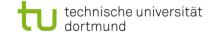
# **Begleitung Netzentwicklungsplan 2025** (NEMO V)

**Gutachten** 









#### **Autoren des Gutachtens**

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Christopher Spieker, M. Sc.

Dennis Klein, M. Sc.

Dipl.-Wirt.-Ing. Volker Liebenau (bis Oktober 2016)

Dr.-Ing. Johannes Schwippe (bis April 2016)

Dr.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Jan Teuwsen (bis Februar 2016)

#### **Impressum**

ef.Ruhr GmbH

Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20

D-44227 Dortmund

Technische Universität Dortmund

ie<sup>3</sup> – Institut für Energiesysteme,

Energieeffizienz und Energiewirtschaft

Emil-Figge-Straße 70

D-44227 Dortmund

07. Dezember 2016

## Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung			6
	1.1 Mot		tivation	6
	1.2 Met		thodik des NEP	7
	1.3 Ziels		stellung & Gliederung	8
	1.4 Erge		ebnisse	10
2	Validierung zur Ableitung der Versorgungsaufgabe			15
	2.1 Leis		stungsangebot erneuerbarer Energien	16
	2.1	.1	Regionalisierung	16
	2.1.2		Simulation der Einspeisezeitreihen	27
	2.1	.3	Spitzenkappung	29
	2.2	Kra	ftwerkseinsatzoptimierung	34
3	3 Validierung zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs.		40	
	3.1 Sys		stematisches Vorgehen im NEP	41
	3.2	Ein	flussfaktoren auf die Netzbelastung	44
	3.2	.1	Konzepte zur Leistungsflusssteuerung	44
	3.2	.2	Modellierungsaspekte	46
	3.3	Bev	vertungskriterien für Ausbaumaßnahmen	50
	3.3	.1	Diskutierte und angewandte Bewertungskriterien	50
	3.3.2		Bewertungskriterien des Gutachters	55
4	Zus	satzs	zenario "West-Ost-Verschiebung"	61
	4.1	Hin	tergrund	62
	4.2 Aus		swirkungen	65
Α	Ma	rkt- ι	und Netzsimulationsumgebung	76
	A.1	Übe	ersicht	77
	A.2	Mod	dulbeschreibung	79
	A.2.1		Zeitreihenermittlung von WEA und PVA	79
	A.2.2		Kraftwerkseinsatzoptimierung	85
	A.2.3		Netzbetriebszustandsermittlung	89
	A.2.4 A.2.5		Freileitungsmonitoring	92
			Internes Engpassmanagement	93
Li	Literaturverzeichnis			
Α	Abbildungsverzeichnis			
T	Tabellenverzeichnis			

## Abkürzungsverzeichnis

AC Alternating current (dt. Wechselstrom)

AÜ Anzahl Netzüberlasten

BBP-Netz Bundesbedarfsplannetz

BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

BNetzA Bundesnetzagentur

CO<sub>2</sub> Kohlenstoffdioxid

DC Direct current (dt. Gleichstrom)

DSM Demand Side Management

EE erneuerbare Energien

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz

ENTSO-E European Network of Transmission System

Operators for Electricity

EnWG Energiewirtschaftsgesetz

EEX European Energy Exchange

FLM Freileitungsmonitoring

HGÜ Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

ie<sup>3</sup> Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz

und Energiewirtschaft

IEEE Institute of Electrical and Electronic Engineers

KWK Kraft-Wärme-Kopplung

KWKG Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

MILP Mixed-Integer Linear Program

NEP Netzentwicklungsplan

NOVA Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau

nRMSE normalized root-mean-square error

NTC Net Transfer Capacity

(G)NÜ (Gewichtete) Netzüberlast

OPF Optimal Power Flow

PINT Put in one at the Time

PST Phasenschiebertransformator

PSW Pumpspeicherkraftwerk

PtG Power-to-Gas

PtH Power-to-Heat

PVA Photovoltaikanlage

TOOT Take Out One at the Time

TYNDP Ten-Year Network Development Plan

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber

Vbh Vollbenutzungsstunden

WEA Windenergieanlage

## 1 Zusammenfassung

#### 1.1 Motivation

Das Energiesystem befindet sich infolge der Energiewende, der Liberalisierung des Energiesektors sowie der zunehmenden Kopplung der europäischen Energiemärkte im Wandel. Hierdurch verändern sich die Anforderungen an die elektrischen Versorgungsnetze bedeutend. Elektrische Leistung wurde in der Vergangenheit primär in zentralen Großeinheiten und möglichst nahe der Lastzentren bereitgestellt. Mit dem verstärkten Zubau von Energieumwandlungsanlagen basierend auf erneuerbaren Energien (EE) in den vergangenen Jahren und der erwarteten Fortschreibung dieser Entwicklung findet eine starke Dezentralisierung der Bereitstellung elektrischer Leistung statt. Zugleich nimmt der grenzüberschreitende Handel und somit das Ausmaß der lastfernen Energiebereitstellung weiter zu.

Aufgrund dieser Entwicklungen ist das Übertragungsnetz zunehmend mit Leistungstransporten konfrontiert, für die es gegenwärtig nicht ausgelegt ist. Folglich nimmt die Anzahl betriebsbedingter Eingriffe in den Strommarkt zur Gewährleistung der Systemsicherheit in den letzten Jahren stetig zu [1]. Eine Fortführung dieses Trends ist sowohl mit steigenden volkswirtschaftlichen Kosten als auch mit einer Gefährdung der Versorgungszuverlässigkeit verbunden. Daher erfordert eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems hin zu einem ökologisch nachhaltigen Gesamtsystem einen Umbzw. Ausbau der elektrischen Versorgungsnetze, insbesondere auch des Übertragungsnetzes.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichen regelmäßig im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) ihre Planungen zum Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes für die kommenden Jahrzehnte auf Basis eines von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenariorahmens. Die BNetzA hat diesbezüglich den Auftrag, den NEP zu prüfen und die darin identifizierten Netzausbaumaßnahmen zu bestätigen. Im Rahmen dieser Prüfung strebt die BNetzA die Unterstützung durch einen fachkundigen

Dritten als Gutachter zur sachgerechten und objektiven Beurteilung des NEP an. Das vorliegende Dokument stellt die diesbezügliche Begutachtung des NEP 2025 [2] durch die ef.Ruhr GmbH in Kooperation mit dem Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) der TU Dortmund dar.

#### 1.2 Methodik des NEP

Nach § 11 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind die ÜNB zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betriebs ihrer Netze sowie zur Planung des hierfür notwendigen, wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus verpflichtet. Um dieser Aufgabe gerecht zu werden, erfolgt im Rahmen des NEP die strategische Zielnetzplanung in zwei wesentlichen Teilschritten.

Im ersten Schritt werden die zukünftigen Anforderungen der Netzteilnehmer, kurzum die Versorgungsaufgabe, an das Netz abgeleitet. Grundlage hierbei ist der Szenariorahmen, der unterschiedliche Entwicklungspfade der einzelnen Erzeugungstechnologien und des Stromverbrauchs aufzeigt und bereits im Vorfeld des jeweiligen NEP beschlossen wird. Hiervon ausgehend werden Netznutzungsfälle generiert, indem zunächst der elektrische Energieverbrauch und der EE-Zubau regional verortet, sprich regionalisiert, werden. Anschließend erfolgen die Bestimmung der zugehörigen Last- und EE-Zeitreihen sowie die Ermittlung des Einsatzes von konventionellen Erzeugungsanlagen und Speichern zur Deckung der Residuallast, also der elektrischen Nachfrage nach Abzug der EE-Einspeisung.

Im zweiten Schritt werden auf Basis der im Rahmen der Marktsimulation generierten Netznutzungsfälle der notwendige Netzausbaubedarf festgestellt und zielgerichtete Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen zur nachhaltigen Bewältigung der Versorgungsaufgabe ermittelt. Hierzu werden mithilfe der Netzsimulation Schwachstellen des Ausgangsnetzes hinsichtlich der geforderten Transportaufgabe analysiert, mögliche planerische Handlungsalternativen zur Behebung dieser Schwachstellen gegeneinander abgewogen und der Nutzen der letztlich identifizierten Ausbaumaßnahmen mithilfe unterschiedlicher Bewertungskriterien ausgewiesen.

## 1.3 Zielstellung & Gliederung

Im vorliegenden Gutachten wird untersucht, ob die im NEP 2025 entlang des Planungsprozesses verwendeten Methoden, Modelle und Annahmen nachvollziehbar und wissenschaftlich fundiert sind, sowie eine robuste, nachhaltige Zielnetzplanung ermöglichen. Wo dies nicht der Fall ist, werden Schwachstellen benannt und gegebenenfalls Alternativen aufgezeigt. Für diese Zielstellung werden das Vorgehen und die Ergebnisse der ÜNB schrittweise anhand der eingesetzten Markt- und Netzsimulationsumgebung des Gutachters validiert, die gesondert in Kapitel A beschrieben wird.

Hinsichtlich einer möglichst zutreffenden Ableitung der zukünftigen Versorgungsaufgabe an das Übertragungsnetz wird insbesondere folgenden Fragestellungen nachgegangen:

- Erfolgt eine schlüssige Regionalisierung von EE und sind die hieraus resultierenden Einspeisezeitreihen als realistisch einzustufen?
- Wird die im Rahmen des NEP 2025 erstmals angewandte Spitzenkappung von Onshore-Windenergie und Photovoltaik in angemessener Weise berücksichtigt?
- Sind die Ergebnisse der Marktsimulation plausibel, insbesondere bezüglich der Szenarien, in denen dem Stromsektor eine CO<sub>2</sub>-Emissionsbegrenzung vorgeschrieben wird?

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wird in Kapitel 2 zunächst die Modellierung des Leistungsangebots von EE diskutiert. Dies umfasst sowohl eine qualitative Bewertung der Regionalisierungsmethodik als auch Vergleiche der vorliegenden Ergebnisse mit denen einer nachgebildeten Methodik sowie denen alternativer Regionalisierungskonzepte des Gutachters. Ebenso werden die von den ÜNB simulierten Einspeisezeitreihen für Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) denen des Gutachters gegenübergestellt. Analog wird die Spitzenkappung im NEP methodisch diskutiert und durch die Nachbildung der Methodik und den Vergleich der Ergebnisse validiert. Abschließend wird die Plausibilität der Marktsimulationsergebnisse beurteilt, in dem die NEP-Ergebnisse mit denen des Gutachters verglichen werden. In diesem Zusammenhang wird auch die im NEP verwendete Methodik zur CO<sub>2</sub>-Emissionsbegrenzung des Stromsektors aufgegriffen.

In Bezug auf die Feststellung des notwendigen Netzausbaubedarfs werden die nachstehenden Punkte adressiert:

- Werden im Rahmen der Netzsimulation geeignete Berechnungsverfahren eingesetzt und sinnvolle Annahmen für netzbetriebliche Freiheitsgrade getroffen, sodass Schwachstellen des Netzes adäquat analysiert werden können?
- Erfolgt die Identifikation notwendiger Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen anhand eines nachvollziehbaren, schlüssigen Planungskonzepts?
- Erlauben die vorgeschlagenen Bewertungskriterien der ÜNB eine objektive Bewertung des Nutzens der identifizierten Maßnahmen?

Hierzu wird in Kapitel 3 zunächst die grundlegende Systematik im NEP bei der Identifikation notwendiger planerischer Maßnahmen zusammengefasst und beurteilt. Gesondert werden die im Rahmen der Netzsimulation angenommenen Steuerkonzepte lastflusssteuernder Betriebsmittel, darunter die Betriebsweise der geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-(HGÜ)-Verbindungen, sowie weitere wesentliche Einflussfaktoren bei der Bestimmung der Netzbelastung diskutiert. Darüber hinaus werden die im NEP aufgestellten Kriterien zur Bewertung von Ausbauprojekten begutachtet und alternative Bewertungskriterien des Gutachters vorgestellt.

Eine explizite Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Ausbauvorhaben des NEP 2025 fand im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit nicht statt. Hintergrund ist die Entscheidung des Gesetzgebers, den NEP 2025 nicht fortzusetzen, da der zugrundeliegende Szenariorahmen infolge der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2016 die zukünftigen Entwicklungen nicht mehr geeignet abbilde. Stattdessen wurden zusätzliche, über den NEP 2025 hinausgehende Szenarien untersucht, um Rückschlüsse auf die Robustheit der bisherigen Planung zu ziehen.

Aus diesen Zusatzszenarien wird in Kapitel 4 das Szenario "West-Ost-Verschiebung" vorgestellt. Dabei werden zunächst die im Szenario unterstellten Annahmen, in erster Linie die Verlagerung des Zubaus von WEA aus dem Nordwesten in den Nordosten Deutschlands, beschrieben. Anschließend erfolgt eine Analyse der hieraus resultierenden Folgen hinsichtlich der Marktergebnisse, der Netzbelastung sowie des notwendigen Engpassmanagements.

## 1.4 Ergebnisse

Die gutachterliche Untersuchung und Validierung hat ergeben, dass die Netzausplanung im NEP 2025 grundsätzlich auf einer fundierten Methodik beruht. Entlang des gesamten Planungsprozesses werden überwiegend angemessene, schlüssige Verfahren und Modelle eingesetzt, sodass die Anforderungen an das zukünftige Übertragungsnetz sowie der hieraus resultierende Netzausbaubedarf aus Sicht des Gutachters nachvollziehbar hergeleitet werden. Im Einzelnen konnten folgende Punkte positiv validiert werden:

- Es erfolgt eine sachgerechte Regionalisierung und Prognose der Einspeisung von EE unter Beachtung der Spitzenkappung von (Onshore-)WEA und PVA.
- Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen eine hohe Ähnlichkeit mit denen des Gutachters. Insbesondere ist in den Szenarien mit vorgeschriebener CO<sub>2</sub>-Emissionsbegrenzung ein erheblicher Rückgang der konventionellen Erzeugung in Deutschland zu erkennen, welcher durch einen vermehrten Stromimport aus dem Ausland ausgeglichen wird.
- Schwachstellen des Ausgangsnetzes in Bezug auf die resultierenden, zukünftigen Anforderungen werden mithilfe detaillierter Netzanalysen identifiziert, die dem Stand der Technik entsprechen.
- Bei der Bestimmung folglich notwendiger planerischer Maßnahmen werden ausbauvermeidende Alternativen durch Anwendung des NOVA-Prinzips in Betracht gezogen, um den Netzausbau auf das notwendige Maß zu reduzieren.
- Zur objektiven Bewertung des Nutzens der identifizierten Ausbaumaßnahmen werden verschiedene, sinnvolle Kriterien aufgestellt, die bisher im NEP 2025 jedoch nur exemplarisch im Rahmen eines Pilotprojektes angewandt werden.

Zudem belegen die Resultate des Zusatzszenarios "West-Ost-Verschiebung" die Notwendigkeit der bisher durch die BNetzA bestätigen Ausbaumaßnahmen, insbesondere der HGÜ-Korridore, und somit ihre Robustheit gegenüber der betrachteten veränderten Einspeisesituation. Auch wird deutlich, dass darüber hinaus weiterer Ausbaubedarf besteht. Ferner konnte gezeigt werden, dass eine Verlagerung von Einspeiseschwerpunkten die Transportanforderungen an einzelne Netzabschnitte erheblich beeinflussen kann.

Trotz des prinzipiell positiven Gesamteindrucks hinsichtlich des Vorgehens der ÜNB sieht der Gutachter in einigen Punkten Verbesserungspotenzial und Änderungsbedarf.

So ist anzumerken, dass Sensitivitätsbetrachtungen im NEP lediglich durch die Definition der verschiedenen Szenarien innerhalb des Szenariorahmens erfolgen. Annahmen entlang des Planungsprozesses werden hingegen nicht variiert, insbesondere sind diesbezüglich folgende Punkte zu nennen:

- Bei der Regionalisierung von EE werden keine alternativen Konzepte, bspw. ertrags- oder lastorientierter Prägung, betrachtet und somit auch nicht die Auswirkungen etwaiger abweichender Einspeiseschwerpunkte.
- Den EE-Einspeisezeitreihen und den Lastzeitreihen liegt nur ein "durchschnittliches" Wetterjahr zugrunde, sodass etwaige Extremsituationen im Planungsprozess gegebenenfalls nicht berücksichtigt werden.

Beim Vergleich des methodischen Vorgehens im NEP mit dem des Gutachters wurden teils unterschiedliche methodische Ansätze festgestellt. Aufgrund der jeweiligen Bedeutung für den Planungsprozess ist bezüglich der folgenden Aspekte ein alternatives methodisches Vorgehen in Erwägung zu ziehen:

- Die vorgeschriebene CO<sub>2</sub>-Emissionsbegrenzung des Stromsektors wird im NEP durch eine fixe Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Preise in Deutschland modelliert, der Gutachter berücksichtigt sie als explizite Nebenbedingung der Kraftwerkseinsatzoptimierung. Folglich treten Abweichungen hinsichtlich der durch die einzelnen Technologien erzeugten Energiemengen und der Handelsmengen auf. Aufgrund des Fehlens eines klar definierten, ordnungspolitischen Instruments zur Erreichung des CO<sub>2</sub>-Emissionsbegrenzungsziels, wird seitens des Gutachters jedoch auf eine Empfehlung für eine der beiden Alternativen verzichtet.
- Die ÜNB setzen zur Regelung der geplanten HGÜ-Verbindungen ein Verfahren ein, bei dem zwar nicht die Richtung der jeweilig transportierten Wirkleistung, jedoch die diesbezügliche Höhe, wesentlich von einem manuell zu wählenden Parameter abhängt. Dies erschwert die objektive Bewertung des Nutzens der einzelnen Verbindungen und setzt eine

- Neuparametrierung bei einschneidenden Veränderungen der Netztopologie voraus. Demgegenüber werden die Wirkleistungsbetriebspunkte der HGÜ-Systeme seitens des Gutachters mithilfe eines Optimierungsverfahrens bestimmt, welches die kombinierte Wirkung aller Systeme in Abhängigkeit der aktuellen Netztopologie berücksichtigt.
- Das theoretische, wetterabhängige Belastungspotenzial von Freileitungen, das durch den Einsatz von Freileitungsmonitoring (FLM) nutzbar gemacht werden kann, wird von den ÜNB indirekt abgeschätzt. Die Einflussgrößen sind die momentane Windeinspeisung sowie die Zugehörigkeit der jeweiligen Freileitung zu einer von drei geographischen Zonen Deutschlands. Die hierbei definierten Grenzen der Windeinspeisung, ab denen erhöhte Stromtragfähigkeiten abgeleitet werden, sowie die angenommenen maximalen Auslastungsfaktoren in den einzelnen Zonen erscheinen eher konservativ, sodass das Potenzial des FLM nicht vollständig ausgenutzt wird. Auch wenn dieser Ansatz mit Hinblick auf notwendige Sicherheitsreserven für den Netzbetrieb zulässig ist, stellt eine direkte Berechnung der Stromtragfähigkeiten von Freileitungen in Abhängigkeit der lagegenauen Winddaten in jedem Fall eine genauere Alternative dar.

Darüber hinaus hat der Gutachter Widersprüche zwischen den im NEP dokumentierten und dem tatsächlich durchgeführten Vorgehen festgestellt:

ist einer der deklarierten Planungsgrundsätze im NEP und setzt einen ausgeglichenen Blindleistungshaushalt im Netz voraus. Im Rahmen der Netzsimulation wird der zukünftige Blindleistungsbedarf u.a. auch durch Elemente gedeckt, für die im NEP oder den Begleitdokumenten keine physischen Entsprechungen gefunden werden konnten. Folglich ist fraglich, wie mit der verwendeten Modellierung die Gewährleistung dieses Planungsgrundsatzes überprüft werden kann, da der Blindleistungshaushalt von diesen fiktiven Elementen wesentlich beeinflusst wird. Dies ist insbesondere deshalb von Bedeutung, da Netzausbaumaßnahmen und Punktmaßnahmen zur Blindleistungsbereitstellung wirtschaftlich und technisch abgeglichen werden müssen.

• Das geplante Zielnetz ist nicht vollständig (n-1)-sicher, da Überlastungen auf Transformatoren auftreten, die die 380 kV- und die 220 kV-Ebene miteinander verbinden. Zwar ist der Aufwand horizontaler Punktmaßnahmen zur Behebung solcher Überlastungen sowie ihr Einfluss auf das restliche Netz im Vergleich zu Streckenmaßnahmen erheblich niedriger und somit würde das Ergebnis der Netzplanung nicht maßgeblich von der nachträglichen Verstärkung dieser Transformatoren beeinflusst werden. Dennoch liegt hier ein Widerspruch zum definierten (n-1)-Planungsgrundsatz vor.

Schließlich ist hinsichtlich einiger Aspekte des Vorgehens eine genauere Beschreibung im NEP und den Begleitdokumenten wünschenswert. Zwar konnte das Vorgehen der ÜNB anhand der vorhandenen Dokumente und der zur Verfügung gestellten Ergebnisse, Modelle und Daten weitestgehend nachvollzogen werden. Jedoch besteht weiterhin Unklarheit bezüglich folgender Punkte:

- Welche Methodik wird zur Bestimmung der Einspeisezeitreihen von WEA und PVA verwendet?
- Wie werden wesentliche Parameter im Rahmen der Netzsimulation, bspw. des Regelungskonzepts der HGÜ-Verbindungen oder des FLM, gewählt?
- Welche Verfahren werden zur Bestimmung des Netznormalschaltzustands und der Stufenstellerpositionen von Phasenschiebertransformatoren (PST) eingesetzt?
- In Zusammenhang mit den vorherigen beiden Punkten sowie der Spitzenkappung ist insbesondere nicht eindeutig definiert, in welchem Ausmaß netzbetriebliche Flexibilitäten in der Netzausbauplanung bereits berücksichtigt werden bzw. für den Netzbetrieb vorgehalten werden sollten.

Dem Gutachter ist die hohe Komplexität des Netzausbauplanungsprozesses aufgrund der vielseitigen Abhängigkeiten entlang der Prozesskette sowie der aufwändigen Berechnungsverfahren im Rahmen der Markt- und Netzsimulationen durchaus bewusst. Hinzu kommen die Unsicherheiten im Planungshorizont sowie veränderliche politische Rahmenbedingungen, wie bspw. durch die jüngste EEG-Novelle belegt wird. Daher ist der im NEP gewählte Kompromiss zwischen pragmatischem Vorgehen und wissenschaftlicher Präzision vor dem Hintergrund des bisher geltenden Zeitrahmens für die Erstellung des NEP von etwa einem Jahr weitgehend nachvollziehbar und sinnvoll. Nichtsdestotrotz ist im Rahmen der zukünftigen NEP eine Auseinandersetzung mit den oben genannten Punkten geboten, um alle Faktoren, die den Netzausbaubedarf wesentlich beeinflussen könnten, gebührend zu berücksichtigen.

## 2 Validierung zur Ableitung der Versorgungsaufgabe

Im Rahmen der Marktsimulation leiten die ÜNB auf Basis des Szenariorahmens die zukünftigen Netznutzungsfälle ab, um nachfolgend den resultierenden Netzausbaubedarf zu ermitteln. Konkret wird bestimmt, wo, wann und in welcher Höhe elektrische Leistung in das Übertragungsnetz eingespeist bzw. aus diesem entnommen wird. Hierfür werden die prognostizierten installierten EE-Leistungen regionalisiert, darauf aufbauend Einspeisezeitreihen ermittelt sowie resultierende Erzeugungsspitzen anteilig gekappt und schließlich der Einsatz konventioneller Anlagen zur Deckung der Residuallast berechnet. Die hierbei im Rahmen des NEP verwendeten Methoden und Modelle sowie die resultierenden Ergebnisse werden in diesem Kapitel validiert.

#### Zusammenfassung der Kernergebnisse

- Die Marktsimulation des NEP ermittelt unter Berücksichtigung aller wesentlichen Faktoren zeitlich und re gional hoch aufgelöste Zeitreihen des elektrischen Energiebedarfs sowie der Energiebereitstellung erneuerbarer und konventioneller Erzeugungsanlagen, sodass die resultierenden Anforderungen an das Übertragungsnetz mit hinreichender Genauigkeit be schrieben werden können.
- Sensitivitäten in Bezug auf die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems werden lediglich durch die Betrachtung verschiedener Szenarien berücksichtigt. Annahmen innerhalb der Marktsimulation, wie Treiber der Regionalisierung oder das dem Planungszeitraum unterstellte Wetterjahr, werden dagegen nicht variiert. Etwaige, hieraus resultierende Einflüsse auf den Netzausbaubedarf bleiben somit unbekannt.

- Es besteht Unklarheit über die ordnungspolitischen Instrumente zur Erreichung der in einigen Szenarien vorgegebenen Emissionsreduktion des Stromsektors. Folglich zeigen sich hier methodische Unter schiede zwischen den ÜNB und dem Gutachter.
- Der zukünftige Strommix in Deutschland ist übereinstimmend durch einen EE Anteil von deutlich über 40 % in 2025 und deutlich über 50 % in 2035 charakterisiert. Bei Vorgabe einer Emissionsreduktion verlagert sich die Erzeugung aus konventionellen Kraft werken aus Deutschland in das Ausland. Hierbei ist nicht sichergestellt, dass die Gesamtemissionen im europäischen System reduziert werden.

## 2.1 Leistungsangebot erneuerbarer Energien

Im Folgenden werden die Annahmen und das Vorgehen bei der Regionalisierung der EE technologiespezifisch und für alle Aspekte der Regionalisierung diskutiert. Anschließend werden die Ergebnisse der Zeitreihengenerierung sowie die Methodik zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bewertet.

#### 2.1.1 Regionalisierung

Der Leistungszubau von WEA und PVA wird im NEP 2025 aufgrund seines erheblichen Ausmaßes als primäre Einflussgröße auf den Netzausbaubedarf identifiziert, sodass die Regionalisierung der WEA und PVA, die in [3] beschrieben wird, mit besonders hohem Detailgrad durchgeführt wird. Prinzipiell folgt die Regionalisierung dem folgenden Schema: Nach der Erfassung des Anlagenbestands und des regionalen Potenzials je Technologie wird darauf aufbauend der zukünftige Anlagenbestand regionenscharf modelliert. Nachfolgend wird zunächst getrennt auf die Regionalisierung des Zubaus von WEA und PVA eingegangen. Abschließend wird das Vorgehen bewertet.

#### Windenergieanlagen

Grundlage der Regionalisierung der Zubauleistung von WEA im NEP sind Informationen über die bereits installierten Bestandsanlagen sowie die zur Verfügung stehenden Potenzialflächen in Deutschland.

