

Begleitung Netzentwicklungsplan 2030 (NEMO VI)

Gutachten



Autoren des Gutachtens

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Christopher Spieker, M. Sc.
Dennis Klein, M. Sc.
Björn Matthes, M. Sc.
Marie-Louise Kloubert, M. Sc. (bis Juni 2018)

Impressum

ef.Ruhr GmbH
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
D-44227 Dortmund

Technische Universität Dortmund
ie³ – Institut für Energiesysteme,
Energieeffizienz und Energiewirtschaft
Emil-Figge-Straße 70
D-44227 Dortmund

15. August 2018

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	7
1.1	Einleitung	7
1.2	Methodik des NEP	8
1.3	Zielstellung & Gliederung	9
1.4	Ergebnisse	12
2	Validierung der Versorgungsaufgabe: Stromnachfrage.....	17
2.1	Nationale Stromnachfrage	18
2.2	Neue Stromanwendungen und Lastmanagement.....	24
2.2.1	Elektromobilität	26
2.2.2	Wärmepumpen	31
2.2.3	Solarstromspeicher zur Eigenversorgung	36
2.2.4	Power-to-Gas.....	39
2.2.5	Demand Side Management	41
2.2.6	Einhaltung der Jahreshöchstlast	43
3	Validierung der Versorgungsaufgabe: Stromangebot.....	46
3.1	Leistungsangebot erneuerbarer Energien.....	47
3.1.1	Regionalisierung	47
3.1.2	Simulation der Einspeisezeitreihen	53
3.2	Europäische Kraftwerkseinsatzoptimierung	58
4	Validierung der Bestimmung des Netzausbaubedarfs.....	68
4.1	Methodik der Netzsimulation	69
4.2	Berücksichtigung betrieblicher Reserven.....	75
5	Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen	79
5.1	Hintergrund und Vorgehen	80
5.2	Szenario 2023	83
5.3	Prüfung und Prüfergebnisse	89
A	Markt- und Netzsimulationsumgebung.....	91
A.1	Übersicht	92
A.2	Modulbeschreibung	94
A.2.1	Zeitreihenermittlung von WEA und PVA.....	94
A.2.2	Kraftwerkseinsatzoptimierung	98
A.2.3	Netzbetriebszustandsermittlung.....	102
A.2.4	Freileitungsmonitoring.....	105
A.2.5	Internes Engpassmanagement	106

Literaturverzeichnis	109
Abbildungsverzeichnis	116
Tabellenverzeichnis	119

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BNetzA	Bundesnetzagentur
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Electric Vehicle (dt. Elektrofahrzeug)
EVBO	Eigenverbrauchsoptimierung
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
FLM	Freileitungsmonitoring
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HH	Haushalte
ie ³	Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MILES	Model of International Energy Systems
MILP	Mixed-Integer Linear Program
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau

NTC	Net Transfer Capacity
OPF	Optimal Power Flow
PINT	Put in one at the Time
PST	Phasenschiebertransformator
PtG	Power-to-Gas
PVA	Photovoltaikanlage
PV	Photovoltaik
SDR	Scenario Development Report
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WP	Wärmepumpe

1 Zusammenfassung

1.1 Einleitung

Durch verschiedene einschneidende Entwicklungen wie die Liberalisierung des Energiesektors, die Energiewende, die zunehmende Kopplung der europäischen Energiemärkte oder die Sektorkopplung befindet sich das Energiesystem im stetigen Wandel. Hierdurch werden auch die elektrischen Versorgungsnetze vor neue Herausforderungen gestellt. 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.

In der Folge ist das Übertragungsnetz zunehmend mit Leistungstransporten konfrontiert, für die es gegenwärtig nicht ausgelegt ist. Dementsprechend 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 Um- bzw. Ausbau der elektrischen Versorgungsnetze, insbesondere auch des Übertragungsnetzes.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind nach § 12 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) dazu verpflichtet, ihre Planungen zum Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes für die kommenden Jahrzehnte zu veröffentlichen. Dies geschieht alle zwei Jahre (vormals jährlich) im Rahmen des Netzentwicklungsplans

(NEP) auf Basis eines von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenariorahmens. Die BNetzA hat diesbezüglich den Auftrag, die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der im NEP identifizierten Netzausbaumaßnahmen zu prüfen und ggf. 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 dementsprechende Begutachtung des NEP 2030 (Version 2017) [2] durch die ef.Ruhr GmbH in Kooperation mit dem Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) der TU Dortmund dar.

In dieser gutachterlichen Konstellation wurde bereits der vorherige NEP 2025 [3] geprüft und die Prüfergebnisse in [4] veröffentlicht. Zusammengefasst wurde den ÜNB darin ein grundsätzlich fundiertes und nachvollziehbares Vorgehen im Rahmen des NEP-Prozesses bescheinigt. Vereinzelt wurde jedoch auch auf alternative methodische Vorgehen hingewiesen sowie der Bedarf nach mehr Transparenz in einigen Prozessschritten festgestellt.

Im Vergleich zum NEP 2025 ergaben sich im NEP 2030 wesentliche Änderungen insbesondere im Bereich der Modellierung der elektrischen Nachfrageseite als Reaktion auf die zunehmende Relevanz der Sektorkopplung als auch in der Erweiterung des Prüfprozesses von Ausbaumaßnahmen im Kurzzeitbereich durch die Untersuchung sogenannter Ad-Hoc-Maßnahmen. Folglich stellen diese beiden Aspekte thematische Schwerpunkte im vorliegenden Gutachten dar.

1.2 Methodik des NEP

Nach § 11 Abs. 1 des 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 hierfür ist der Szenariorahmen, der unterschiedliche

Entwicklungspfade der einzelnen Erzeugungstechnologien und des Stromverbrauchs aufzeigt, deren Parameter nach Vorschlag durch die ÜNB und Konsultation der Öffentlichkeit von der BNetzA genehmigt werden. 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 Kraftwerken 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 von Netzsimulationen Schwachstellen des Ausgangsnetzes hinsichtlich der geforderten Transportaufgabe analysiert, mögliche planerische Handlungsalternativen zur Behebung dieser Schwachstellen anhand des NOVA-Konzepts (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) gegeneinander abgewogen und der Nutzen der letztlich identifizierten Ausbaumaßnahmen mittels multikriterieller Bewertungskriterien ausgewiesen.

1.3 Zielstellung & Gliederung

Im vorliegenden Gutachten wird untersucht, ob die entlang des Planungsprozesses im Rahmen des NEP 2030 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 gutachtereigenen Markt- und Netzsimulationsumgebung validiert, welche gesondert in Kapitel A beschrieben wird.

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

- Wird die regionale und zeitliche elektrische Leistungsnachfrage nachvollziehbar abgeleitet, speziell im Hinblick auf neue Stromanwendungen, die über gewisse Flexibilitätspotenziale in ihrem zeitlichen Leistungsbezug verfügen?
- Erfolgt eine schlüssige Regionalisierung von EE und sind die hieraus resultierenden Einspeisezeitreihen unter Berücksichtigung der Spitzenkappung als realistisch einzustufen?
- Sind die Ergebnisse der Marktsimulation plausibel, insbesondere vor dem Hintergrund der zunehmenden Heterogenität und Anzahl von Strommarktteilnehmern infolge der Sektorkopplung?

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wird die Modellierung von Stromnachfrage und Stromangebot in zwei getrennten Kapiteln validiert. Zunächst wird in Kapitel 2 das Vorgehen der ÜNB zur Modellierung der Stromnachfrage begutachtet. Dies umfasst zum einen im Hinblick auf die Gesamtlast Deutschlands eine qualitative Bewertung der genutzten NEP-Regionalisierungsmethodik als auch Vergleiche der resultierenden Ergebnisse mit denjenigen, die mit einer nachgebildeten Methodik vom Gutachter erstellt wurden. Zum anderen werden die Vorgehensweisen bei der im NEP 2030 erstmalig erfolgten expliziten Modellierung neuer Stromanwendungen und Lastmanagement-Verfahren anhand der diesbezüglichen vorliegenden Ergebnisse und Eingangsparameter bewertet. Als neue Stromanwendungen werden hierbei Elektrofahrzeuge (engl. Electric Vehicles, kurz: EV), Wärmepumpen (WP) und Solarstromspeicher zur Eigenversorgung definiert. Zudem werden neuartige Power-to-Gas-(PtG-)Konzepte sowie das Demand Side Management (DSM) als Verfahren zum flexiblen Lastmanagement definiert.

Anschließend wird in Kapitel 3 zunächst die Modellierung des Leistungsangebots von EE diskutiert. Dies umfasst sowohl eine qualitative Bewertung der Regionalisierungsmethodik als auch Vergleiche der vorliegenden Ergebnisse mit denen basierend auf einer nachgebildeten Methodik 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, unter Berücksichtigung der in

den meisten Szenarien vorgegebenen Kohlenstoffdioxid- (CO₂-) Emissionsbegrenzung, beurteilt. Dazu erfolgt ein Vergleich der NEP-Ergebnisse mit denen des Gutachters. In diesem Zusammenhang werden auch die im NEP verwendeten marktseitigen Eingangsparameter der europäischen Marktsimulation sowie die Methodik zur Modellierung des Auslandes aufgegriffen.

In Bezug auf das Vorgehen zur Bestimmung des notwendigen Netzausbaubedarfs werden die nachstehenden Punkte adressiert:

- Werden im Rahmen der Netzsimulation geeignete Berechnungsverfahren eingesetzt, sodass Schwachstellen des Netzes adäquat analysiert werden können?
- Wie werden die bestehenden und die infolge der geplanten Errichtung zahlreicher leistungsflusssteuernder Betriebsmittel hinzukommenden netzbetrieblichen Freiheitsgrade im Planungsprozess genutzt?
- Erfolgt die Identifikation notwendiger Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen anhand eines nachvollziehbaren Planungskonzepts und sinnvoller Bewertungskriterien?

Hierzu wird in Kapitel 4 zunächst die grundlegende Systematik der ÜNB bei der Identifikation notwendiger planerischer Maßnahmen zusammengefasst und beurteilt. Zudem werden die im Rahmen der Netzsimulation angenommenen Konzepte zum Betrieb leistungsflusssteuernder Betriebsmittel, einige Aspekte zur Modellierung des Netzes sowie weitere Faktoren, die einen relevanten Einfluss auf die bestimmte Netzbelastung haben können, kritisch diskutiert. Abschließend wird nochmals gesondert auf die besondere Problemstellung der Berücksichtigung (netz-)betrieblicher Reserven im Planungsprozess eingegangen.

Die explizite Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Ausbauvorhaben des NEP 2030 in den dort behandelten Zieljahren 2030 und 2035 fand im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit nicht statt. Diese Prüfung ist der BNetzA vorbehalten, die ihre diesbezüglichen Ergebnisse in [5] veröffentlicht hat. Der Gutachter hat die BNetzA parallel zu diesem Entscheidungsprozess durch die vorliegende methodische Begutachtung des NEP 2030 sowie durch quantitative Untersuchungen zusätzlicher, über den NEP 2030 hinausgehender Szenarien unterstützt.

Zudem prüfte der Gutachter im Auftrag der BNetzA die energiewirtschaftliche Eignung sogenannter Ad-Hoc-Maßnahmen im Zeitraum von 2023 bis 2025. Diese netzverstärkenden Ausbaumaßnahmen wurden abseits des eigentlichen NEP-Prozesses von den ÜNB eingebracht, um den zu erwartenden zusätzlichen Bedarf an Redispatch und Einspeisemanagement in Folge der Abschaltung der Kernkraftwerke in 2022 bis zur geplanten Inbetriebnahme der innerdeutschen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-(HGÜ-)Verbindungen im Laufe des Jahres 2025 zu mindern. Das Vorgehen bei dieser Prüfung und die resultierenden Ergebnisse werden im Kapitel 5 vorgestellt.

1.4 Ergebnisse

Die gutachterliche Untersuchung und Validierung hat ergeben, dass die Netzausplanung im NEP 2030 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 weitestgehend nachvollziehbar und korrekt hergeleitet werden. Im Einzelnen konnten folgende Punkte positiv validiert werden:

- Die zukünftige Stromnachfrage in Deutschland wird plausibel abgebildet, da eine realitätsnahe Zerlegung der Lastganglinie differenziert nach Sektoren und Technologien stattfindet und ein durchaus nachvollziehbares Einsatzverhalten neuer Stromanwendungen aus ihren nativen Lastprofilen und diesbezüglichen Flexibilitätspotenzialen resultiert.
- Es erfolgt eine sachgerechte Regionalisierung und Prognose der Einspeisung von EE unter Beachtung der Spitzenkappung von WEA an Land und PVA.
- Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen eine hohe Ähnlichkeit mit denen des Gutachters, was die gesamte Methodik der Marktsimulation vor dem Hintergrund der enormen Heterogenität und Vielzahl der Marktteilnehmer und der somit bestehenden zahlreichen modelltechnischen Freiheitsgrade quantitativ validiert.

- Schwachstellen des Ausgangsnetzes in Bezug auf die resultierenden, zukünftigen Anforderungen werden mithilfe detaillierter Netzanalysen identifiziert, die dem Stand der Technik entsprechen.
- Einige netzbetriebliche Freiheitsgrade werden bereits im Planungsprozess (zumeist zweckmäßig) genutzt, wohingegen andere aufgrund von Prognoseunsicherheiten im Planungsprozess dem zukünftigen Netzbetrieb als Reserven vorbehalten werden.
- Durch Anwendung des NOVA-Prinzips zur Bestimmung notwendiger planerischer Maßnahmen wird angestrebt, den Netzausbau auf das notwendige Maß zu reduzieren, und mithilfe verschiedener Kriterien wird der Nutzen identifizierter Maßnahmen objektiv dargestellt.

Zudem belegen das Ausmaß des im Rahmen der Prüfung der Ad-Hoc-Maßnahmen ermittelten Engpassmanagementbedarfs sowie die resultierenden Kosten die Notwendigkeit der bisher durch die BNetzA bestätigten Ausbaumaßnahmen, insbesondere die der HGÜ-Verbindungen. Die bestätigten Ad-Hoc-Maßnahmen können im Zeitraum von 2023 bis 2025 zwar eine erhebliche positive Wirkung entfalten, jedoch liegt das resultierende Engpassmanagementniveau immer noch deutlich über dem heutigen.

Trotz des prinzipiell positiven Gesamteindrucks hinsichtlich des Vorgehens der ÜNB sieht der Gutachter in einigen Punkten Verbesserungspotenzial und Änderungsbedarf. Viele dieser Punkte wurden bereits in [4] angeführt, sodass diesbezüglich nur an wenigen Stellen ein Fortschritt gegenüber dem Vorgehen im NEP 2025 festgestellt werden kann. So ist anzumerken, dass Sensitivitätsbetrachtungen im NEP lediglich durch die Definition der verschiedenen Szenarien innerhalb des Szenariorahmens erfolgen. Annahmen entlang der Planungsprozesskette 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 historisches Wetterjahr zugrunde. Zwar ist wahrschein-

lich, dass im Verlauf jeden Jahres etwaige Extremsituationen, die im Planungsprozess berücksichtigt werden sollten, auftreten. Eine entsprechende Sensitivitätsanalyse hierzu, ggf. außerhalb des NEP-Prozesses, findet jedoch nicht statt.

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 (etwaige) CO₂-Emissionsbegrenzung des Stromsektors wird von den ÜNB durch eine fixe Erhöhung der CO₂-Preise in Deutschland modelliert, der Gutachter berücksichtigt sie als explizite Nebenbedingung in der Kraftwerkseinsatzoptimierung. Resultierend ergibt sich trotz Verwendung unterschiedlicher Ansätze jedoch jeweils eine Verlagerung der Erzeugung aus konventionellen deutschen Kraftwerke in das Ausland. Aufgrund des Fehlens eines klar definierten, ordnungspolitischen Instruments zur Einhaltung der CO₂-Emissionsgrenze, wird seitens des Gutachters somit auf eine Empfehlung für eine der beiden Alternativen verzichtet.
- Zur Steuerung der geplanten HGÜ-Verbindungen wird ein Verfahren eingesetzt, bei welchem die Höhe (jedoch nicht die Richtung) der jeweilig transportierten Wirkleistung 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 etwaige zusätzliche Belastungspotenzial von Freileitungen infolge günstiger lokaler Witterungsbedingungen, das durch den Einsatz von Freileitungsmonitoring (FLM) erschlossen werden kann, wird von den ÜNB indirekt abgeschätzt. Als Einflussgrößen werden die momentane Wind einspeisung sowie die Zugehörigkeit der jeweiligen Freileitung zu einer von drei geographischen Zonen Deutschlands

verwendeten. Das tatsächliche Belastungspotenzial kann somit sowohl über- als auch unterschätzt werden. Eine direkte Berechnung der Stromtragfähigkeiten von Freileitungen in Abhängigkeit der lagegenauen Wetterdaten stellt eine genauere Alternative dar.

Darüber hinaus hat der Gutachter bezüglich folgender Vorgehensweisen offensichtliches Verbesserungspotenzial festgestellt:

- Infolge der expliziten Modellierung neuer Stromanwendungen wie von EV oder WP können neue Lastspitzen auftreten. Zusätzlich können diese Lastspitzen durch den kostenoptimalen Betrieb lastmanagementfähiger Stromanwendungen einerseits reduziert, andererseits aber auch weiter erhöht werden. Der Szenariorahmen gibt jedoch grundsätzlich für alle Szenarien eine maximale Jahreshöchstlast i. H. v. 84 GW vor. Um diesen Wert einzuhalten, werden die originär resultierenden gesteuerten Lastprofile dieser Stromanwendungen nochmals angepasst und somit verzerrt. Korrekt wäre, auf die Vorgabe eines Werts für die Spitzenlast im Szenariorahmen zu verzichten, da sich dieser Wert intrinsisch aus dem Verhalten der Stromnachfrager ergibt und nicht umgekehrt.
- Die elektrische Nachfrage von PtG-Umwandlungsanlagen wird nicht explizit modelliert. Stattdessen wird angenommen, dass derjenige Teil der bereitgestellten Energie von EE, der durch die Spitzenkappung nicht in das Netz eingespeist werden kann, zur Deckung dieser Nachfrage genutzt wird. Diese Annahme mag für geringe PtG-Leistungen wie im zugrundeliegenden Szenariorahmen [6] (2 GW) noch zutreffen. Bei zukünftig etwaig höheren Leistungsprognosen ist sie jedoch durch eine explizite Modellierung des Betriebsverhaltens von PtG-Anlagen zu ersetzen.
- Die Gewährleistung zulässiger Spannungsbänder im Netz 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 frag-

lich, wie mit der verwendeten Modellierung die Gewährleistung dieses Planungsgrundsatzes überprüft werden kann, da der Blindleistungshaushalt von diesen fiktiven Elementen wesentlich beeinflusst wird.

Schließlich ist hinsichtlich einiger Prozessschritte 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, für die wissenschaftlich-technische Herleitungen bzw. Festlegungen wünschenswert und notwendig wären:

- Welche Methoden werden zur Bestimmung der gesteuerten Lastprofile neuer Stromanwendungen (EV, WP), der Verfügbarkeitsprofile von DSM-Prozessen, der Einspeisezeitreihen von WEA und PVA sowie der wärmebedingten Einsätze von Groß-Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Anlagen verwendet?
- Wie werden im Rahmen der Netzsimulation wesentliche Parameter, bspw. zur Steuerung der HGÜ-Verbindungen, sowie der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren (PST) und der Netznormalschaltzustand bestimmt?
- Wieso werden gewisse netzseitige betriebliche Freiheitsgrade dem zukünftigen Netzbetrieb ganz (Schalthandlungen) oder nur teilweise (FLM-/PST-Einsatz) vorbehalten, andere hingegen gar nicht (HGÜ-Einsatz)?

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. Daher ist der im NEP gewählte Kompromiss zwischen pragmatischem Vorgehen und wissenschaftlicher Präzision vor dem Hintergrund des endlichen Zeitrahmens für die Erstellung des NEP zumeist nachvollziehbar und sinnvoll. Nichtsdestotrotz ist im Rahmen zukünftiger NEP-Prozesse eine Auseinandersetzung mit den oben genannten Punkten geboten, um alle Faktoren, die den Netzausbaubedarf wesentlich beeinflussen könnten, gebührend zu berücksichtigen.

2 Validierung der Versorgungsaufgabe: Stromnachfrage

Im Rahmen der Lastmodellierung leiten die ÜNB auf Basis des Szenariorahmens die zukünftige nationale Stromnachfrage ab. Konkret wird bestimmt, wo, wann und in welcher Höhe elektrische Leistung nachgefragt wird. Die hierbei im Rahmen des NEP verwendeten Methoden und Modelle sowie die resultierenden Ergebnisse werden in diesem Kapitel validiert. Dabei werden zunächst der Gesamtstrombedarf Deutschlands und anschließend detailliert die neuen Stromanwendungen, wie EV, WP, PV-Kleinspeicher und Power-to-X-Technologien, im Einzelnen betrachtet.

Zusammenfassung der Kernergebnisse

- Die Lastmodellierung des NEP ermittelt unter Berücksichtigung aller derzeit absehbarer Faktoren zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Zeitreihen des elektrischen Energiebedarfs differenziert nach Sektoren und Technologien.
- Durch neue Stromanwendungen hervorgerufene strukturelle Veränderungen im zeitlichen Verlauf der elektrischen Leistungsnachfrage werden explizit berücksichtigt.
- Die Vorgabe einer konstanten Jahreshöchstlast i. H. v. 84 GW in allen NEP-Szenarien ist vor dem Hintergrund der daraus resultierenden Notwendigkeit einer Modifikation der Lastprofile neuer Stromanwendungen zur Einhaltung der Vorgaben der Genehmigung kritisch zu hinterfragen.
- Es erfolgt keine explizite Modellierung des Betriebsverhaltens von PtG-Anlagen, stattdessen wird angenommen, dass dieses implizit bereits in der Spitzen-

kappung berücksichtigt wird. Bei höheren PtG-Leistungsprognosen in zukünftigen Szenarien ist jedoch eine explizite Modellierung erforderlich.

- Die Dokumentation der Methodik zur Generierung gesteuerter Lastprofile von EV und WP im NEP sowie in den Begleitdokumenten ist zum Teil unvollständig und wesentliche Werte von Parametern, die zur Simulation einer flexiblen Betriebsweise benötigt werden, sind nicht veröffentlicht. Gleiches gilt für die spezifischen Parameterwerte von DSM-Prozessen.

2.1 Nationale Stromnachfrage

Die vier ÜNB modellieren im NEP 2030 erstmalig die nationale Stromnachfrage mit hoher regionaler und zeitlicher Detailtiefe. Hierfür greifen sie auf das Energienachfragemodell FORECAST und das Lastgangmodell eLoad vom Fraunhofer ISI zurück. Im Folgenden werden die Modelle kurz vorgestellt¹ und gutachterlich bewertet. Anschließend wird die Regionalisierung der ÜNB durch den Gutachter nachgebildet. Konkret werden von den ÜNB getroffenen Annahmen der Regionalisierung in die gutachtereigene Regionalisierungsmethodik übernommen und die jeweiligen Ergebnisse gegenübergestellt. Dabei liegt der thematische Schwerpunkt in diesem Unterkapitel auf der gesamten Stromnachfrage in Deutschland.

Vorgehen zur Bestimmung der Stromnachfrage

Das Modell FORECAST ist als technologiebasierter Bottom-up-Ansatz konzipiert und setzt sich aus den Bausteinen FORECAST-Makro, FORECAST-Pricing und FORECAST zusammen. Für ein bestimmtes Szenario werden Basisdaten wie Bevölkerung und Bruttoinlandsprodukt festgelegt. Diese dienen als Eingangsgröße für das FORECAST-Makro und FORECAST-Pricing. Aufbauend auf historischen Zeitreihen einzelner sektorspezifischer Aktivitätsgrößen² werden zukünftige Aktivitätsgrößen im FORECAST-Makro

¹ s. [7] für detailliertere Informationen

² Unter einer Sektor spezifischen Aktivitätsgröße ist bspw. die Anzahl der Haushalte, das verfügbare Einkommen, die Anzahl der Beschäftigten, die physikalische Produktion, die Bruttowertschöpfung, die Höhe zurückgelegter Personen- und Tonnenkilometer im Verkehrssektor sowie das Bruttoinlandsprodukt zu verstehen.

sektorenscharf generiert. Das FORECAST-Pricing bestimmt aus den Entwicklungen der Weltmarktpreise und den Strom-Großhandelspreisen die sektorspezifischen Endverbraucherpreise. Die Ergebnisse des FORECAST-Makro und FORECAST-Pricing sind die Eingangsgrößen für das Modul FORECAST. Hier wird die Energienachfrage aufgeteilt nach den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Haushalten (HH), Industrie sowie Verkehr ermittelt. Die Ergebnisse basieren auf technologischen und energiepolitischen Entwicklungspfaden und liefern den nationalen Nettostrombedarf.

Anschließend wird der nationale Nettostrombedarf auf Landkreisebene in einem Top-Down Ansatz regionalisiert. Die Parameter für die Verteilungsschlüssel werden sektorenspezifisch ausgewählt. Durch eine Multilevel-Überprüfung, die die Treiber und Stromnachfrage auf der Ebene der Landesbilanz und Bundesland abgleicht, werden die Ergebnisse validiert.

Das eLOAD-Modell modelliert die zukünftigen Lastprofile mit einem Ansatz zur partiellen Lastdekomposition. Aufbauend auf technologiespezifischen Lastprofilen, historischen Lastkurven und Wetterdaten werden strukturelle Änderungen in den Lastverläufen berücksichtigt und Lastverläufe für Zukunftsszenarien generiert. Im Gegensatz zum Vorgehen im Rahmen vergangener NEP-Prozesse werden die zukünftigen Lastverläufe nicht durch Skalierung historischer Verläufe erzeugt, sondern Entwicklungen wie Energieeffizienz und neue Lastkomponenten wie EV adäquat berücksichtigt und Lastverläufe entsprechend angepasst.

Mithilfe der Verteilungsschlüssel für die jährliche sektorale Stromnachfrage auf Landkreisebene wird der nationale Lastverlauf für das Basisjahr regionalisiert. Hierbei werden identische sektorale Lastprofile für alle Landkreise unterstellt. Durch die unterschiedliche sektorale Zusammensetzung je Landkreis ergeben sich verschiedene Lastverläufe je Landkreis. Entsprechend der partiellen Lastdekomposition werden die Lastverläufe auf Landkreisebene für das Zukunftsszenario angepasst.

Bewertung

Die dem NEP zugrunde liegende Regionalisierung der elektrischen Stromnachfrage basiert auf einem Detailmodell, das sowohl sektorale Einflüsse als auch Basisgrößen wie Bevölkerungsanzahl etc. berücksichtigt. Hierdurch können angenommene strukturelle Veränderungen adäquat berücksichtigt werden. Durch die Regionalisierung auf Landkreisebene wird ein hoher Detailgrad erreicht. Allerdings spiegelt die Regionalisierung nur eine mögliche Realisierung wider. Eine Untersuchung der Sensitivität alternativer Realisierungen wäre wünschenswert, um den Einfluss unterschiedlicher Regionalisierungen auf das Übertragungsnetz untersuchen zu können.

Nachbildung der Regionalisierung des NEP

Zur Validierung der Methode der ÜNB hat der Gutachter die Lastverläufe mit einem eigenen Modell unter Verwendung der von den ÜNB berücksichtigten Annahmen des Szenariorahmens generiert. Das Modell berücksichtigt ebenso sektorenspezifische Lastcharakteristika und setzt den Lastverlauf aus den Lastverläufen verschiedener Systemkomponenten zusammen. Die folgenden Beschreibungen geben eine Übersicht über das verwendete Modell, weiterführende Informationen finden sich in [8].

Die Regionalisierung der Last wird auf Gemeindeebene durchgeführt. Gemäß der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen wird zwischen den Sektoren Industrie, Verkehr, GHD und private HH unterschieden [9], da diese unterschiedliche regionale Verteilungen zufolge haben. Basierend auf historischen Daten wird die Gesamtlast auf diese Sektoren aufgeteilt und mit eindimensionalen Regionalisierungsfaktoren in die deutschen Gemeinden verortet. Für die Regionalisierung der Industrielast wird die Bruttowertschöpfung der Land- und Forstwirtschaft, der Fischerei sowie des produzierenden Gewerbes verwendet [10]. Die Verkehrslast wird gemäß der Verteilung der Gesamtbevölkerung in städtischen Gebieten regionalisiert, die GHD-Last auf Basis der Bruttowertschöpfung der Dienstleistungsbereiche und die privaten HH gemäß der Gesamtbevölkerung [11].

Im Jahr 1999 wurden in [12] Standardlastprofile für Haushalts-, Landwirtschafts- und Kleingewerbekunden entwickelt. Für leistungsgemessene Kunden, also vorwiegend größere Gewerbebetriebe und Industrieunternehmen, existieren keine standardisierten

Profile. Daher wird für den HH-Sektor das Standardlastprofil H0 verwendet, das zwischen Wochentagen und Jahreszeiten unterscheidet. Die Tagesprofile werden aneinandergereiht, mit einem tagesabhängigen Dynamisierungsfaktor multipliziert und auf den elektrischen Energiebedarf des HH-Sektors einer Gemeinde skaliert. Die Summe aller Gemeindeprofile ergibt dann die deutschlandweite HH-Last. Alle weiteren Sektoren werden aggregiert betrachtet und mit einem Restlastprofil modelliert. Dieses ergibt sich aus der Gesamtlast Deutschlands abzüglich der deutschlandweiten HH-Last. Die Gesamtlast Deutschlands entstammt den Veröffentlichungen des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) [13] und wird entsprechend dem Basisjahr der Simulation ausgewählt. Gemäß der Zukunftsprognose wird die Gesamtlast linear skaliert.

