaumaßnahmen werden als potenzielle Ausbaumaßnahmen definiert und das Verfahren wird iterativ zur Netzengpassbeseitigung eingesetzt.

Das Ergebnis führt zu einer deutlichen Reduktion der notwendigen Netzausbaumaßnahmen durch die Ermittlung von 25 netzbezogenen Maßnahmen im Übertragungsnetz. Bei der Bewertung der gewichteten Summe der Netzausbaumaßnahmen wird eine Reduktion von ca. 40 % erreicht. Von den 17 ermittelten Netzausbaumaßnahmen können 6 Maßnahmen durch Veränderung der Netztopologie der Normalschaltung des Netzes eingespart werden (Bild 4.25). Dabei werden alle definierten Beurteilungskriterien der Anforderungen an ein engpassfreies Netz überprüft.

Die Reduktion der notwendigen netzbezogenen Maßnahmen erfordert einen iterativen Einsatz des Verfahrens, um die bestmöglichen Einsparungen zu erzielen. Weitere Untersuchungen an realen Netzen zeigen, dass bereits mit 3 bis 6 Iterationen eine Reduktion der potenziellen Ausbaumaßnahmen durch die Änderung der Netznormal-schaltung möglich ist.

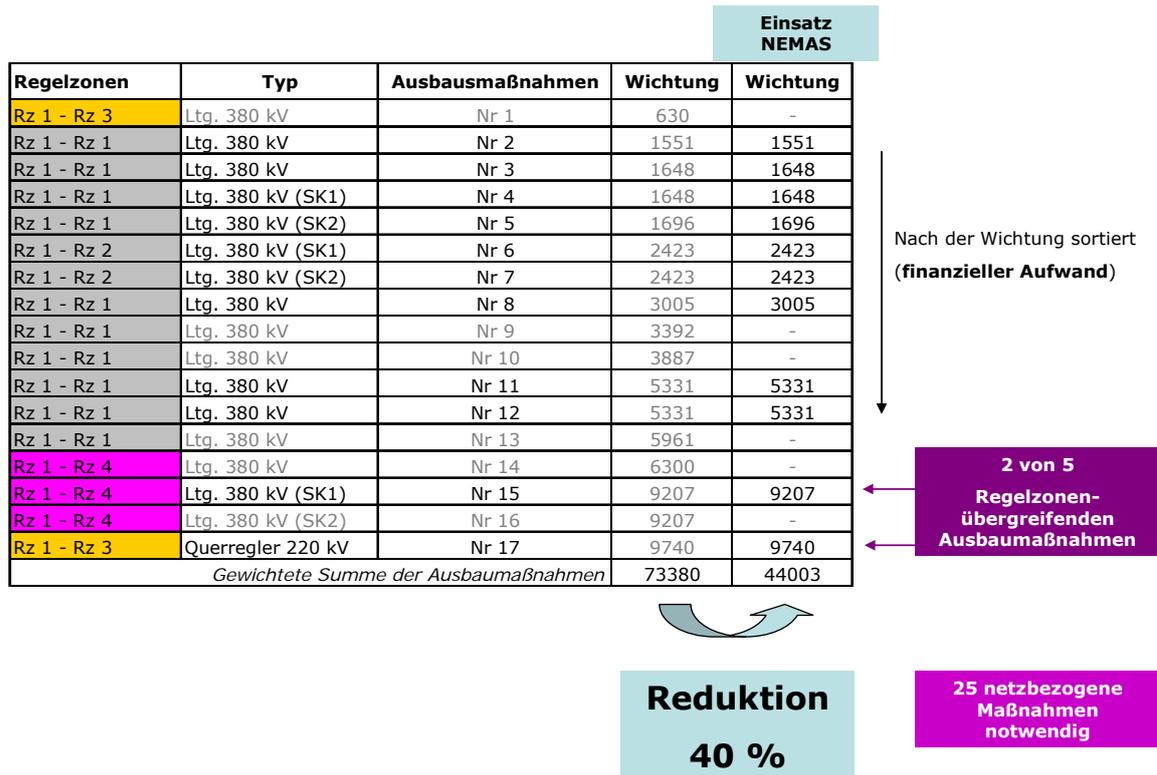


Bild 4.25: Reduktion der notwendigen Netzausbaumaßnahmen im Fall 4

Für das Netz III beträgt die Rechenzeit einer Iteration mit 50 bis 80 Generationen 2 bis ca. 3 Tage aufgrund der Modellgröße. Dabei werden mindestens 500 Netzzustände bewertet. Bei einer durchschnittlichen Anzahl von 275 Lastflussrechnungen für jeden Netzzustand ergeben sich 1.375.000 Lastflussrechnungen für eine Iteration. Die benötigte Rechenzeit von 3 Tagen für Netze mit großem Modellumfang ist gerade für eine Anwendung in der Netzausbauplanung mit einem Planungshorizont größer als 5 Jahre angesichts der erheblichen Optimierungspotenziale der Netztopologieoptimierung von untergeordneter Bedeutung.