Die Bestandsanlagen werden anlagenscharf und mit bestmöglichen Detailinformationen bzgl. der Anlagenparameter zusammengetragen und kategorisiert. Bei der Kategorisierung wird zwischen Anlagenkonzepten für Starkwind- und Schwachwindstandorte sowie Standortbedingungen (ohne Restriktionen, im Wald, im Schutzgebiet) unterschieden. Bei der Herleitung der Potenzialflächen wird zwischen verfügbaren Flächen mit unterschiedlicher Flächennutzung, Flächen für Repowering und Vorrangflächen differenziert. Verfügbare Flächen werden hinsichtlich ihrer Eignung bewertet, sodass Waldgebiete, Landschaftsschutzgebiete sowie Naturparks nachrangig genutzt und Biosphärenreservate von der Nutzung ausgeschlossen werden. Zusätzlich werden Flächen mit einer Hangneigung von mehr als 5 Grad sowie einem Ertragspotenzial von weniger als 1.330 Vollbenutzungsstunden (Vbh) in 80 m Höhe für Starkwindanlagen und 950 Vbh in 80 m Höhe für Schwachwindanlagen ausgeschlossen. Auch werden Abstände zu Infrastrukturanlagen, Wohn- und Gewerbegebieten und Ähnlichem eingehalten. Das Potenzial von Repowering beschreibt die Leistungssteigerung auf bereits genutzten Flächen, die durch Ersatz älterer WEA durch neuere Modelle und den daraus resultierenden Anstieg der Leistungsdichte auf der genutzten Fläche erreicht werden kann. Vorrangflächen können uneingeschränkt genutzt werden, daher werden diese priorisiert erschlossen.

Der Zubau von WEA erfolgt anlagenscharf anhand eines Zubaumodells, durch das die Anlagen entsprechend der vorher bestimmten Rangfolge zunächst auf Vorrangflächen und anschließend auf Repowering-Flächen und den weiteren Potenzialflächen installiert werden. Eine weitere Nebenbedingung ergibt sich aus den Ausbauzielen der Bundesländer. Diese werden dem Ausbaumodell je Bundesland anhand einer Obergrenze als Nebenbedingung vorgegeben, sodass in einem Bundesland keine weitere Anlage installiert werden kann, sobald die Obergrenze erreicht wird.

#### Photovoltaikanlagen

Grundlage der Regionalisierung der Zubauleistung von PVA sind (wie zuvor bei den WEA) Informationen über die bereits installierten Bestandsanlagen sowie die zur Verfügung stehenden Potenzialflächen auf Freiflächen, Wohngebäuden sowie gewerblich und landwirtschaftlich genutzten Gebäuden in Deutschland.

Der Zubau der PVA in den deutschen Gemeinden wird in Abhängigkeit des historischen Zubaus in der Gemeinde fortgeschrieben. Anhand eines funktionalen Zusammenhangs zwischen der Bestandsleistung und dem Leistungspotenzial in einer betrachteten Gemeinde und der Bestandsleistung und dem Leistungspotenzial in Gesamtdeutschland wird für diese Gemeinde ein Parameter errechnet, welcher die Ausbaudynamik in der betrachteten Gemeinde repräsentiert. Anhand eines Zielwerts der installierten Leistung von PVA in Deutschland kann die installierte Leistung in jeder Gemeinde mithilfe dieses Parameters berechnet werden.

#### **Bewertung**

Die dem NEP zugrunde liegende Regionalisierung von EE basiert auf einer detaillierten Datengrundlage über die Bestandsanlagen und die relevanten Informationen hinsichtlich der Ermittlung von Potenzialflächen.

Das Vorgehen zur Ermittlung der Potenzialflächen für WEA mit der Berücksichtigung von Ausschlusskriterien aufgrund der Flächennutzung, der Flächencharakteristika oder der realisierbaren Ertragspotenziale sowie Repoweringpotenziale und ausgewiesenen Vorrangflächen ist schlüssig und die resultierende Bewertung der Potenzialflächen nachvollziehbar. Der anlagenscharfe Zubau von WEA suggeriert durch einen hohen Detailgrad eine hohe Qualität der Methode. Allerdings ist fraglich, ob dieser Detailgrad bei der Netzausbauplanung überhaupt notwendig ist. Letztlich kann er zu Verzerrungen der Verteilung führen, da die Auswahl der diskreten Anlagenleistung einen Einfluss auf die regionale Verteilung hat. Je kleiner die Anlagenleistung gewählt wird, desto stärker nähert sich die Verteilung der Anlagen der Verteilung der Potenzialflächen und der Bebauungswahrscheinlichkeit an.

Das Vorgehen zur Ermittlung der Potenzialflächen für PVA ist ebenfalls schlüssig und basiert auf einer hochwertigen Datengrundlage.

Fraglich ist, ob der Zubau der Anlagen anhand eines Ansatzes angelehnt an asymmetrische Sigmoidfunktionen sinnvoll ist. Dieser unterstellt, dass die Entwicklung der Vergangenheit eine Grundlage für die Entwicklung in der Zukunft darstellt. Gerade vor dem Hintergrund sich ändernder Fördermechanismen, die in der Vergangenheit einen entscheidenden Einfluss auf den Anlagenzubau hatten, kann diese Annahme hinterfragt werden.

Grundsätzlich bleibt offen, warum die Orientierung an den Ausbauzielen der Bundesländer nur bei WEA und nicht bei PVA berücksichtigt wird. Aufgefallen sind ebenfalls fehlerhafte Formeln in [3]. In der Umsetzung scheint die Regionalisierung korrekt durchgeführt worden zu sein (Bundeslandziele werden im NEP getroffen). Bei Anwendung von Formel 4-14 bis 4-16 in [3] würde dies allerdings nicht möglich sein, da die kurzfristige Erwartung und Repowering fälschlicherweise keine Berücksichtigung finden.

Zur weiteren Validierung der im NEP verwendeten Regionalisierung sowie in Vorbereitung auf anschließende Untersuchungen zur Spitzenkappung im Rahmen dieses Gutachtens wird im folgenden Unterabschnitt die Regionalisierung der ÜNB durch den Gutachter nachgebildet. D.h. die von den ÜNB getroffenen Annahmen der Regionalisierung werden in die gutachtereigene Regionalisierungsmethodik wie nachfolgend beschrieben übernommen.

#### Nachbildung der Regionalisierung des NEP

Die Regionalisierung von EE wird auf Gemeindeebene nachgebildet. Für alle Technologien wird eine Potenzialverteilung angenommen, anhand derer die installierte Leistung der Anlagen im Anschluss verteilt wird. Bestandsanlagen unterliegen dem Repowering und werden mit 110 % der derzeit installierten Leistung auch in Zukunft angenommen. Die Zubauleistung der WEA an Land wird in Relation zur Landwirtschaftsfläche der deutschen Gemeinden verteilt. Die Landwirtschaftsfläche wird zuvor noch um Ausschlussflächen reduziert, konkret um Schutzgebiete, Flächen mit einer Hangneigung über 10 Grad und Flächen in Gemeinden mit einem Ertragspotenzial der WEA unter 900 Vbh im Jahr. Zudem wird beim Zubau von WEA eine Gewichtung basierend auf den Ausbauzielen der Bundesländer durchgeführt. Die Zubauleistung der WEA auf See wird in Relation zum Leistungspotenzial der definierten Gebietscluster verteilt. Die Verteilung der Zubauleistung der PVA orientiert sich an der Verteilung der Ein- und Zweifamilienhäuser. Die Zubauleistung der Bioenergieanlagen, Wasserkraftanlagen und sonstigen EE-Anlagen werden in Relation zum Anlagenbestand am 31.12.2013 auf die deutschen Gemeinden verteilt. Die Verteilung der Zubauleistung der Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen mit einer installierten Leistung unter 50 MW orientiert sich an der Verteilung des thermischen Endenergiebedarfs in Deutschland. Weitere Informationen, die Datengrundlage sowie die formale Beschreibung der Regionalisierung können in [5] nachvollzogen werden.

Um die anhand der nachgebildeten Regionalisierung ermittelten installierten Leistungen aller Technologien auf Gemeindeebene mit den Regionalisierungsergebnissen des NEP, die als installierte Leistungen an den Knoten des Hochspannungsnetzes vorliegen, zu vergleichen, erfolgt jeweils eine Aggregation der Ergebnisse auf die Knoten des Übertragungsnetzes. Die installierten Leistungen der Hochspannungsknoten werden den Verknüpfungspunkten der jeweiligen Netzgruppen dieser Hochspannungsknoten im Übertragungsnetz zugeordnet. Verfügt eine Netzgruppe über mehrere Verknüpfungspunkte, erfolgt eine antiproportionale Verteilung entsprechend der kürzesten Distanzen der einzelnen Hochspannungsknoten zu den Verknüpfungspunkten, welche anhand der Leitungslängen berechnet werden. Die Aggregation der installierten Leistungen auf Gemeindeebene erfolgt durch die Ermittlung aller Übertragungsnetzknoten in einem Umkreis von 30 km des jeweiligen Gemeindemittelpunktes sowie anschließender antiproportionaler Zuteilung entsprechend der Distanzen zwischen den Gemeinden und diesen Knoten. Befindet sich kein Netzknoten im Umkreis von 30 km, wird die Leistung einer Gemeinde dem geografisch nächstgelegenen Knoten zugewiesen. Zur Illustration sind in Abbildung 2.1 die Gemeindemittelpunkte der deutschen Gemeinden als graue Punkte und die Netzknoten aus den Datensätzen des NEP als rote Punkte dargestellt.

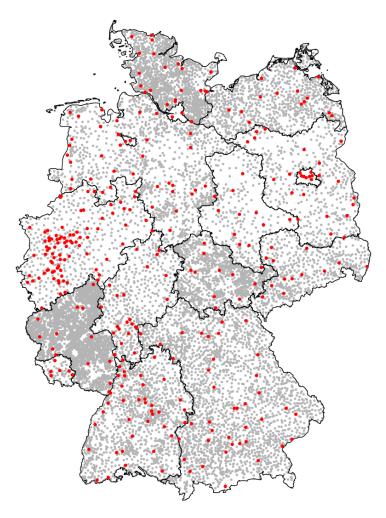


Abbildung 2.1 Gemeindemittelpunkte der deutschen Gemeinden (grau) und Standorte der Knoten des deutschen Übertragungsnetzes (rot)

Auf Übertragungsnetzknotenebene wird nun ein Vergleich der Regionalisierungen durchgeführt. Dabei wird die Pearsson-Korrelation (als Maß für den Grad des linearen Zusammenhangs) zwischen der Verteilung der installierten Leistung auf Netzknotenebene in beiden Fällen berechnet. Für WEA liegt die lineare Korrelation bei 0,65, für PVA bei 0,75.

Um die Genauigkeit der Verteilung für größere Regionen abzuschätzen, werden die Knoten anschließend schrittweise geographisch aggregiert. Für jeden Schritt wird erneut die Korrelation berechnet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2.2 dargestellt.

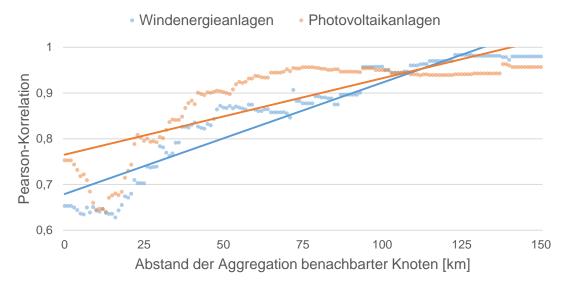


Abbildung 2.2 Pearsson-Korrelation zwischen der Regionalisierung des NEP und der NEP-nachgebildeten Regionalisierung auf Netzknotenebene

Bei einer Aggregation aller Netzknoten bis zu einem Abstand von 113 km ergeben sich 15 Regionen in Deutschland. Die lineare Korrelation der Leistungsverteilung für WEA beträgt auf dieser Aggregationsstufe 0,963, für PVA beträgt sie 0,941. Die Verteilungen sind in Abbildung 2.3 und Abbildung 2.4 veranschaulicht.

Die Regionalisierung des Leistungszubaus der WEA und PVA des Gutachters weisen eine ausreichend hohe Korrelation zur Regionalisierung aus dem NEP auf, um diese im weiteren Verlauf bei der Untersuchung der Spitzenkappung verwenden zu können. Zudem erscheint die im NEP angewandte Regionalisierung basierend auf den Annahmen korrekt umgesetzt worden zu sein und ist somit eine plausible Abbildung eines zukünftigen Zustands der Leistungsverteilung.

An dieser Stelle sei nochmal explizit darauf hingewiesen, dass dieser zukünftige Zustand das Ergebnis einer Prognose auf Basis einer angenommen Entwicklung (unter Berücksichtigung aktueller Trends) darstellt. Wie hoch dessen Eintrittswahrscheinlichkeit ist und wie alternative Entwicklungen aussehen, wird im NEP nicht untersucht. Um die Wirkung anderer Verteilungen einschätzen zu können, wird im Folgenden ein Vergleich alternativer Regionalisierungskonzepte vorgestellt.

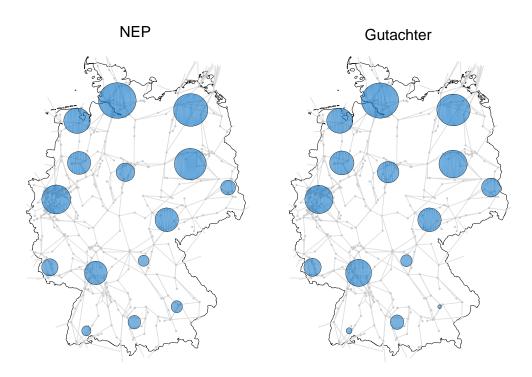


Abbildung 2.3 Vergleich der Regionalisierung von WEA des NEP und der NEPnachgebildeten Regionalisierung auf 15-Regionenebene

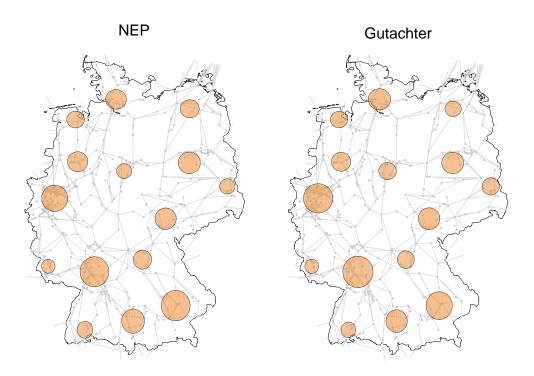


Abbildung 2.4 Vergleich der Regionalisierung von PVA des NEP und der NEPnachgebildeten Regionalisierung auf 15-Regionenebene

#### Vergleich mit anderen Regionalisierungskonzepten

In diesem Unterabschnitt wird die Regionalisierung des NEP mit einer ertragsorientierten und einer lastorientierten Regionalisierung des Leistungszubaus der WEA und PVA verglichen.

Bei der Regionalisierung des Leistungszubaus der WEA an Land wird erneut die Landwirtschaftsfläche als Basisgröße verwendet. Diese Fläche wird hier im Gegensatz zur NEP-nachbildenden Regionalisierung nur um Flächen reduziert, in denen das Ertragspotenzial von WEA unter 900 Vbh liegt. Weitere Ausschlussflächen sowie die Bundeslandgewichtung werden nicht mehr berücksichtigt. Bei der Regionalisierung des Leistungszubaus der PVA wird weiterhin die Zahl der Ein- und Zweifamilienhäuser als Basisgröße verwendet. Die ermittelten Basisgrößen werden im ersten Fall mit den potenziellen Vollbenutzungsstunden der Anlagen in den Gemeinden und im zweiten Fall mit der elektrischen Last im Umkreis von 30 km um den Gemeindemittelpunkt gewichtet. Im ersten Fall wird Leistung somit eher in Gebieten gebaut, in denen WEA und PVA viel Energie bereitstellen können (ertragsorientiert). Im zweiten Fall werden WEA und PVA vermehrt im Umkreis von Lastzentren installiert (lastorientiert). Eine formale Beschreibung der Gewichtungsfaktoren kann [5] entnommen werden.

In Abbildung 2.5 und Abbildung 2.6 ist die lineare Korrelation der ertragsorientierten, der NEP-nachbildenden und der lastorientierten Verteilung mit der im NEP verwendeten Regionalisierung von WEA dargestellt. In Abbildung 2.7 und Abbildung 2.8 sind die ertrags- und lastorientierten Verteilungen zudem im Vergleich mit der NEP-Regionalisierung auf Basis der 15 Regionen visualisiert.

Aus den Abbildungen wird deutlich, dass sich die Verteilungen nennenswert von der NEP-Regionalisierung unterscheiden – sowohl hinsichtlich der Korrelation als auch der Charakteristik der Leistungsverteilung. Bei ertragsorientierter Regionalisierung verschiebt sich der Schwerpunkt der Zubauleistung von WEA im Vergleich zur NEP-Regionalisierung insbesondere in die drei nördlichen Regionen an der Nord- und Ostseeküste sowie nach Schleswig-Holstein. Der Schwerpunkt der Zubauleistung von PVA verschiebt sich in die drei südlichen Regionen in Bayern und Baden-Württemberg. Folglich ist zu erwarten, dass die Netzabschnitte zwischen Nord- und Süddeutschland bei Anwendung der ertragsorientierten Regionali-

sierung stärker belastet werden als bei Anwendung der Regionalisiesierung im NEP. Bei Anwendung der lastorientierten Regionalisierung zeigt sich ein anderes Bild. Die Schwerpunkte der Zubauleistung von WEA und PVA verschieben sich in den mitteldeutschen Raum und sinken sowohl in Nord- als auch in Süddeutschland. Bei Anwendung der lastorientierten Regionalisierung wird eine Entlastung des Netzes zwischen Nord- und Süddeutschland im Vergleich zu der im NEP verwendeten Regionalisierung erwartet.

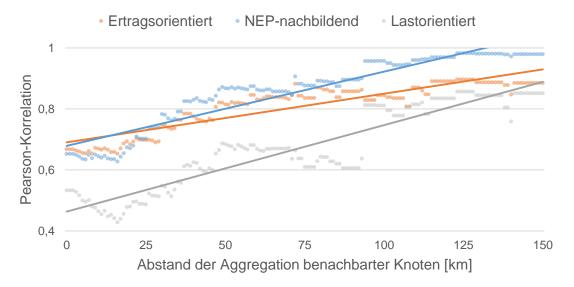


Abbildung 2.5 Pearsson-Korrelation zwischen der Regionalisierung von WEA des NEP und der ertragsorientierten, NEP-nachbildenden sowie lastorientierten Regionalisierung auf Netzknotenebene

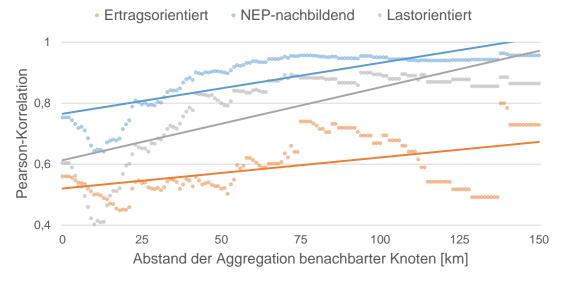


Abbildung 2.6 Pearsson-Korrelation zwischen der Regionalisierung von PVA des NEP und der ertragsorientierten, NEP-nachbildenden sowie lastorientierten Regionalisierung auf Netzknotenebene

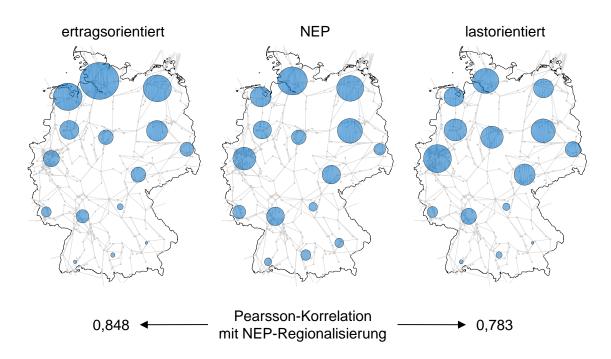


Abbildung 2.7 Vergleich der Regionalisierung von WEA des NEP und der ertragsorientierten und lastorientierten Regionalisierung auf 15-Regionenebene

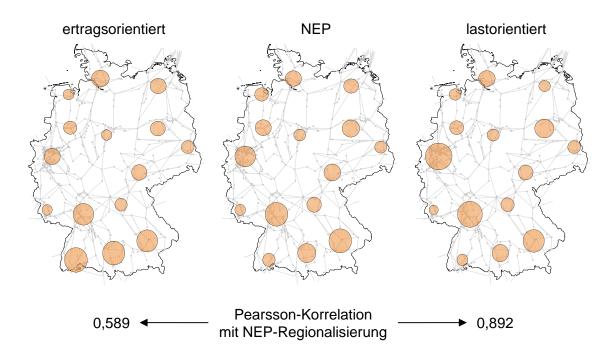


Abbildung 2.8 Vergleich der Regionalisierung von PVA des NEP und der ertragsorientierten und lastorientierten Regionalisierung auf 15-Regionenebene

#### 2.1.2 Simulation der Einspeisezeitreihen

Da weder im NEP noch in den Begleitdokumenten beschrieben wird, wie die Zeitreihen von WEA und PVA simuliert werden, können die diesbezüglichen Simulationsergebnisse lediglich quantitativ bewertet werden. Hierfür erfolgt in diesem Unterkapitel ein Vergleich der Simulationsergebnisse der ÜNB mit den Ergebnissen des Gutachters basierend auf der nachgebildeten Regionalisierung sowie der in Abschnitt A.2.1 vorgestellten Methodik der Zeitreihenerstellung des Gutachters.

Zunächst ist jedoch die Verwendung des Jahres 2011 als Wetterjahr zu diskutieren, da das Wetterjahr die Zeitreihen wesentlich beeinflusst. Begründet wird die Verwendung des Jahres 2011 damit, dass dies ein durchschnittliches Wetterjahr sei. Daraus ergibt sich zunächst die Frage nach der Definition der Durchschnittlichkeit eines Wetterjahrs, insbesondere hinsichtlich Effekten wie der Gleichzeitigkeit von Windgeschwindigkeit, solarer Einstrahlung und der elektrischen Last, die teilweise ebenfalls witterungsabhängig ist. Methodisch ist zu begründen, inwiefern die Auslegung des Systems auf einen durchschnittlichen Zustand Sinn macht. Angenommen dieser durchschnittliche Zustand sei der Median, dann bedeutet dies, dass das System nur mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % ausreichend dimensioniert ist. Folglich würden Jahresextremsituationen mit 50 % Wahrscheinlichkeit die betriebliche Sicherheitsreserve schmälern.

Gleichzeitig werden für die Zukunft höhere Vollbenutzungsstunden angenommen, bspw. für WEA in Höhe von 2.000 Vbh [4]. Derzeit liegen die diesbezüglich durchschnittlichen Werte bei etwa 1.600 Vbh. Die Annahme wird mit dem Auftreten eines eher extremen Wetterjahres begründet. Grundsätzlich ist die Erhöhung der Vollbenutzungsstunden durch spezielle Wetterlagen, aber auch technologische Entwicklungen durchaus plausibel. Die Konsistenz des Szenarios sollte allerdings bspw. hinsichtlich der Sinnhaftigkeit der Kombination des angeblich durchschnittlichen Wetterjahrs 2011 mit einer angenommen Vollbenutzungsstundenzahl geprüft werden. Die Annahmen sind insofern entscheidend, als dass sie einerseits die politische Zielerreichung zum EE-Anteil am Bruttostromverbrauch als auch die Netzbelastung entscheidend beeinflussen. Bei Annahme von geringeren Vollbenutzungsstunden müsste die installierte EE-Leistung erhöht werden, um die Zielerreichung sicher zu

stellen (was u.U. wiederum im Konflikt mit dem Ausbaupfad des EEG steht). Dies könnte die Ergebnisse der Netzanalysen sowie der Maßnahmenkonzeption und -bewertung bedeutend verändern.

Vom Gutachter wurde sowohl eine Simulation mit 2.000 Vbh als auch mit 1.600 Vbh durchgeführt. Der Vergleich der Simulationsergebnisse des NEP mit denen des Gutachters ist in Abbildung 2.9 für einen Zeitraum von 20 Tagen dargestellt.

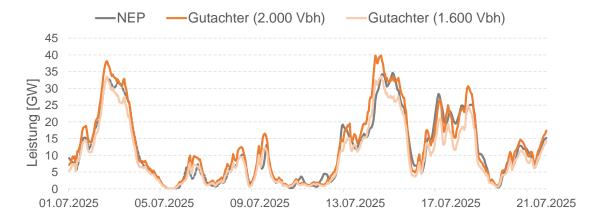


Abbildung 2.9 Vergleich der Leistungsbereitstellung der WEA im Jahr 2025

Die WEA an Land speisen im NEP eine Energiemenge in Höhe von 129,2 TWh in das elektrische Netz ein. Bei einer installierten Leistung in Höhe von 63,8 GW entspricht dies ca. 2.025 Vbh. Aus den Zeitreihen der Simulation resultiert eine Energiebereitstellung in Höhe von 127,5 TWh, also einer Auslastung der Anlagen in Höhe von 1.998 Vbh. Die lineare Korrelation der beiden Ganglinien liegt bei 0,97. Der normalized root-mean-square error (nRMSE) liegt bei 2,9 %.

Die Leistungsbereitstellung der PVA, dargestellt in Abbildung 2.10, zeigt ein ähnliches Bild. Im NEP erreichen die Anlagen 952 Vbh und speisen somit ca. 52,2 TWh elektrische Energie ins Netz ein. Die Simulation ergibt eine Energiebereitstellung in Höhe von ca. 52,2 TWh, was genau der Annahme von 950 Vbh für PVA im Szenariorahmen entspricht. Die lineare Korrelation der Ganglinien der PVA liegt bei 0,96 und der nRMSE bei 4,2 %.

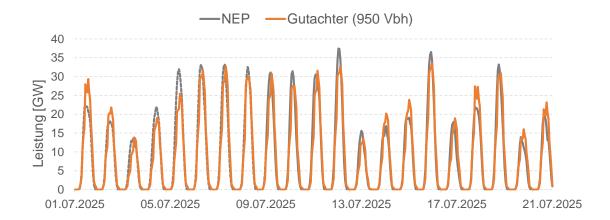


Abbildung 2.10 Vergleich der Leistungsbereitstellung der PVA im Jahr 2025

Der Vergleich der Einspeiseganglinien der WEA und PVA belegt, dass die Zeitreihen im NEP plausibel hergeleitet und simuliert worden sind. Im folgenden Abschnitt werden die eigens simulierten Zeitreihen weiter verwendet, da der Datensatz eine höhere regionale Auflösung (Gemeindeebene) aufweist als die zur Verfügung gestellten NEP-Daten (Hochspannungsknotenebene).