Um die anhand der nachgebildeten Regionalisierung auf Gemeindeebene ermittelte Last mit den Regionalisierungsergebnissen des NEP, die dem Gutachter zugeordnet zu den Knoten des Hochspannungsnetzes vorliegen, zu vergleichen, erfolgt jeweils eine Aggregation der Ergebnisse auf die Knoten des Übertragungsnetzes. Die angeschlossenen Lasten 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 Lasten auf Gemeindeebene erfolgt durch die Ermittlung aller Übertragungsnetzknotten 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 Last 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.

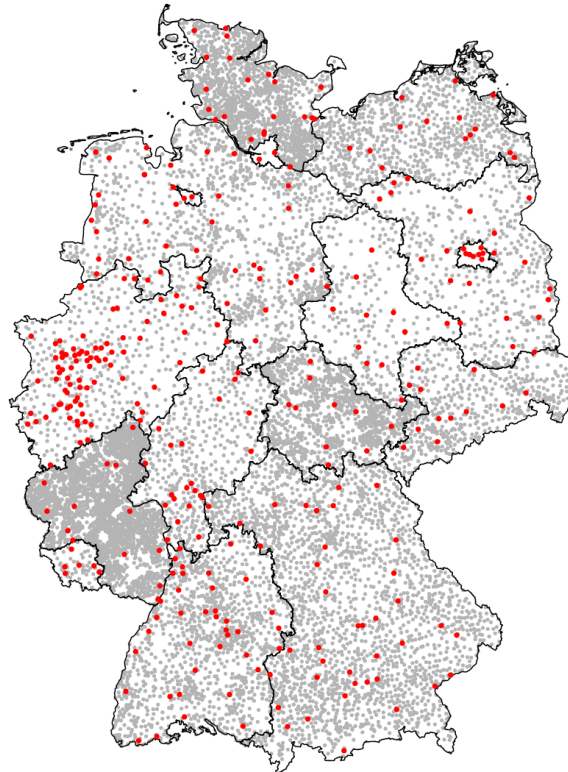


Abbildung 2.1 Gemeindemittelpunkte der deutschen Gemeinden (grau) und Standorte der Knoten des deutschen Übertragungsnetzes (rot)

Zum Vergleich der Regionalisierung werden die Netzknoten über den Abstand zueinander aggregiert, so dass 100 bzw. 15 Regionen innerhalb Deutschlands entstehen. Dies entspricht einer Aggregation aller Netzknoten bis zu einem Abstand von 43 km bzw. 113 km. Dabei wird die Pearsson-Korrelation (als Maß für den Grad des linearen Zusammenhangs) zwischen der Verteilung der jeweiligen Jahreshöchstlast auf Netzknotenebene berechnet. Die lineare Korrelation wird für alle Szenarien und für beide Aggregationsstufen bestimmt. Die diesbezüglichen Ergebnisse sind in Tabelle 2.1 dargestellt.

Tabelle 2.1 Vergleich der Regionalisierung der elektrischen Nachfrage in Deutschland zwischen dem NEP- und dem Gutachter-Verfahren

Pearsson Korrelationskoeffizient	A2030	B2030	B2035	C2030
Aggregation: 100 Regionen	0,972	0,975	0,974	0,976
Aggregation: 15 Regionen	0,983	0,984	0,986	0,988

Wie zu erkennen ist, weist die Regionalisierung der Last des Gutachters für alle Szenarien und beide Aggregationsstufen eine sehr hohe Korrelation mit der des NEP 2030 auf.

Zur weiteren Verdeutlichung dieser hohen Übereinstimmung sind in Abbildung 2.2 die jeweiligen Jahreshöchstlasten im Szenario B 2030 aggregiert auf 15 Regionen dargestellt. Links ist die Regionalisierung der ÜNB dargestellt, im rechten Teil der Darstellung ist die Regionalisierung auf Basis des Gutachters zu sehen.

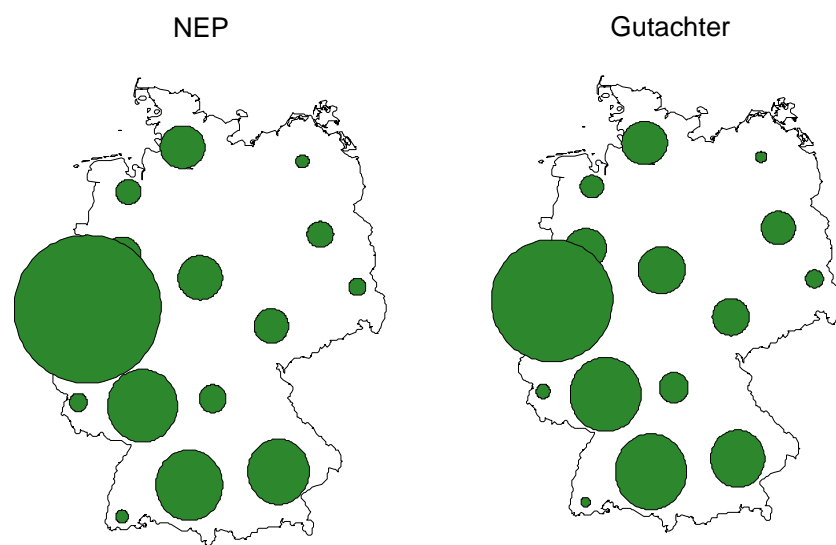


Abbildung 2.2

Vergleich der Regionalisierung der Last des NEP und der NEP-nachgebildeten Regionalisierung auf 15-Regionenebene

Demnach bestehen lediglich geringe Unterschiede zwischen den jeweiligen Regionalisierung und zwar im Westen sowie Südwesten Deutschlands. Zudem zeigt sich jeweils, dass die Lastschwerpunkte vor allem im Westen und Süden Deutschlands liegen.

In Abbildung 2.3 ist der jeweilige zeitliche Verlauf der simulierten gesamten Stromnachfrage Deutschlands für einen ausgewählten Zeitraum des Szenarios B 2030 gegenübergestellt.

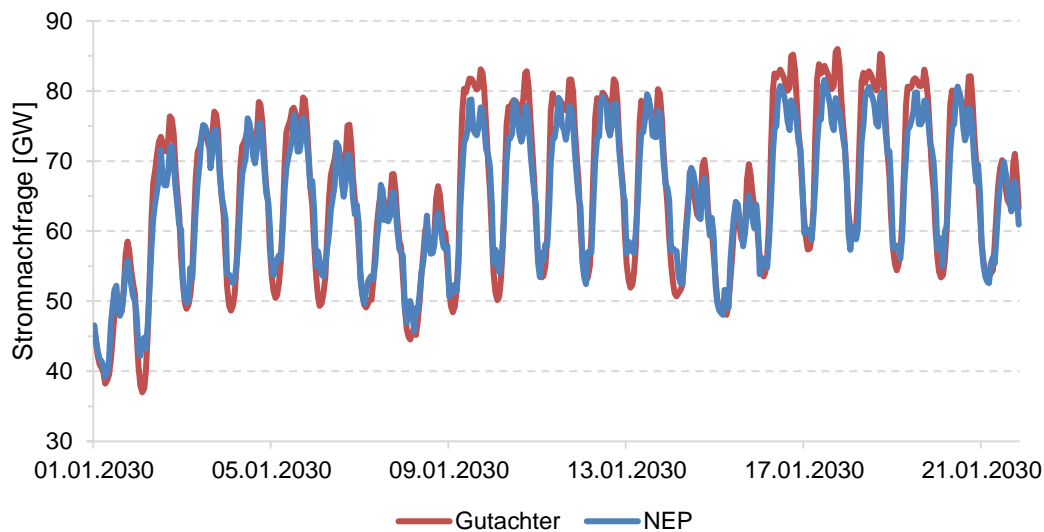


Abbildung 2.3 Gegenüberstellung der jeweils simulierten Gesamtlast Deutschlands in einem ausgewählten Zeitraum

Dementsprechend zeigen auch die Zeitreihen eine hohe Übereinstimmung, insbesondere hinsichtlich des resultierenden periodischen Musters. Vereinzelt treten Unterschiede bezüglich des Zeitpunkts und der Höhe von Spitzenlasten auf. Auffällig ist lediglich, dass der Betrag der jeweiligen Lastminima bei der Simulation des Gutachters durchgehend niedriger ausfällt als im NEP.

Auf Basis der methodischen Prüfung und des quantitativen Vergleichs der jeweiligen Ergebnisse erscheint die im NEP angewandte Regionalisierung schlüssig umgesetzt worden zu sein und ist somit eine plausible Abbildung eines zukünftigen Zustands der Lastverteilung in Deutschland.

2.2 Neue Stromanwendungen und Lastmanagement

Der vorliegende NEP berücksichtigt erstmalig auch eine zunehmende Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Stromsektor. Als Treiber dieser sog. Sektorkopplung identifizieren die ÜNB im Wesentlichen EV und WP. Im Rahmen der Lastmodellierung werden die Lastprofile dieser beiden neuen Stromanwendungen explizit berücksichtigt. Darüber hinaus prognostizieren die

ÜNB eine steigende Partizipation und Integration der Nachfrageseite am bzw. in den Strommarkt, durch sog. Flexibilitätsoptionen. Zu diesen Optionen zählen die ÜNB Solarstromspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung (EVBO) privater HH sowie DSM im GHD- und Industriesektor. Die im Rahmen des NEP verwendeten Methoden und Modelle zur expliziten Simulation dieser neuartigen Einzelbestandteile der nationalen Stromnachfrage sowie die resultierenden Ergebnisse werden in diesem Abschnitt validiert.

Wie bereits erwähnt, wurde die Lastmodellierung für diesen NEP vom Fraunhofer ISI durchgeführt. Die angewendeten Methoden und Modelle, insbesondere das Energienachfragemodell FORECAST und das Lastgang-Modell eLOAD, wurden teilweise im Rahmen des Begleitgutachtens [7] veröffentlicht. Das eLOAD-Modell beinhaltet über 600 technologiespezifische Lastprofile aus Feldstudien, Gebäudesimulationen und internen Daten aus Industrieprojekten des Fraunhofer ISI. Die methodischen Ansätze zur Erstellung der Lastprofile selbst, insbesondere für EV und WP, sind dem Begleitgutachten nicht zu entnehmen. Basierend auf der umfassenden Datenbasis ist es möglich strukturelle Änderungen, wie z. B. eine zunehmende Sektorkopplung und/oder eine Flexibilisierung verschiedener Verbraucher, durch die Methode der partiellen Lastdekomposition gezielt in der nationalen Stromnachfrage abzubilden. Die im NEP verwendeten kostenoptimierten Lastprofile von EV und WP ergeben sich durch eine dem Lastgang-Modell eLOAD nachgelagerte Minimierung der Strombezugskosten. Die Parameter der verschiedenen technischen und organisatorischen Restriktionen (z. B. max. Verlagerungsdauer, Mindestpausenzeiten, o. ä.) dieser nachträglichen Optimierung sind jedoch weder im Begleitgutachten noch in der Dissertation [14] des eLOAD-Entwicklers veröffentlicht.

Da weder im NEP noch in den Begleitdokumenten exakt beschrieben wird, wie die kostenoptimierten Lastprofile von EV und WP simuliert werden, können die diesbezüglichen Simulationsergebnisse lediglich quantitativ bewertet werden. Hierfür erfolgt in diesem Unterkapitel für jede neuartige Lasttechnologie im NEP ein Vergleich der Simulationsergebnisse der ÜNB mit den Ergebnissen des Gutachters basierend auf der nachgebildeten Lastflexibilisierung sowie dem methodischen Ansatz zur Lastprofilermittlung des Gutachters.

2.2.1 Elektromobilität

Der Gutachter verwendet zur Herleitung der elektrischen Leistungsnachfrage von EV eine Methode basierend auf [15]. Unter Anwendung eines analytischen Verfahrens zur Modellierung des Fahr- und Ladeverhaltens von EV wird vom Mobilitätsverhalten privater HH aus einer Erhebung im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung im Jahr 2008 [16] auf die elektrische Nachfrage zur Ladung von EV geschlossen. Dabei nimmt der Gutachter an, dass die Fahrzeuge von ihren Nutzern grundsätzlich zu Hause und am Arbeitsplatz geladen werden können. Die mögliche Ladeleistung liegt in beiden Fällen bei 3,7 kW und die Energienachfrage der Fahrzeuge wird mit 20 kWh pro 100 km angenommen. Sie werden stets sofort geladen, wenn sie entweder bei den Nutzern zu Hause oder am Arbeitsplatz abgestellt werden. Zukünftig neu ins System integrierte EV außerhalb des HH-Sektors werden nicht berücksichtigt. Eine weitere Elektrifizierung des Güterverkehrs wird folglich nicht abgebildet.

Das methodische Vorgehen des Gutachters zur Bestimmung der elektrischen Leistungsnachfrage ist dementsprechend mit dem der ÜNB „*Laden nach dem letzten Weg*“³ vergleichbar. Des Weiteren ist der Dissertation des eLOAD-Entwicklers⁴ zu entnehmen, dass als Datenbasis zur Generierung von Fahrprofilen ebenfalls die Feldstudie MiD 2008 [16] herangezogen wurde. Zur Abschätzung des Jahresstromverbrauchs von EV haben die ÜNB laut [6] eine jährliche Fahrleistung i. H. v. 10.000 km pro EV sowie einen durchschnittlichen Verbrauch i. H. v. 25 kWh pro 100 km unterstellt.

Vor dem Hintergrund, dass dem Gutachter lediglich die gesteuerten Lastprofile mit kostenoptimaler Lastverlagerung vorliegen, werden die ÜNB-Simulationsergebnisse des Szenario A 2030, in welchem die Lastflexibilisierung am geringsten ausgeprägt ist, zum Vergleich des ungesteuerten Betriebsverhaltens herangezogen. An dieser Stelle ist zusätzlich darauf hinzuweisen, dass die prognostizierte Anzahl von EV in den NEP-Szenarien im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA nach unten korrigiert wurde. Eine gleichzeitige Änderung des Anteils lastmanagementfähiger EV ist aus der Genehmigung jedoch nicht ersichtlich. Aus die-

³ s. [7], S. 57

⁴ s. [14], S. 175

sem Grund sind die im Begleitgutachten des Fraunhofer ISI veröffentlichten Lastprofile und Analysen nicht direkt mit den finalen Simulationsergebnissen des NEP bzw. des Gutachters vergleichbar.

Ungesteuerte Terminierung der Beladung

Der Vergleich der Simulationsergebnisse des NEP mit denen des Gutachters ist in der nachfolgenden Abbildung 2.4 dargestellt.

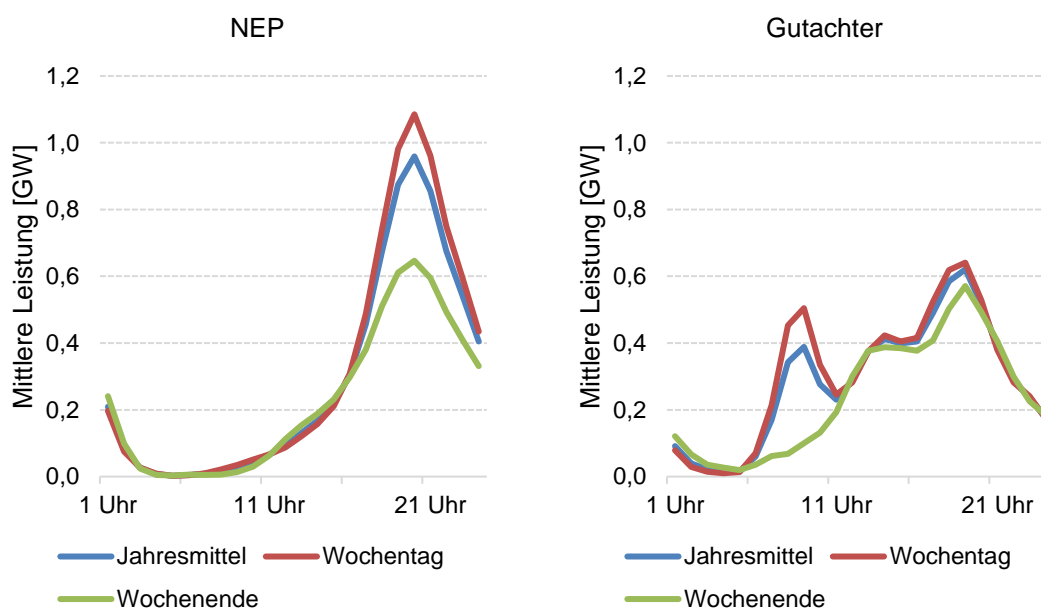


Abbildung 2.4 Gegenüberstellung des jeweils simulierten tagesabhängigen ungesteuerten elektrischen Leistungsbezugs von EV (A 2030)

Beim Vergleich des (weitestgehend) ungesteuerten EV-Lastprofils sind strukturelle Unterschiede zu erkennen. Das Lastprofil der ÜNB weist eine charakteristische Lastspitze im Tagesverlauf um etwa 20 Uhr am Abend auf, wohingegen das Profil des Gutachters zwei Lastspitzen aufweist. Eine Lastspitze befindet sich ebenfalls in den Abendstunden um etwa 20 Uhr, die zweite charakteristische Lastspitze tritt allerdings bereits davor zwischen 8 und 10 Uhr auf. Dieser strukturelle Unterschied im Lastprofil resultiert im Wesentlichen aus abweichenden Annahmen im Hinblick auf die Nutzung sowie die technische Ausprägung der Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz und im öffentlichen Raum.

Die über den Tagesverlauf kontinuierlich steigende Last der EV in Kombination mit einer einzelnen Lastspitze in den Abendstunden (des ÜNB-Lastprofils) folgt aus der Annahme, dass EV überwiegend im privaten Bereich direkt nach der letzten Fahrt eines Tages voll-

ständig aufgeladen werden. Aus Sicht des Gutachters ist diese Annahme grundsätzlich plausibel, unterstellt jedoch, dass die öffentliche Ladeinfrastruktur entweder nur sehr gering frequentiert oder gar nicht vorhanden ist.

Der Gutachter unterstellt im Rahmen seiner Modellierung der elektrischen Leistungsnachfrage von EV, dass eine aus technischer Sicht entsprechend dimensionierte Ladeinfrastruktur im öffentlichen Bereich sowie auf der Arbeit vorhanden ist und effektiv genutzt wird. Als Folge dieser Annahme, wird die öffentliche Ladeinfrastruktur (inkl. Arbeitsplatz) im Modell des Gutachters insbesondere in den Morgenstunden vermehrt genutzt, wodurch sich eine zweite charakteristische Lastspitze am Vormittag ergibt.

Der Vergleich der (weitestgehend) ungesteuerten EV-Lastprofile ohne kostenoptimale Lastverlagerung belegt, dass die Zeitreihen im NEP plausibel hergeleitet und simuliert worden sind, auch wenn grundlegende Unterschiede im Lastprofil zu erkennen sind.

Kostenoptimale Terminierung der Beladung

Im nachfolgenden Abschnitt werden die verwendeten Methoden und Modelle sowie die resultierenden Ergebnisse zur Bestimmung der gesteuerten EV-Lastprofile mit kostenoptimaler Lastverlagerung validiert.

Gemäß dem Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB wird bei der nationalen Lastmodellierung unter Anwendung des eLOAD-Modells ein Lastmanagement flexibler EV zur kostenoptimalen Terminierung des Ladevorgangs durchgeführt. Dementsprechend erfolgt die Anpassung der EV-Lastprofile in einem der Kraftwerkseinsatzoptimierung vorgelagerten Schritt. Ausgehend von dem ermittelten ungesteuerten EV-Lastprofil, erfolgt eine zeitliche Verlagerung des elektrischen Leistungsbezugs der EV aus dem öffentlichen Netz. Dabei wird der Ladevorgang von EV innerhalb eines Tages in diejenigen Stunden mit den geringsten Strompreisen verschoben, wodurch die täglichen Strombezugskosten der Fahrzeughalter minimiert werden. Eine exaktere oder mathematische Formulierung des Optimierungsproblems ist keinem der NEP-Dokumente zu entnehmen, darüber hinaus bleiben wesentliche Parameter und Nebenbedingungen der von den ÜNB angewendeten kostenoptimalen Anpassung der EV-Lastprofile intransparent.

Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass vor der europäischen Kraftwerkseinsatzoptimierung grundsätzlich keine Markt- bzw. Strompreise vorliegen, sodass diese *ex ante* durch eine geeignete Methodik aus den zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Daten abgeleitet werden müssen. Des Weiteren bleiben der finale Anteil lastmanagementfähiger EV sowie deren betriebliche Flexibilität ungeklärt. Insbesondere bei räumlich veränderlichen mobilen Lasten, ist eine zeitliche Verlagerung der Beladung auf einen früheren Zeitpunkt nur bedingt möglich, da das Fahrzeug dort typischerweise in Bewegung ist. Wie auch das Fraunhofer ISI bereits angemerkt hat⁵, besteht zum aktuellen Zeitpunkt noch große Unsicherheit darüber, wie und wann ein flächendeckendes Lastmanagement zukünftig eingesetzt wird.

Hinsichtlich des methodischen Vorgehens zur *ex ante* Bestimmung von Strompreissignalen ist [14] zu entnehmen, dass ein funktionaler Zusammenhang zwischen Residuallast und Strompreisen unterstellt wird. Mittels Kurvenanpassung (engl. curve fitting) wird pro NEP-Szenario jeweils ein Polynom dritten Grades bestimmt, welches als Approximation der Merit-Order interpretiert werden kann und den Strompreis in Abhängigkeit der nationalen Residuallast beschreibt. Unter Anwendung dieses vereinfachten funktionalen Zusammenhangs kann auf eine sequentielle Ausführung der Last- und Marktmodellierung über mehrere Iterationsschleifen verzichtet werden, was im Rahmen des NEP-Prozesses als zweckmäßig und effizient zu bewerten ist.

Zur Validierung der kostenoptimalen gesteuerten EV-Lastprofile wurde das methodische Vorgehen der ÜNB nachgebildet. Dazu wurde analog mittels Kurvenanpassung zunächst der funktionale Zusammenhang zwischen Residuallast und Strompreisen bestimmt. Dabei wurde in Anlehnung an den ÜNB-Entwurf des Szenariorahmens [17] unterstellt, dass im Szenario B 2030 maximal ein Anteil von 5,4 % aller EV-Nutzer innerhalb eines vierstündigen Zeitfensters auf Strompreissignale reagieren kann und typischerweise nur durch ein zeitlich verzögertes Laden am Lastmanagement teilnimmt.

⁵ s. [7], S. 33

Der Vergleich der Simulationsergebnisse des NEP mit denen des Gutachters ist in der nachfolgenden Abbildung 2.5 dargestellt.

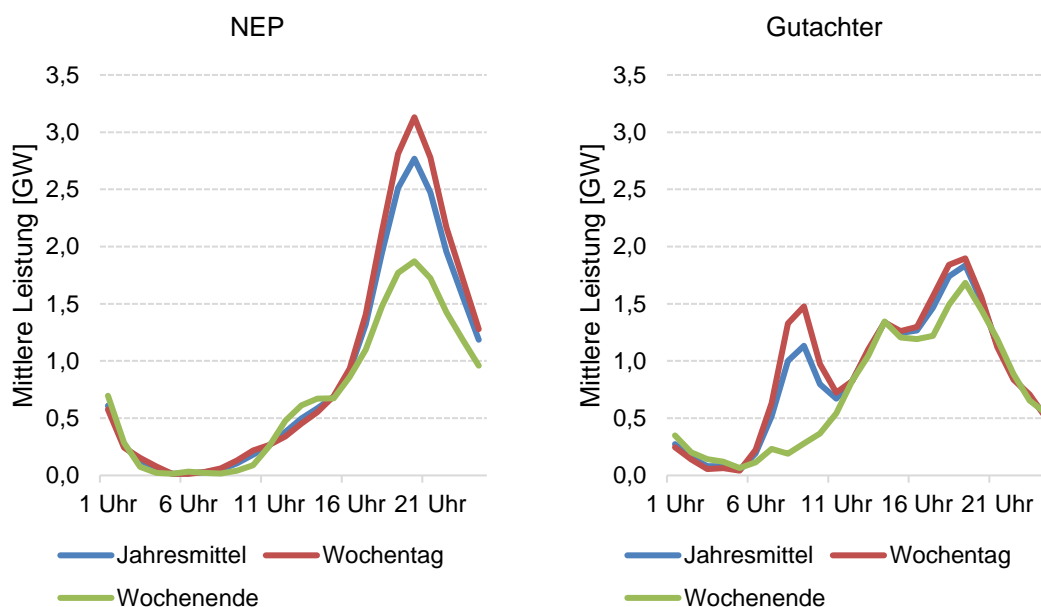


Abbildung 2.5: Gegenüberstellung des jeweils simulierten tagesabhängigen gesteuerten elektrischen Leistungsbezugs von EV (B 2030)

Die Ursachen der grundlegenden strukturellen Unterschiede der EV-Lastprofile sowie daraus resultierenden unterschiedlichen charakteristischen Lastspitzen wurden bereits im vorangegangenen Abschnitt bei dem Vergleich der ungesteuerten Lastprofile erläutert. Aus der vergleichenden Gegenüberstellung der gesteuerten kostenoptimierten EV-Lastprofile in Abbildung 2.5 ist zu erkennen, dass sowohl mit der ÜNB-Methodik als auch mit der vom Gutachter nachgebildeten Methodik eine Verschiebung des elektrischen Leistungsbezugs von EV in die Mittagsstunden erfolgt. Durch das in den Mittagsstunden auftretende Maximum der glockenkurvenförmigen PV-Einspeisung sinken die Residuallast und folglich auch die Strombezugskosten. Somit ist dieser Effekt unter Berücksichtigung der Strompreissignale, die aus der residualen Last abgeleitet werden, plausibel. Die charakteristische Lastspitze um 20 Uhr, nach der letzten Fahrt des Tages, bleibt allerdings in beiden Fällen bestehen, auch wenn diese beim Gutachter deutlich weniger stark ausgeprägt ist. Im Rahmen der vom Gutachter nachgebildeten Methodik ist lediglich eine Verzögerung der Beladung möglich, ein Vorziehen jedoch nicht. Als Folge dieser Annahme ist es nicht möglich, die Lastspitze in den Abendstunden durch ein Vorziehen zu reduzieren. Vielmehr findet teilweise eine Verschiebung der Ladung in die Nacht

sowie eine Verzögerung der Beladung am Arbeitsplatz oder im öffentlichen Bereich zwischen 11 und 16 Uhr statt, um die Strombezugskosten zu minimieren. Zudem ist [7] zu entnehmen, dass die kostenoptimierte Steuerung des EV-Lastprofils der ÜNB mit einer deutlicheren Reduktion der abendlichen Lastspitze einher geht, was den Gutachter zu dem Schluss kommen lässt, dass die von den ÜNB angewendete Methodik auch ein Vorziehen der Ladung zulässt und überwiegend einsetzt.

Der Vergleich der gesteuerten EV-Lastprofile mit Lastverlagerung belegt, dass die Zeitreihen im NEP plausibel hergeleitet und simuliert worden sind, auch wenn grundlegende Parameter und Nebenbedingungen der Methodik zur Minimierung der Strombezugskosten intransparent bleiben.

2.2.2 Wärmepumpen

Elektrische Heizungssysteme, wie z. B. WP, dienen der Bereitstellung von thermischer Energie für ein Objekt oder ein Nah- bzw. Fernwärmenetz. Sie sind somit direkt von deren thermischem Nachfrageprofil abhängig. Daher wird zunächst die vom Gutachter verwendete Methode zur Herleitung der thermischen Last im Folgenden beschrieben. Anschließend erfolgt die Darstellung der Methodik zur Ableitung der resultierenden elektrischen Leistungsnachfrage von Wärmepumpensystemen.

Ein allgemein anerkanntes Standardlastprofil zur Herleitung der thermischen Leistungsnachfrage in einer Gemeinde, vergleichbar mit den Standardlastprofilen für die elektrische Leistungsnachfrage basierend auf der gleichzeitigen Betrachtung vieler Nachfrager, existiert nicht. Aus diesem Grund wird auf die Standardlastprofile zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden mit Gas zurückgegriffen, die der Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BDEW) in [18] bereitstellt. Dabei wird unterstellt, dass die Nachfrage nach dem Endenergieträger Gas im Profil der Nachfrage nach thermischer Energie entspricht.

Zur Profilbildung der ungesteuerten Nachfrage elektrischer Heizungssysteme wird das ermittelte thermische Lastprofil verwendet. Zusätzliche Einflussfaktoren auf das Nachfrageprofil, wie bspw. thermische Speicherung im Gebäude, der Gebäudehülle oder einer thermischen Speichereinheit werden nicht berücksichtigt. Ebenso

werden keine speziellen Betriebsarten der Anlagen unterstellt. Elektrische Heizungssysteme stellen die thermische Leistung genau zu dem Zeitpunkt bereit, zu dem es konventionelle Heizungssysteme derzeit tun und erzeugen zeitgleich eine Nachfrage im elektrischen System. Detaillierte Informationen können [8] entnommen werden.