5 Zusammenfassung

Die zukünftige Entwicklung des internationalen Stromhandels im europäischen Strommarkt hängt stark von den gewählten Methoden zum Netzengpassmanagement ab. Europaweit bilden sich die ersten Regionen zur schrittweisen Integration der Strommärkte der einzelnen Länder. Die Kopplung der Märkte erfordert eine intensive Koordination der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber für die weitere Erhaltung einer hohen Versorgungssicherheit. Das regelzonenübergreifende Netzengpassmanagement hat das Ziel einer Netzengpassdetektion und Netzengpassbeseitigung für mehrere Regelzonen auf Basis eines gemeinsamen Datenmodells.

In dieser Arbeit wird das regelzonenübergreifende Netzengpassmanagement als ein Optimierungsproblem mit dem Ziel formuliert, den gesamten Aufwand an Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung zu minimieren. Dabei werden insbesondere Topologiemassnahmen berücksichtigt. Das resultierende kombinatorische Optimierungsproblem besteht aus kontinuierlichen und diskreten Entscheidungsvariablen und wird mit einem Verfahren auf Grundlage genetischer Algorithmen gelöst.

Das vorgestellte Verfahren zum regelzonenübergreifenden Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen ermöglicht somit den Übertragungsnetzbetreibern, die potenziellen Übertragungsreserve des Netzes durch die Ermittlung von Maßnahmen mit minimalem Aufwand bei Bevorzugung der netzbezogenen Maßnahmen systematisch auszuschöpfen.

Im Bereich der Netzengpassdetektion ermöglicht es die Berücksichtigung aller sinnvollen Beurteilungskriterien von Übertragungsnetzen auf Basis der Netzberechnungsverfahren Lastflussrechnung, Ausfallsimulationsrechnung und Kurzschlussrechnungen. Zusätzlich zum klassischen (n-1)-Kriterium werden erstmalig weitere Beurteilungskriterien wie das erweiterte (n-1)-Kriterium, die Parallelschaltbedingungen, die Gesamteinspeiseleistung an einer Sammelschiene, die transiente Stabilität sowie die Simulation von Sammelschienenausfällen berücksichtigt.

Das vorgestellte Verfahren kann für alle Phasen des Netzengpassmanagements eingesetzt werden:

- Im langfristigen Netzengpassmanagement kann eine Kombination aus optimalen Topologiemassnahmen in vorhandenen Übertragungsnetzen und potenziel-

len Ausbaumaßnahmen zur Reduktion des Umfangs der Netzausbaumaßnahmen ermittelt werden.

- Im mittelfristigen Netzengpassmanagement kann die Ermittlung von netzbezogenen Maßnahmen mit minimalem Aufwand erfolgen.
- Im kurzfristigen Netzengpassmanagement kann neben der Ermittlung von netzbezogenen Maßnahmen zur Netzengpassbeseitigung mit minimalem Aufwand eine Kombination von netzbezogenen Maßnahmen und marktbasierter Maßnahmen in Form von Redispatch ermittelt werden.

Durch die möglichst flexible Formulierung der Zielfunktion des Optimierungsproblems ist es weiterhin möglich, verschiedene Koordinationsstrategien zwischen den beteiligten ÜNB im Rahmen eines regelzonenübergreifenden Netzengpassmanagements zu berücksichtigen.

Bei den untersuchten Fällen konnte mit Topologiemassnahmen den Aufwand der anderen Maßnahmen zur NE-Beseitigung verringert werden. Bei notwendigen Redispatch sowie notwendigen Netzausbau konnte mit Topologiemassnahmen jeweils eine Reduktion des Aufwands bis zu 50 % erzielt werden.

Außerdem werden Ansätze zur Topologieoptimierung bei einer Multiszenarien-Analyse für alle Bereichen des Netzengpassmanagements vorgestellt.

