

# INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT

WISSENSCHAFTLICHES GUTACHTEN FÜR

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Aachen, 8. Juni 2020



## BEGLEITUNG NETZENTWICKLUNGSPLAN 2030 (NEMO VII)

**Gutachten**

**Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Moser**

Institutsleiter

Schinkelstr. 6, 52062 Aachen

**Unter der Mitarbeit von:**

Lara Lück, Patrick Schultheis, Pierre Mann, Jonas Mehlem, Lukas Weber,  
Felix Gaumnitz, Marius Sieberichs, Philipp Baumanns

## Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung.....	2
2	Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Stromnachfrage .....	12
3	Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der EE- Anlagen.....	30
4	Marktanalysen.....	40
5	Netzausbaumaßnahmen .....	53
6	Robustheit der Ergebnisse bei einem Kohleausstieg.....	85
7	Anhang: Detaillierte Beschreibung des methodischen Vorgehens für die Markt- und Netzbetriebssimulationen .....	95
8	Anhang: Weitere Ergebnisse .....	113
9	Literatur.....	133

# 1 Zusammenfassung

---

## 1.1 Motivation und Zielsetzung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) wird bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach §12c EnWG durch einen unabhängigen Dritten unterstützt. Die Prüfung des aktuellen Netzentwicklungsplans (NEP) 2030 (2019) wird vom Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen begleitet.

Zur Erstellung des Netzentwicklungsplans führen die ÜNB für verschiedene, im Szenario-rahmen des NEP 2030 (2019) definierte Szenarien quantitative Untersuchungen durch, welche dem Ziel dienen, die erforderliche Transportaufgabe des Übertragungsnetzes und im Abgleich mit der bereits verfügbaren Transportkapazität die notwendigen Netzausbaumaßnahmen zu bestimmen, die zur Sicherstellung eines zuverlässigen, leistungsfähigen, diskriminierungsfreien und bedarfsgerechten Netzbetriebs erforderlich sind. Die Modell- und Verfahrensansätze sowie die quantitativen Untersuchungsergebnisse der ÜNB werden durch das IAEW – im Folgenden als Gutachter bezeichnet – auf Basis eigener Modelle und Verfahren nachvollzogen. Die Ergebnisse des Gutachters werden von der BNetzA bei der Prüfung der von den ÜNB vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen mitberücksichtigt.

Das vorliegende Dokument stellt die Ergebnisse des Gutachters dar. Einerseits bewertet der Gutachter die Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB anhand des Standes der Wissenschaft. Hierzu werden im Vergleich auch die Modell- und Verfahrensansätze des Gutachters beschrieben. Weiterhin werden die Ergebnisse der quantitativen Untersuchungen der ÜNB mit denen des Gutachters verglichen. Ziel ist, die Belastbarkeit der quantitativen Untersuchungsergebnisse der ÜNB und damit des daraus abgeleiteten Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz zu verifizieren.

## 1.2 Vorgehen des Gutachters

Im Rahmen dieses Gutachtens werden verschiedene Schritte durchlaufen. Sie sind nachfolgend kurz dargestellt.

In einem ersten Schritt prüft der Gutachter die Modellierung der energiewirtschaftlichen Szenarien für das Jahr 2030 aus dem Szenariorahmen des NEP 2030 (2019). In Kapitel 2 liegt zunächst der Fokus auf der Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Stromnachfrage. Ergänzend wird in Kapitel 3 die Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Einspeisung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) begutachtet. In beiden Kapiteln werden zunächst Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB diskutiert, um deren Eignung zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs einordnen zu können. Anschließend werden die Ansätze des Gutachters beschrieben. Die so vom Gutachter bestimmten regionalen Verteilungen und Zeitreihen der EE-Anlagen und Nachfrage werden abschließend mit den regionalen Verteilungen und Zeitreihen der ÜNB verglichen, um Gemeinsamkeiten und Unterschiede zu identifizieren. Es zeigt sich, dass Regionalisierung und ermittelte Zeitreihen der ÜNB aus wissenschaftlicher Sicht geeignet sind, den Bedarf an Netzausbaumaßnahmen zu ermitteln. Die Regionalisierung für thermische Kraftwerke ist im Szenariorahmen des NEP 2030 (2019) bereits definiert; sie ist daher nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

Im darauffolgenden Kapitel 4 werden als weiterer Teil der Modellierung der energiewirtschaftlichen Szenarien die Einsätze der thermischen Kraftwerke sowie flexiblen Lasten betrachtet, welche sich mittels eines europäischen Marktsimulationsverfahren ermitteln lassen. Auch hier werden zunächst Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB betrachtet. Ein besonderer Fokus liegt auf der erstmaligen Berücksichtigung der flussbasierten Marktkopplung, des sog. Flow Based Market Coupling (FBMC). Dabei ist insbesondere ein Abgleich der Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB mit dem regulatorischen Rahmen für das FBMC relevant, der maßgeblich durch Vorgaben im Clean Energy Package [1] der Europäischen Union bestimmt ist. Im Anschluss werden wiederum die Modell- und Verfahrensansätze des Gutachters dargelegt, bevor abschließend die Ergebnisse der Marktsimulationsverfahren unter Berücksichtigung des FBMC von ÜNB und Gutachter gegenübergestellt werden. Aus Sicht des Gutachters nutzt das von den ÜNB verwendete Marktmodell einen etablierten und in der Wissenschaft anerkannten Ansatz. Das Modell sowie dessen Parametrierung durch die ÜNB erfüllt grundsätzlich die Anforderungen des genehmigten Szenariorahmens.

Nach einer Diskussion der Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB zur Ableitung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen werden in Kapitel 5 die Modell- und Verfahrensansätze des Gutachters zur Bewertung einzelner Netzausbaumaßnahmen erläutert. Darauf aufbauend

werden die Bewertungsergebnisse des Gutachters für ausgewählte Netzausbaumaßnahmen vorgestellt. Bewertungskriterien sind Wohlfahrtsänderungen am Markt, Redispatchbedarfe<sup>1</sup> und CO<sub>2</sub>-Einsparungen. Die zu bewertenden Netzausbaumaßnahmen wurden von der BNetzA ausgewählt und umfassen die innerdeutschen HGÜ-Verbindungen, Ad-Hoc-Maßnahmen, weitere Phasenschiebertransformatoren (PST), die nicht unter Ad-hoc-Maßnahmen fallen, sondern nach 2025 bis zum Jahr 2030 gebaut werden, erstmals auch Interkonnektoren ins Ausland und sogenannte Netzbooster.

Die quantitativen Untersuchungsergebnisse des Gutachters beziehen sich grundsätzlich auf das energiewirtschaftliche Szenario C 2030 des genehmigten Szenariorahmens [2]. Eine Ausnahme dazu bilden die Untersuchungsergebnisse zur Bewertung der Ad-Hoc-Maßnahmen und Netzbooster, die entsprechend deren Kurzfristigkeit zusätzlich für das energiewirtschaftliche Szenario B 2025 ermittelt werden. Weitere Ausnahme ist der Interkonnektor HansaPowerBridge II, der wegen seiner geplanten Inbetriebnahme in 2035 nicht anhand des Szenarios C 2030 bewertet wird. Auch wenn sich der energiepolitische Rahmen durch den Beschluss der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ [3] im Januar 2019 und somit nach Bestätigung des Szenariorahmens 2030 (2019) geändert hat, bleibt das Szenario C 2030 wegen des dort bereits unterstellten Rückgangs an Kohlekraftwerken konsistent zu diesem Beschluss. Weiterhin erfüllt das Szenario C 2030 das energiepolitische Ziel in Bezug auf den Anteil der Stromerzeugung aus EE-Anlagen in Höhe von 65 % am Bruttostromverbrauch.

Die HGÜ-Verbindungen und Interkonnektoren werden abschließend in Kapitel 6 auch anhand eines im Szenariorahmen 2030 (2019) nicht vorgesehenen Szenarios C 2038 für das Jahr 2038 nach dem Kohleausstieg bewertet, um die Robustheit dieser Netzausbaumaßnahmen bei einem derart verändertem Kraftwerkspark zu prüfen.

---

<sup>1</sup> Der Begriff Redispatch versteht sich hier unter Einschluss der Abregelung von EE-Anlagen.

## 1.3 Ergebnisse

### 1.3.1 Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Nachfrage und der Einspeisung aus EE-Anlagen

Die ÜNB nutzen die bereits im Szenariorahmen durch die BNetzA genehmigten Ansätze zur Regionalisierung und Zeitreihenermittlung. Dort wird ein nachvollziehbares und konkretes Vorgehen definiert.

Aus wissenschaftlicher Sicht sind die von den ÜNB angewandten Modell- und Verfahrensansätze angemessen, um die regional und zeitlich aufgelöste Nachfrage für eine Berechnung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz abzubilden. Der Vergleich der Ergebnisse der ÜNB und des Gutachters zur Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Stromnachfrage zeigt eine hohe Übereinstimmung der sektoren- und technologiespezifischen regionalen Stromnachfrage. Jahreshöchstlasten und jährliche Stromnachfragen weisen ebenfalls vernachlässigbare Abweichungen auf.

Die Regionalisierung der Windenergie- und Photovoltaikanlagen wird für die ÜNB durch einen Dienstleister, die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), durchgeführt. Insgesamt zeigt sich dabei, dass die FfE alle relevanten Einflussgrößen auf die Regionalisierung adäquat abbildet. Wichtige Fallunterscheidungen, wie beispielsweise die Berücksichtigung unterschiedlicher Treiber der Regionalisierung von Windenergieanlagen an Land und von Frei- und Dachflächen-Photovoltaikanlagen, werden angemessen berücksichtigt. Die ÜNB haben die Zeitreihen der Einspeisung aus EE-Anlagen auf Basis von Wetterdaten unter Berücksichtigung einer Spitzenkappung ermittelt. Dieser Ansatz entspricht dem Stand der Wissenschaft. Die Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der ÜNB und des Gutachters weisen grundsätzlich hohe Übereinstimmungen auf. Es zeigen sich zwar im Detail (auf Bundeslandebene) Unterschiede, die die grundsätzlich übereinstimmende Nord-/Süd-Verteilung jedoch kaum betreffen und den resultierenden grundsätzlichen Netzausbaubedarf vernachlässigbar beeinflussen. Die beobachteten Abweichungen liegen in einer zulässigen Unschärfe in der erwarteten zukünftigen Entwicklung der EE-Anlagen. Eine gute Übereinstimmung der Zeitreihen besteht hinsichtlich des Verlaufs, der Energiemenge und der Spitzeneinspeisung. Regionalisierung und ermittelte Einspeisezeitreihen sind aus wissenschaftlicher Sicht geeignet, den Bedarf an Netzausbaumaßnahmen zu ermitteln.

### 1.3.2 Markmodellierung

Verortung und Einspeisezeitreihen der Kraftwerke im Markt definieren zusammen mit Regionalisierung und Zeitreihen der Nachfrage und der Einspeisung aus EE-Anlagen die Netznutzung und damit die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes. Der marktbasierter Kraftwerkseinsatz wird in Marktmodellen bestimmt. Die Übertragungsnetzbetreiber verwenden hierzu seit dem NEP 2014 das von der Pöyry Management Consulting entwickelte Marktmodell BID3. Aus Sicht des Gutachters nutzt das verwendete Marktmodell einen etablierten und in der Wissenschaft anerkannten Ansatz. Die Modellvereinfachungen in BID3 sind aus wissenschaftlicher Sicht zulässig und zweckmäßig. BID3 berücksichtigt auch die geforderte flussbasierte Marktkopplung. BID3 sowie dessen Parametrierung durch die ÜNB erfüllt grundsätzlich die Anforderungen des genehmigten Szenariorahmens. Im Laufe der NEP-Erstellung wurden die Modellierungsvorschriften der flussbasierten Marktkopplung konkretisiert; die im vorliegenden NEP genutzte minRAM-Vorgabe von 75 % ist in zukünftigen NEP auf 70 % anzupassen.

Der Vergleich der Marktmodellierungsergebnisse von den ÜNB und dem Gutachter zeigen gute Übereinstimmungen bei Kraftwerkseinsätzen und Volllaststunden je Primärenergie in Deutschland. Auch Importe und Exporte der Gebotszonen in Europa zeigen hohe Übereinstimmungen. Auch bestätigen die Ergebnisse des Gutachters, dass die Marktmodellierungsergebnisse der ÜNB sowohl die im Szenariorahmen definierte Obergrenze des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes unterschreiten als auch den geforderten Anteil der Stromerzeugung aus EE-Anlagen am Bruttostromverbrauch in Höhe von 65 % im Jahr 2030 einhalten.

### 1.3.3 Netzanalysen

Die Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB der Netzanalysen entsprechen dem Stand der Wissenschaft und werden der komplexen Aufgabe der Netzausbauplanung gerecht.

#### **Interkonnektoren**

Der Gutachter hat folgende im NEP 2030 (2019) vorgesehene Interkonnektoren bewertet:

- P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (kurz: Uchtelfangen):  
Deutschland – Frankreich
- P176 Eichstetten – Bundesgrenze (kurz: Eichstetten): Deutschland – Frankreich
- P204 Tiengen – Bundesgrenze (kurz: Tiengen): Deutschland – Schweiz
- P221 HansaPowerBridge (kurz: HansaPowerBridge I): Deutschland – Schweden



- P221 HansaPowerBridge II (kurz: HansaPowerBridge II)<sup>2</sup>: Deutschland – Schweden
- P313 Zweiter belg. Interkonnektor (kurz: 2. belgische Interkonnektor):  
Deutschland – Belgien
- P328 NeuConnect: Deutschland – Großbritannien

Die Interkonnectoren erlauben grundsätzlich einen verstärkten Stromaustausch zwischen Marktgebieten und ermöglichen es somit, dass kostengünstigere Kraftwerke wie beispielsweise auch Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien besser im Markt integriert und höher ausgelastet werden. Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass die Interkonnectoren HansaPowerBridge I, HansaPowerBridge II sowie NeuConnect sowohl aus Marktsicht als auch aus Sicht des deutschen Übertragungsnetzes einen deutlichen zusätzlichen Mehrwert liefern. Sie erhöhen durch eine gestiegene räumliche Flexibilität die Integration erneuerbarer Energien in das deutsche Stromsystem. Weiterhin ermöglichen sie den Einsatz kostengünstiger, grundlastfähiger Kraftwerke bei den Anrainern und in Deutschland und steigern die Transporte aus den Niederlanden und Polen in Richtung Norden. Letzteres entlastet den Nord-Süd-Transport im deutschen Übertragungsnetz mit der Folge geringerer Redispatchmengen.

Der 2. belgische Interkonnektor ermöglicht in 2030 und 2038 einen steigenden Export nach Belgien und führt zu einem zusätzlichen Fluss aus Deutschland, den Niederlanden und Polen in Richtung des belgischen Interkonnectors. Der Interkonnektor Tiengen führt zu einem höheren Export nach Italien und zu zusätzlichen Stromflüssen von den nördlichen Anrainern in Richtung Süden. Daher stehen dem marktbasierten Mehrwert dieser beiden Interkonnectoren deutlich höhere Redispatchmengen gegenüber.

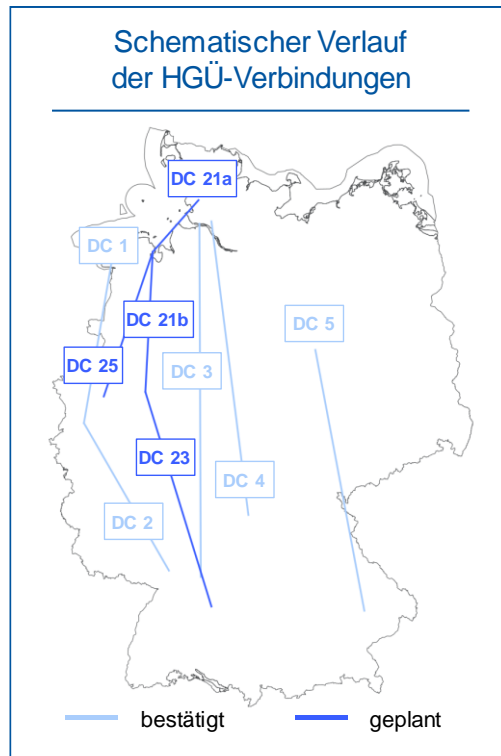
Die beiden Interkonnectoren nach Frankreich (Uchtelfangen und Eichstetten) besitzen dagegen in 2030 und 2038 nur einen geringen Einfluss auf Wohlfahrtsgewinne am Markt und auf Redispatchmengen. Ursache ist, dass beide Maßnahmen bereits bestehende Leitungen verstärken, die in der flussbasierten Marktkopplung nur in wenigen Stunden handelsbegrenzend wirken. Zudem werden die Exporte aus Deutschland und Frankreich in Richtung Süden von anderen Interkonnectoren begrenzt.

## **HGÜ-Verbindungen**

Abbildung 1-1 zeigt den geplanten Verlauf der von den ÜNB vorgeschlagenen innerdeutschen HGÜ-Verbindungen, welche ebenfalls vom Gutachter bewertet werden.

---

<sup>2</sup> Eine Bewertung von HansaPowerBridge II erfolgt aufgrund der geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2035 nur anhand des Szenarios C2038.



**Abbildung 1-1: Übersicht über die zu bewertenden HGÜ-Verbindungen**

Alle bereits bestätigten HGÜ-Verbindungen können weiterhin einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion des Redispatchbedarfs leisten. Bei den von der BNetzA vor dem NEP 2030 (2019) noch nicht bestätigten HGÜ-Verbindungen führen alle Maßnahmen mittel- und langfristig zu Redispatcheinsparungen. Während DC 23 insbesondere Einfluss auf die Veränderung der Einspeisung von konventionellen Kraftwerken nimmt, weist DC 21a vor allem durch eine Reduktion der Abregelung von EE-Anlagen im Norden Deutschlands einen hohen Mehrwert auf. Die beiden HGÜ-Verbindungen DC 21b und DC 25 können langfristig im Jahr 2038 Abregelung von EE-Anlagen vermeiden.

### **Ad-hoc-Maßnahmen**

Zusätzlich zu den bereits im NEP 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen beantragten die ÜNB folgende vier Ad-hoc-Maßnahmen:

- P353: PST in Twistetal
- P357: PST in Güstrow
- P410: PST in Enniger
- P426: PST in Philippsburg

In Sensitivitätsuntersuchungen wurden die Auswirkungen der Ad-hoc-Maßnahmen für den Netzausbauzustand 2023 und 2025 untersucht.

Der Redispatchbedarf reduziert sich für alle zu bewertenden Ad-hoc-Maßnahmen bei einem unterstellten Netzausbau aus dem Jahr 2023 und 2025. Die höchste Reduktion bei der Abregelung von EE-Anlagen wird durch die PST in Güstrow ermöglicht; die anderen PST reduzieren insbesondere den Redispatch von konventionellen Kraftwerken. Die PST in Philippsburg amortisieren sich erst nach 15 Jahren (Netzausbauzustand 2023) bzw. 10 Jahren (Netzausbauzustand 2025). Die PST in Güstrow amortisieren sich dagegen bereits nach einem Jahr (Netzausbauzustand 2023) bzw. vier Jahren (Netzausbauzustand 2025). Die Amortisationsdauern der PST in Enniger und Twistetal liegen zwischen drei und sechs Jahren.

Alle vier Ad-hoc Maßnahmen weisen darüber hinaus auch im Jahr 2030 deutliche Potenziale zur Reduktion des Redispatchbedarfs auf.

Auch die Amortisationsdauern der bereits 2017 bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen wurden erneut anhand der Redispatcheinsparung geprüft und betragen für den Netzausbauzustand 2023 und 2025 drei Jahre.

### **Zusätzliche PST bis 2030**

Von den ÜNB wurden im NEP 2030 (2019) weitere PST eingebracht, welche nicht als Ad-hoc-Maßnahme bis 2025, sondern nach 2025 und bis 2030 in Betrieb genommen werden sollen:

- P352: PST in Grohnde (anvisierte Inbetriebnahme: 2030)
- P354: PST in Wahle (anvisierte Inbetriebnahme: 2030)
- P314: PST in Saarland (anvisierte Inbetriebnahme: 2027)

Auch wenn die durch die PST eingesparten Redispatchmengen grundsätzlich in einer ähnlichen Größenordnung liegen, entfällt bei den PST in Grohnde ein deutlich höherer Anteil der eingesparten Redispatchmengen auf die Abregelung von EE-Anlagen, so dass sich bei diesen PST deutlich höhere Kosteneinsparungen<sup>3</sup> und eine Amortisationsdauer von 9 Jahren ergibt. Die Amortisationsdauer bei den PST im Saarland ist mit acht Jahren sogar in leicht geringer, da die Redispatcheinsparung mit zwei statt vier parallelen PST erreicht wird. Die Amortisationsdauer

---

<sup>3</sup> Bei der Bestimmung der Redispatchkosten werden für die Einspeisereduktion von EE-Anlagen Kosten in Höhe von 100 €/MWh angenommen.

der PST in Wahle ist dagegen mit 37 Jahren erheblich höher, da keine signifikanten Einsparungen bei der Abregelung von EE-Anlagen erzielt werden und damit die eingesparten Kosten wesentlich geringer ausfallen.

### **Netzbooster**

Im NEP 2030 (2019) wurden von den ÜNB erstmals sogenannte Netzbooster vorgeschlagen. Netzbooster stellen spezielle Engpassbehebungsmaßnahmen dar, die Engpässe innerhalb eines vorgegebenen Überwachungsbereichs unmittelbar nach Ausfall eines Betriebsmittels, d.h. im (n-1)-Fall, kurativ/reaktiv beheben. Im Gutachten bewertet werden unabhängig voneinander die beiden Netzbooster P365 im Netzgebiet der TenneT und P411/P427 im Netzgebiet der Amprion bzw. TransnetBW für verschiedene Überwachungsbereiche im Jahr 2030 und 2038 unter Berücksichtigung aller im NEP 2030 (2019) bestätigten Netzausbaumaßnahmen.

Durch den 100-MW-Netzbooster P365 im Netzgebiet der TenneT können im Jahr 2025 bei einem Überwachungsbereich von 10 Leitungen insgesamt 59 GWh/a an Redispatch – mit einem sehr hohen Anteil an Abregelung von EE-Anlagen – eingespart werden. Bei einer Ausdehnung des Überwachungsbereichs auf das gesamte Netzgebiet der TenneT (inkl. der Kuppelleitungen zu den anderen drei deutschen Netzgebieten) können die Einsparungen ungefähr verdreifacht werden. Eine weitere Ausdehnung des Überwachungsbereichs auf das gesamte deutsche Netzgebiet führt dagegen nur noch zu einer geringfügigen Erhöhung der Einsparungen an Redispatch. Im Jahr 2030 fallen die möglichen Einsparungen mit 30 GWh/a für das Netzgebiet der TenneT als Überwachungsbereich aufgrund der bis dahin unterstellten Netzausbaumaßnahmen insgesamt deutlich geringer aus. Auch hier ist bei einer Ausweitung des Überwachungsbereichs auf das gesamte deutsche Netzgebiet kein signifikanter Mehrwert festzustellen.

Der 500-MW-Netzbooster P411/P427 ermöglicht bei einem Überwachungsbereich von 21 vorgegebenen Leitungen im Jahr 2025 mit 19 GWh/a nur relativ geringe Redispatcheinsparungen. Die Einsparungen an Redispatch können mit insgesamt 319 GWh/a – davon 302 GWh/a Leistungsanpassung konventioneller Kraftwerke – durch die Vergrößerung des Überwachungsbereichs auf die Netzgebiete von Amprion und TransnetBW deutlich erhöht werden. Die Abregelung von EE-Anlagen kann dabei selbst bei einem Überwachungsbereich von Gesamtdeutschland nur um ca. 33 GWh/a verringert werden. Im Jahr 2030 sind die Einsparungen an Redispatch mit bis zu 274 GWh/a wiederum etwas geringer. In einer Zusatzuntersuchung für das Jahr 2030 werden aufgrund des von TransnetBW und Amprion vorgelegten Einsatzkonzepts mit dem gesamten deutschen Netzgebiet als Überwachungsbereich alle Offshore-Windparks als Netzboostersenk mit einbezogen. Die Einsparungen an Redispatch

hierdurch stiegen dann auf 714 GWh/a zwar stark an, die Einsatzhäufigkeit der nördlichen Netzboosterkomponente im Netzgebiet von Amprion ist gleichzeitig deutlich reduziert.

## 2 Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Stromnachfrage

---

Die regionale Verteilung – also die Regionalisierung – und die daran anschließende Zeitreihenermittlung der Stromnachfrage konventioneller und neuartiger Stromverbraucher beeinflusst die Belastung des Übertragungsnetzes entscheidend. Daher ist es von großer Bedeutung, die Regionalisierung zukünftiger Stromverbraucher für die Szenarien des NEP 2030 (2019) plausibel vorzunehmen, um darauf basierend die erwartete Netzbelastung abschätzen zu können. Relevant ist dabei insbesondere, dass die überregionale Verteilung mit Einfluss auf die Transportaufgabe angemessen abgebildet wird. Regionale Verteilungen unterhalb eines Übertragungsnetzknottens sind für die Belastung des Übertragungsnetzes dagegen unerheblich.

Aufgabe des Gutachters ist es, Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB zur Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Stromnachfrage konventioneller und neuartiger Verbraucher wie auch die damit erzielten Ergebnisse auf ihre Eignung für die Netzentwicklungsplanung zu überprüfen. Abschnitt 2.1 geht nachfolgend auf die Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB ein, Abschnitt 2.2 stellt den Vergleichsansatz des Gutachters dar und Abschnitt 2.3 vergleicht die Berechnungsergebnisse von ÜNB und Gutachter. Bei diesem Vergleich werden Ergebnisse im Rahmen dieses Gutachtens exemplarisch für das Szenario C 2030 dargestellt. Eine Gegenüberstellung der Ergebnisse anderer Szenarien wurde im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit durchgeführt und zeigt äquivalente Bewertungen. Die Befunde in diesem Gutachten sind somit auf die anderen energiewirtschaftlichen Szenarien des NEP 2030 (2019) übertragbar.

### 2.1 Modell- und Verfahrensansätze im NEP2030 (2019) zur Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Nachfrage

#### 2.1.1 Regionalisierung der Stromnachfrage

Zur Regionalisierung der Stromnachfrage nutzen die ÜNB für verschiedene Technologien und Sektoren der Nachfrage hierauf angepasste Ansätze. Entsprechend dem Szenariorahmen unterscheiden sie konventionelle Sektoren und neuartige Technologien. Die konventionellen Sektoren umfassen Haushalte, GHD, Verkehr, verarbeitendes Gewerbe / Industrie sowie den Umwandlungsbereich. Neuartige Technologien sind Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Power-

to-Heat (PtH), Power-to-Gas (PtG) sowie Speicher. Zusätzlich werden klassische Demand-Side-Management (DSM)-Prozesse von den ÜNB berücksichtigt. Die betrachteten PtH-Anlagen werden nach Fernwärmeanwendungen sowie industriellen und gewerblichen Anwendungen unterschieden. Bei PtG-Anlagen differenzieren die ÜNB zwischen Power-to-Wasserstoff (PtW)- und Power-to-Methan (PtM)-Anlagen. Zudem unterscheiden die ÜNB zwischen privaten und gewerblichen Kleinspeichern mit Leistungen bis 150 kW und Großspeicher ab 150 kW, welche am Regelleistungsmarkt eingesetzt werden.

Zur Ermittlung der räumlichen Verteilung der Stromnachfrage nutzen die ÜNB, wie im Szenariorahmen abgestimmt, überwiegend sektor- und technologiespezifisch gewichtete Indikatoren auf Basis statistischer Kennzahlen. Die derart berücksichtigten Sektoren und Technologien umfassen die konventionellen Sektoren sowie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Mithilfe der Indikatoren wird die nationale, im Szenariorahmen vorgegebene Stromnachfrage sektor- und technologiespezifisch auf einzelne Landkreise aufgeteilt. Die von den ÜNB genutzten und im Szenariorahmen vorgeschriebenen Indikatoren sowie deren Gewichtung zur Regionalisierung dieser Verbraucher sind nachvollziehbar und sachgerecht<sup>4</sup>.

Für die Regionalisierung der PtG- und PtH-Anlagen sowie für Batteriespeicher, DSM-Potenziale und Verteilnetzverluste werden abweichende Regionalisierungsansätze verfolgt, welche im Folgenden diskutiert werden.

Die räumliche Verteilung der PtG-Anlagen erfolgt gemäß des im Szenariorahmen bestätigten Vorgehens, welches in einer Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. [4] detailliert dargestellt ist. Die Regionalisierung für PtM-Anlagen orientiert sich an deren lokales Potenzial sowie einem unterstellten netzdienlichem Nord-Süd-Gefälle. Das Potenzial der PtM-Anlagen wird durch die ÜNB basierend auf dem heutigen sowie zukünftigen Erdgasabsatz sowie dem CO<sub>2</sub>-Potenzial durch Biomethananlagen in Deutschland bestimmt. Die Regionalisierung der PtW-Anlagen durch die ÜNB hingegen wird anhand der Standorte und dem anteiligen regionalen Wasserstoffbedarf der Hauptnachfrageindustrien zur Herstellung von Ammoniak, Methanol, Mineralöl (Raffinerien) und Stahl vorgenommen. Die gewählten Ansätze zur Regionalisierung der PtG-Anlagen sind nachvollziehbar und sachgerecht. Eine detaillierte Überprüfung auch der verwendeten Daten ist dem Gutachter auf Grund der nicht zugänglichen Datenquellen nicht möglich.

---

<sup>4</sup> Vergleiche Tabelle 46: „Sektorale Landkreisregionalisierung anhand gewichteter Indikatoren“ aus der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2030 (Version 2019) [2]

Die räumliche Verteilung von PtH-Anlagen wird, wie im Szenariorahmen abgestimmt, durch die ÜNB in Abhängigkeit von dem vorhandenen Anlagenbestand, den in Planung befindlichen Projekten, dem Wärmebedarf in Fernwärme- oder Industrienetzen sowie dem Netzausbaugebiet ermittelt. Zunächst werden dafür PtH-Anlagen an Standorte sogenannter innovativer KWK-Systeme positioniert. Die verbleibende PtH-Leistung wird in Gesamtdeutschland auf Standorte mit im Betrieb befindlichen Kraftwerken bzw. Heizwerken mit Wärmeauskopplung in Fernwärme- oder Industrienetzen verteilt. Der Gutachter hält den Ansatz der ÜNB zur Regionalisierung der PtH-Anlagen für nachvollziehbar und sachgerecht, eine weitergehende Prüfung der zugrundeliegenden Daten ist auf Grund der nicht zugänglichen Datenquellen nicht möglich.

Entsprechend der Vorgaben des Szenariorahmens erfolgt die Regionalisierung der Kleinspeicher durch die ÜNB basierend auf der installierten Leistung der PV-Aufdachanlagen in den Landkreisen. Diese ist Ergebnis der von den ÜNB durchgeführten Regionalisierung der PV-Anlagen, welche in Abschnitt 3.1 dargestellt ist. Die Regionalisierung der installierten Großbatteriespeicher basiert teilweise auf der im Szenariorahmen definierten Kraftwerksliste, welche die Standorte einiger Großbatteriespeichersysteme enthält. Die Regionalisierung weiterer Großbatteriespeicher wird nicht dargestellt. Der Gutachter hält die Regionalisierung der Kleinspeicher für nachvollziehbar und sachgemäß. Die Regionalisierung der Großbatteriespeicher basierend auf den heute installierten und in Planung befindlichen Großbatteriespeichern ist ebenfalls nachvollziehbar und sachgerecht. Die Regionalisierung der verbleibenden Großbatteriespeicher kann durch den Gutachter wegen unzureichender Darstellung nicht nachvollzogen und bewertet werden.

Die Regionalisierung der DSM-Potenziale basiert auf dem Stromverbrauch in den Sektoren Industrie sowie GHD auf Ebene der Landkreise. Der Stromverbrauch der Sektoren Industrie und GHD auf Ebene der Landkreise wird durch die ÜNB wie zuvor beschrieben bestimmt. Den unterstellten Zusammenhang zwischen DSM-Potenzial und Stromverbrauch erachtet der Gutachter für nachvollziehbar und sachgerecht.

Die Regionalisierung der Verteilnetzverluste durch die ÜNB wird nicht dargestellt, somit kann der Gutachter die genutzten Ansätze nicht nachvollziehen und nicht bewerten.

Zusammenfassend stellt der Gutachter fest, dass die genutzten Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB zur Regionalisierung der Nachfrage, sofern beschrieben, stets nachvollziehbar und sachgerecht sind. Modell- und Verfahrensansätze zur Regionalisierung verbleibender Großspeicher und der Netzverluste im Verteilnetz sind nicht dargestellt. Genutzte Eingangsdaten sind teilweise nicht öffentlich zugänglich, sodass diese vom Gutachter nicht überprüft wurden.



## 2.1.2 Zeitreihenermittlung der Stromnachfrage

Die Zeitreihe der Stromnachfrage der konventionellen Sektoren Haushalte, GHD sowie Industrie und Umwandlungsbereich wird, wie im Szenariorahmen vorgeschlagen, durch die Verwendung historischer Lastzeitreihen auf Basis der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) ermittelt. Dafür wird die historische Lastzeitreihe entsprechend der ermittelten jährlichen Stromnachfrage je Sektor und Region skaliert. Dieses Vorgehen ist nachvollziehbar und sachgerecht.

Die Zeitreihe (Einsatz) der industriellen DSM-Prozesse bestimmen die ÜNB modellendogen in der Marktsimulation. Dieser Ansatz ist im Szenariorahmen bestätigt und entspricht dem Stand der Wissenschaft.

Die Zeitreihen von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen basieren auf standardisierten Nachfrageprofilen, welche bereits im NEP 2030 (2017) genutzt [4] und im Szenariorahmen genehmigt wurden. Der Gutachter hält die Annahme der ÜNB für sachgerecht, dass ein ungesteuerter Ladevorgang von Elektrofahrzeugen am Abend und ein ungesteuerter Einsatz der Wärmepumpen auf Basis von Temperaturprofilen erfolgt. Die detaillierte Ermittlung der sich ergebenden Zeitreihen wird in dem veröffentlichten Gutachten zur „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“ [4] nicht ausreichend transparent dargestellt, sodass der Gutachter die detaillierte Herleitung dieser Zeitreihen nicht nachvollziehen kann. Die verwendeten Zeitreihen werden anschließend in einem weiteren Schritt durch die ÜNB zeitlich geglättet, um eine zukünftige Lade- bzw. Einsatzsteuerung nachzuempfinden. Hierbei wird die tägliche Energienachfrage von Zeiten mit hohem gleichzeitigem Bezug (z.B. den Abendstunden) in einem begrenzten Umfang in Zeiten mit geringerem Bezug (z.B. Mittagszeit) verschoben. Damit kann eine Reduktion der zeitlich auftretenden Spitzenlast erreicht werden. Aus Sicht des Gutachters handelt es sich hierbei um ein nachvollziehbares und sachgerechtes Vorgehen.

Die ÜNB erwarten einen unterschiedlichen Einsatz der PtG-Anlagen je nachdem, ob es sich um eine PtM- oder um eine PtW-Anlage handelt. So gehen die ÜNB von einem Einsatz der PtM-Anlagen zu Zeiten aus, in denen die Produktionskosten für Methan durch die Nutzung von PtM-Anlagen unter dem Marktpreis von fossilem Erdgas liegen. Entsprechend des Szenariorahmens antizipieren die ÜNB für PtW-Anlagen einen Einsatz, der sich an der aktuellen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien orientiert. Der Gutachter hält beide Ansätze im Grundsatz für nachvollziehbar und sachgerecht. Ein Einsatz der PtW-Anlage wird unterschätzt, wenn klimaneutrales Methan einen höheren Marktwert als fossiles Erdgas haben sollte. Detailliertere Überprüfungen der Zeitreihen sind dem Gutachter aufgrund der nicht öffentlich verfügbaren Eingangsdaten nicht möglich.