#### 2.1.3 Spitzenkappung

Im Rahmen der Weiterentwicklung des Strommarktes wurde das EnWG novelliert und dabei u.a. beschlossen, die sog. Spitzenkappung neu zu berücksichtigen. Demnach sind nach der Änderung des § 11 Abs. 2 EnWG die Netzbetreiber berechtigt, alle WEA an Land und alle PVA in ihrer Leistungsbereitstellung derart zu beschränken, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung einer jeden Anlage um maximal 3 % reduziert wird. Der Netzbetreiber darf dabei nur Anlagen einschränken, die direkt an sein Netz angeschlossen sind. Die Spitzenkappung kann vom Netzbetreiber bereits im Netzplanungsprozess berücksichtigt werden und soll zu einer Reduktion des Netzausbau- bzw. Netzverstärkungsbedarfs führen. Nach § 12b Abs. 1 müssen die ÜNB die Regelungen zur Spitzenkappung bei der Erstellung des NEP berücksichtigen.

#### Spitzenkappung im NEP

Die im NEP berücksichtigte Methode der Spitzenkappung basiert auf den Ergebnissen der Verteilernetzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [6]. Der Studie wird ein funktionaler Zusammenhang zwischen dem Zubau an WEA- und PVA-Leistung und der resultierenden Spitzenkappung in

einer Region entnommen, in dem ebenfalls der Ausbaugrad des Verteilnetzes sowie die Bestandsanlagen berücksichtigt werden.

Die Spitzenkappung von im Übertragungs- und Verteilnetz angeschlossenen Anlagen wird dabei mit derselben Methode simuliert, obwohl die Spitzenkappung der im Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen prinzipiell gesondert berechnet werden müsste. Da diese Anlagen allerdings nur einen sehr geringen Teil der insgesamt installierten Leistung ausmachen, ist diese Vereinfachung nachvollziehbar und wird hier im weiteren Verlauf übernommen.

Die Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen im Verteilnetz werden im NEP nicht berücksichtigt. Wenn durch die Spitzenkappung in einem Verteilnetz Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen vermieden werden können, besteht kein Problem. Weiter untersucht werden muss allerdings der Fall, wenn selbst bei Anwendung der Spitzenkappung weiterhin Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen notwendig sind. Sofern der Verteilnetzbetreiber das Netz in diesem Fall nur insoweit ertüchtigt, dass bei Anwendung der Spitzenkappung keine Verletzung der thermischen Grenzen oder des zulässigen Spannungsbands mehr vorliegen, besteht weiterhin kein Problem. Sofern sich allerdings durch die Maßnahmen im Verteilnetz die Dimension der notwendigen Spitzenkappung verändert, ist dies im Übertragungsnetz durchaus planungsrelevant.

Weiter wird im NEP darauf hingewiesen, dass nach Anwendung des aus der BMWi-Verteilernetzstudie übernommenen funktionalen Zusammenhangs überprüft wird, ob an einem Netzknoten mehr als 3 % Reduktion der Energiebereitstellung von WEA stattfindet. Wenn dies der Fall sei, würden die Leistungsreduzierungen angepasst werden. Diese Aussage ist problematisch, denn wenn derartige Fälle auftreten, ist dies ein Hinweis darauf, dass der funktionale Zusammenhang für diesen Anwendungsfall nicht gültig ist. Die Korrektur an betroffenen Netzknoten im Anschluss ist ebenfalls problematisch. Denn auf diese Weise werden nur an jenen Knoten Anpassungen vorgenommen, an denen ein definierter Grenzwert verletzt wird. Die Spitzenkappung an allen anderen Knoten ist allerdings nicht zwingend korrekt, nur weil der Grenzwert dort nicht verletzt wird.

#### Nachbildung der Spitzenkappung im NEP

Zur weiteren Überprüfung der im NEP angewandten Spitzenkappung wird die dort verwendete Methode seitens des Gutachters nachgebildet. Dabei wird zunächst ermittelt, in welchen deutschen Gemeinden Spitzenkappung überhaupt durchgeführt wird. Hierzu werden alle Gemeinden identifiziert, in denen die maximale Rückspeisung ohne Spitzenkappung höher ist als die Spitzenlast. Anschließend wird in diesen Gemeinden die Höhe der Spitzenkappung bestimmt. Hierzu werden die WEA und PVA in den Gemeinden pauschal in ihrer Leistungsbereitstellung beschränkt. Die Beschränkung der maximalen Leistungsbereitstellung wird iterativ erhöht, indem die zulässige Reduktion der Energiebereitstellung der Anlagen in jedem Iterationsschritt um 0,1 % steigt. Die iterative Erhöhung der Spitzenkappung wird solange durchgeführt, wie folgende Bedingungen gelten:

- 1. Die maximale Rückspeisung kann reduziert werden.
- 2. Die maximale Rückspeisung ist größer als die Spitzenlast.
- 3. Die Reduktion der Energiebereitstellung liegt unter 3 %.

Die Ergebnisse der Modellierung der Spitzenkappung werden im Folgenden dargestellt und mit der dem NEP zugrunde liegenden Spitzenkappung verglichen. In Abbildung 2.11 ist die Energiereduktion durch Spitzenkappung als Ergebnis der eigens durchgeführten Simulationen für alle deutschen Gemeinden dargestellt, in denen WEA bzw. PVA installiert sein werden. Grundlage der Simulationen sind die Annahmen zur installierten Leistung aus Szenario B 2025. Zur Regionalisierung der Anlagen wurde die zuvor beschriebene NEP-nachbildende Regionalisierung angewandt.

Spitzenkappung wird bei WEA insbesondere im Norden und Nordosten Deutschlands durchgeführt. Vereinzelt finden sich auch Regionen mit stärkerer Spitzenkappung im Südwesten und Süden der Republik. Bei PVA wird Spitzenkappung insbesondere an küstennahen Standorten und in Bayern durchgeführt. Der überdurchschnittliche Einsatz der Spitzenkappung in den Küstenregionen mag zunächst verwundern. Dieser Umstand ist auf die Abhängigkeit der Leistungsbereitstellung der PVA von der Umgebungstemperatur zurückzuführen. Je besser die PVA gekühlt werden, desto besser ist ihre Leistungsfähigkeit. Je besser wiederum ihre Leistungsfähigkeit ist, desto stärker wird die Energiebereitstellung durch die Anwendung der Spitzenkappung beschränkt.

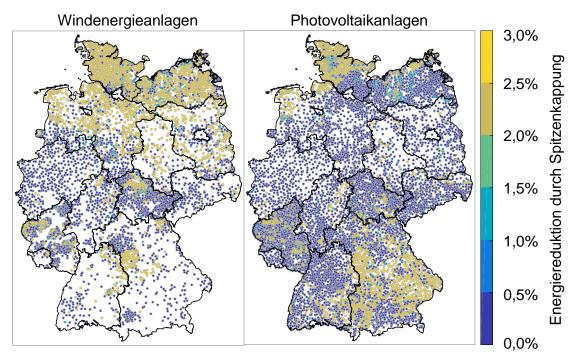


Abbildung 2.11 Energiereduktion durch Spitzenkappung auf Gemeindeebene als Ergebnis der Simulationen des Gutachters

In Abbildung 2.12 und Abbildung 2.13 ist die Energiereduktion durch Spitzenkappung als Ergebnis der Simulationen des Gutachters den Ergebnissen aus dem NEP auf Netzknotenebene gegenübergestellt. Dabei ist zu bedenken, dass durch die Aggregation der Werte von der Gemeinde- auf die Netzknotenebene eine Durchmischung dargestellt wird, bei der extreme Werte seltener vorkommen.

Die in Abbildung 2.12 auf der rechten Seite dargestellte Spitzenkappung nach der zuvor beschriebenen Gutachter-Methode führt im Durchschnitt zu einer Reduktion der Energiebereitstellung der WEA an Land in Höhe von 2,0 %. Demgegenüber liegt die durchschnittliche Energiereduktion im NEP mit 1,7 % leicht darunter. In beiden Fällen wird damit das nach § 11 Abs. 2 EnWG zugestandene Reduktionspotenzial von bis zu 3 % nicht vollständig ausgenutzt. Übereinstimmend wird in Ballungsgebieten, die sich lastbedingt durch höher dimensionierte Verteilnetze auszeichnen, Spitzenkappung in geringerem Umfang genutzt als außerhalb der Ballungsgebiete. Leichte Unterschiede zwischen den Simulationen sind im norddeutschen Raum, in Bayern und auch im Ruhrgebiet zu erkennen. Bei PVA liegt die in Abbildung 2.13 dargestellte Spitzenkappung nach der Gutachter-Methode mit einer Energiereduktion in Höhe von 0,7 % unterhalb der im NEP vorgenommen Abregelung in Höhe von

1,2 %. Auch hier zeigen sich regional ähnliche Werte. Lediglich im Nordosten Deutschlands unterscheiden sich die Ergebnisse leicht.

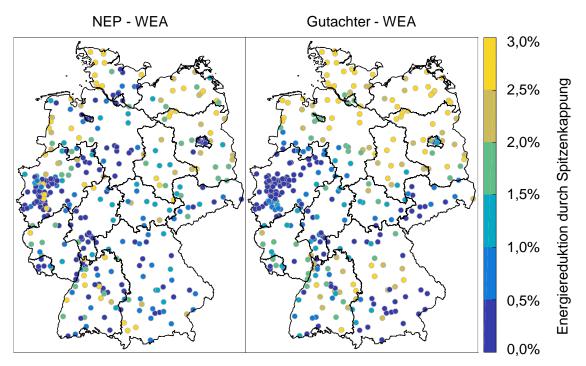


Abbildung 2.12 Vergleich der Energiereduktion durch Spitzenkappung bei WEA auf Netzknotenebene

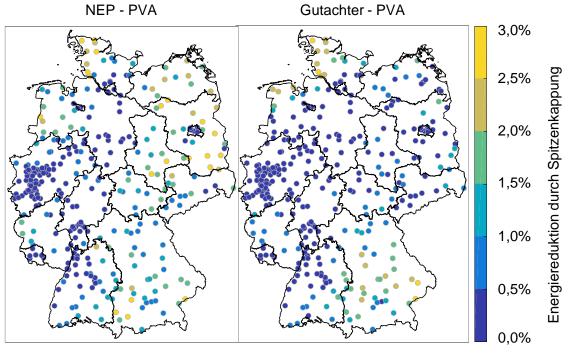


Abbildung 2.13 Vergleich der Energiereduktion durch Spitzenkappung bei PVA auf Netzknotenebene

Für den Netzplanungsprozess ist die insgesamt abgeregelte Energie entscheidend. Diese liegt mit 2,8 TWh im NEP auf einem ähnlichen Niveau, wie die Ergebnisse der gutachterlichen Methode. Hier wird die bereitgestellte Energie durch Spitzenkappung um 3,0 TWh reduziert. Trotz leichter Unterschiede in den jeweiligen regionalen Abregelungswerten konnte die im NEP verwendete Vorgehensweise nachvollzogen und als geeigneter Ansatz zur Anwendung im Netzplanungsprozess validiert werden.

## 2.2 Kraftwerkseinsatzoptimierung

Auf Grundlage der durchgeführten Regionalisierung und der ermittelten Zeitreihen der elektrischen Last sowie der Einspeisung von EE- und KWK-Anlagen erfolgt im NEP für jedes Szenario eine Kraftwerkseinsatzsimulation, in welcher der Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Speichern in Europa stundenscharf für ein Planungsjahr ermittelt wird. Das hierzu im Rahmen des NEP 2025 eingesetzte Optimierungsmodell wird im Folgenden kurz beschrieben. Anschließend wird die Plausibilität der Simulationsergebnisse bewertet, indem die NEP-Ergebnisse denen des Gutachters gegenübergestellt werden.

#### **Marktsimulation im NEP 2025**

Wie bereits im vorangegangenen NEP 2014 wird auch im NEP 2025 das Marktmodell "BID3" der Pöyry Management Consulting verwendet. Ziel des Modells ist es, den zur Deckung der elektrischen Last erforderlichen Kraftwerkseinsatz bei minimalen Erzeugungskosten und unter Berücksichtigung verschiedener technischer Nebenbedingungen zu bestimmen. Der im NEP skizzierte methodische Ansatz des Optimierungsmoduls ähnelt dabei grundsätzlich dem Modell des Gutachters. Das Optimierungsproblem ist als gemischt-ganzzahliges lineares Programm formuliert, sodass die direkte Berücksichtigung zeitkoppelnder Restriktionen von Kraftwerken, in Form von Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten sowie Leistungsgradienten, erfolgen kann. Die Optimierung selbst geschieht mit einer rollierenden Voraussicht, in dem Sinne, dass das Betrachtungsjahr in Zeitintervalle konstanter Länge unterteilt wird. Die einzelnen Optimierungsintervalle werden hierbei sequen-

tiell und geschlossen, d.h. unter Verzicht auf ein Dekompositionsverfahren, gelöst. Ob eine Vorsimulation durchgeführt wird, um direkt zu Beginn des jeweiligen Betrachtungsjahres einen eingeschwungenen Zustand zu erzeugen, ist dem NEP sowie dem Begleitdokument zur Marktsimulation nicht zu entnehmen.

Größere Unterschiede zwischen dem NEP-Optimierungsmodul und dem Ansatz des Gutachters sind insbesondere bei der Formulierung bzw. Umsetzung einzelner Restriktionen sowie der modelltechnischen Ausgestaltung von Einzelaspekten, bspw. der Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken, zu erwarten.

Darüber hinaus sind Differenzen bei den vorgelagerten Modulen wahrscheinlich, welche in erster Linie Eingangsdaten für den Optimierungskern bereitstellen. Zu diesen zählen Modelle zur Ermittlung von (blockscharfen) Nichtverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke, Modelle zur Ableitung der Must-Run-Einspeiseleistungen von KWK-Anlagen sowie Modelle zur Bestimmung der je Marktgebiet vorzuhaltenden Regelleistung.

Eine detaillierte Analyse der methodischen Unterschiede gestaltet sich aufgrund der spärlichen Dokumentation im NEP schwierig. Zur Verbesserung der Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Marktmodellen und ihren einzelnen Modulen sind für zukünftige NEP detailliertere Beschreibungen wünschenswert.

Zudem wäre für die Validierung der im NEP durchgeführten Marktsimulationen aus Sicht des Gutachters die Herausgabe folgender Eingangsdaten hilfreich, um zum einen die Plausibilität der gewählten Eingangsdaten prüfen und zum anderen Abweichungen zwischen Marktsimulationsergebnissen besser analysieren zu können:

- Verwendete, blockscharfe Kraftwerkslisten für das europäische Ausland
- Angenommene Kraftwerksparameter (z.B. Mindestzeiten, Leistungsgradienten, Wirkungsgrade, Verfügbarkeiten, etc.)
- Angenommene NTC-Werte nicht nur zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten, sondern auch zwischen den anderen europäischen Ländern
- Ermittelte energieträgerspezifische Einspeisezeitreihen für das europäische Ausland anstelle von Gesamteinspeisezeitreihen der einzelnen Länder

#### Bewertung der Marktsimulationsergebnisse

Im Rahmen des Gutachtens wurden europäische Marktsimulationen für die B-Szenarien des NEP unter Verwendung des in Abschnitt A.2.2 vorgestellten Modells durchgeführt. In Abstimmung mit der BNetzA wurden hierbei jeweils für Deutschland die Einspeisezeitreihen von EE- und Klein-KWK-Anlagen sowie die Lastzeitreihen aus dem NEP übernommen und als Eingangsdaten verwendet, um einen besseren Vergleich der resultierenden konventionellen Kraftwerkseinsätze zu ermöglichen. Die entsprechenden Zeitreihen für das Ausland sowie die Must-Run-Leistungen von KWK-Großkraftwerken wurden für jedes Szenario mithilfe der vom Gutachter eingesetzten Simulationswerkzeuge ermittelt.

Anhand des Vergleichs der Simulationsergebnisse konnten die Resultate der **B1**-Szenarien positiv validiert werden. Sowohl für das Betrachtungsjahr 2025 als auch für das Jahr 2035 wiesen die Ergebnisse eine hohe Übereinstimmung in Bezug auf den deutschen Energiemix auf. Zudem waren die jeweils für die Szenarien ermittelten Nettopositionen von Deutschland hinsichtlich des Energiehandels mit dem Ausland nahezu identisch mit den im NEP ausgewiesenen Nettopositionen.<sup>1</sup> In diesem Zusammenhang wurden auch nur geringe Abweichungen bei den spezifischen Austauschenergiemengen zwischen Deutschland und seinen jeweiligen Nachbarländern festgestellt.

Mit den **B2**-Szenarien und dem Szenario C werden erstmals im NEP-Prozess Szenarien mit expliziter Vorgabe zur Einhaltung maximaler CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen in Deutschland untersucht. Die Berücksichtigung dieser Vorgabe erforderte eine methodische Weiterentwicklung der NEP-Marktsimulation. Der im NEP 2025 gewählte methodische Ansatz sieht dabei vor, ausschließlich die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise in Deutschland zu erhöhen, wodurch die Grenzkosten der CO<sub>2</sub>-emittierenden deutschen Kraftwerke im europäischen Vergleich steigen. Um durch dieses Verfahren die für das jeweilige Szenario maximal zulässige CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge einzuhalten, aber auch nicht deutlich zu unterschreiten, erfolgte nach Ansicht des Gutachters eine iterative Ausführung der Marktsimulation unter Anpassung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises für Deutschland. Im Gegensatz

B1 2025: 69,3 TWh / 71,2 TWh B1 2035: 78,6 TWh / 77,4 TWh

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Nettostromexport laut Gutachter / NEP:

hierzu wurde seitens des Gutachters eine explizite Nebenbedingung zur CO<sub>2</sub>-Begrenzung in die Kraftwerkseinsatzoptimierung integriert (vgl. Abschnitt A.2.2). Durch diesen Ansatz bleiben die Grenzkosten der deutschen Kraftwerke unverändert und somit auch ihre Merit-Order-Reihenfolge (kein Fuel-Switch).

Trotz der unterschiedlichen Modellierung, konnte der generelle Effekt bzw. die Auswirkung der CO<sub>2</sub>-Austoßbegrenzung auf die Stromerzeugung in Deutschland in den B-Szenarien bestätigt werden. Als Folge der CO<sub>2</sub>-Limitierung kommt es zu einem Rückgang konventioneller Erzeugung in Deutschland und einer Verlagerung der Erzeugung in das europäische Ausland. Für das Jahr 2025 bedeutet dies, dass Deutschland von einem Nettoexporteur (B1) zu einem Nettoimporteur (B2) wird. Dahingegen bleibt Deutschland im Jahr 2035 Nettoexporteur, allerdings auf einem deutlich niedrigeren Niveau als ohne CO<sub>2</sub>-Emissionsbegrenzung.

Allerdings weichen die vom Gutachter ermittelte Höhe des deutschen Handelssaldos und die technologiespezifischen Erzeugungsmengen des deutschen Kraftwerksparks in den **B2**-Szenarien deutlich stärker von den im NEP ausgewiesenen Werten ab als in den B1-Szenarien. Zur Veranschaulichung der Differenzen sind in Abbildung 2.14 die ermittelten Energiemengen in Deutschland denen der NEP-Marktsimulation exemplarisch für das Szenario **B2 2025** gegenübergestellt.

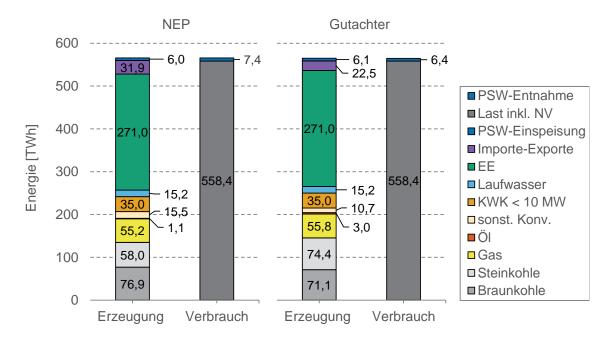


Abbildung 2.14 Vergleich der Energiemengen für das Szenario B2 2025

Wie zu erkennen ist, weichen in erster Linie die jeweils ermittelten Erzeugungsmengen von Steinkohlekraftwerken signifikant voneinander ab. Die insgesamt im Rahmen der Gutachter-Marktsimulation ermittelte Mehrerzeugung der konventionellen Kraftwerke sorgt dafür, dass der Nettoimport von Deutschland im Vergleich geringer ausfällt als bei der NEP-Berechnung. Beide Kraftwerkseinsätze verursachen jeweils einen CO<sub>2</sub>-Ausstoß von ca. 187 Mio. t und halten somit das für das Szenario vorgegebene CO<sub>2</sub>-Emissionsziel ein.<sup>2</sup>

In Abbildung 2.15 sind die mit der Marktsimulation des Gutachters für das Szenario B2 2025 ermittelten Austauschenergiemengen zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern denen der NEP-Simulation gegenübergestellt. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass Deutschland in der Simulation des Gutachters weniger elektrische Energie aus Skandinavien, insbesondere aus Dänemark, importiert. Zudem ist der Export von Deutschland nach Österreich geringer, wodurch in Summe ein Nettoimport aus Österreich vorliegt, während sich aus der NEP-Berechnung ein Nettoexport nach Österreich ergibt.

Die Abweichungen in den Marktsimulationsergebnissen sind nach Ansicht des Gutachters in erster Linie auf die oben erläuterten verschiedenen Ansätze zur Modellierung der CO<sub>2</sub>-Limitierung in der Marktsimulation zurückzuführen. Diese Einschätzung resultiert aus der Tatsache, dass sich die B1- und die B2-Szenarien ausschließlich hinsichtlich der Begrenzung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in Deutschland unterscheiden und die Differenzen zwischen den Ergebnissen der B1-Simulationen deutlich geringer ausfielen.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Um auszuschließen, dass die unterschiedlichen Marktsimulationsergebnisse nicht durch die Methodik, sondern aus unterschiedlich angenommenen Kraftwerkswirkungsgraden resultieren, wurde der CO<sub>2</sub>-Ausstoß des NEP-Kraftwerkseinsatzes seitens des Gutachters mit den eigens angenommenen Kraftwerkswirkungsgraden überprüft.



Abbildung 2.15 Vergleich der Austauschenergiemengen (in TWh) zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern für das Szenario B2 2025

# 3 Validierung zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Im Anschluss an die Marktsimulation analysieren die ÜBN im Rahmen der Netzsimulation etwaige Schwachstellen des Übertragungsnetzes hinsichtlich der resultierenden Transportaufgabe und bestimmen den folglich notwendigen Netzausbaubedarf. Die hierbei verwendeten Verfahren und Modelle werden im Folgenden zunächst kurz vorgestellt und bewertet. Anschließend werden einige Annahmen und Methoden der angewandten Netzsimulation kritisch diskutiert. Darüber hinaus werden die vorgeschlagenen Kriterien der ÜNB zur objektiven Bewertung identifizierter Ausbaumaßnahmen erörtert und eigene Kriterien vorgeschlagen.

#### Zusammenfassung der Kernergebnisse

- Der notwendige Netzausbaubedarf wird auf Basis methodisch fundierter, detaillierter Netzanalysen er mittelt. Positiv hervorzuheben ist die Anwendung des ausbauminimierenden NOVA Prinzips bei der Festlegung planerischer Handlungsmaßnahmen.
- Rahmen der Netzsimulation sind zu hinterfragen, insbesondere solche, die maßgeblichen Einfluss auf die berechnete Netzbelastung haben können. Hierunter fallen vor allem das Regelungskonzept der geplanten innerdeutschen HGÜ Systeme, bei dem die resultierenden HGÜ Betriebspunkte wesentlich von manuell zu wählenden Parametern abhängen, die Modellierung fiktiver Elemente zur Bereitstellung der notwen digen Blindleistung sowie die vereinfachte Berücksichtigung des FLM, durch welche das theoretische Belastungspotenzial der Freileitungen nicht vollstän dig ausgenutzt wird.

- Die Dokumentation der Netzsimulation im NEP sowie in den Begleitdokumenten ist zum Teil unvollständig.
   Folglich sind die Beweggründe für die fraglichen Aspekte nicht ersichtlich.
- Die vorgeschlagenen Bewertungskriterien der ÜNB erlauben eine objektive Beurteilung von Netzverstär kungs und Netzausbaumaßnahmen aus verschiedenen Perspektiven. Der Gutachter hat jedoch Verbesserungspotenzial hinsichtlich der Ausgestaltung eini ger Kriterien festgestellt und stellt in diesem Zusammenhang Weiterentwicklungen vor.

## 3.1 Systematisches Vorgehen im NEP

In diesem Unterkapitel wird das Vorgehen der ÜNB bei der Bestimmung notwendiger Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen sowie die hierbei verwendeten Grundsätze, Konzepte und Modelle zusammengefasst sowie abschließend kurz bewertet.

#### Vorgehen im NEP

In [7] definieren die ÜNB die Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. Hieraus geht als wesentlicher Grundsatz der Ausbauplanung im Rahmen des NEP hervor, dass die Netzsicherheit auch im (n-1)-Fall, also bei betriebsbedingter Abschaltung oder fehlerbedingtem Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels des Netzes, weiterhin jederzeit gewährleistet sein muss. Dies umfasst im Kern die Vermeidung dauerhafter Grenzwertverletzungen bezüglich der Spannungsbänder im Netz sowie der strombedingten thermischen Betriebsmittelbeanspruchungen.

Im NEP wird zur Analyse der Netzsicherheit vor allem das Verfahren der Leistungsflussberechnung eingesetzt. Dieses ermittelt die Knotenspannungen und Leistungs- bzw. Stromflüsse im Netz zu einem gegebenen Zeitpunkt in Abhängigkeit der Erzeugung und des Verbrauchs an jedem Netzknoten. Um die Gewährleistung der Netzsicherheit im (n-1)-Fall zu überprüfen, werden die Leistungsflüsse und die Spannungsbänder im Netz bei Ausfall einzelner Betriebsmittel des Netzes bestimmt und mit den Grenzwerten verglichen.

Die dabei untersuchten Zeitpunkte bzw. Netznutzungsfälle resultieren aus der Marktsimulation, sodass das Planungsjahr im Rahmen der Netzsimulation in 8.760 stationäre Zustände unterteilt wird.