- Die einzelne Multiszenarien-Analyse ermöglicht eine Ermittlung von unabhängigen Lösungsalternativen. Dieses Vorgehen ist rechenzeitintensiv und insbesondere für Sensitivitätsanalysen oder zur Ermittlung von Maßnahmenkatalogen für kritische Netzsituationen geeignet.
- Die iterative Multiszenarien-Analyse ermöglicht die Ermittlung von Schaltfahrplänen oder die Ermittlung von Ausbaureihenfolgen.
- Die übergreifende Multiszenarien-Analyse ermöglicht die Ermittlung von Maßnahmen mit minimalem Aufwand für alle untersuchten Szenarien.

In allen Einsatzbereichen des Verfahrens werden die Topologiemassnahmen bevorzugt. Durch die Topologieoptimierung wird die Effizienz der weiteren Netzengpassmanagementmethoden erheblich gesteigert.

Ferner bietet das gewählte Modellierungskonzept weitere Anwendungen über den Bereich des Netzengpassmanagements hinaus. Dazu werden Ansätze zur rechnergestützten Ermittlung von potenziellen Rückbaumaßnahmen in Übertragungsnetzen ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit gezeigt. Mögliche Anwendungen in Rahmen des Abschaltmanagements oder der Verlustminimierung werden aufgewiesen.

Die entwickelten Modelle wurden im Programmsystem Namens NEMAS realisiert. Die Funktionalität des Optimierungsverfahrens wird an umfangreichen Testsystemen mit unterschiedlichem Modellumfang nachgewiesen. Die Vielfalt der Untersuchungsmöglichkeiten wird an verschiedenen Teilaufgaben des Netzengpassmanagements exemplarisch präsentiert.

Mit dem Verfahren zum regelzonenübergreifenden Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen stellt diese Arbeit ein neues rechnergestütztes Vorgehen für alle Phasen des Netzengpassmanagements vor. In der Netzausbauplanung, Netzbetriebsplanung, Netzbetriebsführung und im Bereich des regelzonenübergreifenden Netzsicherheitsmanagements werden Lösungen zur Effizienzsteigerung des Engpassmanagements nachgewiesen.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Asmuth, P.: *Versorgungsstrukturen für elektrische Energie und Wärme mit Brennstoffzellen*. Dissertation Bergische Universität Wuppertal, 2007
- [2] Boltz, W.; Kapetanovic, T.: *Regulatorische Sicht von Versorgungssicherheit und Engpassmanagement*. Elektrotechnik und Informationstechnik (E&I), Jahrgang 121, Heft 11, November 2004, S. 412-419
- [3] Brosda J.: *Hierarchische Optimierung für ein zonenübergreifendes korrekatives Netzengpass-Management*. Dissertation Universität Dortmund, 2004
- [4] Bundesnetzagentur (Hrsg.): *Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006*. Bonn, 2007, www.bundesnetzagentur.de, Stand 03.02.2009
- [5] Bundesnetzagentur (Hrsg.): *Bericht gemäß §63 Abs. 4 a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber*. www.bundesnetzagentur.de, Stand 03.02.2009
- [6] CONSENTEC und FRONTIER ECONOMICS (Hrsg.): *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)*. Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn, 2008
- [7] Crastan, V.: *Elektrische Energieversorgung 2*. 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2008
- [8] Crastan, V.: *Elektrische Energieversorgung 1*. 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, 2007
- [9] DENA (Hrsg.): *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und offshore bis zum Jahr 2020*. Studie im Auftrag der Deutschen Energie Agentur GmbH (dena), <http://www.dena.de>, 2005