Das methodische Vorgehen des Gutachters zur Bestimmung der elektrischen Leistungsnachfrage von WP ist dementsprechend mit dem Verfahren der ÜNB⁶ vergleichbar, welches ebenfalls auf einem temperaturabhängigen repräsentativen Standardlastprofil beruht. Des Weiteren ist [14] zu entnehmen, dass zur Approximation der thermischen Leistungsnachfrage das identische Standardlastprofil der Gasnachfrage des BDEW verwendet wird.

Vor dem Hintergrund, dass dem Gutachter lediglich die gesteuerten Lastprofile mit kostenoptimaler Lastverlagerung vorliegen, werden die ÜNB-Simulationsergebnisse des Szenario A 2030, in welchem die Lastflexibilisierung am geringsten ausgeprägt ist, zum Vergleich des ungesteuerten Betriebsverhaltens herangezogen. An dieser Stelle ist zusätzlich darauf hinzuweisen, dass sowohl die prognostizierte Anzahl von WP als auch der maximale Anteil lastmanagementfähiger WP in den NEP-Szenarien im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA korrigiert wurde. Aus diesem Grund sind die im Begleitgutachten des Fraunhofer ISI veröffentlichten Lastprofile und Analysen nicht direkt mit den finalen Simulationsergebnissen des NEP bzw. des Gutachters vergleichbar.

⁶ s. [6], S. 90

Ungesteuerte Wärmebereitstellung

Der Vergleich der Simulationsergebnisse des NEP mit denen des Gutachters ist in der nachfolgenden Abbildung 2.6 dargestellt. An dieser Stelle sei vorab nochmals erwähnt, dass dem Gutachter die aus einem vollständig ungesteuerten Betriebsverhalten resultierenden Zeitreihen nicht vorliegen.

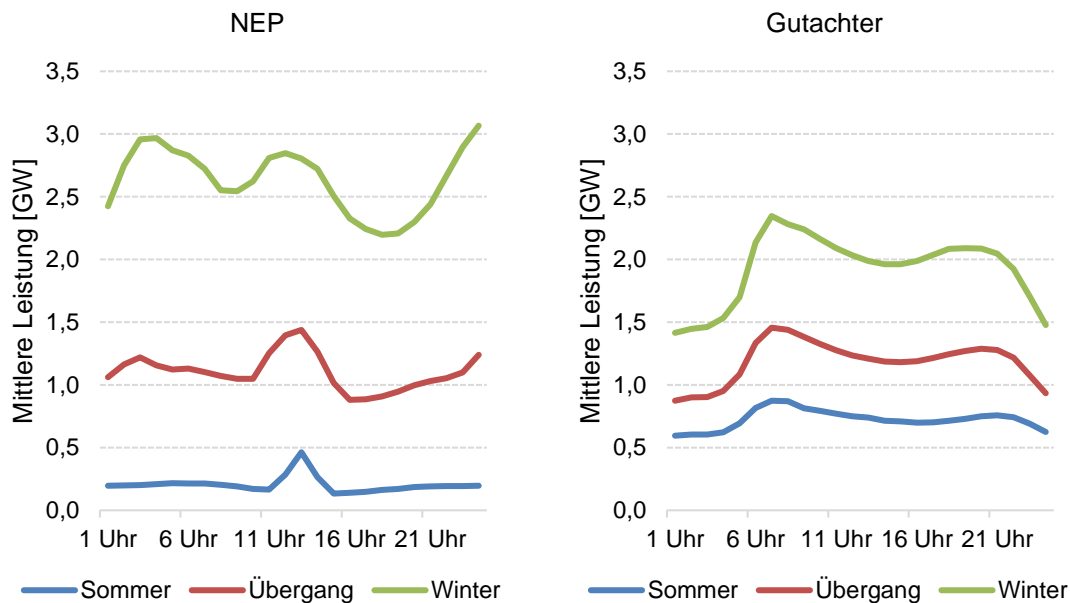


Abbildung 2.6: Gegenüberstellung des jeweils simulierten witterungsabhängigen ungesteuerten elektrischen Leistungsbezugs von WP (A 2030)

Da der maximal mögliche Anteil lastmanagementfähiger WP im konservativen Szenario A 2030 bis zu 46 % beträgt, sind beim Vergleich der (weitestgehend) ungesteuerten WP-Lastprofile bereits strukturelle Unterschiede zu erkennen. Der Anstieg des elektrischen Leistungsbezugs zwischen 11 und 16 Uhr im ÜNB-Lastprofil resultiert aus der kostenoptimalen Terminierung der Wärmebereitstellung der lastmanagementfähigen WP. Die Auswirkungen des flexiblen Betriebs der WP auf das Lastprofil werden bei der Diskussion des gesteuerten Betriebsverhaltens fortgeführt.

Aufgrund des vergleichsweise hohen Anteils lastmanagementfähiger WP sowie der daraus resultierenden schlechten direkten Vergleichbarkeit der ungesteuerten WP-Lastprofile, wurde zusätzlich ein qualitativer graphischer Vergleich durchgeführt. Dazu wurde das vom Gutachter simulierte Lastprofil mit dem aus einem vollständig

ungesteuerten Betrieb resultierenden ÜNB-Lastprofil verglichen, welches im Rahmen des Begleitgutachtens [7] veröffentlicht wurde.⁷

Sowohl das in [7] dargestellte mittlere WP-Lastprofil der ÜNB als auch das des Gutachters weisen keine charakteristische Lastspitze im Tagesverlauf auf. Die elektrische Leistungsnachfrage ist im Tagesverlauf relativ ausgeglichen. Eine ausgeprägte Tag-Nacht-Charakteristik ist insbesondere dem Gutachter-Lastprofil bei nativen Betriebsverhalten zu entnehmen. Zudem unterliegt die elektrische Leistungsnachfrage der WP deutlichen temperaturbedingten saisonalen Schwankungen.

Der (graphische) Vergleich der (weitestgehend) ungesteuerten WP-Lastprofile ohne kostenoptimale Lastverlagerung belegt, dass die Zeitreihen im NEP plausibel hergeleitet und simuliert worden sind.

Kostenoptimale Wärmebereitstellung

Nachfolgend werden die verwendeten Methoden und Modelle sowie die resultierenden Ergebnisse zur Bestimmung der gesteuerten WP-Lastprofile mit kostenoptimaler Lastverlagerung validiert. An dieser Stelle ist anzumerken, dass das methodische Vorgehen der ÜNB zur kostenoptimalen Terminierung der Wärmebereitstellung und der Ladung von EV identisch ist.

Wie bereits in Abschnitt 2.2.1 erwähnt, wird das Lastmanagement flexibler neuer Stromanwendungen im Rahmen der nationalen Lastmodellierung unter Anwendung des eLOAD-Modells in einem der europäischen Kraftwerkseinsatzoptimierung vorgelagerten Schritt durchgeführt. Eine exakte mathematische Formulierung des Optimierungsproblems ist keinem der NEP-Dokumente zu entnehmen, darüber hinaus bleiben auch hier wesentliche Parameter und Nebenbedingungen der von den ÜNB angewendeten kostenoptimalen Anpassung der WP-Lastprofile intransparent.

Zur Validierung der kostenoptimalen gesteuerten WP-Lastprofile wurde das methodische Vorgehen der ÜNB nachgebildet. Dabei wurde unterstellt, dass lastmanagementfähige WP in Kombination mit einem entsprechend dimensionierten Speichersystem ausgestattet sind, um flexibel innerhalb eines achtstündigen Zeitfensters auf Strompreissignale reagieren können. Der kostenoptimale

⁷ s. [7], S. 38, Abbildung 38; Das native Betriebsverhalten ist mit „2013“ gekennzeichnet.

Strombezug zur Wärmebereitstellung kann dabei durch ein Vorziehen oder Verzögern der flexiblen Lastanteile innerhalb des Zeitfensters erfolgen.

Der Vergleich der Simulationsergebnisse des NEP mit denen des Gutachters ist in der nachfolgenden Abbildung 2.7 dargestellt.

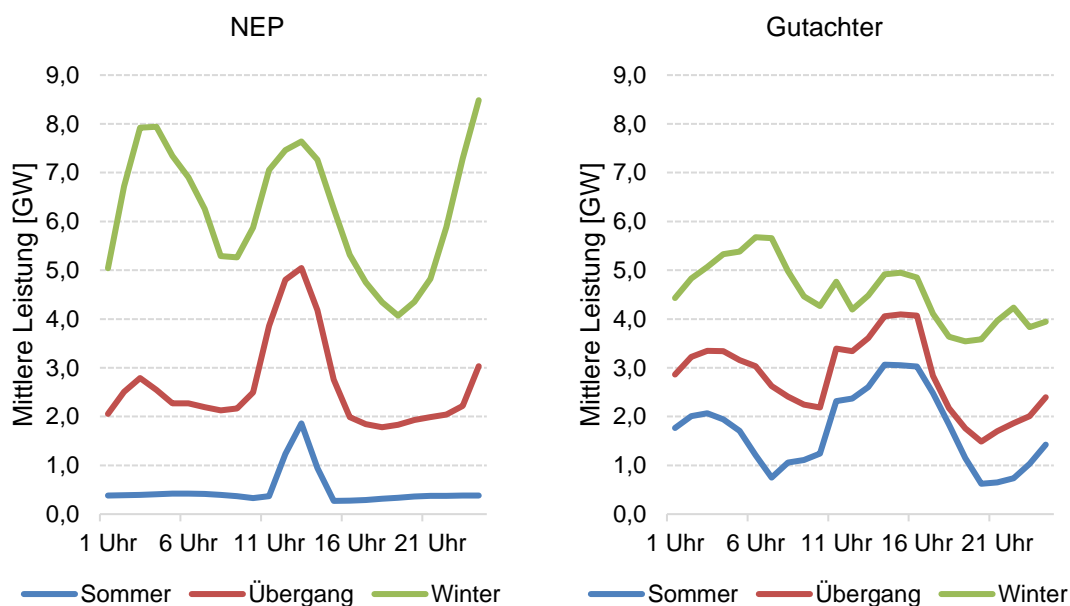


Abbildung 2.7: Gegenüberstellung des jeweils simulierten witterungsabhängigen gesteuerten elektrischen Leistungsbezugs von WP (B 2030)

Aus der vergleichenden Gegenüberstellung der gesteuerten kostenoptimierten WP-Lastprofile in Abbildung 2.7 ist zu erkennen, dass sowohl mit der ÜNB-Methodik als auch mit der vom Gutachter nachgebildeten Methodik eine Verschiebung des elektrischen Leistungsbezugs von WP in die Mittagsstunden, korreliert mit der Einspitze von PVA, erfolgt.

Dabei ist die Verschiebung im Jahresverlauf allerdings unterschiedlich stark ausgeprägt. Vor dem Hintergrund, dass die thermische Nachfrage und folglich auch die elektrische Leistungsnachfrage von WP im Jahresverlauf stark mit der Außentemperatur korrelieren, ergeben sich einerseits saisonal unterschiedliche Betriebsweisen als auch saisonal schwankende Flexibilitätspotenziale.

In Analogie zur kostenoptimalen Terminierung der Beladung von EV, ist eine Verlagerung der elektrischen Leistungsnachfrage in die Mittags- und Abendstunden zu beobachten, da die Preisanreize zur flexiblen Lastverlagerung lediglich aus der nationalen Residuallast abgeleitet werden. Das Einsatzverhalten neuer Stromanwendungen

erfolgt hier in erster Linie marktgetrieben. Wie auch vom Fraunhofer ISI im Begleitgutachten angemerkt⁸, geht die daraus resultierende Glättung der residualen Last nicht zwingend mit einer Entlastung des Stromnetzes einher. Vielmehr ergeben sich neue Lastspitzen im WP-Lastprofil durch die Überlagerung homogener Betriebspunktänderungen auf Basis nationaler marktpreisgetriebener Preisreize.

Der Vergleich der gesteuerten WP-Lastprofile mit Lastverlagerung belegt, dass die Zeitreihen im NEP plausibel hergeleitet und simuliert worden sind, auch wenn grundlegende Parameter und Nebenbedingungen der Methodik zur Minimierung der Strombezugskosten intransparent bleiben.

2.2.3 Solarstromspeicher zur Eigenversorgung

Im Rahmen der Flexibilisierung der Nachfrageseite berücksichtigen die ÜNB im vorliegenden NEP dezentrale Speicher. Darunter sind Speichersysteme mit vergleichsweise geringen Kapazitäten zu verstehen, die in Kombination mit Photovoltaik-(PV-)Aufdachanlagen von privaten HH im Tageszykluseinsatz betrieben werden. Dabei wird von den ÜNB unterstellt, dass die dezentralen Speichersysteme ausschließlich zur Maximierung der Eigenversorgung, d. h. zur Minimierung des Strombezugs privater HH aus dem öffentlichen Netz, eingesetzt werden. Die regionale Verteilung der installierten Leistung der Speichersysteme ist laut ÜNB-Szenariorahmen [17] als proportional zur Verbreitung von PV-Aufdachanlagen (Bestand zzgl. Zubau) auf Ein- und Zweifamilienhäusern anzunehmen.

Die von den ÜNB durchgeführte EVBO erfolgt dabei vorgelagert zur Kraftwerkseinsatzoptimierung, unter Berücksichtigung der zeitlich und räumlich aufgelösten PV-Einspeisung sowie der Stromnachfrage im HH-Sektor. Als Folge der EVBO werden die regional aufgelösten PV-Einspeise- und Lastzeitreihen modifiziert. Im Falle einer Beladung des Speichers wird die PV-Zeitreihe entsprechend reduziert. Die positiv definierte Lastzeitreihe wird bei einer Entladung des Speichers reduziert. Die für die Kraftwerkseinsatzoptimierung relevanten nationalen Zeitreihen ergeben sich im Anschluss durch Summation der modifizierten regional aufgelösten Zeitreihen.

⁸ s. [7], S. 19

Das methodische Vorgehen der ÜNB zur Eigenbedarfsoptimierung privater HH durch dezentrale Speicher ist in den NEP-Dokumenten nicht mathematisch beschrieben, wird jedoch anhand einer schematischen Grafik anschaulich für einen repräsentativen HH beschrieben. Die Methodik der ÜNB unterscheidet im Tagesverlauf zwischen vier charakteristischen Situationen, die in Abbildung 2.8 zur Veranschaulichung der Gesamtmethodik dargestellt sind.

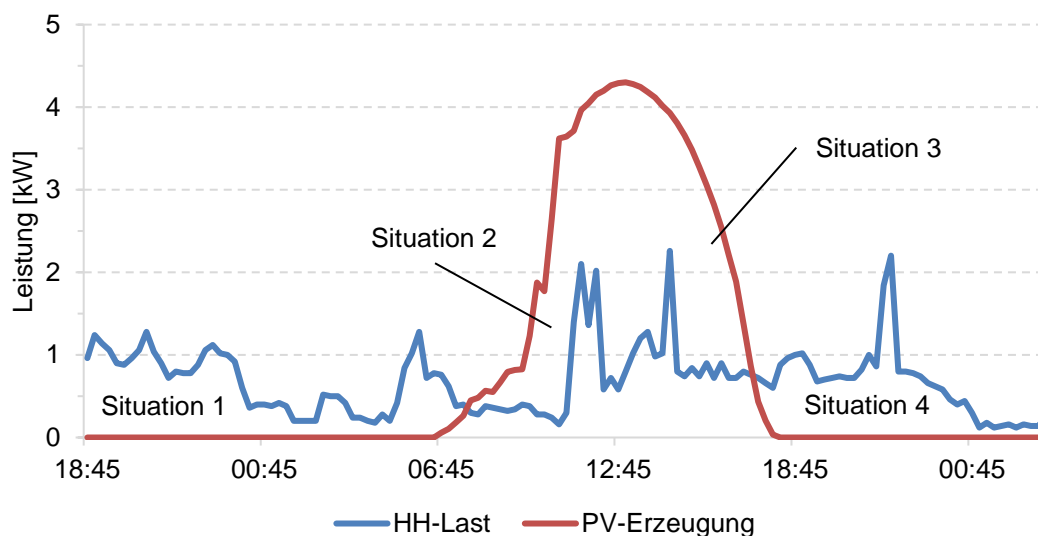


Abbildung 2.8: Schematische Darstellung eines typischen Lastgangs eines Einfamilienhauses und Erzeugung einer 5-kWp-PVA

Es sind die folgenden vier Situationen zu unterscheiden:

1. In den frühen Morgenstunden liegt naturgemäß keine Erzeugung aus PV-Anlagen vor, daher bleibt der Speicher ungenutzt.
2. Sobald die über den Vormittag kontinuierlich zunehmende PV-Erzeugung die HH-Last überschreitet, wird die selbstproduzierte Energie solange eingespeichert bis die maximale Speicherkapazität erreicht ist.
3. Solange die PV-Erzeugung die HH-Last überschreitet und der Speicher vollständig aufgeladen ist, wird die PV-Leistung in das öffentliche Netz eingespeist.
4. Sobald die über den Nachmittag kontinuierlich abnehmende PV-Erzeugung die HH-Last unterschreitet, erfolgt die Eigenversorgung über das Speichersystem bis die zulässige Entladetiefe erreicht ist.

Zur Durchführung der skizzierten EVBO ist eine Regionalisierung der installierten Leistung dezentraler Kleinspeicher erforderlich, um

die relevanten Anteile der zeitlich und räumlich aufgelösten HH-Last- und PV-Erzeugungszeitreihen zu bestimmen. Dabei unterstellen die ÜNB, dass dezentrale Speichersysteme ausschließlich in Ein- und Zweifamilienhäusern installiert werden⁹. An dieser Stelle sei erwähnt, dass die von den ÜNB veröffentlichten typischen Parameter des repräsentativen PV-Kleinspeichers Unstimmigkeiten aufweisen, so wird in [7] ein Speicher mit einer Kapazität von 7 kWh sowie einer Entladerate von 0,5 C und dementsprechend einer Leistung von 3,5 kW betrachtet. Die ÜNB betrachten jedoch einen Speicher mit einer Kapazität von 8 kWh, einer Entladerate von 0,3 C und einer Leistung von 2,5 kW, wobei die im 1. Entwurf angegebene Entladerate von 0,3 C im 2. Entwurf auf 0,5 C geändert wurde ohne dabei auch die Speicherleistung zu verändern.

Zur Validierung der EVBO wurde das methodische Vorgehen der ÜNB nachgebildet. Zunächst wurde eine analoge Regionalisierung basierend auf Ein- und Zweifamilienhäusern durchgeführt und eine Abschätzung der relevanten Anteile der HH-Last und PV-Erzeugung vorgenommen. Im Anschluss wurde der Speichereinsatz auf Gemeindeebene so bestimmt, dass der Leistungsbezug der HH mit PV-Speicher aus dem öffentlichen Netz minimal ist. Dazu wurde die von den ÜNB skizzierte Methodik vom Gutachter durch eine dynamische Programmierung nachgebildet.

Die in Summe aus der EVBO des Gutachters resultierenden verschobenen Energiemengen je NEP-Szenario sind denen der ÜNB in Tabelle 2.2 gegenübergestellt. Es ist festzustellen, dass die durch dezentrale Speicher verschobenen jährlichen Energiemengen des Gutachters und der ÜNB auf einem ähnlich hohen Niveau liegen.

Tabelle 2.2

Vergleich der Ergebnisse der Eigenverbrauchsoptimierung

Verschobene Energiemenge [TWh]	A 2030	B2030	B2035	C2030
NEP	1,2	1,7	1,8	2,4
Gutachter	1,3	2,0	2,2	2,7

Der Vergleich der simulierten Zeitreihen des NEP mit denen des Gutachters ist in der nachfolgenden Abbildung 2.9 dargestellt.

⁹ s. [6], S. 169

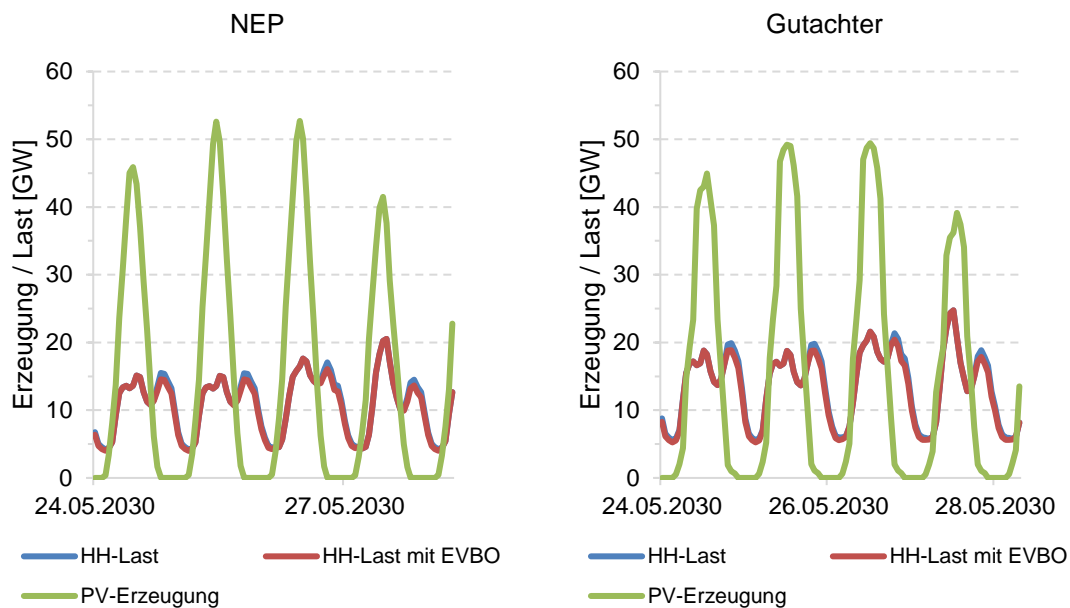


Abbildung 2.9

Gegenüberstellung der jeweils simulierten HH-Lastprofile unter Berücksichtigung einer EVBO mit Solarstromspeichern (B 2030)

Die nationalen Zeitreihen der HH-Last und PV-Erzeugung weisen durch den Einsatz dezentraler Kleinspeicher übereinstimmende charakteristische Änderungen in ihren jeweiligen Profilen auf.

Abschließend ist festzuhalten, dass der Einsatz dezentraler Speicher zur EVBO unter Berücksichtigung technischer, zeitlicher und regionaler Randbedingungen plausibel simuliert wurde.

2.2.4 Power-to-Gas

Der vorliegende NEP berücksichtigt erstmalig eine zunehmende Kopplung des Strom- und Gasnetzes zur Energieübertragung in den Bereichen Elektrizität und Gas durch PtG-Anlagen. Die BNetzA hat die ÜNB im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens dazu aufgefordert, PtG-Anlagen als Flexibilitätsoption durch eine geeignete Methodik zu berücksichtigen, wobei das vorhandene Erdgasnetz ausdrücklich nicht als Speicher genutzt werden soll¹⁰. Dieser Forderung der BNetzA liegt die durchaus plausible Annahme zu Grunde, dass der aus PtG-Prozessen gewonnene Wasserstoff auch noch bis 2035 direkt genutzt wird, d. h. als Kraft- oder Grundstoff in den Verkehrs- bzw. Industriesektor abfließt.

¹⁰ s. [6], S. 92

Unter Berücksichtigung der Szenariovorgaben haben die ÜNB PtG-Anlagen nicht explizit in der Modellierung der nationalen Stromnachfrage und auch nicht in der Kraftwerkseinsatzoptimierung berücksichtigt, sondern einen netzdienlichen Einsatz im Rahmen der Zeitreihengenerierung unterstellt. Konkret unterstellen die ÜNB, dass die Auswirkungen des Einsatzes von PtG-Anlagen grundsätzlich mit den aus der Spitzenkappung resultierenden Absenkungen der EE-Erzeugung vergleichbar sind. Folglich sei der Einsatz von PtG-Anlagen implizit im Rahmen der Spitzenkappung berücksichtigt, wie die ÜNB im zweiten Entwurf des NEP klarstellen¹¹.

An dieser Stelle ist aus Sicht des Gutachters anzumerken, dass eine Vergleichbarkeit der netztechnischen Auswirkungen des Betriebs von PtG-Anlagen mit der Anwendung einer Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung grundsätzlich nicht ohne Einschränkungen gegeben ist. Einerseits ist das methodische Vorgehen im Rahmen der Spitzenkappung unabhängig von der prognostizierten installierten PtG-Leistung, insbesondere dann, wenn keine Anpassung der maximal zulässigen Reduzierung der Jahresenergiemenge von PVA und WEA an Land vorgenommen wird. Andererseits wird im Rahmen der Spitzenkappung keine konkrete Regionalisierung der PtG-Leistung durchgeführt, sondern vielmehr eine zum PVA- und WEA-Bestand (inkl. Zubau) proportionale Gleichverteilung unterstellt. Die ÜNB begründen das gewählte Vorgehen damit, dass zum Zeitpunkt der NEP-Berechnungen noch nicht abzusehen war, nach welchen Betriebsstrategien der Einsatz von PtG-Anlagen zukünftig tatsächlich erfolgen wird.

Das von den ÜNB angewendete Verfahren zur impliziten Berücksichtigung von PtG-Anlagen im NEP-Prozess ist unter Berücksichtigung der vergleichsweise geringen prognostizierten PtG-Leistungen in den NEP-Szenarien als pragmatisch bzw. zweckmäßig zu bezeichnen. Die implizite Berücksichtigung im Rahmen der Spitzenkappung dient dabei allerdings einzig und allein der Einhaltung der Vorgaben der Genehmigung und stellt aus fachwissenschaftlicher Sicht keinen Mehrwert im Rahmen der Marktmodellierung dar. Zur Untersuchung von Zukunftsszenarien mit deutlich höheren PtG-Leistungen, sollte aus Sicht des Gutachters eine explizite Modellierung erfolgen.

¹¹ s. [2], S. 37

Die „Kurzstudie Power-to-X“ [19], welche von den ÜNB bei der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) in Auftrag gegeben wurde, liefert wissenschaftlich fundierte Ansätze zur Regionalisierung und Zeitreihengenerierung der Schnittstellen-Technologien: Power-to-Wasserstoff, Power-to-Methan und Power-to-Heat. Der Gutachter empfiehlt und begrüßt eine Anwendung der vorgestellten Methoden der FfE im Rahmen des nächsten NEP-Prozesses ausdrücklich.

2.2.5 Demand Side Management

Der vorliegende NEP 2030 berücksichtigt im Rahmen der Lastmodellierung neben neuen Stromanwendungen auch nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale. Dies stellt eine Neuerung gegenüber den vorangegangenen NEP dar, da gewisse Bestandteile der nationalen Stromnachfrage nicht mehr zwingend gedeckt werden müssen. Durch den Einsatz abschaltbarer Lasten ist es grundsätzlich möglich, die vormals vollständig unflexible Stromnachfrage in bestimmten Situationen gezielt zu reduzieren. Zudem müssen gewisse andere Bestandteile der nationalen Stromnachfrage nicht zwingend zu einem bestimmten Zeitpunkt des Planungsjahres gedeckt werden, sondern lediglich in einem definierten Zeitfenster um den ursprünglichen Zeitpunkt. Dementsprechend kann die Last einiger Verbraucher innerhalb einer definierten Periode kurzfristig angepasst werden. Diese aktiven Maßnahmen zum Management des Leistungsbezugs von Verbrauchern werden i. A. als DSM bezeichnet.

Die ÜNB unterstellen, dass Lastabschaltungen lediglich bei einigen Industrieprozessen mit hohen kontinuierlichen Auslastungen möglich sind, wohingegen Lastverlagerungen sowohl für Industrieprozesse als auch für Lasten aus dem GHD-Sektor berücksichtigt werden. Abweichend vom ÜNB-Entwurf des Szenariorahmens [17] wird auf eine Berücksichtigung von Lastmanagementpotenzialen im HH-Sektor verzichtet, da die BNetzA eine Betrachtung von DSM-Potenzialen in Haushalten i. H. v. 35 GW im Planungsjahr (2030) aus heutiger Sicht für unrealistisch hoch erachtet.¹² Der Gutachter teilt in dieser Entscheidung die Position der BNetzA.

¹² s. [6], S. 89

Die Berücksichtigung von DSM erfolgt explizit im Rahmen der ÜNB-Kraftwerkseinsatzoptimierung durch die Vorgabe von Flexibilitätspotenzialen in Kombination mit prozessspezifischen Verfügbarkeitsprofilen und maximalen Abschalt- bzw. Verlagerungsdauern der flexiblen Lasten im Industrie- und GHD-Sektor. Unter Berücksichtigung der prozessspezifischen Arbeitskosten, die bei dem Abruf eines DSM-Prozesses anfallen, werden die kostenoptimalen Zeitpunkte für Lastverschiebungen und -abschaltungen zur Substitution teurerer konventioneller Kraftwerke ermittelt.