Werden die Grenzwerte im Jahresverlauf nicht eingehalten, werden alternative planerische Handlungsmaßnahmen unter Anwendung des NOVA-Prinzips evaluiert. Das NOVA-Prinzip ("Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau") sieht vor, den tatsächlich notwendigen Ausbau des Netzes zu minimieren. Daher werden zur Behebung von Engpässen zunächst netzbezogene Optimierungsmaßnahmen, anschließend die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur und erst als letztes Mittel der Neubau von Netzinfrastrukturen, z.B. die Errichtung neuer Leitungstrassen, in Betracht gezogen. Netzbezogene Optimierungsmaßnahmen umfassen dabei zum einen die Leistungsflussteuerung durch die Wahl eines geeigneten Normalschaltzustands des Übertragungsnetzes sowie geeigneter Fahrweisen steuerbarer Betriebsmittel wie HGÜ-Systemen und PST, und zum anderen der Einsatz von FLM zur Berücksichtigung witterungsbedingt erhöhter Stromtragfähigkeiten von Freileitungen. Nicht berücksichtigt werden Änderungen des Schaltzustands in einzelnen Netznutzungsfällen sowie Eingriffe in den Markt wie der Redispatch von Kraftwerken oder das Einspeisemanagement von EE-Anlagen, da diese Maßnahmen von den ÜNB korrekterweise als kurzfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs aufgefasst werden.

Durch iterative Überprüfung der Netzsicherheit bei Modifikation des Netzes durch die bestimmten Netzausbau-, -verstärkungs- und -optimierungsmaßnahmen wird als Ergebnis der Netzausbauplanung das Zielnetz entwickelt, welches die Versorgungsaufgabe sicher gemäß den aufgestellten Planungsgrundsätzen erfüllen können soll. Um den Rechenaufwand zu reduzieren, werden in diesem Prozess nur diejenigen Netznutzungsfälle berücksichtigt, in denen das Netz besonders stark belastet ist und die somit den Ausbaubedarf des Netzes maßgeblich bestimmen.

Für die Netzsimulation setzen die ÜNB die Netzberechnungssoftware INTEGRAL der FGH GmbH ein, in welcher ein Netzmodell als Grundlage der Untersuchungen vorliegt. Das Modell stellt detailliert den kontinentaleuropäischen Synchronverbund dar. Das deutsche Übertragungsnetz sowie die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Netzteilnehmer sind realitätsgetreu dargestellt. D.h.

Schaltanlagen, Leitungen, Transformatoren, Kraftwerksblöcke, etc. sind als Einzelelemente mit all denjenigen Parametern modelliert, die für die Berechnungen notwendig sind. Die unterlagerte 110-kV-Netzebene wird ebenfalls, teilweise in Ersatzdarstellung, berücksichtigt. Die in der Marktsimulation ermittelten Einspeisezeitreihen der einzelnen Kraftwerksblöcke und die regionale EE-Erzeugung können ebenso wie die regionalen Lastzeitreihen entsprechenden Elementen im Netzmodell zugewiesen werden. Die Betriebsmittel des synchron verbundenen ausländischen Netzbereichs sind mit annähernd gleicher Detailtiefe wie im deutschen Netzbereich modelliert. Dagegen sind die in der Marktsimulation berücksichtigten Einzelanlagen (z.B. Kraftwerke, regionale EE) der ausländischen Marktgebiete nicht im Netzmodell dargestellt. Stattdessen sind pro Land mehrere Ersatzelemente modelliert, auf die die zeitpunktscharfe Gesamteinspeisung und -last des jeweiligen Landes über einen festen Partizipationsschlüssel aufgeteilt werden. Handelsflüsse aus nicht synchron verbundenen Marktbereichen werden an ihren Verknüpfungspunkten im Synchronverbund berücksichtigt.

Das Netzmodell sowie die einzelnen im NEP vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen wurden dem Gutachter und der BNetzA von Seiten der ÜNB im INTEGRAL-Format zur Verfügung gestellt. Die Daten konnten ohne Informationsverlust in die genutzte Simulationsumgebung des Gutachters importiert werden.

#### Bewertung

Insgesamt sind Methodik und Datengrundlage zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs infolge der durch den Szenariorahmen definierten Versorgungsaufgabe schlüssig und geeignet. Die durchgeführte Netzsimulation erlaubt prinzipiell eine angemessene Überprüfung der geltenden Planungsgrundsätze, jedoch sieht der Gutachter hinsichtlich einiger Aspekte der Netzsimulation Änderungsbedarf, wie im folgenden Unterkapitel diskutiert wird. Bei der Bestimmung notwendiger planerischer Handlungsmaßnahmen werden Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen erwogen, um den Neubau von Netzinfrastrukturen möglichst zu vermeiden. Das den Untersuchungen zugrunde liegende Netzmodell bildet in adäquater Weise das deutsche Übertragungsnetz und die restlichen relevanten Bestandteile des Energiesystems ab.

# 3.2 Einflussfaktoren auf die Netzbelastung

Die im NEP eingesetzte Netzsimulation der ÜNB wurde anhand der diesbezüglichen methodischen Ansätze der vom Gutachter verwendeten Netzsimulationsumgebung (vgl. Kapitel A) validiert. Bei der Validierung wurden hinsichtlich einiger Aspekte der NEP-Netzsimulation Verbesserungspotenziale sowie alternative methodische Ansätze festgestellt. Diese Aspekte können die simulierte Netzbelastung maßgeblich beeinflussen, welche wiederum grundlegend den notwendigen Netzausbaubedarf bestimmt. Daher werden diese Aspekte im Folgenden qualitativ diskutiert. Eine quantitative Untersuchung des jeweiligen Einflusses auf die Netzbelastung fand im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit nicht statt.

### 3.2.1 Konzepte zur Leistungsflusssteuerung

Die Leistungsflüsse im Drehstromnetz können durch die Wahl der Betriebspunkte steuerbarer Netzbetriebsmittel, wie HGÜ-Systeme und PST, sowie die Wahl des Netzschaltzustands erheblich beeinflusst werden. Folglich sind die hier gewählten Steuerkonzepte im Rahmen von Netzanalysen von besonderer Bedeutung. Vorab ist festzuhalten, dass der Gutachter eine ausführlichere Dokumentation der verwendeten Steuerkonzepte in den zukünftigen NEP empfiehlt. Momentan wird zwar auf ihre Bedeutung für die Netzsimulation hingewiesen, wie die Berücksichtigung dieser Aspekte als netzoptimierende Maßnahmen des NOVA-Prinzips belegt. Jedoch wird weder im NEP noch in den Begleitdokumenten beschrieben, welche expliziten Zielstellungen hierbei in der Netzsimulation verfolgt werden und insbesondere nicht, mit welchen Verfahren diese Zielstellungen erreicht werden.

### Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Die Wirkleistung, die über eine HGÜ-Verbindung transportiert wird, kann innerhalb der technischen Grenzen des HGÜ-Systems beliebig eingestellt werden. Die im NEP geplanten innerdeutschen HGÜ-Verbindungen sollen dazu genutzt werden, das regionale Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch durch den Transport der Leistung über lange Strecken, vornehmlich aus dem windstarken

Norden in den verbrauchsstarken Süden, auszugleichen. Zu diesem Zweck setzen die ÜNB zur Bestimmung der wirkleistungsbezogenen Arbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen die Spannungswinkeldifferenzregelung ein. Bei dieser ergibt sich der Arbeitspunkt einer HGÜ-Leitung aus der Multiplikation der Differenz der Spannungswinkel ihrer Anschlussknoten im Drehstromnetz mit einem Proportionalitätsfaktor. Dabei werden die Spannungswinkel zunächst durch eine Leistungsflussrechnung bei Neutralstellung der HGÜ-Leitungen (keine Wirkleistungsübertragung) bestimmt.

Prinzipiell ist dieses Verfahren zielführend, da sich so ein Leistungstransport vom erzeugungsstärkeren Knoten (mit "voreilendem" Spannungswinkel) zum erzeugungsschwächeren Knoten (mit "nacheilendem" Spannungswinkel) einstellt. Jedoch ist die Transporthöhe beliebig durch den manuell zu wählenden Proportionalitätsfaktor regelbar. Die Vorgehensweise der ÜNB zur Bestimmung der Faktoren für die einzelnen HGÜ-Verbindungen ist nicht bekannt. Zudem ist eine Neuparametrierung dieser Faktoren bei jeder wesentlichen Veränderung im Netz notwendig. In diesem Zusammenhang ist von Nachteil, dass das Verfahren die kollektive Wirkung aller derart geregelten HGÜ-Systeme nicht implizit berücksichtigen kann.

Alternativ zum Spannungswinkeldifferenz-Regelungsverfahren wurde seitens des Gutachters ein Verfahren eingesetzt, bei dem die Wirkleistungsbetriebspunkte interner HGÜ-Systeme mithilfe eines "Optimal Power Flow"-(OPF)-Verfahrens bestimmt werden (vgl. Abschnitt A.2.3). Hierbei wird explizit durch die Zielfunktion des formulierten Optimierungsproblems die Zielstellung verfolgt, das Drehstromnetz, insbesondere weiträumige Drehstromkorridore, zu entlasten.

#### **Phasenschiebertransformatoren**

Durch Anpassung der Stufenstellerpositionen von Phasenschieberbzw. querregelbaren Transformatoren können die Wirkleistungsflüsse im Netz ebenfalls beeinflusst werden. In der Regel sind diese Betriebsmittel an Grenzkuppelstellen im Netz installiert und verhindern hier ungewollte Ring- und Transitflüsse durch benachbarte Netzgebiete. Dementsprechend werden sie in der Netzsimulation des NEP mit der Zielstellung eingesetzt, die physikalischen Flüsse im Netz an die Handelsflüsse zwischen den Marktgebieten anzu-

gleichen. Hierfür werden vorab zur Netzsimulation die Stufenstellerpositionen mithilfe einer Optimierung bestimmt. Die genaue Ausgestaltung dieses Verfahrens ist jedoch nicht bekannt. Vom Gutachter wird die gleiche Zielstellung mithilfe eines weiteren OPF-Modells verfolgt (vgl. Abschnitt A.2.3).

#### **Schaltzustand**

Der Schaltzustand bestimmt die Topologie des Netzes und beeinflusst somit entscheidend den Leistungsfluss. Für die Netzsimulation legen die ÜNB pro Szenario einen Netznormalschaltzustand in Abhängigkeit der zu beherrschenden Übertragungsaufgabe des Szenarios fest. Gemäß dem NOVA-Prinzip soll hierdurch das bestehende Netz optimal ausgenutzt werden. Der Normalschaltzustand wird in den einzelnen Netznutzungsfällen nicht zur Auflösung von Engpässen angepasst, da Schalthandlungen der Netzbetriebsführung vorbehalten sind. Dieses Vorgehen wird vom Gutachter befürwortet, jedoch sind die genaue Zielstellung und die Umsetzung des Verfahrens zur Bestimmung des jeweiligen Normalschaltzustands nicht bekannt und sollten daher zukünftig transparent dokumentiert werden.

## 3.2.2 Modellierungsaspekte

Exakte Analysen der Netzbelastung erfordern eine hohe Modellierungsgüte aller einflussnehmenden Faktoren. Generell ist eine solche Modellierungsgüte für die Netzsimulation der ÜNB gegeben. Dennoch könnten nach Ansicht des Gutachters drei wesentliche Aspekte, das FLM, die Erzeugungs- und Lastverteilung im Ausland sowie die notwendige Blindleistungsbereitstellung, genauer modelliert werden.

#### Freileitungsmonitoring

Zur Berücksichtigung witterungsabhängiger Stromtragfähigkeiten von Freileitungen teilen die ÜNB Deutschland zunächst regional in drei Zonen ein (vgl. Abbildung 3.1). Abhängig von der jeweiligen Zone, in der die Freileitungen verlaufen, wird in Situationen hoher Windeinspeisung eine bezogen auf den Leiterseilnennstrom maximale Auslastung von 150 % (nördliche Zone), 130 % (mittlere Zone) und 110 % (südliche Zone) sowie von 140 %, 120 % und 105 % in Situationen mittlerer Windeinspeisung zugelassen. Ausnahmen gelten für Leitungen, die bspw. aufgrund der Mast- oder Fundament-

konstruktion eine niedrigere maximale Strombegrenzung aufweisen. Zudem wird aus Gründen der dynamischen Stabilität ein maximaler Grenzstrom von 3.600 A zugelassen. Nach den ÜNB sind Situationen hoher Windeinspeisung durch eine zeitgleiche Einspeisung aller WEA in der nördlichen und mittleren Zone von mindestens 80 % ihrer Nennleistung gekennzeichnet. Für Situationen mittlerer Windeinspeisung gilt der Bereich zwischen 50 % und 80 %.

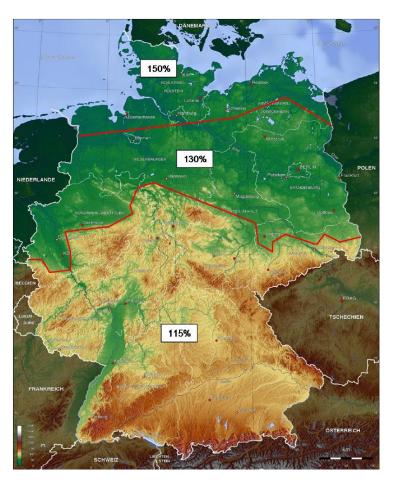


Abbildung 3.1 Maximale relative Stromtragfähigkeit von Freileitungen durch den Einsatz von FLM nach der Methode des NEP [7]

Somit wird über die Einspeisung von WEA sowie die zonale Lage der Freileitungen indirekt auf die Windverhältnisse geschlossen, die maßgeblich für die Kühlung der Leiterseile und somit das Belastungspotenzial sind. Diese indirekte Vorgehensweise kann zu Ungenauigkeiten im Hinblick auf die exakten Windverhältnisse entlang der Leitungstrassen führen. Folglich könnte das tatsächliche Belastungspotenzial von Freileitungen sowohl unter- als auch überschätzt werden. Zudem ist nicht objektiv nachvollziehbar, wie und

warum die Grenzwerte für die maximalen Belastungen in den einzelnen Zonen sowie die Indikatoren für die verschiedenen Einspeisesituationen gewählt wurden. Aus Sicht des Gutachters erscheint der gewählte Ansatz eher konservativ, insbesondere in der südlichen Zone wird das volle Potenzial durch FLM nicht ausgenutzt. Es ist zu mutmaßen, dass durch dieses Vorgehen Sicherheitsreserven für den Netzbetrieb eingeplant werden. Falls dies zutrifft, ist eine nachvollziehbare Modellierung solcher Überlegungen in der Methodik jedoch unumgänglich.

Unabhängig davon sieht der Gutachter die Notwendigkeit einer Verbesserung der Methodik, sollte das FLM in der Netzausbauplanung weiter berücksichtigt werden. Eine genauere Alternative stellt bspw. die direkte Berechnung der Stromtragfähigkeiten von Freileitungen in Abhängigkeit der lagegenauen Winddaten dar, welche ohnehin bereits bei der Ermittlung der Einspeisezeitreihen von WEA verwendet werden. In Abschnitt A.2.4 wird eine solche Modellierung vorgestellt.

#### Blindleistungsbereitstellung

Im NEP und in den Planungsgrundsätzen wird die Gewährleistung zulässiger Spannungsbänder im Netz als eines der Hauptkriterien bei der Analyse der Netzsicherheit definiert. Damit diese innerhalb der definierten zulässigen Grenzen liegen, ist ein ausgeglichener Blindleistungshaushalt im Netz erforderlich. Im Netzmodell sind als Blindleistungssenken Lastelemente mit einem festen  $\cos \varphi_{ind}$  modelliert. Zudem kann das Drehstromnetz selbst, je nach Belastungszustand, als Blindleistungssenke oder -quelle auftreten. Die Blindleistungsbereitstellung erfolgt durch konventionelle Erzeugungseinheiten, Umrichter der HGÜ-Systeme und Blindleistungskompensationsanlagen, jedoch sind an vielen Netzknoten auch Spannungsquellen modelliert, die sowohl induktiv als auch kapazitiv unbegrenzt Blindleistung bereitstellen können.

Für diese Elemente können im NEP keine physischen Entsprechungen gefunden werden. Da sie jedoch aktiv in den Blindleistungshaushalt eingreifen, ist fraglich, ob die Modellierung überhaupt Rückschlüsse in Hinsicht auf das diskutierte Planungskriterium erlaubt. Es ist anzunehmen, dass mit dieser Vorgehensweise Konvergenzprobleme bei den Leistungsflussberechnungen vermieden werden, um den Planungsprozess zu vereinfachen. In diesem Zu-

sammenhang ist zu beachten, dass Spannungsprobleme im Gegensatz zu weiträumigen Engpässen im Netz eher durch lokale (Punkt-)Maßnahmen behoben werden können. Dennoch besteht hier ein Widerspruch zwischen dem Vorgehen, welches im NEP und den Begleitdokumenten beschrieben wird, und dem tatsächlich angewandten Vorgehen.

#### Auslandsmodellierung

Wie bereits in Unterkapitel 3.1 beschrieben, werden die in der Marktsimulation bestimmten Einspeise- und Lastzeitreihen der ausländischen Marktgebiete nicht verursachungsgerecht entsprechenden Elementen im Netzmodell für bspw. einzelne Kraftwerke oder die regionale EE-Erzeugung zugewiesen. Stattdessen werden mit einem festen Schlüssel Gesamterzeugung und -verbrauch der Marktgebiete auf Ersatzelemente im Netzmodell aufgeteilt. Auf Nachfrage wurde dies von den ÜNB damit begründet, dass im Rahmen des internationalen Informationsaustauschs Daten über den Zu- und Abbau von Kraftwerken im Ausland nur mit erheblichen Unsicherheiten und über die Einspeisung aus unterlagerten Spannungsebenen gar nicht oder nur teilweise vorhanden seien. Folglich repräsentierten die Ersatzelemente nur bekannte zukünftige Kraftwerke und Lastzentren als auch aus heutiger Sicht fehlende Erzeugungseinheiten, welche für ein robustes Konvergenzverhalten des ausländischen Netzbereichs flächendeckend an gut vermaschten Netzknoten eingefügt seien. Auch wenn Untersuchungen des ausländischen Netzbereichs somit nicht möglich seien, sei die gewählte Modellierung im Rahmen des NEP mit Fokus auf die Planung des deutschen Netzes sachgerecht, weil die Handelssaldi der benachbarten Marktgebiete in der Netzsimulation für jede Stunde berücksichtigt würden. Dieser Standpunkt ist nachvollziehbar, jedoch vernachlässigt er, dass die genauen Auslastungen der Grenzkuppelleitungen, insbesondere im Falle von mehreren Grenzübergängen, verzerrt werden. In welchem Maße ist allerdings unbekannt.

## 3.3 Bewertungskriterien für Ausbaumaßnahmen

Die Identifizierung zielgerichteter Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen zur nachhaltigen Bewältigung der Versorgungsaufgabe ist aufgrund der vielfältigen Einflüsse in den vorgehenden Schritten des gesamten Planungsprozesses sowie weiterer Rahmenbedingungen wie der gesellschaftlichen Akzeptanz des Netzausbaus hochkomplex. Ohne die Anwendung nachvollziehbarer, mathematischer Kriterien, anhand derer der Nutzen der gefundenen Lösungen objektiv festgestellt werden kann, besteht die Gefahr einer nicht sachgerechten Beurteilung der einzelnen Maßnahmen, was sowohl zu einem zu langsamen als auch zu einem überdimensionierten Netzausbau führen könnte.

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Unterkapitel zunächst verschiedene Bewertungskriterien diskutiert, deren Anwendung im Rahmen des NEP-Prozesses bereits erfolgt oder deren Anwendung für zukünftige NEP vorgesehen ist bzw. vorgeschlagen wird. Im Anschluss werden verschiedene Netzkennzahlen und darauf aufbauende Bewertungskriterien des Gutachters vorgestellt, die eine Weiterentwicklung der diskutierten techno-ökonomischen Kriterien darstellen.

# 3.3.1 Diskutierte und angewandte Bewertungskriterien

Nachfolgend werden verschiedene Kriterien zur Bewertung und Prüfung von Netzausbauprojekten der BNetzA, der ÜNB sowie des Gutachters des NEP 2014 (BET) diskutiert.

#### Prüfkriterien der BNetzA

Im Rahmen der Prüfung des NEP führt die BNetzA eine individuelle Bewertung der einzelnen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen durch und stellt somit ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit fest. Die Bewertung erfolgt anhand der Prüfkriterien "Wirksamkeit", "Erforderlichkeit" und "sonstige Erwägungen" (vgl. [8]-[9]), die im Folgenden kurz erläutert werden.

Die Wirksamkeit ("100 %-Kriterium") einer Maßnahme ist gegeben, wenn der (n-1)-sichere Betrieb des Übertragungsnetzes nur mit Umsetzung dieser Maßnahme gewährleistet werden kann. Zur Prüfung des Kriteriums wird ein Vorgehen analog zur sog. TOOT-Methode (Take Out One at the Time) der ENTSO-E angewandt, d.h. es werden zunächst Leistungsflussrechnungen im Netzgrundzustand und den (n-1)-Situationen für alle Netznutzungsfälle des Betrachtungsjahres mit dem Zielnetz ohne Berücksichtigung der jeweiligen Maßnahme durchgeführt. Hierbei wird die Wirksamkeit bzw. Notwendigkeit der jeweiligen Maßnahme bereits ausgeschlossen, falls keine Betriebsmittelüberlastungen in dem von der Maßnahme betroffenen Netzgebiet vorhanden sind, da der (n-1)-sichere Betrieb des Netzes somit auch ohne ihre Umsetzung möglich ist. Falls Überlastungen existieren, werden die Berechnungen unter Hinzunahme der Maßnahme erneut durchgeführt und es wird überprüft, ob hierdurch zumindest ein Engpass in einem Netznutzungsfall behoben wird. Wenn dies der Fall ist, wird die Wirksamkeit der Maßnahme festgestellt.

Darüber hinaus sind Maßnahmen im Sinne des Kriteriums ebenfalls dann wirksam, wenn sie einer der folgenden drei sonstigen Erwägungen genügen:

- Erbringung eines energiewirtschaftlichen Nutzens (nach Ten-Year Network Development Plan, kurz: TYNDP) aufgrund einer Erhöhung der Grenzkuppelkapazität zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten
- Begrenzung von Ringflüssen, welche ausländische Netze belasten
- Auflösung von Engpässen in der Verteilnetzebene, welche ansonsten nur mit erheblichen Aufwand behoben werden könnten

Die Erforderlichkeit ("20 %-Kriterium") einer Maßnahme ist gegeben, wenn die im Rahmen der Maßnahme verstärkten bzw. hinzugefügten Netzbetriebsmittel über eine Mindestauslastung im Planungsjahr verfügen, d.h. konkret in mindestens einer Stunde des Betrachtungszeitraums im (n-0)-Fall zu 20 % oder mehr ausgelastet werden. Zur Prüfung des Kriteriums werden Leistungsflussrechnungen mit dem vollständigen Zielnetz im Netzgrundzustand für alle

Netznutzungsfälle des Jahres durchgeführt. Anhand der resultierenden Auslastungen der Netzbetriebsmittel wird die Einhaltung des Kriteriums festgestellt.

#### Bewertungskriterien der ÜNB im NEP 2025

In [10] stellen die ÜNB fünf Bewertungskriterien vor, anhand derer die im NEP identifizierten Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen hinsichtlich ihrer Wirkung charakterisiert werden können. Ziel ist es, mithilfe dieser Kriterien die Wirksamkeit und den Nutzen der Maßnahmen aus unterschiedlichen Perspektiven objektiv zu ermessen und somit eine Grundlage für die Identifizierung von vorrangig umzusetzenden Maßnahmen, sog. Vorzugsmaßnahmen, zu schaffen. Die Kriterien wurden dabei in erster Linie zur Bewertung innerdeutscher Maßnahmen konzipiert, deren technische Notwendigkeit bereits im Rahmen von (n-1)-Analysen durch die ÜNB festgestellt wurde.

Das Kriterium "Transportaufgabe: Ausfälle / Überlastungen" misst die Wirksamkeit einer Maßnahme bezüglich ihres Beitrages zur Gewährleistung der Netzsicherheit. Hierbei wird entsprechend der TOOT-Methode die Bedeutung der jeweiligen Maßnahme für das vollständig ausgebaute Zielnetz bewertet, indem für alle Netznutzungsfälle des Betrachtungsjahres (n-1)-Berechnungen für das Zielnetz sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung der betrachteten Maßnahme durchgeführt werden. Anhand der vergleichenden Berechnungen wird zum einen die Anzahl an (n-1)-Überlastfällen bestimmt, die durch die jeweilige Maßnahme verhindert werden. Zum anderen wird das Ausmaß der Entlastungen, die durch die jeweilige Maßnahme erzielt wird, als sog. "Score" mittels folgender Formel ermittelt (vgl. [10]):

$$Score = \sum_{i=1}^{Anzahl} \sum_{j=1}^{Anzahl} \sum_{t=1}^{anzahl} \left[ \left( a_{i,j,t} \right)_{(m-1)} - \left( a_{i,j,t} \right)_{(m)} \right],$$
 
$$\forall \left( a_{i,j,t} \right)_{(m-1)} > 100\% \ \land \left( a_{i,j,t} \right)_{(m)} \leq 100\%$$

mit:

- $\alpha_{i,j,t}$ : prozentuale Auslastung des Zweigs i bei Ausfall eines Stromkreises des Zweigs j zum Zeitpunkt t [%]
- m-1: Zielnetz ohne jeweilige Maßnahme
- m: vollständiges Zielnetz

Dabei geht die Entlastung eines Zweiges nur dann in den Score der Maßnahme ein, wenn der jeweilige Zweig ohne Berücksichtigung der jeweiligen Maßnahme überlastet ist und diese Überlastung durch Hinzunahme der Maßnahme aufgelöst wird.