- [10] Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität*. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2002 Teil I Nr. 26, Bonn 2002
- [11] Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Gesetz zur Neuregelung der Energiewirtschaft*. Bundesgesetzblatt Jahrgang 1998 Teil I, Nr. 23, S. 730-736, Bonn 1998
- [12] Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften*. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, Oktober 2008
- [13] Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV)*. Bonn 2005
- [14] Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung-KraftNAV)*. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2007 Teil I Nr. 28, Bonn 2007
- [15] Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts*. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2005 Teil I Nr. 42, Bonn 2005
- [16] DEWI (Hrsg.): *Statistik 1. Halbjahr 2008*. Deutsches Windenergie-Institut, <http://www.dewi.de>, Stand 03.02.2009
- [17] Doll, M.: *Operatives Netzengpassmanagement für Energieübertragungssysteme*. Dissertation Bergische Universität Wuppertal, 2002
- [18] DVG (Hrsg.): *Das (n-1)-Kriterium für die Hoch- und Höchstspannungsnetze der DVG-Unternehmen*. Deutsche Verbundgesellschaft e. V., Heidelberg 1997
- [19] Eichler, R.: *Rechnergestützte Bestimmung von Schaltmaßnahmen gegen unzulässige Betriebszustände in Hochspannungsnetzen*. Dissertation, RWTH Aachen, 1983
- [20] EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH (Hrsg.): *Regionenmodell "Stromtransport 2012"*. www.rwetransportnetzstrom.com, Stand 04.02.2009

- [21] ETSO (Hrsg.): *Counter Measures for Congestion Management Definitions and Basic Concepts*. <http://www.ets-net.org>, Stand Juni 2003
- [22] ETSO (Hrsg.): *Definition of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Markets*. April 2001
- [23] ETSO und EuroPEX (Hrsg.): *Development and Implementation of a Coordinated Model for Regional and Inter-Regional Congestion Management*. Februar 2009
- [24] Europäische Gemeinschaften (Hrsg.): *Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Amtsblatt der Europäische Gemeinschaft Nr. L27 vom 30.01.1997, S. 20-29
- [25] Europäisches Parlament (Hrsg.): *Beschluss der Kommission zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel*. Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L312/59, November, 2006
- [26] Europäisches Parlament (Hrsg.): *Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG*. Amtsblatt der Europäischen Union, Juli 2003
- [27] Europäisches Parlament (Hrsg.): *Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel*. Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L176/1, Juli, 2003
- [28] Europäisches Parlament Press Releases: *Europäische Kommission begrüßt Gründung des ENTSO-Strom*. Presse Notizen IP/08/2039, Brüssel 19.12.2008
- [29] Fritz, W.: *Topologieoptimierung zur Verlustreduktion in Hoch- und Höchstspannungsnetzen*. Dissertation RWTH Aachen, 1997
- [30] Graf, F.R.: *Beseitigen von Netzengpässen in stark vermaschten Übertragungsnetzen*. Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 98, Heft 12, 1999. S. 32-35

- [31] Haubrich, H.-J.; et. al.: *Weiterentwicklung des grenzüberschreitenden Engpassmanagements im europäischen Stromnetz*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jahrgang 54, Heft 12, 2004, S. 786-789
- [32] Haubrich, H.-J.; et. al.: *Technische Fragen beim Open Market Coupling – OMC*. Wissenschaftliche Studie im Auftrag der EFET und des VDEW, Aachen, 2006
- [33] Hinüber, G.; Egger, H.; Haubrich, H.-J.: *"Market Coupling" – Ein Verfahren zur Ermittlung des bestmöglichen Marktgleichgewichts*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jahrgang 54, Heft 12, 2004, S. 790-793
- [34] Hosemann, G. (Hrsg.): *Elektrische Energietechnik, Band 3 Netze*. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 1987
- [35] Kaptue Kamga, A.F.; Verstege, J.F.: *Coordinated Congestion Management in Transmission Systems Operation Planning*. 6th International Conference on the European Energy Market (EEM), Leuven, Belgien, Mai 2009, Paper 1295
- [36] Kaptue Kamga, A.F.; Verstege, J.F.: *Netztopologieoptimierung und Engpassmanagement im Übertragungsnetz*. Fachtagung "Intelligente Netze" innerhalb des internationalen ETG Kongresses, Düsseldorf, Oktober 2009, Beitrag 2.4
- [37] Kaptue Kamga, A.F.; Verstege, J.F.: *A Cross Border Congestion Management System integrating DC and AC Load Flow Models*. The Sixth World Energy System Conference (WESC), Turin, Italien, 2006, Paper A1.2
- [38] Kaptue Kamga, A.F.; Völler, S.; Verstege, J.F.: *Congestion Management in Transmission Systems with Large Scale Integration of Wind Energy*. CIGRE-Symposium "Integration of Wide-Scale Renewable Resources into the Power Delivery System", Calgary, Canada, Juli 2009, Paper 144
- [39] L' Abbate, A.; Minioa, A.; Torelli, F.; Trovato, M.: *FACTS Devices in Liberalised Italian Electricity System: a Congestion Scenario Analysis*. 3rd Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion MED POWER, Athens, 2002, MED02/208
- [40] Li, F.: *Bewertung von Ausbaumaßnahmen zur Engpassbeseitigung im UCTE-Verbundnetz*. Dissertation RWTH Aachen, 2005