Die ÜNB ermitteln die Zeitreihen der PtH-Anlagen auf Basis eines Opportunitätspreises zur Wärmeerzeugung durch Gasboiler oder KWK-Anlagen. Der Einsatz der PtH-Anlagen findet in Stunden statt, in denen ein niedrigerer Strompreis zu einer kostengünstigeren Wärmeerzeugung im Vergleich zu Gasboilern oder KWK-Anlagen führt und im Wärmenetz ein entsprechender Wärmebedarf gegeben ist. Dieser Ansatz ist aus Sicht des Gutachters nachvollziehbar und sachgerecht.

Der Einsatz der Batteriespeicher unterscheidet sich zwischen Klein- und Großbatteriespeichern. Der Einsatz der Kleinbatteriespeicher maximiert den Eigenverbrauch. Zur Modellierung werden Einspeise- und Bezugszeitreihen von Haushalten entsprechend angepasst. Die Großbatteriespeicher werden gemäß des Szenariorahmens zur Erbringung von Regelleistung genutzt. Beide Ansätze betrachtet der Gutachter als nachvollziehbar und sachgerecht. Mangels vertiefender Informationen kann der Gutachter die detaillierte Herleitung der Zeitreihen nicht nachvollziehen.

Zusammenfassend stellt der Gutachter fest, dass die genutzten Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB zur Zeitreihenermittlung der Nachfrage stets nachvollziehbar und sachgerecht sind und größtenteils schon im Szenariorahmen durch die BNetzA genehmigt wurden. Zur Verbesserung der detaillierten Nachvollziehbarkeit könnten sie teilweise transparenter dargestellt werden.

## **2.2 Modell- und Verfahrensansätze des Gutachters zur Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der Nachfrage**

### **2.2.1 Regionalisierung der Stromnachfrage**

Der Gutachter unterscheidet, angelehnt an den Szenariorahmen, zwischen konventionellen und neuartigen Stromverbrauchern. Zu den konventionellen Sektoren zählen Haushalte, GHD, Industrie sowie Verkehr. Der Verkehrssektor umfasst dabei den öffentlichen elektrisch betriebenen Personennahverkehr, insbesondere den elektrifizierten Schienenverkehr, und explizit nicht den Bereich der Elektrofahrzeuge. Aufgrund ähnlicher Eigenschaften fasst der Gutachter die Sektoren verarbeitendes Gewerbe, Industrie und Umwandlungsbereich zum Industriebereich zusammen. Zu den neuartigen Technologien zählen Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, PtH-Anlagen, PtG-Anlagen, Speicher sowie klassische DSM-Prozesse. Der Gutachter unterteilt die PtH-Anlagen gemäß des Szenariorahmens in PtH-Anlagen des Typs 1, die in Kombination mit innovativen KWK-Anlagen auftreten, und PtH-Anlagen des Typs 2, welche unabhängig von KWK-Anlagen installiert werden. Die Verteilung auf die unterschiedlichen Typen ergibt sich aus

der installierten Leistung innovativer KWK-Anlagen, welche dem Szenariorahmen zu entnehmen ist. Unter der Annahme der im Szenariorahmen vorgegebenen Stromkennzahl von 0,5, ist die doppelte PtH-Leistung notwendig, um eine der innovativen KWK-Anlage entsprechende Wärmeleistung aufzubringen. Daher wird durch den Gutachter angenommen, dass 10,1 GW der im Szenariorahmen vorgegebenen 16,1 GW an PtH-Anlagen (Szenario C 2030) in Kombination mit innovativen KWK-Anlagen installiert werden. Dem Szenariorahmen folgend differenziert der Gutachter bei PtG-Anlagen ebenfalls zwischen PtW-Anlagen und PtM-Anlagen und zwischen gewerblichen und privaten Speichern mit Leistungen bis 150 kW und großen Speichern ab 150 kW. Den DSM-Prozess unterteilt der Gutachter in einen Prozess des Industrie-DSM und einen GHD-DSM Prozess. Die Regionalisierung der Stromnachfrage erfolgt durch den Gutachter auf Ebene der Landkreise in Deutschland.

Die Regionalisierung der Stromnachfrage konventioneller Stromverbraucher sowie von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen wird durch den Gutachter mit Ausnahme der Industrie mithilfe der im Szenariorahmen vorgegebenen Indikatoren und sektorspezifischen Gewichtungsfaktoren vorgenommen. Die Regionalisierung des Industriesektors basiert auf der Stromverwendung der „Betriebe des verarbeitenden Gewerbes, bzw. der Industrie, sowie des Bergbaus“ [5]. Die Regionalisierung der weiteren Verbraucher ermittelt der Gutachter mithilfe gesonderter Ansätze, die im Folgenden beschrieben werden.

Zur Regionalisierung der PtG-Anlagen nutzt der Gutachter unterschiedliche Verfahren für PtW- und PtM-Anlagen. Unter der Annahme, dass zur Installation einer Biomethananlage ähnliche Voraussetzungen, wie beispielsweise ein Anschluss an das Erdgasnetz, wie zur Installation einer PtM-Anlage notwendig sind, werden die PtM-Anlagen gemäß der heutigen installierten Leistung an Biomethananlagen [6] regionalisiert. Dabei werden nur Biomethananlagen oberhalb einer Leistungsuntergrenze berücksichtigt, um den Ausbau von Kleinstanlagen zu unterbinden. Der Gutachter unterstellt eine überwiegende Nutzung von PtW-Anlagen im Betrachtungszeitraum in industriellen Prozessen, daher werden PtW-Anlagen durch den Gutachter angelehnt an den industriellen Stromverbrauch regionalisiert.

PtH-Anlagen des Typs 1 werden durch den Gutachter innovativen KWK-Anlagen zugeordnet und gemäß der Verortung dieser KWK-Anlagen regionalisiert. Der Gutachter erwartet für PtH-Anlagen des Typs 2, welche vorwiegend für große Industrieprozesse und Nah- und Fernwärmenetze genutzt werden, eine Installation an den laststärksten Standorten, da hier sowohl für große Industrieprozesse als auch für Nah- und Fernwärmenetze Wärme benötigt wird. Die Verteilung proportional zu den laststärksten Knoten wird durch den Gutachter so vorgenommen, dass eine sinnvolle Anlagengröße der PtH-Anlagen eingehalten wird.

Die Regionalisierung der PV-Batteriespeicher wird durch den Gutachter anhand der Verteilung der PV-Anlagen vorgenommen, welche in Kapitel 3 näher beschrieben wird. Der Gutachter erwartet für die Zukunft, dass Großbatteriespeicher weiterhin zur Erbringung von Regelleistung genutzt werden. Da es sich um eine Systemdienstleistung handelt, vernachlässigt der Gutachter deren regionale Verortung.

Die industriellen und Haushalts-DSM-Prozesse werden durch den Gutachter entsprechend der jeweiligen Spitzenlasten der jeweiligen sektoralen Stromnachfrage auf Landkreisebene regionalisiert. Dieses Vorgehen folgt der Annahme, dass an Standorten hoher Stromnachfrage ebenfalls ein hohes DSM-Potenzial vorliegt.

Die regionale Verteilung der Verteilnetzverluste erfolgt gleichmäßig über alle Netzknoten des Übertragungsnetzes proportional zur nachgefragten Energiemenge konventioneller Nachfrager.

## 2.2.2 Zeitreihenermittlung der Stromnachfrage

Der Gutachter nutzt zur Zeitreihenermittlung unterschiedliche, nachfolgend beschriebene Modelle für die Sektoren und Technologien.

Aufgrund der hohen Anzahl von angeschlossenen Kunden an einzelnen Übertragungsnetzknoten nutzt das von dem Gutachter entwickelte Modell zur Zeitreihenermittlung des GHD- und Haushaltssektors die Standardlastprofile des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., konkret die Profile H0 für Haushalte und G0 für Gewerbe allgemein [7]. Diese Standardlastprofile werden anhand der regionalisierten jährlichen Stromnachfragemengen skaliert, um die Zeitreihen zu erhalten.

Die Zeitreihe der Stromnachfrage des Verkehrssektors, ohne Elektrofahrzeuge, wie auch der Verteilnetzverluste wird vom Gutachter entsprechend der jährlichen im Szenariorahmen vorgegebenen Stromnachfrage mit einem gleichmäßigen Verlauf modelliert.

Zur Bestimmung der Zeitreihe der Industrienachfrage werden von der historischen Zeitreihe der gesamtdeutschen Stromnachfrage<sup>5</sup> alle anderen zuvor ermittelten Zeitreihen wie Haushalts- und GHD-Sektor, Verkehrssektor und Verteilnetzverluste abgezogen. Diese gesamtdeutsche Zeitreihe der Industrienachfrage wird anhand der regionalisierten jährlichen Energiemengen zu regionalen Zeitreihen skaliert.

---

<sup>5</sup> Basierend auf Daten der ENTSO-E Transparency Plattform

Der Einsatz der marktbasiereten DSM-Prozesse wird endogen in der Marktsimulation ermittelt. Hier modelliert der Gutachter jeweils einen aggregierten Industrie- und GHD-DSM-Prozess. Die Prozesse unterscheiden sich in Kosten und zulässiger Verschiebedauer.

Für die Zeitreihenermittlung der Elektrofahrzeuge werden auf Basis von statistischen Mobilitätsdaten typische Fahrprofile der Elektrofahrzeuge für private und gewerbliche Fahrten abgeleitet. Während der Standzeiten der Fahrzeuge werden Ladevorgänge simuliert. Dabei wird zwischen unterschiedlichen Speicherkapazitäten verschiedener Elektrofahrzeuge sowie privater und gewerblicher Nutzung unterschieden. Das detaillierte Modell ist dem Anhang 7.3.1 zu entnehmen. Eine Ladesteuerung wird vom Gutachter durch eine Verschiebung der Ladezeitpunkte in Zeiträume niedriger Preise und damit niedriger Residuallast nachempfunden, wobei die Verschiebung nur innerhalb der Standzeiten zulässig ist.

Die Zeitreihe der Wärmepumpennachfrage folgt den Außentemperaturen und somit direkt dem thermischen Wärmebedarf. Hierzu betrachtet der Gutachter die thermische Nachfrage typischer Gebäude, die durch Wärmepumpen zu decken ist. Dabei wird zwischen Raumwärmebedarf sowie Heißwassernachfrage unterschieden. Weiterhin werden temperaturabhängige Wirkungsgrade der Wärmepumpen berücksichtigt. Eine detaillierte Beschreibung des verwendeten Modells ist in Anhang 7.3.2 zu finden. Eine Einsatzsteuerung der Wärmepumpen wird durch eine Verschiebung des Einsatzes im Rahmen der thermischen Speicherfähigkeit der Gebäude in Zeiträume niedriger Preise und damit niedriger Residuallast nachempfunden.

Der Gutachter erwartet, dass PtW-Anlagen von Industrieunternehmen eingesetzt werden, um die Integration erneuerbarer Energien in Industrieprozesse zu steigern. Dieses Verhalten wird bei der Zeitreihenermittlung berücksichtigt, indem die PtW-Anlagen in Zeiträumen niedriger Residuallast und hoher Einspeisung aus EE-Anlagen eingesetzt werden. Bei PtM-Anlagen erwartet der Gutachter einen marktbasiereten Ansatz, der demzufolge endogen in der Marktsimulation bestimmt wird.

Die Nachfragezeitreihe der PtH-Anlagen vom Typ 1 wird anhand der Residuallast und basierend auf einer Grenztemperatur und einer Residuallastschwelle so bestimmt, dass die im Szenariorahmen erwarteten Volllaststundenzahl erreicht wird. Für eine realistische Abbildung von Ein- und Abschaltvorgängen wird eine Sigmoidfunktion verwendet. Die Zeitreihe der PtH-Anlagen vom Typ 2 wird dagegen endogen in der Marktsimulation bestimmt.

Die Rückwirkung von PV-Batteriespeichern auf die regionale Zeitreihe der Nachfrage wird berücksichtigt, indem deren Einsatz zeitreihenglättend berücksichtigt wird. Hierzu werden die

Nachfragezeitreihen um den Betrag der ein- und ausgespeicherten Leistung aus PV-Batterie-speichern unter Berücksichtigung der regional vorhandenen Speicherkapazität und -leistung erhöht bzw. reduziert.

## 2.3 Ergebnisvergleich

Im Folgenden werden die Ergebnisse bei Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der ÜNB mit denen des Gutachters verglichen, um die Belastbarkeit der ÜNB-Ergebnisse zu prüfen. Der Vergleich wird konkret für das Szenario C 2030 gezeigt; die anderen Szenarien führen zu vergleichbaren Erkenntnissen und werden daher nicht dargestellt.

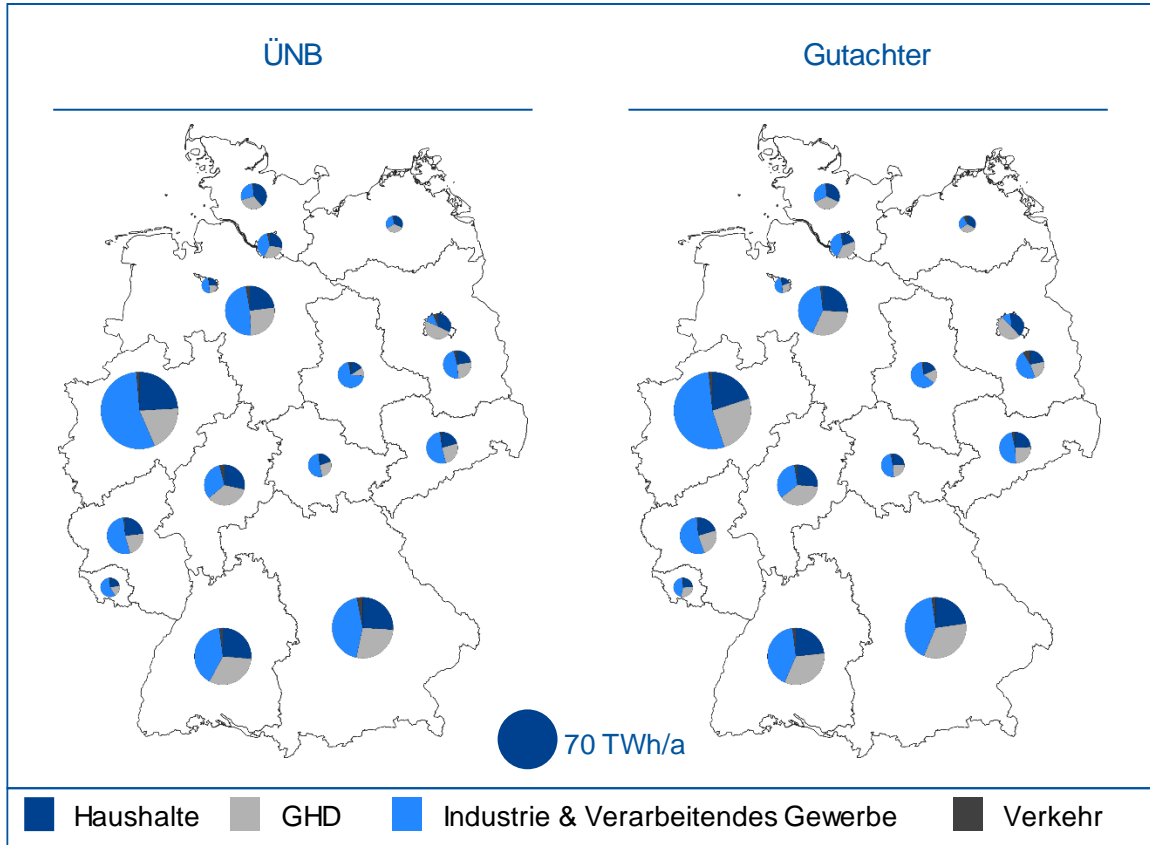
### 2.3.1 Regionalisierung der Stromnachfrage

Ein Vergleich der Ergebnisse der Regionalisierung kann aufgrund der nicht vollständig vorliegenden Daten nur teilweise bzw. nur in aggregierter Form durchgeführt werden. Dem Gutachter liegen Ergebnisse der ÜNB für installierte Leistungen an PtH- und PtG-Anlagen je Bundesland vor. Für weitere Verbraucher sind dem Netzentwicklungsplan [8] lediglich die jährliche Stromnachfragen je Bundesland zu entnehmen. Diese jährlichen Stromnachfragen je Bundesland sind zwar Ergebnis der Regionalisierung, aber auch der ermittelten Zeitreihen. Da die Zeitreihen zwischen ÜNB und Gutachter kaum voneinander abweichen (siehe Abschnitt 2.3.2), können die jährlichen Stromnachfragen je Bundesland zur Prüfung der Regionalisierung genutzt werden.

#### 2.3.1.1 Regionalisierung der konventionellen Verbraucher

Die Ergebnisse der Regionalisierung konventioneller Verbraucher werden anhand der jährlichen Stromnachfragemengen je Bundesland geprüft. Abbildung 2-1 zeigt die von den ÜNB und dem Gutachter ermittelte jährliche Stromnachfrage der Sektoren Haushalte, Industrie, GHD und Verkehr je Bundesland.

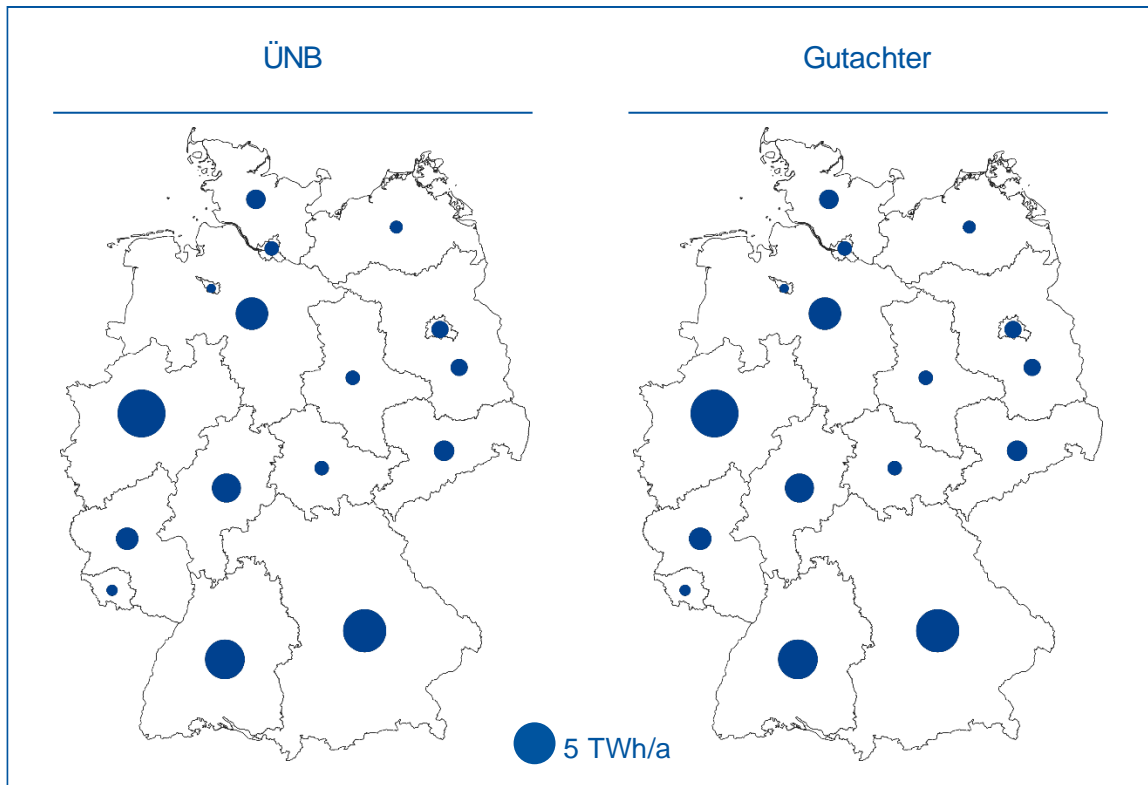
Die Abbildung zeigt, dass die jährlichen Stromnachfragen und die Zusammensetzung der ÜNB keine wesentlichen Unterschiede zu denen des Gutachters aufweisen. Die mittlere Abweichung über alle Bundesländer liegt jedoch unter 10 %. Die auftretenden Abweichungen bei der Regionalisierung liegen damit innerhalb der erwarteten Unschärfe zukünftiger Entwicklungen und der methodischen Ansätze zur Regionalisierung der Nachfrage. Der Gutachter bestätigt die Belastbarkeit der Ergebnisse der ÜNB zur Regionalisierung der Nachfrage der konventionellen Verbraucher.



**Abbildung 2-1: Vergleich der Regionalisierung der Nachfrage konventioneller Verbraucher**

### 2.3.1.2 Regionalisierung der Elektrofahrzeuge

Abbildung 2-2 stellt die Ergebnisse der Regionalisierung von ÜNB und Gutachter anhand der jährlichen Stromnachfrage für Elektrofahrzeuge je Bundesland dar. Der Vergleich zeigt nur vernachlässigbar kleine Abweichungen in den Ergebnissen zwischen den ÜNB und dem Gutachter. Der Gutachter bestätigt daher die Belastbarkeit der Ergebnisse der ÜNB zur Regionalisierung der Nachfrage der Elektrofahrzeuge.

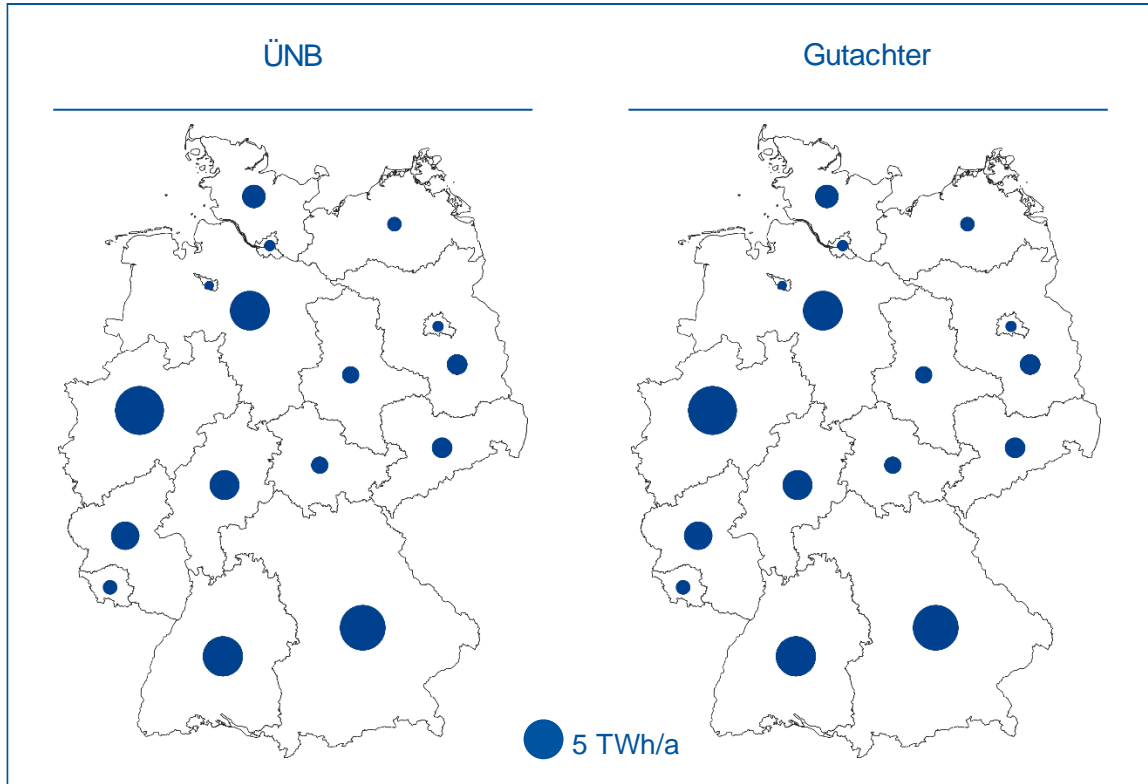


**Abbildung 2-2: Vergleich der Regionalisierung der Nachfrage der Elektrofahrzeuge**

### 2.3.1.3 Regionalisierung von Wärmepumpen

Die Regionalisierung der Nachfrage der Wärmepumpen weist keine nennenswerten Abweichungen zwischen ÜNB und Gutachter auf (Abbildung 2-3). Der Gutachter bestätigt somit die Belastbarkeit der ÜNB-Ergebnisse.

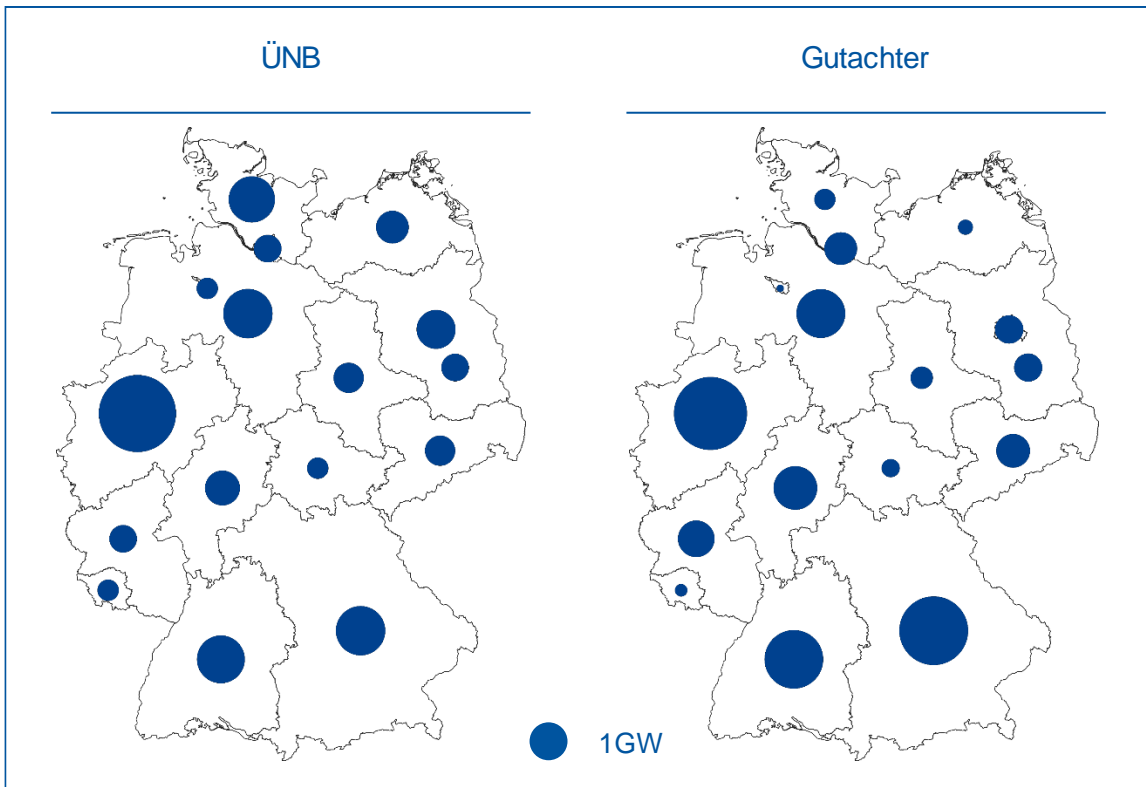




**Abbildung 2-3: Vergleich der Regionalisierung der Nachfrage der Wärmepumpen**

#### 2.3.1.4 Regionalisierung von PtH-Anlagen

Die Regionalisierungen der ÜNB und des Gutachters für PtH-Anlagen sind in Abbildung 2-4 vergleichend dargestellt. Die Nachfragemengen je Bundesland sind sehr häufig ähnlich, weichen jedoch teilweise voneinander ab. Die ÜNB sehen in den nördlichen Bundesländern Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern höhere installierte Leistungen an PtH-Anlagen, in den südlich gelegenen Ländern Bayern und Baden-Württemberg entsprechend geringere installierte Leistungen vor. Eine Ursache könnte das von den ÜNB bei der Regionalisierung unterstellte Netzausbauggebiet sein. Da ein den Netzausbau mindernder Ausbau der PtH-Anlagen energiepolitisches Ziel ist, welches im Ansatz des Gutachters nicht explizit Berücksichtigung fand, erachtet der Gutachter die Regionalisierung der ÜNB als belastbar.



**Abbildung 2-4: Vergleich der Regionalisierung der PtH-Anlagen**

### 2.3.1.5 Regionalisierung von PtG-Anlagen

Die Regionalisierungen der ÜNB und des Gutachters für PtG-Anlagen sind in Abbildung 2-5 dargestellt.

Die Ergebnisse der Regionalisierung von ÜNB und Gutachter zeigen beide hohe installierte Leistungen der PtG-Anlagen im industriestarken Nordrhein-Westfalen. Zu erkennen ist aber in der Regionalisierung der ÜNB eine stärkere Verschiebung Richtung Norden. Dies ist insbesondere auf die Berücksichtigung eines netzausbaumindernden Nord-Süd-Gefälles entsprechend energiepolitischer Vorgaben in der Regionalisierung der ÜNB zurückzuführen, die der Ansatz des Gutachters nicht vorsieht. Daher betrachtet der Gutachter die Regionalisierung der ÜNB in Bezug auf die PtG-Anlagen als belastbar.

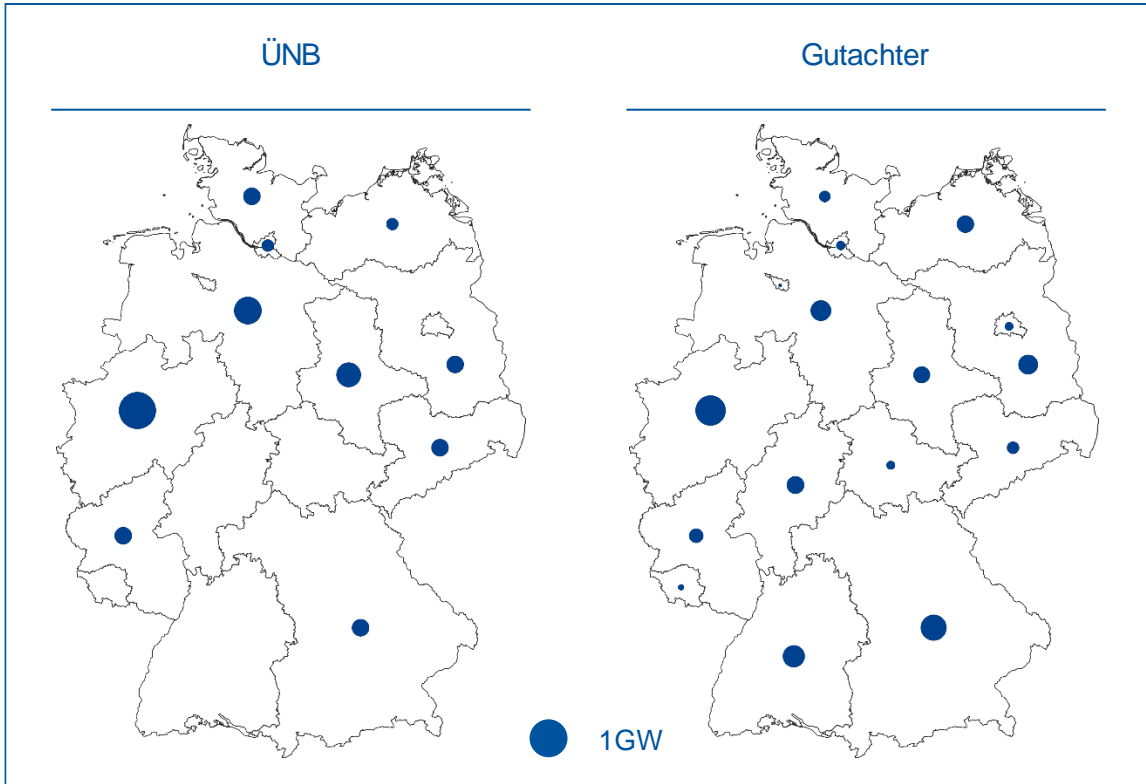
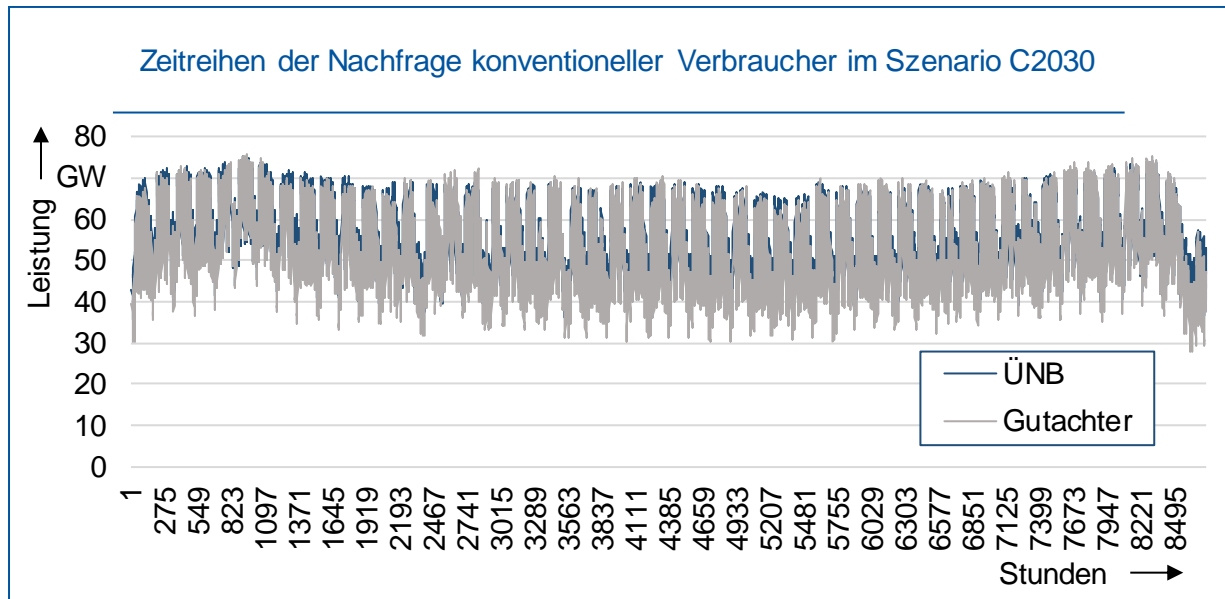


Abbildung 2-5: Vergleich der Regionalisierung der PtG-Anlagen

## 2.3.2 Zeitreihenermittlung der Stromnachfrage

### 2.3.2.1 Zeitreihen konventioneller Nachfrager

Abbildung 2-6 zeigt die Zeitreihe der stündlichen Stromnachfrage der konventionellen Nachfrage (Haushalte, GHD, Industrie, Umwandlungsbetriebe sowie Verteilnetzverluste) von ÜNB und Gutachter.