Basierend auf den dem Gutachter in Form von maximalen Flexibilitätspotenzialen, maximalen Abschalt- bzw. Verlagerungsdauern und variablen Abrufkosten zur Verfügung gestellten DSM-Parametern sowie den im NEP veröffentlichten Energiemengen ist eine vollumfängliche quantitative Bewertung nicht möglich. Insbesondere die individuellen Verfügbarkeitsprofile der lastmanagementfähigen Prozesse im Industrie- und GHD-Sektor, welche den Abruf flexibler Lasten im Jahresverlauf maßgeblich einschränken, liegen dem Gutachter nicht vor. Die vorliegenden DSM-Parameter wurden daher qualitativ anhand einschlägiger Veröffentlichungen, Berichte und Studien (bspw. [20]) zum Thema Lastmanagement plausibilisiert.

Aus Sicht des Gutachters ist die Berücksichtigung von nachfrage-seitigen Flexibilitätsoptionen im NEP-Prozess in Form eines klassischen Lastmanagements von Großverbrauchern grundsätzlich zu begrüßen. Es sei jedoch abschließend darauf hingewiesen, dass sowohl die installierte flexible Leistung im einstelligen GW-Bereich (2 - 6 GW) sowie die daraus resultierende verschobene Energiemenge (max. 156 GWh in C 2030) pro Jahr im Vergleich zu anderen Parametern des Szenarios geringe Einflussgrößen im Rahmen der Netzausbauplanung darstellen. Insbesondere die prognostizierten Anteile von flexiblen EV, WP und PV-Speichern unter Berücksichtigung der jeweiligen Betriebsstrategie, weisen in Summe deutlich höhere Flexibilitätspotenziale auf. Wie bereits in den Abschnitten 2.2.1 und 2.2.2 dargestellt, führt der kostenoptimale Betrieb flexibler neuer Stromanwendungen zu weiteren strukturellen Änderungen im zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage. In Summe können die aus dem flexiblen Betrieb neuer Stromanwendungen resultierenden Laständerungen die Effekte des klassischen Lastmanagements deutlich übersteigen.

2.2.6 Einhaltung der Jahreshöchstlast

Die starre Vorgabe einer maximalen Jahresenergiemenge (Nettostromverbrauch) in Kombination mit einer maximalen Jahreshöchstlast bei der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA definiert einen exakten Zielkorridor für das nationale Lastprofil. Demgegenüber steht der technologiebasierte Bottom-Up-Ansatz des von den ÜNB eingesetzten FORECAST/eLOAD-Modells zur Ermittlung der nationalen Stromnachfrage sowie deren räumlicher und zeitlicher Auflösung. Der methodische Ansatz des FORECAST/eLOAD-Modells verfolgt weder das Ziel einen der genannten Parameter der nationalen Lastkurve exakt zu treffen, noch berücksichtigt es diese als Randbedingung, wodurch grundsätzlich von der Genehmigung abweichende Ergebnisse möglich sind.

Im aktuellen NEP-Prozess hat die BNetzA szenarioübergreifend eine Jahreshöchstlast von 84 GW genehmigt, welche von den ÜNB im Rahmen der Marktmodellierung nicht ohne weitere Anpassungen eingehalten werden konnte. Die wesentliche Ursache dieses Konflikts stellt die prognostizierte Anzahl neuer Stromanwendungen in Form von EV und WP in den einzelnen Szenarien dar. Je höher die elektrische Leistungsnachfrage neuer Stromanwendungen ausfällt, desto stärker kommt deren strukturelles bzw. saisonales Lastprofil in der nationalen Lastganglinie zum Tragen. Darüber hinaus geht die Berücksichtigung marktgetriebener Lastflexibilitäten mit einer weiteren Veränderung des nationalen Lastprofils einher und führt zur Ausprägung neuer charakteristischer Lastspitzen. In Summe führen diese strukturellen Veränderungen im Rahmen der ÜNB-Modellierung zu einer Jahreshöchstlast, welche die Vorgaben der Genehmigung (um bis zu 4,7 GW) übersteigt¹³.

Um die Vorgaben der Genehmigung einhalten zu können, haben die ÜNB eine zusätzliche Lastflexibilisierung bei EV und WP angenommen, welche über die in den Abschnitten 2.2.1 und 2.2.2 kostenoptimale Terminierung der EV-Ladung bzw. Wärmebereitstellung hinaus geht. Dazu wird die elektrische Leistungsnachfrage von EV und WP in denjenigen Stunden, in denen die maximal zulässige nationale Last überschritten wird, eingesenkt und innerhalb von 24 Stunden nachgeholt. Diese zusätzliche Lastflexibilisierung folgt

¹³ s. [21] S.38, Tabelle 16 / aF: Höchstlast

dabei aus elektrizitätswirtschaftlicher Perspektive keiner nachvollziehbaren Methodik, sondern dient einzig und allein dazu, die vorgegebene Jahreshöchstlast von 84 GW nicht zu überschreiten. Diese, über ein plausibles Lastmanagement hinausgehende, Modifikation hat eine starke Verformung des Lastprofils zur Folge.

In der nachfolgenden Abbildung 2.10 sind die Auswirkungen des von den ÜNB notwendigerweise zusätzlich unterstellten Lastmanagements zur Einhaltung der genehmigten Jahreshöchstlast für das Szenario C 2030 dargestellt.

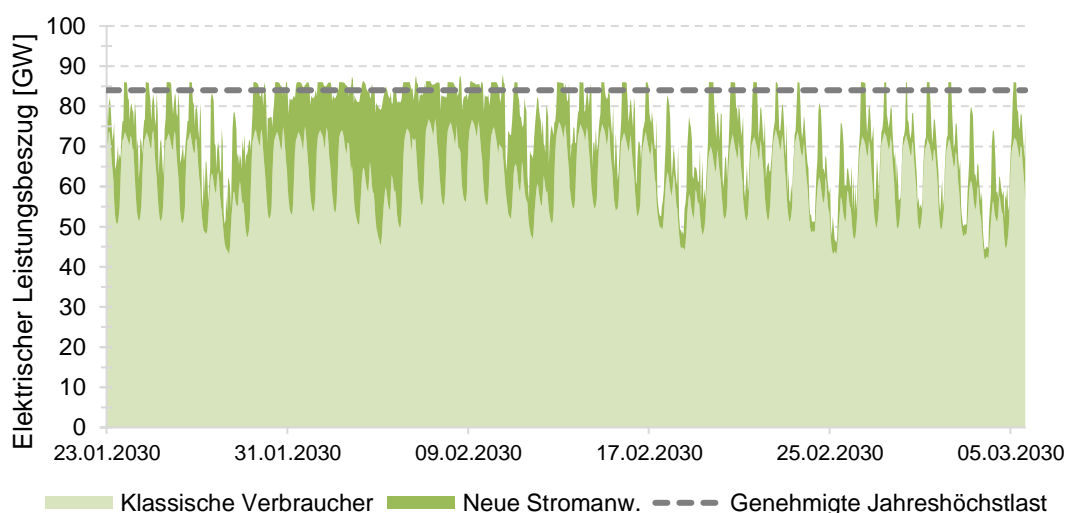


Abbildung 2.10 Auswirkungen der nachträglichen Anpassungen des elektrischen Leistungsbezugs neuer Stromanwendungen zur Einhaltung der Jahreshöchstlast im Szenario C 2030

Da dem Gutachter lediglich die Zeitreihen nach den durchgeführten Modifikationen vorliegen, bleibt die Höhe der ursprünglichen Jahreshöchstlast vor der Anpassung unbekannt. Zudem kann keine vergleichende Darstellung vor bzw. nach Anpassung erfolgen, sodass die Auswirkungen aus dem veränderten Anteil neuer Stromanwendungen an der Gesamtlast erschlossen werden müssen.

Wie der Abbildung zu entnehmen ist, tritt die ursprüngliche Jahreshöchstlast im Szenario C 2030 zu einem Zeitpunkt in den ersten beiden Februarwochen des Planungsjahres auf und übersteigt die genehmigte Jahreshöchstlast i. H. v. 84 GW. Im Rahmen der von den ÜNB nachträglich durchgeführten Modifikation zur Einhaltung der Jahreshöchstlast wird die elektrische Leistungsnachfrage neuer Stromanwendungen (EV und WP) in einem Zeitfenster von bis zu

240 Stunden beliebig zeitlich verschoben. Als Folge dieser Modifikation ergibt sich in den ersten beiden Februarwochen eine Zeitperiode, welche einerseits durch eine nahezu konstante nationale Leistungsnachfrage i. H. v. 84 GW gekennzeichnet ist und andererseits durch einen sehr hohen Anteil neuer Stromanwendungen gekennzeichnet ist.

Insbesondere durch den exakteren technologie- und sektorscharfen Ansatz zur Dekomposition der nationalen Lastganglinie ist es möglich strukturelle Veränderungen im Lastprofil zu modellieren. Die Methodik der partiellen Lastdekomposition stellt aus Sicht des Gutachters einen deutlichen Mehrwert im Rahmen der Modellierung dar und liefert plausiblere Ergebnisse als eine Skalierung der historischen Lastganglinie. Aus diesem Grund sind die starre Vorgabe einer maximalen Jahreshöchstlast sowie die daraus resultierende notwendige Modifikation der Last auf die Vorgaben der Genehmigung äußerst kritisch zu hinterfragen.

3 Validierung der Versorgungsaufgabe: Stromangebot

Analog zur Stromnachfrage wird von den ÜNB auf Basis des Szenariorahmens ebenso das regionale und zeitliche Stromangebot im deutschen Übertragungsnetz abgeleitet. In Kombination stehen somit zukünftige Netznutzungsfälle zur Verfügung, die nachfolgend zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs genutzt werden. Zur Ableitung des Stromangebots 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 2030 verwendeten Methoden und Modelle sowie die resultierenden Ergebnisse werden in diesem Kapitel validiert.

Zusammenfassung der Kernergebnisse

- Die Regionalisierung und Zeitreihengenerierung von EE erfolgt in den NEP-Szenarien zeitlich und regional hoch aufgelöst unter Berücksichtigung aller derzeit absehbarer Einflussfaktoren. Allerdings werden die Einflussfaktoren in ihrer Ausprägung nicht variiert, bspw. werden ausschließlich ein Wetterjahr und eine Regionalisierungsvariante betrachtet.
- Die Ergebnisse der europäischen Kraftwerkseinsatzoptimierung weisen in allen vier Szenarien eine hohe Ähnlichkeit mit denen des Gutachters auf. Als Vergleichsgrößen dienen dabei die Jahresenergiemengen der konventionellen Kraftwerke und Speicher sowie die jährlichen Austauschenergiemengen zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten.
- Es besteht Unklarheit über die ordnungspolitischen Instrumente zur Einhaltung der in einigen Szenarien

vorgegebenen Emissionsobergrenzen des Stromsektors. Entsprechend existieren unterschiedliche Ansätze zur Modellierung etwaiger Vorgaben.

- Auch wenn die Methodik der ÜNB zur Modellierung des Stromangebots größtenteils nachvollziehbar ist, sind doch einige Aspekte wie das Vorgehen zur Generierung von EE-Zeitreihen oder zur Ableitung der Zwangseinsätze von KWK-Anlagen nicht oder unzureichend dokumentiert.

3.1 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.

3.1.1 Regionalisierung

Der Leistungszubau von WEA und PVA wird im NEP 2030 aufgrund seines erheblichen Ausmaßes als primäre Einflussgröße auf den Netzausbaubedarf identifiziert. Das Vorgehen der ÜNB entspricht der entwickelten Methodik der FfE in [22]. Diese wurde bereits im NEP 2025 angewandt und an die aktuellen Rahmenbedingungen angepasst. Im Folgenden werden die Grundzüge dargestellt, für weitere Informationen sei auf [22] verwiesen. Nachfolgend wird zunächst getrennt auf die Regionalisierung des Zubaus von WEA und PVA eingegangen. Abschließend wird das Vorgehen bewertet.

Windenergieanlagen

Die Regionalisierung der Zubauleistung von WEA gliedert sich in drei Stufen. Nach einer detaillierten Bestandsanalyse wird die kurzfristige Entwicklung abgeschätzt und anschließend die langfristige Entwicklung betrachtet.

Die Bestandsanlagen werden anlagenscharf und mit bestmöglichen Detailinformationen bzgl. der Anlagenparameter zusammengetragen. Die kurzfristige Entwicklung wird bundeslandscharf erstellt. Sie stützt sich auf Informationen über bereits installierte Bestandsanlagen je Bundesland, kurzfristig zu erwartende Repoweringmaßnahmen, bereits genehmigte WEA aus dem Anlagenregister BNetzA, dem kumulierten historischen Zubau der letzten drei Jahre und der Antragslage bei den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern. Mit der kurzfristigen Betrachtungen sollen die Entwicklungen bis zum 31.12.2018 abgebildet werden.

Ein weiterer Stützpunkt wird mit der Zielzahl für das Szenario 2035 abgesteckt. Als Maximalgrenze werden die langfristigen Ziele je Bundesland berücksichtigt. Die Maximalgrenze darf nur überschritten werden, sofern bereits bei der kurzfristigen Betrachtung dieser Wert überschritten wird.

Die Zubaumodellierung erfolgt für beide Stützpunkte modellgestützt. Hierbei werden verschiedene Flächenkategorien mit jeweils unterschiedlichen Zubauwahrscheinlichkeiten berücksichtigt. Bei dem Zubau 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, die eine Hangneigung von mehr als 5 Grad, die 10 H – Regelung in Bayern verletzen, keinen Mindestabstand zu Drehfunkfeuern aufweisen oder ein Ertragspotenzial von weniger als 1.330 Vollbenutzungsstunden in 80 m Höhe für Starkwindanlagen und 940 Vollbenutzungsstunden in 80 m Höhe für Schwachwindanlagen aufweisen, 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. Mithilfe dieser Informationen erfolgt der Zubau von WEA 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.

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 Aufdach-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.

Die Zubaumodellierung der Freiflächenanlagen orientiert sich an der Bewertung des regionalen Ertrags und der Flächenpotenziale.

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 Me-

thode. Allerdings spiegelt er nur eine mögliche Realisierung des Zubaus wider. Eine Untersuchung der Sensitivität alternativer Realisierungen wäre wünschenswert, um den Einfluss unterschiedlicher Regionalisierungen auf die Belastung des Übertragungsnetzes untersuchen zu können.

Das Vorgehen zur Ermittlung der Potenzialflächen für PVA ist ebenfalls schlüssig und basiert auf einer hochwertigen Datengrundlage. Fraglich ist, ob der Zubau der Aufdachanlagen 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 Anlagenzubaue hatten, kann diese Annahme hinterfragt werden. Zudem wird wiederum nur eine Regionalisierung betrachtet. Auch hier wäre die Betrachtung alternativer Regionalisierungen wünschenswert.

Grundsätzlich bleibt offen, warum die Orientierung an den Ausbauzielen der Bundesländer nur bei WEA und nicht bei PVA berücksichtigt wird.

Zur weiteren Validierung der im NEP verwendeten Regionalisierung sowie in Vorbereitung auf anschließende Untersuchungen zur Spitzenkappung 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 gemeindescharf durchgeführt. Für alle Technologien werden Verteilungsschlüssel festgelegt, anhand derer die installierte Leistung der Anlagen 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 linear zur Verteilung der Landwirtschaftsfläche der deutschen Gemeinden verteilt. Die Landwirtschaftsfläche wird zuvor noch um Ausschlussflächen korrigiert, d. h. Schutzgebiete, Flächen mit einer Hangneigung über 10 Grad und Flächen in Gemeinden mit einem Ertragspotenzial der WEA un-

ter 900 Vollbenutzungsstunden im Jahr werden von der Landwirtschaftsfläche abgezogen. 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 wird in Relation der Ein- und Zweifamilienhäuser verteilt. Die Zubauleistung der Bioenergieanlagen, Wasserkraftanlagen und sonstigen EE-Anlagen orientieren sich an dem Anlagenbestand am 31.12.2015. Die Verteilung der Zubauleistung der KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung unter 50 MW wird gemäß der Verteilung des thermischen Endenergiebedarfs in Deutschland regionalisiert. Weitere Informationen, die Datengrundlage sowie die formale Beschreibung der Regionalisierung können in [8] nachvollzogen werden.

Die Regionalisierungsergebnisse des NEP liegen dem Gutachter auf Hochspannungsknotenebene vor, d. h. die installierten Leistungen sind technologiescharf für jeden Knoten des Hochspannungsnetzes bekannt. Zum Vergleich dieser Ergebnisse mit den Ergebnissen des Gutachters werden die Regionalisierungen jeweils auf Übertragungsnetzknotten aggregiert. Hierbei wird das zuvor beschriebene Verfahren (vgl. Abschnitt Lastmodellierung) verwendet. Analog wird auch die lineare Korrelation für alle Szenarien und für die Aggregationsstufen mit 15 bzw. 100 Regionen bestimmt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1

Vergleich der Regionalisierung von WEA und PVA in Deutschland zwischen dem NEP und dem Gutachter

Pearsson Korrelationskoeffizient	A2030	B2030	B2035	C2030
WEA: 100 Regionen	0,914	0,909	0,904	0,903
WEA: 15 Regionen	0,983	0,986	0,987	0,987
PV: 100 Regionen	0,847	0,843	0,846	0,847
PV: 15 Regionen	0,956	0,943	0,932	0,931

Die lineare Korrelation der Leistungsverteilung im Szenario B 2030 bei einer Aggregation auf 15 Regionen beträgt für WEA auf dieser Aggregationsstufe 0,986, für PVA beträgt sie 0,943. Die Verteilungen sind in Abbildung 3.1 und Abbildung 3.2 räumlich dargestellt.

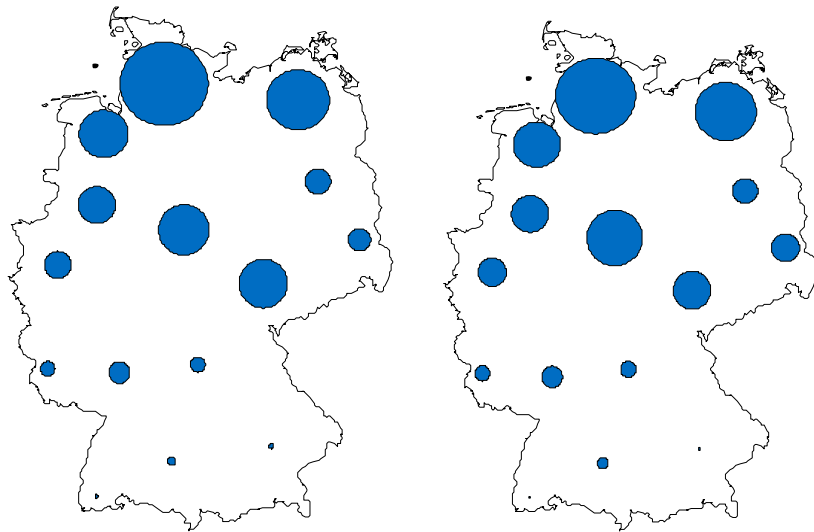


Abbildung 3.1 Vergleich der Regionalisierung von WEA des NEP (links) und der NEP-nachgebildeten Regionalisierung (rechts) auf 15-Regionenebene

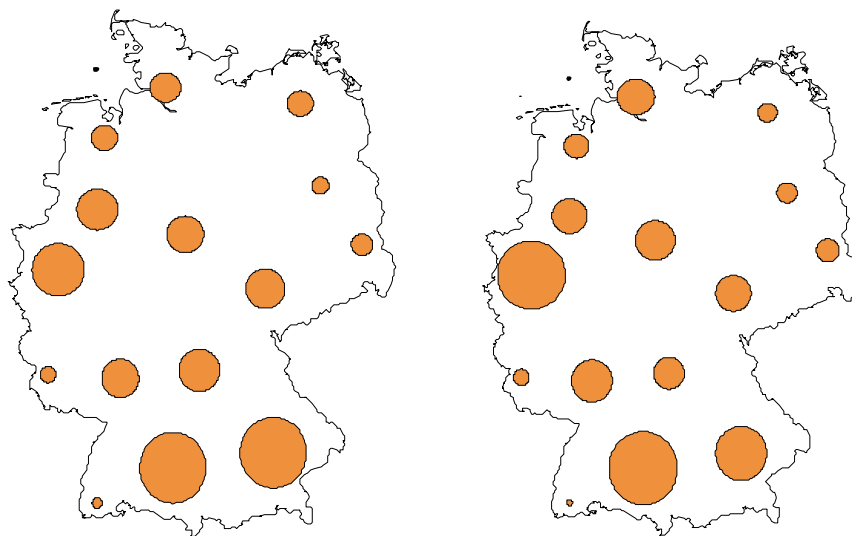


Abbildung 3.2 Vergleich der Regionalisierung von PVA des NEP (links) und der NEP-nachgebildeten Regionalisierung (rechts) auf 15-Regionenebene

Demnach weisen die Regionalisierung des Leistungszubaus der WEA und PVA des Gutachters 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 angenommenen Entwicklung (unter Berücksichtigung aktueller Trends) darstellt. Wie hoch dessen Eintrittswahrscheinlichkeit ist und wie alternative Entwicklungen aussehen, wird im NEP nicht untersucht. Im Gutachten zum NEP 2025 [4] wurden alternative Regionalisierungen gegenübergestellt. Es wurde deutlich, dass sich die Verteilungen nennenswert von der NEP-Regionalisierung unterscheiden – sowohl hinsichtlich der Korrelation als auch der Charakteristik der Leistungsverteilung. Hierdurch wären veränderte Netzbelastungen zu erwarten, die im Rahmen des aktuellen NEP-Vorgehens bisher nicht untersucht werden.

3.1.2 Simulation der Einspeisezeitreihen

Die genaue Methodik zur Bestimmung der Einspeisezeitreihen der EE wird im NEP nur zusammengefasst dargestellt. Die genaue Umsetzung wird folglich nicht ersichtlich. Daher werden in diesem Abschnitt nur die bekannten Aspekte der Methodik beschrieben und bewertet, bevor anschließend ein quantitativer Vergleich der Simulationsergebnisse von ÜNB und Gutachter für WEA und PVA erfolgt. Schließlich wird die Spitzenkappung im NEP diskutiert.

Vorgehen und Bewertung

Die Generierung der Zeitreihen von EE im NEP 2030 erfolgt auf Basis des Wetterjahres 2012. Hierfür werden hoch aufgelöste Wetterdaten des externen Dienstleisters European Weather Consultants verwendet. Zudem werden Vollbenutzungsstunden und Leistungskennlinien für die jeweiligen Anlagentypen angenommen. Neben diesen Daten fließen historisch regionale Einspeisecharakteristiken zur Abbildung technischer Eigenschaften sowie Verschattungs- und Ausrichtungseffekte spezifischer Anlagen ein.

Die Verwendung lediglich eines Wetterjahres ist kritisch zu diskutieren. Im NEP 2025 wurde das Wetterjahr 2011 als Basisjahr verwendet, im NEP 2030 wird auf das Wetterjahr 2012 zurückgegriffen. Fraglich ist wie repräsentativ ein Wetterjahr ist, da bekannt ist, dass Wetterjahre stark variieren können. Es wäre daher zunächst eine Untersuchung notwendig, wie sensitiv der Einfluss verschiedener Wetterjahre ist. Hieraus könnte sich als Konsequenz ergeben, dass mehrere Wetterjahre berücksichtigt werden müssen. Alternativ

könnte ein Modell entwickelt werden, um Wettersituationen zu generieren sowie die Auftrittswahrscheinlichkeiten für spezifische Wetterereignisse wie z. B. eine „Dunkelflaute“ zu bestimmen.

Quantitativer Vergleich für WEA und PVA

Basierend auf der nachgebildeten Regionalisierung (siehe Abschnitt 3.1.1) sowie der in Abschnitt A.2.1 vorgestellten Methodik der Zeitreihenerstellung des Gutachters wurden Zeitreihen für WEA an Land und PVA zur Gegenüberstellung mit den diesbezüglichen NEP-Ergebnissen erstellt. In Abbildung 3.3 ist der Vergleich der Leistungsbereitstellung von WEA in einem ausgewählten Zeitraum des Szenarios B 2030 dargestellt.

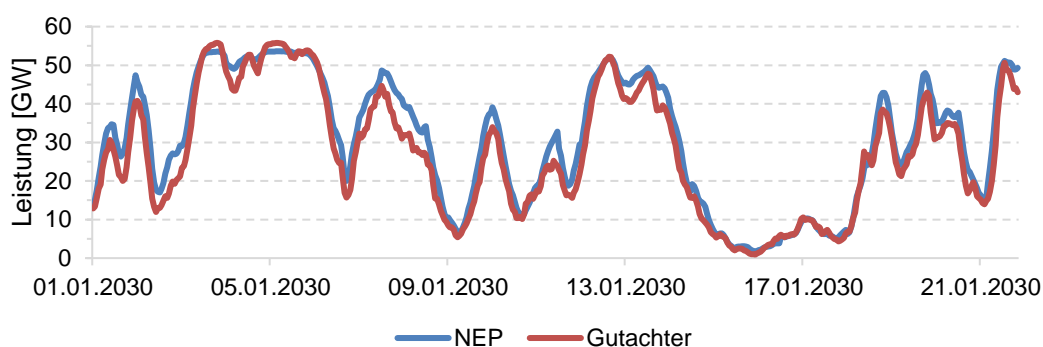
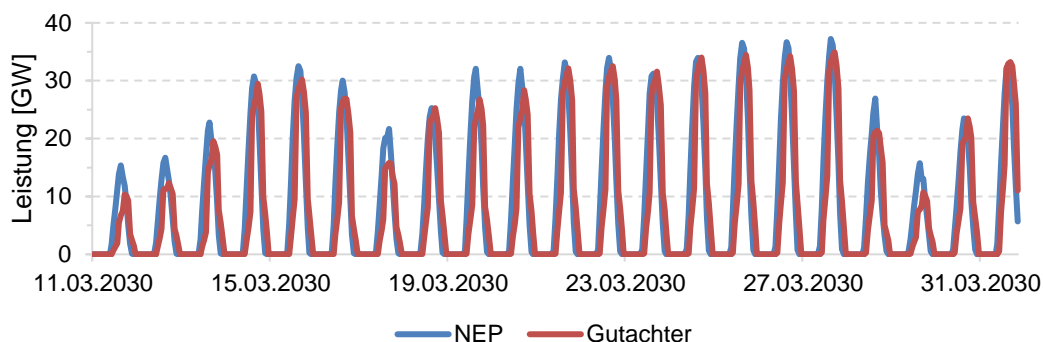


Abbildung 3.3 Vergleich der Leistungsbereitstellung von WEA in B 2030

Zu erkennen ist eine hohe Übereinstimmung der Zeitreihen im dargestellten Ausschnitt. Insgesamt speisen die WEA im NEP im Szenario B 2030 eine Energiemenge i. H. v. 190 TWh in das elektrische Netz ein. Im Vergleich wird mit der Methodik des Gutachters 179,5 TWh erzeugt. Die lineare Korrelation der beiden Ganglinien liegt bei 0,985.

Die Leistungsbereitstellung der PVA, dargestellt in Abbildung 3.4, zeigt ein ähnliches Bild. Im NEP speisen sie insgesamt 60,9 TWh elektrische Energie ins Netz ein. Die Simulation des Gutachters ergibt eine Energiebereitstellung in Höhe von ca. 62,4 TWh. Die lineare Korrelation der Ganglinien der PVA liegt bei 0,88.



Der funktionale Zusammenhang wird separat für jede der in der Studie betrachteten Modellnetzklasse bestimmt. Hierbei existieren zehn Modellnetzklassen für die Mittelspannungs- und acht Modellnetzklassen für die Niederspannungsebene.

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.

Nachbildung der Spitzenkappung im NEP

Zur weiteren Überprüfung der im NEP angewandten Spitzenkappung wird die dort verwendete Methode seitens des Gutachters nachgebildet. Sie entspricht der vorgestellten Methodik des NEP 2025 und wird kurz zusammenfassend dargestellt.

Es 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 %.

In Abbildung 3.5 und Abbildung 3.6 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.