- [41] Lippe, W.M.: *Soft Computing mit Neuronalen Netzen, Fuzzy-Logic und Evolutionären Algorithmen*. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2006
- [42] Lommerdal, M.; Söder, L.: *Simulation of Congestion Management Methods*. IEEE Bologna PowerTech Conference, June 2003, Paper 270
- [43] Mathworks (Hrsg.): *Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox™ 2 – User's Guide*. The MathWorks, Inc, 2007
- [44] Müller, H.: *Korrektives Schalten. Eine Maßnahme zur gezielten Entlastung von Betriebsmitteln in elektrischen Energieversorgungsnetzen*. Dissertation TH Darmstadt, 1981
- [45] Nissen, V.: *Einführung in Evolutionäre Algorithmen – Optimierung nach dem Vorbild der Evolution*. Vieweg-Verlag, Braunschweig/Wiesbaden, 1997
- [46] Ockenfels, A.; Gatzen, C.; Peek, M.: *Sind die Gesetze des Wettbewerbs auf dem Strommarkt außer Kraft gesetzt?* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jahrgang 55, Special, 2005, S. 5-11
- [47] Schäfer, K.F.: *Adaptives Güteindex-Verfahren zur automatischen Erstellung von Ausfalllisten für die Netzsicherheitsanalyse*. Dissertation Bergische Universität Wuppertal, 1988
- [48] Schlabbach, J.; Metz, D.: *Netzsystemtechnik*. VDE Verlag, Berlin, 2005
- [49] UCTE (Hrsg.): *Final Report System Disturbance on 4 November 2006*. <http://www.ucte.org>, Stand 07.02.2009
- [50] UCTE (Hrsg.): *Statistical Yearbook, 2007*
- [51] UCTE (Hrsg.): *UCTE Operation Handbook*. <http://www.ucte.org>, Stand 07.02.2009
- [52] UCTE (Hrsg.): *UCTE Transmission Development Plan Edition 2008*. <http://www.ucte.org>, Stand 07.02.2009

- [53] VDN (Hrsg.): *Transmission Code 2007: Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. VDN, August 2007
- [54] Verboomen, J.F.: *Optimisation of Transmission Systems by Use of Phase Shifting Transformers*. Dissertation TU Delft, Zutphen 2008
- [55] Verstege, J.F.: *Ein Beitrag zur Überwachung von Hochspannungsnetzen durch Ausfallsimulationsrechnungen*. Dissertation RWTH Aachen, 1975
- [56] Verstege, J.F.: *Energiesysteme*. Wuppertal, Vorlesung an der Bergischen Universität Wuppertal, WS 2008/2009
- [57] Verstege, J.F.: *Leittechnik für Energieübertragungsnetze*. Vorlesung an der Bergischen Universität Wuppertal, WS 2008/2009
- [58] Waniek, D.; Hager, U.; Rehtanz, C.; Handschin, E.: *Influences of Wind Energy on the Operation of Transmission Systems*. IEEE PES General Meeting, Juli 2008

In Verbindung mit dieser Arbeit wurden am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Bergischen Universität Wuppertal die folgenden Bachelor- und Masterthesis sowie Diplomarbeiten betreut:

- [59] Budschun, F.: *Überprüfung der transienten Stabilität von Erzeugungseinheiten in Verbundnetzen*. Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2007
- [60] Dittberner, S.: *Berechnung von Übertragungskapazität in Übertragungsnetzen*. Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2009
- [61] Ebert, T.: *Erweiterung eines Verfahrens zum Netzengpassmanagement um ein regelzonenübergreifendes Redispatch*. Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2005
- [62] Filipczyk, D.: *Bewertung der transienten Stabilität gemäß Transmission Code 2007 im Rahmen des Netzengpassmanagements*. Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2008