**Abbildung 2-6: Vergleich der Zeitreihen konventioneller Nachfrager**

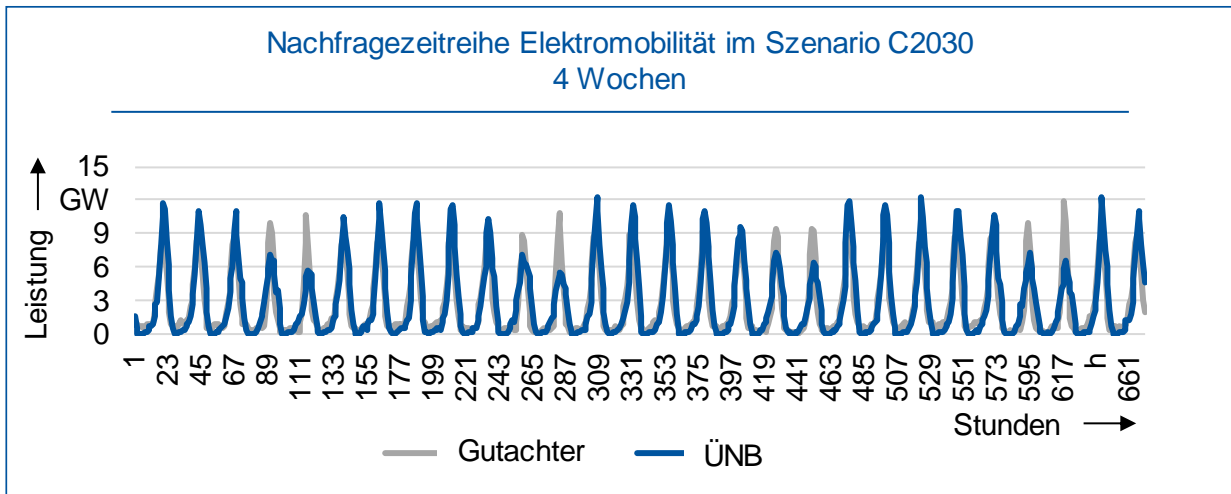
Die Zeitreihen der ÜNB und des Gutachters stimmen im Wesentlichen überein. Der typische jährliche sowie wöchentliche Verlauf ist in den Zeitreihen der ÜNB und den Zeitreihen des Gutachters zu erkennen. Es zeigen sich kleinere Abweichungen in der Höhe der Lastspitzen, welche im Mittel in den Zeitreihen der ÜNB höher ausfallen als in den Zeitreihen des Gutachters. Die geringfügigen Abweichungen lassen sich im Wesentlichen durch Abweichungen in den verwendeten Daten zur Parametrierung der konventionellen Nachfrage erklären. So basiert die Parametrierung der konventionellen Nachfrage der ÜNB auf den nicht öffentlich verfügbaren MaBiS Daten<sup>6</sup>, während der Gutachter die öffentlich verfügbaren Daten der ENTSO-E Transparency nutzt [9]. Nach Einschätzung des Gutachters sind die Eingangsdaten der ÜNB realitätsnäher und belastbarer als die öffentlich verfügbaren Daten, die der Gutachter nutzt. Daher betrachtet der Gutachter die Zeitreihen der ÜNB für die konventionelle Nachfrage als belastbar.

### 2.3.2.2 Zeitreihen neuartiger Verbraucher

Die Zeitreihen neuartiger Verbraucher (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen, Power-to-Wasserstoff-Anlagen, Power-to-Methan-Anlagen) werden hier exemplarisch nur für die Zeitreihe der Nachfrage von Elektrofahrzeugen vergleichend dargestellt. Der Zeitreihenvergleich der Nachfrage der anderen neuartigen Verbraucher beschränkt sich zum Zweck der Übersichtlichkeit auf Energiemenge und Spitzenlast der Zeitreihen, da diese die für die Ermittlung des Netzausbaubedarfes relevantesten Größen der Zeitreihen darstellen.

<sup>6</sup> Die verwendeten Daten entstammen der Bilanzkreisabrechnung Strom, welche nicht öffentlich einsehbar ist

Abbildung 2-7 zeigt die Zeitreihe für die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge für einen Zeitraum von vier Wochen.



**Abbildung 2-7: Nachfragezeitreihe der Elektrofahrzeuge**

Die Zeitreihen von ÜNB und Gutachter weisen eine hohe Übereinstimmung auf. An den Wochenenden ist die Stromnachfrage in den Ergebnissen des Gutachters geringfügig höher, während unter der Woche der Ansatz der ÜNB zu größeren Lastspitzen führt. Die Unterschiede in den Zeitreihen von ÜNB und Gutachter liegen insgesamt jedoch innerhalb der in der Wissenschaft beobachteten Bandbreite bei der Modellierung des zukünftigen Nutzerverhaltens von Elektrofahrzeugen.

Tabelle 2-1 zeigt Energiemengen und Spitzenlast der Zeitreihen der anderen neuartigen Verbraucher.

**Tabelle 2-1: Spitzenlast und Energiemenge der Zeitreihen neuartiger Verbraucher**

Technologie	Spitzenlast		Energiemenge	
	ÜNB	Gutachter	ÜNB	Gutachter
Wärmepumpe	14,9 GW	14,4 GW	28,7 TWh	27,4 TWh
Power-to-Heat-Anlagen	13,9 GW	16,1 GW	13,7 TWh	19,7 TWh
Power-to-Methan-Anlagen	600 MW	600 MW	0,3 TWh	1,2 TWh
Power-to-Wasserstoff-Anlagen	2,4 GW	2,4 GW	7,8 TWh	7,8 TWh

Der Vergleich von Spitzenlast und Energiemengen der Zeitreihen neuartiger Verbraucher zeigt eine hohe Übereinstimmung bei Wärmepumpen und PtW-Anlagen. Ein signifikanter Unterschied besteht bei PtH-Anlagen, die beim Gutachter eine höhere Spitzenlast und eine deutlich höhere Benutzungszahl aufweisen. Die Ermittlung des Einsatzes der PtH-Anlagen durch die ÜNB erfolgt mittels der Opportunitätskosten der Wärmeerzeugung und resultiert in einer nicht dem Szenariorahmen entsprechenden Volllaststundenzahl. Der vom Gutachter entsprechend des Szenariorahmens parametrisierte Einsatz der PtH-Anlagen resultiert somit in einer höheren jährlichen Energiemenge und einer höheren Spitzenlast. Die von den ÜNB unterstellte Einsatzstrategie der PtM-Anlagen führt bei den als gering unterstellten Erdgaspreisen zudem zu einer im Vergleich zum Gutachter, aber auch zum Szenariorahmen, geringeren Benutzungszahl der PtM-Anlagen. Die beobachteten Abweichungen bei PtH-Anlagen sind netzausbaumindernd und entsprechen damit einem energiepolitischen Ziel, was im Ansatz des Gutachters keine Berücksichtigung fand. Die Abweichungen bei PtM-Anlagen sind im Umfang vernachlässigbar.

Der Gutachter erachtet die Zeitreihen der ÜNB für die Nachfrage neuartiger Verbraucher als belastbar.

### 2.3.2.3 Aggregierte Stromnachfrage

Tabelle 2-2 stellt die jährliche Stromnachfrage und die Jahreshöchstlast aller Verbraucher bei den ÜNB und beim Gutachter gegenüber. Die Abweichungen erweisen sich als geringfügig und bestätigen die Belastbarkeit der ÜNB-Ergebnisse.

**Tabelle 2-2: Jahreshöchstlast und jährliche Stromnachfrage**

	ÜNB	Gutachter
Jahreshöchstlast	100 GW	96,7 GW
Jährliche Stromnachfrage	576 TWh	573 TWh

### 3 Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der EE- Anlagen

---

Die Regionalisierung der EE-Anlagen und die anschließende Zeitreihenermittlung ihrer Einspeisung für die Szenarien des Netzentwicklungsplans nehmen maßgeblich Einfluss auf den Netzausbaubedarf. Relevant ist dabei insbesondere die Nord-Süd-Verteilung der Windenergieanlagen an Land. Regionale Verteilungen der EE-Anlagen unterhalb eines Übertragungsnetz-knotens haben vernachlässigbaren Einfluss auf den Netzausbaubedarf.

Für die Regionalisierung relevante Technologien sind Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen. Für Windenergieanlagen auf See werden konkrete Flächen über den Flächenentwicklungsplan vorgegeben, so dass sich eine Regionalisierung erübrigt. Biomasseanlagen, Laufwasserkraftwerke und andere EE-Anlagen weisen im Szenariorahmen einen geringen Zubau mit entsprechend geringem Einfluss auf den Übertragungsnetzausbaubedarf auf. Im Folgenden liegt daher der Fokus auf der Regionalisierung und Zeitreihenermittlung von Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen. Aufgrund des unterschiedlichen Förderrahmens ist bei der Regionalisierung von Photovoltaikanlagen zwischen Freiflächen- und Dachflächen-Photovoltaikanlagen zu unterscheiden.

Aufgabe des Gutachters ist es, Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB zur Regionalisierung der EE-Anlagen und Zeitreihenermittlung ihrer Einspeisung wie auch die damit erzielten Ergebnisse auf ihre Eignung für die Netzentwicklungsplanung zu überprüfen. Dazu werden zunächst in Abschnitt 3.1 die Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB zur Regionalisierung und Zeitreihenermittlung analysiert. In Abschnitt 3.2 werden die Modell- und Verfahrensansätze des Gutachters beschrieben, auf deren Basis die Ergebnisse der ÜNB zur Regionalisierung der EE-Anlagen und Zeitreihenermittlung ihrer Einspeisung in Abschnitt 3.3 durch Vergleich auf Belastbarkeit hin überprüft werden. Analog zum Vorgehen bei der Bewertung der Stromnachfrage werden bei diesem Vergleich Ergebnisse im Rahmen dieses Gutachtens exemplarisch für das Szenario C 2030 dargestellt. Auch hier zeigt eine Gegenüberstellung der Ergebnisse anderer Szenarien die gleichen Befunde, welche somit auf die anderen energiewirtschaftlichen Szenarien des NEP 2030 (2019) übertragbar sind.



### **3.1 Modell- und Verfahrensansätze im NEP2030 (2019) zur Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der EE-Anlagen**

#### **3.1.1 Regionalisierung der EE-Anlagen**

Ziel der Regionalisierung der EE-Anlagen ist es, die räumliche Verteilung zukünftig verbleibender EE-Altanlagen und erwarteter neuer EE-Anlagen zu ermitteln. Hierzu sind in Ausbau-Modellen die Treiber für die Standortwahl von EE-Anlagen zu berücksichtigen. Zu typischen Treibern der Standortwahl gehören Dargebot an Wind- bzw. Solarenergie, Flächenverfügbarkeiten, regulatorischer Förderrahmen, politische Zubauziele, gesellschaftliche Akzeptanz etc. Das Netzausbauggebiet zur Standortsteuerung gilt nur vorübergehend, so dass dieses bei unterstellten Nachholeffekten keine Berücksichtigung finden muss.

Die Regionalisierung der ÜNB wird durch einen Dienstleister – die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) – durchgeführt. Die Nachvollziehbarkeit der Modell- und Verfahrensansätze wird durch Hintergrundmaterial auf der Internetseite des Netzentwicklungsplans entscheidend verbessert [10]. Nachfolgend werden die Ansätze der FfE für Windenergieanlagen an Land, Freiflächen-Photovoltaikanlagen und Dachflächen-Photovoltaikanlagen dargestellt.

##### **3.1.1.1 Windenergieanlagen an Land**

Für Windenergieanlagen an Land werden im FfE-Ansatz zunächst Bestandsanlagen, bereits bekannte Neuanlagen und der Rückbau von Bestandsanlagen ermittelt und validiert. Als Eingangsdaten dienen das Anlagenregister, OpenStreetMaps, die Melderegister der BNetzA, Ausschreibungsergebnisse und Abfragen der BNetzA bei den Verteilnetzbetreibern zu bekannten Neuanlagen. Für den Rückbau von Bestandsanlagen wird eine Nutzungsdauer von 25 Jahren unterstellt.

Hieraus ergibt sich der sogenannte Kurzfriststützpunkt, der den absehbaren Anlagenbestand widerspiegeln soll. Hierauf basierend und unter Berücksichtigung des weiteren Rückbaus von Bestandsanlagen nach 25 Jahren Nutzungsdauer ergibt sich dann der heute bekannte Anlagenbestand in den Szenarien des Netzentwicklungsplans.

Die Regionalisierung beruht auf einem kleinräumig ermittelten Anlagenpotential. Dieses Anlagenpotential berücksichtigt Winddargebot, eine unter Berücksichtigung von Anlagenkennlinien und Volllaststunden abhängige Anlagenwahl, von Raumplanungsbehörden ausgewiesene Windeignungs- und Windvorranggebiete, Tabuflächen sowie harte und weiche Flächenrestriktionen, z.B. naturschutzrechtliche Festlegungen. Unter Berücksichtigung der Bestandsanlagen

ergibt sich daraus sogenannte Restpotenzial, welches sich auch auf Bundesländerebene aggregieren lässt.

Der erforderliche Anlagenzubau als Differenz zwischen Gesamtleistung im Szenariorahmen und bekannter Bestandsleistung wird anschließend proportional zum Restpotential regionalisiert. In diesem Regionalisierungsansatz wird zusätzlich ein Überschreiten der Zubauziele der Bundesländer im Umfang beschränkt. Über die Berücksichtigung der politischen Zubauziele werden politische Vorgaben und damit auch gesellschaftliche Interessen durch die FfE einbezogen.

Der Ansatz des Dienstleisters FfE zur Regionalisierung der Windenergieanlagen an Land berücksichtigt aus Sicht des Gutachters alle wesentlichen Treiber mit Einfluss auf die Standortwahl. Insgesamt bewertet der Gutachter das Vorgehen der ÜNB als nachvollziehbar und sachgerecht.

#### **3.1.1.2 Dachflächen-Photovoltaikanlagen**

In einem ersten Schritt wird der Anlagenbestand aufbereitet. Dies erfolgt analog zum Vorgehen bei Windenergieanlagen an Land. Für Dachflächen-Anlagen wird ein Solardachkataster zur Bestimmung des Anlagenpotentials einer Gemeinde genutzt, wobei unterschiedliche Gebäudetypen berücksichtigt werden. Für die Regionalisierung wird ein gemeindescharfer Zubau unter Berücksichtigung des Anlagenpotentials, des Anlagenbestands und unter Fortschreibung der historischen Anlagenentwicklung unterstellt.

Der Gutachter hält diesen Ansatz für nachvollziehbar und sachgerecht.

#### **3.1.1.3 Freiflächen-Photovoltaikanlagen**

In einem ersten Schritt wird der Anlagenbestand aufbereitet. Dies erfolgt analog zum Vorgehen bei Windenergieanlagen an Land. Der erforderliche Anlagenzubau als Differenz zwischen Gesamtleistung im Szenariorahmen und bekannter Bestandsleistung wird anschließend proportional zum historischen Zubau auf Bundesländer und innerhalb der Bundesländer proportional zu einem Freiflächenindex auf Gemeinden regionalisiert.

Der Freiflächenindex einer Gemeinde berücksichtigt verfügbare Freiflächen und das Ertragspotential. Die verfügbaren Freiflächen werden in Anlehnung an die Flächenkategorien des EEG bestimmt: Flächen entlang von Schienen und Autobahnen in einem Abstand von 110 m sowie benachteiligte Gebiete. Aufgrund einer schlechten öffentlichen Datenbasis vernachlässigt FfE Konversionsflächen.

Aus Sicht des Gutachters besteht eine mögliche Modellierungsungenauigkeit darin, dass Konversionsflächen vernachlässigt werden, obwohl relevante Kapazitäten an Freiflächen-Photovoltaikanlagen auf Konversionsflächen in historischen Ausschreibungsrunden festzustellen waren.

Eine weitere mögliche Modellierungsgenauigkeit besteht darin, dass der Anlagenzubau je Bundesland proportional zu historischen Ausschreibungsergebnissen erfolgt, obwohl in historischen Ausschreibungen noch keine benachteiligten Gebiete abgebildet sind.

Angesichts der mangelnden Datenlage bei Konversionsflächen und der unsicheren Entwicklung in der Nutzung benachteiligter Gebiete erachtet der Gutachter die Ansätze der ÜNB für nachvollziehbar und sachgerecht.

### **3.1.2 Zeitreihenermittlung der EE-Anlagen**

Für die Zeitreihenermittlung der Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen wird seitens der ÜNB ein räumlich aufgelöstes wetterdatenbasiertes Modell verwendet, welches aus gegebenen Zeitreihen der Wetterdaten auf Zeitreihen der Einspeisungen schließt. Die ÜNB nutzen hierfür ein im Ertrag durchschnittliches Wetterjahr.

In den so ermittelten Zeitreihen der Einspeisung ist noch die Spitzenkappung um bis zu 3% der Jahresenergie zu berücksichtigen. Die ÜNB nutzen den Ansatz der Verteilernetzstudie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BWMi) und unterstellen eine Spitzenkappung für Anlagen im Verteilnetz nur zu Zeiten niedriger Residuallast.

Die räumlich aufgelöste wetterdatenbasierte Zeitreihenbestimmung für die Einspeisung aus EE-Anlagen entspricht dem Stand der Wissenschaft; auch die Wahl des durchschnittlichen Wetterjahrs ist bei Netzplanungsfragen angemessen. Der Netzentwicklungsplan enthält aber keine detaillierte Beschreibung der Zeitreihenermittlung.

Nach Einschätzung des Gutachters erfasst der Ansatz der ÜNB zur Spitzenkappung die netzentlastenden Standorte und Zeitpunkte, auch wenn hierzu weniger als die zulässigen 3 % der Jahresenergie abgeregelt werden müssen. Das Vorgehen zur Spitzenkappung ist nachvollziehbar und sachgerecht.

## 3.2 Modell- und Verfahrensansätze des Gutachters zur Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der EE-Anlagen

### 3.2.1 Regionalisierung der EE-Anlagen

#### 3.2.1.1 Regionalisierung der Windenergieanlagen an Land

Der Ansatz des Gutachters ist in Bezug auf die Ermittlung der heute schon bekannten Bestandsanlagen ähnlich zu dem Ansatz der ÜNB. Abweichend zu den ÜNB unterstellt der Gutachter eine Nutzungsdauer der Bestandsanlagen von 22 Jahren.

Zur Regionalisierung der erforderlichen Neuanlagen verwendet der Gutachter ein Modell, in dem die als relevant ermittelten Treiber, unterschiedlich gewichtet, im Rahmen einer multikriteriellen Optimierung verarbeitet werden. Zu den Treibern zählen Wirtschaftlichkeit, Flächeneignung und gesellschaftliche Treiber sowie regulatorische Steuerungsinstrumente. Die Gewichtungsfaktoren werden mithilfe einer Parameterschätzung aus historischen Zubauentwicklungen bestimmt. Vorgelagerte Untersuchungen zeigen dabei, dass durch eine geeignete Parameterwahl eine gute Übereinstimmung mit dem historischen Bestand erreicht werden kann. Eine detaillierte Verfahrensbeschreibung ist im Anhang zu finden.

#### 3.2.1.2 Regionalisierung von Dachflächen-Photovoltaikanlagen

Ausgangspunkt der Regionalisierung ist zunächst die Ermittlung der Bestandsanlagen analog zum Vorgehen bei Windenergieanlagen.

Bei der anschließenden Regionalisierung der erforderlichen zusätzlichen Dachflächen-Photovoltaikanlagen werden sozioökonomische Treiber und ein typischer Zubauverlauf basierend auf Innovations- und Imitationseffekten je Gemeinde berücksichtigt. Zu den Treibern gehören gemeindescharf aufbereitete Volllaststunden, Einwohnerdichte, der Anteil von Ein- und Zweifamilienhäusern, Einkommen, Arbeitslosenquoten und Wähleranteile politischer Parteien. Die Zusammenhänge werden mithilfe eines neuronalen Netzes, welches anhand des historischen Zubaus und sozioökonomischen Größen trainiert wird, ausgewertet und gemeindescharf fortgeschrieben. Eine detaillierte Verfahrensbeschreibung ist im Anhang zu finden.

#### 3.2.1.3 Regionalisierung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen

Ausgangspunkt der Regionalisierung ist auch hier zunächst die Ermittlung der Bestandsanlagen analog zum Vorgehen bei Windenergieanlagen.

Die Regionalisierung für Freiflächen-Photovoltaikanlagen erfolgt mit einem ähnlichen Modell wie bei der Regionalisierung von Windenergieanlagen an Land. Ein relevanter Treiber bei Freiflächen-Photovoltaikanlagen stellt die Regulierung dar, die den Zubau nur auf Flächen fördert, die im EEG definiert sind. Diese Flächen werden explizit berücksichtigt, indem Geodaten und Potenzialflächen ausgewertet werden. Ein Vorteil des Modells ist, dass neue Potenzialflächen, wie beispielsweise benachteiligte Gebiete, berücksichtigt werden können. Eine detaillierte Verfahrensbeschreibung ist im Anhang zu finden.

### **3.2.2 Zeitreihenermittlung der EE-Anlagen**

Der Gutachter nutzt für die Zeitreihenermittlung der Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen ebenfalls ein räumlich aufgelöstes wetterdatenbasiertes Modell, welches aus gegebenen Zeitreihen der Wetterdaten auf Zeitreihen der Einspeisungen schließt. Die Spitzenkappung wird in der Zeitreihenermittlung nach dem Vorschlag des Szenariorahmens, den FNN-Spitzenkappungshinweisen [11], berücksichtigt. Eine detaillierte Verfahrensbeschreibung ist im Anhang zu finden.

## **3.3 Ergebnisvergleich**

Im Folgenden werden die Ergebnisse bei Regionalisierung und Zeitreihenermittlung der ÜNB mit denen des Gutachters verglichen, um die Belastbarkeit der ÜNB-Ergebnisse zu prüfen. Der Vergleich wird konkret für das Szenario C 2030 gezeigt; die anderen Szenarien führen zu vergleichbaren Erkenntnissen und werden daher nicht dargestellt.

### **3.3.1 Regionalisierung der EE-Anlagen**

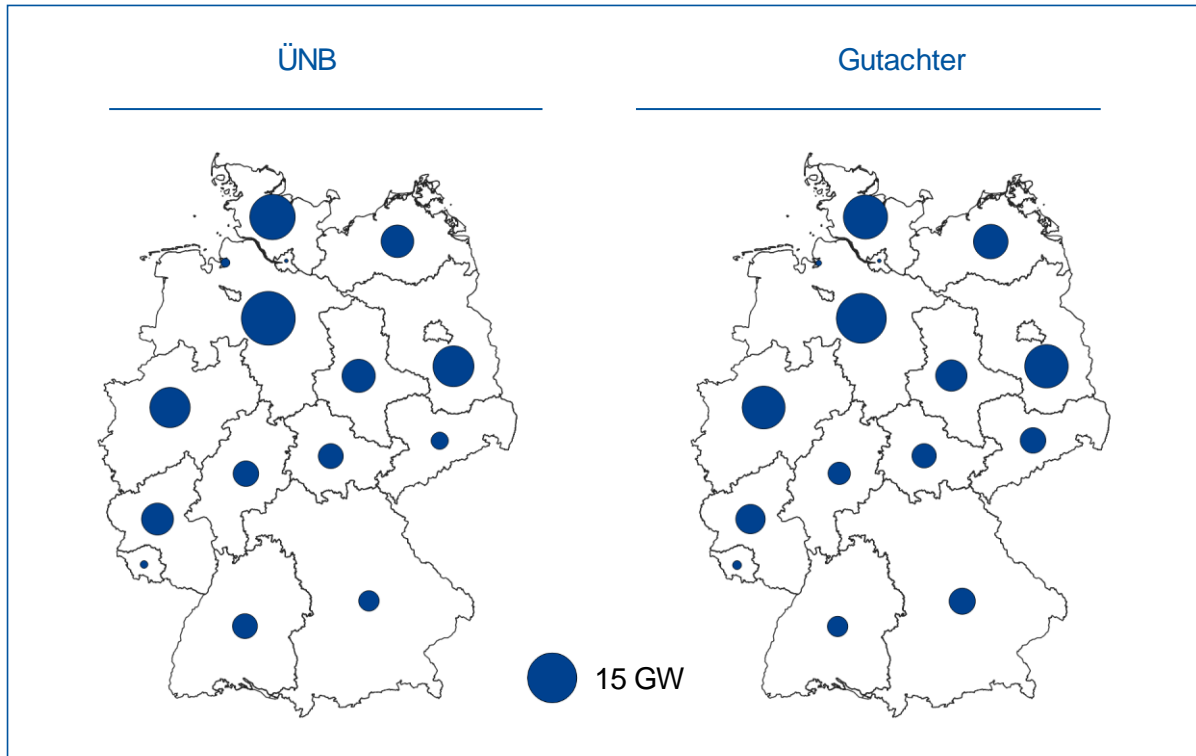
Ein Vergleich der Ergebnisse der Regionalisierung erfolgt in aggregierter Form je Bundesland.

#### **3.3.1.1 Regionalisierung der Windenergieanlagen**

Abbildung 3-1 zeigt die Ergebnisse der regionalen Verteilung von Windenergieanlagen an Land der ÜNB und des Gutachters für das Szenario C 2030 je Bundesland.

Es ist eine gute Übereinstimmung in den installierten Leistungen der Windenergieanlagen je Bundesland zwischen ÜNB und Gutachter zu erkennen. Die beobachteten Unterschiede sind gering: Die ÜNB ermitteln in Niedersachsen 10 % weniger, in Schleswig-Holstein 7 % mehr als der Gutachter. Die Unterschiede liegen in den unterschiedlichen Modellansätzen begründet, die

z.B. Akzeptanz oder Repowering unterschiedlich handhaben. Die Abweichungen liegen innerhalb der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der regionalen Verteilung der Windenergieanlagen. Der Gutachter erachtet die Regionalisierung der ÜNB als belastbar.

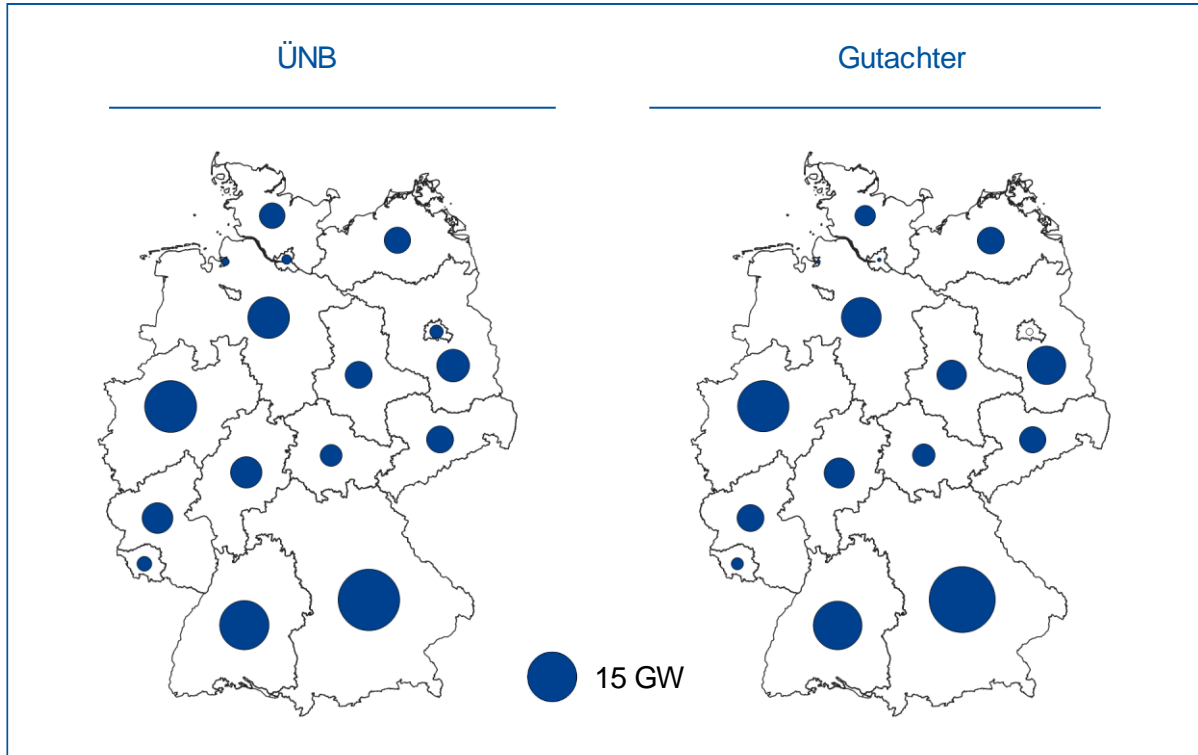


**Abbildung 3-1: Regionale Verteilung der Windenergieanlagen an Land**

### 3.3.1.2 Regionalisierung der Photovoltaikanlagen

Abbildung 3-1 zeigt die regionale Verteilung von Photovoltaikanlagen für das Szenario C 2030, die durch die ÜNB und den Gutachter ermittelt wurden.

Auch hier zeigen sich grundsätzlich vergleichbare Ergebnisse von ÜNB und Gutachter bei der Regionalisierung. In einzelnen Bundesländern sind leichte Unterschiede zu erkennen, die im Vergleich zu den Windenergieanlagen etwas höher ausfallen. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass Freiflächenanlagen auf benachteiligten Gebieten bei Gutachter und ÜNB unterschiedlich gehandhabt werden und die verfügbaren Datengrundlagen. Der Gutachter erachtet daher die Regionalisierung der ÜNB als belastbar.



**Abbildung 3-2: Regionale Verteilung der Photovoltaikanlagen**

### 3.3.2 Zeitreihen der EE-Anlagen

Der Vergleich der Zeitreihen von ÜNB und Gutachter erfolgt anhand ihrer Jahresdauerlinien und Jahresenergie sowie der Leistungs- und Energiereduktion durch Spitzenkappung.

Abbildung 3-3 zeigt die Jahresdauerlinie der Einspeisung aus Windenergieanlagen für das Szenario C 2030. Die Jahresdauerlinien sind im Verlauf sehr ähnlich. Die ÜNB ermitteln in ihren Zeitreihen etwas höhere Einspeisespitzen als der Gutachter.

Abbildung 3-4 zeigt in analoger Weise die Jahresdauerlinie der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen. Auch hier sind die Verläufe ähnlich. Die Dauerlinie des Gutachters fällt etwas steiler aus als die Dauerlinie der ÜNB. Die Spitzeneinspeisung liegt auf vergleichbarem Niveau.

Tabelle 3-1 vergleicht die Jahresenergiemenge und Spitzeneinspeisung der Zeitreihen sowie die abgeregelte Jahresenergiemenge der Spitzenkappung. Die Abweichungen liegen bis auf zwei Ausnahmen unterhalb von 2%: Der Gutachter unterstellt eine umfangreiche Spitzenkappung, eine niedrigere Spitzeneinspeisung ( $\approx -4\%$ ) bei Windenergieanlagen an Land sowie eine niedrigere Spitzeneinspeisung ( $\approx -8\%$ ) bei Windenergieanlagen auf See.

Die Abweichungen lassen sich mit Unterschieden in Wetterdaten, Anlagenkennlinien, Modellkalibrierungen, Annahmen zum Repowering und Ansätzen zur Spitzenkappung erklären. Daher

sind die Abweichungen nachvollziehbar. Der Gutachter erachtet die ermittelten Zeitreihen der ÜNB für belastbar.

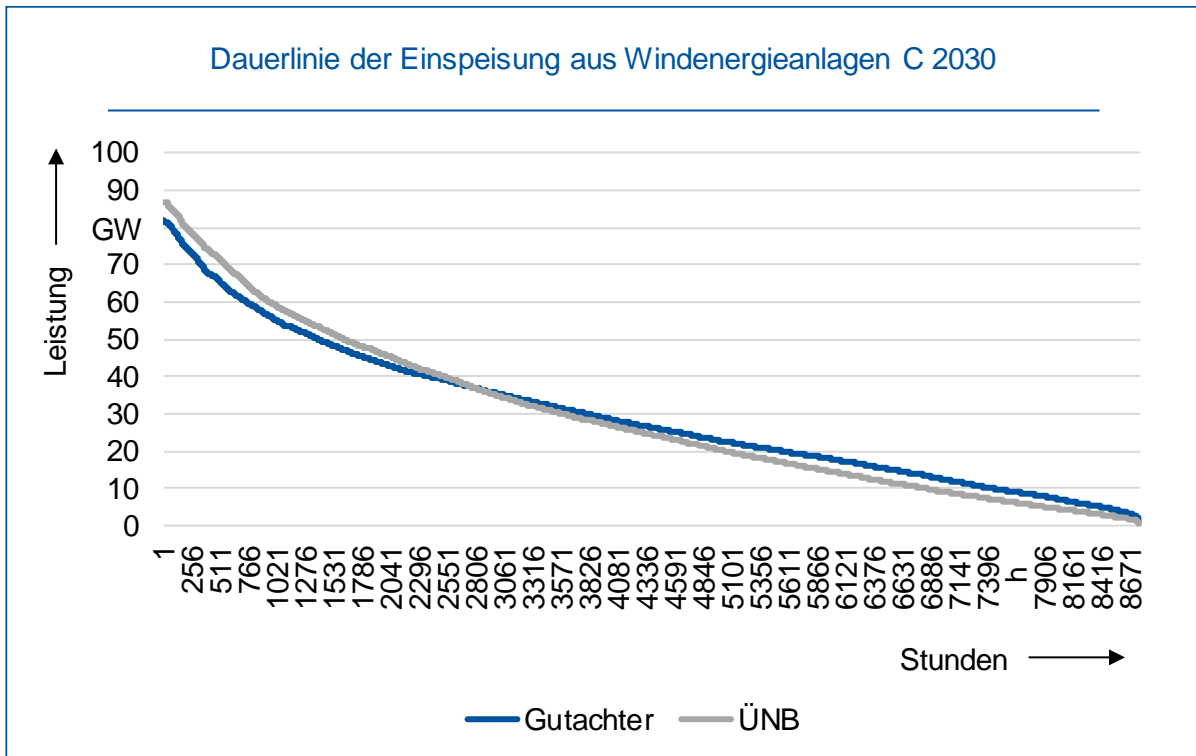


Abbildung 3-3: Jahresdauerlinien der Zeitreihen der Windenergieanlagen an Land und auf See

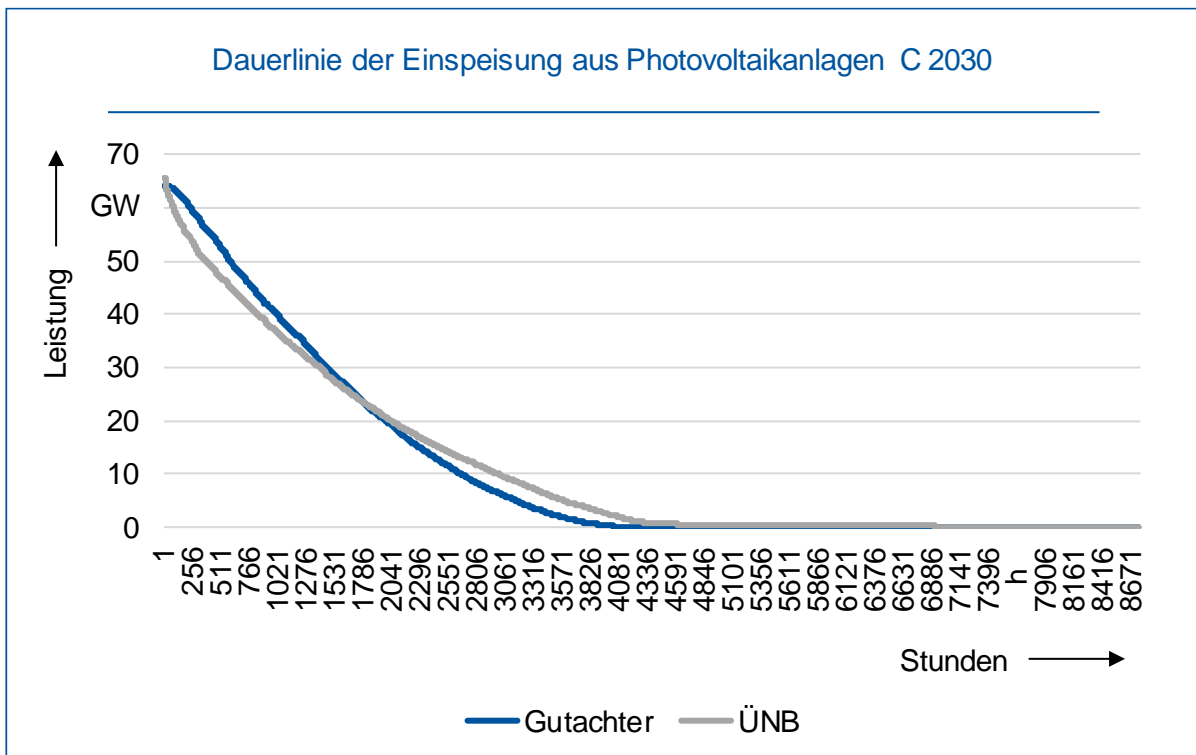


Abbildung 3-4: Ergebnisse der Einspeisesimulation für Photovoltaikanlagen als Dauerlinie



**Tabelle 3-1: Berechnete Jahresenergiemenge der Einspeisung und Spitzenkappung für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen im Szenario C 2030**

		Gutachter	ÜNB
Jahres- energie- menge der Einspeisung	Windenergieanlagen an Land und auf See	261,7 TWh/a	256,8 TWh/a
	Photovoltaikanlagen	97,5 TWh/a	99,1 TWh/a
Spitzen- kappung	Windenergieanlagen an Land und auf See	3 % der Jahresenergiemenge	1,7 % der Jahresenergiemenge
	Photovoltaikanlagen	3 % der Jahresenergiemenge	1,1 % der Jahresenergiemenge
Spitzen- einspeisung	Windenergieanlagen an Land und auf See	80,0 %	84,5 %
	Photovoltaikanlagen	61,4 % P <sub>N</sub>	62,6 % P <sub>N</sub>

## 4 Marktanalysen

---

### 4.1 Methodendiskussion zur Marktmodellierung im NEP 2030 (2019)

Nachfolgend wird der methodische Ansatz zur Simulation des Kraftwerkseinsatzes mithilfe einer europäischen Marktsimulation dargestellt. Dazu erfolgt wie zuvor zunächst eine Einordnung des Vorgehens der ÜNB. Eine Neuerung des diesjährigen Netzentwicklungsplans ist die erstmalige Berücksichtigung einer flussbasierten Marktkopplung (FBMC). Ein Fokus des Begleitungsprozesses des Gutachters und damit auch dieses Gutachtens lag daher auf der Bewertung dieses Ansatzes. Daher erfolgt in Abschnitt 4.1.2 eine detaillierte Analyse des Ansatzes der ÜNB zur Berücksichtigung des FBMC.