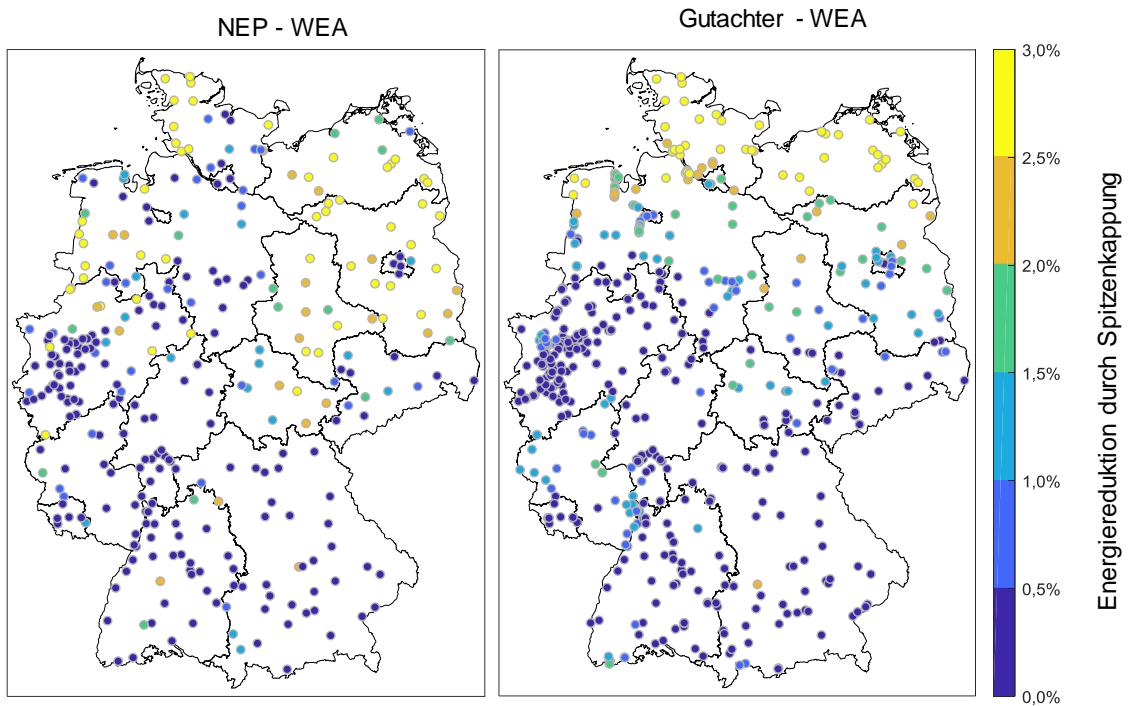


Abbildung 3.5 Vergleich der Energiereduktion durch Spitzenkappung bei WEA auf Netzknotenebene

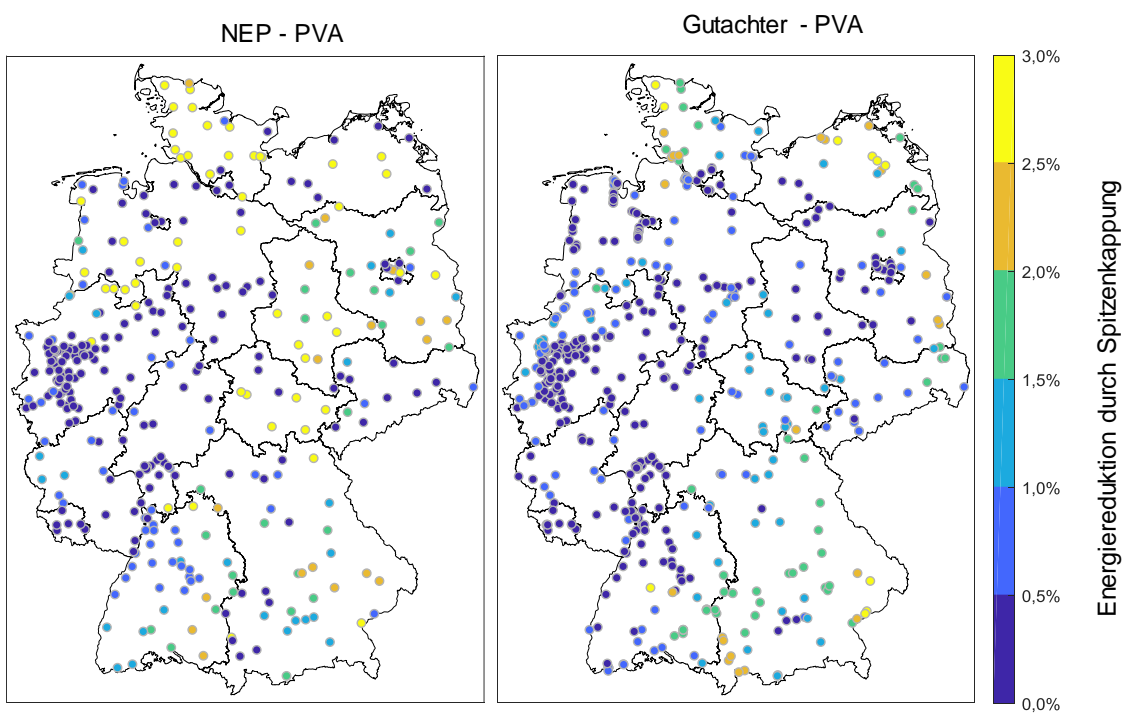


Abbildung 3.6 Vergleich der Energiereduktion durch Spitzenkappung bei PVA auf Netzknotenebene

Die in Abbildung 3.5 auf der rechten Seite dargestellte Spitzenkappung nach der zuvor beschriebenen (NEP-nachgebildeten) Gutachter-Methode führt im Durchschnitt zu einer Reduktion der Energiebereitstellung der WEA an Land in Höhe von 1,0 %. Demgegenüber liegt die durchschnittliche Energiereduktion im NEP mit 1,1 % leicht darüber. 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 3.6 dargestellte Spitzenkappung nach der Gutachter-Methode mit einer Energiereduktion in Höhe von 1,0 % unterhalb der im NEP vorgenommenen Abregelung in Höhe von 1,3 %. Auch hier zeigen sich regional ähnliche Werte. Lediglich im Norden und der Mitte Deutschlands unterscheiden sich die Ergebnisse leicht.

Für den Netzplanungsprozess ist die insgesamt abgeregelte Energie entscheidend. Diese liegt mit 3,0 TWh im NEP auf einem etwas höheren Niveau als die Ergebnisse der gutachterlichen Methode. Hier wird die bereitgestellte Energie durch Spitzenkappung um 2,5 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.

3.2 Europäische Kraftwerkseinsatzoptimierung

Auf Basis 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 Simulation des europäischen Binnenmarktes für Strom. Dabei werden der Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Speichern in Europa sowie die Handelsaustausche (Im- und Exporte) im Verbundsystem

stundenscharf für ein Planungsjahr unter Anwendung einer Kraftwerkseinsatzoptimierung ermittelt. Das hierzu im Rahmen des NEP 2030 eingesetzte Optimierungsmodell wird im Folgenden kurz beschrieben. Unter Berücksichtigung der Komplexität und Vielzahl an Eingangsdaten, die zur Simulation des europäischen Strommarktes notwendig sind, erfolgt zunächst eine Diskussion der Transparenz, Verfügbarkeit sowie der Nachvollziehbarkeit gewisser Eingangsdaten. Abschließend wird die Plausibilität der Simulationsergebnisse bewertet, indem die NEP-Ergebnisse denen des Gutachters, ermittelt anhand des in Abschnitt A.2.2 beschriebenen Vorgehens, gegenübergestellt werden.

Marktsimulation im NEP 2030

Wie bereits in den zwei vorangegangenen NEP 2014 und NEP 2025 wird auch im NEP 2030 das Marktmodell „BID3“ [24] 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 Restriktionen zu bestimmen. Hierzu wird ein mehrstufiges Optimierungsverfahren angewendet.

In den ersten beiden Verfahrensstufen (*Pan Europe* und *Germany-Plus*) werden vereinfachte rein lineare Optimierungsprobleme für den Kraftwerks- und Speichereinsatz in Europa gelöst, um eine Startlösung für eine abschließende detaillierte gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung zu bestimmen. In der dritten und letzten Verfahrensstufe (*Germany-Only*) werden die Ein- und Ausschaltentscheidungen aller deutschen Erzeugungseinheiten explizit modelliert sodass die direkte Berücksichtigung zeitkoppelter Restriktionen von Kraftwerken, in Form von Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten sowie Leistungsgradienten, erfolgen kann. Die Optimierung selbst geschieht mit einer rollierenden Voraussicht von acht Tagen [2], in dem Sinne, dass das Betrachtungsjahr in Zeitintervalle konstanter Länge unterteilt wird. Die einzelnen Optimierungsintervalle werden hierbei sequentiell gelöst. Ohne die Anwendung weiterer mathematischer Dekompositionsverfahren, erfolgt je Verfahrensstufe und Optimierungsfenster eine geschlossene Lösung. Ob eine Vorsimulation durchgeführt wird, um die Betriebspunkte der Kraftwerke und Speicher in der ersten Stunde des jeweiligen Betrachtungsjahres zu bestimmen, ist weder dem NEP noch dem Begleitdokument zur Marktsimulation zu entnehmen.

Größere Unterschiede zwischen dem NEP-Optimierungsmodul und dem Ansatz des Gutachters sind insbesondere bei der Formulierung bzw. Umsetzung einzelner Restriktionen, bspw. der Modellierung von expliziten Ein- und Ausschaltentscheidungen sowie den damit verbundenen Kosten, zu erwarten. Des Weiteren sind Unterschiede bei der modelltechnischen Ausgestaltung von Einzelaspekten, bspw. der Modellierung von Wasserkraftwerken mit natürlichen saisonalen witterungsabhängigen Zuflüssen, zu erwarten.

Anmerkungen zu den Eingangsdaten der Marktsimulation

Darüber hinaus sind Differenzen bei den vorgelagerten Modulen wahrscheinlich, welche in erster Linie Eingangsdaten für den Optimierungskern bereitstellen. Zu diesen zählen Modelle zur Bestimmung standortspezifischer Primärenergiekosten, Modelle zur Ableitung natürlicher Zuflüsse von Wasserkraftwerken, Modelle zur Bestimmung des konventionellen Erzeugungsausbaus, 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. An dieser Stelle wäre insbesondere ein Begleitgutachten zu dem von den ÜNB im NEP 2030 angewendeten Modell zur Bestimmung der Must-Run-Einspeiseleistungen wünschenswert, welches laut [2] vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der Universität Duisburg-Essen entwickelt wurde.

Eine detaillierte Analyse der methodischen Unterschiede gestaltet sich aufgrund der weiterhin spärlichen Dokumentation im NEP schwierig. Zur Verbesserung der Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Marktmodellen und ihren einzelnen Modulen sind für zukünftige NEP detailliertere Beschreibungen wünschenswert. Die zunehmende Anzahl von wissenschaftlichen Begleitgutachten zum NEP-Prozess, siehe [7] hinsichtlich der Entwicklung der regionalen Stromnachfrage sowie [22] zur Datenbasis und Methodik der Regionalisierung, ist ausdrücklich zu begrüßen. Im Rahmen des nächsten NEP-Prozesses (NEP 2030, Version 2019) wurden bereits eine Kurzstudie zum Thema Power-to-X [19] sowie ein Kurzbericht zur Flexibilisierung von KWK-Anlagen [25] von der FfE veröffentlicht, wodurch zukünftig eine Validierung weiterer Eingangsdaten und Module grundsätzlich ermöglicht wird.

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 Kraftwerksliste für das gesamte europäische Ausland sowie transparente Benennung von etwaigen Modifikation unter expliziter Angabe von Gründen,
- berücksichtigte, blockscharfe Mindest erzeugungsmengen (differenziert nach Grund und Menge) in Deutschland sowie für das europäische Ausland,
- angenommene Kraftwerkparameter (z. B. Mindestzeiten, Leistungsgradienten, Wirkungsgrade, Verfügbarkeiten),
- angenommene Net Transfer Capacity-(NTC)-Werte nicht nur zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten, sondern auch zwischen den anderen europäischen Ländern,
- angenommene vorzuhaltende Regelleistung in Deutschland sowie im europäischen Ausland,
- native ungesteuerte Lastprofile neuer Stromwendungen,
- Verfügbarkeitsprofile der klassischen DSM-Prozesse.

Hinsichtlich der Eingangsdaten des NEP 2030 ist anzumerken, dass zur Modellierung des europäischen Auslandes erstmalig auf Daten des Scenario Development Reports (SDR) [26] zurückgegriffen wurde. Eine Übersicht der resultierenden installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke (nach Primärenergieträger) und EE (nach Technologie) für die direkten Nachbarstaaten Deutschlands ist dem Entwurf der ÜNB zum Szenariorahmen¹⁴ zu entnehmen. Beim Vergleich der von den ÜNB angenommenen Eingangsdaten mit den Rohdaten aus dem SDR sind Abweichungen bei der Aufteilung der gesamten konventionellen installierten Leistung auf die einzelnen Kraftwerkstechnologien - insbesondere Steinkohle - festzustellen. Ursächlich für diese Abweichungen ist eine fehlende eindeutige Definition von Biokraftstoffen (engl. Biofuels) im europäischen Kontext, wodurch die im SDR ausgewiesene Biokraftstoffleistung von den deutschen ÜNB in den Kategorien Steinkohle und Erdgas berücksichtigt wurde. Aus Sicht des Gutachters sollte solch eine

¹⁴ [17] s. Abbildung A18, S.123

Modifikation ausgewählter Eingangsdaten transparenter kommuniziert werden, um eine Nachvollziehbarkeit der Marktmodellierung sowie der Ergebnisse durch Dritte zu gewährleisten. Zudem ist anzumerken, dass die prognostizierten installierten Leistungen für Pumpspeicherkraftwerke (Abb. A18: „PSW“) und übrige Wasserkraft-Anlagen (Abb. A18: „Hydro“) in der Übersicht des ÜNB-Entwurfs vertauscht ausgewiesen sind.

Vor dem Hintergrund des eingangs beschriebenen besonderen Umgangs mit ausgewählten Eingangsparametern (Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke im europäischen Ausland) ist die ÜNB-Methodik [17] zur Einbettung der nationalen NEP-Szenarien in den europäischen Kontext zu erwähnen, die zur Ableitung der Eingangsparameter des NEP-Szenarios B 2030 eine Mittelwertbildung vorsieht. Im Rahmen dieser Mittelwertbildung werden die installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke und erneuerbarer Energiequellen jeweils als Mittelwert der Eingangsparameter der *Vision 2* und *Vision 3* des SDR bestimmt.

Nach Auffassung des Gutachters zeichnet sich ein konsistentes Szenario insbesondere dadurch aus, dass die Summe aller Eingangsparameter einen harmonischen Rahmen ergibt. Dabei weist jeder einzelne Parameter diverse Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zu bzw. mit anderen Parametern auf, welche aus Sicht des Gutachters durch eine Mittelwertbildung zwischen zwei unabhängigen und vollständig divergenten Entwicklungspfaden (SDR *Vision 2* und *Vision 3*) nur bedingt erhalten bleiben. Als Folge der Mittelwertbildung ist in den Eingangsdaten für das europäische Ausland des NEP-Szenarios B 2030 weder ein nationaler noch ein europäischer Fokus zu erkennen. Demgegenüber wird das europäische Ausland im Langfristszenario B 2035 durch die Eingangsdaten der *Vision 3* des SDR nachgebildet, welche einen deutlichen ausgeprägten nationalen Fokus aufweisen. Die Annahmen der ÜNB im Hinblick auf die Ausrichtung des europäischen Entwicklungspfades (von B 2030 nach B 2035) stehen im Widerspruch zu der Annahme, dass die nationalen Eingangsparameter des Transformationsszenarios (B 2030) für das Langfristszenario (B 2035) zur Modellierung Deutschlands fortgeschrieben werden.

Bewertung der Marktsimulationsergebnisse

Im Rahmen der gutachterlichen Begleitung des NEP 2030 wurden vom Gutachter für alle vier NEP-Szenarien Simulationen des europäischen Strommarktes unter Verwendung des in Abschnitt A.2.2 vorgestellten Modells durchgeführt. In Abstimmung mit der BNetzA wurden hierbei jeweils für Deutschland und die Anrainer die Einspeisezeitreihen von EE- (inkl. Lauf- und Speicherwasser) und KWK-Anlagen kleiner 10 MW sowie die Lastzeitreihen aus dem NEP übernommen und als Eingangsdaten verwendet, um eine bessere Vergleichbarkeit der resultierenden Fahrpläne konventioneller Kraftwerke und Speicher sowie der resultierenden Handelsaustausche zu ermöglichen. Die darüber hinaus notwendigen Zeitreihen für das Ausland, die Must-Run-Leistungen von KWK-Großkraftwerken und die blockscharfen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten wurden für alle Szenarien mithilfe der vom Gutachter eingesetzten Simulationswerkzeuge ermittelt.

Auf Grundlage eines Vergleichs der Simulationsergebnisse, in Form von Jahresenergiemengen der konventionellen Erzeuger und Speicher sowie der (saldierte) Handelsaustausche, konnten die Resultate aller vier Szenarien positiv validiert werden. Für das Planungsjahr 2030, bestehend aus dem konservativen NEP-Szenario A 2030, dem Transformationsszenario B 2030 sowie dem Innovationsszenario C 2030, wiesen die Ergebnisse eine hohe Übereinstimmung in Bezug auf den deutschen Energiemix auf. Für das Planungsjahr 2035 zeigten die Simulationsergebnisse des Langfristszenarios (B 2035) in weiten Teilen übereinstimmende Tendenzen im Hinblick auf den deutschen Energiemix.

Darüber hinaus waren die für die vier Szenarien ermittelten Nettoexportpositionen des deutschen Stromaußenhandels jeweils auf einem vergleichbaren Niveau mit den im NEP ausgewiesenen Saldi der Handelsaustauschenergiemengen. In diesem Zusammenhang wurden in allen vier auch nur geringe Abweichungen bei den bilateralen Handelsaustauschenergiemengen zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten festgestellt.

Im Vergleich zum letzten NEP werden nun drei von vier Szenarien mit expliziter Vorgabe zur Einhaltung maximaler CO₂-Emissionsmengen in Deutschland untersucht, lediglich im konservativen Szenario A 2030 existiert keine Beschränkung der CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks. Die ÜNB haben sich wissentlich dazu

entschieden, den bereits im NEP 2025 gewählten methodischen Ansatz einer iterativen Anpassung des CO₂-Zertifikatspreises zur Begrenzung der deutschen CO₂-Emissionen anzuwenden. Vor dem Hintergrund, dass dabei ausschließlich die CO₂-Zertifikatspreise in Deutschland erhöht werden, wodurch die Grenzkosten der CO₂-emittierenden deutschen Kraftwerke im europäischen Vergleich steigen und somit eine Verlagerung der Stromproduktion in das europäische Ausland resultiert, wurde die angewendete Methodik bereits im Rahmen des NEP 2025 öffentlich diskutiert. Im Gegensatz zum Vorgehen der ÜNB verwendet der Gutachter eine explizite Nebenbedingung zur CO₂-Begrenzung in der Kraftwerkseinsatzoptimierung (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). Sowohl der Gutachter als auch die ÜNB sind sich darüber bewusst, dass die jeweilige gewählte Methodik zur Modellierung eines beschränkten nationalen CO₂-Emissionskontingents nicht alle relevanten Auswirkungen auf den europäischen Strommarkt vollumfänglich abbilden kann. Auch wenn bereits alternative Methoden (vgl. [27]) öffentlich diskutiert werden, fehlt es derzeit noch an flankierenden energiepolitischen Maßnahmen, die für die konkrete Berücksichtigung eines der vorgeschlagenen ordnungspolitischen Instrumente sprechen.

Trotz der unterschiedlichen Modellierung, konnte der generelle Effekt bzw. die Auswirkung der Vorgabe eines beschränkten nationalen CO₂-Emissionskontingents auf die Stromerzeugung in Deutschland in den drei Szenarien mit CO₂-Emissionsgrenze (B 2030, C 2030 und B 2035) bestätigt werden. Als Folge der CO₂-Limitierung kommt es insbesondere zu einem Rückgang konventioneller Erzeugung aus Stein- und Braunkohle in Deutschland, die mit einer Verlagerung der Erzeugung in das europäische Ausland einhergeht. Ist Deutschland im Szenario A 2030 ohne Vorgabe eines CO₂-Emissionskontingents mit 46 TWh/a noch ein Nettoexporteur von Strom (Gutachter: 44 TWh/a), so führt die CO₂-Limitierung in den Transformationsszenarien zu einer ausgeglichenen deutschen Handelsbilanz. Im Szenario B 2030 ergibt sich im NEP ein Nettoimport i. H. v. 2,4 TWh/a sowie ein sehr geringer Nettoexport i. H. v. 0,2 TWh/a beim Gutachter. Im langfristigen Transformationsszenario B 2035 resultiert ein Nettoimport i. H. v. 2,5 TWh/a (Gutachter: 4,1 TWh/a). Vor dem Hintergrund der signifikant zunehmenden elektrischen Leistungsnachfrage im Innovationszenario

C 2030 bei einem gleichzeitig steigenden EE-Anteil sowie rückläufigen konventionellen Erzeugungskapazitäten, steigt die Abhängigkeit Deutschlands von Stromimporten aus dem Ausland, wie Nettoimporte i. H. v. 26,4 TWh/a im NEP (Gutachter: 23,8 TWh/a) verdeutlichen.

Zur Veranschaulichung der Differenzen zwischen den Ergebnissen der NEP-Marktsimulation und den Marktsimulationsergebnissen des Gutachters sind in Abbildung 3.7 die vom Gutachter ermittelten Energiemengen in Deutschland denen der NEP-Marktsimulation exemplarisch für das Szenario B 2035 gegenübergestellt.

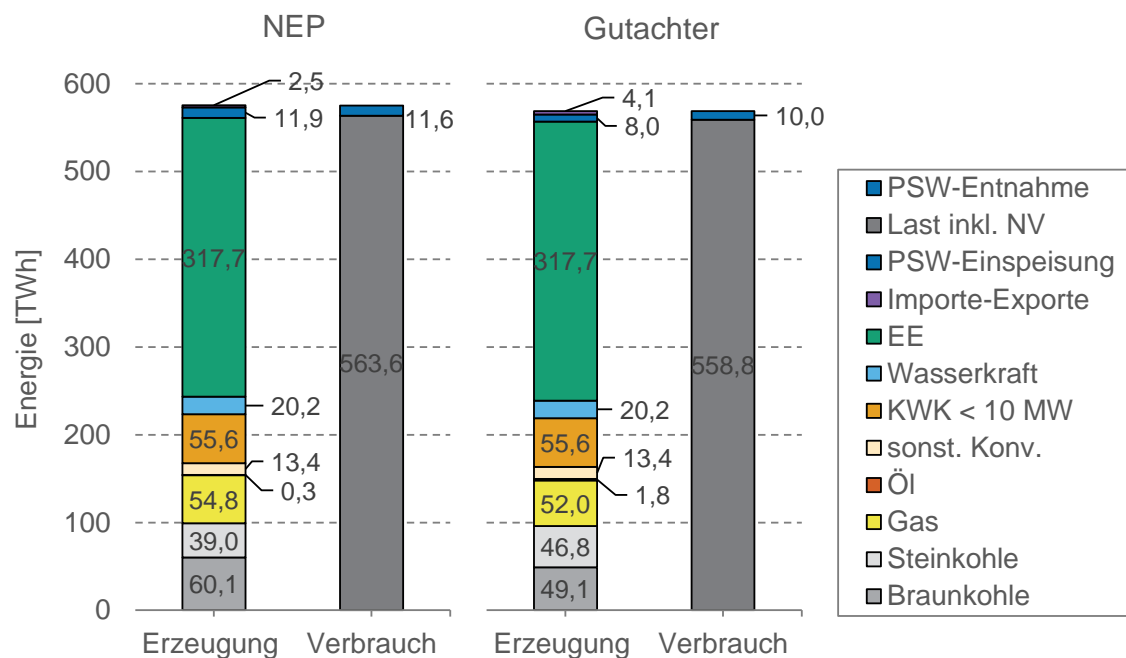


Abbildung 3.7 Vergleich der Energiemengen für das Szenario B 2035

In erster Linie weichen die jeweils ermittelten Erzeugungsmengen von Stein- und Braunkohlekraftwerken signifikant voneinander ab. Die im Rahmen der Gutachter-Marktsimulation (mit ÜNB-Eingangsdaten) ermittelte Erzeugung konventioneller Kraftwerke fällt insgesamt geringer aus und sorgt somit dafür, dass der Nettoimport von Deutschland im Vergleich zur NEP-Berechnung höher ausfällt. Dabei verursacht der vom Gutachter ermittelte Kraftwerkseinsatz CO₂-Emissionen in Höhe des maximal zulässigen Emissionskontingents i. H. v. 157 Mio. t im Planungsjahr, d. h. die Produktionsmengen der deutschen Erzeugungseinheiten werden aktiv durch die Szenariovorgaben begrenzt. Der CO₂-Ausstoß des NEP-Kraft-

werkseinsatzes wurde durch den Gutachter mit den eigens angenommenen Kraftwerkswirkungsgraden im Nachgang mit 162 Mio. t berechnet. Trotz der leichten Abweichung i. H. v. 5 Mio. t lässt sich im Rahmen der Genauigkeit festhalten, dass der Kraftwerkseinsatz unabhängig von der verwendeten CO₂-Methodik auch in der NEP-Marktsimulation aktiv durch das definierte CO₂-Kontingent eingeschränkt wurde. Demzufolge sind die wesentlichen Differenzen in den Simulationsergebnissen nicht auf die verwendete CO₂-Methodik zurückzuführen, sondern resultieren unter anderem aus den unterschiedlich angenommenen Kraftwerkswirkungsgraden.

In Abbildung 3.8 sind die mit der Marktsimulation des Gutachters für das Szenario B 2035 ermittelten Austauschenergiemengen zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten denen der NEP-Simulation gegenübergestellt.

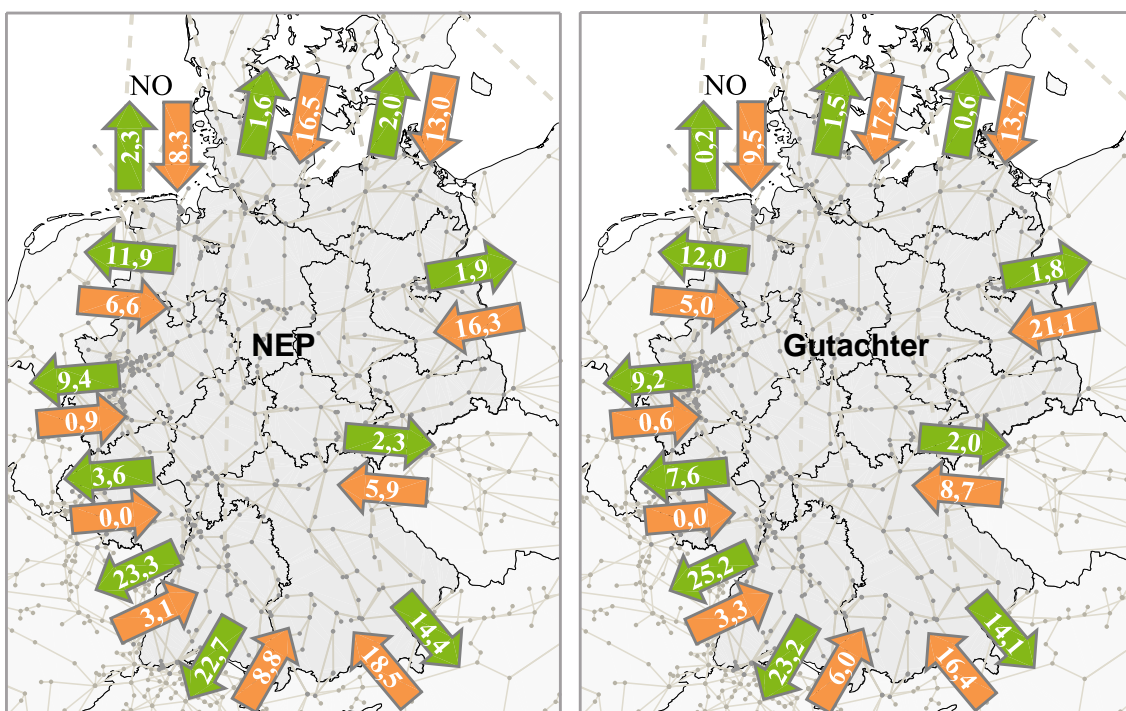


Abbildung 3.8 Vergleich der Austauschenergiemengen (in TWh) zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern für das Szenario B 2035

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass Deutschland in der Simulation des Gutachters weniger elektrische Energie in die skandinavischen Länder exportiert. Zudem fallen die Importe aus Polen sowie Tschechien nach Deutschland in der Simulation des Gutachters jeweils höher aus, während die richtungsabhängigen jährlichen Austauschenergiemengen mit den übrigen Anrainerstaaten in weiten Teilen übereinstimmen.

Ein Teil der Abweichungen in den Ergebnissen der Strommarktsimulation ist nach Ansicht des Gutachters auf die oben erläuterten verschiedenen Ansätze zur Modellierung des verfügbaren nationalen CO₂-Kontingents in Deutschland zurückzuführen, wie bereits in [4] festgestellt wurde.

Insbesondere die erstmalig im NEP 2030 berücksichtigte Flexibilisierung des Kraftwerksparks in Form von szenario- und kraftwerksblockspezifischen Mindesteinsatzbedingungen hat Auswirkungen auf das Verhältnis zwischen nationaler Stromproduktion und internationalem Stromaußenhandel. Um die einzelnen Abweichungen in den Marktsimulationsergebnissen isoliert bzw. unabhängig von einander analysieren zu können ist nach Ansicht des Gutachters eine Veröffentlichung des Begleitgutachtens zur Bestimmung der Mindesteinsatzbedingungen, welches laut [21] von dem Energiewirtschaftlichen Lehrstuhl der Universität Duisburg-Essen entwickelt wurde, wünschenswert.