Anhand der Kriterien "Vermiedener Redispatch" und "Vermiedenes EE-Einspeisemanagement" wird die Wirksamkeit von Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen hinsichtlich der eingesparten Redispatch- und EE-Abregelungsmenge bewertet. Zur Berechnung dieser Kriterien werden Engpassmanagementsimulationen für das Ausgangsnetz sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung der jeweils betrachteten Maßnahme durchgeführt (sog. PINT-Methode (Put IN one at the Time)). Hierbei werden die jeweiligen zur Gewährleistung der Netzsicherheit notwendigen Redispatchmengen konventioneller Erzeuger und Speicher sowie der jeweilig notwendige Umfang des EE-Einspeisemanagements ermittelt. Die durch die jeweilige Maßnahme vermiedene Redispatchmenge und das unterbliebene Einspeisemanagement von EE-Anlagen ergeben sich dann durch Differenzbildung zwischen den Ergebnissen der Referenzsimulation (Ausgangsnetz ohne Maßnahme) und den Simulationsergebnissen mit der jeweiligen Maßnahme. Um bei diesen Kriterien auch die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Maßnahmen abzubilden, wird von den ÜNB ein iteratives Verfahren angewandt. Dieses sieht vor, zunächst jede Maßnahme entsprechend des obigen Vorgehens zu bewerten. Die n Maßnahmen, die hinsichtlich der Vermeidung von Redispatch und EE-Einspeisemanagement den größten Effekt erzielen, werden anschließend dem Ausgangsnetz hinzugefügt. Auf Grundlage des neuen Netzausbauzustands werden dann in einem nächsten Iterationsschritt erneut die übrigen Maßnahmen bewertet und die n wirksamsten Maßnahmen in das Netz übernommen. Dieses Verfahren wird solange wiederholt, bis schließlich alle Maßnahmen zugebaut sind.

Anhand des Kriteriums "Planungsrobustheit" werden Maßnahmen hinsichtlich ihrer Robustheit gegenüber veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bewertet. Hierzu wird gezählt, wie oft die jeweilige Maßnahme in allen bisherigen NEP seitens der ÜNB als notwendig identifiziert wurde. Dieser Vorgehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass die verschiedenen Szenarien der NEP mögliche zukünftige Entwicklungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen weitestgehend abdecken.

Die bisher vorgestellten Kriterien erlauben eine Beurteilung der Maßnahmen in Abhängigkeit der untersuchten Szenarien. Dahingegen erfolgt durch das Kriterium "NOVA" eine szenariounabhängige Bewertung hinsichtlich des Umsetzungsaufwands der Netzausbauprojekte. Entsprechend des NOVA-Prinzips werden hierbei Netzverstärkungsmaßnahmen positiver bewertet als Netzausbaumaßnahmen. Bei Letzteren wird nochmals zwischen Neubauten von Leitungen in bestehender und Neubauten von Leitungen in neuer Trasse unterschieden.

#### **BET-Überlastungsindex**

Im Rahmen des NEMO IV-Gutachtens [11] wurde seitens BET der sog. "Überlastungsindex" vorgestellt. Hierbei handelt es sich um eine (quantitative) Netzkennzahl, die die gesamte Überlastung eines Netzes zusammenfassend beschreibt.

Zur Ermittlung des Überlastungsindex werden zunächst überlastete Leitungen im Netzgrundzustand identifiziert. Für jeden Netznutzungsfall bzw. simulierten Zeitpunkt werden die absoluten Überlastungen dieser Leitungen jeweils mit der Länge gewichtet aufsummiert. Anschließend erfolgt eine Summenbildung über alle betrachteten Netznutzungsfälle:

$$\ddot{\text{U}}Index \ [GW \cdot km] = \sum_{t=1}^{8.760} \sum_{i=1}^{Anzahl} \left( \left( a_{i,t} - a^{\max} \right) \cdot S_{i,t}^{\max} \cdot l_i \right) \ \forall \ a_{i,t} > a^{\max}$$

mit:

α<sub>i,t</sub>: relative Auslastung der Leitung i zum Zeitpunkt t

•  $a^{\text{max}}$ : zulässige relative Grenzauslastung

•  $S_{i,t}^{\max}$ : übertragbare Leistung von Leitung i in t [GW]

•  $l_i$ : Länge von Leitung i [km]

Maßgeblich für die so ermittelte Kennzahl ist die Wahl der Grenzauslastung  $a^{\max}$  von Leitungen, welche definiert, ab wann eine Überlastung festgestellt wird. Um das (n-1)-Kriterium zu berücksichtigen, wird die Grenzauslastung zur Abschätzung der Belastung im (n-1)-Fall seitens BET auf 70 % gesetzt.

Die Bewertung einzelner Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen hinsichtlich ihrer Wirkung auf Netzüberlastungen kann dann durch den Vergleich der Überlastungsindizes von zwei Netzvarianten (mit und ohne die jeweilige Maßnahme) erfolgen.

### 3.3.2 Bewertungskriterien des Gutachters

In Kenntnis der vorangegangen erläuterten Kenngrößen und Bewertungskriterien wurden durch den Gutachter eigene Kennzahlen zur Bewertung der Netzbelastung bzw. der Wirksamkeit von Maßnahmen entwickelt. Diese zielen auf eine Weiterentwicklung bzw. Präzisierung der bestehenden technisch-wirtschaftlichen Bewertungskriterien ab und werden im Folgenden vorgestellt.

#### Überlast-Wirksamkeit

Analog zum NEP-Kriterium "Transportaufgabe: Ausfälle / Überlastungen" wird anhand des Kriteriums "Überlast-Wirksamkeit" der Beitrag einer Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahme zur Gewährleistung der Netzsicherheit bewertet.

Die Grundlage für dieses Kriterium bilden zwei Netzkennzahlen (Überlastkenngrößen), die zum einen die Häufigkeit und zum anderen das Ausmaß von Überlasten im Netz beschreiben.

Relevant für die Berechnung dieser beiden Kennzahlen ist die absolute Überlast der einzelnen Zweige, welche entweder bereits im Netzgrundzustand vorliegt oder durch Ausfall eines Stromkreises eines anderen Zweigs, also im (n-1)-Fall, auftritt. Für jeden Zweig wird die absolute Überlast anhand der momentan transportierten (Schein-)Leistung und seiner diesbezüglichen maximalen Kapazität wie folgt ermittelt:

$$\beta_{i,(j,)t} = max(0, |S_{i,(j,)t}| - S_{i,(j,)t}^{\max})$$

mit:

•  $\beta_{i,(j,)t}$ : absolute Überlast des Zweigs i (bei Ausfall eines Stromkreises des Zweigs j) zum Zeitpunkt t [MVA]

•  $S_{i,(j,)t}$ : transportierte (Schein-)Leistung des Zweigs i (bei Ausfall eines Stromkreises des Zweigs j) zum Zeitpunkt t [MVA]

•  $S_{i,(j,)t}^{\max}$ : maximale Kapazität des Zweigs i (bei Ausfall eines Stromkreises des Zweigs j) zum Zeitpunkt t [MVA] <sup>3</sup>

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Die zeitpunktabhängige Komponente der maximalen Kapazität ermöglicht eine Berücksichtigung von FLM.

Die Überlasthäufigkeit bzw. die **A**nzahl an **Ü**berlasten in einem Netz  $A\ddot{U}$  ist darauf aufbauend wie folgt definiert:

$$A\ddot{\mathbf{U}} = \sum_{i=1}^{Anzahl} SK_i \cdot \sum_{t=1}^{8.760} \left\{ \begin{array}{l} 1, falls & \beta_{i,t} > 0 \\ 0 \ sonst \end{array} \right. \quad \forall \quad \exists \ j \in Ausfallelemente: \beta_{i,j,t} > 0 \\ \\ \begin{array}{l} \text{(n-0)-Fall} \\ \text{überlastet} \end{array} \quad \text{mind. ein (n-1)-Fall} \\ \\ \begin{array}{l} \text{überlastet} \end{array}$$

mit:

SK<sub>i</sub>: Anzahl der Stromkreise des Zweigs i

Entsprechend der angegebenen Formel geht jeder Zweig in jedem betrachteten Zeitschritt mit der Anzahl seiner Stromkreise in die Kennzahl mit ein, sofern er in diesem Zeitschritt entweder bereits im Netzgrundzustand oder in mindestens einem (n-1)-Fall überlastet ist. Dies bedeutet, dass jeder Zweig maximal entsprechend der Anzahl an simulierten Zeitschritten, bei einer stundenscharfen Ganzjahresbetrachtung also 8.760-mal, als überlastet gewertet werden kann. Die Gewichtung mit der Anzahl seiner Stromkreise erfolgt, da im Überlastfall alle Stromkreise des Zweigs überlastet sind und somit die Bedeutung des Zweigs berücksichtigt wird.

Das Ausmaß der Überlasten im Netz wird mithilfe der sog. (gewichteten) Netzüberlast  $GN\ddot{U}$  wie folgt beschrieben:

$$\begin{array}{c} \textit{GN\"{U}}\left[\textit{MVA}\cdot\textit{km}\right] = \sum_{i=1}^{\textit{Anzahl}} \underbrace{l_i \cdot \sum_{t=1}^{8.760} \left( \beta_{i,t} + \sum_{j=1}^{\textit{Anzahl}} \max(\beta_{i,j,t} - \beta_{i,t}, 0) \cdot \textit{SK}_j \right) }_{\text{Überlast}} \\ \text{Überlast} \quad \text{zus\"{atzliche}} \quad \text{Überlasten aller} \\ \text{im (n-0)-Fall} \quad \text{(n-1)-F\"{alle}} \end{array}$$

mit:

l<sub>i</sub>: Länge von Zweig i [km]

Im Vergleich zum BET-Überlastungsindex erfolgt bei dieser Netzkennzahl eine direkte Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums. Für jeden Zweig werden über alle Netznutzungsfälle neben der ggf. bereits im Netzgrundzustand vorliegenden Überlast auch die in den einzelnen (n-1)-Fällen auftretenden darüber hinaus gehenden Überlasten aufsummiert. Durch die explizite Berücksichtigung etwaiger Überlasten im (n-0)-Fall wird verhindert, dass bereits im Netzgrundzustand überlastete Zweige unverhältnismäßig hoch in die Kennzahl eingehen. Darüber hinaus kann – analog zum BET-Überlastungsindex – eine Gewichtung der summierten Überlast mit der Länge des jeweiligen Zweigs erfolgen, um Überlasten auf weiträumigen Drehstromkorridoren gegenüber lokalen Engpässen stärker zu gewichten und somit überregionale Versorgungsaufgaben stärker zu betonen.

Beide definierten Netzkennzahlen ermöglichen eine zweig- und zeitpunktscharfe Analyse des Netzbelastungszustands und können somit im Rahmen der Netzanalyse, bspw. bei der Auswahl auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle oder der Identifizierung besonders kritischer Leitungen, behilflich sein.

Zur Bewertung einzelner Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen hinsichtlich ihrer Überlast-Wirksamkeit werden die vorgestellten Netzkennzahlen (Überlastkenngrößen) jeweils für zwei Netzkonfigurationen ermittelt. Bei der im Folgenden mit dem Index "0" bezeichneten Referenzkonfiguration handelt es sich je nach gewählter Bewertungsmethode entweder um das Ausgangsnetz (PINT-Methode) oder das Zielnetz (TOOT-Methode) ohne die zu bewertende Maßnahme. Dahingegen wird mit dem Index "k" entweder das Ausgangsnetz mit der entsprechenden Maßnahme k oder das vollständige Zielnetz inklusive dieser Maßnahme bezeichnet.

Aus den berechneten Überlasthäufigkeiten beider Netzkonfigurationen wird der Indikatorwert  $Ind_k^{A\ddot{U}}$  der Maßnahme k wie folgt bestimmt:

$$Ind_k^{A\ddot{\mathbf{U}}} = \frac{A\ddot{\mathbf{U}}_0 - A\ddot{\mathbf{U}}_K}{A\ddot{\mathbf{U}}_0}$$

Dieser gibt die prozentuale Verminderung der Überlasthäufigkeit an, die durch die Umsetzung der jeweiligen Maßnahme k erzielt wird. Folglich wird eine Verminderung nur dann erzielt, wenn die jeweilige Maßnahme zum vollständig (n-1)-sicheren Betrieb eines Zweigs in mindestens einem Netznutzungsfall führt.

Analog wird darüber hinaus der Indikator  $Ind_k^{GN\ddot{U}}$  ermittelt, der die prozentuale Verminderung des Ausmaßes der Überlasten durch die umgesetzte Maßnahme k ausweist:

$$Ind_{k}^{GN\ddot{\mathbf{U}}} = \frac{GN\ddot{\mathbf{U}}_{0} - GN\ddot{\mathbf{U}}_{K}}{GN\ddot{\mathbf{U}}_{0}}$$

Die Berechnung dieses Indikatorwertes kann sowohl unter Berücksichtigung der längengewichteten als auch der ungewichteten Netzüberlast erfolgen.

Abgesehen von dem mathematischen Bezug auf den Referenzwert ist der Indikator  $Ind_k^{GN\ddot{U}}$  direkt vergleichbar mit dem "Score" des NEP-Kriteriums "Transportaufgabe: Ausfälle / Überlastungen". Im Vergleich bieten sich allerdings zwei wesentliche Vorteile. Zum einen wird die Bedeutung des entlasteten Zweigs hinsichtlich seiner Transportaufgabe im Netz berücksichtigt, in dem sowohl die Höhe des Transits als auch die Transportdistanz betrachtet werden. Zum anderen werden nicht nur vollständige Auflösungen von Überlasten berücksichtigt, sondern auch die generell entlastende Wirkung von Maßnahmen.

#### **Engpassmanagement-Wirksamkeit**

In Anlehnung an die NEP-Kriterien "Vermiedener Redispatch" und "Vermiedenes EE-Einspeisemanagement" wird anhand des Kriteriums "Engpassmanagement-Wirksamkeit" der Nutzen von Netzverstärkungs- und Netzausbauvorhaben hinsichtlich der Vermeidung betrieblicher Eingriffsmaßnahmen und der damit verbundenen Kosten bewertet.

Konkret wird der Umfang an Engpassmanagementmaßnahmen ermittelt, welcher ohne die Umsetzung der Netzverstärkungs- bzw. Netzausbauvorhaben zur Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig wäre. Für diese Ermittlung werden Engpassmanagementmodelle eingesetzt, die auf Basis eines Marktergebnisses und eines gegebenen Netzausbauzustands die kostenminimalen Eingriffsmaßnahmen zur Auflösung von Engpässen unter Beachtung der nach § 13 EnWG vorgeschriebenen Maßnahmenreihenfolge bestimmen. Demnach werden zunächst netzbezogene Maßnahmen (z.B. Netzschaltungen, Änderungen der Betriebspunkte lastflusssteuernder Netzelemente), dann marktbezogene Maßnahmen (z.B. strombedingter Redispatch, Aktivierung ab- und zuschaltbarer Lasten) und schließlich Notmaßnahmen (Einspeisemanagement von EE- und KWK-Anlagen) in Betracht gezogen.

Ziel des Kriteriums ist es, die Wirkung einzelner Netzverstärkungsund Netzausbauvorhaben auf den notwendigen Umfang der jeweils eingesetzten Engpassmanagementmaßnahmen und die resultierenden Gesamtkosten des Engpassmanagements zu quantifizieren. Hierzu werden die diesbezüglichen Werte zum einen für eine Netzkonfiguration ohne das jeweilige Vorhaben (Netzkonfiguration "0") und zum anderen für eine Netzvariante mit dem jeweiligen Vorhaben (Netzkonfiguration "*k*") bestimmt.

Aus diesen Berechnungen werden dann die folgenden Indikatoren ermittelt, welche in ihrer Gesamtheit die Wirksamkeit der einzelnen Netzausbauvorhaben im Hinblick auf die Reduzierung von Engpassmanagement beschreiben.

Der Indikator  $Ind_k^{RM}$  gibt die durch das Vorhaben k prozentual vermiedene Redispatchmenge an:<sup>4</sup>

$$Ind_k^{RM} = \frac{RM_0 - RM_K}{RM_0}$$

Ergänzend zum Redispatch-Indikator beziffert der Indikator  $Ind_k^{LM}$  den mithilfe des Vorhabens k prozentual eingesparten Umfang an Lastmanagement:<sup>5</sup>

$$Ind_k^{LM} = \frac{LM_0 - LM_K}{LM_0}$$

Darüber hinaus gibt der Indikator  $Ind_k^{EM}$  die prozentual vermiedene Abregelung von EE- und KWK-Anlagen durch das Vorhaben k an:

$$Ind_k^{EM} = \frac{EM_0 - EM_K}{EM_0}$$

Die vorgestellten Indikatoren weisen die vermiedenen Engpassmanagementmengen der jeweiligen Netzausbaumaßnahmen aus und ähneln somit in ihrer Definition den NEP-Kriterien "Vermiedener Redispatch" und "Vermiedenes EE-Einspeisemanagement".

 $<sup>^4</sup>$  Die zugrundeliegenden Redispatchmengen der beiden Netzkonfigurationen  $RM_0$  und  $RM_K$  setzen sich jeweils aus der absoluten Summe aus der gesamten Einspeisereduzierung und der gesamten Einspeiseerhöhung von konventionellen Kraftwerken und Speichern zusammen.

 $<sup>^5</sup>$  Analog zu  $^4$  stellt hierbei der für die jeweiligen Netzkonfigurationen ermittelte Umfang des Lastmanagements  $LM_0$  bzw.  $LM_K$  die (absolute) Gesamtmenge aus Lastreduzierung und -erhöhung dar.

Nach Ansicht des Gutachters ist eine alleinige Betrachtung der vermiedenen Engpassmanagementmengen jedoch nicht ausreichend. Diese Ansicht liegt darin begründet, dass bei den eingesetzten Engpassmanagementmodellen eine kostenminimierende Zielstellung verfolgt wird und spezifische Kostenfaktoren für die einzelnen Maßnahmenkategorien angesetzt werden, um deren gesetzlich vorgeschriebene Einsatzreihenfolge (netzbezogene Maßnahmen vor marktbezogenen Maßnahmen vor Notmaßnahmen) abzubilden. Folglich werden nicht zwingend die Engpassmanagementmengen minimiert, sodass für eine sachgerechte Bewertung von Netzverstärkungs- und Netzausbauvorhaben die vermiedenen Engpassmanagementkosten und -mengen kombiniert betrachtet werden sollten. Die (vermiedenen) Engpassmanagementkosten werden hierbei nicht zwangsläufig anhand der in den Modellen angesetzten, teils fiktiven Kostenfaktoren ermittelt, sondern im Nachgang anhand von Annahmen zu realen Vergütungssätzen für die einzelnen Eingriffsmaßnahmen berechnet.

Vor diesem Hintergrund wird über die Mengen-Indikatoren hinaus der Indikator  $Ind_k^{EK}$  definiert, der die durch das Vorhaben k prozentual vermiedenen Gesamtkosten des Engpassmanagements ausweist:

$$Ind_k^{EK} = \frac{EK_0 - EK_K}{EK_0}$$

In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass die ermittelten vermiedenen Engpassmanagementkosten erheblichen Unsicherheiten aufgrund des Planungshorizonts sowie der Annahmen zu den Vergütungssätzen der einzelnen Eingriffsmaßnahmen unterliegen, deren Belastbarkeit im Hinblick auf zukünftige energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen schwer einzuschätzen ist.

# 4 Zusatzszenario "West-Ost-Verschiebung"

Im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit wurden zusätzliche Szenarien entwickelt, deren Annahmen von denen des Szenariorahmens des NEP 2025 abweichen. Zielstellung hierbei war, die jeweiligen Auswirkungen der Szenarien auf das deutsche Übertragungsnetz zu simulieren und anhand dessen den Einfluss der verschiedenen Annahmen auf den Netzplanungsprozess zu analysieren. Im Folgenden werden die Untersuchungsergebnisse des Szenarios "West-Ost-Verschiebung" vorgestellt, in dem das deutsche Übertragungsnetz infolge verschiedener Annahmen, insbesondere einer Verlagerung des Zubaus von WEA aus dem Nordwesten in den Nordosten Deutschlands, vermehrt durch Leistungsflüsse von Osten nach Westen belastet wird.

#### Zusammenfassung der Kernergebnisse

- Die in der Untersuchung unterstellte Verlagerung des Zubaus von WEA aus dem Nordwesten in den Nordosten Deutschlands führt in Kombination mit dem ebenfalls unterstellten Kernenergieausstieg Belgiens zu einer Verschiebung von Einspeiseschwerpunkten nach Osten.
- Bereits ohne diese Annahmen ist das bisher bestätigte, zukünftige Übertragungsnetz im zugrunde liegenden Szenario B2 2025 durch einige Engpässe in Nord Süd und in Ost West Richtung charakterisiert.
- Aus den Annahmen resultiert ein deutlich erhöhter Ost West Transit, wodurch insbesondere Engpässe zwischen den Netzgebieten der TenneT GmbH und der 50Hertz GmbH erheblich verschärft werden.
- Die Netzbelastung ändert sich im restlichen Übertragungsnetz nur geringfügig, sodass weiterhin die Notwendigkeit aller bestätigten Ausbaumaßnahmen, insbesondere der HGÜ Korridore, festgestellt werden kann.

 Im NEP 2025 werden Engpässe auf den West Ost Kuppelstellen bereits durch weitere Ausbaumaßnah men adressiert. Somit kann die bisherige Planung hinsichtlich der untersuchten Annahmen als robust beschrieben werden.

## 4.1 Hintergrund

Das Szenario "West-Ost-Verschiebung" ist zusammen mit dem Auftraggeber entwickelt worden und baut auf dem NEP-Szenario B2 2025 auf. In diesem Unterkapitel werden die Annahmen des Szenarios "West-Ost-Verschiebung" sowie das Vorgehen und die Zielstellung bei der Untersuchung des entwickelten Szenarios vorgestellt.

#### **Annahmen des Szenarios**

Ein Hauptmerkmal des Szenarios "West-Ost-Verschiebung" ist ein vermehrter Zubau von WEA im Nordosten bei zugleich geringerem Zubau im Nordwesten Deutschlands. Hintergrund für diese Annahme ist die Fragestellung, wie robust das bisher bestätigte Zukunftsnetz gegenüber einer geänderten Einspeiseverteilung in Deutschland ist, insbesondere unter dem Aspekt eines womöglich veränderten Nord-Süd-Transportbedarfs. Daher wird im Szenario "West-Ost-Verschiebung" der Zubau von WEA in den Bundesländern Bremen, Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein gedrosselt. Konkret wird ein Rückgang des jährlichen Zubaus von WEA in Höhe von 50 % angenommen. Die jährliche Zubauleistung in dieser Region beträgt somit 354 MW statt 708 MW und die installierte Leistung in 2025 15.650 MW statt 19.900 MW. Das Defizit von 4.250 MW wird durch einen Anstieg der installierten Leistungen in den ebenfalls windstarken nordöstlichen Bundesländern Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt von 18.300 MW auf 22.550 MW ausgeglichen. Hierfür ist ein jährlicher WEA-Zubau von 929 MW statt 575 MW in dieser Region notwendig, was einem Zuwachs von 62 % entspricht.

Für die Untersuchung werden diese Änderungen durch die Skalierung der NEP-Ergebnisse des Szenarios B2 2025 hinsichtlich der

installierten Leistungen und Zeitreihen der einzelnen WEA berücksichtigt. Entsprechend des Verhältnisses der installierten Leistungen pro Region vor und nach verlagertem Zubau beträgt der Skalierungsfaktor für WEA in Bremen, Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein 78,6 % sowie für WEA in Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt 123,2 %. Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 4.1 die in den Szenarien resultierenden installierten Leistungen von WEA, aggregiert in einem 75 km-Radius, im Vergleich zueinander dargestellt. Neben den installierten Leistungen von Onshore-WEA sind zur Vollständigkeit auch die installierten Leistungen von Offshore-WEA abgebildet.

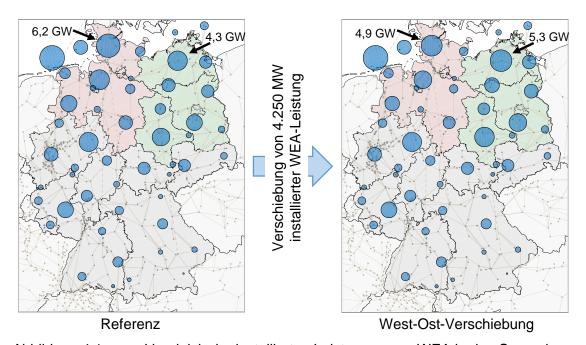


Abbildung 4.1 Vergleich der installierten Leistungen von WEA in den Szenarien

Infolge einer vermehrten Einspeisung aus WEA im Nordosten bei zugleich geringerer Einspeisung im Nordwesten ist ein erhöhter Transportbedarf elektrischer Energie über das Übertragungsnetz von Osten nach Westen zu erwarten. Um diesen Transportbedarf weiter zu verschärfen, wird neben dem veränderten Zubau von WEA zudem ein hypothetischer Ausstieg Belgiens aus der Kernenergie angenommen. Hierdurch wird der Kraftwerkspark Belgiens um 3.050 MW grundlastfähige Leistung reduziert. Zum Ausgleich wird der Handelsspielraum Belgiens mit seinen Nachbarländern erweitert, indem der NTC-Wert zwischen Deutschland und Belgien von 1 GW auf 2 GW erhöht wird. Diese Steigerung ist im NEP 2025

erst für das Jahr 2035 vorgesehen. Netzseitig wird eine Verdopplung der übertragbaren Leistung der HGÜ-Verbindung "ALEGrO" von ebenfalls 1 GW auf 2 GW realisiert.

#### Vorgehen

Zur Analyse der Auswirkungen des Szenarios "West-Ost-Verschiebung" auf den Netzplanungsprozess wurden vom Gutachter Markt-, Netzbetriebszustands- und Engpassmanagementsimulationen (vgl. Kapitel A) sowohl für das Zusatzszenario als auch für ein Referenzszenario durchgeführt und die jeweiligen Ergebnisse gegenübergestellt.

Den Ergebnissen der Marktsimulationen liegen jeweils die Zeitreihen der ÜNB für das Szenario B2 2025 hinsichtlich des Verbrauchs und der Erzeugung aus EE- und Klein-KWK-Anlagen zugrunde, wobei die Zeitreihen der Onshore-WEA für das Szenario "West-Ost-Verschiebung" wie beschrieben modifiziert wurden. Auf dieser Basis erfolgte jeweils eine Kraftwerkseinsatzoptimierung des Gutachters. Die marktseitigen Ergebnisse des Referenzszenarios entsprechen somit den bereits in Unterkapitel 2.2 vorgestellten Ergebnissen.

Das für die Netzsimulationen verwendete Übertragungsnetz enthält ausgehend vom Startnetz alle Maßnahmen, die von der BNetzA im Rahmen des Bundesbedarfsplans 2015 bestätigt wurden und wird somit im Folgenden als Bundesbedarfsplannetz (BBP-Netz) bezeichnet. Zur Bestimmung der thermischen Stromtragfähigkeiten von Freileitungen wurde das Vorgehen der ÜNB angewandt.