Im Anschluss wird in Abschnitt 4.2 ergänzend das Vorgehen des Gutachters dargestellt, bevor abschließend in Abschnitt 4.3 ein Vergleich der Simulationsergebnisse von den ÜNB und dem Gutachter erfolgt.

#### 4.1.1 Einordnung der Marktsimulation im NEP 2030 (2019)

Im Rahmen der durchgeführten Marktsimulation wird der kostenminimale Einsatz des europäischen Kraftwerks- und Speicherparks bestimmt, welcher als Eingangsdaten für die nachgelagerten Netzanalysen dient.

Für die Parametrierung des verwendeten Marktsimulationsverfahrens wird von den Übertragungsnetzbetreibern unter anderem die dem Szenariorahmen angehängte Kraftwerkliste verwendet. Für die Abbildung des Auslandes werden die Erzeugungskapazitäten des Szenarios „Sustainable Transition“ für 2030 aus dem Ten-Year Network Development Plan 2018 verwendet. Aus Sicht des Gutachters wäre es praxisnäher, die Erzeugungskapazitäten im Ausland auch dem entsprechenden Szenarienjahr anzupassen. Zudem existiert für die Modellierung ausländischer thermischer Kraftwerke keine öffentliche Kraftwerkliste, sodass die Daten zum Kraftwerksbestand nicht auf einer einheitlichen Datenbasis beruhen.

Die Übertragungsnetzbetreiber verwenden zur Marktsimulation bereits seit dem NEP 2024 (2014) das von der Pöyry Management Consulting entwickelte Marktmodell BID3. Dieses Modell minimiert die variablen Stromerzeugungskosten im gesamten Betrachtungsbereich unter Einhaltung unterschiedlicher Nebenbedingungen. Dazu zählen

technische Randbedingungen thermischer Kraftwerke und Speicher, CO<sub>2</sub>-Restriktionen der Stromerzeugung, Austauschkapazitäten zwischen Marktgebieten, die Vorhaltung von Regelleistung sowie Must-Run Vorgaben.

Das verwendete Marktmodell nimmt unterschiedliche Vereinfachungen vor. So werden ganzzahlige Einschaltentscheidungen thermischer Kraftwerke in Deutschland sowie dessen Anrainern vollständig, in den anderen Ländern des Betrachtungsbereiches jedoch vereinfachend linear abgebildet. Zudem kommen bei der Modellierung des Kraftwerkseinsatzes, einzelne Wirkungsgrade für den Teillast- oder Volllastbetrieb zum Einsatz, welche den nichtlinearen Brennstoffverbrauch vereinfachend abbilden.

Unklar bleibt zudem, in welchem Detailgrad eine Modellierung hydraulischer Kraftwerke vorgenommen wird. Hier wäre aus Sicht des Gutachters insbesondere eine detaillierte Beschreibung der Abbildung möglicher Abhängigkeiten und Kopplungen hydraulischer Gruppen, welche sich beispielsweise durch die Vernetzungen von Speicherbecken ergeben können, wünschenswert.

#### 4.1.2 Flow Based Market Coupling

Im Szenariorahmen werden die ÜNB erstmalig dazu aufgefordert, die flussbasierte Kapazitätsberechnungsmethode zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten abzubilden und innerhalb der Marktsimulation zu berücksichtigen [2]. Die flussbasierte Kapazitätsberechnungsmethode dient der Vorgabe von verfügbaren Übertragungskapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel und setzt sich im Wesentlichen aus drei Bestandteilen zusammen:

- Leistungsflusssensitivitäten für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel (Zonale Power Transfer Distribution Factor –  $PTDF_z$ )
- Verfügbare Übertragungskapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel (Remaining Available Margin – RAM)
- Auswahl kritischer Netzelemente

Das von den ÜNB für Deutschland und die Anrainerstaaten verwendete flussbasierte Kapazitätsmodell wird im Folgenden für die drei genannten Bestandteile diskutiert. Bei der Modellierung der Bestandteile des flussbasierten Kapazitätsmodells sollen die ÜNB nach Vorgabe des Szenariorahmens die Zielsetzungen des „Clean Energy Package“ berücksichtigen [2]. Es ist anzumerken, dass zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens ein vorläufiger Entwurf des „Clean Energy Package“ existierte, welcher in

Bezug auf die Vorgaben zur flussbasierten Kapazitätsberechnung teilweise von der im Juni 2019 verabschiedeten, finalen Fassung des „Clean Energy Package“ abweicht [1].

Diesem Umstand wird in der folgenden Methodendiskussion zur Modellierung flussbasierter Kapazitätsberechnung Rechnung getragen, indem das Vorgehen der ÜNB zunächst den Vorgaben des Szenariorahmens und des „Clean Energy Package“ zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens gegenübergestellt wird. Sofern sich durch die finale Fassung des „Clean Energy Package“ eine Aktualisierung der Vorgaben zur Modellierung flussbasierter Kapazitätsberechnung ergeben hat, wird diese aufgezeigt und als Modellierungsmaßstab für zukünftige NEP empfohlen.

#### 4.1.2.1 Zonale Power Transfer Distribution Factor – $PTDF_z$

Zonale Power Transfer Distribution Factor ( $PTDF_z$ ) beschreiben im flussbasierten Kapazitätsmodell Wirkleistungsflussänderungen auf einem Netzelement durch Veränderungen im gebotszonenübergreifenden Stromhandel.

Damit sind die  $PTDF_z$  unter anderem vom Beitrag einzelner Kraftwerke zum gebotszonenübergreifenden Stromhandel abhängig. Generation Shift Key (GSK) sollen die anteilige Leistungsänderung einzelner Kraftwerke an der Änderung der Nettoposition einer Gebotszone abbilden. Damit müssen die GSK einerseits widerspiegeln, welche Kraftwerke voraussichtlich zum gebotszonenübergreifenden Stromhandel beitragen. Andererseits soll bei der Bestimmung des GSK-Werts berücksichtigt werden, in welchem Umfang einzelne Kraftwerke zum gebotszonenübergreifenden Stromhandel beitragen.

Die ÜNB bestimmen die GSK für Deutschland in Abhängigkeit der stündlichen Residuallast. Dabei unterscheiden die ÜNB zwischen GSK für Schwach-, Mittel-, und Starklastsituationen. Für die Gebotszonen des Auslands berücksichtigen die ÜNB vereinfachend alle regelbaren Kraftwerke im GSK. [12]

Für die deutsche Gebotszone erfüllen die ÜNB somit die Vorgabe des Szenariorahmens einer stündlichen Neubestimmung von GSK. Die Vorgehensweise zur Berechnung des GSK-Wertes einzelner Kraftwerke ist dem NEP nicht zu entnehmen. Da im Ausland alle regelbaren Kraftwerke im GSK berücksichtigt werden, ist ohne die Angabe einer Methode zur Berechnung der GSK-Werte nicht zu prüfen, ob auch für die Gebotszonen im Ausland eine stündliche Neubestimmung der GSK erfolgt. Vor diesem Hintergrund ist in zukünftigen NEP eine detailliertere Beschreibung des Vorgehens zur Berechnung der GSK-Werte wünschenswert. [8, 2]

Abgesehen von dem Beitrag einzelner Kraftwerke zum gebotszonenübergreifenden Stromhandel (GSK) wirken sich ebenfalls die durch eine knotenscharfe Einspeisungsänderung

beispielsweise eines Kraftwerks hervorgerufenen Leistungsflussänderungen (Nodale Power Transfer Distribution Factor -  $PTDF_n$ ) auf die  $PTDF_z$  aus. Die sachgemäße Bestimmung der  $PTDF_n$  ist insbesondere von der Netztopologie abhängig. Die ÜNB leiten die  $PTDF_n$  auf Basis des im Szenariorahmen vorgeschriebenen Netzmodells ab, sodass das Vorgehen der ÜNB als nachvollziehbar und sachgerecht eingestuft werden kann.

Schließlich soll im Rahmen der flussbasierten Kapazitätsberechnung das (n-1)-Kriterium zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs Anwendung finden, welches die Abbildung von kritischen Ausfallsituationen notwendig macht [2]. Die ÜNB berücksichtigen das (n-1)-Kriterium bei der Ermittlung der  $PTDF_n$ , indem für jedes Netzelement die Leistungsflusssensitivität bei dem für das jeweilige Netzelement kritischsten Ausfall bestimmt wird. Folglich erfüllen die ÜNB die Vorgabe des Szenariorahmens und bilden das (n-1)-Kriterium nachvollziehbar und sachgerecht ab. [8, 2]

#### 4.1.2.2 Remaining Available Margin – RAM

Die Remaining Available Margin (RAM) entspricht der für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel verfügbaren Übertragungskapazität auf einem Netzelement und berechnet sich im Wesentlichen gemäß Formel (4.1), wobei  $F_{max}$  die maximale Übertragungskapazität des Netzelements,  $F_0$  den aus gebotszoneninternem Stromhandel resultierenden Leistungsfluss und  $F_{Sicherheit}$  eine Sicherheitsmarge darstellt.

$$RAM = F_{max} - F_0 - F_{Sicherheit} \quad (4.1)$$

Zudem ergibt sich aus dem „Clean Energy Package“ eine sog. minRAM-Vorgabe, welche die für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel mindestens bereitzustellende Übertragungskapazität definiert und eine Diskriminierung des gebotszonenübergreifenden Stromhandels gegenüber dem gebotszoneninternen Stromhandel verhindern soll. [1]

Die ÜNB wenden die minRAM-Vorgabe nicht als Mindestvorgabe, sondern als pauschale Festlegung der verfügbaren Übertragungskapazität (RAM) an. Dabei gehen die ÜNB auf allen Drehstromleitungen von einem Wert von 75 % aus, welcher zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens im „Clean Energy Package“ vorgeschlagen und ebenfalls in den Szenariorahmen aufgenommen wurde. Dagegen ergibt sich in der finalen Fassung des „Clean Energy Package“ ein angepasster Wert von 70 % [13]. Für Gleichstromleitungen unterstellen die ÜNB aufgrund der Möglichkeit zur Leistungsflusssteuerung eine verfügbare Übertragungskapazität von 100 %. [12]

Vor diesem Hintergrund erfüllen die ÜNB weitestgehend die Anforderungen des Szenariorahmens. Einzig die Möglichkeit, in Situationen mit geringen Leistungsflüssen aus

gebotszoneninternem Stromhandel höhere verfügbare Übertragungskapazitäten als 75 % bereitzustellen, bleibt beim Vorgehen der ÜNB unberücksichtigt. Demgegenüber steht die Berücksichtigung der minRAM-Vorgabe von 75 % durch die ÜNB im Vergleich zur minRAM-Vorgabe der finalen Fassung des „Clean Energy Package“ von 70 %. Somit ist von einer teilweisen Kompensation der gegenläufigen Effekte einer Überschätzung der minRAM-Vorgabe und der Anwendung der minRAM-Vorgabe als pauschale verfügbare Übertragungskapazität auszugehen. Insgesamt kann das Vorgehen der ÜNB zu Abbildung der RAM somit als nachvollziehbar und sachgerecht eingestuft werden.

#### **4.1.2.3 Auswahl kritischer Netzelemente**

Die Auswahl kritischer Netzelemente umfasst Netzelemente, für die bei der flussbasierten Kapazitätsberechnung begrenzte Übertragungskapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel abgebildet werden. Maßgeblich für die Auswahl von Netzelementen ist deswegen, wie stark die Leistungsflüsse auf den Netzelementen vom gebotszonenübergreifenden Stromhandel beeinflusst werden. Für Kuppelleitungen kann grundsätzlich von einer hohen Abhängigkeit der Leistungsflüsse vom gebotszonenübergreifenden Stromhandel ausgegangen werden.

Die ÜNB berücksichtigen bei der flussbasierten Kapazitätsberechnung ausschließlich Kuppelleitungen und erfüllen somit die Vorgaben des Szenariorahmens, weshalb das Vorgehen der ÜNB zur Auswahl der kritischen Netzelemente als nachvollziehbar und sachgerecht eingestuft werden kann. Da in der finalen Fassung des „Clean Energy Package“ jedoch auch die Berücksichtigung von gebotszoneninternen Netzelementen eingeräumt wird, kann sich für die ÜNB in zukünftigen NEP ggf. ein Anpassungsbedarf hinsichtlich der Methode zur Auswahl kritischer Netzelemente ergeben. [12]

## **4.2 Marktanalysen des Gutachters**

### **4.2.1 Marktmodellierung des Gutachters**

Für die Durchführung der Marktsimulationen im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit kommt ein vom Gutachter entwickeltes und erprobtes Marktsimulationsverfahren zum Einsatz. Dieses wurde auf Basis der Vorgaben des Szenariorahmens parametrisiert. Die Eingangsdaten umfassen unter anderem die installierten Leistungen thermischer Kraftwerke auf Basis der veröffentlichten Kraftwerksliste, die installierte Leistung und Volllaststunden erneuerbarer Energieanlagen, Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preise sowie die Höhe der Austauschkapazitäten. Die

Bestimmung der stündlichen Zeitreihen der Erzeugung aus Kraftwerkwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Ableitung von Must-Run Bedingungen erfolgt vorgelagert. Für die Modellierung des Auslandes werden, gemäß Szenariorahmen, die Erzeugungskapazitäten des Szenarios „Sustainable Transition“ aus dem Ten-Year Network Development Plan 2018 verwendet. Die räumliche Zuordnung der ausländischen Erzeugungseinheiten erfolgt auf Basis öffentlich zugänglicher Daten.

Das vom Gutachter entwickelte und verwendete Simulationsverfahren bedient sich methodisch eines mehrstufigen Ansatzes und bestimmt den europäischen, kostenminimalen Kraftwerkseinsatz mithilfe mathematischer Optimierungsverfahren. Es wird im Folgenden kurz und im Anhang 7.4 detaillierter vorgestellt.

Zur Ermittlung einer Startlösung wird mithilfe einer linearen Programmierung der optimale Austausch zwischen den Marktgebieten ermittelt. Bei der anschließenden Bestimmung der optimalen ganzzahligen Einschaltentscheidungen je Kraftwerksblock und Zeitintervall wird die gefundene Startlösung berücksichtigt. Dafür kommt ein Dekompositionsansatz auf Basis einer Lagrange-Dekomposition und -Relaxation zum Einsatz, welcher das Gesamtproblem in kleinere Teilprobleme zerlegt. Die systemkoppelnden Nebenbedingungen wie Nachfrage- und Reservedeckung werden mithilfe von Lagrange-Multiplikatoren koordiniert. Mit der Übernahme der ermittelten Ganzzahligkeitsentscheidungen wird in einem weiteren Verfahrensschritt das Restproblem der grenzüberschreitenden Lastaufteilung erneut gelöst.

Als wesentliche Ergebnisse des Modells werden der systemweite und kostenminimale Kraftwerkseinsatz, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung, der grenzüberschreitende Energieaustausch sowie die grenzkostenbasierten Marktpreise für Fahrplanenergie für jedes Marktgebiet bestimmt.

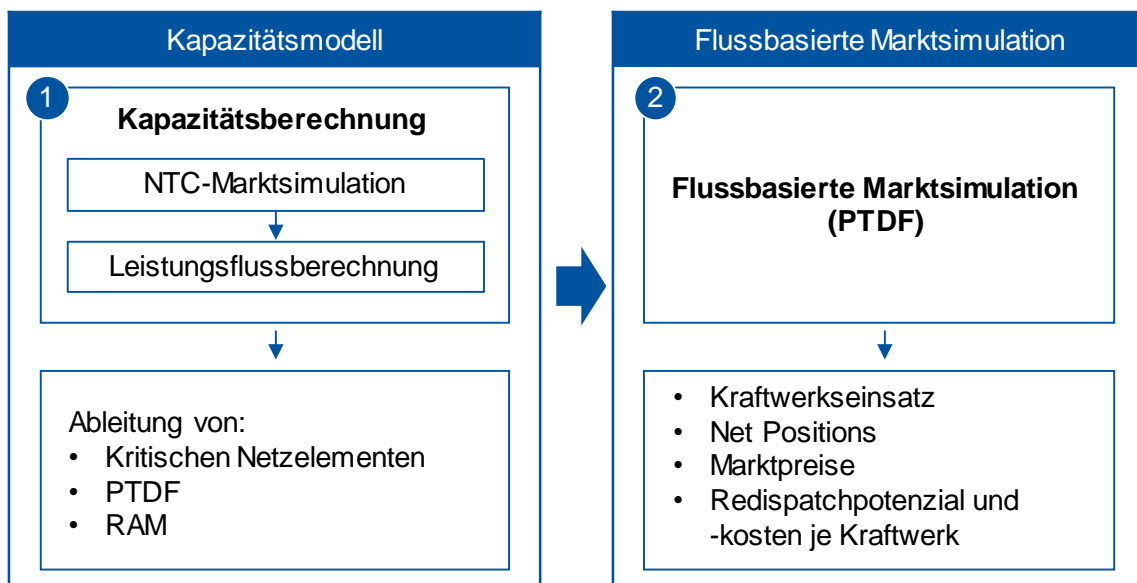
Der Austausch zwischen Marktgebieten wird durch den Gutachter über zwei unterschiedliche Ansätze abgebildet. Für betroffene Grenzen werden Handelskapazitäten, die für den Austausch zwischen Marktgebieten zur Verfügung stehen, auch durch den Gutachter analog zu den ÜNB durch eine flussbasierte Kapazitätsberechnung ermittelt. Marktgebiete, die auch in Zukunft weiterhin über einen NTC<sup>7</sup> gekoppelt werden, werden weiterhin mit einer Abbildung des NTC berücksichtigt. Das Vorgehen des Gutachters zur Ermittlung der flussbasierten Handelskapazitäten wird separat im nachfolgenden Abschnitt beschrieben.

---

<sup>7</sup> Net Transfer Capacity

## 4.2.2 Berücksichtigung der flussbasierten Kapazitätsberechnung

Das flussbasierte Kapazitätsmodell dient der Beschränkung des gebotszonenübergreifenden Stromhandels (vgl. Abschnitt 4.1.2) und wird entsprechend in dem in Abschnitt 4.2.1 vorgestellten Marktsimulationsverfahren berücksichtigt. Abbildung 4-1 verdeutlicht die Verfahrensabfolge der flussbasierten Kapazitätsberechnung und der flussbasierten Marktsimulation. Dabei stellt die flussbasierte Kapazitätsberechnung eine der Marktsimulation vorgelagerte Verfahrensstufe dar, die der Generierung des flussbasierten Kapazitätsmodells dient.



**Abbildung 4-1: Verfahrensabfolge der flussbasierten Kapazitätsberechnung und Marktsimulation**

Das flussbasierte Kapazitätsmodell setzt sich im Wesentlichen aus den drei in Kapitel 4.1.2 definierten Bestandteilen zusammen. Zur Ermittlung der drei Bestandteile verwendet der Gutachter einen mehrstufigen Verfahrensansatz, welcher detailliert im Anhang (Kapitel 7.5) beschrieben wird. Dabei ermöglicht der Verfahrensansatz ebenfalls die Abbildung der Vorgaben zur flussbasierten Kapazitätsberechnung des „Clean Energy Package“.

Der wesentliche Modellierungsunterschied zwischen dem Ansatz der ÜNB und dem Ansatz des Gutachters besteht in der Bestimmung der verfügbaren Übertragungskapazität (RAM). Im Verfahren des Gutachters erfolgt eine explizite Berechnung der RAM unter Berücksichtigung einer Sicherheitsmarge und der aus gebotszoneninternem Stromhandel resultierenden Leistungsflüsse. Unterschreitet die berechnete RAM die minRAM-Vorgabe aus dem „Clean Energy Package“, wird die RAM erhöht, sodass die minRAM-Vorgabe erfüllt wird. In Abstimmung mit der BNetzA und in Anlehnung an die finale Fassung des „Clean Energy Package“ wird im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit eine minRAM-Vorgabe von 70 % verwendet.



### 4.3 Ergebnisse der Marktanalysen für das Szenario C 2030

Im Rahmen der gutachterlichen Begleitung des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) werden vom Gutachter flussbasierte Marktsimulationen für die betrachteten Szenarien unter Anwendung des in Abschnitt 4.2 vorgestellten Verfahrens durchgeführt. Zur Berücksichtigung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung wurde der Netzausbauzustand BBP+ unterstellt. Dieser umfasst neben den Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes die bestätigten und bis zum Zieljahr umgesetzten Maßnahmen des NEP 2030 (2017), sowie die laut Szenariorahmen als berücksichtigungsfähig eingestuft Interkonnektoren.

#### 4.3.1 Szenario C 2030

Das Szenario C 2030 ist durch die hohe Verbreitung sektorenkoppelnder Anlagen sowie dezentrale Strukturen charakterisiert. Folglich verfügt das Szenario, im direkten Vergleich mit den Szenarien B 2030 und A 2030, über die höchste installierte EE-Leistung sowie den kleinsten thermischen Kraftwerkspark. Die deutlich reduzierten Kohlekraftwerkskapazitäten, in Höhe von 9 GW Braunkohle- sowie 8 GW Steinkohlekraftwerken, sind dabei konsistent zu den Beschlüssen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ [3].

Eine hohe Durchdringung mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen führt zum höchsten prognostizierten Stromverbrauch in den Szenarien. Gleichzeitig steht durch Batteriespeicher, PtG- und PtH-Anlagen sowie DSM-Prozesse ein hohes Maß an Flexibilität zur Verfügung. Ergänzt wird dies durch die Annahme einer vollständigen Flexibilisierung thermischer Kraftwerke, sodass keine wärmebasierten Zwangseinsätze berücksichtigt werden.

#### 4.3.2 Energiebilanz in Deutschland

Der Vergleich der Marktsimulationsergebnisse erfolgt zunächst anhand einer Energiebilanz, welche in Abbildung 4-2 dargestellt ist. Die ermittelten Energiemengen zeigen grundsätzlich sehr gute Übereinstimmungen. So beträgt die Abweichungen bei den marktbasierend bestimmten Einsätzen der Braun- und Steinkohlekraftwerke weniger als 3 TWh/a.

Die auftretenden Abweichungen im Bereich der Erzeugung aus Erdgas und Abfall können durch eine unterschiedliche Zuordnung von Anlagen zur Zeitreihe der Kleinanlagen erklärt werden. Gleichzeitig existieren Unterschiede in der Zuordnung einzelner Energiemengen beispielweise im Bereich der Wasserkraft, wo unterschiedliche Zuordnungen zu den Technologien Speicher- und Laufwasser vorgenommen wurden. Zudem zeigen sich Abweichungen im Bereich

nachfrageseitiger Flexibilität, was im geringeren, durch die Übertragungsnetzbetreiber bestimmten Einsatz der vorhandenen Flexibilitätsoptionen begründet ist.

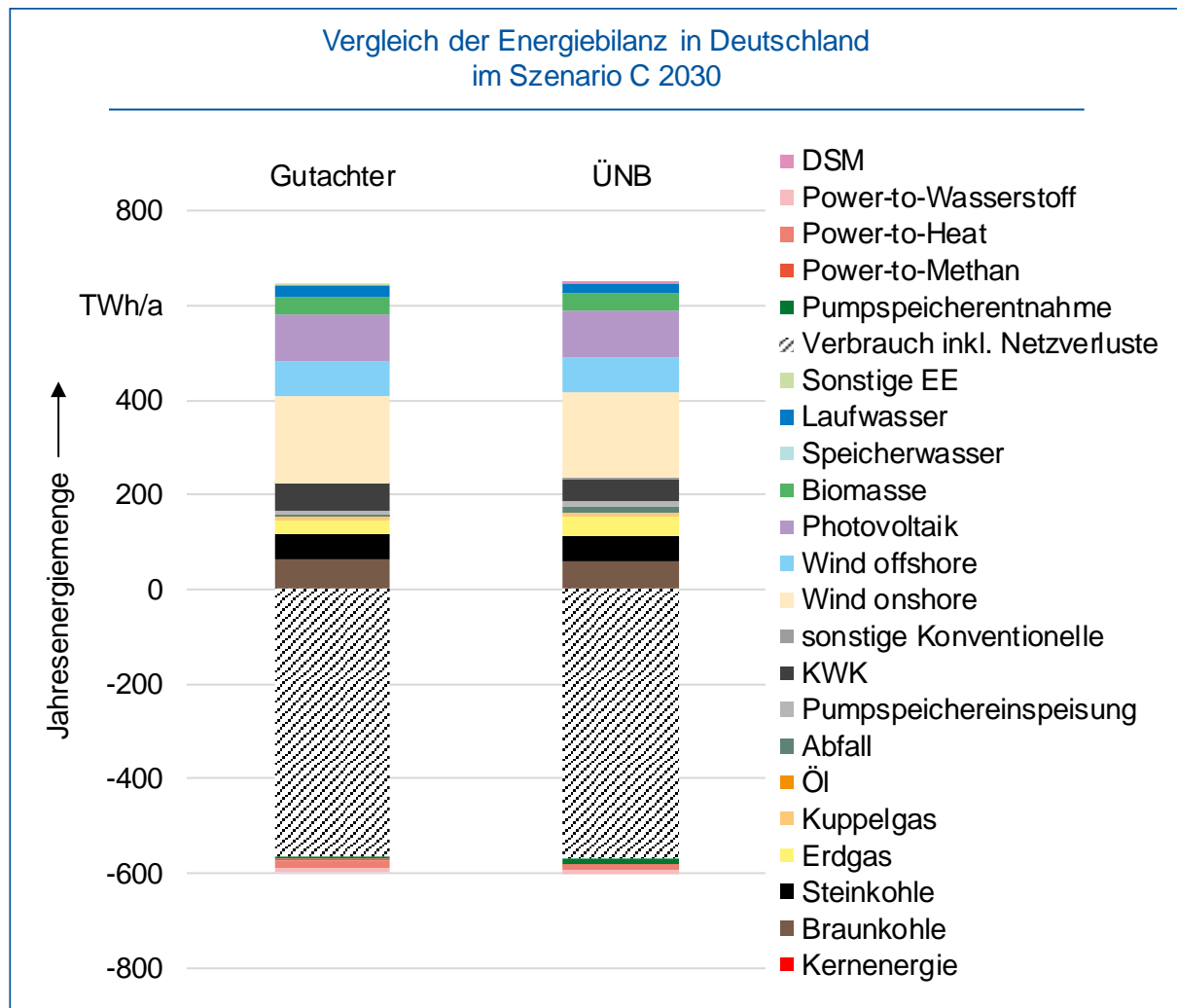


Abbildung 4-2: Vergleich der Energiebilanz in Deutschland im Szenario C 2030

### 4.3.3 Handelsbilanzen

Abbildung 4-3 zeigt den Vergleich der Handelsbilanzen<sup>8</sup> ausgewählter europäischer Länder, welche die grundsätzlichen Wirkmechanismen des europäischen Stromhandels verdeutlichen. Dabei stimmen die grundsätzlichen Trends überein.

Demnach zeichnen sich Italien und Belgien durch einen hohen Importbedarf aus. Als Stromlieferanten dienen hierbei in Situationen hoher erneuerbarer Überschüsse Deutschland und Frankreich, sowie die hydraulischen Kraftwerke der skandinavischen Länder. Dies begründet ein erhöhtes Transporterfordernis in Richtung Süden sowie nach Belgien.

<sup>8</sup> Saldo aus Importen und Exporten. Positive Handelsbilanzen bedeuten einen Netto-Export.

Unterschiede in den bestimmten Handelssalden der umliegenden Gebotszonen können mit Unterschieden in der Modellierung begründet werden, welche Einfluss auf das Ergebnis nehmen. So wirken im Zuge des FBMC, unterschiedliche Leitungen begrenzend für den Austausch zwischen den Gebotszonen. Zudem bleibt unklar, ob in der Ergebnisdarstellung der Übertragungsnetzbetreiber eine vollständige Summierung der Marktgebiete in Norwegen respektive Schweden vorgenommen wird oder die Einteilung auf Basis des Ten-Year Network Development Plan 2018 Anwendung findet.

Die im Netzentwicklungsplan veröffentlichten Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber beschränken sich zudem ausschließlich auf die direkten elektrischen Nachbarländer sowie Italien und liegen nur dem Gutachter vor. Eine Angabe der Handelsbilanzen weiterer Länder wäre wünschenswert, sodass großflächig auftretende Wechselwirkungen interpretiert werden können.

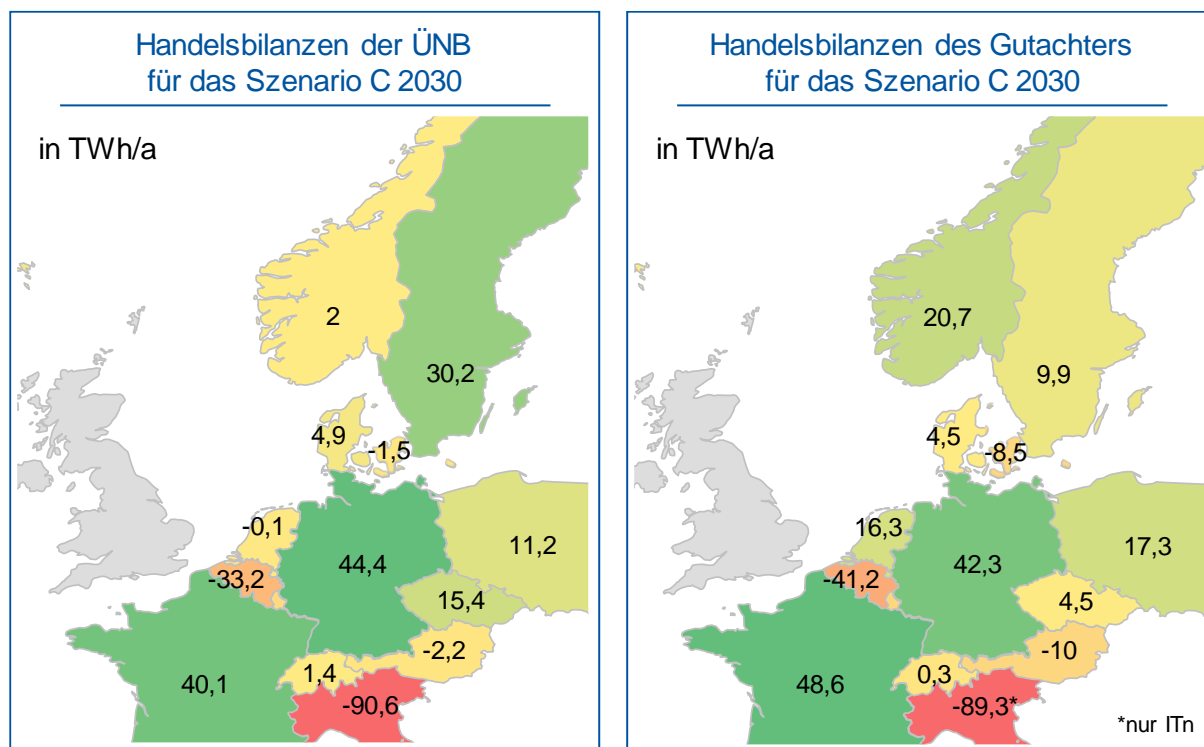


Abbildung 4-3: Vergleich der Handelsbilanzen im Szenario C 2030

#### 4.3.4 Volllaststunden und marktbasierter EE-Abregelung

Abbildung 4-4 zeigt die spezifischen Volllaststunden für Erzeugungsanlagen in Deutschland, welche als Auslastung der einzelnen Erzeugungstechnologien interpretiert werden können. Die Auswertung zeigt in allen betrachteten Szenarien hohe Übereinstimmungen.

Die Reduktion der installierten Erzeugungskapazität von Braun- und Steinkohlekraftwerken führt zu einer erhöhten Auslastung der verbleibenden Anlagen. Gleichzeitig ist ein Rückgang der Volllaststunden von erdgas- und mineralölgefeuerten Anlagen zu verzeichnen. Dies liegt im hohen Flexibilisierungsgrad des Szenarios begründet. Neben einer Flexibilisierung thermischer Kraftwerke durch entfallene Must-Run Vorgaben, stehen auch nachfrageseitig hohe Flexibilitätspotenziale zur Verfügung. Diese Effekte zeigen sich ebenfalls in den Marktergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber und können durch den Gutachter bestätigt werden. Im Falle hoher EE-Einspeisung kann es zu einem Überangebot an Stromerzeugung kommen, sodass in einigen Stunden eine Reduktion der Einspeisung aus erneuerbaren Energien notwendig ist. Die jährlichen Energiemengen der notwendigen marktseitigen Abregelung sind in Abbildung 4-5 dargestellt. Auf Basis der Auswertungen kann die von den Übertragungsnetzbetreibern bestimmte Energiemenge bestätigt werden. Aus Sicht des Gutachters wäre auch eine Veröffentlichung der Daten zu den abgeregelten Energiemengen in den europäischen Nachbarstaaten wünschenswert.