4 Validierung der Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Im Anschluss an die Marktsimulation analysieren die ÜNB im Rahmen von Netzsimulationen etwaige Schwachstellen des Übertragungsnetzes hinsichtlich der resultierenden Transportaufgabe und bestimmen den folglich notwendigen Netzausbaubedarf. Im Folgenden werden die hierbei verwendeten Verfahren und Modelle qualitativ begutachtet. Dabei werden zunächst Annahmen und Methoden der angewandten Netzsimulation bewertet. Anschließend wird die Berücksichtigung betrieblicher Reserven im Rahmen des Planungsprozesses diskutiert.

Zusammenfassung der Kernergebnisse

- Der notwendige Netzausbaubedarf wird auf Basis methodisch fundierter, detaillierter Netzanalysen ermittelt. Positiv hervorzuheben sind die Anwendung des ausbauminimierenden NOVA-Prinzips bei der Festlegung planerischer Handlungsmaßnahmen und die Charakterisierung der vorgeschlagenen Maßnahmen anhand verschiedener Bewertungskriterien.
- Einige Annahmen und methodische Vorgehensweisen im Rahmen der Netzsimulation sind zu hinterfragen, insbesondere solche, die maßgeblichen Einfluss auf die simulierte 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 notwendigen Blindleistung sowie die vereinfachte Be-

rücksichtigung des FLM, durch welche das tatsächliche Belastungspotenzial der Freileitungen unter Umständen verzerrt wird.

- Die Dokumentation der Netzsimulation im NEP erlaubt prinzipiell eine angemessene Überprüfung der geltenden Planungsgrundsätze, ist jedoch zum Teil unvollständig. Folglich sind die Beweggründe für die fraglichen Aspekte nicht ersichtlich.
- Zum Umgang mit etwaigen Prognoseunsicherheiten des Planungsprozesses werden betriebliche Reserven vorgehalten, indem netzbezogene Flexibilitäten nicht vollständig und marktbezogene Eingriffe überhaupt nicht genutzt werden. Dabei wird nicht begründet, wieso welche Flexibilitäten zu welchem Grad vorgehalten werden.

4.1 Methodik der Netzsimulation

In diesem Unterkapitel wird das Vorgehen der ÜNB im NEP 2030 zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs unter Verwendung von Netzsimulationen begutachtet. Eine detaillierte Bewertung der hierbei angewandten Verfahren und Modelle sowie der in den Netzsimulationen genutzten Annahmen und Methoden erfolgte bereits im vorherigen Gutachten zum NEP 2025 [4]. Hierfür wurde die Netzsimulationsumgebung der ÜNB der des Gutachters (siehe A.2) gegenübergestellt. Da ein Großteil der damals getroffenen Aussagen ebenso auf das Vorgehen der ÜNB im NEP 2030 zutrifft, werden diese im Folgenden lediglich zusammengefasst und um Änderungen sowie Neuerungen im Rahmen des NEP 2030 ergänzt. Für die zugrundeliegenden Detailbeschreibungen und -analysen wird entsprechend auf [4] verwiesen.

Vorgehen zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Das Vorgehen zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs sieht zunächst Netzsimulationen in Form von (AC-)Leistungsflussrechnungen vor, anhand derer Schwachstellen im Netz in Hinblick auf die von den Netzteilnehmern gestellte Versorgungs- und Transportaufgabe identifiziert werden. Dabei werden sowohl Simulationen im

Netzgrundzustand ((n-0)-Fall) als auch im (n-1)-Fall, also bei Annahme des Ausfalls eines beliebigen Netzbetriebsmittels, durchgeführt. Anschließend werden auf Grundlage der von den ÜNB definierten Planungsgrundsätze [28] und gemäß des NOVA-Prinzips alternative planerische Handlungsmaßnahmen zur Aufhebung dieser Schwachstellen abgewogen. Die letztlich in den NEP übernommenen Maßnahmen werden anhand von verschiedenen sowohl qualitativen als auch quantitativen Bewertungskriterien hinsichtlich ihres Nutzens und Aufwands charakterisiert.

Die bei diesem Gesamtverfahren verwendete Methodik und Datengrundlage ist insgesamt schlüssig und geeignet. Das den Untersuchungen zugrunde liegende Netzmodell bildet in adäquater Weise das deutsche Übertragungsnetz und die restlichen relevanten Bestandteile des Energiesystems ab. Die durchgeführte Netzsimulation erlaubt prinzipiell eine angemessene Überprüfung der geltenden Planungsgrundsätze, jedoch sieht der Gutachter hinsichtlich einiger Aspekte der Netzsimulation Änderungsbedarf, wie in den nachfolgenden Abschnitten dargestellt wird. Bei der Bestimmung notwendiger planerischer Handlungsmaßnahmen werden Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen erwogen, um den Neubau von Netzinfrastrukturen möglichst zu vermeiden.

Im Gutachten zum NEP 2025 wurden Kriterien zur Bewertung von Netzausbaumaßnahmen entwickelt und diese vergleichend den im NEP verwendeten Kriterien gegenübergestellt. Die entwickelten Kriterien beurteilen die techno-ökonomische Wirkung der Maßnahmen hinsichtlich ihres Beitrags zur Reduzierung von Netzüberlasten und des Engpassmanagementbedarfs. Im Vergleich berücksichtigen die Kriterien des Gutachters neben der entlastenden Wirkung einer Ausbaumaßnahme auf einen Zweig an sich auch die Bedeutung dieses Zweiges hinsichtlich seiner Transportaufgabe im Netz. Zudem beziehen sie nicht nur vollständige Auflösungen von Überlasten ein, sondern auch die generell entlastende Wirkung von Maßnahmen. Im NEP 2025 kamen die Bewertungskriterien der ÜNB lediglich exemplarisch zum Einsatz. Dagegen werden im NEP 2030 alle Ausbauprojekte des Zubaunetzes für das Szenario B 2030 anhand von sechs, in einer Spinnennetzgrafik angeordneten, Bewertungskriterien charakterisiert, wie Abbildung 4.1 zeigt. Dies trägt anschaulich zur Validierung des Nutzens der einzelnen Projekte bei.

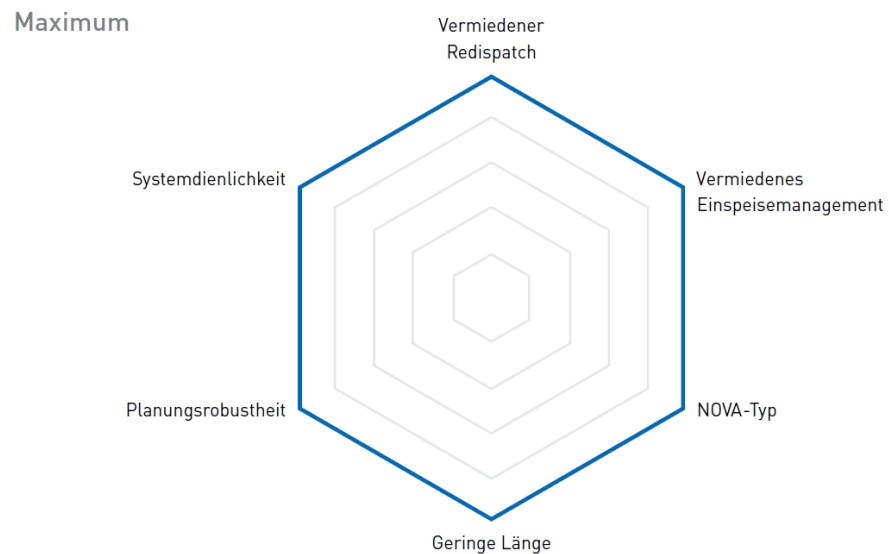


Abbildung 4.1 Projektcharakterisierung im NEP mittels Spinnennetzgrafik [2]

Konzepte zur Leistungsflusssteuerung

Die Leistungsflüsse im Drehstromnetz können durch die Wahl der Betriebspunkte steuerbarer Netzbetriebsmittel, wie HGÜ-Systeme und PST, sowie die Wahl des Netzschtzustands erheblich beeinflusst werden. Folglich sind die hier gewählten Steuerkonzepte im Rahmen von Netzanalysen von besonderer Bedeutung. Eine entsprechend angemessene Dokumentation der verwendeten Steuerkonzepte ist den Dokumenten des NEP nicht zu entnehmen, sodass die folgenden Erkenntnisse aus dem Vergleich der Netzsimulationsumgebung des Gutachters mit den dem Gutachter teilweise vorliegenden Simulationen des NEP sowie dem Austausch mit der BNetzA und den ÜNB resultieren.

Die Betriebspunkte der innerdeutschen HGÜ-Systeme werden mit dem sogenannten Spannungswinkeldifferenz-Regelungsverfahren bestimmt. Dieses führt in der Regel zwar dazu, dass die HGÜ-Systeme ihre intendierte Funktion, Leistung weiträumig aus dem Norden in den Süden Deutschlands zu transportieren, erfüllen. Jedoch ist die Transporthöhe beliebig durch einen 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. Es ist fraglich, ob dieses Verfahren für den zukünftigen Betrieb der HGÜ-Systeme eingesetzt wird und somit auch, ob dieser realitätsnah abgebildet wird. Alternativ hierzu werden die Betriebspunkte von HGÜ-

Systemen seitens des Gutachters mit einem Optimal Power Flow-(OPF-)Verfahren bestimmt (vgl. Abschnitt A.2.3).

Grenznahe PST werden zur Verhinderung ungewollter Ring- und Transitflüsse durch benachbarte Netzgebiete eingesetzt. Hierzu wird ein nicht näher öffentlich dokumentiertes Optimierungsverfahren genutzt, dessen Zielstellung die Angleichung der physikalischen Grenzflüsse im Netz an die kommerziellen Austauschleistungen zwischen den Marktgebieten vorsieht.

Im NEP 2030 werden zudem erstmals PST von den ÜNB als notwendig erachtet, die grenzfern positioniert sind und zur Entlastung des deutschen Übertragungsnetzes durch Steuerung der Leistungsflüsse beitragen sollen. Zur Bestimmung der hierfür notwendigen Stufenstellerpositionen der PST setzen die ÜNB ein Optimierungsverfahren ein, welches den Einfluss der PST auf die Belastung vorab ausgewählter Drehstromzweige betrachtet. Der Stellbereich der PST wird dabei nicht vollständig, sondern in beide Richtungen nur bis zur Hälfte ausgenutzt. Aus Gesprächen mit den ÜNB geht hierfür als Grund hervor, dass zum einen betriebliche Reserven vorgehalten werden sollen. Zum anderen werden auf diese Weise mögliche Sprünge im zeitlichen Betriebsverhalten der PST in ihrem Ausmaß beschränkt und somit die mechanische Beanspruchung der Betriebsmittel infolge solcher Änderungsvorgänge berücksichtigt. Der betriebliche Einsatz der PST im Rahmen der Netzsimulation wird somit zwar methodisch fundiert ermittelt. Jedoch wird eine objektive Bewertung der Wirkung der PST dadurch erschwert, dass die Auswahl der zu entlastenden Drehstromzweige und die Wahl des zulässigen Stellbereichs keiner transparenten Methodik folgt.

Als weitere leistungsflusssteuernde Maßnahmen werden im NEP 2030 eine HGÜ-Kurzkupplung zur Steuerung der Einspeisung aus Offshore-WEA in das Drehstromnetz sowie eine Serienkompensation auf einer bestehenden Freileitung zur günstigeren Aufteilung der Leistungsflüsse im Norden Deutschlands vorgeschlagen. In beiden Fällen ist das vorgesehene Betriebskonzept durch die ÜNB unbekannt. Das Spannungswinkeldifferenz-Regelungsverfahren ist hier aus Sicht des Gutachters für die Bestimmung der Betriebspunkte der HGÜ-Kurzkupplung nicht geeignet, da es nicht gezielt lokale Vorgänge betrachten kann.

Der Schaltzustand des Netzes wird im Rahmen des NEP für jedes energiewirtschaftliche Szenario einmalig und für das gesamte Planjahr geltend festgelegt (sog. Netznormalschaltzustand). Er wird also nicht in den einzelnen Netznutzungsfällen bspw. zur Auflösung von Engpässen angepasst. Der Gutachter teilt die diesbezügliche Begründung der ÜNB, dass Schalthandlungen nicht als planerische Handlungsmaßnahmen zu berücksichtigen, sondern als betriebliche Reserven der Netzbetriebsführung vorzuhalten sind. Er bemängelt jedoch die gänzlich unbekannte Vorgehensweise zur Bestimmung des jeweiligen Netznormalschaltzustandes. In den Netzplanungsgrundsätzen ist hierzu lediglich angeführt, dass dieser Schaltzustand ein für den perspektivischen Netzbetrieb *optimierter* Schaltzustand sei¹⁵. In welcher Hinsicht *optimiert* ist jedoch nicht erläutert.

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 zwei wesentliche Aspekte, das FLM sowie die notwendige Blindleistungsbereitstellung im Netz, genauer modelliert werden.

Zur Berücksichtigung witterungsabhängiger Stromtragfähigkeiten von Freileitungen legen die ÜNB unterschiedlich hohe maximal zulässige Auslastungen bezogen auf die jeweiligen Leiterseilnennströme in Situationen hoher (150/130/110 %) und mittlerer (140/120/105 %) Windeinspeisung je nach zonaler Zugehörigkeit der Freileitungen (Norden/Mitte/Süden) fest. Somit wird über die Einspeisung von WEA sowie die zonale Lage der Freileitungen indirekt auf die eigentlich maßgeblichen Windverhältnisse geschlossen. Diese indirekte Vorgehensweise kann zu Ungenauigkeiten führen, folglich das tatsächliche Belastungspotenzial von Freileitungen sowohl unter- als auch überschätzen und ist aus Sicht des Gutachters eher als konservativer Ansatz zu betrachten. Eine genauere Alternative stellt die direkte Berechnung der Stromtragfähigkeiten von Freileitungen in Abhängigkeit der lagegenauen Wetterdaten dar, wie sie bspw. in Abschnitt A.2.4 vorgestellt wird.

¹⁵ s. [28], S. 6

Die Gewährleistung zulässiger Spannungsbänder, also eines ausgeglichenen Blindleistungshaushaltes, im Netz wird in den Planungsgrundsätzen als eines der wesentlichen Kriterien bei der Analyse der Netzsicherheit definiert¹⁶. Die Blindleistungsbereitstellung erfolgt in den Netzsimulationen durch konventionelle Erzeugungseinheiten, Umrichter der HGÜ-Systeme und Blindleistungskompensationsanlagen. Zudem sind an vielen Netzknoten auch Spannungsquellen modelliert, die sowohl induktiv als auch kapazitiv unbegrenzt Blindleistung bereitstellen können und für die im NEP keine physischen Entsprechungen gefunden werden. Da sie jedoch aktiv in den Blindleistungshaushalt eingreifen, ist fraglich, ob die verwendete Modellierung der Blindleistungsbereitstellung überhaupt Rückschlüsse in Hinsicht auf das diskutierte Planungskriterium erlaubt.

Im Gutachten zum NEP 2025 wurde zudem noch die netzseitige Modellierung von Einspeisern und Lasten im Ausland bemängelt. Diesbezüglich wurde keine anlagenscharfe Darstellung im Netz in Korrespondenz zur Marktsimulation verwendet, sondern Ersatzelemente an bekannten Kraftwerksstandorten und gut vermaschten Netzknoten modelliert. Diesen Elementen wurde über einen zeitinvarianten Verteilungsschlüssel die Gesamterzeugung und –last des jeweiligen Landes zugeteilt, sodass das regionale Versorgungsmuster im Ausland in jedem Zeitpunkt identisch erschien. Diese Modellierung wurde im NEP 2030 verbessert. Für die Netzgebiete der Anrainerstaaten Deutschlands wird nun eine anlagenscharfe Darstellung verwendet, sodass die Leistungsflüsse im Ausland genauer abgebildet werden. Somit wird einer möglichen Verzerrung des Leistungsflusses im deutschen Netz, beispielsweise durch eine ungenaue Aufteilung von Grenzflüssen auf die Grenzübergänge, entgegengewirkt.

¹⁶ s. [28], S. 12

4.2 Berücksichtigung betrieblicher Reserven

Nachfolgend werden zwei Aspekte zur Berücksichtigung betrieblicher Reserven im Rahmen der Netzausbauplanung beleuchtet: Die Vorhaltung dieser Reserven aufgrund von Prognoseunsicherheiten im Planungsprozess sowie die Auswirkungen der gesetzlich vorgeschriebenen Reihenfolge marktbezogener Engpassmanagementmaßnahmen.

Vorhaltung betrieblicher Reserven

Im Rahmen der langfristigen Netzausbauplanung des NEP wird angestrebt das Zielnetz so auszulegen, dass es die prognostizierte Netzbelastung entsprechend der Planungsgrundsätze (n-1)-sicher beherrscht, dabei jedoch bedarfsgerecht dimensioniert ist. Diese Planung unterliegt erheblichen Prognoseunsicherheiten, z. B. bei der Erzeugungs- und Lastentwicklung, wodurch die prognostizierten Netzbelastungen sowohl über- als auch unterschätzt werden könnten. Folglich könnte es in den Zieljahren zu Mehrbelastungen kommen, die vom heutigen Planungsprozess nicht abgedeckt werden, und somit die Gewährleistung der Netzsicherheit bedrohen.

Um dem entgegenzuwirken, könnte das Netz überdimensioniert geplant werden. Somit würden die Betriebsmittel über Kapazitätsreserven bezogen auf die prognostizierte Belastung verfügen. Im Hinblick auf die geforderte Wirtschaftlichkeit und die öffentliche Akzeptanz des Netzausbaus ist eine solche gezielte Überdimensionierung des Netzes jedoch u. A. deswegen nicht akzeptabel, da etwaige Kapazitätsreserven der Betriebsmittel beliebig festgelegt werden müssten. Stattdessen halten die ÜNB daher im Planungsprozess einen Teil der netzbetrieblichen Handlungsoptionen als Reserve vor, die der zukünftigen Netzbetriebsführung für den Umgang mit etwaigen Mehrbelastungen zur Verfügung steht.

Die netzbetrieblichen Handlungsoptionen umfassen zum einen die Wahl der Betriebspunkte leistungsflusssteuernder Betriebsmittel und des Netzschtaltzustandes sowie zum anderen den Eingriff in das Marktgeschehen, d. h. den Redispatch konventioneller Kraftwerke, das Einspeisemanagement von EE-Anlagen oder Lastabschaltungen. Wie aus dem vorherigen Unterkapitel 4.1 hervorgeht,

werden diese Handlungsoptionen im Netzplanungsprozess bereits wie folgt genutzt.

Die Betriebspunkte von HGÜ-Systemen und PST werden für den (n-0)-Fall des jeweiligen Netznutzungsfalls festgelegt und in den (n-1)-Fällen beibehalten. Dabei wird der technisch zulässige Betriebsbereich der HGÜ-Systeme vollständig und der Stellbereich der PST nur teilweise genutzt. Die gewählte Betriebsweise weiterer leistungsflusssteuernder Betriebsmittel wie HGÜ-Kurzkupplungen oder Serienkompensationen ist nicht bekannt. Der Schaltzustand wird für das jeweilige Marktszenario einmalig *optimiert* festgelegt und für die einzelnen Netznutzungsfälle nicht angepasst. Außerdem wird FLM zur Ausnutzung witterungsabhängig erhöhter Stromtragfähigkeiten berücksichtigt. Marktbezogene Maßnahmen, welche den ÜNB nach § 13 EnWG ohnehin erst nach Ausschöpfung aller netzbezogenen Maßnahmen zur Herstellung der Netzsicherheit zur Verfügung stehen, werden nicht einbezogen. Dies wird durch eine Berechnung des notwendigen Redispatchbedarfs des Zielnetzes belegt¹⁷.

Zusammengefasst werden im Planungsprozess also bereits dem Betrieb vorbehaltene Handlungsoptionen berücksichtigt, wobei auf marktbezogene Maßnahmen verzichtet wird¹⁸ und netzbezogene Maßnahme nicht in vollem Umfang genutzt werden. Konkret stehen der Netzbetriebsführung als netzbezogene Reserven vor der Ergreifung marktbezogener Maßnahmen somit eine Anpassung des Netzschaftgrundzustandes für die jeweilige tatsächliche Betriebsituation, ein Ansteuern derjenigen Betriebsbereiche von PST, die bislang nicht zugelassen werden, sowie genauere kurzfristige Prognosen für das FLM zur Verfügung.

Grundsätzlich erscheint das beschriebene Vorgehen der ÜNB zur Vorhaltung betrieblicher Reserven dem Gutachter sinnvoll. Jedoch ist nicht ersichtlich, wieso genau diese betrieblichen Reserven in diesem Ausmaß gewählt wurden. Zudem wurde bereits in Unterkapitel 4.1 dargestellt, dass die methodische Umsetzung zur Nutzung der betrieblichen Freiheitsgrade im Planungsprozess an einigen Stellen nicht nachvollziehbar (Proportionalitätsfaktor von HGÜ-Sys-

¹⁷ s. [2], S. 121

¹⁸ Hierbei ist anzumerken, dass ein marktseitiges präventives Engpassmanagement bereits im Rahmen der Marktsimulation durch Beschränkung der Handelsaustausche anhand von NTC-Werten stattgefunden hat.

temen, Festlegung des Netznormalschaltzustandes, Wahl des zulässigen Betriebsbereichs von PST, Einsatz von HGÜ-Kurzkuppung und Serienkompensation) oder ungenau (FLM) ist. Insbesondere ist die diesbezügliche unzureichende Dokumentation der eingesetzten Methoden zu bemängeln sowie die Ungewissheit bei einigen dieser wie dem Spannungswinkeldifferenz-Regelungsverfahren, ob sie tatsächlich so (oder ähnlich) im zukünftigen Netzbetrieb angewandt werden. Der Gutachter empfiehlt daher, wie bereits im Gutachten zum NEP 2025, für den zukünftigen NEP-Prozess eine Offenlegung der im Rahmen der Netzsimulation verwendeten Methoden, Verfahren und Annahmen sowie der zugrundeliegenden Beweggründe.

Reihenfolge marktbezogener Maßnahmen

Die Ermittlung des notwendigen marktbezogenen Netzengpassmanagements hat im NEP 2030 zunehmend an Bedeutung gewonnen, da die diesbezügliche (reduzierende) Wirkung von Netzausbauprojekten wesentlich zur Bewertung dieser Projekte herangezogen werden. Als Beispiele hierfür sind die Charakterisierung der Netzausbauprojekte anhand der Kriterien *vermiedener Redispatch* und *vermiedenes Einspeisemanagement* (siehe Abbildung 4.1) sowie die im Kapitel 5 beschriebene Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen zu nennen.

Ermittelt wird der Engpassmanagementbedarf im Anschluss an die Netzsimulation mithilfe von Optimierungsmodellen, die den Einfluss der netzbezogenen und marktbezogenen Handlungsoptionen auf die Netzbelastung evaluieren. Ziel ist es dabei, die zur Herstellung der Netzsicherheit notwendigen Eingriffsmaßnahmen bei minimalen Kosten unter Berücksichtigung der in § 13 EnWG vorgeschriebenen Einsatzreihenfolge zu ermitteln. Vom Gutachter wird hierfür das in Abschnitt A.2.5 beschriebene Modell eingesetzt, die ÜNB nutzen im Rahmen des NEP ein externes Modell des Instituts für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen. Ein methodischer Vergleich dieser Modelle erfolgt an dieser Stelle nicht, auf Grundlage der kurzen Beschreibung im NEP¹⁹ sind diesbezüglich auch keine offensichtlichen Unterschiede bekannt. Stattdessen wird nachfolgend der im Rahmen der Engpassmanagementmodellierung abzubildende Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen diskutiert.

¹⁹ s. [2], S. 117

Nach § 13 EnWG sind zur Sicherstellung der Netzsicherheit durch die ÜNB zuerst netzbezogene Maßnahmen und dann marktbezogene Maßnahmen heranzuziehen. Dabei ist bei den marktbezogenen Maßnahmen der Vorrang der Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen zu berücksichtigen, d. h. es darf erst dann ein Einspeisemanagement von EE- und KWK-Anlagen erfolgen, wenn der Redispatch konventioneller Erzeugungseinheiten vollständig ausgenutzt ist. Als Folge werden bei strikter Auslegung dieser Vorgabe zur Behebung eines Netzengpasses zuerst alle konventionellen Erzeugungsanlagen, deren (Nicht-)Einspeisung zumindest einen geringfügigen Einfluss auf diesen Netzengpass haben, in ihrer Leistungseinspeisung (erhöhend oder reduzierend) angepasst, bevor die Einspeisung einer EE- oder KWK-Anlagen gedrosselt wird, selbst wenn diese den Engpass hauptsächlich verursacht. Da zur Gewährleistung des Leistungsgleichgewichts eine Einspeisereduzierung immer mit einer Einspeiserhöhung durch ein regelbares (folglich in der Regel konventionelles) Kraftwerk erfolgen muss, sind der mengenbezogene notwendige Gesamteingriff in das Marktgeschehen und somit auch die resultierenden Redispatchkosten infolge dieses Vorrangs überproportional erhöht.

Ob dieser Grundsatz folglich in zukünftigen Szenarien, bspw. bei einem geplanten Anteil der EE an der Bruttostromerzeugung i. H. v. 55 bis 60 % im Jahr 2035²⁰, immer noch uneingeschränkt gültig ist, darf aus Sicht des Gutachters zumindest zur Diskussion gestellt werden. Hinsichtlich der Bewertung von Ausbauprojekten ist in diesem Zusammenhang zu beachten, dass die Bewertung von Projekten umso stärker von dem jeweiligen regional vorhandenen marktbezogenen Engpassmanagementpotenzial abhängt. So führen Projekte, die eine hohe Einspeisemanagementvermeidung aufweisen, tendenziell auch automatisch zu einer überproportional hohen Redispatchvermeidung, was bei einer Gleichstellung von konventioneller und erneuerbarer Erzeugung im Rahmen des Engpassmanagements nicht der Fall wäre.

²⁰ s. § 1 Erneuerbare-Energien Gesetz Abs. 2

5 Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen

Im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit wurde in enger Zusammenarbeit mit der BNetzA die energiewirtschaftliche Eignung sog. Ad-Hoc-Maßnahmen anhand von Kosten-Nutzen-Analysen geprüft. Im Folgenden werden Details zu den Prüfergebnissen dargestellt, die bereits im Bestätigungsdokument der BNetzA zum NEP 2030 [5] veröffentlicht wurden.

Zusammenfassung der Kernergebnisse

- Im dreijährigen Zeitraum zwischen dem Kernenergieausstieg Ende 2022 und der geplanten Fertigstellung der HGÜ-Systeme 2025 bestehen erhebliche Engpässe im deutschen Übertragungsnetz und folglich ein hoher Bedarf an Engpassmanagement.
- Ad-hoc-Maßnahmen können diesen Bedarf signifikant reduzieren.
- Bei Umsetzung aller vorgeschlagenen Ad-hoc-Maßnahmen werden die Kosten des Engpassmanagements in diesem Zeitraum abzüglich der Investitionen um etwa 1,8 Mrd. € verringert.
- Bei Umsetzung einer Teilmenge der Maßnahmen wird bei etwas geringeren Kosteneinsparungen und zugleich deutlich geringeren Investitionen diesbezüglich ein Optimum in Höhe von etwa 2 Mrd. € erreicht.

5.1 Hintergrund und Vorgehen

Nachfolgend wird zunächst der Hintergrund der Untersuchung erläutert. Anschließend erfolgt eine Beschreibung des zwischen Gutachter und BNetzA abgestimmten methodischen Vorgehens bei der Maßnahmenprüfung.

Hintergrund

Es wird erwartet, dass im deutschen Übertragungsnetz im Zeitraum zwischen der Vollendung des Kernenergieausstiegs im Jahr 2022 und der Inbetriebnahme der innerdeutschen HGÜ-Verbindungen (DC1, DC3, DC4, DC5) im Jahr 2025 ein erhöhter Bedarf an Engpassmanagement(-maßnahmen) bestehen wird.

Aus diesem Grund hat die BNetzA die ÜNB im Rahmen der Prüfung des NEP 2030 erstmalig aufgefordert, weitere Netzausbaumaßnahmen in den Prüfprozess einzubringen, die kurzfristig bis zum Jahr 2022 umsetzbar sind und ein hohes Engpassmanagementvermeidungspotenzial besitzen. Primärer Zweck dieser sog. Ad-Hoc-Maßnahmen ist es, die hohen Kosten des Engpassmanagements, die im oben genannten Zeitraum erwartet werden, zu reduzieren.

Seitens der ÜNB wurden daraufhin vier Streckenmaßnahmen, eine Längskompensationseinheit und sechs PST als Ad-Hoc-Maßnahmen vorgeschlagen. Zudem wurde auf Anraten der BNetzA die Eignung zweier weiterer PST als Ad-Hoc-Maßnahmen geprüft, welche ursprünglich von den ÜNB für das NEP-Zieljahr 2030 eingebracht wurden (Projekte 323 und 327). Die insgesamt 13 als Ad-Hoc-Maßnahmen geprüften Maßnahmen sind in Abbildung 5.1 visualisiert. In Tabelle 5.1 sind ihre Kenndaten aufgeführt. Die gesamten Investitionen für die Maßnahmen belaufen sich nach Angaben der ÜNB auf ca. 922 Mio. €.