#### Zielstellung

Bei den nachfolgenden Analysen ist zu beachten, dass der Bundesbedarfsplan 2015, auf dem das untersuchte BBP-Netz beruht, auf Grundlage des NEP 2024 beschlossen wurde. Vor dem Hintergrund, dass das Referenzszenario und das Szenario "West-Ost-Verschiebung" auf dem Szenario B2 2025 des NEP 2025 beruhen, ist folglich nicht zwangsläufig sichergestellt, dass das BBP-Netz die Anforderungen einer (n-1)-sicheren Planung in diesen Szenarien erfüllt. Im Fokus der Analysen steht daher nicht die Frage, ob das BBP-Netz in den Szenarien (n-1)-sicher ist bzw. welche zusätzlichen Ausbaumaßnahmen hierzu noch notwendig wären. Vielmehr wird folgenden Fragestellungen nachgegangen:

- Wie beeinflussen die im Szenario "West-Ost-Verschiebung" getroffenen Annahmen die Stromerzeugung in Deutschland?
- Resultieren hieraus für das Übertragungsnetz signifikant andere Belastungen, sodass zusätzliche Engpässe auftreten, bestehende Engpässe verschärft oder sogar aufgelöst werden?
- Wie robust ist die bisherige Netzausbauplanung am Beispiel des BBP-Netzes gegenüber ungeplanten Einflüssen wie denen des untersuchten Szenarios?
- Ist insbesondere die Notwendigkeit der HGÜ-Korridore weiterhin gegeben?

## 4.2 Auswirkungen

Zur Beantwortung der definierten Fragestellungen werden im Folgenden die jeweiligen Simulationsergebnisse in Bezug auf das Strommarktgeschehen, die resultierende Netzbelastung sowie das folglich notwendige Engpassmanagement gegenübergestellt.

#### Stromerzeugung in Deutschland

Verglichen mit dem Referenzszenario ist im Szenario "West-Ost-Verschiebung" die Gesamteinspeisung aus WEA wegen des geringeren Winddargebots im Nordosten niedriger – ausgehend von fast 127 TWh jedoch lediglich um einen vernachlässigbar kleinen Wert von 337 GWh (0,265 %). Die räumliche Verschiebung der Einspeisung hat ebenso keinen Einfluss auf die simulierte, restliche Stromerzeugung in Deutschland, da für die Kraftwerkseinsatzoptimierung die Lokalität der Erzeugung innerhalb von Marktgebieten irrelevant ist. Mit Ausnahme des Kernenergieausstiegs Belgiens und der damit verbundenen Erhöhung des NTC-Werts zwischen Deutschland und Belgien sind die restlichen Eingangsparameter der Kraftwerkseinsatzoptimierung zwischen den Szenarien identisch. Folglich sind Änderungen im Strommix Deutschlands lediglich aufgrund des voraussichtlich erhöhten Importbedarf Belgiens zu erwarten.

Wie in Abbildung 4.2 zu erkennen ist, weichen die von den verschiedenen Technologien bereitgestellten Energiemengen in Deutschland zwischen den beiden Szenarien jedoch kaum voneinander ab.

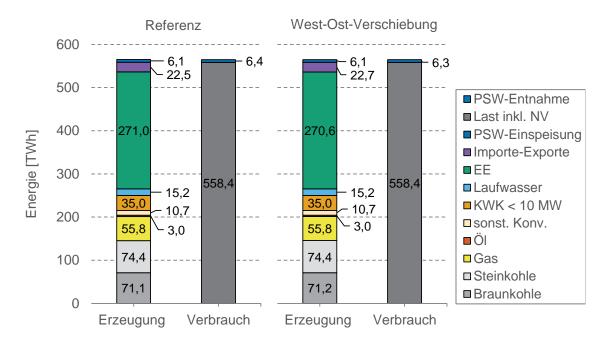


Abbildung 4.2 Energiemengen der Szenarien im Vergleich

Die Ergebnisse der Simulation belegen zwar, dass der Stromimportbedarf Belgiens gegenüber dem Referenzszenario tatsächlich um mehr als 20 TWh auf 33,4 TWh steigt. Dies beeinflusst dennoch kaum das Gesamt-Handelssaldo Deutschlands, welches entgegen der Erwartung sogar einen geringfügig höheren Nettoimport aufweist. Dies ist damit zu begründen, dass die in beiden Szenarien angewandte CO<sub>2</sub>-Limitierung des Kraftwerkparks eine vermehrte Einspeisung von konventionellen Energieträgern verhindert.

Signifikante Unterschiede zwischen den Szenarien sind dagegen bei den Austauschenergiemengen Deutschlands mit seinen Nachbarländern zu beobachten, wie aus Abbildung 4.3 hervorgeht. Demnach steigt der Stromexport von Deutschland nach Belgien im Szenario "West-Ost-Verschiebung" erheblich von 3,3 TWh auf 9,0 TWh an. Dafür sinken mit Ausnahme von Luxemburg und den Niederlanden die Exporte Deutschlands in alle anderen Nachbarländer, wohingegen die Importe ansteigen. Der zusätzliche Importbedarf Belgiens wird also vor allem durch andere Länder gedeckt, während Deutschland infolge der CO<sub>2</sub>-Begrenzung lediglich als Transitzone für die resultierenden zusätzlichen Handelsflüsse fungiert. Der westwärts gerichtete Transportbedarf an das deutsche Übertragungsnetz durch den internationalen Stromhandel wird somit gegenüber dem Referenzszenario noch weiter verschärft.



Abbildung 4.3 Vergleich der Austauschenergiemengen (in TWh) zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

Die Auswertung der Marktsimulationsergebnisse zeigt, dass die Annahmen des Szenarios "West-Ost-Verschiebung" den Strommix in Deutschland nicht signifikant beeinflussen, allerdings zu einer räumlichen Verschiebung von Erzeugungsschwerpunkten nach Osten führen. Nachfolgend werden die hieraus resultierenden Auswirkungen auf die Netzbelastung betrachtet.

#### Belastung des deutschen Übertragungsnetzes

Zunächst wird die Belastung des BBP-Netzes im Referenzszenario analysiert. In Abbildung 4.4 ist links dargestellt, wie häufig im Jahresverlauf die Drehstromleitungen des BBP-Netzes überlastet sind. Rechts ist die maximal auftretende Auslastung im Jahresverlauf dargestellt. Offensichtlich treten bereits im Referenzszenario Engpässe im BBP-Netz auf, insbesondere auf der Nord-Süd-Passage in der Mitte Deutschlands sowie auf den Kuppelstellen zwischen den Regelzonen der TenneT GmbH und der 50Hertz GmbH, welche im Folgenden als West-Ost-Kuppelstellen bezeichnet werden. Ver-

einzelt sind Leitungen zu etwa 2.000 h im Jahr im (n-1)-Fall überlastet und erfahren dabei Auslastungen von bis zu 200 %. Wesentliche Ursachen dieser Engpässe sind die Windeinspeisung im Norden Deutschlands sowie Handelsflüsse von Osten nach Westen.

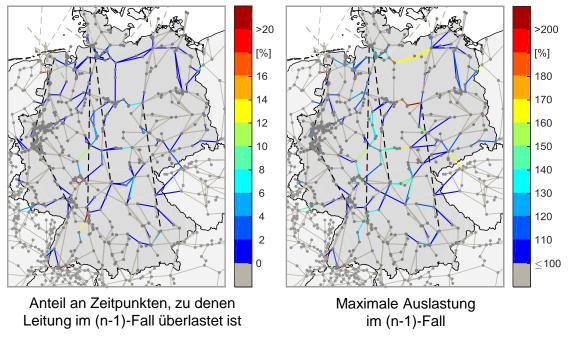


Abbildung 4.4 Belastung des BBP-Netzes im Referenzszenario

Eine ähnliche Netzbelastung ist im Szenario "West-Ost-Verschiebung" zu beobachten, wie aus Abbildung 4.5 hervorgeht.

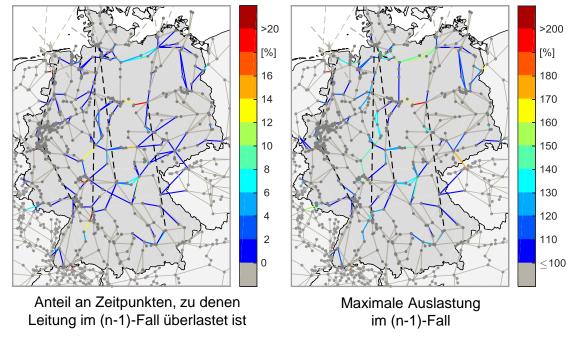


Abbildung 4.5 Belastung des BBP-Netzes im Szenario "West-Ost-Verschiebung"

Auffallend ist insbesondere die Häufigkeit von Überlastungen der West-Ost-Kuppelstellen. Die einzelnen Leitungen sind hier zu 600 h bis 1.600 h des Jahres überlastet bei maximalen Auslastungen zwischen 140 % und 200 %. Auch in Nord-Süd-Richtung sind weiterhin ausgeprägte Engpässe zu erkennen.

Um die Auswirkungen des Szenarios "West-Ost-Verschiebung" auf die Netzbelastung besser sichtbar zu machen, ist in Abbildung 4.6 die Veränderung hinsichtlich Häufigkeit und Ausmaß von Leitungsüberlastungen im Vergleich zum Referenzszenario dargestellt.

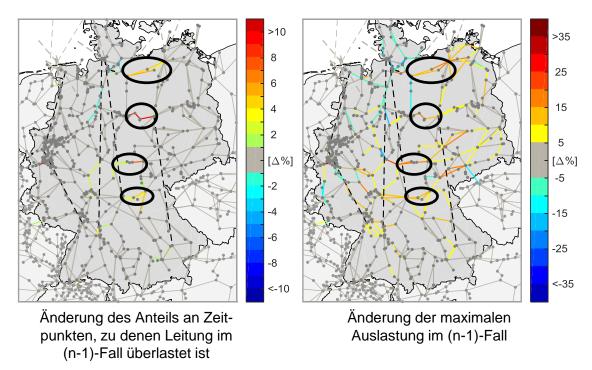


Abbildung 4.6 Veränderung der Netzbelastung durch das Szenario "West-Ost-Verschiebung" im Vergleich zum Referenzszenario

Demnach hat das Szenario "West-Ost-Verschiebung" auf das Netz je nach Region sowohl einen entlastenden als auch einen zusätzlich belastenden Effekt. Im Nordwesten sinken infolge der geringeren Windeinspeisung sowohl Häufigkeit als auch Ausmaß von Überlastungen, allerdings nur geringfügig und auf wenigen Leitungen. Dagegen nimmt in einer breiten Passage von Nordosten bis Südwesten die Spitzenbelastung des Netzes zu. Besonders betroffen sind hiervon erneut die in der Abbildung eingekreisten West-Ost-Kuppelstellen.

Die räumliche Verschiebung von Erzeugungsschwerpunkten nach Osten führt somit zu einer sichtbar geänderten Netzbelastung aufgrund der zusätzlichen Transportanforderungen in Westrichtung. Insgesamt wird das Netz stärker belastet, wie die nach Abschnitt 3.3.2 bestimmten Kennziffern zur Bewertung der jeweiligen Netzbelastung belegen (vgl. Abbildung 4.7).

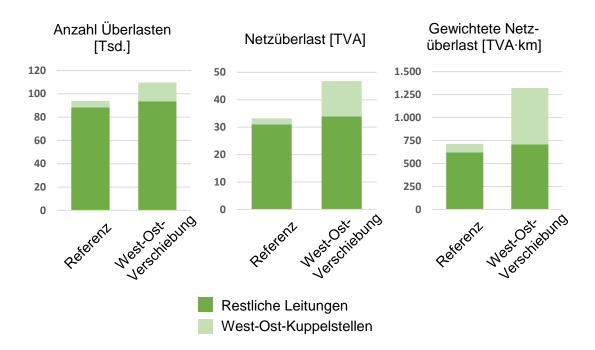


Abbildung 4.7 Vergleich der Kennzahlen zur Überlastsituation im Netz

Demnach nehmen im Szenario "West-Ost-Verschiebung" sowohl die Häufigkeit als auch das Ausmaß von Netzengpässen deutlich, jedoch unterschiedlich stark, zu. So steigt die Anzahl an Überlasten um etwa 16,7 %, die Summe aller Überlasten dagegen um 40,8 % und die mit den jeweiligen Leitungslängen gewichtete Überlast sogar um 85,0 %. Dies bedeutet, dass bereits bestehende Engpässe weiter verschärft werden, insbesondere solche, die sich über einen weiträumigen Bereich erstrecken.

Wie bereits aus Abbildung 4.6 geschlussfolgert, sind hiervon vorrangig die "West-Ost-Kuppelstellen" betroffen, sodass ein erheblicher Anteil der gesamten Netzüberlast auf diese wenigen Netzabschnitte entfällt. Zusätzliche Belastungen im restlichen Netz werden dagegen durch Entlastungen an anderen Stellen nahezu kompensiert. Folglich würde ein Eintreffen der Annahmen des Szenarios "West-Ost-Verschiebung" lediglich auf den "West-Ost-Kuppelstellen" zu einem substantiellen zusätzlichen Netzausbaubedarf führen.

Einige im NEP 2025 vorgeschlagene Maßnahmen, die über das BBP-Netz hinausgehen, adressieren bereits diese Engpässe und könnten somit notwendig werden.

Auf der anderen Seite sind die Entlastungen im nordwestlichen Netzgebiet infolge der Reduzierung des Zubaus von WEA so gering, dass weiterhin Engpässe (von geringerem Ausmaß) in dieser Region sowie von hier ausgehend in das restliche Netz vorhanden sind. Daher erscheinen die bisher bestätigten und somit im BBP-Netz vorhandenen Ausbaumaßnahmen weiterhin notwendig zu sein.

Dies gilt auch für alle bisher bestätigten HGÜ-Korridore (DC1, DC2, DC3, DC4 und DC5I). In Abbildung 4.8 sind die im Rahmen der Netzbetriebszustandssimulation ermittelten Betriebspunkte der einzelnen HGÜ-Verbindungen in den beiden Szenarien dargestellt. Die in den Stunden des Jahres über die jeweilige HGÜ-Verbindung transportierte Leistung ist in absteigender Reihenfolge und nach Flussrichtung getrennt sortiert, sodass sich die Jahresdauerlinie der HGÜ-Verbindungen ergeben.

Demzufolge werden die HGÜ-Systeme in den Szenarien annähernd identisch betrieben. Dies ist damit zu begründen, dass ihr Einsatz zur Entlastung weiträumiger Drehstromkorridore erfolgt (vgl. Abschnitt A.2.3). Aufgrund ihrer Lage im Netz haben die HGÜ-Verbindungen vorranging Einfluss auf Drehstromleitungen mit nord-südlichem (bzw. umgekehrtem) Verlauf. Die Belastung dieser Leitungen ändert sich nur geringfügig wie aus den vorherigen Abbildungen hervorgeht. Folglich variieren auch die Betriebspunkte der HGÜ-Verbindungen nur in geringem Maße.

Insgesamt werden die HGÜ-Systeme im Jahresverlauf mit mehr als 60 % bzw. mehr als 80 % im Fall von DC1 hochgradig ausgelastet. Meist, d.h. konkret je nach HGÜ-Verbindung in 6.000 h bis 8.500 h, erfolgt ein Leistungstransport von Norden nach Süden. Teilweise erfolgt auch ein umgekehrter Leistungstransport, bspw. bei Windflauten und zugleich hoher PV-Einspeisung. Die Anzahl der Volllaststunden zwischen etwa 1.500 h (DC2) und mehr als 4.000 h (DC1) deutet auf einen hohen Entlastungsbedarf des Drehstromnetzes in den beiden Szenarien hin. Es existieren auch Stunden, in denen die HGÜ-Systeme nur geringfügig oder gar nicht genutzt werden, da das Drehstromnetz in diesen Stunden kaum belastet wird.

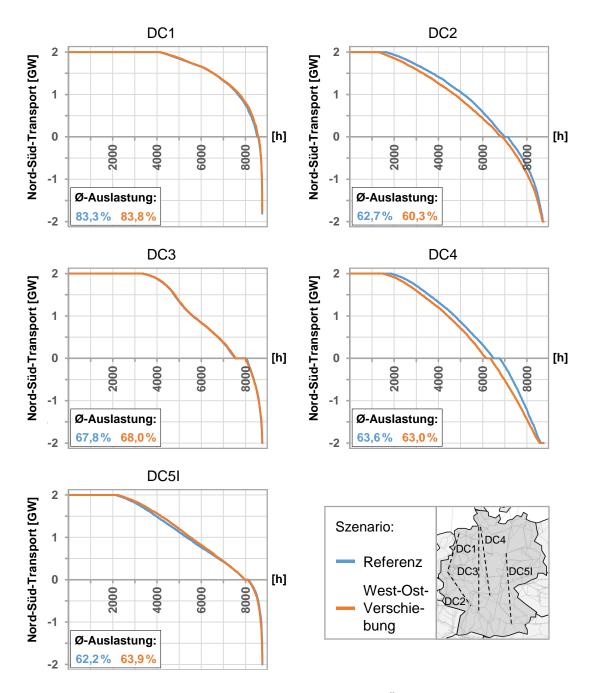


Abbildung 4.8 Wirkleistungsbetriebspunkte der HGÜ-Verbindungen im Vergleich

Zusammenfassend zeigt die Analyse der Netzbelastungen, dass der Netzausbau mit Ausnahme der "West-Ost-Kuppelstellen" durch die zusätzlichen Annahmen des Szenarios "West-Ost-Verschiebung" nicht wesentlich beeinflusst wird. Die bisherige Planung kann somit in Bezug auf eine zukünftig abweichende Verortung von WEA als robust beschrieben werden. Die Analyse zeigt zudem, dass die (n-1)-Sicherheit des BBP-Netzes in keinem der beiden Szenarien vollständig gewährleistet werden kann. Dementsprechend werden

jeweils betriebliche Maßnahmen des Engpassmanagements notwendig, deren Umfang nachfolgend verglichen wird.

#### Maßnahmen des Engpassmanagements

Für die Bestimmung der notwendigen Maßnahmen zur Herstellung der (n-1)-Sicherheit wird das in Abschnitt A.2.5 beschriebene Engpassmanagementmodell eingesetzt. Zulässige Maßnahmen in diesem Modell sind – sortiert nach der Reihenfolge, in der diese in der hier durchgeführten Simulation<sup>6</sup> herangezogen werden – die Anpassung der HGÜ-Betriebspunkte, der Redispatch von konventionellen Kraftwerken und Speichern, das Einspeisemanagement von EEund KWK-Anlagen sowie zuletzt die Aktivierung ab- und zuschaltbarer Lasten.

In Tabelle 4.1 sind die maßnahmenspezifischen Jahresgesamtmengen sowie die resultierenden Engpassmanagementkosten<sup>7</sup> beider Szenarien aufgelistet. Dabei stellen die Mengen für konventionellen Redispatch und Lastmanagement jeweils die (absolute) Gesamtmenge aus Ein- bzw. Ausspeiseerhöhung und -reduzierung dar.

Tabelle 4.1 Vergleich der notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen

Kategorie	Referenz	West-Ost- Verschiebung
Konventioneller Redispatch [TWh]	11,58 (5,38 %8)	18,76 (8,72%)
Einspeisemanagement [TWh]	5,48 (1,71 % <sup>9</sup> )	7,91 (2,47%)
Lastmanagement [TWh]	2,36	2,92
Engpassmanagement- kosten [Mrd. €]	0,66	1,02

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Da der den Szenarien zugrundeliegende Szenariorahmen keine Anhaltspunkte zur Abschätzung des Potenzials von zu- und abschaltbaren Lasten liefert und zugleich das restliche verfügbare Engpassmanagementpotenzial in einigen Situationen nicht zur Herstellung der Netzsicherheit ausreichte, wurde das Lastmanagement als über das Einspeisemanagement hinausgehende Notmaßnahme mitsimuliert.

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Die Ermittlung der Engpassmanagementkosten erfolgte entsprechend der Vorschläge in [12]. Als Vergütungssatz für das Lastmanagement wurde der maximale Vergütungssatz aller konventionellen Kraftwerke, die sich in derselben Stunde am Redispatch beteiligen, angenommen.

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Bezogen auf die Erzeugungsmenge von Nicht-EEG-vergütungsfähigen Anlagen vor dem Engpassmanagement.

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Bezogen auf die Erzeugungsmenge von EEG- bzw. KWKG-vergütungsfähigen Anlagen vor dem Engpassmanagement.

Das Szenario "West-Ost-Verschiebung" erfordert wesentlich mehr Eingriffe in die im Rahmen der Marktsimulation bestimmte Stromerzeugung, sodass die Kosten des Engpassmanagements ausgehend von 0,66 Mrd. € um mehr als 50 % auf 1,02 Mrd. € ansteigen. Die konventionelle Redispatchmenge nimmt um mehr als 60 % zu. Die eingespeiste Menge aus EE- und KWK-Anlagen wird bezogen auf die Ausgangsmenge um 2,47 % statt um 1,71 % verringert.

Der zusätzlich notwendige Einsatz von Engpassmanagement-Maßnahmen ist direkte Folge der im vorherigen Unterabschnitt aufgezeigten Mehrbelastung des BBP-Netzes. Diesbezüglich ist in Abbildung 4.9 schematisch dargestellt, an welchen Stellen in Deutschland in welchem Ausmaß konventioneller Redispatch sowie Einspeisemanagement stattfindet.

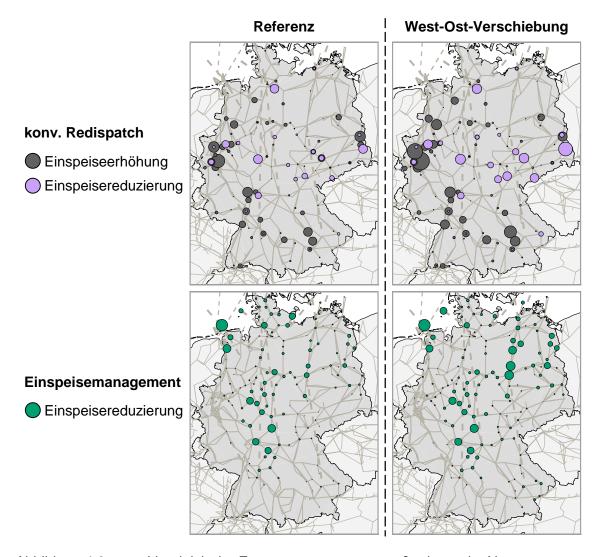


Abbildung 4.9 Vergleich der Engpassmanagementmaßnahmen im Netz

Prinzipiell wird in beiden Szenarien gleichermaßen die Einspeisung von konventionellen Kraftwerken im Westen und Süden Deutschlands erhöht, um die Einspeisereduzierung von EE- und KWK-Anlagen im Norden und der Mitte Deutschlands auszugleichen. Im Szenario "West-Ost-Verschiebung" werden darüber hinaus verstärkt die Einspeisung von EE- und KWK-Anlagen im Nordosten als auch von konventionellen Kraftwerken und Speichern in der Mitte sowie im Osten Deutschlands verringert. Zugleich erfolgt im Westen und Süden eine vermehrte konventionelle Einspeisung im Vergleich zum Referenzszenario.

Diese Unterschiede resultieren aus den Engpässen auf den "West-Ost-Kuppelstellen", womit die Ergebnisse des Engpassmanagements die Eindrücke aus der Analyse der Netzbelastungen bestätigen. Die im Szenario "West-Ost-Verschiebung" zusätzliche Einspeisung aus WEA im Nordosten Deutschlands kann zu großen Teilen nicht vom BBP-Netz nach Westen transportiert werden. Aufgrund des EE-Einspeisevorrangs werden die konventionellen Kraftwerke und Speicher im Osten allerdings auch bei geringerer Wirkung auf diese Engpässe zuerst in ihrer Einspeisung reduziert, sodass die Mengen des Engpassmanagements insgesamt überproportional ansteigen.

# A Markt- und Netzsimulationsumgebung

Zur Validierung des im NEP 2025 angewandten Vorgehens der ÜNB wurde die am ie³ entwickelte Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES (Model of International Energy Systems) verwendet. MILES bzw. einzelne Bestandteile von MILES wurden bereits in verschiedenen Studien ([13] - [15])) mit energiewirtschaftlichen und energietechnischen Schwerpunkten eingesetzt sowie in wissenschaftlichen Veröffentlichungen ([16] - [18]) validiert. In diesem Kapitel wird zunächst ein Überblick über das Modell gegeben und anschließend diejenigen Module detaillierter erläutert, die bei der Validierung maßgeblich eingesetzt wurden.

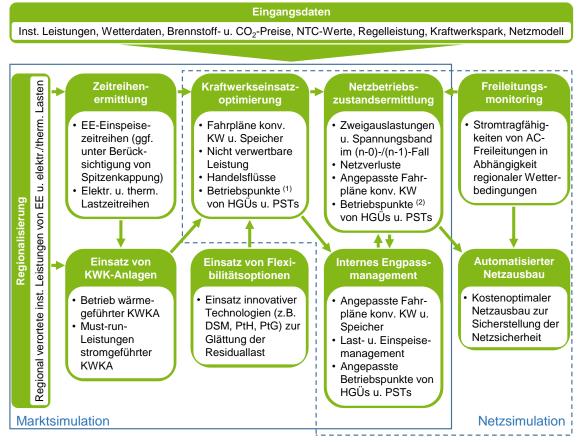


Abbildung A.1 Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES

## A.1 Übersicht

Die Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES ermöglicht techno-ökonomische Analysen des gesamteuropäischen Energiesystems und deckt dabei die gesamte Prozesskette der Netzentwicklungsplanung ab. In Abbildung A.1 sind die einzelnen Module von MILES dargestellt, die wie folgt miteinander verknüpft sind.

Im Rahmen der Module der Marktsimulation werden zunächst die für die betrachteten Marktgebiete prognostizierten Leistungen von EE sowie der elektrischen und der thermischen Last sektorspezifisch regional verortet. Danach werden auf Basis historischer Verbrauchs- und Wetterdaten für alle elektrischen und thermischen Lasten sowie für alle EE-Arten – gegebenenfalls unter Berücksichtigung einer Spitzenkappung – Zeitreihen generiert. In Abhängigkeit der Wärmebedarfszeitreihen wird daraufhin der Einsatz von wärmegeführten KWK-Anlagen mit niedrigem Leistungsbereich abgeleitet und Must-Run-Anforderungen für stromgeführte Großkraftwerke mit Wärmeauskopplung gestellt. Zur Glättung der resultierenden Residuallast kann im Anschluss optional der Betrieb von Flexibilitätsoptionen, wie z.B. eine Verschiebung von Lasten (engl. Demand Side Management, kurz: DSM) oder der Betrieb von Power-to-Heat-(PtH)- und Power-to-Gas-(PtG)-Anlagen, simuliert werden.