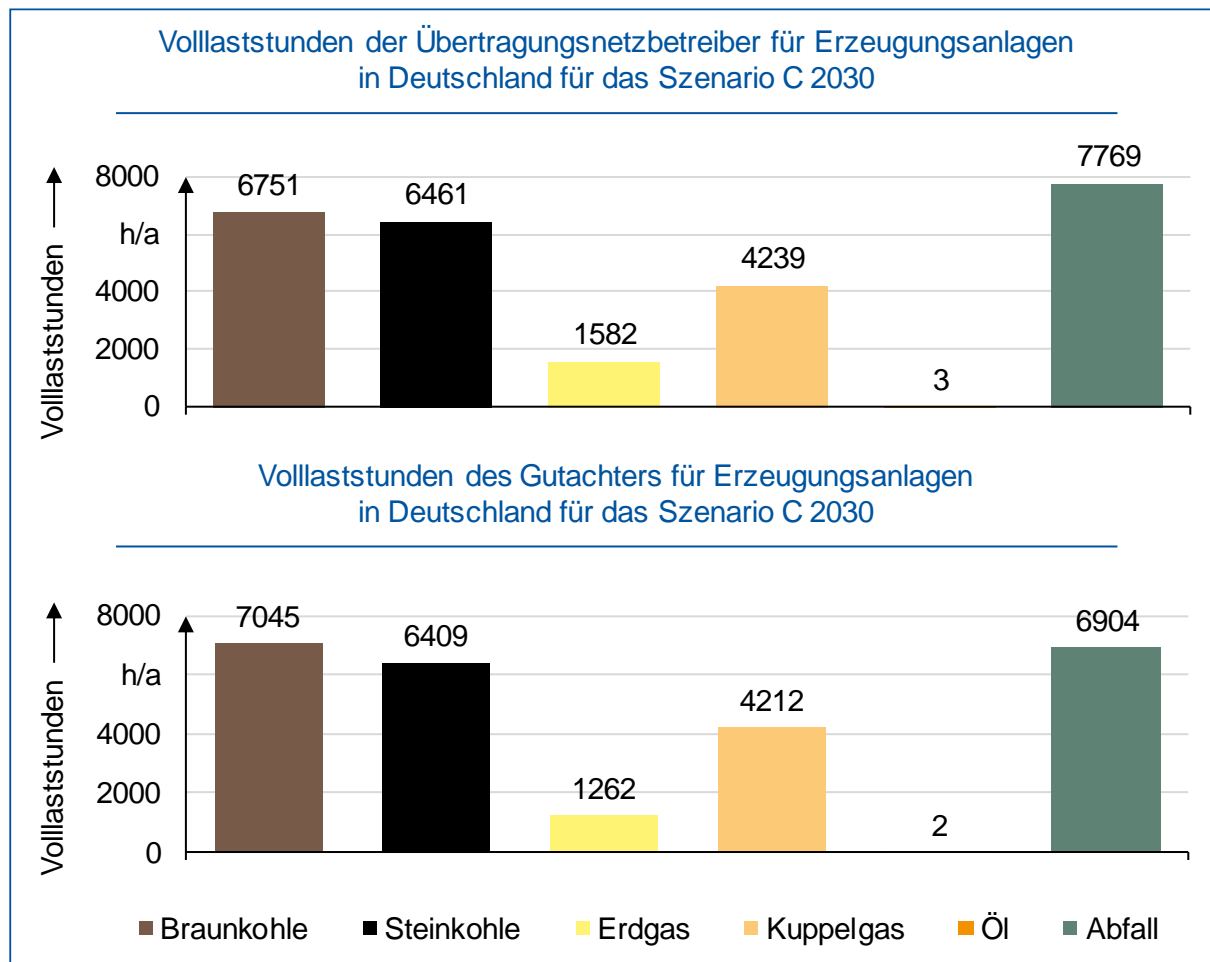
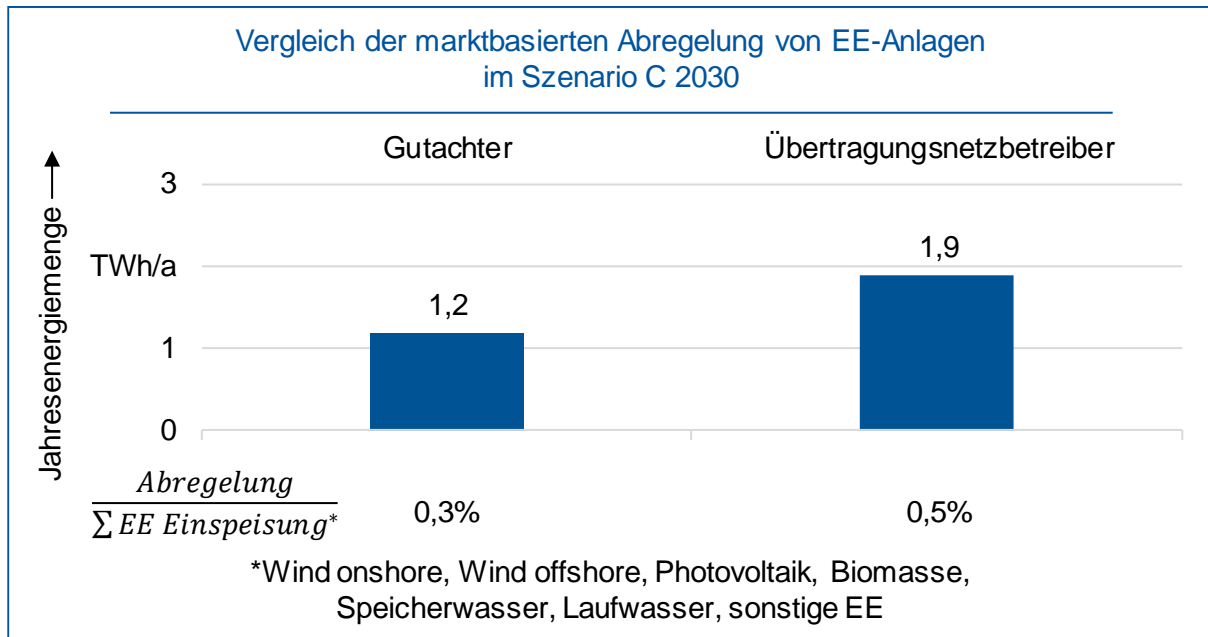


Abbildung 4-4: Vergleich der bestimmten Volllaststunden im Szenario C 2030

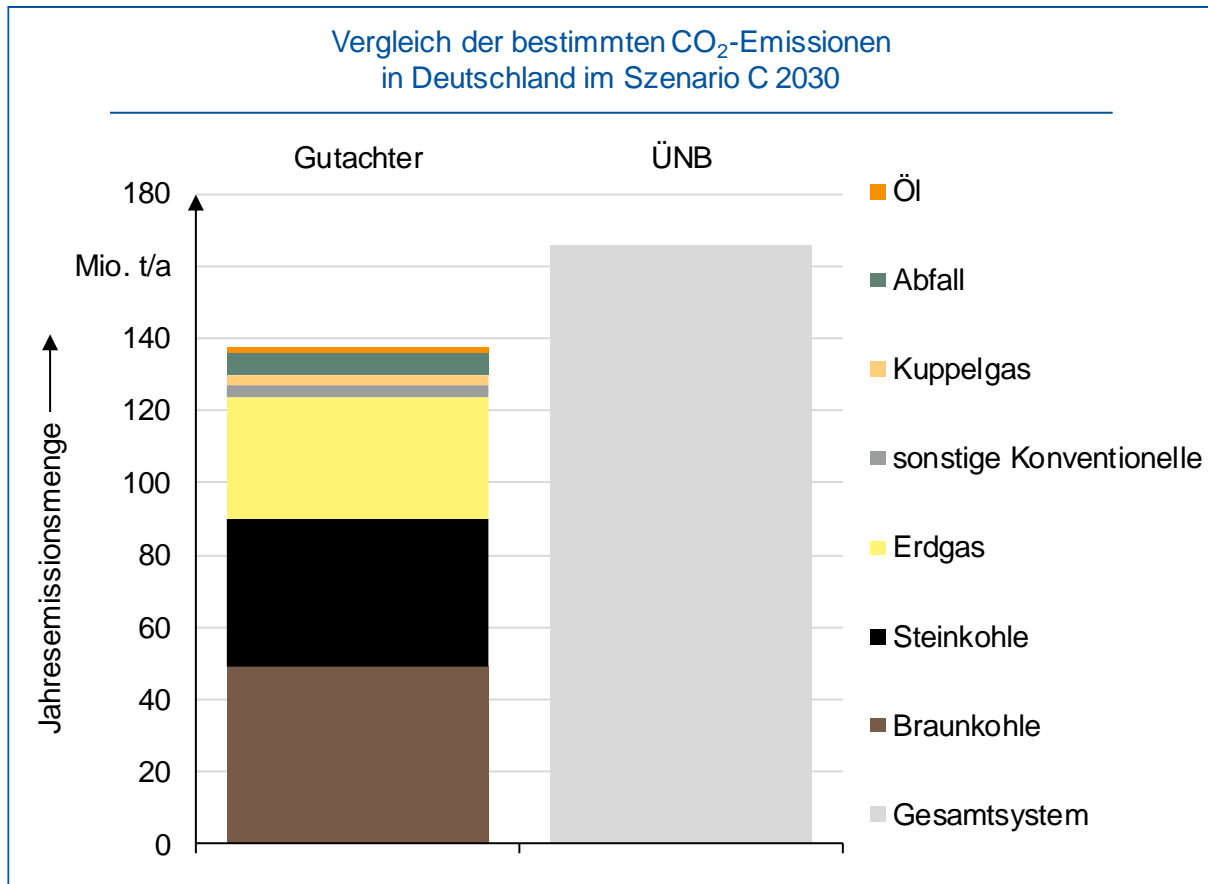


**Abbildung 4-5: Vergleich der marktbasierter Abregelung von EE-Anlagen im Szenario C 2030**

#### 4.3.5 CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland

Die sektorenspezifischen Minderungsziele des Stromsektors werden durch die Vorgabe eines europaweiten CO<sub>2</sub>-Preises berücksichtigt. Die ermittelten CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in Abbildung 4-6 im Vergleich mit den durch die Übertragungsnetzbetreiber bestimmten Emissionswerten dargestellt. Diese werden zwar technologiespezifisch bestimmt, liegen allerdings nur als summierter Zahlenwert in Höhe von 166 Millionen Tonnen pro Jahr vor.

Sowohl der Gutachter als auch die Übertragungsnetzbetreiber bleiben in dem gezeigten Szenario C 2030 unter dem für das Jahr 2030 definierten Zielwert von 184 Millionen Tonnen pro Jahr an CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Verwendung eines nationalen Preisaufschlages auf den europäischen CO<sub>2</sub>-Preis ist im Szenario C 2030 nicht notwendig.



**Abbildung 4-6: Vergleich der bestimmten CO<sub>2</sub> Emissionen in Deutschland im Szenario C 2030**

Der Vergleich zeigt eine Abweichung in Höhe von 28 Millionen Tonnen pro Jahr, welche unter Umständen auf Unterschiede in der Modellierung zurückzuführen ist. So bleibt beispielsweise unklar, welche Wirkungsgrade von den Übertragungsnetzbetreibern zur blockscharfen Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Emissionen herangezogen wurden. Auch die Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche auf Kleinanlagen entfallen, basiert auf verschiedenen Annahmen. Eine transparente Darstellung des Vorgehens der Übertragungsnetzbetreiber wäre, insbesondere vor dem Hintergrund des zunehmenden Anteils von Kleinanlagen, wünschenswert.

## 5 Netzausbaumaßnahmen

---

Aufgabe des Gutachters ist es auch, Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB im NEP 2030 (2019) zur Identifikation von erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zu bewerten und einzelne der dort vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen anhand eigener Netzanalysen zu bewerten. Die BNetzA hat hierzu folgende Maßnahmen ausgewählt:

- von Deutschland ausgehende Interkonnektoren
- innerdeutsche HGÜ-Verbindungen
- Ad-hoc-Maßnahmen
- zusätzliche PST bis 2030
- Netzbooster

Im Folgenden werden zunächst die Modell- und Verfahrensansätze der ÜNB zur Ermittlung und Bewertung erforderlicher Netzausbaumaßnahmen beschrieben und kurz bewertet. Es folgt eine Darstellung der Modell- und Verfahrensansätze des Gutachters zur Bewertung von Netzausbaumaßnahmen. Abschließend werden die Bewertungsergebnisse des Gutachters für das Szenario C 2030, wo geboten auch für das Zwischenszenario B 2025 vorgestellt. Die Auswirkungen des Kohleausstiegs auf die Netzausbaumaßnahmen werden für ein Zusatzszenarios C 2038 im nachfolgenden Kapitel 6 dargestellt.

### 5.1 Modell- und Verfahrensansätze im NEP 2030 (2019) zur Ermittlung und Bewertung erforderlicher Netzausbaumaßnahmen

Nach dem EnWG müssen die ÜNB ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz bedarfsgerecht optimieren, verstärken und ausbauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Im Rahmen des NEP werden die hierfür erforderlichen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und Ausbau<sup>9</sup> des Übertragungsnetzes für gegebene Szenarien identifiziert.

---

<sup>9</sup> Im Rahmen dieses Gutachtens wird der Begriff Netzausbaumaßnahme auch für Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen verwendet.

Die ÜNB nutzen gemeinsam festgelegte Planungsgrundsätze, um die oben beschriebenen gesetzlichen Anforderungen an den Netzausbau zu erfüllen.

Ein wesentlicher Grundsatz dabei ist das (n-1)-Kriterium. Dieses beschreibt, in welchen auslegungsrelevanten Fehlerfällen das Netz sicher weiterbetrieben werden muss. Dieser sichere Netzbetrieb wird durch die Einhaltung von betrieblichen Grenzen für Spannungen und Ströme<sup>10</sup> sichergestellt. Werden für einen Netzausbauzustand alle Anforderungen der Planungsgrundsätze erfüllt, so ist mit diesem Netzausbauzustand die Netzsicherheit gewährleistet.

Ein weiterer Grundsatz ist das NOVA-Prinzip<sup>11</sup>. Demnach sind zuerst Netzoptimierungsmaßnahmen, dann Netzverstärkungsmaßnahmen und schließlich Netzausbaumaßnahmen zu nutzen, um die erforderliche Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Dieses NOVA-Prinzip stellt sicher, dass Potentiale in bestehenden Trassenräumen genutzt werden, bevor zusätzliche Trassenräume in einem minimal erforderlichen Umfang in Anspruch genommen werden. Dadurch werden auch Aspekte des Landschafts- und Umweltschutzes bei der Netzplanung berücksichtigt.

Die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen werden durch die schrittweise Behebung auftretender Grenzwertverletzungen bestimmt. In einer Einzelfallprüfung jeder Grenzwertverletzung wird diejenige NOVA-Maßnahmen ermittelt, die aus technisch-wirtschaftlicher Sicht eine bedarfsgerechte Lösung darstellen könnte. In anschließenden Netzanalysen, d.h. Leistungsflussberechnungen, Kurzschlussstromberechnungen und Stabilitätsberechnungen, wird die tatsächliche Wirksamkeit der Maßnahme geprüft. Können die identifizierten Grenzwertverletzungen durch die NOVA-Maßnahme gelindert werden, so wird diese Maßnahme als bedarfsgerecht eingestuft. Dieses Vorgehen wird für alle auftretenden Grenzwertverletzungen so lange wiederholt, bis ein bedarfsgerechter Netzausbauzustand ermittelt ist.

Die Netzanalysen werden dabei ausgehend von einem sogenannten Normalschaltzustand vorgenommen. Der Normalschaltzustand beschreibt den topologischen Grundfall, d.h. einen repräsentativen, planerisch robusten Schaltzustand des Übertragungsnetzes.

Im aktuellen NEP werden ergänzend auch kurzfristig umsetzbare Ad-hoc-Maßnahmen sowie innovative Betriebsmittel beantragt. Ad-hoc-Maßnahmen sollen die Kosten für marktbezogene Engpassbehebungsmaßnahmen reduzieren, die durch die bereits heute abzusehende Verzö-

---

<sup>10</sup> Weitere betriebliche Grenzen gelten für Kurzschlussströme, Spannungswinkel, Frequenz und Spannungswinkeldifferenzen. Weitere Kriterien sind Spannungs-, Winkel- und Frequenzstabilität.

<sup>11</sup> **Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau**



gerung von Netzausbaumaßnahmen entstehen. Durch innovative Maßnahmen wie die Netzbooster und damit verbundene innovative reaktive Systemführungskonzepte werden zudem häufige präventive Engpassbehebungsmaßnahmen teilweise oder weitgehend durch seltenere kurative Engpassbehebungsmaßnahmen substituiert. Ad-hoc-Maßnahmen und innovative Maßnahmen dienen dazu, die geforderte Netzsicherheit wirtschaftlicher zu erreichen. Zu deren Wirtschaftlichkeitsbewertung vergleichen die ÜNB die Kosteneinsparungen in den marktbezogenen Engpassbehebungsmaßnahmen mit dem Aufwand für die Ad-hoc- und innovativen Maßnahmen.

Die Kosteneinsparungen durch die Ad-hoc- und innovativen Maßnahmen werden durch die ÜNB durch eine Redispatchsimulation<sup>12</sup> des Instituts für Hochspannungstechnik an der RWTH Aachen (IFHT) ermittelt. Die Redispatchsimulation bestimmt in einem Optimierungsansatz unter Berücksichtigung der regulatorisch geforderten Einsatzreihenfolge den erforderlichen Umfang an Redispatch nach Ausschöpfung der netzbezogenen Engpassbehebungsmaßnahmen, z.B. PST, HGÜ, Netzbooster etc.

Weiterhin unterziehen die ÜNB im NEP entsprechend dem Szenariorahmen acht ausgewählte Interkonnektoren, die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt, aber noch nicht im Bundesbedarfsplangesetz (Stand 2015) enthalten sind, einer sogenannten Kosten-Nutzen-Analyse. Als Nutzen werden über Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit hinaus beispielsweise folgende Kriterien betrachtet:

- volkswirtschaftlicher Nutzen durch Preisangleichungseffekte mit Nachbarländern,
- mögliche CO<sub>2</sub>-Minderungen durch einen erweiterten Marktteilnehmerkreis für Erzeugungsanlagen oder
- erhöhte Integration der Einspeisung aus EE-Anlagen.

Die Übertragungsnetzbetreiber setzen die Vorgaben des Szenariorahmens um, indem sie die Kosten-Nutzen-Analyse der acht ausgewählten Interkonnektoren anhand der 2. CBA Richtlinie<sup>13</sup> vornehmen. Dabei zeichnet sich die 2. CBA Richtlinie durch einen multikriteriellen Ansatz aus, der neben monetären Bewertungsgrößen weitere quantitative Nutzen-Indikatoren ausweist und somit die Bestimmung der von der BNetzA im Szenariorahmen definierten zusätzlichen Nutzen-Aspekte ermöglicht. Die notwendigen Bewertungsgrößen leiten die Übertragungsnetzbetreiber

---

<sup>12</sup> Im Begriff Redispatch werden hier alle marktbezogenen Engpassmanagementmaßnahmen subsumiert; auch die Einsenkung der Einspeisung aus EE-Anlagen.

<sup>13</sup> 2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects

anhand einer Deltabetrachtung der Marktsimulations- und Redispatchergebnisse mit und ohne Berücksichtigung des Interkonnektors ab.

Aus Sicht des Gutachters entsprechen die gemeinsamen Planungsgrundsätze dem Stand der Technik und sind anerkannte wie geübte Praxis der letzten Netzentwicklungspläne. Auch die genutzten Netzanalysewerkzeuge entsprechen dem Stand der Technik oder gehen teilweise sogar darüber hinaus. Für mehr Transparenz könnte ein Begleitdokument mit der Beschreibung der genutzten Redispatchsimulation sorgen.

Die Verwendung von repräsentativen und planerisch robusten Schaltzuständen in der Netzplanung ist nach Ansicht des Gutachters sachgerecht und entspricht dem Stand der Technik. Topologieanpassungen dienen der Erfüllung betrieblicher Erfordernisse, z.B. im Rahmen der Freischaltplanung.

Das Vorgehen zur Bewertung von Ad-hoc- und innovativen Maßnahmen ist nach Auffassung des Gutachters geeignet, die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zu bewerten.

Modell- und Verfahrensansätze zur Kosten-Nutzen-Analyse orientieren sich an anerkannten Empfehlungen der ENTSO-E und sind vom Gutachter nicht zu beanstanden. [8]

## **5.2 Modell- und Verfahrensansätze des Gutachters zur Bewertung von Netzausbaumaßnahmen**

### **5.2.1 Grundsätzlicher Verfahrensansatz**

Die Netzausbaumaßnahmen werden anhand einer Delta-Betrachtung von Markt- und Netzanalyseergebnissen bewertet. Hierzu werden Ergebnisse einer Referenzuntersuchung mit denen einer Sensitivitätsuntersuchung verglichen, die durch Hinzunahme oder Wegnahme der zu bewertenden Netzausbaumaßnahme entsteht. Jede Untersuchung nutzt einen unterstellten Netzausbauzustand und eine auf Basis eines NEP-Szenarios ermittelte Netznutzung. Die Netznutzung beinhaltet die Entnahme- bzw. Einspeisezeitreihen der regionalisierten Nachfrage und EE-Anlagen sowie den Kraftwerkseinsatz. Wird die Netzausbaumaßnahme für die Sensitivitätsuntersuchung ergänzt, so spricht man von einem PINT-Vorgehen („Put in one at a time“), wird die Netzausbaumaßnahme für die Sensitivitätsuntersuchung entfernt, so wird das Vorgehen TOOT („Take one out at a time“) genannt.

Die Markt- und Netzanalysen liefern für Referenz- und Sensitivitätsuntersuchung die nachfolgend noch dargestellten Bewertungsgrößen. Der Vergleich der Bewertungsgrößen erlaubt dann die Bewertung der Netzausbaumaßnahmen.

## 5.2.2 Bewertungsgrößen aus den Netzanalysen

Für die Bewertung von Interkonnektoren, HGÜ-Verbindungen, Ad-hoc-Maßnahmen und Netzbooster werden folgende Bewertungsgrößen in Netzanalysen bestimmt:

- Redispatchvolumen (Kraftwerke & Abregelung von EE-Anlagen)
- Kosten für Redispatch
- CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch Redispatch
- jährliche Auslastung (nur bei HGÜ-Verbindungen)
- Entlastungsindex (nur bei HGÜ-Verbindungen)
- Amortisationsdauern (nur bei Ad-hoc-Maßnahmen)

Im Folgenden wird auf einzelnen Bewertungsgrößen näher eingegangen.

### 5.2.2.1 Redispatchvolumen

Redispatch schließt die Anpassung der Einspeisung von Kraftwerken sowie die Abregelung der Einspeisung aus EE-Anlagen ein. Unter Redispatchvolumen werden die jährlichen Energiemengen durch Hoch- und Runterregeln der Erzeugungsanlagen im Rahmen der Engpassbehebung nach Ausschöpfung aller netzbezogenen Engpassbehebungsmaßnahmen verstanden. Zur Bestimmung des Redispatchvolumens nutzt der Gutachter zur Netzanalyse eine sogenannte Netzbetriebssimulation, auf die unten noch eingegangen wird. Das Redispatchvolumen lässt Rückschlüsse auf die Wirksamkeit von Netzausbaumaßnahmen zu.

### 5.2.2.2 Kosten für Redispatch

Die Anpassung der Einspeisung der Erzeugungsanlagen ist mit Kosten der Anlagenbetreiber verbunden, die die ÜNB erstatten. Sie lassen sich aus dem Redispatchvolumen und den Erzeugungskosten der Erzeugungsanlagen ableiten. Der Redispatch führt aber auch zu veränderten Leistungsflüssen und damit zu veränderten zusätzlichen Netzverlusten.

Unter Redispatchkosten werden die gesamten Erstattungen der ÜNB für die Anpassung der Einspeisung von Erzeugungsanlagen eines Jahres sowie die Beschaffungskosten der ÜNB für die zusätzlichen Netzverluste eines Jahres verstanden. Für die Abregelung von EE-Anlagen

werden für die Erstattung nach Vorgabe der BNetzA 100 €/MWh unterstellt. Die Netzverluste selbst lassen sich durch Leistungsflussberechnungen bestimmen. Die Redispatchkosten lassen Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit einer Netzausbaumaßnahme zu.

### **5.2.2.3 CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch Redispatch**

Mit der Anpassung der Einspeisung aus Erzeugungsanlagen im Rahmen des Redispatch sind veränderte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Erzeugungsanlagen verbunden. Sie lassen sich aus Redispatchvolumen und Emissionsfaktoren der Kraftwerke ableiten. Diese Bewertungsgröße lässt Rückschlüsse auf die Klimawirkung einer Netzausbaumaßnahme zu.

### **5.2.2.4 Jährliche Auslastung (nur bei HGÜ-Verbindungen)**

Unter Auslastung einer HGÜ-Verbindung wird der stündliche Leistungstransport, der als prozentueller Anteil der maximal übertragbaren Leistung angegeben ist, verstanden. Die jährliche Auslastung ergibt sich dann als Durchschnitt. Zur Bestimmung der jährlichen Auslastung nutzt der Gutachter zur Netzanalyse eine sogenannte Netzbetriebssimulation, auf die unten noch eingegangen wird. Die jährliche Auslastung lässt Rückschlüsse auf die Wirksamkeit von HGÜ-Verbindungen zu.

### **5.2.2.5 Entlastungsindex (nur bei HGÜ-Verbindungen)**

Der Entlastungsindex gibt an, in wie lange im Jahr der Einsatz der HGÜ-Verbindung zu einer Entlastung einer AC-Leitung um mindestens 10 Prozent möglich ist, sofern zuvor eine Überlastung der AC-Leitung vorlag. Der Index wird in Prozent bezogen auf den Jahreszeitraum angegeben. Zur Bestimmung des Entlastungsindex nutzt der Gutachter zur Netzanalyse eine sogenannte Netzbetriebssimulation, auf die unten noch eingegangen wird. Der Entlastungsindex lässt Rückschlüsse auf die Wirksamkeit von HGÜ-Verbindungen zu.

### **5.2.2.6 Amortisationsdauern (nur bei Ad-hoc-Maßnahmen)**

Ad-hoc-Maßnahmen reduzieren den durch verzögerten Netzausbau hervorgerufenen Aufwand für Redispatch. Die damit verbundenen Kosteneinsparungen können unter der Annahme sich gleichmäßig fortsetzender jährlicher Kosteneinsparungen und unter Berücksichtigung der Investitionskosten der Ad-hoc-Maßnahmen in eine Amortisationsdauer umgerechnet werden. Eine Ad-hoc-Maßnahme ist wirtschaftlich, wenn sie sich innerhalb der Zeit der Netzausbauverzögerung amortisiert.

### 5.2.3 Bewertungsgrößen aus den Marktanalysen

Für die Kosten-Nutzen-Analyse von Interkonnektoren werden ergänzend zu den Bewertungsgrößen aus den Netzanalysen weitere Bewertungsgrößen aus Marktanalysen herangezogen, um folgenden Nutzen zu quantifizieren:

- volkswirtschaftlicher Nutzen durch Preisangleichungseffekte mit Nachbarländern,
- mögliche CO<sub>2</sub>-Minderungen durch einen erweiterten Marktteilnehmerkreis für Erzeugungsanlagen oder
- erhöhte Integration der Einspeisung aus EE-Anlagen.

Analog zum Vorgehen der ÜNB wertet der Gutachter daher folgende Bewertungsgrößen aus

- jährliche Erzeugungskosten in Europa (Mio. €),
- jährliche Produzentenrente in Deutschland (Mio. €),
- jährliche Konsumentenrente in Deutschland (Mio. €),
- jährliche marktbasierter Abregelung von EE-Anlagen (TWh) sowie
- jährliche marktbasierter CO<sub>2</sub>-Emissionen (kt).

Die hier genannten Bewertungsgrößen lassen sich in Marktanalysen bestimmen. Der Gutachter nutzt hierzu sein flussbasiertes Marktsimulationsverfahren (vgl. Abschnitt 4.2.1).

### 5.2.4 Netzbetriebssimulation des Gutachters

Für seine Netzanalysen nutzt der Gutachter neben einer Leistungsflussberechnung eine Netzbetriebssimulation, die im Anhang 7.5 detailliert beschrieben ist. Die Netzbetriebssimulation bestimmt die zur Engpassbehebung erforderlichen netzbezogenen und marktbezogenen Engpassbehebungsmaßnahmen. Sie wurde in einer Vielzahl von Untersuchungen angewandt. Die Netzbetriebssimulation berücksichtigt das (n-1)-Kriterium, PST, HGÜ-Verbindungen und Netzbooster als netzbezogene Maßnahmen, Kraftwerke und EE-Anlagen als marktbezogene Maßnahmen, die regulatorisch vorgegebene Reihenfolge der Engpassbehebungsmaßnahmen sowie eine präventive oder kurative Modellierung der Maßnahmen. Der Nicht-Linearität der Problemstellung wird das Verfahren durch sukzessiv Lineare Optimierung gerecht.

## 5.3 Ergebnisse der Netzanalysen des Gutachters

### 5.3.1 Definition der Referenzuntersuchungen

Den Netzanalysen liegen die Szenarien B 2025 und C 2030 sowie unterschiedliche Netzausbauzustände zugrunde, die zu Referenzuntersuchungen zusammengefasst werden. Die unterschiedlichen Netzausbauzustände für die Referenzuntersuchungen unterscheiden sich wie folgt:

- Der Netzausbauzustand „BBP+“ enthält ausgehend von dem im NEP definierten Startnetz zusätzlich alle Maßnahmen nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBP 2015). Hinzu kommen alle bestätigten Maßnahmen des NEP 2030 (2017) mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem jeweiligen Zieljahr des jeweiligen Szenarios sowie alle von der BNetzA im genehmigten Szenariorahmen als berücksichtigungsfähig eingestufte Interkonnektoren mit Inbetriebnahmedatum vor dem Zieljahr des jeweiligen Szenarios.
- Der Netzausbauzustand „NAZ 2023“ entspricht dem BBP+ ohne die Maßnahmen P 21, P 24, P 47 und DC 2 für das Betrachtungsjahr 2023.
- Der Netzausbauzustand „HGÜ“ entspricht dem BBP+ ergänzt um die HGÜ-Verbindungen DC 21a, DC 21b und DC 25.
- Der Netzausbauzustand „NEP 2019“ enthält alle bestätigten Maßnahmen des NEP 2030 (2019).

Tabelle 5-1 stellt dar, welche Netzausbaumaßnahmen im Vergleich mit welcher Referenzuntersuchung nach Vorgabe der BNetzA durch den Gutachter bewertet werden.

**Tabelle 5-1: Übersicht der zur bewertenden Netzausbaumaßnahmen und der zugrundeliegenden Referenzuntersuchung**

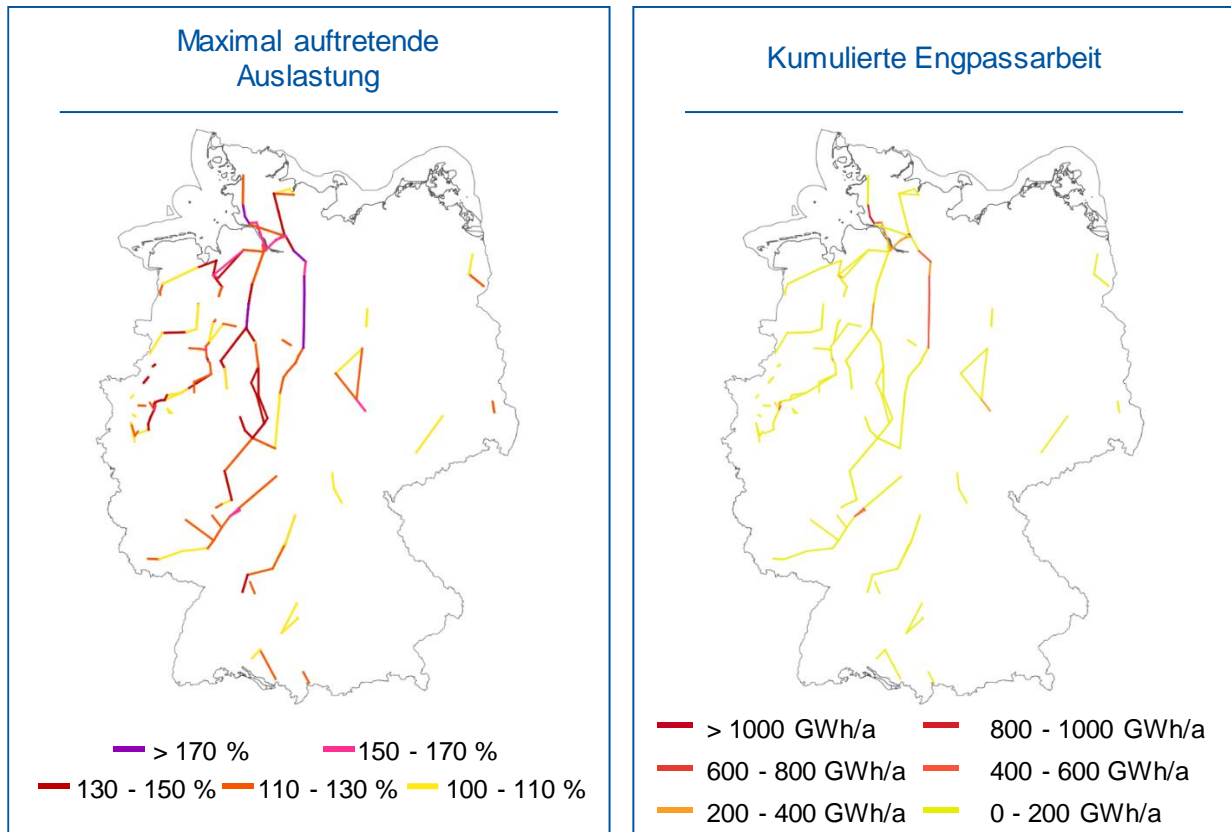
Referenzuntersuchung		Inter-konnektoren	HGÜs	Ad-Hoc Maßnahmen	Zus. PST	Netzbooster
Szenario	Netzausbauzustand					
B 2025	BBP+			✓		✓
B 2025	2023			✓		
C 2030	BBP+	✓		✓	✓	
C 2030	HGÜ		✓			
C 2030	NEP 2019					✓

### 5.3.2 Referenzuntersuchung C 2030 BBP+

Grundlage der Referenzuntersuchung C 2030 BBP+ sind die knotenscharfen Ergebnisse der flussbasierten Marktsimulation aus Abschnitt 4.3 und das Netz mit dem Netzausbauzustand BBP+ (vgl. Abschnitt 5.3.1).

Abbildung 5-1 zeigt die hieraus resultierenden Überlastungen des deutschen Übertragungsnetzes. Auf der linken Seite sind die im Jahresverlauf pro Leitung maximal auftretenden Überlastungen im (n-1)-Fall und auf der rechten Seite die über das Jahr kumulierte Engpassarbeit<sup>14</sup> je Leitung dargestellt. Aus Abbildung 5-1 geht hervor, dass für das Szenario C 2030 und den unterstellten Netzausbauzustand BBP+ hohe Überlastungen in weiten Teilen des Netzgebiets vorliegen. Die höchsten Überlastungen treten insbesondere im westlichen Teil von Deutschland auf der Nord-Süd-Achse auf. Dabei ergeben sich Auslastungen von bis zu ca. 210 %. Einzelne Leitungen sind in mehr als 2.300 Stunden des Jahres überlastet. Die über den Jahresverlauf auftretende Engpassarbeit beträgt 32,56 TWh/a.

<sup>14</sup> Zu übertragene Energiemenge, die die maximal übertragbare Leistung der Leitung übersteigt.