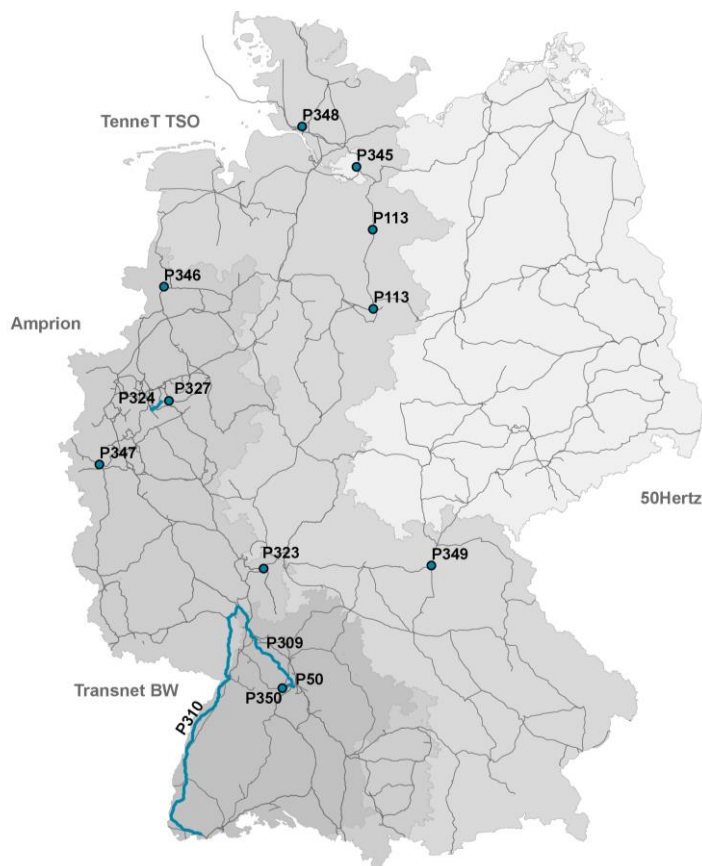


Abbildung 5.1 Untersuchte Ad-Hoc-Maßnahmen (Abb. bereitgestellt von BNetzA)

Tabelle 5.1 Kenndaten der untersuchten Ad-Hoc-Maßnahmen

Maßnahme	Bereich	Typ
P50 (inkl. M556)	Hoheneck – Engstlatt	Neubau in bestehender Trasse u. Stromkreisauflage/Umbeseilung
P113 M519	Stadorf – Wahle	Serienkompensation
P309	Bürstadt – Hoheneck	Stromkreisauflage/Umbeseilung
P310	Bürstadt – Kühmoos	Neubau in bestehender Trasse u. Stromkreisauflage/Umbeseilung
P323	Urberach	Phasenschiebertransformator
P324	Witten – Hattingen	Stromkreisauflage/Umbeseilung
P327	Kruckel	Phasenschiebertransformator
P345	Hamburg-Ost	Phasenschiebertransformator
P346	Hanekenfähr	Phasenschiebertransformator
P347	Oberzier	Phasenschiebertransformator
P348	Wilster	Phasenschiebertransformator
P349	Würgau	Phasenschiebertransformator
P350	Pulverdingen	Phasenschiebertransformator

Vorgehen

Um die Eignung der o. g. Maßnahmen als Ad-Hoc-Maßnahmen zu prüfen, wurden vom Gutachter Kosten-Nutzen-Analysen bzw. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen durchgeführt. Dabei wurde in Absprache mit der BNetzA festgelegt, dass eine Maßnahme nur dann als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigungsfähig ist, wenn ihr Nutzen ihre Kosten übersteigt.

Der Nutzen einer Maßnahme ergibt sich aus den vermiedenen Kosten des Engpassmanagements im eingangs beschriebenen relevanten (Dreijahres-) Zeitraum von 2023 bis 2025. Diesem Nutzen stehen in erster Linie die anfallenden Kosten für die Investition in die Maßnahme gegenüber.

Für die Prüfung wurde mit der BNetzA abgestimmt, den Nutzen der Maßnahmen jeweils im Jahr 2023 zu ermitteln und diesen auf drei Jahre linear zu extrapolieren. Vor diesem Hintergrund wurde ein Szenario für das Jahr 2023 erstellt und für dieses zunächst der Bedarf an Engpassmanagement(-maßnahmen) im deutschen Übertragungsnetz ermittelt. Hierzu wurden einmalig Markt-, Netz- und Engpassmanagementsimulationen mithilfe der im Kapitel A beschriebenen Modelle durchgeführt. Anschließend wurden die vorgeschlagenen Maßnahmen sequentiell und gleichberechtigt mittels vergleichender Engpassmanagementsimulationen anhand der sog. PINT-Methode (Put IN one at the Time) des ENTSO-E geprüft (siehe Unterkapitel 5.3).

Im Rahmen dieses Prüfprozesses kam der Quantifizierung der Engpassmanagementkosten eine entscheidende Bedeutung zu. Diese lassen sich prinzipiell in Kosten für Redispatch und Kosten für Einspeisemanagement unterteilen.

Zur Ermittlung der jährlichen saldierten Redispatchkosten in jeder betrachteten Netzkonfiguration wurde für jedes am Redispatch beteiligte konventionelles Kraftwerk ein zeitpunktabhängiger Vergütungs- bzw. Kostensatz entsprechend der Vorschläge der BNetzA in [29] bestimmt. Als Kostensatz für jegliche Eingriffe in die Fahrweise von Pumpspeicherkraftwerken wurde der mittlere Vergütungssatz aller konventionellen Kraftwerke angesetzt, die in der jeweiligen Stunde im Rahmen des Engpassmanagements ihre Einspeiseleistung erhöhen. Analog hierzu wurden Eingriffe in nicht-

kontrahierte Verbrauchsanlagen mit dem maximalen Vergütungssatz dieser Kraftwerke bepreist.

Obwohl das Einspeisemanagement von EE- und KWK-Anlagen aus volkswirtschaftlicher Perspektive nicht mit nennenswerten Mehrkosten verbunden ist, da die Entschädigungszahlungen annähernd den Vergütungen entsprechen, die den betroffenen Anlagenbetreibern im Einspeisefall ohnehin gezahlt worden wären, wurde auf Anraten des Gutachters von der BNetzA entschieden, vermiedenes Einspeisemanagement und somit vermiedene Entschädigungszahlungen im Rahmen der Nutzenbestimmung zu berücksichtigen. Dies dient dem Zweck, die politisch angestrebte Mehrintegration von EE, die ggf. durch die jeweilige Maßnahme ermöglicht wird, zu würdigen und der hiermit verbundenen CO₂-Emissionsreduktion einen monetären Wert beizumessen. Im Rahmen der Prüfung wurde für das Einspeisemanagement ein aus historischen Entschädigungssätzen gemäß [30] abgeleiteter Kostensatz i. H. v. 100 €/MWh angesetzt.

5.2 Szenario 2023

In diesem Unterkapitel wird das Szenario 2023, welches der Maßnahmenprüfung zugrunde liegt, mit seinen wesentlichen Annahmen vorgestellt. Anschließend werden die Ergebnisse der Markt-, Netzbetriebszustands- und Engpassmanagementsimulationen präsentiert, die vom Gutachter für dieses Szenario durchgeführt wurden.

Annahmen des Szenarios

Für Deutschland wurde für das Jahr 2023 ein Nettostromverbrauch i. H. v. 533,6 TWh und eine Jahreshöchstlast i. H. v. 82 GW angenommen. Zudem wurde von den in Abbildung 5.2 ausgewiesenen installierten Erzeugungskapazitäten ausgegangen. Dabei wurden die konventionellen Erzeugungskapazitäten auf Basis der durch die BNetzA veröffentlichten Kraftwerksliste unter Berücksichtigung der darin enthaltenen Angaben zum jeweiligen Inbetriebnahmejahr und geplanten Stilllegungen abgeleitet. Die installierten EE-Leistungen im Jahr 2023 wurden durch lineare Interpolation der entsprechenden Werte aus den NEP-Szenarien *Referenz Bestand* und B 2030 ermittelt. Gleiches gilt für die Erzeugungsleistungen, die Jahreshöchstlast und den Nettostromverbrauch im europäischen Ausland.

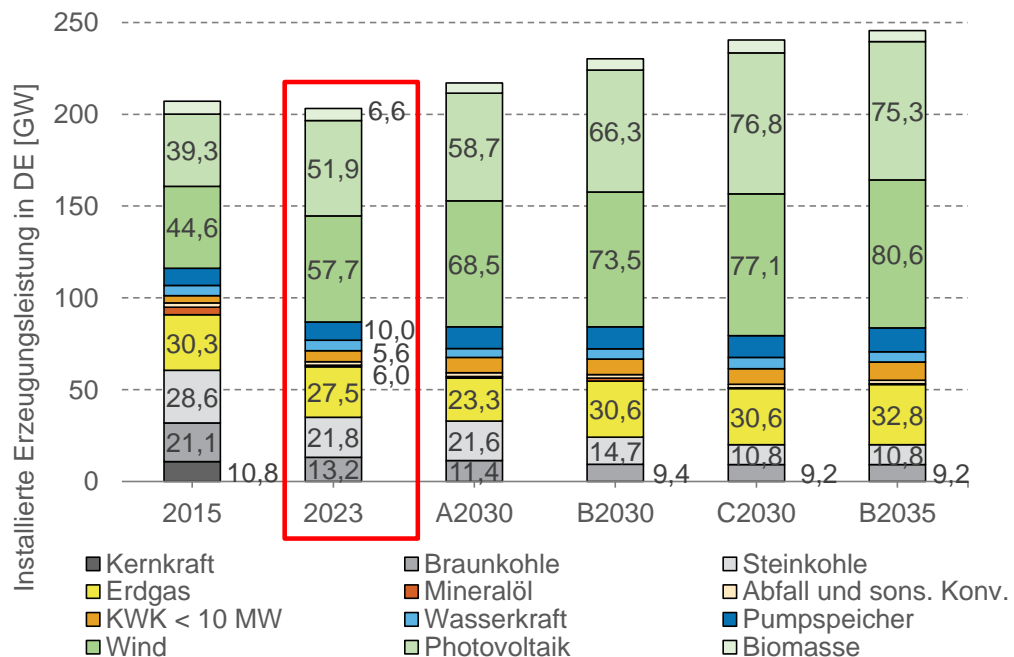


Abbildung 5.2 Installierte Erzeugungsleistungen im Szenario 2023 im Vergleich zu anderen Szenarien

Dem deutschen Kraftwerkspark wurde zudem eine CO₂-Emissionsobergrenze i. H. v. 209 Mio. t CO₂/a vorgegeben. Die für die spezifischen Arbeitskosten der europäischen Kraftwerke relevanten Brennstoff- & CO₂-Preise im Jahr 2023 wurden durch lineare Interpolation der in [31] (Szenario „New Policies“) prognostizierten Werte für die Jahre 2020 und 2030 bestimmt. Die maximalen Handelskapazitäten zwischen den europäischen Ländern / Marktgebieten wurden auf Basis der in [32] veröffentlichten NTC-Werte für die Jahre 2020 und 2030 sowie unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten geplanter Zubauprojekte abgeschätzt.

Der im Szenario unterstellte Netzausbauzustand wurde aus den Angaben des Monitoringberichts 2017 (Stand 1. Quartal) abgeleitet. Entsprechend wurden alle BBP-Maßnahmen berücksichtigt, die laut diesem Bericht bis Ende des Jahres 2022 realisiert sind. Somit ist beispielsweise als einzige innerdeutsche HGÜ-Verbindung das Projekt DC2 zwischen Osterath und Philippsburg im verwendeten Netzdatensatz aktiv.

Stromerzeugung in Deutschland

In Abbildung 5.3 sind die im Szenario 2023 für Deutschland ermittelten jährlichen Erzeugungs- und Verbrauchsmengen dargestellt.

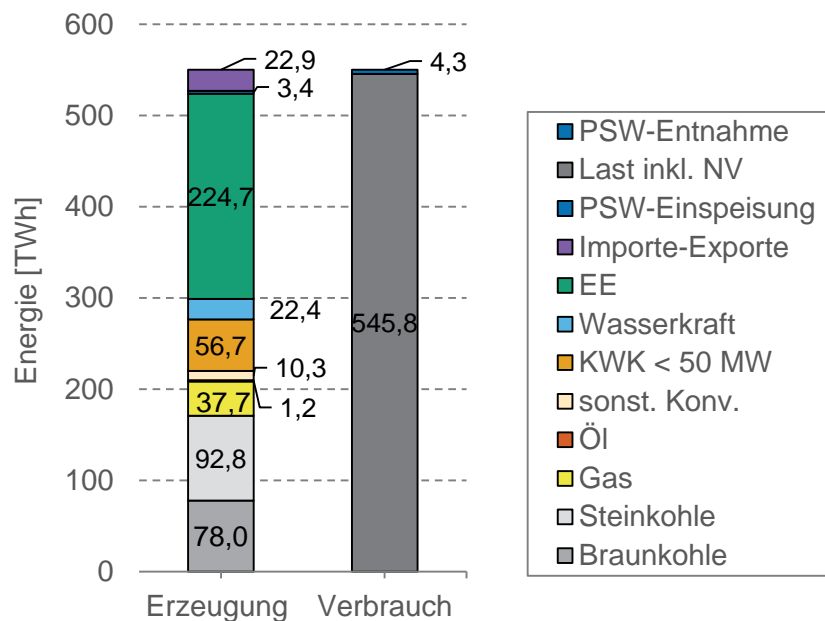


Abbildung 5.3

Erzeugungs- und Verbrauchsmengen in Deutschland im Szenario 2023

Wie zu erkennen ist, ist der deutsche Erzeugungsmix maßgeblich durch regenerative Erzeugung geprägt. Diese macht 46,9% der Gesamterzeugung aus. Infolge der vorgegebenen CO₂-Emissionsobergrenze für den deutschen Kraftwerkspark ist Deutschland im Szenario 2023 ein Nettoimporteur elektrischer Energie. Der Gesamtnettoimport beläuft sich auf 22,9 TWh/a. Um die Zusammensetzung der deutschen Außenhandelsbilanz zu veranschaulichen sind in Abbildung 5.4 die jährlichen Handelsflüsse zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten dargestellt.

Wie sich zeigt, importiert Deutschland die elektrische Energie vorwiegend aus Skandinavien und Osteuropa. Hohe Nettoexporte erfolgen lediglich in die Benelux-Staaten und in die Schweiz. Insgesamt ist festzuhalten, dass das Handelsmuster in weiten Teilen dem Handelsmuster des Szenarios B 2030 ähnelt. Durch den grenzüberschreitenden Stromhandel ergibt sich ein westwärts gerichteter Transportbedarf an das deutsche Übertragungsnetz. Nachfolgend werden die hieraus resultierenden Auswirkungen auf die Netzbelastung betrachtet.

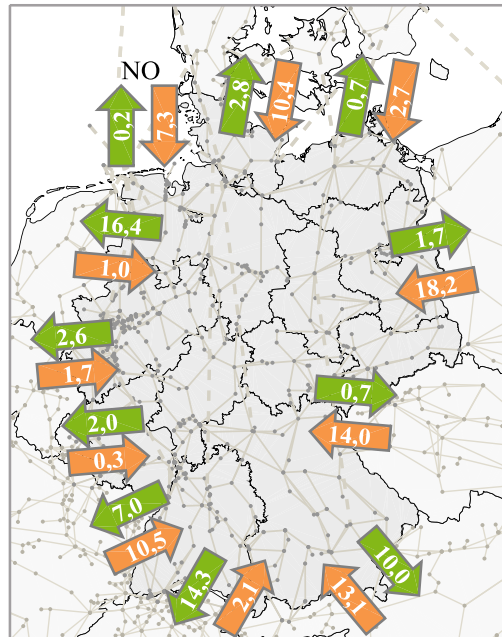


Abbildung 5.4 Austauschenergiemengen (in TWh/a) zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern im Szenario 2023

Belastung des deutschen Übertragungsnetzes

Im Folgenden wird die Belastung des deutschen Übertragungsnetzes im Szenario 2023 analysiert. In Abbildung 5.5 ist links dargestellt, wie häufig im Jahresverlauf die Drehstromleitungen des Übertragungsnetzes im (n-1)-Fall überlastet sind. Rechts ist die hierbei maximal auftretende Auslastung im Jahresverlauf veranschaulicht.

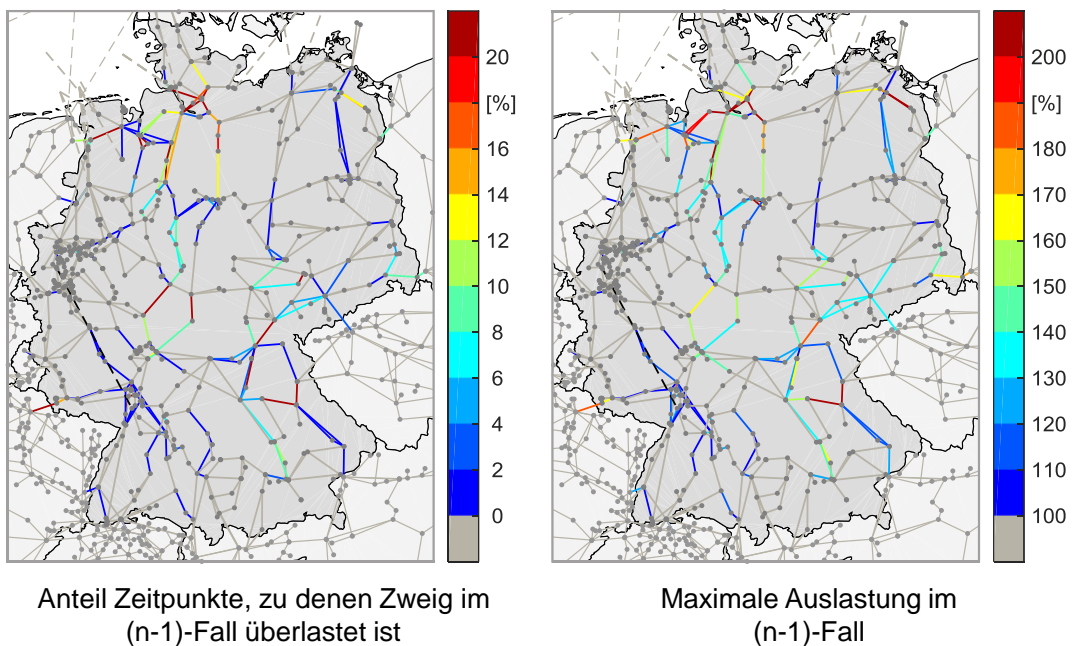


Abbildung 5.5 Belastung des deutschen Übertragungsnetzes im Szenario 2023

Wie sich zeigt, ist das Netz insgesamt hoch belastet. Insbesondere im Nordwesten Deutschlands und im Südosten in der Nähe der tschechischen Grenze sind ausgeprägte Engpässe vorhanden. In diesen Netzbereichen 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 hohe Windeinspeisung im Norden Deutschlands sowie der zuvor erläuterte grenzüberschreitende Stromhandel.

Insgesamt bestätigen diese Ergebnisse die Robustheit der bisherigen Netzplanung, da die höchsten Überlasten in den Netzbereichen auftreten, für die bereits BBP-Maßnahmen geplant sind. Die Umsetzung dieser Maßnahmen ist allerdings erst zu einem späteren Zeitpunkt zu erwarten.

Engpassmanagementbedarf

Die enorme Belastung des deutschen Übertragungsnetzes spiegelt sich in den Ergebnissen der internen Engpassmanagementsimulation wider. Um einen (n-1)-sicheren Zustand des Netzes herzustellen, werden die in Tabelle 5.2 ausgewiesenen Jahresmengen an konventionellem Redispatch sowie an Einspeise- und Lastmanagement benötigt. Hierbei ist zu beachten, dass das Lastmanagement als über das Einspeisemanagement hinausgehende Notmaßnahme simuliert wurde, um einen (n-1)-sicheren Zustand auch dann herstellen zu können, wenn das ermittelte Potenzial des deutschen Erzeugungsparks zur Betriebspunktänderung hierfür nicht ausreicht.

Tabelle 5.2

Umfang an notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen im Szenario 2023

Engpassmanagementmaßnahme	Menge [TWh/a]
Konventioneller Redispatch	57,36
davon Einspeisereduzierung	(-) 21,33
davon Einspeiseerhöhung	36,04
Einspeisemanagement	(-) 14,94
Lastmanagement	2,26
davon Einspeisereduzierung (Lastzuschaltung)	(-) 01,01
davon Einspeiseerhöhung (Lastabschaltung)	1,25

Wie sich zeigt, bestätigt die Untersuchung die eingangs beschriebene These, dass nach dem Kernenergieausstieg und vor Inbetriebnahme der HGÜ-Systeme DC1 und DC3-DC5 ein erheblicher Engpassmanagementbedarf im deutschen Übertragungsnetz bestehen wird. So ist allein der für das Jahr 2023 ermittelte Umfang des Einspeisemanagements dreimal so hoch wie der tatsächliche Umfang im Jahr 2015 [30].

Infolge des enormen Redispatchbedarfs fallen die saldierten Redispatchkosten mit 2.048,2 Mio. €/a sehr hoch aus. Die Entschädigungszahlungen belaufen sich auf 1.494,4 Mio. €/a.

In Abbildung 5.6 ist schematisch dargestellt, an welchen Stellen im deutschen Übertragungsnetz in welchem Ausmaß konventioneller Redispatch sowie Einspeise- und Lastmanagement notwendig ist.

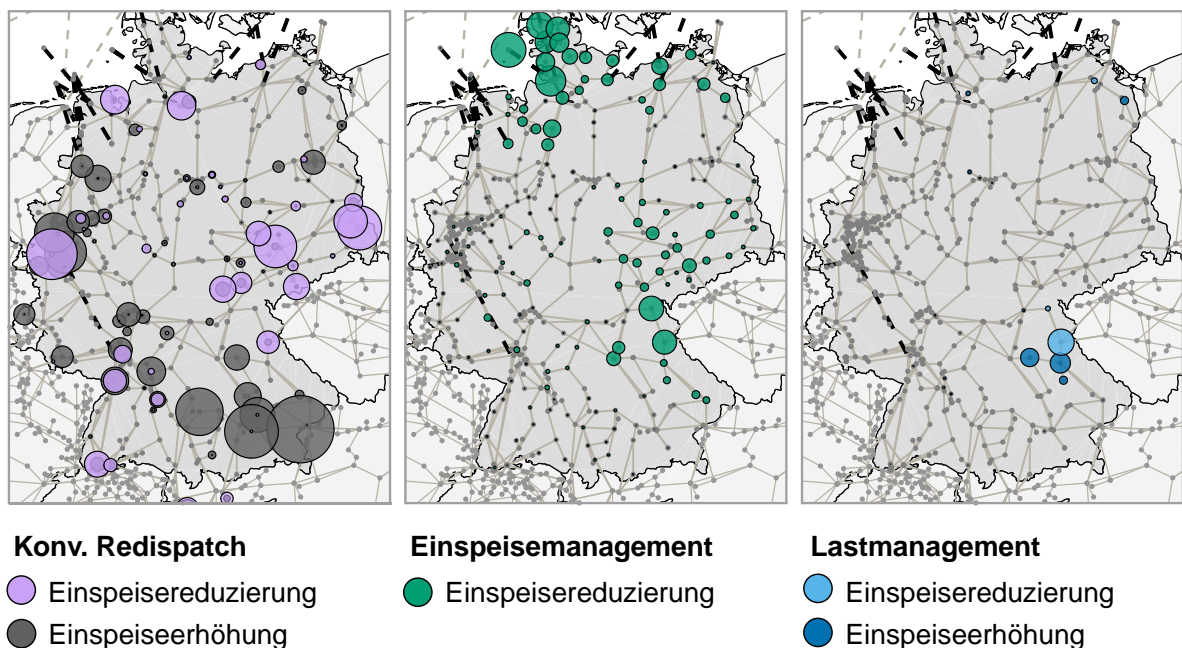


Abbildung 5.6 Jährliche Engpassmanagementmengen im Übertragungsnetz

Prinzipiell wird die Einspeisung von konventionellen Kraftwerken im Westen und Süden Deutschlands erhöht, um die Einspeisereduzierung von konventionellen Kraftwerken im Osten sowie von EE- und KWK-Anlagen im Norden Deutschlands auszugleichen. Das Lastmanagement wird ausschließlich in der Nähe der tschechischen Grenze eingesetzt. Der Grund für die Lasteingriffe ist eine lokale Überlast in der 220 kV-Ebene, welche in den Folgejahren durch Netzausbau behoben werden soll.

5.3 Prüfung und Prüfergebnisse

Um das maximale Einsparpotenzial aller vorgeschlagenen Ad-Hoc-Maßnahmen bezüglich des Umfangs und der Kosten des Engpassmanagements abschätzen zu können, wurden vorab alle Maßnahmen zusammen in das Netz integriert und eine interne Engpassmanagementsimulation durchgeführt.

Wie Tabelle 5.3 zu entnehmen ist, können die Maßnahmen den Bedarf an Redispatch und Einspeisemanagement signifikant verringern. Auf den ohnehin geringen Bedarf an Lastmanagement besitzen sie jedoch keinen wesentlich reduzierenden Einfluss.

Tabelle 5.3

Änderung der notwendigen Engpassmanagementmengen durch Integration aller untersuchten Maßnahmen

Engpassmanagementmaßnahme	Δ Menge [TWh/a]
Konventioneller Redispatch	-10,24
Einspeisemanagement	-4,13
Lastmanagement	-0,04

Die insgesamt hohe Bedarfsreduktion führt zu einer Senkung der jährlichen, saldierten Redispatchkosten um ca. 510 Mio. € und einer Verringerung der jährlichen Entschädigungszahlungen um ca. 413 Mio. €. Linear extrapoliert auf den relevanten Zeitraum von drei Jahren und abzüglich der eingangs genannten, bekannten Investitionen resultiert hieraus ein volkswirtschaftlicher Gewinn i. H. v. ca. 1,8 Mrd. €.

Um Kannibalisierungseffekte zwischen den Maßnahmen auszuschließen, die dadurch entstehen, dass zwei oder mehr Maßnahmen dieselben Engpässe im Netz auflösen, wurde im Anschluss an die gemeinsame Prüfung aller Maßnahmen ein iteratives Prüfverfahren entsprechend der PINT-Methode des ENTSO-E angewandt.

In der ersten Iteration dieses Verfahrens wurde jede vorgeschlagene Maßnahme einzeln geprüft. Die n^{21} Maßnahmen, deren extrapoliertes Nutzen die (jeweiligen) Kosten am deutlichsten überstieg, wurden anschließend dem Ausgangsnetz hinzugefügt. In der

²¹ Je Iteration wurden maximal drei Maßnahmen gleichzeitig in das Netz übernommen. Dabei wurde sichergestellt, dass zwischen ihnen keine Kannibalisierungseffekte vorliegen.

nächsten Iteration wurden die übrigen Maßnahmen auf Basis des neuen Netzausbauzustands erneut geprüft und die n wirtschaftlich geeignetsten Maßnahmen wiederum in das Netz übernommen. Dieses Vorgehen wurde solange wiederholt, bis nur noch Maßnahmen übrig blieben, deren Kosten ihren Nutzen überstiegen. Diese wurden folglich nicht als Ad-Hoc-Maßnahmen bestätigt.

Umgekehrt konnten durch dieses iterative Verfahren die in Tabelle 5.4 aufgeführten neun Maßnahmen als Ad-Hoc-Maßnahmen bestätigt werden. Die Kombination dieser Maßnahmen zeichnet sich dadurch aus, dass sie zwar eine etwas geringere Reduktion der Engpassmanagementmengen und -kosten herbeiführt als alle vorgeschlagenen Maßnahmen zusammen, allerdings in Summe mit deutlich geringeren Investitionen verbunden ist. So kann bei Umsetzung dieser neun Maßnahmen ein volkswirtschaftlicher Gewinn in Höhe von etwa 2 Mrd. € realisiert werden.

Tabelle 5.4 Bestätigte Ad-Hoc-Maßnahmen

Maßnahme	Bereich	Typ
P113 M519	Stadorf – Wahle	Serienkompensation
P310	Bürstadt – Kühmoos	Neubau in bestehender Trasse u. Stromkreisaufgabe/Umbeseilung
P327	Kruckel	Phasenschiebertransformator
P345	Hamburg-Ost	Phasenschiebertransformator
P346	Hanekenfähr	Phasenschiebertransformator
P347	Oberzier	Phasenschiebertransformator
P348	Wilster	Phasenschiebertransformator
P349	Würgau	Phasenschiebertransformator
P350	Pulverdingen	Phasenschiebertransformator

A Markt- und Netzsimulationsumgebung

Zur Validierung des im NEP 2030 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 ([4], [33] - [35]) mit energiewirtschaftlichen und energietechnischen Schwerpunkten eingesetzt sowie in wissenschaftlichen Veröffentlichungen ([8], [36] - [38]) 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.