-
- [63] Frohwein, H.: *Netztopologieänderungen zur Verlustminimierung und Maximierung der vermarktbaren Übertragungskapazität*. Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2009
- [64] Ruhland, T.: *Agent-Basierte Simulation eines Marktes für Übertragungskapazitäten*. Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2007
- [65] Schneider, A.: *Netzengpassmanagement mit Topologieänderungen in der Betriebsplanung von Übertragungsnetzen*. Diplomarbeit, Bergische Universität Wuppertal, 2007
- [66] Spathmann, O.: *Netzengpassmanagement für optimierte Regelzonenkooperationen*. Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2009
- [67] Steffes, A.K.: *Engpassmanagement in Übertragungsnetzen auf Basis von Sensitivitätsfaktoren*. Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2007
- [68] Stepan, O.: *Einbindung eines Verfahrens zur schnellen Lastflussrechnung in ein Netzengpassmanagementsystem*. Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2006
- [69] Yin, J.: *Entwicklung eines Verfahrens zum Netzengpassmanagement mit Topologieänderungen*. Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2006
- [70] Zhu, J.: *Modellierung und Analyse eines marktorientierten Energiesystems*. Master Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2007

7 Anhang

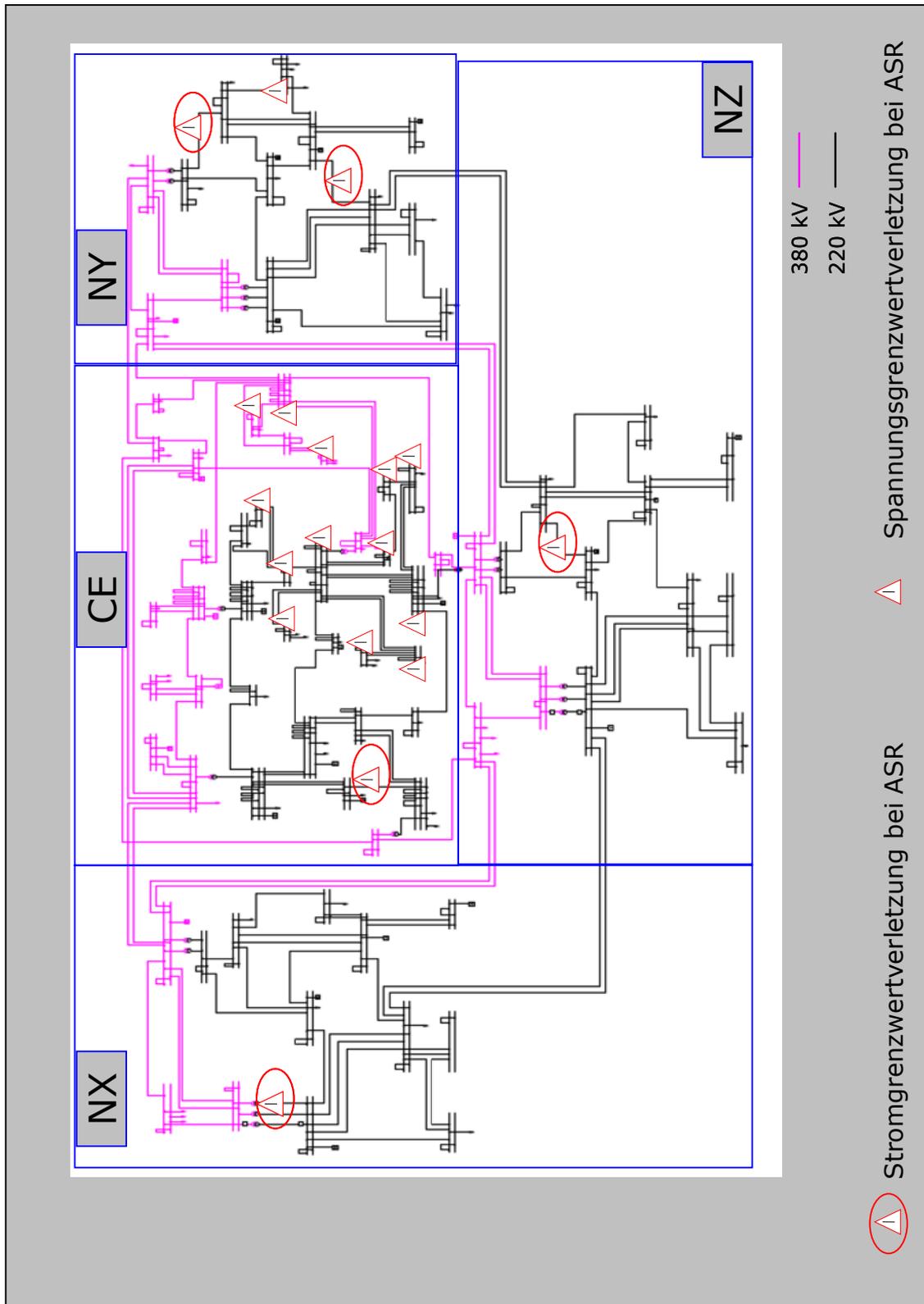


Bild 7.1: Überblick der Netzengpässe im Fall 2

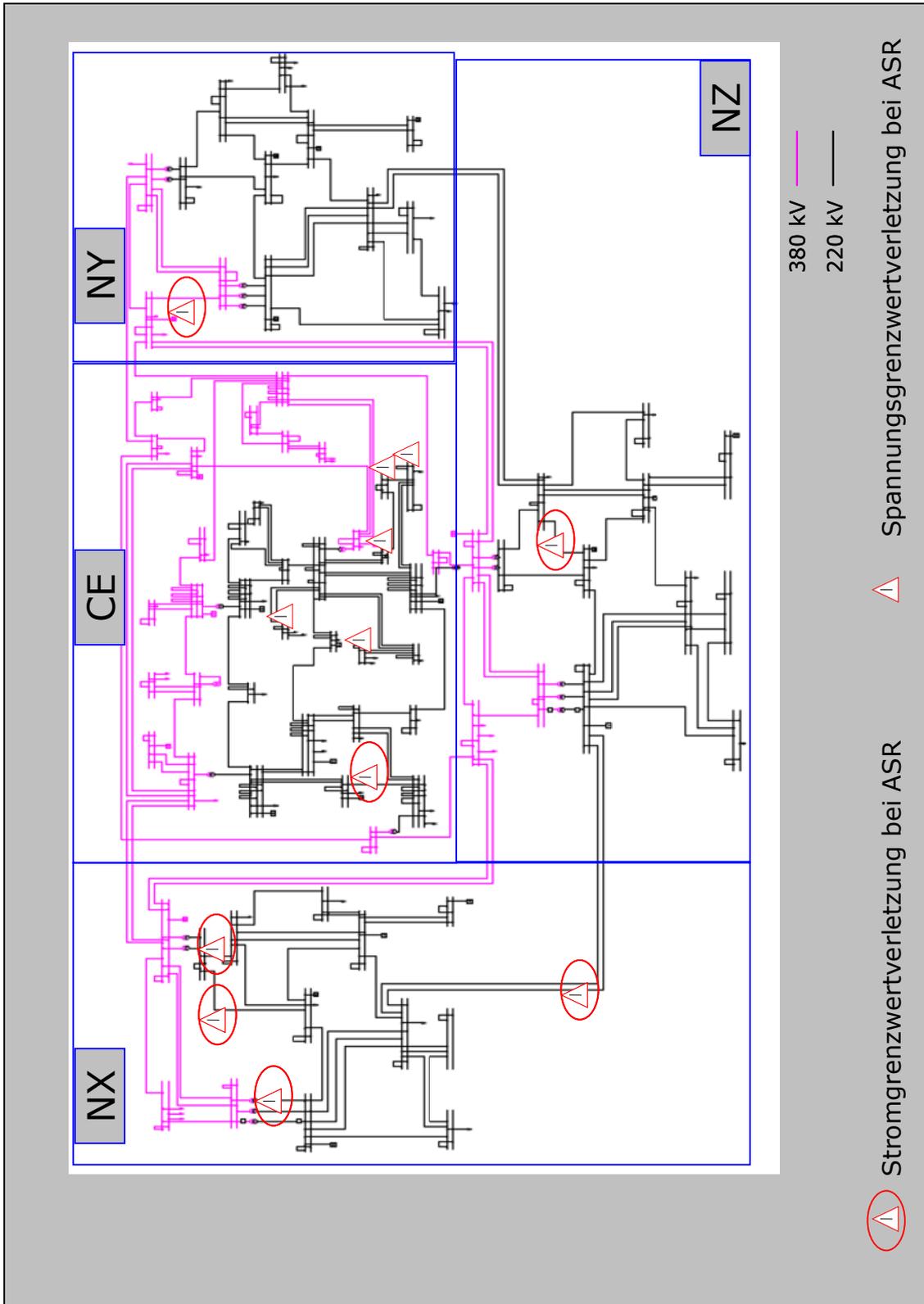


Bild 7.2: Überblick der Netzengpässe im Fall 3