**Abbildung 5-1: Netzengpässe der Referenzuntersuchung C 2030 BBP+**

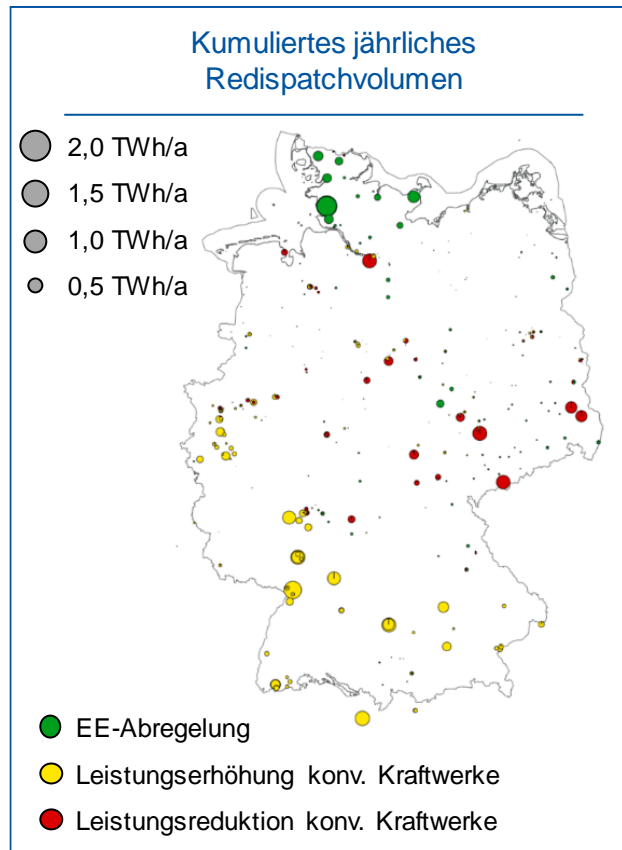
Abbildung 5-2 zeigt das sich hieraus ergebende jährliche Redispatchvolumen für jeden Übertragungsnetzknotten. Die Leistungsreduktion und -erhöhung konventioneller Kraftwerke sind in Gelb bzw. Rot, die EE-Abregelungsmengen in Grün abgebildet. Aus der Abbildung geht hervor, dass zur Behebung der Engpässe vor allem im Osten Deutschlands eine Einspeisereduktion von konventionellen Kraftwerken und im Norden von Deutschland eine Einspeisereduktion von EE-Anlagen notwendig ist. Im Gegenzug wird vor allem im Süden und Südwesten Deutschlands eine Leistungserhöhung von konventionellen Kraftwerken vorgenommen<sup>15</sup>. Insgesamt ergibt sich ein Redispatchvolumen<sup>16</sup> von 14,77 TWh/a, wovon 4,00 TWh/a auf die Einspeisereduktion von EE-Anlagen entfallen. Dies entspricht Redispatchkosten<sup>17</sup> von ca. 870 Millionen €/a. Aufgrund der Abregelung von EE-Anlagen steigt die Einspeisung konventioneller Kraftwerke, wodurch sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 756,28 kt erhöhen.

<sup>15</sup> Zusätzlich werden analog zum Vorgehen der ÜNB einzelne hydraulische Kraftwerke im Westen Österreichs mit in den Betrachtungsbereich aufgenommen.

<sup>16</sup> Das Redispatchvolumen resultiert aus der kumulierten negativen und positiven Leistungsanpassung von konventionellen Kraftwerken und EE-Anlagen

<sup>17</sup> Bei der Bestimmung der Redispatchkosten werden für die Einspeisereduktion von EE-Anlagen Kosten in Höhe von 100 €/MWh angenommen.





**Abbildung 5-2: Redispatchergebnisse der Referenzuntersuchung C 2030 BBP+**

Die beschriebenen Bewertungsgrößen für diese Referenzuntersuchung sind in Tabelle 5-2 zusammengefasst.

**Tabelle 5-2: Bewertungsgrößen der Referenzuntersuchung C 2030 BBP+**

Volumen Redispatch (TWh/a)	Volumen Abregelung (TWh/a)	Kosten Redispatch (Mio. €/a)	Änderung CO <sub>2</sub> -Emissionen (kt/a)
14,77	4,00	870,0	756,28

### 5.3.3 Weitere Referenzuntersuchungen

Alle weiteren Referenzuntersuchungen sind im Anhang 8.2 beschrieben.

## 5.3.4 Bewertung der Interkonnektoren

### 5.3.4.1 Übersicht

Folgende Interkonnektoren werden nach Vorgabe der BNetzA vom Gutachter auf Basis der Referenzuntersuchung C 2030 BBP+ geprüft:

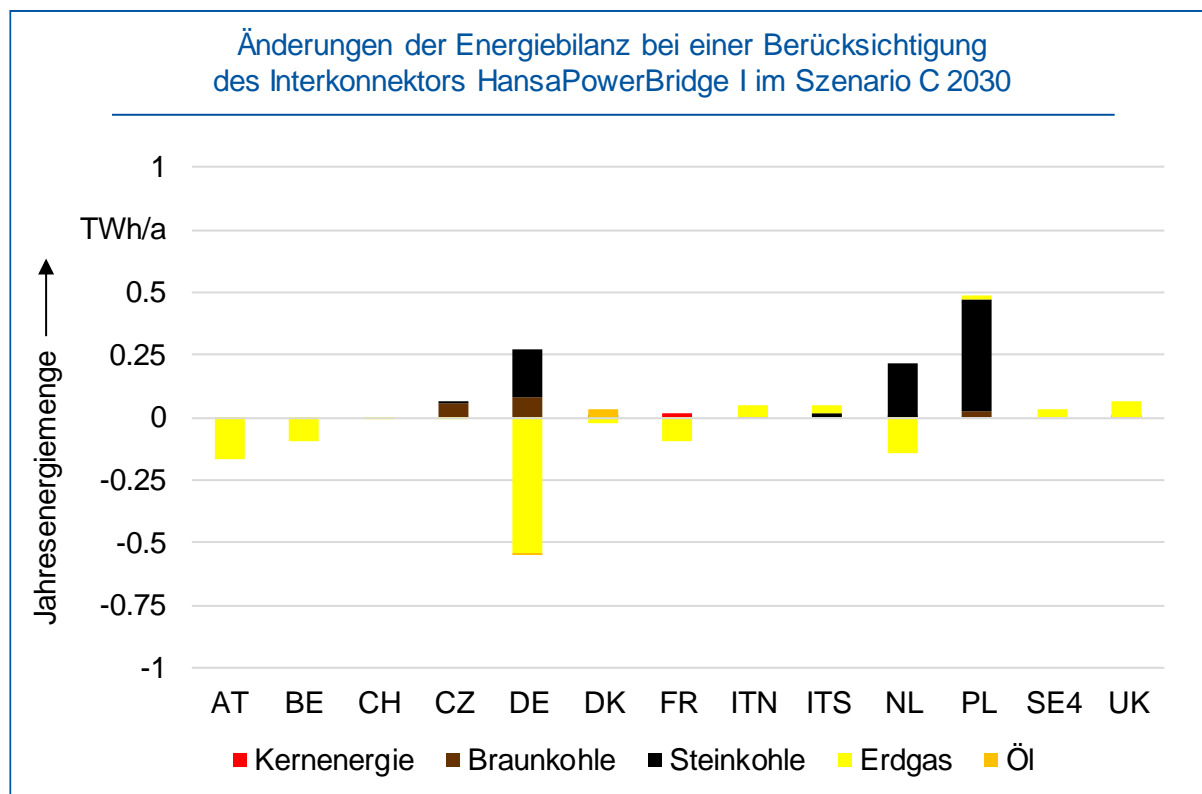
- P170 Uchtelfangen – Ens Dorf – Bundesgrenze (kurz: Uchtelfangen):  
Deutschland – Frankreich
- P176 Eichstetten – Bundesgrenze (kurz: Eichstetten): Deutschland – Frankreich
- P204 Tiengen – Bundesgrenze (kurz: Tiengen): Deutschland – Schweiz
- P221 HansaPowerBridge (kurz: HansaPowerBridge I): Deutschland – Schweden
- P313 Zweiter belgischer Interkonnektor (kurz: 2. belg. Interkonnektor):  
Deutschland - Belgien
- P328 NeuConnect: Deutschland – Großbritannien

Das grundsätzliche Vorgehen zur Bewertung der Interkonnektoren wird zunächst am Beispiel HansaPowerBridge I detailliert vorgestellt. Im Anschluss werden die Bewertungsergebnisse der weiteren Interkonnektoren zusammenfassend dargelegt.

### 5.3.4.2 Interkonnektor HansaPowerBridge I

Die Bewertung der Interkonnektoren erfordert neben Netz- auch Marktanalysen. Aus diesem Grund werden vom Gutachter als Sensitivität auch flussbasierte Marktsimulationen ohne Berücksichtigung des jeweiligen Interkonnektors (vgl. Abschnitt 5.2) durchgeführt.

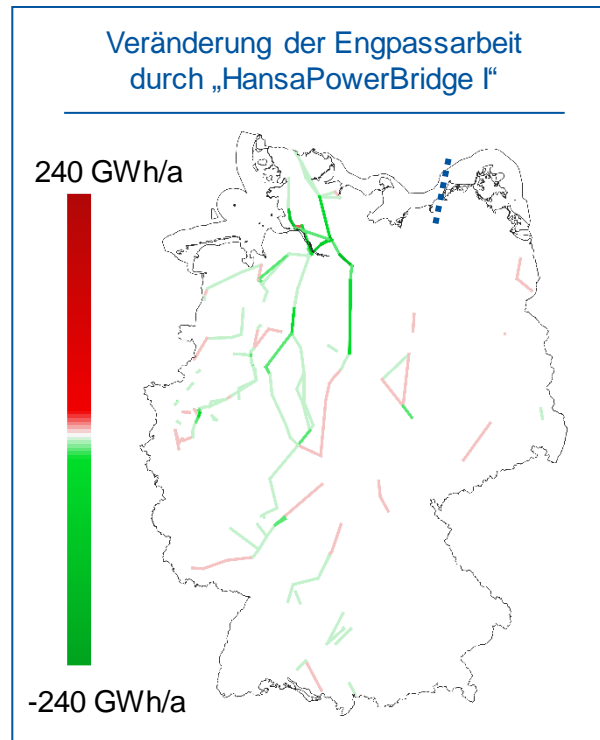
Mit der gestiegenen Exportkapazität steigt die Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energien in Deutschland, sodass die notwendige Abregelung leicht absinkt. In Abbildung 5-3 sind darüberhinausgehend Änderungen in der Stromproduktion thermischer Kraftwerke ausgewählter Länder dargestellt, die durch den Interkonnektor HansaPowerBridge I hervorgerufen werden. Die Nettoposition sinkt in Deutschland und steigt in Polen und den Niederlanden. Der Interkonnektor führt dazu, dass der Flexibilitätsbedarf, der zuvor durch Gaskraftwerke gedeckt wurde, durch Flexibilität in Skandinavien ersetzt werden kann. Die Ergebnisse zeigen weiterhin, dass HansaPowerBridge I zu einer stärkeren Auslastung von Grundlastkraftwerken führt, welche teure Spitzenlastkraftwerke teilweise ersetzen. Als Folge sinken die Erzeugungskosten in Deutschland um 23,8 Mio. €/a und in Europa um 59,7 Mio. €/a.



**Abbildung 5-3: Änderung der Energiebilanz ausgewählter Länder durch den Interkonnecteur HansaPowerBridge I (Referenzuntersuchung C 2030 BBP+)**

Abbildung 5-4 zeigt den Einfluss von HansaPowerBridge I auf die Netzbelastung anhand der kumulierten Engpassarbeit je Leitung. Die blau gestrichelte Linie markiert näherungsweise den geplanten Verlauf des Interkonnectors mit einem Anschlusspunkt in Güstrow. Aus Abbildung 5-4 wird ersichtlich, dass der Interkonnecteur HansaPowerBridge I insbesondere die Nord-Süd Verbindung entlastet. Auf einzelnen Leitungen ist eine Reduktion der Engpassarbeit von bis zu 222 GWh/a auszumachen. Die kumulierte Engpassarbeit im gesamten deutschen Netzgebiet sinkt durch die Berücksichtigung des Interkonnectors um 3,12 TWh/a. Insbesondere in Stunden hoher Einspeisung aus EE-Anlagen ist ein stärkerer Export der Erzeugung aus EE-Anlagen in nördliche Richtung möglich, was eine Entlastung des Übertragungsnetzes zur Folge hat.

Insgesamt resultiert daraus eine Reduktion des Redispatchvolumens um 0,77 TWh/a, wovon 0,35 TWh/a auf die Reduktion von EE-Abregelung entfallen. Dies entspricht einer Senkung der zu erwartenden Redispatchkosten von ca. 60 Mio. €/a. Durch die geringere Abregelung von EE-Anlagen und die hierdurch geringere Leistungserhöhung konventioneller Kraftwerke können die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch HansaPowerBridge I in dieser Untersuchung insgesamt um 132,72 kt/a gesenkt werden.



**Abbildung 5-4: Änderung der kumulierten Engpassarbeit durch den Interkonnektor HansaPowerBridge I (Referenzuntersuchung C 2030 BBP+)**

### 5.3.4.3 Bewertung aller Interkonnektoren

Tabelle 5-3 stellt die Bewertungskriterien für alle untersuchten Interkonnektoren dar. Es ist ersichtlich, dass die beiden Interkonnektoren HansaPowerBridge I und NeuConnect sowohl aus Markt- als auch Netzsicht einen deutlichen zusätzlichen Mehrwert liefern können. Beide tragen durch eine gestiegene räumliche Flexibilität zu einer erhöhten Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energien bei. Gleichzeitig ermöglichen sie den verstärkten Einsatz kostengünstiger, grundlastfähiger Stromerzeugung sowohl in Deutschland als auch in Anrainern. Durch den Interkonnektor Neuconnect wird gleichzeitig die Stromproduktion aus Gaskraftwerken in Deutschland leicht erhöht, die die Stromerzeugung teurerer Gaskraftwerke in Großbritannien ersetzen. Durch den Interkonnektor Hansa Power Bridge I sinkt die Produktion von Gaskraftwerken in Deutschland und bei Anrainern, da der Flexibilitätsbedarf durch den Interkonnektor zu Teilen durch skandinavische Kraftwerke gedeckt werden kann.

Insgesamt führen beide Interkonnektoren zu steigenden Transiten durch Deutschland insbesondere aus den Anrainern Niederlande und Polen in Richtung Norden. Resultat ist eine Entlastung der Nord-Süd-Achse im deutschen Übertragungsnetz, wodurch sich auch Einsparungen bei Redispatchmaßnahmen ergeben.

**Tabelle 5-3: Änderung der Bewertungsgrößen durch die Interkonnektoren (Referenzuntersuchung: C 2030 BBP+)**

Interkonnektor	Marktbasiert			Netzbasiert		Markt- und netzbasiert	
	Einsparung Erzeugungskosten in Europa (Mio. €/a)	Erhöhung Produzentenrente in DE (Mio. €/a)	Erhöhung Konsumentenrente in DE (Mio. €/a)	Einsparung Redispatch (TWh/a)	Kosteneinsparung (Mio. €/a)	Einsparung Abregelung (TWh/a)	CO <sub>2</sub> -Einsparung (kt/a)
Uchtelfangen	<1,0	-1,0	10,1	0,02	-10,0	< 0,01	10,5
Eichstetten	<1,0	-35,3	42,9	0,04	≈ 0,0	0,02	103,5
Tiengen	74,7	274,3	-137,7	-1,86	-80,0	-0,13	-597,6
HansaPowerBridge I	59,7	50,7	-7,2	0,77	50,0	0,44	131,5
2. belg. Interkonnektor	16,3	74,2	-53,2	-0,77	-30,0	-0,07	-108,5
NeuConnect	28,4	34,8	7,2	1,22	50,0	0,27	-169,6

Der 2. belgische Interkonnektor ermöglicht steigenden Export von Deutschland in Richtung Belgien mit der Folge einer Reduktion der Stromproduktion aus Gaskraftwerken in Belgien. Diese belgischen Spitzenlastkraftwerke werden durch günstigere Kraftwerke in Deutschland, den Niederlanden und Polen ersetzt. Auch teure britische Gaskraftwerke werden durch eine Stromproduktion aus diesen Marktgebieten abgelöst. Es ergibt sich ein Fluss aus Deutschland, den Niederlanden und Polen in südliche Richtung des belgischen Interkonnektors.

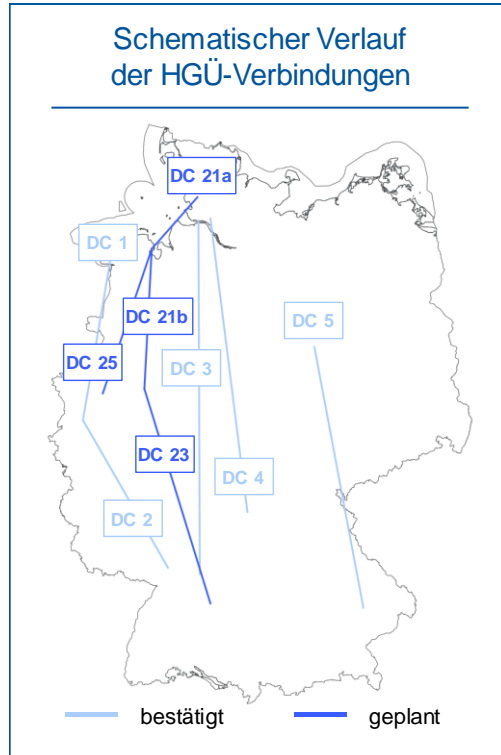
Die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz durch den Interkonnektor Tiengen führt dagegen zu einem höheren Stromtransport in Richtung Italien. Der Interkonnektor ermöglicht es, die Stromproduktion teurer italienischer Gaskraftwerke durch günstigere deutsche, niederländische und polnische Kraftwerke abzulösen. Es ergibt sich ein Stromfluss durch deutsche Exporte und Stromtransite aus den nördlichen Anrainern in Richtung Süden. Bei beiden Interkonnektoren steht daher einem Anstieg der Produzentenrenten in Deutschland aufgrund der höheren Auslastung grundlastfähiger Kraftwerke eine stärkere Belastung des deutschen Übertragungsnetzes in der Nord-Süd-Achse gegenüber. Deshalb steht dem marktbasieren Mehrwert der beiden Interkonnektoren eine deutliche Steigerung der Redispatchkosten gegenüber.

Die beiden Interkonnektoren nach Frankreich (Uchtelfangen und Eichstetten) besitzen dagegen geringen Einfluss auf die markt- und netzbasierten Bewertungsgrößen. So zeigen sich nur geringfügige Änderungen im Kraftwerkseinsatz durch die Interkonnektoren. Hintergrund ist, dass beide Maßnahmen Leitungen verstärken, die in der flussbasierten Marktkopplung in nur wenigen Stunden handelsbegrenzend wirken. Stärker handelsbegrenzend wirken Interkonnektoren, die Exporte von Deutschland und Frankreich in Richtung Süden, insbesondere Italien, ermöglichen. Aus den geringen Änderungen am Markt ergeben sich gleichzeitig keine signifikanten Änderungen in der Netzbelastung.

## 5.3.5 Bewertung der HGÜ-Verbindungen

### 5.3.5.1 Übersicht

Der grobe Verlauf dieser HGÜ-Verbindungen ist in Abbildung 5-5 dargestellt. HGÜ-V werden erbindungenanhand der Referenzuntersuchung C 2030 HGÜ bewertet. Zu beachten ist, dass DC 23 anhand des PINT-Vorgehens, alle anderen anhand des TOOT-Vorgehens bewertet wurden (vgl. Abschnitt 5.2.1).



**Abbildung 5-5: Übersicht der zu bewertenden HGÜ-Verbindungen**

In Absprache mit der BNetzA wird für die Untersuchungen der HGÜ-Verbindungen auf Marktanalyseergebnisse zurückgegriffen, die auf den flussbasierten Übertragungskapazitäten des Netzausbauzustands BBP+, d.h. ohne Berücksichtigung der HGÜ-Verbindungen, fußen (siehe Abschnitt 4.2).

Ergänzend zu den Einzelbewertungen, werden nach Vorgabe der BNetzA die HGÜ-Verbindungen DC 21b und DC 25 zusätzlich gemeinsam bewertet, da die beide Verbindungen auf einer Trasse liegen. Zudem erfolgt eine Bewertung der HGÜ-Verbindung DC 23 unter Berücksichtigung einer alternativen AC-Ausbaumaßnahme.

### 5.3.5.2 Bewertung aller HGÜ-Verbindungen

Tabelle 5-4 gibt eine Übersicht über die ermittelten Änderungen in den Bewertungsgrößen der Netzanalyse durch die einzelnen HGÜ-Verbindungen basierend auf der Referenzuntersuchung C 2030 HGÜ. Aus der Tabelle geht hervor, dass insbesondere DC 3 zu deutlichen Einsparungen beim Redispatch beiträgt. Die übrigen bereits bestätigten HGÜ-Verbindungen leisten ebenfalls einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion des Redispatchbedarfs.

**Tabelle 5-4: Änderung der Bewertungsgrößen durch die HGÜ-Verbindungen  
(Referenzuntersuchung: C 2030 HGÜ)**

HGÜ	Einsparung Redispatch (TWh/a)	Einsparung Abregelung (TWh/a)	Kosten- einsparung (Mio. €/a)	CO <sub>2</sub> -Einsparung (kt/a)	Entlastungs- index (%)
DC 1	3,30	0,32	138,6	-168,03	78,3
DC 2	2,87	0,25	88,5	-125,90	57,0
DC 3	5,68	1,50	364,3	227,99	88,7
DC 4	1,93	1,24	248,1	488,70	69,3
DC 5	2,87	0,95	202,1	174,86	34,9
DC 21a	3,33	2,31	415,3	1.106,58	84,4
DC 21b	0,17	0,07	15,0	19,92	26,3
DC 23	2,68	0,17	89,9	-217,21	57,2
DC 25	0,67	0,15	35,6	14,02	33,1
DC 21b und DC 25	1,84	0,76	154,8	277,37	74,5

Bei den von der BNetzA vor dem NEP 2030 (2019) noch nicht bestätigten HGÜ-Verbindungen führen vor allem DC 23 und DC 21a zu deutlichen Redispatcheinsparungen. Die einzelnen Bewertungen von DC 21b und DC 25 ergeben jeweils relativ geringe Redispatcheinsparungen, da die beiden HGÜ-Verbindungen annähernd parallel verlaufen und die jeweils verbleibende der beiden HGÜ-Verbindung hinreichend Übertragungskapazität besitzt, um die Transportaufgabe der herausgenommenen HGÜ-Verbindung zu übernehmen. Bei einer gemeinsamen Betrachtung der beiden HGÜ-Verbindung liegt deren zusätzlicher Mehrwert über der Summe der Einzelbetrachtungen.

Der Entlastungsindex beschreibt, wie häufig eine HGÜ-Verbindung dazu beitragen kann, im AC-Netz auftretende Überlastungen um mindestens 10 % zu reduzieren (vgl. Abschnitt 5.2.2.4). Dabei weisen insbesondere HGÜ-Verbindungen, die zu deutlichen Redispatcheinsparungen führen (z.B. DC 3 und DC 21a), ebenfalls einen hohen Entlastungsindex auf. Für die HGÜ-Verbindungen DC 21b und DC 25 ergibt sich wie bei den Redispatcheinsparungen bei gemeinsamer Betrachtung ein Entlastungsindex, der größer als die Summe der Entlastungsindizes bei Einzelbewertung ist.



Des Weiteren kommt es bei der Bewertung von DC 1, DC 2 und DC 23 zu einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Rahmen des Engpassmanagements die Einspeisung aus Kohlekraftwerken reduziert wird und gleichzeitig eine Leistungserhöhung von Gaskraftwerken stattfindet, welche in der Regel weniger CO<sub>2</sub> ausstoßen. Durch eine Reduktion der Redispatchmengen kommt es zu einer geringeren Substitution der Einspeisung aus Kohlekraftwerken und folglich zu höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dieser Effekt kommt insbesondere im Fall von geringen Einsparungen bei der EE-Abregelung zu tragen, welche einen erheblichen Einfluss auf die Änderungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen besitzen.

### 5.3.5.3 Bewertung der HGÜ-Verbindung DC 21a

In Abbildung 5-6 ist die Veränderung der kumulierten Engpassarbeit je Leitung durch die HGÜ-Verbindung DC 21a dargestellt.

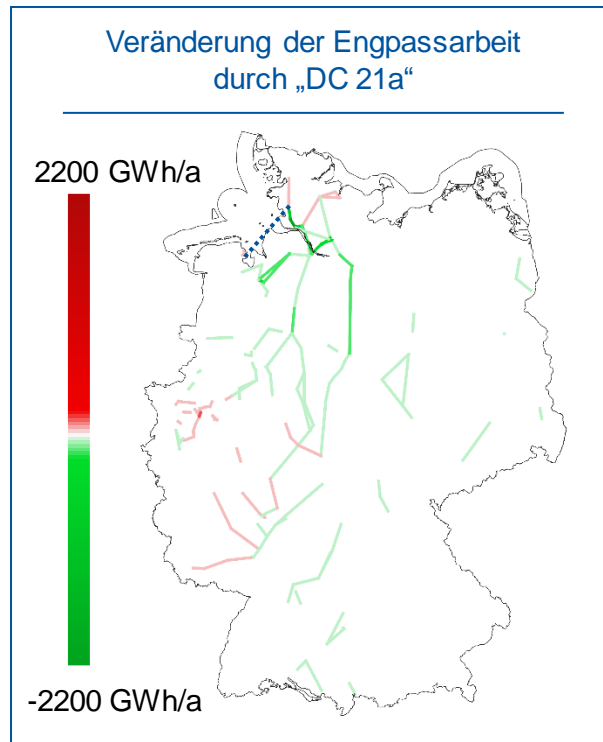
Es ist zu erkennen, dass DC 21a zu einer starken Reduktion der Netzengpässe insbesondere nördlich von Hamburg beiträgt. Dabei reduziert DC 21a insgesamt in 84 % der betrachteten Stunden Überlastungen auf Leitungen in Deutschland um mindestens 10 % (vgl. Abschnitt 5.2). Auf einigen Leitungen ist dagegen auch ein leichter Anstieg der Überlastungen festzustellen. Dies tritt insbesondere südlich der unteren Anschlusspunkte von DC 21b und DC 25 auf.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass die in der Abbildung verglichenen Netzbelastungen aus Lastflussberechnungen ohne einen engpassminimierenden Betriebspunkt der HGÜs resultieren, wie er im Rahmen der Engpassbehebung eingestellt wird. Der jeweilige Betriebspunkt basiert auf einer Winkelregelung<sup>18</sup>.

Die engpassminimierende Anpassung des Betriebspunktes der HGÜs findet nachgelagert in der Netzbetriebssimulation statt.

---

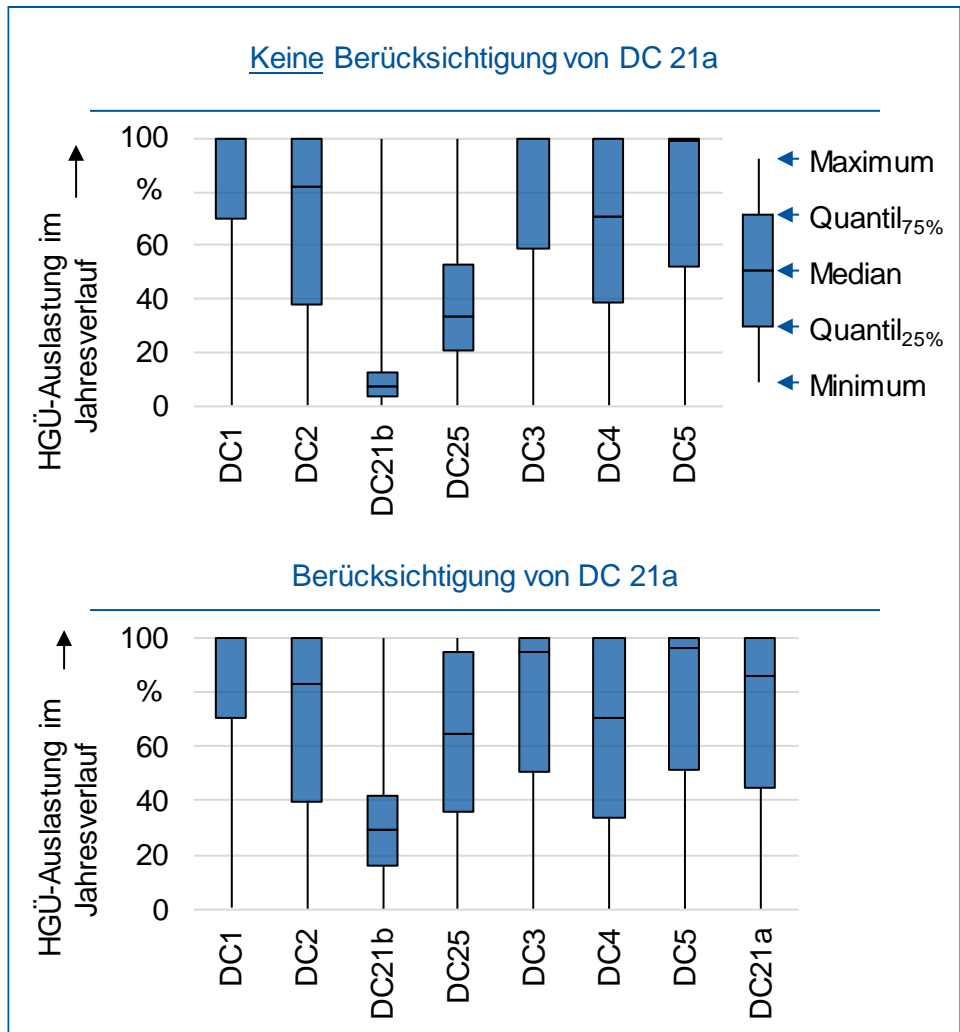
<sup>18</sup> Einspeisung in Abhängigkeit der Winkeldifferenz der beiden Anschlussknoten auf der Drehstromseite.



**Abbildung 5-6: Änderung der kumulierten Engpassarbeit durch die HGÜ-Verbindung 21a (Referenzuntersuchung C 2030 HGÜ)**

Durch die Entlastung des Netzes auf der Nord-Süd-Achse reduziert die HGÜ-Verbindung DC 21a das Redispatchvolumen um 3,33 TWh/a, wovon 2,31 TWh/a auf die Abregelung von EE-Anlagen entfallen. Folglich beeinflusst DC 21a insbesondere den Bedarf an EE-Abregelung. Aus der Reduktion des Redispatchvolumens ergibt sich insgesamt eine Verringerung der zu erwartenden Netzkosten – bestehend aus Redispatchkosten und Kosten für die Netzverluste – um ca. 413 Mio. €/a. Durch die geringere Abregelung von EE-Anlagen und die somit ebenfalls geringere notwendige Leistungserhöhung konventioneller Kraftwerke, können mithilfe von DC21a zudem die CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 1.106,58 kt/a reduziert werden.

Abbildung 5-7 zeigt darüber hinaus die Auslastungen der HGÜ-Verbindung im Jahresverlauf mit und ohne Berücksichtigung von DC 21a anhand eines Box-Plot-Diagramms.



**Abbildung 5-7: Einfluss der HGÜ-Verbindung DC 21a auf die Auslastung der übrigen HGÜ-Verbindungen**

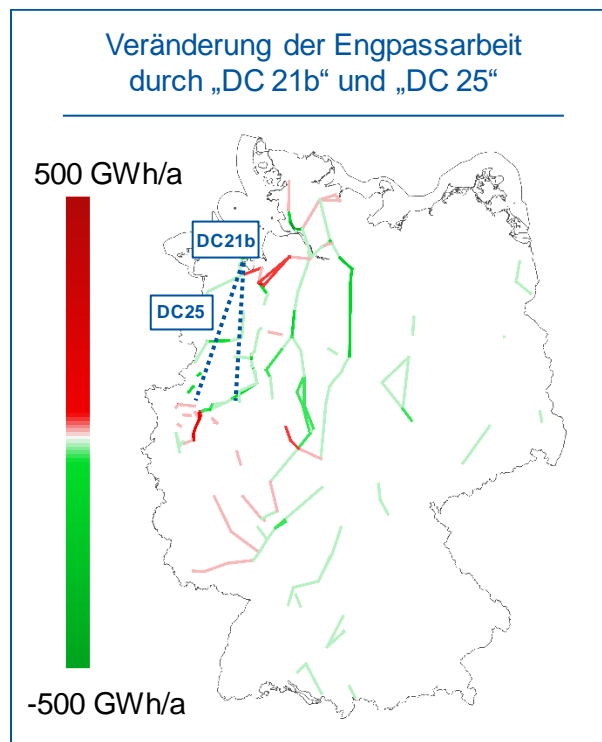
In einem Box-Plot-Diagramm sind die maximal und minimal auftretende Auslastung, sowie das 25 %-, das 75 %-Quantil und der Median (50%-Quantil) dargestellt. Die Quantile geben an, wie viel Prozent aller auftretenden Werte geringer als der Quantilwert sind. So liegt die Auslastung der HGÜ-Verbindung bspw. in 25 % aller Stunden des betrachteten Jahres unterhalb des Wertes des 25 %-Quantils und damit entsprechend in 75 % aller Stunden des Jahres oberhalb des Wertes des 25 %-Quantils. Analog liegt die Auslastung in 50 % aller Stunden des betrachteten Jahres unterhalb bzw. oberhalb des 50 %-Quantils, auch Median genannt.

Aus der Abbildung geht hervor, dass durch die HGÜ-Verbindung DC 21a die Auslastung von DC 21b und DC 25 deutlich steigt. Der Leistungstransport der Einspeisung aus Windenergieanlagen im Norden Deutschlands über die HGÜ-Verbindung DC 21a zu den Anschlusspunkten von DC 21b und DC 25 in Wilhelmshaven trägt somit wesentlich zur Steigerung der Auslastung dieser HGÜ-Verbindungen bei. Der Einfluss auf die Auslastung der übrigen HGÜ-Verbindungen

ist dagegen nur gering. DC 21a selbst ist im Jahresverlauf zudem vergleichsweise hoch ausgelastet.

#### 5.3.5.4 Gemeinsame Bewertung der HGÜ-Verbindungen DC 21b und DC 25

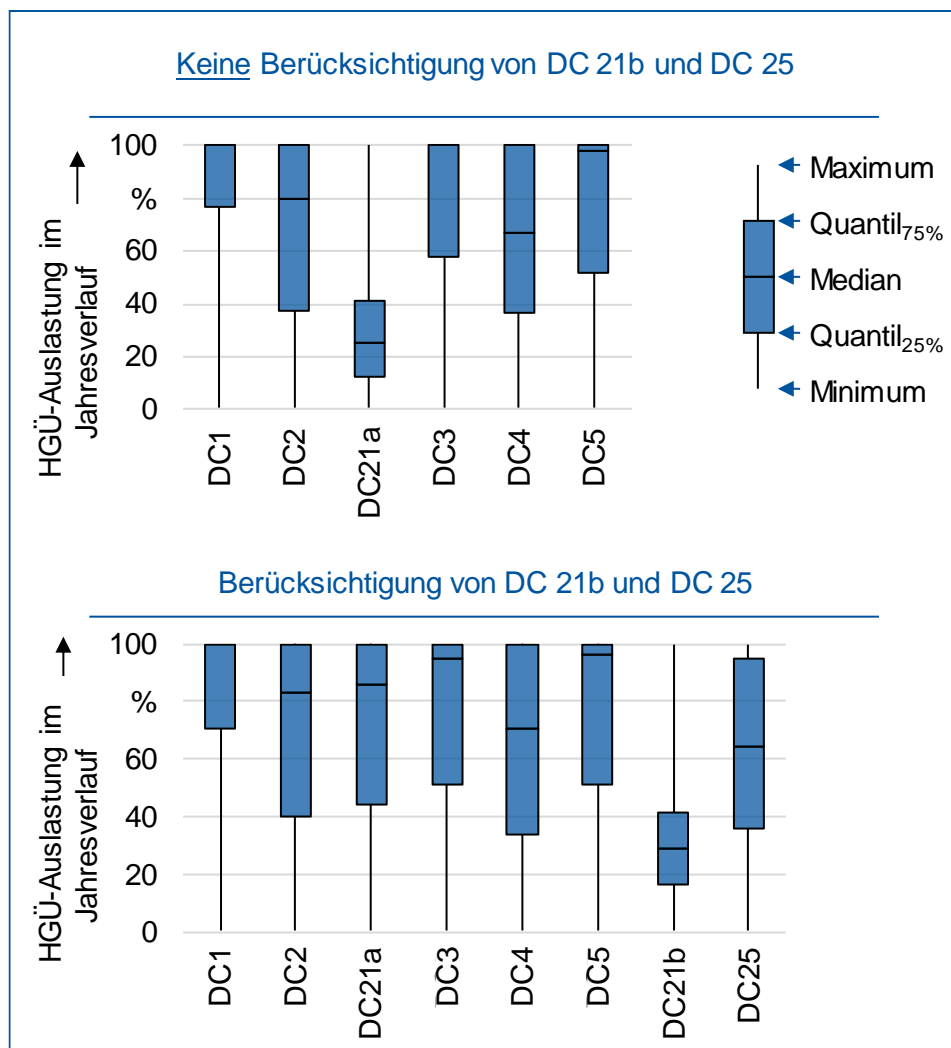
In Abbildung 5-8 ist die Veränderung der kumulierten Engpassarbeit je Leitung durch die beiden HGÜ-Verbindungen DC 21b und DC 25 dargestellt.