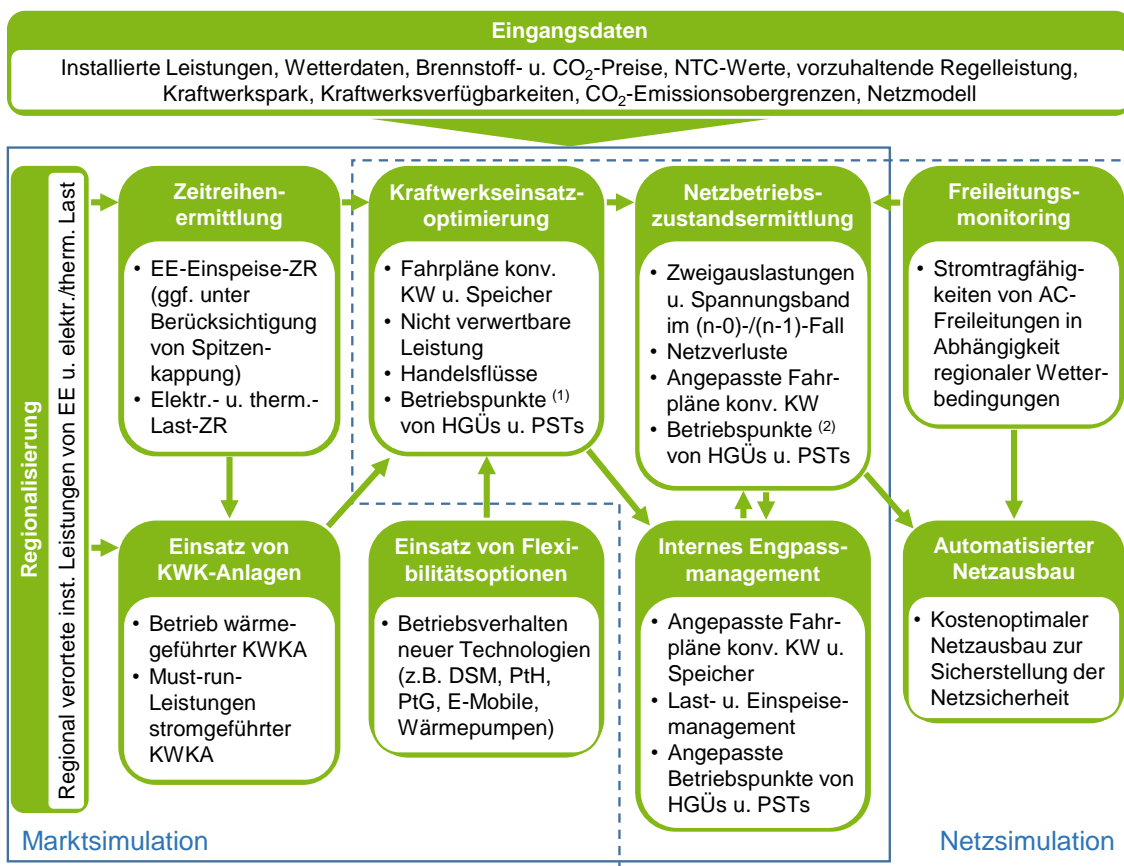


Abbildung A.1 Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES

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 (DSM) oder der Betrieb von Power-to-Heat- und 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 leistungsflussbasiert 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 leistungsflusssteuernden Netzelemente, die nicht bereits im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung eingestellt werden. Ein separates Modul ermittelt die Stromtragfähigkeiten von 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.

A.2 Modulbeschreibung

Im Folgenden werden die Zeitreihenermittlung von PVA und WEA, die Kraftwerkseinsatzoptimierung, die Netzbetriebszustandsermittlung, das FLM sowie das interne Engpassmanagement näher vorgestellt. Das Vorgehen bei der Regionalisierung der Stromnachfrage und des Zubaus von EE wird bereits im Unterkapitel 2.1 bzw. Abschnitt 3.1.1 erläutert, in denen jeweils das entsprechende Regionalisierungsmodul von MILES mit den Annahmen des NEP 2030 bzw. denen des zugrundeliegenden Szenariorahmens angewandt wird. Im Unterkapitel 2.2 wird zudem die Ableitung von Zeitreihen des Strombedarfs neuer Stromanwendungen beschrieben.

A.2.1 Zeitreihenermittlung von WEA und PVA

Ausgehend von den im Rahmen der Regionalisierung (vgl. Abschnitt 3.1.1) 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 [39]. 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_{Nabe} und unter Hinzunahme der Rotorfläche A_R , des Anlagenkennwerts (Leistungsbeiwert) c_P und der lokalen Luftdichte ρ_L nach [40] wie folgt berechnet:

$$P(v_{\text{Nabe}}(t)) = 0,5 \cdot \rho_L \cdot A_R \cdot c_P(v_{\text{Nabe}}(t)) \cdot v_{\text{Nabe}}^3(t)$$

Die verwendete Kennlinie beschreibt die Leistungsfähigkeit einer durchschnittlichen WEA anhand ihres Leistungsbeiwerts nach aktuellem Stand der Technik (Herleitung vgl. [41]). Die Kennlinie ist in Abbildung A.2 im Vergleich zu 47 Kennlinien der WEA aus [42] dargestellt, die zu ihrer Herleitung verwendet wurden.

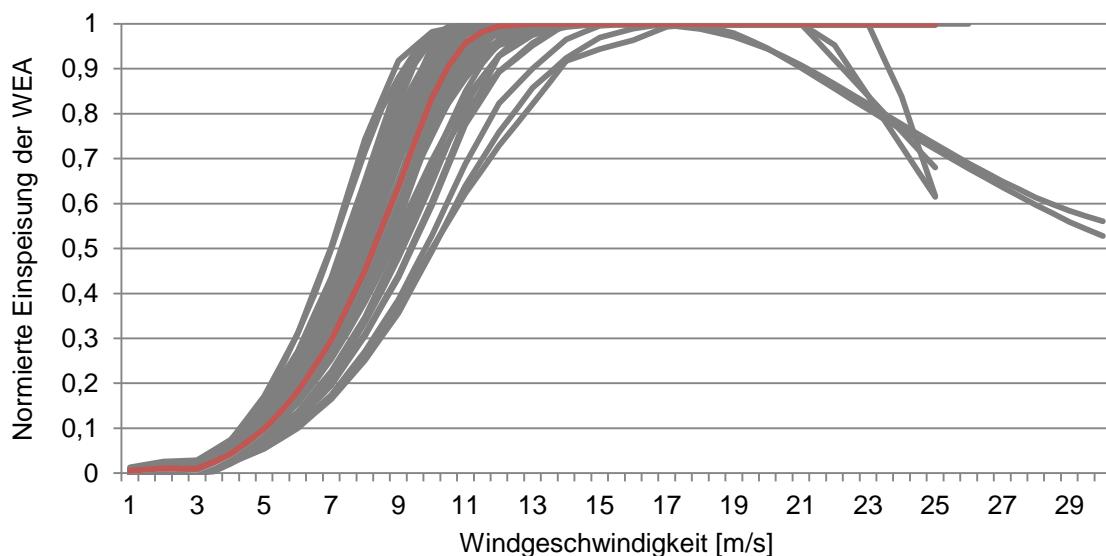


Abbildung A.2 Vergleich der verwendeten Kennlinie mit den Kennlinien anderer WEA aus [42]

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 Bestrah-

lungsstärke auf eine horizontale Fläche [43]. 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 [43] und wird hier nicht im Detail erläutert.

Mit der resultierenden Zeitreihe der Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene $E_{\text{gen}}(t)$ wird die Einspeiseleistung der PVA nach [43] hergeleitet. Hierzu wird zunächst die normierte, stündliche ideale Einspeisung $P_{\text{norm,ideal}}(t)$ 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 [43] liegt dieser für sehr gute Anlagen bei $PR = 0,80$ und für gute Anlagen bei $PR = 0,75$, während er für schlechte Anlagen bei $PR \leq 0,60$ liegen kann. Laut [44] 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 $T_{\text{M}}(t)$ lässt sich nach [43] aus der Umgebungstemperatur $T_{\text{U}}(t)$, der Bestrahlungsstärke $E_{\text{gen}}(t)$ und einer Proportionalitätskonstante c berechnen:

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

Die Proportionalitätskonstante c ist abhängig vom Moduleinbau und variiert zwischen 22°C bei völlig freier Aufständigung und bis zu 55°C für Fassadenintegration ohne Hinterlüftung. In dieser Untersuchung wird $c = 32,5^\circ\text{C}$ angenommen. Diese Annahme beschreibt

nach [43] etwa die dachintegrierte Installation mit schlechter Hinterlüftung. In [45] wird dieser Koeffizient als mittlere Nennbetriebstemperatur angesetzt.

Anhand der Abweichung der Modultemperatur von den Standardtestbedingungen (Modultemperatur 25°C) wird die Auswirkung auf die Leistung der PVA bestimmt. Beschrieben wird die Leistungsänderung aufgrund der Temperaturabweichung durch den Temperaturänderungskoeffizienten. Dieser liegt nach [43] für Silizium-Solarzellen bei -0,4 % pro °C. Der Koeffizient der Leistungsänderung der PVA durch Änderung der Modultemperatur $k_T(t)$ lässt sich daher wie folgt beschreiben:

$$k_T(t) = -0,4\%/^{\circ}\text{C} \cdot (T_M(t) - 25^{\circ}\text{C})$$

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

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

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 [46] und [47] 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, Leistungsabregelungen 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. [48]). 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 [49] 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 Gesamteinspeisereihe wird die monatliche Energiebereitstellung der Anlagen berechnet. Diese Energiebereitstellung wird nun mit der tatsächlich bereitgestellten Energie nach [46] 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 Einspeisereihe 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. Dem NEP 2030 liegen die Wetterdaten des Jahres 2012 zugrunde. Daher werden die Korrekturfaktoren für 2012 berechnet.

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 leistungsflussbasierten als auch einer hybriden Marktkopplung des Gesamtsystems möglich ist. Bei der Simulation eines flussbasierten Modells besteht zudem die Möglichkeit (grenznahe) leistungsflusssteuernde 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 Jahres.

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

Verfahren zur Begrenzung von CO₂-Emissionen

Zur Einhaltung der CO₂-Reduktionsziele der Bundesregierung wird dem deutschen Stromsektor in den B- und C-Untersuchungsszenarien des NEP 2030 (analog zum NEP 2025) eine maximal zulässige CO₂-Emissionsmenge vorgegeben. Um folglich den CO₂-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks limitieren zu können, wurde eine explizite Nebenbedingung zur CO₂-Begrenzung in die Kraftwerkseinsatzoptimierung integriert. Da die Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Anwendung eines rollierenden Ansatzes gelöst wird, muss die maximal zulässige jährliche CO₂-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 CO₂-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 CO₂ emittierenden Erzeugungsanlagen verwendet wird. Hierzu wird die maximal zulässige CO₂-Jahresmenge des Szenarios vor der Aufteilung auf die Einzelstunden um den bereits zugeordneten jährlichen CO₂-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 CO₂-Emissionsziel im Jahresverlauf vollständig auszunutzen, werden ungenutzte Emissionskontingente sequentiell zwischen den Optimierungsintervallen übergeben.

Die formulierte Nebenbedingung der Kraftwerkseinsatzoptimierung stellt sicher, dass der CO₂-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks in jedem Optimierungsintervall das ermittelte maximal zulässige Emissionskontingent nicht übersteigt. Der aus der Erzeugung eines Kraftwerks resultierende CO₂-Ausstoß wird dabei anhand des Wirkungsgrades des Kraftwerkes (eigene Annahmen) und seiner typspezifischen Emissionen (aus [17]) ermittelt.

Die formulierte Summenbedingung lautet wie folgt:

$$\sum_{s \in M_{s,i}} \sum_{g \in M_{g,DE}} \frac{P_{g,s} \cdot \epsilon_k}{0,278 \frac{\text{MWh}}{\text{GJ}} \cdot \eta_g} \leq E_{i,DE}$$

mit:

- $P_{g,s}$: Erzeugung des Kraftwerks g (vom Typ k) in Stunde s [MWh]
- ϵ_k : spezifische Emissionen des Kraftwerkstyps k [t/GJ]
- η_g : Wirkungsgrad des Kraftwerks g (vom Typ k)
- $E_{i,DE}$: maximal zulässige CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors in Optimierungsintervall i
- $M_{s,i}$: Menge aller Stunden des Optimierungsintervalls i
- $M_{g,DE}$: Menge aller deutschen Kraftwerke

Parametrierung für das vorliegende Gutachten

Datenbasis für die Kraftwerkseinsatzoptimierung bildet die von der BNetzA genehmigte Liste der deutschen Kraftwerke [50] für jedes Entwicklungsszenario. Für die Modellierung des Kraftwerksparks der übrigen Länder der ENTSO-E-Region wurde eine am ie³ auf Basis von [51] entwickelte Kraftwerksdatenbank genutzt, in der alle europäischen Kraftwerksblöcke sowie die relevanten Kraftwerkparameter (u. a. Mindest- und Maximalleistungen, Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten, Kraftwerkswirkungsgrade) zusammengefasst sind. Diese Datenbank wird auch herangezogen, um fehlende Informationen in der deutschen Kraftwerkliste der BNetzA zu ergänzen. Für die Untersuchungen wird sichergestellt, dass die Versorgungssicherheit in jedem Land in Anlehnung an die Prognosen des ENTSO-E in [26] gewährleistet ist.

Die Grenzkosten der Kraftwerke werden u. a. anhand der in [2] veröffentlichten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise sowie der in [17]

ausgewiesenen spezifischen CO₂-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 [2] veröffentlichten Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten verwendet. Für die Kuppelkapazitäten zwischen den übrigen Ländern der ENTSO-E-Region werden die in [32] ausgewiesenen Kapazitäten anhand des Ten-Year Network Development Plan des ENTSO-E verwendet bzw. 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 leistungsflusssteuernder 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 separate Optimierungsprobleme formuliert wurden. Hierbei wird angenommen, dass interne HGÜ-Systeme zukünftig zur Entlastung hoch belasteter, weiträumiger Drehstromkorridore eingesetzt werden. Bei PST wird zwischen grenzfernen (internen) und grenznahen Betriebsmitteln unterschieden. Interne PST werden zur Vermeidung von Überlasten im Drehstromnetz eingesetzt, während durch den Einsatz von grenznahen PST eine Angleichung zwischen den im Markt gehandelten und den im Netz resultierenden physikalischen Grenzkuppelflüssen und somit eine Vermeidung von ungewollten Ring- und Transitflüssen zwischen benachbarten Netzgebieten angestrebt wird.

Ablauf der Simulation

Der Ablauf der Netzbetriebszustandssimulation ist in Abbildung A.3 dargestellt.

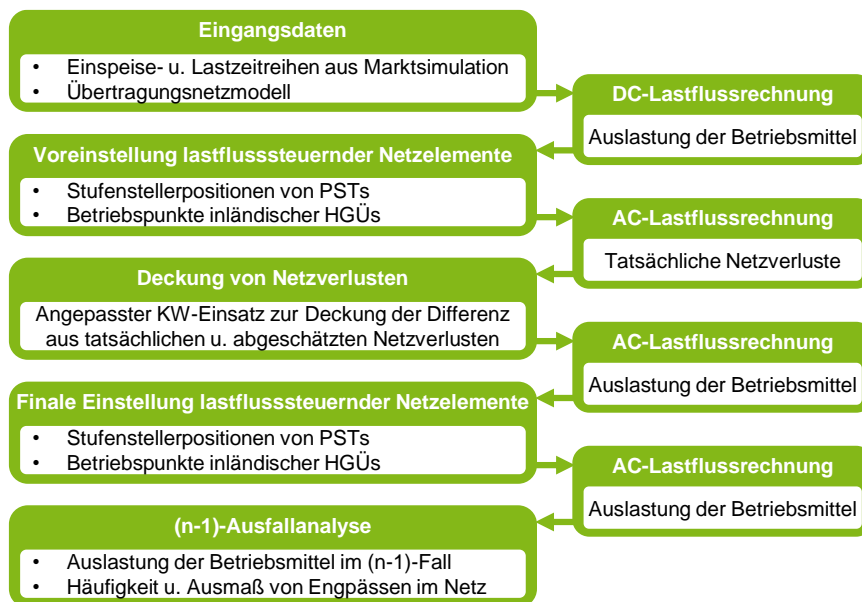


Abbildung A.3

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 leistungsflusssteuernden 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 leistungsflusssteuernden Netzelemente zu berechnen. Anschließend wird mithilfe einer weiteren AC-Leistungsflussrechnung der sich für jeden Netznutzungsfall ergebende Belastungszustand bestimmt, der zusammen mit den Betriebspunkten der leistungsflusssteuernden 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.

Analog werden die Stufenstellerpositionen von internen PST mithilfe eines ähnlichen, als MILP formulierten DC-OPF-Modell bestimmt. Im Unterschied gehen hierbei in die zu minimierende Zielfunktion jedoch Strafterme für den Teil des Leistungstransports auf Drehstromleitungen (multipliziert mit der Leitungslänge) ein, der eine Überlast darstellt. Dabei wird das Vorliegen einer Überlastsituation ab einer gewissen Auslastung im (n-0)-Fall (üblicherweise 60 %) definiert. Der physikalische Leistungsfluss resultiert 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. [54]) verwendet.

Die Stufenstellerpositionen grenznaher PST werden ebenfalls mit einem solchen Optimierungsmodell 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.

Eine mathematische Beschreibung der vorgestellten Optimierungsverfahren zur Bestimmung des Einsatzes interner HGÜ und grenznaher PST findet sich in [37].

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:

1. Erfassung meteorologischer Daten entlang des Trassenverlaufs
2. 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 [39]. Die Maschenweite der Gitterdaten des Modells beträgt etwa 7 km. Zur konservativen Abschätzung oder auch bei einem unbekanntem 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 Institute of Electrical and Electronic Engineers (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 erwärmenden 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 Übertragungsnetz 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 Netzabschnitts.

tes, bspw. eines Marktgebietes. Um den Einfluss der zuvor genannten Maßnahmen auf diese Zweige zu simulieren, wird ein lineares Leistungsflussmodell verwendet. Das $(n-1)$ -Sicherheitskriterium wird hierbei explizit über sog. Zwei-Zweig-Sensitivitäten (engl. Line Outage Distribution Factors, kurz: LODF, vgl. [53]) 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 Speicherfüllstände 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 2017*, verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: 13. Dezember 2017.
- [2] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 2. Entwurf*, verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2030-2017> (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: 02. Mai 2017.
- [3] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 2. Entwurf*, verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2025> (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: 29. Februar 2016.
- [4] C. Rehtanz, C. Spieker, D. Klein, V. Liebenau, J. Schwippe, J. Teuwsen: *Begleitung Netzentwicklungsplan 2025 (NEMO V), Gutachten*, verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/2025/NEMO_V.pdf (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: 07. Dezember 2016.
- [5] Bundesnetzagentur: *Bedarfsermittlung 2017-2030, Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom*, verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP_2017-2030_Bestaetigung.pdf (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: Dezember 2017.
- [6] Bundesnetzagentur: *Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030*, verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: 30. Juni 2016.

- [7] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI: *Netzentwicklungsplan Strom, Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile, Begleitgutachtung*, verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20161126_NEP2030_Stromnachfrage_ISI.pdf (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: 17. November 2016.
- [8] J. Teuwsen: *Gegenüberstellung divergenter Zukunftsszenarien des Energieversorgungssystems*, Dissertation, Dortmund: Bd. 28, Sierke Verlag, August 2016.
- [9] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: *Auswertungstabellen zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2016*, Stand: September 2017.
- [10] Arbeitskreis „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder“: *Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den kreisfreien Städten und Landkreisen der Bundesrepublik Deutschland 2008 bis 2010*, Reihe 2, Kreisergebnisse 1, August 2011.
- [11] Statistische Ämter des Bundes und der Länder: *Gemeindeverzeichnis-Sonderveröffentlichung, Gebietsstand: 31.12.2011*, verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/Aktuell/Zensus_Gemeinden.html (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: 31. Mai 2013.
- [12] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam, B. Schieferdecker: *Repräsentative VDEW-Lastprofile*, Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V., 1999.
- [13] European Network of Transmission System Operators for Electricity: *Consumption Data*, verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/#consumption-data> (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: Dezember 2015.
- [14] T. Boßmann: *The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response*, Dissertation, Fraunhofer Verlag, Stuttgart, 2015.
- [15] J. Rolink: *Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung*, Dissertation, Dortmund: Bd. 9, Sierke Verlag, Mai 2013.

- [16] Infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. – Institut für Verkehrsforschung: *Mobilität in Deutschland 2008*, Bonn und Berlin, Februar 2010.
- [17] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/160108_nep_szenariorahmen_2030.pdf (letzter Abruf: 19.07.2018), Januar 2016
- [18] Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft: *Praxisinformation P 2007 / 13, Abwicklung von Standardlastprofilen*, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn, 2007.
- [19] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: *Kurzstudie Power-to-X*, verfügbar unter: [https://www.ffe.de/attachments/article/761/Kurzstudie 20Power-to-X.pdf](https://www.ffe.de/attachments/article/761/Kurzstudie%20Power-to-X.pdf) (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: November 2017.
- [20] M. Klobasa: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*, Dissertation, Karlsruhe, ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale", Fraunhofer-IRB-Verlag, 2009.
- [21] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 1. Entwurf, Ausführliche Fassung Kapitel 2*, verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Kapitel_2_aF.pdf (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: 31. Januar 2017.
- [22] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: *Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien*, verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/konzept-und-daten-zur-regionalisierung-von-erneuerbaren-energien-zu-kapitel-23> (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: Oktober 2016.

- [23] Bundesministerium 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.
- [24] Pöyry Management Consulting GmbH: *NEP2015: Overview of Market Model BID3*, verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/150623_nep2015-modellingapproach-detailonbid3v100.pdf (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: Juni 2015.
- [25] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: *Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung*, verfügbar unter: [https://www.ffe.de/attachments/article/761/Flexibilisierung der Kraft-Waerme-Kopplung.pdf](https://www.ffe.de/attachments/article/761/Flexibilisierung%20der%20Kraft-Waerme-Kopplung.pdf) (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: November 2017.
- [26] European Network of Transmission System Operators for Electricity: *TYNDP 2016 Scenario Development Report -Final after public consultation-*, verfügbar unter: [https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP documents/TYNDP 2016/rgips/TYNDP2016 Scenario Development Report - Final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/TYNDP2016%20Scenario%20Development%20Report%20-%20Final.pdf) (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: November 2015
- [27] H. Hermann et al.: *Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung*, verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/2017-01-11_cc_02-2017_strommarkt_endbericht.pdf (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: Januar 2017.
- [28] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: *Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes*, verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/grundsaeetze-fuer-die-planung-des-deutschen-uebertragungsnetzes-zu-kapitel-411> (letzter Abruf: 19.07.2018), April 2015.

- [29] 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.
- [30] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: *Monitoringbericht 2016*, verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publication-File&v=2 (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: 30. November 2016.
- [31] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2015*, verfügbar unter: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015.pdf> (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: 2015.
- [32] European Network of Transmission System Operators for Electricity: *TYNDP 2016 Market Modeling Data*, verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP_documents/TYNDP_2016/rgips/TYNDP2016_market_modelling_data.xlsx, Stand: November 2015.
- [33] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): *dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030*, Berlin, Dezember 2012.
- [34] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): *Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil EE*, Berlin, Februar 2014.
- [35] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): *Analyse: Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030*, Berlin, Februar 2016.
- [36] 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.

- [37] 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.
- [38] 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.
- [39] Deutscher Wetterdienst: *Regionalmodell COSMO-EU*, verfügbar unter: <http://www.dwd.de> (Abruf am 19.11.2013).
- [40] E. Hau: *Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 4. Auflage, 2008.
- [41] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): *Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen*, Berlin, Juli 2014.
- [42] 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).
- [43] V. Quaschnig: *Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung – Simulation*, Carl Hanser Verlag München, 9. aktualisierte und erweiterte Auflage, 2015.
- [44] R. Pardatscher, R. Witzmann, et. al.: *Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz*, VDE ETG Kongress 2011, Würzburg, 2011.
- [45] J. Scheffler: *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohngebieten*, Dissertation, Chemnitz: Technische Universität Chemnitz, 2002.
- [46] European Energy Exchange AG (Hrsg.): *EEX-Transparenzplattform*, verfügbar unter: <http://www.eex-transparency.com/> (letzter Abruf: 19.07.2018).

- [47] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): *Zeitreihen zur Entwicklung der EE in Deutschland*, verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (letzter Abruf: 19.07.2018).
- [48] 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.
- [49] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Hrsg.): *EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2016*, verfügbar unter: <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm> (letzter Abruf: 19.07.2018).
- [50] Bundesnetzagentur: *Kraftwerksliste zu der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030*, verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20190630_kraftwerksliste_bnetza_2030_0.pdf (letzter Abruf: 19.07.2018), Stand: 30. Juni 2016.
- [51] Platts: *World Electric Power Plants Database*, Stand: Dezember 2013.
- [52] European Network of Transmission System Operators for Electricity: *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.
- [53] 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.
- [54] 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.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1	Gemeindemittelpunkte der deutschen Gemeinden (grau) und Standorte der Knoten des deutschen Übertragungsnetzes (rot).....	22
Abbildung 2.2	Vergleich der Regionalisierung der Last des NEP und der NEP-nachgebildeten Regionalisierung auf 15-Regionenebene	23
Abbildung 2.3	Gegenüberstellung der jeweils simulierten Gesamtlast Deutschlands in einem ausgewählten Zeitraum.....	24
Abbildung 2.4	Gegenüberstellung des jeweils simulierten tagesabhängigen ungesteuerten elektrischen Leistungsbezugs von EV (A 2030).....	27
Abbildung 2.5:	Gegenüberstellung des jeweils simulierten tagesabhängigen gesteuerten elektrischen Leistungsbezugs von EV (B 2030).....	30
Abbildung 2.6:	Gegenüberstellung des jeweils simulierten witterungsabhängigen ungesteuerten elektrischen Leistungsbezugs von WP (A 2030).....	33
Abbildung 2.7:	Gegenüberstellung des jeweils simulierten witterungsabhängigen gesteuerten elektrischen Leistungsbezugs von WP (B 2030).....	35
Abbildung 2.8:	Schematische Darstellung eines typischen Lastgangs eines Einfamilienhauses und Erzeugung einer 5-kWp-PVA.....	37
Abbildung 2.9	Gegenüberstellung der jeweils simulierten HH-Lastprofile unter Berücksichtigung einer EVBO mit Solarstromspeichern (B 2030).....	39

Abbildung 2.10	Auswirkungen der nachträglichen Anpassungen des elektrischen Leistungsbezugs neuer Stromanwendungen zur Einhaltung der Jahreshöchstlast im Szenario C 2030.....	44
Abbildung 3.1	Vergleich der Regionalisierung von WEA des NEP (links) und der NEP-nachgebildeten Regionalisierung (rechts) auf 15-Regionenebene	52
Abbildung 3.2	Vergleich der Regionalisierung von PVA des NEP (links) und der NEP-nachgebildeten Regionalisierung (rechts) auf 15-Regionenebene	52
Abbildung 3.3	Vergleich der Leistungsbereitstellung von WEA in B 2030	54
Abbildung 3.4	Vergleich der Leistungsbereitstellung von PVA in B2030	55
Abbildung 3.5	Vergleich der Energiereduktion durch Spitzenkappung bei WEA auf Netzknotenebene.....	57
Abbildung 3.6	Vergleich der Energiereduktion durch Spitzenkappung bei PVA auf Netzknotenebene.....	57
Abbildung 3.7	Vergleich der Energiemengen für das Szenario B 2035	65
Abbildung 3.8	Vergleich der Austauschenergiemengen (in TWh) zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern für das Szenario B 2035	66
Abbildung 4.1	Projektcharakterisierung im NEP mittels Spinnennetzgrafik [2]	71
Abbildung 5.1	Untersuchte Ad-Hoc-Maßnahmen (Abb. bereitgestellt von BNetzA)	81
Abbildung 5.2	Installierte Erzeugungsleistungen im Szenario 2023 im Vergleich zu anderen Szenarien	84
Abbildung 5.3	Erzeugungs- und Verbrauchsmengen in Deutschland im Szenario 2023	85
Abbildung 5.4	Austauschenergiemengen (in TWh/a) zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern im Szenario 2023.....	86

Abbildung 5.5	Belastung des deutschen Übertragungsnetzes im Szenario 2023	86
Abbildung 5.6	Jährliche Engpassmanagementmengen im Übertragungsnetz	88
Abbildung A.1	Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES.....	91
Abbildung A.2	Vergleich der verwendeten Kennlinie mit den Kennlinien anderer WEA aus [42]	95
Abbildung A.3	Ablauf der Netzbetriebszustandssimulation ...	103

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1	Vergleich der Regionalisierung der elektrischen Nachfrage in Deutschland zwischen dem NEP- und dem Gutachter-Verfahren.....	22
Tabelle 2.2	Vergleich der Ergebnisse der Eigenverbrauchsoptimierung	38
Tabelle 3.1	Vergleich der Regionalisierung von WEA und PVA in Deutschland zwischen dem NEP und dem Gutachter.....	51
Tabelle 5.1	Kenndaten der untersuchten Ad-Hoc-Maßnahmen	81
Tabelle 5.2	Umfang an notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen im Szenario 2023	87
Tabelle 5.3	Änderung der notwendigen Engpassmanagementmengen durch Integration aller untersuchten Maßnahmen.....	89
Tabelle 5.4	Bestätigte Ad-Hoc-Maßnahmen.....	90