Anschließend wird mithilfe einer Kraftwerkseinsatzoptimierung der kostenminimale Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Speichern in Europa blockscharf und typischerweise in stündlicher Auflösung für ein Planungsjahr ermittelt. Die hierbei zugrundeliegende Marktkopplung kann entweder ausschließlich NTC-basiert, rein lastflussbasiert oder auch als hybrides System ausgestaltet sein. Neben den Fahrplänen der konventionellen Kraftwerke und Speicher ergeben sich aus der Simulation die Austauschleistungen zwischen den betrachteten Marktgebieten. Zudem wird ausgewiesen, in welchem Umfang die Leistungsbereitstellung aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen aufgrund von begrenzten Transfer- und Speicherkapazitäten reduziert werden muss (sog. nicht verwertbare Leistung). Ferner resultieren aus der Simulation die Betriebspunkte von eventuell bereits in der Kraftwerkseinsatzoptimierung berücksichtigten Netzelementen wie HGÜ-Verbindungen und PST. Zusammenfassend generieren die beschriebenen Module der Marktsimulation regional aufgelöste Einspeise- und Lastzeitreihen, welche

u.a. als Netznutzungsfälle des Übertragungsnetzes verwendet werden können.

Auf Grundlage dieser Netznutzungsfälle werden die resultierenden Betriebszustände des europäischen Übertragungsnetzes über den Betrachtungszeitraum ermittelt. Ein Betriebszustand umfasst dabei neben den Betriebsmittelauslastungen und dem Spannungsband im Netz auch die Betriebspunkte derjenigen lastflusssteuernden Netzelemente, die nicht bereits im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung eingestellt werden. Ein separates Modul ermittelt die Stromtragfähigkeiten von AC-Freileitungen in Abhängigkeit regionaler Wetterbedingungen, um bei der Analyse der Auslastung dieser Betriebsmittel witterungsbedingte Einflüsse zu berücksichtigen.

Für etwaige, auf Basis der Betriebszustände identifizierte Engpässe im Netz besteht anschließend die Option, die zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit notwendigen Eingriffsmaßnahmen zu ermitteln. Zu diesen zählen die Änderungen der Betriebspunkte von HGÜ und PST, die Anpassungen der Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke und Speicher (strombedingter Redispatch), die Reduzierung der Einspeiseleistung aus EE- und KWK-Anlagen (Einspeisemanagement) sowie die Durchführung eines Lastmanagements (Lastab- bzw. -zuschaltung).

Alternativ zum Engpassmanagement kann auf Basis der ermittelten Netzbetriebszustände ein automatisierter Netzausbau zur Herstellung der Netzsicherheit mit dem Ziel volkswirtschaftlich minimaler Kosten erfolgen. Das diesbezügliche Modul ist aktueller Forschungsgegenstand und befindet sich derzeit in der Umsetzung.

## A.2 Modulbeschreibung

Im Folgenden werden die Zeitreihenermittlung von PVA und WEA, die Kraftwerkseinsatzoptimierung, die Netzbetriebszustandsermittlung, das Freileitungsmonitoring sowie das interne Engpassmanagement näher vorgestellt. Neben einer Beschreibung der einzelnen Modelle erfolgt hierbei auch eine Erläuterung der jeweils für das vorliegende Gutachten durchgeführten Parametrierung.

### A.2.1 Zeitreihenermittlung von WEA und PVA

Ausgehend von den im Rahmen der Regionalisierung (vgl. Abschnitt 2.1.1) ermittelten installierten EE-Leistungen auf Gemeinde-(Deutschland) bzw. Netzknotenebene (europäisches Ausland) werden die Einspeisezeitreihen der jeweiligen Energieträger bestimmt. Nachfolgend wird das Vorgehen zur Ermittlung der Einspeisezeitreihen von WEA und PVA beschrieben.

#### Wetterdaten

Zur Ermittlung der Zeitreihen wird auf meteorologische Daten des Modells COSMO-EU des Deutschen Wetterdienstes zurückgegriffen [19]. Verwendet werden die Zeitreihen der Windgeschwindigkeit und der solaren Einstrahlung sowie Informationen über die Temperatur in 2 m und 116 m Höhe und der Albedo des Bodens. Die Daten liegen für ein Gitternetz mit einer Maschenweite von 7 km in ganz Europa vor. Für jede deutsche Gemeinde und jedes Offshore-Cluster wird der dem Gemeindemittelpunkt nächstgelegene Gitterpunkt des COSMO-EU Modells verwendet. Im europäischen Ausland werden die den Netzknoten nächstgelegenen Gitterpunkte verwendet.

#### Normierte Leistungsbereitstellung der WEA

Für jede deutsche Gemeinde bzw. jeden Netzknoten im europäischen Ausland wird die Zeitreihe der normierten Einspeiseleistung einer WEA anhand der Zeitreihe der Windgeschwindigkeit berechnet. Die Leistungskennlinie einer WEA wird durch Variation der Windgeschwindigkeit auf Höhe der Nabe  $v_{\rm Nabe}$  und unter Hinzunahme der Rotorfläche  $A_{\rm R}$ , des Anlagenkennwerts (Leistungsbeiwert)  $c_{\rm P}$  und der lokalen Luftdichte  $\rho_{\rm L}$  nach [20] wie folgt berechnet:

$$P(v_{\text{Nabe}}(t)) = 0.5 \cdot \rho_{\text{L}} \cdot A_{\text{R}} \cdot c_{P}(v_{\text{Nabe}}(t)) \cdot v_{\text{Nabe}}^{3}(t)$$

Die verwendete Kennlinie beschreibt die Leistungsfähigkeit einer durchschnittlichen WEA anhand ihres Leistungsbeiwerts nach aktuellem Stand der Technik (Herleitung vgl. [21]). Die Kennlinie ist in Abbildung A.2 im Vergleich zu 47 Kennlinien der WEA aus [22] dargestellt, die zu ihrer Herleitung verwendet wurden.

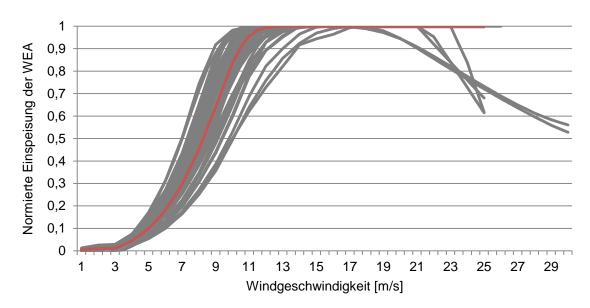


Abbildung A.2 Vergleich der verwendeten Kennlinie mit den Kennlinien anderer WEA aus [22]

Die simulierten Anlagen verfügen über keine Sturmregelung, sondern eine Sturmabschaltung. Konkret bedeutet dies, dass die Anlagen bei Windgeschwindigkeiten größer 25 m/s abschalten und keine elektrische Leistung bereitstellen. Anhand der normierten Leistungskennlinie kann die Windgeschwindigkeit in jeder Gemeinde und zu jedem Zeitpunkt in die normierte Einspeisung einer WEA überführt werden.

#### Normierte Leistungsbereitstellung der PVA

Die normierte Einspeiseleistung einer PVA wird anhand der Zeitreihe der globalen Bestrahlungsstärke in jeder deutschen Gemeinde bzw. an jedem Netzknoten im europäischen Ausland berechnet. Die globale Bestrahlungsstärke beschreibt die Bestrahlungsstärke auf eine horizontale Fläche [23]. Da PVA in einem bestimmten Neigungswinkel errichtet werden, entspricht die Bestrahlungsstärke auf dem Modul nicht der globalen Bestrahlungsstärke. Die Umrechnung erfolgt über die Zerlegung der globalen Bestrahlungsstärke in einen direkten und einen diffusen Anteil. Des Weiteren wird ein reflektierter Anteil berücksichtigt. Die Bestimmung des

direkten, diffusen und reflektierten Anteils erfolgt nach [23] und wird hier nicht im Detail erläutert.

Mit der resultierenden Zeitreihe der Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene  $E_{\rm gen}(t)$  wird die Einspeiseleistung der PVA nach [23] hergeleitet. Hierzu wird zunächst die normierte, stündliche ideale Einspeisung  $P_{\rm norm,ideal}(t)$  berechnet.

$$P_{\text{norm,ideal}}(t) = \frac{E_{\text{gen}}(t)}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$$

Die ideale stündliche Einspeisung vernachlässigt u.a. Leistungsverluste durch Verschmutzung, Schnee, Verschattung oder Wirkungsgradabnahmen im Teillastbetrieb. All diese Verluste werden im Performance Ratio PR zusammengefasst. Nach [23] liegt dieser für sehr gute Anlagen bei PR = 0,80 und für gute Anlagen bei PR = 0,75, während er für schlechte Anlagen bei  $PR \le 0,60$  liegen kann. Laut [24] erreichen PVA in Süddeutschland in einem Netzgebiet eine Einspeisung von bis zu 85 % ihrer Nennleistung. Der Performance Ratio wird an dieser Stelle zunächst vernachlässigt, da die von ihm abgebildeten Verluste anhand eines weiter unten erläuterten Korrekturfaktors mit abgebildet werden.

Die Abhängigkeit der Einspeiseleistung von der Modultemperatur wird speziell berücksichtigt. Die Modultemperatur  $T_{\rm M}(t)$  lässt sich nach [23] aus der Umgebungstemperatur  $T_{\rm U}(t)$ , der Bestrahlungsstärke  $E_{\rm gen}(t)$  und einer Proportionalitätskonstante c berechnen. Die Proportionalitätskonstante c ist abhängig vom Moduleinbau und variiert zwischen 22°C bei völlig freier Aufständerung und bis zu 55°C für Fassadenintegration ohne Hinterlüftung. In dieser Untersuchung wird c=32,5°C angenommen. Diese Annahme beschreibt nach [23] etwa die dachintegrierte Installation mit schlechter Hinterlüftung. In [25] wird dieser Koeffizient als mittlere Nennbetriebstemperatur angesetzt.

$$T_{\rm M}(t) = T_{\rm U}(t) + c \cdot \frac{E_{\rm gen}(t)}{1000 \frac{\rm W}{\rm m^2}}$$

Anhand der Abweichung der Modultemperatur von den Standardtestbedingungen (Modultemperatur 25°C) wird die Auswirkung auf die Leistung der PVA bestimmt. Beschrieben wird die Leistungs-

änderung aufgrund der Temperaturabweichung durch den Temperaturänderungskoeffizienten. Dieser liegt nach [23] für Silizium-Solarzellen bei -0,4 % pro °C. Der Koeffizient der Leistungsänderung der PVA durch Änderung der Modultemperatur  $k_{\rm T}(t)$  lässt sich daher wie folgt beschreiben:

$$k_{\rm T}(t) = -0.4\%/^{\circ}\text{C} \cdot (T_{\rm M}(t) - 25^{\circ}\text{C})$$

Damit ergibt sich die normierte Einspeiseleistung einer PVA  $P_{\mathrm{norm,real}}(t)$  letztlich wie folgt:

$$P_{\text{norm,real}}(t) = PR \cdot (1 + k_{\text{T}}(t)) \cdot \frac{E_{\text{gen}}(t)}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$$

#### Korrekturfaktoren für WEA und PVA

Wird die Leistungsbereitstellung aller WEA und PVA in Deutschland für historische Jahre nach den zuvor beschriebenen Methoden nachgebildet, liegt die berechnete Energiebereitstellung über den realen Werten, die in [26] und [27] veröffentlicht werden. Dies ist durch diverse Effekte begründet, die einen Einfluss auf die Leistungsbereitstellung haben und bei der Modellierung nicht vollumfänglich berücksichtigt werden können. So können Stillstandszeiten aufgrund von Wartung, Leistungsabregelung aufgrund von Netzengpässen oder Luftverwirbelungen in großen Windparks bei der Berechnung der Einspeisung der WEA nicht detailliert abgebildet werden. Bei PVA sind dies u.a. die zuvor bereits angeführten Folgen von Verschmutzung, Schnee, Verschattung oder Wirkungsgradabnahme durch Teillastbetrieb. Ebenfalls besteht die Vermutung, dass die Wetterdaten des COSMO-EU Modells über den tatsächlichen Werten liegen und die Energiebereitstellung somit überschätzt wird (vgl. [28]). Aus den genannten Gründen wird die Leistungsbereitstellung der Anlagen durch einen Korrekturfaktor angepasst.

Der Korrekturfaktor ist abhängig von dem gewählten Wetterjahr. Für jeden Monat des Jahres wird ein Korrekturfaktor je Technologie bestimmt. Zur Herleitung der Korrekturfaktoren wird für alle nach [29] in Deutschland installierten WEA und PVA die stündliche Leistungsbereitstellung bestimmt. Diese basiert auf den Zeitreihen der regionalen Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung entsprechend der zuvor erläuterten Methodik. Durch Saldierung der Zeitreihen aller Gemeinden und Integration der resultierenden Gesamteinspeise-

zeitreihe wird die monatliche Energiebereitstellung der Anlagen berechnet. Diese Energiebereitstellung wird nun mit der tatsächlich bereitgestellten Energie nach [26] verglichen.

Für PVA ergibt sich der Korrekturfaktor aus dem Verhältnis der realen Einspeisung aller PVA zur simulierten Einspeisung der idealen PVA. Bei WEA ist die Anwendung des Korrekturfaktors auf die Einspeisezeitreihe nicht sinnvoll, da Einspeisespitzen in diesem Fall niedriger skaliert würden. Auf diese Weise würden die Folgen der Spitzenkappung maßgeblich verfälscht. Daher wird der Korrekturfaktor auf die Zeitreihe der Windgeschwindigkeit angewandt. Die Berechnung erfolgt iterativ: Der Korrekturfaktor wird so lange von 100 % reduziert, bis die simulierte Energiebereitstellung aller Anlagen im betrachteten Monat der realen Einspeisung bzw. für zukünftige Szenarien den angenommenen Vollbenutzungsstunden entspricht.

#### Parametrierung für das vorliegende Gutachten

Dem NEP 2025 liegen die Wetterdaten des Jahres 2011 zugrunde. Daher werden die Korrekturfaktoren für dieses Jahr berechnet. In Abbildung A.3 sind die monatlichen Korrekturfaktoren für die Wetterdaten des Jahres 2011 dargestellt.

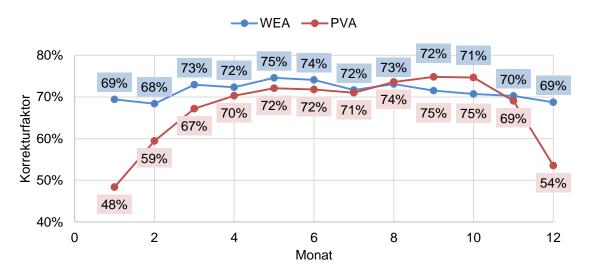


Abbildung A.3 Korrekturfaktor für WEA und PVA basierend auf den Wetterdaten des Jahres 2011

In Abbildung A.4 ist der Vergleich der Leistungsbereitstellung der WEA basierend auf dem Anlagenbestand im Jahr 2011 laut der European Energy Exchange (EEX) und resultierend aus der Simula-

tion dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass die verwendete Modellierung eine gute Nachbildung realer Zustände ermöglicht. Die EEX weist eine Energiebereitstellung der WEA im Jahr 2011 in Höhe von 45,6 TWh aus. Die simulierte Energiemenge beträgt 45,7 TWh. Die Auslastung der WEA liegt also bei ca. 1.600 Vbh. In Abbildung A.4 werden in einigen Zeitpunkten leichte Abweichungen zwischen den Einspeiseganglinien ersichtlich. Allerdings ist eine eindeutige Korrelation zwischen den Ganglinien erkennbar. Die lineare Korrelation zwischen den Zeitreihen liegt bei 0,98 und der nRMSE beträgt ca. 4,9 %.

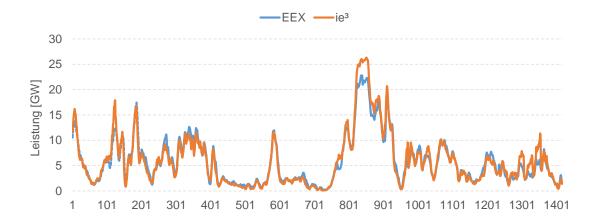


Abbildung A.4 Vergleich der Leistungsbereitstellung der WEA für einen ausgewählten Zeitraum im Jahr 2011

Für WEA wird in Anlehnung an Annahmen im Szenariorahmen des NEP 2025 ebenfalls eine Variante der Korrektur benötigt, die zu einer Leistungsbereitstellung von durchschnittlich 2.000 Vbh der Anlagen an Land führt. In Abbildung A.5 ist der resultierende Korrekturfaktor für WEA an Land im Vergleich mit dem Korrekturfaktor aus Abbildung A.3 dargestellt. Für PVA gilt eine Auslastung von 950 Vbh. Der resultierende Korrekturfaktor ist in Abbildung A.6 dargestellt.

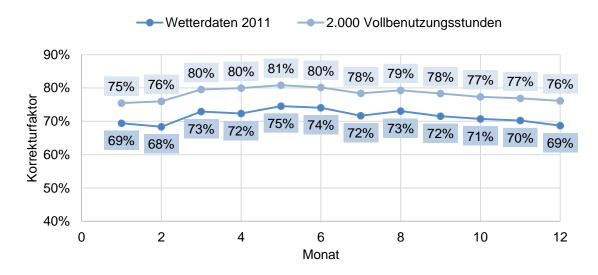


Abbildung A.5 Korrekturfaktor für WEA zur Auslastung der Anlagen mit 2.000 Vbh

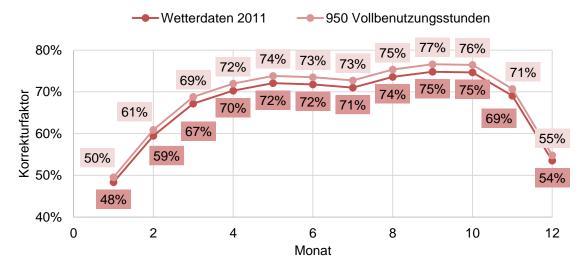


Abbildung A.6 Korrekturfaktor für PVA zur Auslastung der Anlagen mit 950 Vbh

## A.2.2 Kraftwerkseinsatzoptimierung

#### Modellbeschreibung

Die entwickelte Kraftwerkseinsatzoptimierung ist ein sog. Security Constrained Unit Commitment Modell, welches als gemischt-ganzzahliges lineares Programm (engl. Mixed-Integer Linear Program, kurz: MILP) formuliert ist.

Die Optimierung hat zum Ziel, den kostenminimalen Einsatz konventioneller Kraftwerke und Speicher zur Deckung der elektrischen

Last und der vorzuhaltenden Reserveleistung unter Berücksichtigung der EE-Einspeisung, der verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten sowie der technischen, zum Teil zeitkoppelnden Restriktionen der Erzeugungseinheiten und Speicher zu bestimmen. Als technische Nebenbedingungen werden hierbei u.a. Minimal- und Maximalleistungen, Nichtverfügbarkeiten, Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten, Leistungsgradienten (im Betrieb und bei Anfahr- und Abfahrvorgängen), maximale Turbinen- und Pumpleistungen sowie maximale Speicherkapazitäten berücksichtigt.

Die begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen den betrachteten Marktgebieten können in der Kraftwerkseinsatzoptimierung über verschiedene Kapazitätsmodelle berücksichtigt werden. Neben bilateralen und koordinierten Übertragungskapazitäten in Form von NTC-Werten können auch flussbasierte Parameter (lineare Zweigsensitivitäten) einbezogen werden, sodass sowohl die Simulation einer rein lastflussbasierten als auch einer hybriden Marktkopplung des Gesamtsystems möglich ist. Bei der Simulation eines flussbasierten Modells besteht zudem die Möglichkeit, (grenznahe) lastflusssteuernde Betriebsmittel, wie HGÜ-Verbindungen und PST, zu berücksichtigen.

Das formulierte Optimierungsproblem wird unter Anwendung eines rollierenden Ansatzes gelöst. Hierzu wird das Betrachtungsjahr in sich überlappende Intervalle konstanter Breite unterteilt, welche die Planungshorizonte der Marktteilnehmer repräsentieren. Diese Zeitintervalle werden sequentiell optimiert, wobei der ermittelte Systemzustand in einem festgelegten Zeitschritt des vorangegangenen Intervalls jeweils als Ausgangszustand für das darauffolgende Optimierungsintervall dient. Zudem wird eine Vorsimulation durchgeführt, um einen eingeschwungenen Systemzustand direkt zu Beginn des Betrachtungsjahres zu erzeugen. Das hierzu simulierte Zeitfenster entspricht den letzten Zeitschritten des Betrachtungsjahres.

Aus den bereits o.g. Ergebnissen der Optimierung (Fahrpläne konventioneller Kraftwerke und Speicher, Handelsflüsse zwischen Marktgebieten, nicht verwertbare Leistung) können die Handelspreise der einzelnen Marktgebiete sowie die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Energiebereitstellung (die Stromerzeugungskos-

ten des Gesamtsystems) abgeleitet werden. Zudem lassen sich resultierend aus den bereitgestellten Energiemengen die Treibhausgasemissionen in den betrachteten Marktgebieten ermitteln.

#### Verfahren zur Begrenzung von CO<sub>2</sub>-Emissionen

Zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele der Bundesregierung wird dem deutschen Stromsektor in den B2- und C-Untersuchungsszenarien des NEP 2025 eine maximal zulässige CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge vorgegeben. Um folglich den CO<sub>2</sub>-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks limitieren zu können, wurde eine explizite Nebenbedingung zur CO<sub>2</sub>-Begrenzung in die Kraftwerkseinsatzoptimierung integriert. Da die Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Anwendung eines rollierenden Ansatzes gelöst wird, muss die maximal zulässige jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge des jeweiligen Szenarios auf die einzelnen Optimierungsintervalle aufgeteilt werden.

Das entwickelte Verfahren sieht dabei vor, dass jeder Stunde des Jahres ein Emissionskontingent zugeteilt wird, welches aus zwei Anteilen besteht.

Zum einen erhält jede Stunde ein Emissionskontingent in Höhe des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, welcher allein aus der Must-Run-Erzeugung von deutschen KWK-Anlagen in der jeweiligen Stunde resultiert. Dieser wird bereits vor der Kraftwerkseinsatzoptimierung stundenscharf berechnet und zur Sicherstellung der Lösbarkeit des Optimierungsproblems berücksichtigt.

Zum anderen wird jeder Stunde ein Emissionskontingent entsprechend ihres Anteils an der Jahres-Residualenergie Deutschlands zugeordnet, welche somit als Maß für die zu erwartende Einspeisung von CO<sub>2</sub> emittierenden Erzeugungsanlagen verwendet wird. Hierzu wird die maximal zulässige CO<sub>2</sub>-Jahresmenge des Szenarios vor der Aufteilung auf die Einzelstunden um den bereits zugeteilten jährlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch KWK-Anlagen reduziert und entsprechend der Anzahl an zusätzlichen Zeitschritten, die aufgrund der Vorsimulation hinzukommen, linear skaliert.

Bei der Bestimmung der Jahresresidualenergie werden Stunden mit negativer Residuallast zu Null gesetzt, so dass diese kein über das KWK-Kontingent hinausgehendes Emissionskontingent erhalten. Das Emissionskontingent jedes Optimierungsintervalls wird schließlich durch Addition aller zugehörigen Stundenkontingente berechnet. Um das CO<sub>2</sub>-Emissionsziel im Jahresverlauf vollständig auszunutzen, werden ungenutzte Emissionskontingente sequentiell zwischen den Optimierungsintervallen übergeben.

Die formulierte Nebenbedingung der Kraftwerkseinsatzoptimierung stellt sicher, dass der CO<sub>2</sub>-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks in jedem Optimierungsintervall das ermittelte maximal zulässige Emissionskontingent nicht übersteigt. Der aus der Erzeugung eines Kraftwerks resultierende CO<sub>2</sub>-Ausstoß wird dabei anhand des Wirkungsgrades des Kraftwerkes (eigene Annahmen) und seiner typspezifischen Emissionen (aus [4]) ermittelt.

Die formulierte Summenbedingung lautet wie folgt:

$$\sum_{s \in M_{s,i}} \sum_{g \in M_{g,\text{DE}}} \frac{P_{g,s} \cdot \epsilon_k}{0.278 \frac{\text{MWh}}{\text{GI}} \cdot \eta_g} \leq E_{i,\text{DE}}$$

mit:

- $P_{g,s}$ : Erzeugung des Kraftwerks g (vom Typ k) in Stunde s [MWh]
- $\epsilon_k$ : spezifische Emissionen des Kraftwerkstyps k [t/GJ]
- $\eta_g$ : Wirkungsgrad des Kraftwerks g (vom Typ k)
- E<sub>i,DE</sub>: maximal zulässige CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Stromsektors in Optimierungsintervall i
- $M_{s,i}$ : Menge aller Stunden des Optimierungsintervalls i
- $M_{a,DE}$ : Menge aller deutschen Kraftwerke

#### Parametrierung für das vorliegende Gutachten

Datenbasis für die Kraftwerkseinsatzoptimierung bildet die durch die BNetzA in [4] für jedes Entwicklungsszenario bereitgestellte Liste aller deutschen Kraftwerke. Für die Modellierung des Kraftwerksparks der übrigen Länder der ENTSO-E-Region wurde eine am ie³ auf Basis von [31] entwickelte Kraftwerksdatenbank genutzt, in der alle europäischen Kraftwerksblöcke sowie die relevanten Kraftwerksparameter (u.a. Mindest- und Maximalleistungen, Min-

deststillstands- und Mindestbetriebszeiten, Kraftwerkswirkungsgrade) zusammengefasst sind. Diese Datenbank wird auch herangezogen, um fehlende Informationen in der deutschen Kraftwerksliste der BNetzA zu ergänzen. Für die Untersuchungen wird sichergestellt, dass die Versorgungssicherheit in jedem Land in Anlehnung an die Prognosen des ENTSO-E in [33] gewährleistet ist.

Die Grenzkosten der Kraftwerke werden u.a. anhand der in [32] veröffentlichten Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise sowie der in [4] ausgewiesenen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen je Primärenergieträger ermittelt. Geplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken werden blockscharf sowie die vorzuhaltende Reserveleistung marktgebietsscharf berücksichtigt. Planungshorizonte der Marktteilnehmer werden mit 10 Tagen angesetzt.