**Abbildung 5-8: Änderung der kumulierten Engpassarbeit durch die HGÜ-Verbindungen DC 21b und DC 25 (Referenzuntersuchung C 2030 HGÜ)**

Aus der Abbildung ist zu schließen, dass die beiden HGÜ-Verbindungen DC 21b und DC 25 insbesondere zu einer deutlichen Reduktion der Netzengpässe auf der Nord-Süd-Verbindung südlich von Hamburg beitragen. Die Leitungsüberlastungen können durch die beiden HGÜ-Verbindungen in 75 % der betrachteten Stunden um mindestens 10 % reduziert werden (vgl. Abschnitt 5.2). Hierdurch kann das Redispatchvolumen insgesamt um 1,84 TWh/a reduziert werden. Hiervon entfallen 0,76 TWh/a auf die Abregelung von EE-Anlagen. Dies führt zu einer Senkung der Netzkosten um ca. 143,8 Mio. €/a und Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 277,37 kt/a.

In Abbildung 5-9 sind wiederum die Auslastungen der HGÜ-Verbindungen mit und ohne Berücksichtigung von DC 21b und DC 25 gegenübergestellt.



**Abbildung 5-9: Einfluss der HGÜ-Verbindungen DC 21b und DC 25 auf die Auslastung der übrigen HGÜ-Verbindungen**

Die Abbildung verdeutlicht, dass durch DC 21b und DC 25 die durchschnittliche Auslastung von DC 21a stark ansteigt. Die Auslastungen der übrigen HGÜ-Verbindungen verändern sich geringfügig. Im Vergleich zu den anderen HGÜ-Verbindungen ist DC 21b relativ gering ausgelastet. Ausgehend von diesen Ergebnissen und den Ergebnissen zur Bewertung von DC 21a (vgl. Abschnitt 5.3.5.3), kann eine starke gegenseitige Abhängigkeit der HGÜ-Auslastungen und damit des zusätzlichen Mehrwerts zwischen DC 21a und den anderen beiden HGÜ-Verbindungen ausgemacht werden.

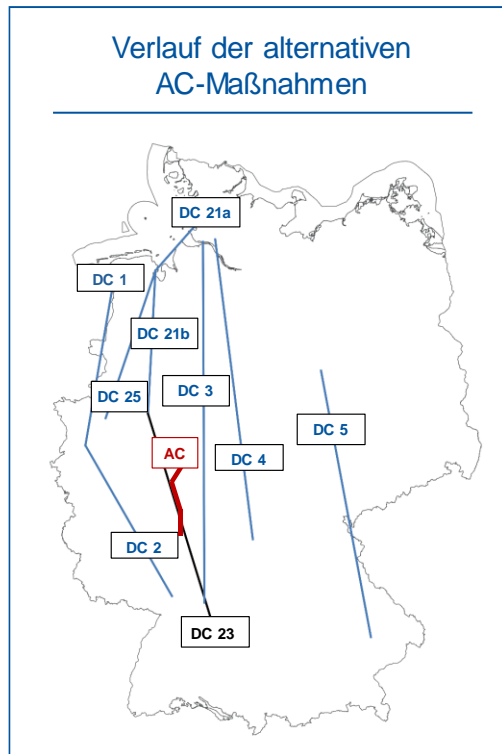
### 5.3.5.5 Bewertung der HGÜ-Verbindung DC23 unter Berücksichtigung alternativer AC-Ausbaumaßnahmen

Die zu berücksichtigenden alternativen AC-Maßnahmen umfassen nach Vorgabe der BNetzA folgende Projekte:

- P133 M253 zwischen Borken und Gießen

- P211 M434 zwischen Gießen und Karben
- P161 M91 zwischen Großkrotzenburg und Urberach

Der grobe Verlauf der AC-Maßnahmen ist in Abbildung 5-10 in Rot eingezeichnet. Zusätzlich ist die zu untersuchende HGÜ-Verbindung DC 23 schwarz hervorgehoben.



**Abbildung 5-10: Übersicht der HGÜ-Verbindungen und der alternativen AC-Maßnahmen**

Zur Abwägung zwischen DC 23 und den alternativen AC-Maßnahmen werden basierend auf der Referenzuntersuchung C 2030 HGÜ die Bewertungsgrößen der folgenden drei Netzerweiterungen vergleichend ermittelt:

1. DC 23
2. AC-Maßnahmen
3. DC 23 und AC-Maßnahmen

Die sich für die jeweilige Netzerweiterung ergebenden Bewertungsgrößen sind in Tabelle 5-5 aufgeführt.

**Tabelle 5-5: Änderung der Bewertungsgrößen durch die HGÜ-Verbindung DC 23 unter Berücksichtigung alternativer AC-Ausbaumaßnahmen (Referenzuntersuchung: C 2030 HGÜ)**

Netzausbaumaßnahme	Einsparung Redispatch (TWh/a)	Einsparung EE- Abregelung (TWh/a)	Kosteneinsparung (Mio. €/a)	CO <sub>2</sub> -Einsparung (kt/a)
DC 23	2,68	0,17	89,9	-217,21
AC-Maßnahmen	4,54	0,09	84,4	-469,85
DC 23 und AC-Maßnahmen	5,76	0,18	139,1	-591,56

Im Vergleich besitzt DC 23 einen höheren Einfluss auf die vermiedene Abregelung von EE-Anlagen, während die AC-Maßnahmen den Redispatch von konventionellen Kraftwerken reduzieren können.

Die gemeinsame Berücksichtigung von DC 23 und den alternativen AC-Maßnahmen offenbart, dass sich die Mehrwerte nicht einfach addieren. Zusammenfassend kann geschlussfolgert werden, dass auch die alternativen AC-Maßnahmen selbst einen vergleichbaren Mehrwert wie die HGÜ-Verbindung DC 23 liefern können. Bei gemeinsamer Berücksichtigung der HGÜ-Verbindung DC 23 und der alternativen AC-Maßnahmen reduziert sich der Mehrwert von DC 23 im Vergleich zur alleinigen Berücksichtigung deutlich.

### 5.3.6 Bewertung der Ad-hoc Maßnahmen

Da Verzögerungen in der Umsetzung der langfristig notwendigen Ausbaumaßnahmen erwartet werden, beantragen die ÜNB Ad-hoc-Maßnahmen zur Reduzierung des verzögerungsbedingten Redispatches. Im Rahmen des NEP 2030 (2017) wurden bereits einige Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt. Folgende vier Ad-Hoc-Maßnahmen sind im aktuellen NEP 2030 (2019) zusätzlich beantragt worden:

- P353 PST in Twistetal (anvisierte Inbetriebnahme: 2025)
- P357 PST in Güstrow (anvisierte Inbetriebnahme: 2025)
- P410 PST in Enniger (anvisierte Inbetriebnahme: 2025)
- P426 PST in Philippsburg (anvisierte Inbetriebnahme: 2025)

Zusätzlich werden die im NEP 2030 (2017) bestätigten Maßnahmen (anvisierte Inbetriebnahmen: zwischen 2023 und 2025) gemeinsam bewertet.

Der kurzfristige Mehrwert der aufgeführten Ad-Hoc Maßnahmen wird basierend auf den beiden Referenzuntersuchungen B 2025 NAZ 2023 und B 2025 BBP+ untersucht. Um zu prüfen, inwiefern auch mittelfristig ein weiterer Mehrwert der Ad-hoc-Maßnahmen verbleibt, werden diese zusätzlich ausgehend von der Referenzuntersuchung C 2030 BBP+ bewertet.

Die basierend auf der Referenzuntersuchung B 2025 NAZ 2023 ermittelten Bewertungsgrößen der weiteren Ad-hoc-Maßnahmen sind in Tabelle 5-7 aufgeführt.

**Tabelle 5-6: Änderung der Bewertungsgrößen für die Ad-hoc Maßnahmen (Referenzuntersuchung: B 2025 NAZ 2023)**

Ad-hoc Maßnahme	Einsparung Redispatch (TWh/a)	Einsparung Abregelung (TWh/a)	Kosten-einsparung (Mio. €/a)	CO <sub>2</sub> -Einsparung (kt/a)	Amortisations-dauer (a)
P353 Twistetal	0,82	0,19	38,4	-10,62	≈ 3
P357 Güstrow	1,30	0,69	116,9	299,0	< 1
P410 Enniger	0,30	0,10	19,7	22,0	≈ 3
P426 Philippsburg	0,17	0,05	7,5	5,5	≈ 15
2017 bestätigte Maßnahmen	8,00	1,67	325,5	-288,9	≈ 3

Es zeigt sich, dass mit Ausnahme der PST in Philippsburg die Amortisationsdauern der beantragten zusätzlichen Ad-Hoc-Maßnahmen 3 Jahre oder kürzer und damit vergleichbar mit den Amortisationsdauern der bereits bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen sind. Grund dafür ist, dass die PST in Phillippsburg kaum zur kostensparenden Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen beitragen. Obwohl die PST in Enniger nach den PST in Philippsburg die zweitgeringsten Kosteneinsparungen aufweisen, ist hier dennoch die Amortisationsdauer aufgrund der niedrigeren Investitionskosten<sup>19</sup> ebenfalls gering.

Um die Robustheit des Mehrwerts der Ad-hoc-Maßnahmen gegenüber einem Netzausbau bis 2025 zu prüfen, werden die Ad-Hoc Maßnahmen zusätzlich basierend auf der Referenzuntersuchung B 2025 BBP+ bewertet. Die hieraus resultierenden Bewertungsergebnisse befinden sich in Tabelle 5-7.

<sup>19</sup> Bei den PST in Enniger sind zwei statt vier parallele PST vorgesehen.



**Tabelle 5-7: Änderung der Bewertungsgrößen für die Ad-hoc-Maßnahmen  
(Referenzuntersuchung: B 2025 BBP+)**

Ad-hoc Maßnahme	Einsparung Redispatch (TWh/a)	Einsparung Abregelung (TWh/a)	Kosten- einsparung (Mio. €/a)	CO <sub>2</sub> -Einsparung (kt/a)	Amortisations- dauer (a)
P353 Twistetal	1,01	0,03	19,1	-156,2	≈ 6
P357 Güstrow	0,45	0,14	23,0	34,4	≈ 5
P410 Enniger	0,39	0,07	17,2	5,6	≈ 4
P426 Philippsburg	1,13	0,03	12,1	-247,4	≈ 10
2017 bestätigte Maßnahmen	6,67	1,99	345,3	-257	≈ 3

Insgesamt wird der Redispatchbedarf auch bei fristgerechtem Netzausbau durch alle zu bewertenden Ad-hoc-PST reduziert. Die Amortisationsdauern der PST in Twistetal, Güstrow und Enniger steigen durch einen fristgerechten Netzausbau, verbleiben aber in einem akzeptablen Niveau, sind aber weniger Robust gegen einen fristgerechten Netzausbau als die bereits bestätigten Maßnahmen des Jahres 2017. Auffällig ist, dass die Amortisationsdauern der PST in Philippsburg bei einem Netzausbau bis 2025 sinken. Ursache ist die Sensitivität dieser PST auf Redispatcheinsparungen von Kraftwerken durch den Netzausbau.

Zuletzt wird die mittelfristige Robustheit des Mehrwerts der neuen Ad-hoc Maßnahmen ausgehend von der Referenzuntersuchung C 2030 BBP+ betrachtet. Tabelle 5-8 zeigt die hieraus resultierenden Bewertungsergebnisse.

Aus der Tabelle geht hervor, dass alle PST auch weiterhin Einsparpotenziale besitzen. Die Redispatch- und Kosteneinsparpotenziale der PST in Twistetal und Güstrow liegen im Vergleich zu B 2025 BBP+ in unveränderter Größenordnung. Während sich die Einsparpotenziale bei den PST in Enniger eher verringern, steigen diese durch die PST in Philippsburg deutlich an. Hier bestätigt sich erneut die Erkenntnis, dass die PST in Philippsburg mit zunehmendem Netzausbau einen Mehrwert liefern, da dadurch die Sensitivität dieser PST auf engpassbehafteten Leitungen steigt.

**Tabelle 5-8: Änderung der Bewertungsgrößen für die Ad-hoc-Maßnahmen  
(Referenzuntersuchung: C 2030 BBP+)**

Ad-hoc Maßnahme	Einsparung Redispatch (TWh/a)	Einsparung Abregelung (TWh/a)	Kosten- einsparung (Mio. €/a)	CO <sub>2</sub> -Einsparung (kt/a)
P353 Twistetal	0,86	0,07	17,9	-58,7
P357 Güstrow	0,28	0,09	19,3	29,2
P410 Enniger	0,19	0,06	10,4	12,0
P426 Philippsburg	2,04	0,08	21,5	-263,8

### 5.3.7 Bewertung zusätzlicher PST bis 2030

Von den ÜNB wurden im NEP 2030 (2019) neben den Ad-hoc-PST weitere PST eingebracht, welche zwischen 2025 und 2030 in Betrieb genommen werden sollen. Folgende PST werden ausgehend von der Referenzuntersuchung C 2030 BBP+ bewertet:

- P352 PST in Grohnde (anvisierte Inbetriebnahme: 2030)
- P354 PST in Wahle (anvisierte Inbetriebnahme: 2030)
- P314 PST in Saarland (anvisierte Inbetriebnahme: 2027)

Die Bewertungsgrößen<sup>20</sup> der zusätzlichen PST sind in Tabelle 5-9 dargestellt.

Den Bewertungsergebnissen ist zu entnehmen, dass die durch die PST eingesparten Redispatchmengen in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Bei den PST in Grohnde entfällt jedoch mit 0,07 TWh/a ein deutlich höherer Anteil auf die Abregelung von EE-Anlagen. Daher ergeben sich bei diesen PST deutlich höhere Kosteneinsparungen im Vergleich zu den anderen PST in Wahle und im Saarland. Dennoch liegt die Amortisationsdauer bei den PST im Saarland leicht unter der Amortisationsdauer der PST in Grohnde, da hier zwei statt vier parallele PST vorgesehen sind. Die Amortisationsdauer der PST in Wahle fällt signifikant höher aus als die Amortisationsdauer anderer PST.

<sup>20</sup> Bei dem PST in Saarland (P314) können darüber hinaus auch weitere Bewertungsgrößen herangezogen werden, da dessen primäre Funktion dem Cross-Border-Management dient.

**Tabelle 5-9: Änderung der Bewertungsgrößen für die zusätzlichen PST  
(Referenzuntersuchung: C 2030 BBP+)**

PST	Einsparung Redispatch (TWh/a)	Einsparung Abregelung (TWh/a)	Kosten- einsparung (Mio. €/a)	CO <sub>2</sub> -Einsparung (kt/a)	Amortisations- dauer (a)
P352 Grohnde	0,17	0,07	13,2	20,2	≈ 9
P354 Wahle	0,19	≈ 0	3,1	-10,4	≈ 37
P314 Saarland	0,16	0,03	7,7	3,8	≈ 8

### 5.3.8 Bewertung der Netzbooster

Reaktive Netzführungskonzepte erlauben es, durch schnelle Reaktion unter Nutzung der kurzfristigen Überlastfähigkeit von Leitungen umfangreiche präventive Engpassbehebungsmaßnahmen durch geringere kurative Engpassbehebungsmaßnahmen zu substituieren. Als Folge sinkt der Redispatchbedarf. Reaktive Netzführung verlangt einen unmittelbaren und schnellen Abruf von Engpassbehebungsmaßnahmen innerhalb weniger Minuten nach Ausfall eines Betriebsmittels. Die kurzfristige Überlastung wird dann im Rahmen der zulässigen Überladdungsdauer durch den reaktiven Einsatz der Maßnahmen beendet. Als schnell abrufbare Engpassbehebungsmaßnahme haben die ÜNB im NEP 2030 (2019) sogenannte Netzbooster vorgeschlagen.

Ein Netzbooster setzt sich im Allgemeinen aus einer gekoppelten Energiesenke und einer Energiequelle zusammen. Das grundsätzliche Einsatzkonzept der ÜNB sieht vor, dass bei einem Ausfall eines Stromkreises aus einem sog. *Überwachungsbereich* die Energiesenke und -quelle des Netzboosters (automatisiert) aktiviert werden können, um damit die temporäre Überlastung weiterer Stromkreise aus einem sog. *Wirkungsbereich* sehr schnell zu beheben. Die Wirkungsweise ist hierbei analog zum klassischen Redispatch mit dem Unterschied, dass die Entlastung des Stromkreises erst nach Ausfall erfolgt. Bei dem Einsatzkonzept der ÜNB liegen die gleichen Leitungen im Wirkungs- und Überwachungsbereich der Netzbooster. Daher wird im Folgenden nur noch von dem Überwachungsbereich gesprochen.

Der Mehrwert der beiden vorgeschlagenen Netzbooster<sup>21</sup> (P411/P427 und P365) werden basierend auf den Referenzuntersuchungen B 2025 BBP+ und C 2030 NEP 2019, d.h. unter Einschluss aller bestätigten Maßnahmen des vorliegenden NEP, untersucht. Die sich hieraus ergebende Netzbelastung (ohne Netzbooster) befindet sich im Anhang 8.2.4. Die beiden Netzbooster werden nach Vorgabe der BNetzA nicht gemeinsam betrachtet, sondern unabhängig voneinander bewertet.

Bei den Untersuchungen wird der Überwachungsbereich variiert: die einzelnen, von den ÜNB vorgegebenen Leitungen, das Netzgebiet der jeweiligen ÜNB, alle Leitungen in Deutschland. Die Parametrierung der Überlastfähigkeit der einzelnen Leitungen wird hierbei von den ÜNB übernommen.

In Tabelle 5-10 ist eine Übersicht der Änderungen der Bewertungsgrößen durch den 100-MW-Netzbooster P365 im Netzgebiet der TenneT dargestellt.

**Tabelle 5-10: Änderung der Bewertungsgrößen durch den Netzbooster P365**

Referenzuntersuchung	Überwachungsbereich	Einsparung Redispatch (TWh/a)	Einsparung Abregelung (TWh/a)	Kosteneinsparung (Mio. €/a)
B 2025 BBP+	10 ausgewählte Leitungen	0,059	0,058	9,4
B 2025 BBP+	Netzgebiet TenneT	0,161	0,122	20,0
B 2025 BBP+	Deutsches Netzgebiet	0,172	0,126	20,6
C 2030 NEP2019	Netzgebiet TenneT	0,03	0,016	2,3
C 2030 NEP2019	Deutsches Netzgebiet	0,038	0,027	5,3

Es ist zu erkennen, dass bereits mit den vorgegebenen 10 Leitungen im Überwachungsbereich des Netzboosters 58 GWh/a an Abregelung der EE-Anlagen bzw. 59 GWh/a an Redispatch im Szenario B 2025 eingespart werden können. Durch die Verwendung des gesamten Netzgebiets der TenneT (inkl. der Kuppelleitungen zu den anderen drei deutschen Netzgebieten) als Überwachungsbereich des Netzboosters können die Einsparung an Abregelung verdoppelt und

<sup>21</sup> Die kurzfristigen Änderungen der Netzboosterkonfigurationen durch die ÜNB fanden in den Arbeiten des Gutachters keine Berücksichtigung.

am gesamten Redispatchbedarf verdreifacht werden. Eine weitere Ausdehnung des Überwachungsbereichs auf das gesamte deutsche Netzgebiet führt dagegen nur noch zu einer geringfügigen Erhöhung der Einsparungen.

Im Szenario C 2030 fallen die Einsparungen aufgrund der bis dahin unterstellten Netzausbaumaßnahmen insgesamt deutlich geringer aus. Auch hier ist bei einer Ausweitung des Überwachungsbereichs auf das gesamte deutsche Netzgebiet kein signifikanter Mehrwert festzustellen.

In Tabelle 5-11 ist eine Übersicht der Änderungen der Bewertungsgrößen durch die beiden Netzboosterkomponenten P411 und P427 von jeweils 500 MW im Netzgebiet von TransnetBW und Amprion dargestellt.

**Tabelle 5-11: Änderung der Bewertungsgrößen durch den Netzbooster P411/P427**

Referenzuntersuchung	Überwachungsbereich	Einsparung Redispatch (TWh/a)	Einsparung Abregelung (TWh/a)	Kosteneinsparung (Mio. €/a)
B 2025 BBP+	21 ausgewählte Leitungen	0,019	0,004	0,6
B 2025 BBP+	Netzgebiete Amprion und TransnetBW	0,319	0,017	5,7
B 2025 BBP+	Deutsches Netzgebiet	0,566	0,05	16,6
C 2030 NEP2019	Netzgebiete Amprion und TransnetBW	0,254	0,004	6,2
C 2030 NEP2019	Deutsches Netzgebiet	0,274	0,004	7,4
C 2030 NEP2019	Deutsches Netzgebiet (mit Offshore-Windparks als Netzbooster)	0,714	0,164	39,6

Im Vergleich zu den vorherigen Ergebnissen sind bei der Einschränkung des Überwachungsbereichs auf die von Amprion und TransnetBW vorgegebenen 21 Leitungen im Szenario B 2025 nur relativ geringe Einsparungen zu beobachten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die vorgegebenen Leitungen von den ÜNB auf Basis anderer Marktdaten und damit einer Netznutzung bestimmt wurden. Die Einsparungen des Redispatch konventioneller Kraftwerke können jedoch durch die Vergrößerung des Überwachungsbereichs auf die Netzgebiete von Amprion und TransnetBW deutlich erhöht werden. Die Ergebnisse sind entsprechend sehr sensibel gegenüber der Wahl des Überwachungsbereichs. Insgesamt kann jedoch die

Abregelung von EE-Anlagen selbst bei einem Überwachungsbereich für den Netzbooster P411/P427 von Gesamtdeutschland nur um ca. 50 GWh/a verringert werden.

Im Szenario C 2030 sind die Einsparungen an Abregelung wiederum relativ gering. In diesem Fall sinken zudem mögliche Einsparungen an konventionellem Redispatch durch die bis dahin erfolgten Netzausbaumaßnahmen.

Als Zusatzuntersuchung werden aufgrund des von TransnetBW und Amprion vorgelegten Einsatzkonzepts für das gesamtdeutsche Netzgebiet als Überwachungsbereich alle Offshore-Windparks als Netzboostersenk mit einbezogen. Die Einsparungen an Redispatch steigen hierdurch zwar stark an, die Einsatzhäufigkeit der nördlichen Netzboosterkomponente im Amprion-Netzgebiet wird gleichzeitig jedoch deutlich reduziert.

## 6 Robustheit der Ergebnisse bei einem Kohleausstieg

---

### 6.1 Szenario C 2038

Mit ihrem Abschlussbericht empfiehlt die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ für das Jahr 2038 einen abschließenden Ausstieg aus der Kohleverstromung [3]. Auf dieser Basis hat die BNetzA im Rahmen der Evaluierung des Netzentwicklungsplans ein zusätzliches Szenario C 2038 entwickelt, dessen Auswirkungen durch den Gutachter geprüft werden. Die für dieses Szenario durchgeführten zusätzlichen Markt- und Netzanalysen können herangezogen werden, um die Robustheit der identifizierten Netzausbaumaßnahmen bei einem Kohleausstieg zu bewerten.

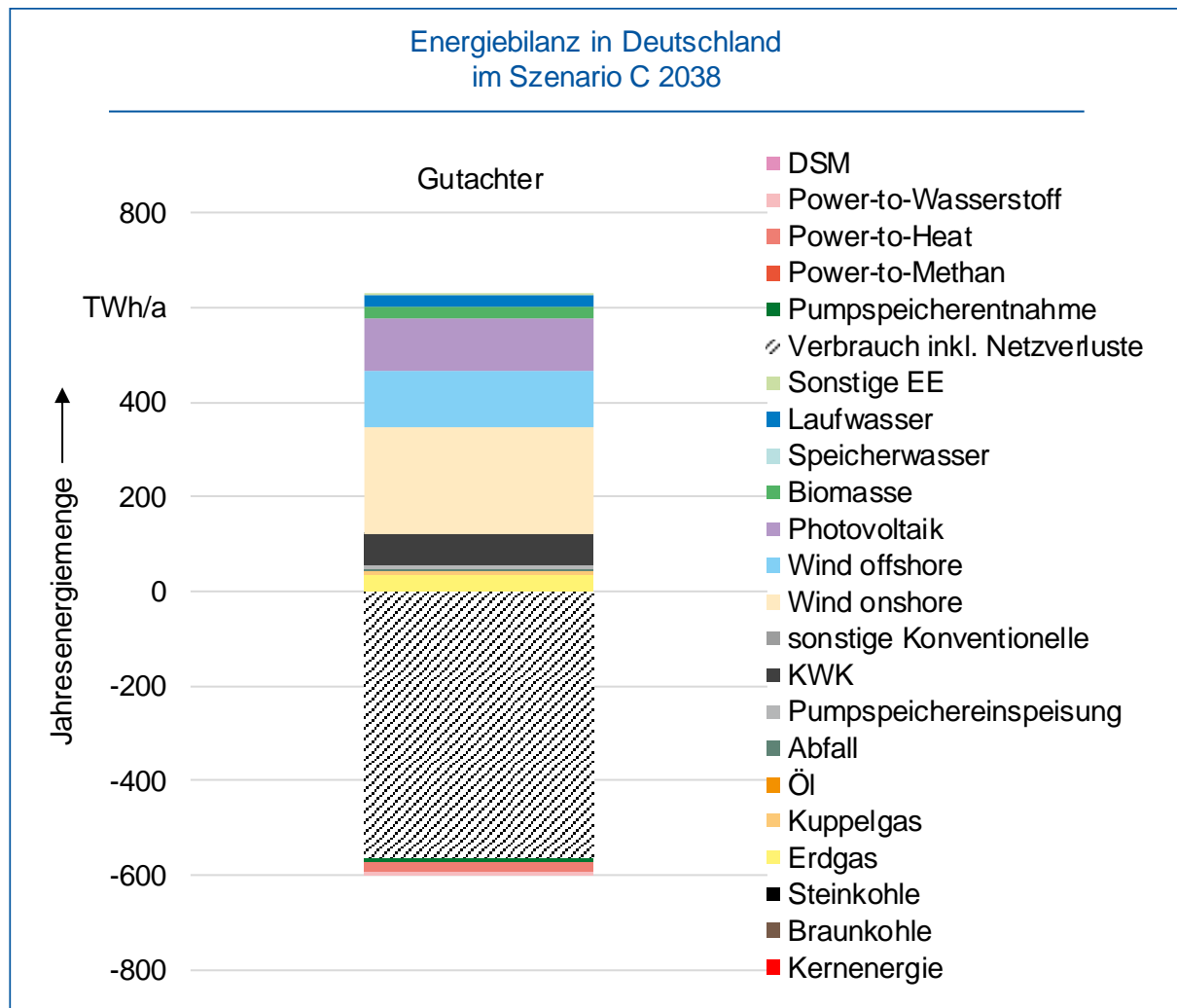
Die Eingangsdaten des Zusatzszenarios orientieren sich grundsätzlich an den Szenarien C 2030 sowie B 2035. Abweichend kommt es zur vollständigen Abschaltung der Braun- und Steinkohlekraftwerke und einem im Vergleich zum Jahr 2035 um 7,5 GW erhöhten Anteil von Gaskraftwerken, u.a. durch einen erhöhten Zubau von innovativen KWK-Kraftwerken. Ausgehend vom Szenario C 2030 werden die EE-Anlagen im Umfang linear fortgeschrieben und um 37,5 GW erhöht unterstellt. Bei den Annahmen zur Sektorenkopplung orientiert sich das Zusatzszenario C 2038 an denen des Szenarios C 2030. Die Nachfrageseite entspricht der des Szenarios C2030.

### 6.2 Ergebnisse der Marktanalysen des Gutachters

In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur wurden vom Gutachter zusätzliche flussbasierte Marktsimulationen für das Szenario C 2038 durchgeführt und deren Ergebnisse plausibilisiert.

Die Auswertung der in Abbildung 6-1 dargestellten Energiebilanz verdeutlicht die signifikanten Veränderungen innerhalb der Erzeugungsstruktur im Vergleich zu den in Abschnitt 4.3 vorgestellten Marktsimulationsergebnissen des Szenarios C 2030. Die durch die Abschaltung von Braun- und Steinkohlekraftwerken entstehende Erzeugungslücke wird im Wesentlichen durch die zusätzliche Einspeisung aus erneuerbaren Energien (Windenergieanlagen an Land und auf See, Photovoltaikanlagen) geschlossen. Zudem ist eine leicht steigende Einspeisung aus erdgasgefeuerten Kraftwerken sowie durch Kleinanlagen zu verzeichnen. Der durch die Zunahme

von volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energien zunehmende Flexibilitätsbedarf zeigt sich unter anderem durch die erhöhte Nutzung von Pumpspeichern.



**Abbildung 6-1: Energiebilanz in Deutschland im Szenario C 2038**

Abbildung 6-2 zeigt die Handelsbilanzen<sup>22</sup> in ausgewählten europäischen Ländern. Dabei zeigt sich, dass Deutschland im Vergleich mit dem Szenario C 2030 signifikant weniger Strom exportiert. Dies wird insbesondere durch eine zunehmende, europaweite Erzeugung aus Erdgaskraftwerken kompensiert. Aufgrund der gleichbleibenden installierten Kraftwerkskapazitäten im europäischen Ausland unterscheiden sich die vom Gutachter bestimmten Handelsbilanzen nicht signifikant von den bestimmten Werten im Jahr 2030.

Die Volllaststunden thermischer Kraftwerke für das Zusatzszenario C 2038 sind in Abbildung 6-3 dargestellt. Trotz einer vollständigen Abschaltung kohlegefeuerter Anlagen kommt es in Deutschland zu keiner Höherauslastung der vorhandenen erdgas- und mineralölgefeuerten

<sup>22</sup> Saldo aus Importen und Exporten. Positive Handelsbilanzen bedeuten einen Netto-Export.



Kraftwerke, sondern zu einem leichten Rückgang der Volllaststunden verglichen mit dem Szenario C 2030. Dies liegt neben der erhöhten installierten Leistung von Erdgaskraftwerken an der stark gestiegenen Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

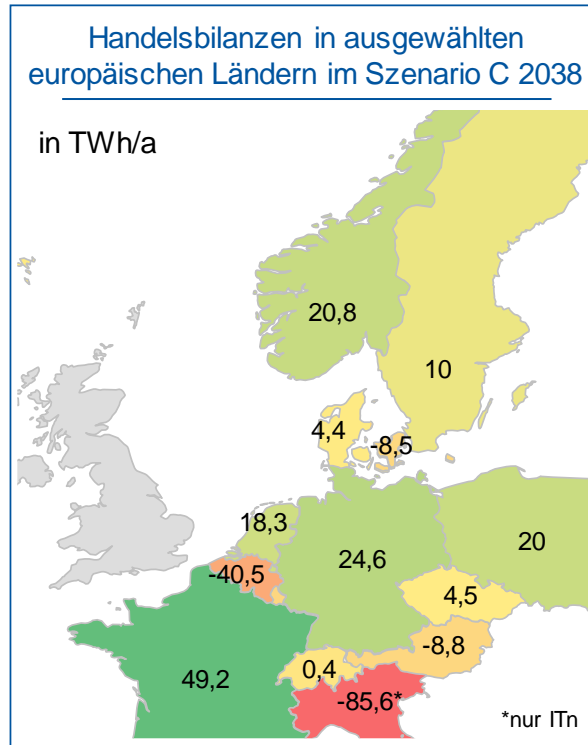


Abbildung 6-2: Handelsbilanzen in ausgewählten europäischen Ländern im Szenario C 2038

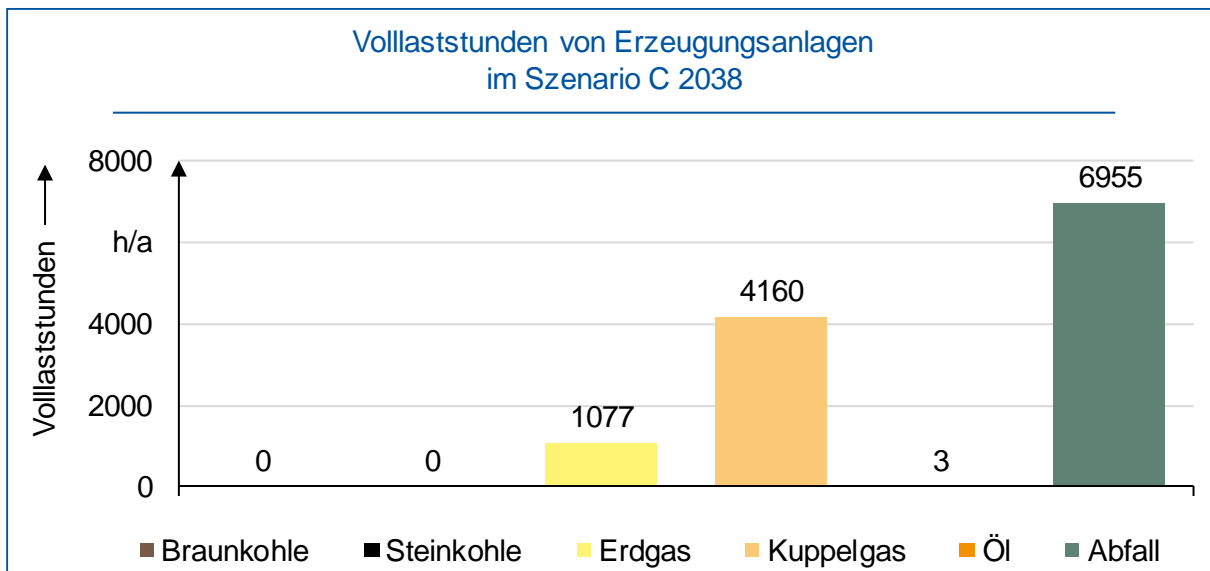
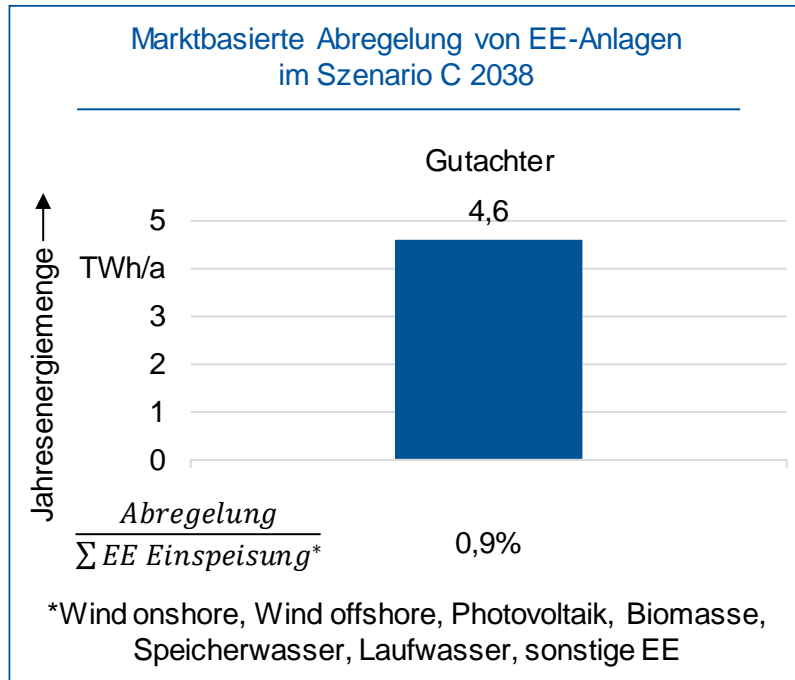


Abbildung 6-3: Volllaststunden von Erzeugungsanlagen im Szenario C 2038

Die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien führt gleichzeitig zu einem zeitweisen Überangebot an Stromerzeugung, dem mit Abregelung der Erzeugung aus erneuerbaren

Energien begegnet wird. Die jährlichen Energiemengen der notwendigen marktseitigen Abregelung sind in Abbildung 6-4 dargestellt. Im Vergleich zum Szenario C 2030 kommt es im Zusatzszenario C 2038 fast zu einer Vervielfachung der abgeregelten Energiemenge. Dies verdeutlicht, dass mit einer weiteren Zunahme erneuerbarer Energien auch ein deutlich wachsender Flexibilitätsbedarf verbunden ist.