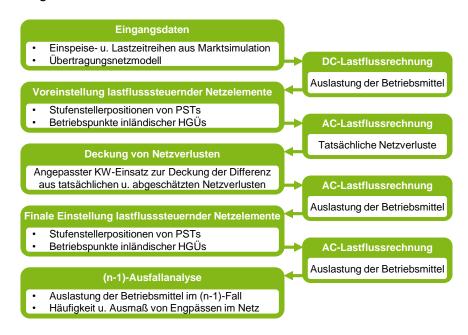
Bei den durchgeführten Marktsimulationen wird jeweils ein europaweites Market Coupling basierend auf NTC-Werten angenommen. Hierzu werden die in [32] veröffentlichten Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten verwendet. Für die Kuppelkapazitäten zwischen den übrigen Ländern der ENTSO-E-Region werden die in [34] ausgewiesenen Kapazitäten anhand des TYNDP der ENTSO-E fortgeschrieben.

## A.2.3 Netzbetriebszustandsermittlung

Die mehrstufige Netzbetriebszustandssimulation ermöglicht es, die aus den Netznutzungsfällen der Marktsimulation resultierenden Belastungszustände des Übertragungsnetzes zu ermitteln. Die Grundlage der Simulation bilden Netzberechnungen, für deren Anwendung verschiedene Entscheidungsgrößen der Betriebsplanung festgelegt werden müssen. Neben einer geeigneten Aufteilung der Verlustleistung auf die Erzeugungseinheiten zur Deckung von Netzverlusten, ist die zukünftige Betriebsweise lastflusssteuernder Netzelemente, wie bspw. HGÜ-Verbindungen und PST, anzunehmen. Hierzu werden verschiedene Verfahren eingesetzt. Die Aufteilung der Netzverluste auf die Erzeugungseinheiten erfolgt mithilfe einer Heuristik, wohingegen für die Ermittlung der Betriebspunkte interner HGÜ-Verbindungen und der Stufenstellerpositionen von PST zwei separate Optimierungsprobleme formuliert wurden. Hierbei wird angenommen, dass interne HGÜ-Systeme zukünftig zur Entlastung hoch belasteter, weiträumiger Drehstromkorridore eingesetzt werden, während durch den Einsatz von PST eine Angleichung zwischen den im Markt gehandelten und den im Netz resultierenden physikalischen Grenzkuppelflüssen angestrebt wird.

#### **Ablauf der Simulation**

Der Ablauf der Netzbetriebszustandssimulation ist in Abbildung A.7 dargestellt.



#### Abbildung A.7 Ablauf der Netzbetriebszustandssimulation

In einem ersten Schritt werden die im Rahmen der Marktsimulation ermittelten Einspeise- und Lastzeitreihen den Knoten des Übertragungsnetzmodells zugeordnet und eine DC-Leistungsflussrechnung durchgeführt, um den Belastungszustand des Netzes abzuschätzen. Anschließend werden die vorläufigen Betriebspunkte der lastflusssteuernden Netzelemente durch das Lösen der o.g. Optimierungsprobleme bestimmt. Auf dieser Basis werden mithilfe einer AC-Leistungsflussrechnung die im Netz auftretenden Verluste ermittelt und der Kraftwerkseinsatz entsprechend der Abweichung gegenüber den bereits in der Marktsimulation berücksichtigten, abgeschätzten Verlusten angepasst. Unter Berücksichtigung der daraus resultierenden modifizierten Einspeise- und Lastzeitreihen wird eine erneute AC-Leistungsflussrechnung durchgeführt, um schließlich durch eine abermalige Lösung der Optimierungsprobleme die finale Einstellung der lastflusssteuernden Netzelemente zu berechnen. Anschließend wird mithilfe einer weiteren AC-Leistungsflussrechnung der sich für jeden Netznutzungsfall ergebende Belastungszustand bestimmt, der zusammen mit den Betriebspunkten der lastflusssteuernden Betriebsmittel einen vollständigen Netzbetriebszustand für den (n-0)-Fall beschreibt. Abschließend werden auf dieser Grundlage (n-1)-Ausfallanalysen durchgeführt, sodass als Ergebnis der Simulation die (n-0)- und (n-1)-Betriebszustände eines Netzes über alle Zeitschritte des Betrachtungszeitraumes (typischerweise für alle 8.760 Stunden eines Jahres) für weitere Analysen zur Verfügung stehen.

#### Bestimmung der Betriebspunkte von HGÜ-Systemen und PST

Wie erwähnt, werden interne HGÜ-Systeme in der Simulation mit dem Ziel eingesetzt, hoch belastete, weiträumige Drehstromkorridore zu entlasten. Hierfür wird ein DC-OPF-Verfahren genutzt, welches aus mathematischer Sicht ein MILP darstellt. In die zu minimierende Zielfunktion gehen hierbei Strafterme für hoch ausgelastete Drehstromleitungen ein. Der Wert der Strafterme berechnet sich durch Multiplikation der jeweiligen Leitungslänge mit der resultierenden transportierten (absoluten Schein-)Leistung der Leitung. Letztere setzt sich dabei aus dem Leistungsfluss vor der Anpassung der Wirkleistungsbetriebspunkte der HGÜ-Systeme, welcher in der vorher stattgefundenen DC- bzw. AC-Leistungsflussrechnung ermittelt wurde, sowie der Leistungsflussänderung infolge einer Anpassung der Betriebspunkte zusammen. Die Leistungsflussänderung wird über die Sensitivitäten der HGÜ-Leitungen bzw. der HGÜ-Anschlussknoten im Drehstromnetz auf die Leitungen abgebildet.

Mit einem weiteren als MILP formulierten DC-OPF-Modell werden die Stufenstellerpositionen von PST bestimmt. Hierbei gehen für alle Marktgebietspaare jeweils die (absolute) Differenz zwischen dem in der Marktsimulation bestimmten Handelsfluss und dem physikalischen Leistungsfluss auf den jeweiligen Kuppelstellen in die zu minimierende Zielfunktion ein. Der physikalische Leistungsfluss resultiert analog zur HGÜ-Optimierung aus dem jeweiligen Leistungsfluss vor Anpassung der Stufenstellerpositionen sowie der Leistungsflussänderung durch diese Anpassung. Zur Modellierung des Einflusses einer PST-Stufung auf die Leistungsflüsse im Netz werden Querregler-Zweig-Sensitivitäten (engl. Phase Shifter Distribution Factors, kurz: PSDF, vgl. [30]) verwendet.

Eine mathematische Beschreibung der beiden vorgestellten Optimierungsverfahren findet sich in [17].

### A.2.4 Freileitungsmonitoring

Zur Abbildung des möglichen Einsatzes von FLM wird ein Verfahren eingesetzt, dass die meteorologischen Einflüsse auf die Stromtragfähigkeit der Leiterseile, wie den kühlenden Effekt der Windgeschwindigkeit, die Temperatur sowie die solare Einstrahlung, zeitpunkt- und leitungsscharf ermittelt. Das Verfahren besteht aus vier Schritten:

- Erfassung meteorologischer Daten entlang des Trassenverlaufs
- Berechnung der Stromtragfähigkeit je meteorologischem Standort
- 3. Ermittlung der begrenzenden Stromtragfähigkeit je Leitung
- 4. Begrenzung der Stromtragfähigkeit aufgrund von Stabilitätskriterien

Im ersten Schritt sind die meteorologischen Daten entlang der Trassenverläufe zu ermitteln. Hierfür ist z.B. das ebenfalls für die Simulation der EE-Einspeisezeitreihen genutzte COSMO-EU Modell des Deutschen Wetterdiensts geeignet [19]. Die Maschenweite der Gitterdaten des Modells beträgt etwa 7 km. Zur konservativen Abschätzung oder auch bei einem unbekannten Trassenverlauf sollten alle Gitterpunkte des Modells in einem gewissen Umkreis um den jeweiligen Trassenverlauf berücksichtigt werden. Zur Bestimmung des Umkreises bietet sich eine Ellipsenform an, welche auch zur Trassenfindung bei Neubauten verwendet wird. Die Hauptachse der Ellipse verbindet die Anfangs- und Endpunkte der Trassen um jeweils 10 km verlängert und die Länge der Nebenachse entspricht der halben Distanz der Hauptachse.

Basierend auf den Daten der meteorologisch erfassten Gitterpunkte innerhalb der Ellipse wird je Trassenverlauf im zweiten Schritt die Stromtragfähigkeit berechnet. Hierfür existieren abgestimmte Vorgehensweisen verschiedener Verbände wie z.B. der Cigré oder des IEEE. Das Vorgehen in IEEE Std 738-2012/Cor 1-2013 bezieht die meteorologischen Komponenten Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Temperatur sowie solare Einstrahlung ein. Dabei hat die Windgeschwindigkeit bei einer Erhöhung in Abhängigkeit des Anströmwinkels zur Freileitung einen kühlenden Effekt und die Temperatur sowie solare Einstrahlung mit steigenden Werten einen er-

wärmenden Effekt. Die Berücksichtigung dieser standortspezifischen Größen führt im Gegensatz zur Europäischen Norm EN 50182, welche die Dauerstrombelastbarkeit unter Worst-Case-Annahmen abschätzt, zu einer witterungsabhängigen Stromtragfähigkeit. Die Worst-Case-Annahmen der Norm werden mit 35°C für die Außentemperatur, 900 W/m² für die Globalstrahlung und 0,6 m/s für die Windanströmung in einem rechten Winkel zum Leiter vorgegeben. Die Stromtragfähigkeit wird dann so bestimmt, dass eine Betriebstemperatur des Leiterseils von 80°C nicht überschritten wird. Bei der witterungsabhängigen Ermittlung der Stromtragfähigkeiten im Rahmen der Netzentwicklungsplanung ist zu bedenken, dass eventuelle Abschattungseffekte im Trassenverlauf oder auch ein Restpotenzial für die Betriebsführung berücksichtigt werden sollten. Dies ist beispielsweise durch eine pauschale Reduzierung der Windgeschwindigkeit möglich.

Im dritten Schritt wird die begrenzende Stromtragfähigkeit je Trassenverlauf ermittelt. Dazu wird das Minimum aller ermittelten witterungsbedingten Stromtragfähigkeiten je Gitterpunkt innerhalb der Ellipse bestimmt. Dadurch ist sichergestellt, dass eventuelle regionale Gegebenheiten, die entlang des Trassenverlaufs zu ungünstigen Witterungsbedingungen führen, berücksichtigt werden.

Abschließend werden im vierten Schritt die ermittelten Stromtragfähigkeiten hinsichtlich der dynamischen Stabilität auf einen maximal zulässigen Grenzstrom von 3.600 A begrenzt. Zudem kann hier auch eine maximale Obergrenze der Tragfähigkeit auf einen gewissen Prozentsatz gesetzt werden, wie z.B. 150 %. Für Freileitungen, die aufgrund der Mast- oder Fundamentkonstruktion nicht für das FLM geeignet sind, sollte folglich der Einsatz von FLM nicht berücksichtigt werden.

## A.2.5 Internes Engpassmanagement

Durch die Berücksichtigung beschränkter Übertragungskapazitäten wird bereits in der Kraftwerkseinsatzoptimierung ein präventives Engpassmanagement modelliert. Dennoch können die aus der Marktsimulation resultierenden Netznutzungsfälle Überlasten im Übertragungsnetz, insbesondere auf marktgebietsinternen Drehstromzweigen, hervorrufen. Zur Auflösung solcher im Rahmen der Netzbetriebszustandssimulation identifizierter Engpässe im Überta-

gungsnetz wird ein internes Engpassmanagementmodell eingesetzt. Ziel des Modells ist es, die zur Herstellung der Netzsicherheit notwendigen Eingriffsmaßnahmen bei minimalen Kosten zu ermitteln. Hierbei berücksichtigt das Modell verschiedene Arten von Eingriffsmaßnahmen.

Als netzbezogene Maßnahmen können die Wirkleistungsbetriebspunkte interner HGÜ-Systeme und die Stufenstellerpositionen von PST angepasst werden. Zudem können marktbezogene Maßnahmen, wie der Redispatch von konventionellen Kraftwerken und Speichern sowie ein Lastmanagement, im Sinne einer Aktivierung von ab- und zuschaltbaren Lasten, miteinbezogen werden. Darüber hinaus kann ein Einspeisemanagement von EE- und KWK-Anlagen als Notmaßnahme zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums erfolgen.

Die Eingriffsreihenfolge der Maßnahmen wird durch geeignete Wahl der Kostenfaktoren in der Zielfunktion des Optimierungsproblems festgelegt. Hierbei wird entsprechend der rechtlichen Vorschriften nach § 13 EnWG die vorrangige Umsetzung der netzbezogenen gegenüber den marktbezogenen Maßnahmen gewährleistet. Zudem wird sichergestellt, dass ein Einspeisemanagement erst dann durchgeführt wird, wenn die Potenziale der konventionellen Erzeugungseinheiten zur Einspeisereduzierung vollständig ausgeschöpft sind, um den gesetzlich vorgeschriebenen Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen gegenüber konventioneller Erzeugung zu wahren.

Das vorhandene Engpassmanagementmodell wird in der Literatur als sog. Security Constrained Optimal Power Flow Modell bezeichnet. Zur Reduzierung der Rechenzeit, insbesondere bei der Untersuchung großer Systeme wie des europäischen Verbundsystems, wurde es als rein lineares Programm ohne Ganzzahligkeitsentscheidungen formuliert. Im Gegensatz zur Kraftwerkseinsatzoptimierung, in der entweder keine (NTC-basierte Marktkopplung) oder nur die vom grenzüberschreitenden Handel betroffenen AC-Zweige (flussbasierte Marktkopplung) berücksichtigt werden, erfolgt die Engpassmanagementsimulation unter Berücksichtigung aller relevanten internen Zweige innerhalb eines bestimmten Netzabschnittes, bspw. eines Marktgebietes. Um den Einfluss der zuvor genannten Maßnahmen auf diese Zweige zu simulieren, wird ein lineares Lastflussmodell verwendet. Das (n-1)-Sicherheitskriterium wird

hierbei explizit über sog. Zwei-Zweig-Sensitivitäten (engl. Line Outage Distribution Factors, kurz: LODF, vgl. [35]) abgebildet.

Die simulative Ermittlung der notwendigen Eingriffsmaßnahmen erfolgt separat für jeden Zeitschritt auf Basis ausgewählter Ergebnisse der vorherigen Simulationsstufen. Für jeden dieser Zeitschritte werden die Erhöhungs- bzw. Reduzierungspotenziale der thermischen Kraftwerke hinsichtlich ihrer Wirkleistungsbereitstellung anhand ihrer jeweiligen zuvor bestimmten Betriebspunkte, ihrer Verfügbarkeit, ihres Anteils an der Regelleistungsvorhaltung sowie ihrer maximalen Leistungsgradienten neu ermittelt.

Um sicherzustellen, dass sich nur diejenigen Kraftwerke am Redispatch beteiligen, die auch technisch dazu geeignet sind, erfolgt hierbei eine Fallunterscheidung je nach Betriebsstatus und Kraftwerkstyp. Flexible Kraftwerkstechnologien, wie bspw. Gasturbinen oder Gas- und Dampf-Kraftwerke, werden aufgrund ihrer geringen Anfahrzeiten und hohen Leistungsgradienten zum Redispatch zugelassen, auch wenn sie in der betrachteten Stunde nicht planmäßig in Betrieb sind. Dahingegen werden nicht in Betrieb befindliche Kohle- und Kernkraftwerke vom Redispatch ausgeschlossen, indem ihre Wirkleistungsgrenzen zu Null gesetzt werden.

Für Pumpspeicherkraftwerke werden die maximalen Änderungspotenziale analog zum Vorgehen bei thermischen Kraftwerken entsprechend ihrer maximalen Turbinier- und Pumpleistungen, ihrer maximalen Speicherkapazitäten, ihrer aktuellen Betriebspunkte sowie ihrer jeweiligen Speicherfüllstande ermittelt.

Ziel des Modells ist es nicht, die unter Annahme einer perfekten Voraussicht optimale Betriebsplanung von ÜNB zu simulieren. Vielmehr soll für die netzplanerische Perspektive eine weitere Möglichkeit zur Analyse von Schwachstellen im Netz sowie zur Bewertung etwaiger Netzausbaumaßnahmen geboten werden. Insbesondere für die Maßnahmenbewertung wird aufgrund der iterativen Ansätze zur Ableitung von Priorisierungsreihenfolgen ein Modell benötigt, bei dem sich der rechnerische Zeitaufwand trotz hohen Detailgrades der Eingangsdaten in Grenzen hält. Aus diesen Gründen findet keine zeitkoppelnde Simulation des Engpassmanagements unter Berücksichtigung von Ein- und Ausschaltentscheidungen statt.

## Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: *Monitoringbericht* 2015, Bonn, November 2015.
- [2] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 2. Entwurf*, verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\_2025\_1\_Entwurf\_Teil1\_0.pdf (letzter Abruf: 01.12.2016), Stand: 29. Februar 2016.
- [3] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: Regionalisierung der dezentralen Stromerzeugung im Netzentwicklungsplan 2025, verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/regionalisierung-der-dezentralen-stromerzeugung-im-netzentwicklungsplan-2025-zu-kapitel-222 (letzter Abruf: 01.12.2016).
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2025 (letzter Abruf: 01.12.2016), April 2014.
- [5] J. Teuwsen: Gegenüberstellung divergenter Zukunftsszenarien des Energieversorgungssystems, Dissertation, Dortmund: Bd. 28, Sierke Verlag, August 2016.
- [6] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), verfügbar unter: http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html (letzter Abruf: 01.12.2016), September 2014.
- [7] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: *Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes*, verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/de/grundsaetze-fuer-die-planung-des-deutschen-uebertragungsnetzes-zu-kapitel-411-0 (letzter Abruf: 01.12.2016), April 2015.

- [8] Bundesnetzagentur: Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2024, Bonn, September 2015.
- [9] F. Adamek, S. Heers, T. Dederichs, T. Kurz (Bundesnetzagentur): Netzentwicklungsplan 2012: Technische Überprüfung der Ausbau- und Verstärkungsvorhaben der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2022 durch die Bundesnetzagentur, Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, November 2013.
- [10] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Methodenbeschreibung der Maßnahmenbewertung, verfügbar unter: https://www.netzent-wicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2025 (letzter Abruf: 01.12.2016), Oktober 2015.
- [11] BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH: NEMO IV Gutachten zum Netzentwicklungsplan 2024 im Auftrag der Bundesnetzagentur, Aachen, Oktober 2015.
- [12] Bundesnetzagentur: Konsultationspapier zur beabsichtigten Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen, verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8-GZ/2012/Vorlagen/BK8-12-xxx/BK8-12-xxx\_Konsultation\_BKV.html (letzter Abruf: 01.12.2016), Stand: 20.04.2012.
- [13] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030, Berlin, Dezember 2012.
- [14] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil EE, Berlin, Februar 2014.
- [15] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): Analyse: *Moment-anreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030*, Berlin, Februar 2016.
- [16] C. Spieker, J. Teuwsen, V. Liebenau, S.C. Müller, C. Rehtanz: European Electricity Market Simulation for Future Scenarios with High Renewable Energy Production, 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, Niederlande, Juni 2015.

- [17] C. Spieker, D. Klein, V. Liebenau, J. Teuwsen, C. Rehtanz: European Electricity Market and Network Simulation for Energy System Analysis, 2016 IEEE Energycon, Löwen, Belgien, April 2016.
- [18] C. Spieker, J. Schwippe, D. Klein, C. Rehtanz: Transmission System Congestion Analysis Based on a European Electricity Market and Network Simulation Framework, 19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genua, Italien, Juni 2016.
- [19] Deutscher Wetterdienst: *Regionalmodell COSMO-EU*, verfügbar unter: http://www.dwd.de (Abruf am 19.11.2013).
- [20] E. Hau: Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 4. Auflage, 2008.
- [21] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen, Berlin, Juli 2014.
- [22] S. Kopp: Gesammelte Leistungskurven von modernen Windenergieanlagen für Binnenlandstandorte (Version 2.1), verfügbar unter: http://www.windenergie-im-binnenland.de/powercurve.php (Abruf am 16.10.2013).
- [23] V. Quaschning: Regenerative Energiesysteme. Technologie –
  Berechnung Simulation, Carl Hanser Verlag München,
  9. aktualisierte und erweiterte Auflage, 2015.
- [24] R. Pardatscher, R. Witzmann, et. al.: *Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder-und Mittelspannungsnetz*, VDE ETG Kongress 2011, Würzburg, 2011.
- [25] J. Scheffler: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohngebieten, Dissertation, Chemnitz: Technische Universität Chemnitz, 2002.
- [26] European Energy Exchange AG (Hrsg.): *EEX-Transparenz-plattform*, verfügbar unter: http://www.eex-transparency.com/(Abruf am 22.12.2014).
- [27] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Zeitreihe zur Entwicklung der EE in Deutschland,

- verfügbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\_Energien\_in\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (letzter Abruf: 01.12.2016).
- [28] A. Pätzold: Der Vergleich von modellierten Windgeschwindigkeiten mit Produktionsdaten von Windkraftanlagen und die Energieertragsänderung in der Zukunft am Beispiel Windpark Beeskow, Dissertation, Hamburg: Universität Hamburg, 2013.
- [29] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Hrsg.): *EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2013*, verfügbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm (Abruf am: 05.10.2015).
- [30] J. Verboomen, D. van Hertem, P.H. Schavemaker, W.L. Kling, R. Belmans: Analytical Approach to Grid Operation With Phase Shifting Transformers, IEEE Transactions on Power Systems: Bd. 23, Nr. 1, Seiten 41–46, Februar 2008.
- [31] Platts: World Electric Power Plants Database, Stand: Dezember 2013.
- [32] Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklunsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung, Bonn, Dezember 2014.
- [33] ENTSO-E: Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2014-2030, verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2014-2030/Pages/default.aspx (letzter Abruf: 01.12.2016), Juni 2014.
- [34] Consentec GmbH (Hrsg.): Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO), Aachen, April 2012.
- [35] G. Jiachun, F. Yong, L. Zuyi, M. Shahidehpour: Direct Calculation of Line Outage Distribution Factors, IEEE Transactions on Power Systems, Bd. 24, Nr. 3, Seiten 1633–1634, 2009.

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1	Gemeindemittelpunkte der deutschen
	Gemeinden (grau) und Standorte der Knoten des
	deutschen Übertragungsnetzes (rot)21
Abbildung 2.2	Pearsson-Korrelation zwischen der
	Regionalisierung des NEP und der NEP-
	nachgebildeten Regionalisierung auf
	Netzknotenebene22
Abbildung 2.3	Vergleich der Regionalisierung von WEA des
	NEP und der NEP-nachgebildeten
	Regionalisierung auf 15-Regionenebene 23
Abbildung 2.4	Vergleich der Regionalisierung von PVA des NEP
	und der NEP-nachgebildeten Regionalisierung
	auf 15-Regionenebene23
Abbildung 2.5	Pearsson-Korrelation zwischen der
	Regionalisierung von WEA des NEP und der
	ertragsorientierten, NEP-nachbildenden sowie
	lastorientierten Regionalisierung auf
	Netzknotenebene25
Abbildung 2.6	Pearsson-Korrelation zwischen der
	Regionalisierung von PVA des NEP und der
	ertragsorientierten, NEP-nachbildenden sowie
	lastorientierten Regionalisierung auf
	Netzknotenebene25
Abbildung 2.7	Vergleich der Regionalisierung von WEA des
	NEP und der ertragsorientierten und
	lastorientierten Regionalisierung auf 15-
	Regionenebene26
Abbildung 2.8	Vergleich der Regionalisierung von PVA des NEP
	und der ertragsorientierten und lastorientierten
	Regionalisierung auf 15-Regionenebene 26
Abbildung 2.9	Vergleich der Leistungsbereitstellung der WEA
	im Jahr 202528
Abbildung 2.10	Vergleich der Leistungsbereitstellung der PVA im
	Jahr 202529

Abbildung 2.11	Energiereduktion durch Spitzenkappung auf
	Gemeindeebene als Ergebnis der Simulationen
	des Gutachters32
Abbildung 2.12	Vergleich der Energiereduktion durch Spitzen-
-	kappung bei WEA auf Netzknotenebene33
Abbildung 2.13	Vergleich der Energiereduktion durch Spitzen-
G	kappung bei PVA auf Netzknotenebene 33
Abbildung 2.14	Vergleich der Energiemengen für das Szenario
	B2 202537
Abbildung 2.15	Vergleich der Austauschenergiemengen (in
J	TWh) zwischen Deutschland und seinen
	Nachbarländern für das Szenario B2 2025 39
Abbildung 3.1	Maximale relative Stromtragfähigkeit von
	Freileitungen durch den Einsatz von FLM nach
	der Methode des NEP [7]47
Abbildung 4.1	Vergleich der installierten Leistungen von WEA
, wonduring T. I	in den Szenarien
Abbildung 4.2	Energiemengen der Szenarien im Vergleich 66
Abbildung 4.3	Vergleich der Austauschenergiemengen (in
7 lobilidariy 4.0	TWh) zwischen Deutschland und seinen
	Nachbarländern
Abbildung 4.4	Belastung des BBP-Netzes im Referenz-
Abbildurig 4.4	szenario68
Abbildung 4.5	
Abbildung 4.5	Belastung des BBP-Netzes im Szenario "West-
Abbildung 4.6	Ost-Verschiebung"
Abbildung 4.6	Veränderung der Netzbelastung durch das
	Szenario "West-Ost-Verschiebung" im Vergleich
A la la il ali ina ai . 4. 7	zum Referenzszenario
Abbildung 4.7	Vergleich der Kennzahlen zur Überlastsituation
	im Netz
Abbildung 4.8	Wirkleistungsbetriebspunkte der HGÜ-
	Verbindungen im Vergleich72
Abbildung 4.9	Vergleich der Engpassmanagement-
	maßnahmen im Netz74
Abbildung A.1	Markt- und Netzsimulationsumgebung
	MILES 76
Abbildung A.2	Vergleich der verwendeten Kennlinie mit den
	Kennlinien anderer WEA aus [22]80
Abbildung A.3	Korrekturfaktor für WEA und PVA basierend auf
	den Wetterdaten des Jahres 201183

Abbildung A.4	Vergleich der Leistungsbereitstellung der WE	ΞΑ
	für einen ausgewählten Zeitraum im	
	Jahr 2011	84
Abbildung A.5	Korrekturfaktor für WEA zur Auslastung o	ler
	Anlagen mit 2.000 Vbh	85
Abbildung A.6	Korrekturfaktor für PVA zur Auslastung o	ler
	Anlagen mit 950 Vbh	85
Abbildung A.7	Ablauf der Netzbetriebszustandssimulation	90

## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 4.1	Vergleich der notwendigen Engpassmanage-
	mentmaßnahmen73