**Abbildung 6-4: Marktbasierter Abregelung von EE-Anlagen im Szenario C 2038**

Die Abschaltung der kohlegefeuerten Kraftwerkskapazitäten hat hohen Einfluss auf die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche in Abbildung 6-5 dargestellt sind. Verglichen mit dem Szenario C 2030 kommt es dabei zu einer signifikanten Emissionsreduktion von über 60%. Die Dezentralisierung der Erzeugungsstruktur inklusive eines starken Zubaus von kleinen, erdgasgefeuerten Erzeugungsanlagen führt zusätzlich dazu, dass der Großteil der Emissionen durch Kleinanlagen verursacht wird. Bestimmung und verursachungsgerechte Zuordnung der anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen ist für diese Anlagenklasse sehr stark von den getroffenen Annahmen abhängig, sodass die dargestellten Emissionsmengen mit Unsicherheiten behaftet sind.

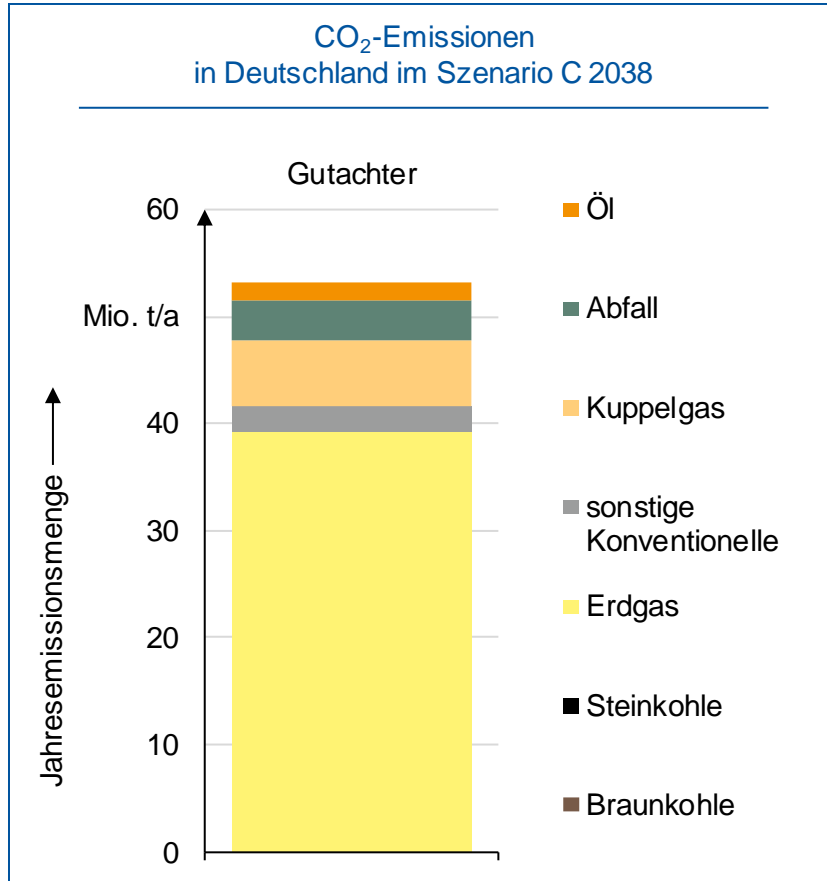


Abbildung 6-5: CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland im Szenario C 2038

## 6.3 Ergebnisse der Netzanalysen des Gutachters

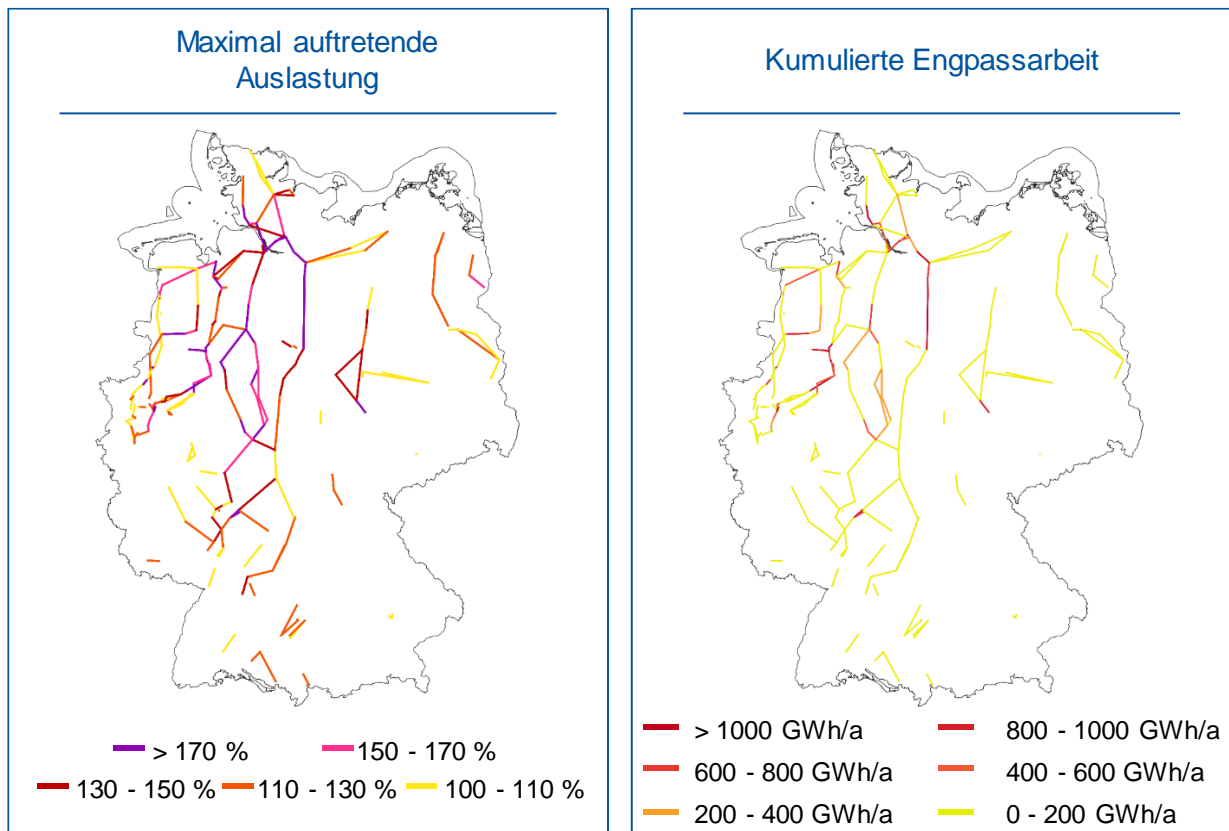
### 6.3.1 Definition der Referenzuntersuchungen

Als Ausgangsnetz wird bei der Interkonnektorenbewertung der Netzausbauzustand *BBP+* und bei der HGÜ-Bewertung der Netzausbauzustand HGÜ zu Grunde gelegt (vgl. Abschnitt 5.3.1). Für den Netzausbauzustand *BBP+* ist aufgrund der angestrebten Inbetriebnahme im Jahr 2035 die zweite Verbindung des Projekts HansaPowerBridge von Deutschland nach Schweden im Netz enthalten.

### 6.3.2 Referenzuntersuchung C 2038 *BBP+*

Für die Referenzuntersuchung C 2038 *BBP+* wurden die Ergebnisse der Marktsimulation aus Abschnitt 6.2 genutzt. Abbildung 6-6 stellt die Belastung des deutschen Übertragungsnetzes dar. Auf der linken Seite sind die im Jahresverlauf pro Leitung maximal auftretenden

Überlastungen im (n-1)-Fall und auf der rechten Seite die über das Jahr kumulierte Engpassarbeit je Leitung abgebildet.

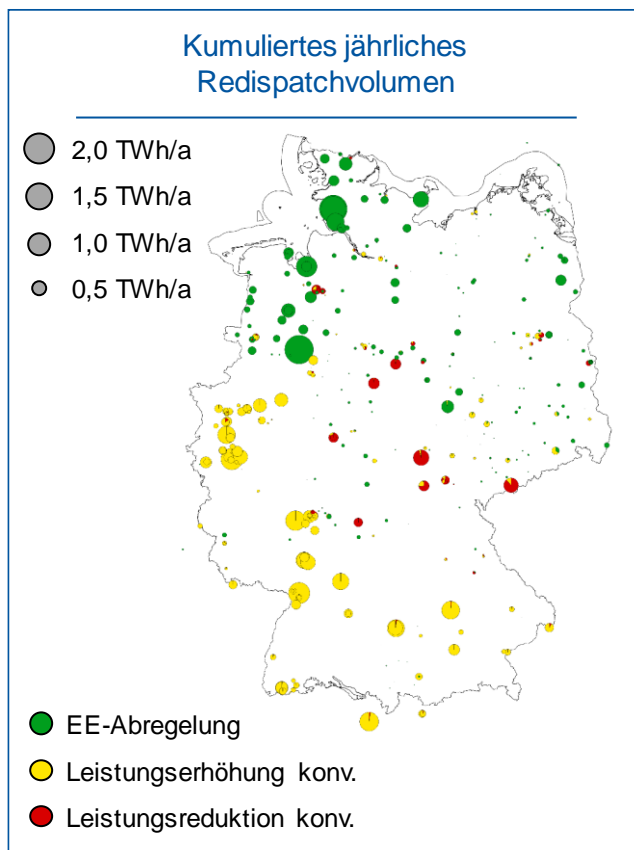


**Abbildung 6-6: Netzengpässe der Referenzuntersuchung C 2038 BBP+**

Anhand von Abbildung 6-6 lassen sich für das Szenario C 2038 und den unterstellten Netzausbauzustand BBP+ in ähnlichen Netzgebieten wie in der Referenzuntersuchung C 2030 BBP+ (vgl. Abschnitt 5.3.2) Überlastungen identifizieren. Wie in Szenario C 2030 treten Überlastungen insbesondere im Westen Deutschlands in nordsüdlicher Richtung auf. Im Gegensatz zu Szenario C 2030 treten im Szenario C 2038 jedoch auch vermehrt Überlastungen im Osten Deutschlands an der Grenze zu Polen auf. Dabei resultieren Auslastungen von bis zu ca. 255 %. Einzelne Leitungen sind in mehr als 4000 Stunden des Jahres überlastet. Die gesamte auftretende Engpassarbeit beträgt 112,57 TWh/a.

Abbildung 6-7 stellt das über das Jahr kumulierte, benötigte Redispatchvolumen dar. Im Vergleich zur Referenzuntersuchung C 2030 BBP+ (vgl. Abschnitt 5.3.2) steigt insbesondere die Abregelung von EE-Anlagen stark an, wodurch sich ebenfalls ein starker Anstieg der Leistungserhöhung von konventionellen Kraftwerken ergibt. Im Gegensatz zur Referenzuntersuchung C 2030 BBP+ tritt die Abregelung von EE-Anlagen nicht mehr nur vorrangig im Norden Deutschlands, sondern ebenfalls verstärkt in der Region um Niedersachsen auf. Auch an der polnischen Grenze ergibt sich eine verstärkte Abregelung von EE-Anlagen, welche der Behebung der im

Vergleich zur Referenzuntersuchung C 2030 BBP+ hinzugekommenen Engpässe an der deutsch-polnischen Grenze dient. Demgegenüber resultiert im Vergleich zur Referenzuntersuchung C 2030 BBP+ insbesondere in Nordrhein-Westfalen eine Zunahme der Einspeiseerhöhung konventioneller Kraftwerke.



**Abbildung 6-7: Redispatchergebnisse der Referenzuntersuchung C 2038 BBP+**

Insgesamt resultiert ein Redispatchvolumen von etwa 38,40 TWh, wovon ca. 16,00 TWh auf die Abregelung von EE-Anlagen entfallen. Dies entspricht Redispatchkosten von ca. 3,09 Mrd. €. Durch die aufgrund der Abregelung von EE-Anlagen notwendige Leistungserhöhung konventioneller Kraftwerke steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 6071,89 kt. Tabelle 6-1 fasst die beschriebenen Bewertungsgrößen der Referenzuntersuchung zusammen.

**Tabelle 6-1: Bewertungsgrößen der Referenzuntersuchung C 2038 BBP+**

Volumen Redispatch (TWh/a)	Volumen Abregelung (TWh/a)	Kosten Redispatch (Mio. €/a)	Änderung CO <sub>2</sub> -Emissionen (kt/a)
38,40	16,00	3090,0	6071,89

### 6.3.3 Bewertung der Interkonnektoren

Tabelle 6-2 zeigt die Bewertungsgrößen für die sieben Interkonnektoren, wobei der hinzugenommene Interkonnektor HansaPowerBridge II auch gemeinsam mit HansaPowerBridge I bewertet wird.

Wie zuvor im Jahr 2030 führen die Interkonnektoren NeuConnect, HansaPowerBridge I und HansaPowerBridge II weiterhin auch in 2038 dazu, dass teure Kraftwerke durch grundlastfähige, günstigere Kraftwerke abgelöst werden können. Die Notwendigkeit einer Abregelung von EE-Anlagen kann durch die zusätzlichen Interkonnektoren reduziert werden. Weiterhin substituieren die Interkonnektoren HansaPowerBridge I und II Flexibilitäten in deutschen Gaskraftwerken durch ausländische Flexibilitäten. Die Folge sind zusätzliche netzentlastende Transite durch Deutschland in Richtung Norden.

Für den 2. belgischen Interkonnektor ist zu erkennen, dass der grundsätzliche Trend, die Stromproduktion teurerer Kraftwerke durch günstigere Kraftwerke zu ersetzen, beibehalten wird. Da in Deutschland keine Kohlekraftwerke in Betrieb sind, ergibt sich für Deutschland eine vergleichsweise geringe Änderung der Stromerzeugung, es treten aber höhere Transite Richtung Belgien auf, die zu einem erhöhten Redispatchbedarf führen.

Vergleichbare Ergebnisse wie im Jahr 2030 zeigen sich für den Interkonnektor Tiengen auch im Jahr 2038. Es zeigen sich weiterhin steigende Transite von den deutschen Anrainern Niederlande, Polen, Großbritannien und Frankreich durch Deutschland in Richtung Schweiz. Die Stromproduktion in Deutschland ist davon wenig beeinflusst. Die netzbelastenden Transite steigern den Redispatchbedarf.

Die beiden Interkonnektoren Eichstetten und Uchtelfangen haben wie in 2030 nur sehr geringe Auswirkungen auf die markt- und netzbasierten Bewertungsgrößen. Hintergrund ist auch hierbei, dass in 2038 andere Interkonnektoren handelsbegrenzend wirken.

Insgesamt erweisen sich die Ergebnisse im Szenario C 2030 robust gegen Auswirkungen durch den deutschen Kohleausstieg.

**Tabelle 6-2: Bewertungsgrößen für die Bewertung der Interkonnektoren (Referenzuntersuchung: C 2038 BBP+)**

Interkonnektor	Marktbasiert			Netzbasiert		Markt- und netzbasiert	
	Einsparung Erzeugungskosten in Europa (Mio. €/a)	Erhöhung Produzentenrente in DE (Mio. €/a)	Erhöhung Konsumentenrente in DE (Mio. €/a)	Einsparung Redispatch (TWh/a)	Kosteneinsparung (Mio. €/a)	Einsparung Abregelung (TWh/a)	CO <sub>2</sub> -Einsparung (kt/a)
Uchtelfangen	1,7	7,4	-5,4	0,03	0,0	0,01	4,3
Eichstetten	<1,0	-30,3	32,9	0,04	0,0	0,0	29,5
Tiengen	157,3	153,6	-60,7	-2,72	-230,0	-1,0	-296,2
HansaPowerBridge I bzw. II	62,1	56,3	7,0	1,36	110,0	0,8	336,9
HansaPowerBridge I und II	140,5	119,7	-45,8	2,56	210,0	1,7	760,0
2. belg. Interkonnektor	30,7	69,6	-45,8	-2,03	-140,0	-0,6	-333,3
NeuConnect	40,0	130,9	-68,4	3,01	260,0	1,8	547,8

### 6.3.4 Referenzuntersuchung C 2038 HGÜ

Die Ergebnisse zur Referenzuntersuchung C 2038 HGÜ befinden sich im Anhang 8.2.5.

### 6.3.5 Bewertung der HGÜ-Verbindungen

Die Bewertungsgrößen der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen HGÜ-Verbindungen, welche bisher jedoch nicht bestätigt wurden, können Tabelle 6-3 entnommen werden.

**Tabelle 6-3: Änderung der Bewertungsgrößen durch die HGÜ-Verbindungen (Referenzuntersuchung: C 2038 HGÜ)**

HGÜ	Einsparung Redispatch (TWh/a)	Einsparung Abregelung (TWh/a)	Kosten-einsparung (Mio. €/a)	CO <sub>2</sub> -Einsparung (kt/a)	Entlastungsindex (%)
DC 21a	2,78	2,20	363,2	666,56	79,2
DC 21b	2,45	2,26	357,3	564,50	94,9
DC 23	5,08	0,65	223,5	500,52	80,6
DC 25	4,11	2,39	442,1	821,64	91,3

Im Vergleich zu der Bewertung für das Jahr 2030 (vgl. Abschnitt 5.3) steigen bei allen HGÜ-Verbindungen mit Ausnahme von DC 21a die möglichen Einsparungen an Redispatch deutlich an. Dabei ist auffällig, dass insbesondere bei DC 21a, DC 21b und DC 25 der Anteil der eingesparten Abregelung von EE-Anlagen deutlich höher ist als im Jahr 2030. Die HGÜ-Verbindung DC 23 besitzt dagegen wiederum einen höheren Einfluss auf mögliche Einsparungen an konventionellem Redispatch. Folglich sind bei dieser die geringsten Einsparungen an Kosten und CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu beobachten. Der Mehrwert von DC 21b und DC 25 steigt dagegen relativ zu den anderen HGÜ-Verbindungen deutlich an. Dies spiegelt sich ebenfalls im Entlastungsindex (vgl. Abschnitt 5.2.2.4) wider. So weisen DC 21b und DC 25 im Szenario Jahr 2038 den höchsten Entlastungsindex auf. DC 21a und DC 23 besitzen in diesem Szenario einen Entlastungsindex von jeweils ungefähr 80 %, wobei im Vergleich zum Jahr 2030 der Entlastungsindex von DC 23 deutlich um ca. 23 % ansteigt und der Entlastungsindex von DC 21a auf ähnlichem Niveau verbleibt.

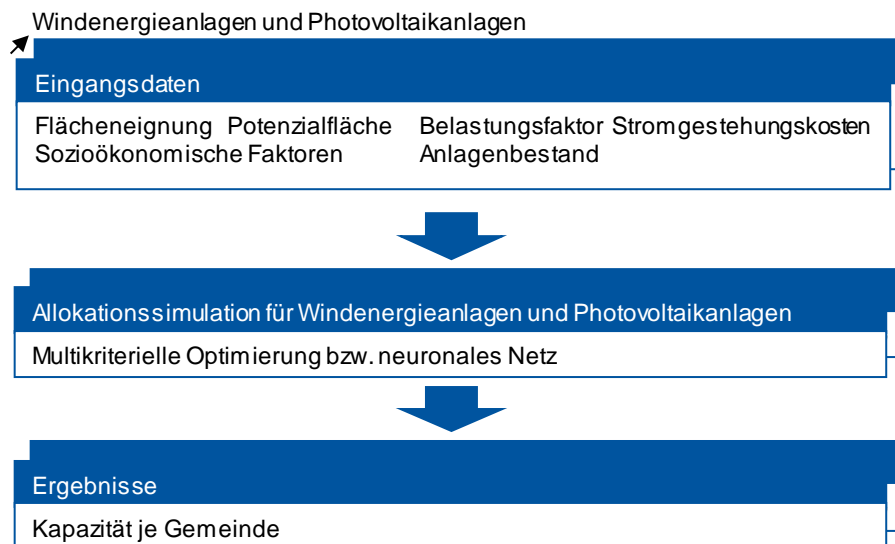
Insgesamt erhöht der Kohleanstieg den Mehrwert dieser HGÜ-Verbindungen signifikant in Bezug auf die Entlastung des Übertragungsnetzes und die Integration erneuerbarer Energien.



## 7 Anhang: Detaillierte Beschreibung des methodischen Vorgehens für die Markt- und Netzbetriebssimulationen

### 7.1 Regionalisierung für Windenergie- und Photovoltaikanlagen

Abbildung 7-1 zeigt einen Überblick über das Vorgehen zur Regionalisierung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen.



**Abbildung 7-1: Vorgehen zur Regionalisierung**

Neben regulatorischen Steuerungsinstrumenten sind Wirtschaftlichkeit, Flächeneignung und gesellschaftliche Treiber Schlüsselfaktoren, welche für eine Differenzierung zwischen den unterschiedlichen Standorten sorgen und berücksichtigt werden müssen. Sie werden vorgelagert auf Gemeindeebene aufbereitet.

Sie beinhalten:

- Wirtschaftlichkeit,
- Flächeneignung und
- Akzeptanz.

Um räumliche Unterschiede der Wirtschaftlichkeit abzubilden, werden für jede Gemeinde Stromgestehungskosten ermittelt. Gemeindegemeinschaften werden Investitions- und Betriebsausgaben

sowie Stromerträge für verschiedene Anlagentypen von Windenergieanlagen und eine typische Photovoltaikanlagenkonfiguration ermittelt. Die Differenzierung nach Anlagentypen erfolgt nur für Windenergieanlagen, da es nur bei Windenergieanlagen einen Einfluss hat, welcher Anlagentyp, z.B. Stark- oder Schwachwindanlagen, genutzt wird, denn diese sind für Standortbedingungen optimiert. Der wirtschaftlichste Windenergieanlagentyp, also der Typ mit den niedrigsten Stromgestehungskosten, wird für den Zubau in der Gemeinde ausgewählt. Ergebnis des Vorgehens sind gemeindescharfe Stromgestehungskosten für Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

Die Bewertung der Flächeneignung erfolgt zunächst auf Detailebene und wird anschließend auf Gemeindeebene aggregiert. Dazu wird die Bundesfläche Deutschlands in Rasterfelder in einer Auflösung von 250 m x 250 m unterteilt und die Eignung jedes dieser Felder untersucht. Eingangsdaten zur Ableitung der Flächeneignung bilden Standorte heutiger Anlagen sowie Eigenschaften der Rasterflächen, welche Aufschluss über ihre Eignung für die Anlagenerrichtung geben können, z.B. die Distanzen des Mittelpunktes einer Rasterfläche zur nächsten Siedlungsfläche, Straße, Autobahn oder zu einem Schutzgebiet. Mit Hilfe eines Ansatzes maschinellen Lernens – der sog. Maximum-Entropie-Methode – wird aus diesen Daten ein Zusammenhang zwischen Flächeneigenschaften und ihrer Eignung zur Anlagenerrichtung abgeleitet und auf alle Flächen übertragen. Ergebnis dieses Vorgehens ist die Eignung zur Anlagenerrichtung für jede Fläche einer Gemeinde.

Gesellschaftliche Einflüsse wie die Akzeptanz haben einen großen Einfluss auf die Standortwahl, sind aber nicht eindeutig quantifizierbar. Daher wird eine geeignete Approximation des Effektes der gesellschaftlichen Akzeptanz gewählt: der sog. Belastungsgrad stellt den Flächenbedarf von Anlagen der Anwohnerdichte gegenüber. Er wird für jede Gemeinde individuell berechnet.

Neben diesen Eingangsgrößen werden außerdem regulatorische Instrumente wie das Referenzertragsmodell und regulatorische Vorgaben wie Mindestabstände berücksichtigt.

Auf Basis dieser Eingangsdaten erfolgt die Simulation von Allokation und Einspeisung für Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Es wird eine multikriterielle Optimierung genutzt, die für Windenergieanlagen und Freiflächen-Photovoltaikanlagen grundsätzlich analog aufgebaut ist. Die unterschiedliche Wirkung der Schlüsselfaktoren wird durch eine geeignete Parametrierung abgebildet. Dazu werden die drei o.g. Schlüsselfaktoren mit Hilfe von Gewichtungsfaktoren in einer Zielfunktion kombiniert: Es werden Standorte genutzt, welche möglichst niedrige Stromgestehungskosten und eine möglichst gute Flächeneignung aufzeigen, gleichzeitig darf aber die Anwohnerbelastung nicht zu groß werden. Gleichzeitig darf der Zubau nur auf der verfügbaren Potenzialfläche erfolgen. Die Wahl der Gewichtungsfaktoren wird durch eine

Parameterschätzung im Vergleich zum historischen Bestand ermittelt und unterscheidet sich für Freiflächen-Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen. Die Kapazitäten je Gemeinde und Anlagentechnologie sind Ergebnisse des Modells.

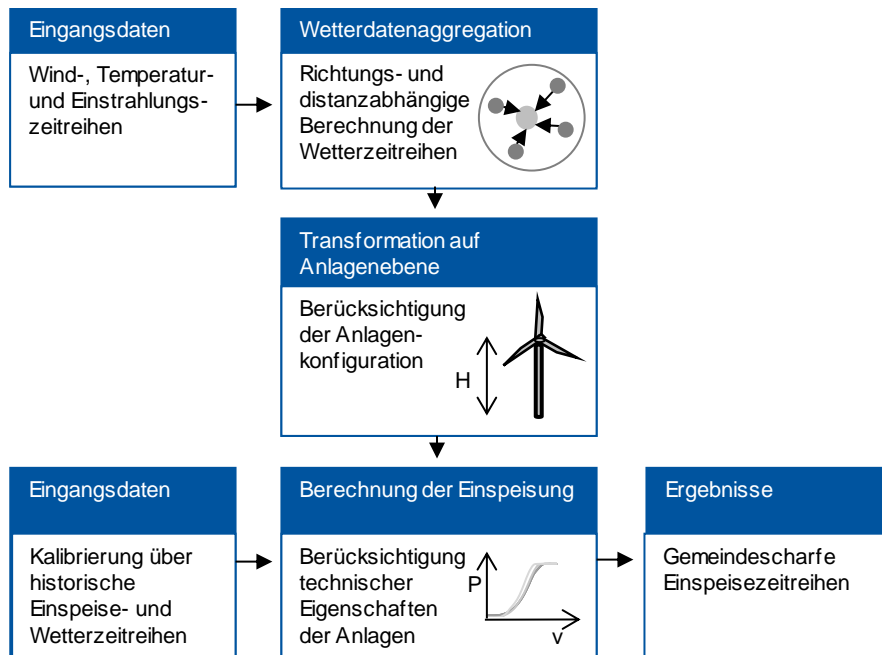
Zur Bestimmung der zukünftigen regionalen Verteilung von Dachflächen-Photovoltaikanlagen ist das oben gezeigte Modell nicht geeignet, da Hauptinvestoren kleiner Photovoltaik-Dachanlagen Privatleute sind, die Anlagen auf dem eigenen Haus installieren und neben wirtschaftlichen Gründen eine Reihe weiterer, oft psychologischer Faktoren die Investitionsentscheidung beeinflussen. Dabei sollten nichtlineare Zusammenhänge sozioökonomischer Einflussfaktoren und des historischen Zubaus berücksichtigt werden. Zur Abbildung solcher Zusammenhänge sind neuronale Netze gut geeignet. Sie können auf Basis historischer Daten über den gemeindeschaffen Zubau von Anlagen und sozioökonomische Kenngrößen trainiert werden. Daher wird für die Allokationssimulation ein neuronales Netz genutzt. Es werden u.a. folgende Kenngrößen berücksichtigt:

- Globalstrahlung,
- Einwohnerzahl,
- Infrastruktur, z.B. Anzahl und Art der (Wohn-)Gebäude,
- Wohlstand einer Gemeinde, z.B. mittleres Einkommen oder Erwerbslosenanteil,
- Anlagenzubau je Jahr und Gemeinde.

Hier sind Kapazitäten je Gemeinde sind Ergebnisse des Modells.

## 7.2 Zeitreihenermittlung für Windenergie- und Photovoltaikanlagen

Einspeisezeitreihen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen werden auf Basis räumlich aufgelöster Wetterzeitreihen für Windgeschwindigkeit, Temperatur und Globalstrahlung berechnet. Abbildung 7-2 zeigt das Vorgehen schematisch.



**Abbildung 7-2: Verfahren zur Simulation der Einspeisung von EE-Anlagen**

Die Wetterzeitreihen werden distanzgewichtet interpoliert, um Wetterverhältnisse im Mittelpunkt jeder Gemeinde zu bestimmen. Die Einspeiseberechnung erfolgt für Photovoltaikanlagen mit typischen Anlagenkennwerten beispielweise für die Ausrichtung, Neigung und temperaturabhängige Kennlinien für Wechselrichter und Module. Für Windenergieanlagen werden Herstellerkennlinien berücksichtigter Anlagentypen genutzt. Die Windgeschwindigkeit wird auf den jeweiligen Nabenhöhen berechnet, um anlagentypspezifische Erträge zu ermitteln. Eine Korrekturkurve stellt sicher, dass Abweichungen der Stromerzeugung von der idealen Erzeugung laut Herstellerkennlinien, z.B. durch Verschattungen, berücksichtigt werden.

## 7.3 Modelle zur Ermittlung der Stromnachfrage

### 7.3.1 Elektrofahrzeuge

Die Stromnachfrage der Elektrofahrzeuge ist abhängig von der zurückgelegten Strecke sowie dem Stromverbrauch je 100 km. Die für die Fahrten benötigte Stromnachfrage wird durch Ladung der Fahrzeugbatterie in den Standzeiten der Fahrzeuge gedeckt. Das Modell zur Ermittlung des Strombedarfs der Elektrofahrzeuge soll dieses Verhalten nachbilden und basiert auf stochastisch generierten Fahrprofilen. Für diese Fahrprofile wird anschließend der elektrische Verbrauch basierend auf typischen Durchschnittsverbräuchen berechnet und zu Beginn der Standzeiten die Fahrzeugbatterie geladen. Die resultierenden 15-minütigen

Zeitreihen enthalten Informationen über den Stromverbrauch je Viertelstunde. Eine detailliertere Beschreibung des Modells ist in dem Beitrag „Erlöspotenziale gewerblicher Elektromobilität am deutschen Strommarkt“ zu finden [14]. Im Rahmen des Begutachtungsprozesses des Netzentwicklungsplans wurden durch den Gutachter unterschiedliche Fahrprofile für Fahrten im Privat- und Wirtschaftsverkehr ermittelt.

Die Fahrprofile werden unter Verwendung spezifischer Verteilungsfunktionen realer Fahrdaten zufällig generiert und auf die Erfüllung einer Kontinuitätsbedingung geprüft. Die Kontinuitätsbedingung stellt sicher, dass der Energiebedarf der betrachteten Fahrt nicht größer als die in der Batterie gespeicherte Energie ist. Die in der Batterie gespeicherte Energie ergibt sich dabei aus dem Batteriefüllstand nach der vorherigen Fahrt sowie der maximal einzuspeichernden Energie in der Standzeit des Fahrzeuges. Ist die Kontinuitätsbedingung erfüllt, wird die Fahrt in das Fahrprofil des entsprechenden Tages übernommen. Andernfalls wird das Fahrprofil in Teilen so oft neu erzeugt, bis die Kontinuitätsbedingung nicht mehr verletzt wird. Der Energiebedarf für eine gesamte Fahrt wird dann dem Startintervall zugeordnet, da während der Fahrt keine Ladung möglich ist.

Zunächst wird für die Fahrt ein Startzeitpunkt ermittelt, indem aus der Verteilung der Startzeitpunkte für Fahrten gemäß den Studien „REM2030“ (Wirtschaftsverkehr) und „Mobilität in Deutschland 2017“ (Privatverkehr) stochastisch ein Startzeitpunkt bestimmt wird.

Nach der Ermittlung eines Startzeitpunktes einer Fahrt wird die Durchschnittsgeschwindigkeit und die zurückgelegte Strecke ebenfalls aus der Verteilung der Wege der Studien „REM2030“ und „Mobilität in Deutschland 2017“ bestimmt. Aus der Wegstrecke und der Durchschnittsgeschwindigkeit ergibt sich dann die Dauer der Fahrt, sowie der Verbrauch elektrischer Energie.

Unmittelbar nach Beendigung der Fahrt, sobald das Fahrzeug ans Netz angeschlossen ist, wird die Ladung der Fahrzeugbatterie mit einer konstanten Ladeleistung simuliert. Im Begutachtungsprozess des NEP2030 (2019) wurde die im Szenariorahmen vorgegebene Ladeleistung in Höhe von 3,7 kW berücksichtigt.

Im Begutachtungsprozess des NEP2030 (2019) wurden Privat und Pendlerfahrten entsprechend der Vorgaben im Szenariorahmen parametrisiert, sodass eine mittlere jährliche Strecke von 10.000 km je Fahrzeug erreicht wird. Weiterhin wird der im Szenariorahmen vorgeschlagene Verbrauch in Höhe von 25 kWh pro 100 km zur Ermittlung des Energiebedarfs zu Grunde gelegt. Der Gutachter hat exemplarisch die Profile für 1000 Elektrofahrzeuge berechnet, und diese dann entsprechend der im Szenariorahmen definierten Gesamtzahl für jedes Szenario skaliert.

### 7.3.2 Wärmepumpen

Das Modell zur Ableitung des Strombedarfs der Wärmepumpen besteht im Wesentlichen aus zwei Teilen. Das erste Teilmodell ermittelt den thermischen Wärmebedarf eines Gebäudes während das zweite Teilmodell den elektrischen Strombedarf zur Deckung des Wärmebedarfs abbildet.

Das thermische Gebäudemodell ermittelt auf Basis unterschiedlicher Gebäudetypen gemäß der Gebäudeklassifikation der TABULA Gebäudetatenbank [15] den Raumwärmebedarf zur Einhaltung einer vorgegebenen Raumtemperatur in Höhe von 20 °C. Zur Begutachtung des Netzentwicklungsplans wurden Typgebäude ausgewählt, deren mittlerer jährlicher elektrischer Strombedarf zur Bereitstellung von Wärme dem im Szenariorahmen vorgegebenen jährlichen Strombedarf in Höhe von 7000 kWh je Wärmepumpe entspricht. Der thermische Heizenergiebedarf zur Einhaltung einer vorgegebenen Raumtemperatur entspricht den thermischen Wärmeverlusten und kann für jeden Zeitpunkt und jedes Gebäude berechnet werden. Eine detaillierte Beschreibung der Ermittlung der thermischen Verluste über die Gebäudehülle und durch die Lüftung ist in [16] zu finden. Zusätzlich zu den thermischen Verlusten wird der thermische Bedarf zur Bereitstellung von Warmwasser abhängig von der Anzahl an Haushaltsmitgliedern berechnet. Die Anzahl an Haushaltsmitgliedern ergibt sich aus der durchschnittlichen Wohnfläche einer Person und der Wohnfläche der betrachteten Typgebäude. Der Wärmebedarf ergibt sich dann aus einem stochastisch bestimmtem Zapfprofil mit statischen Zapf- und Frischwassertemperaturen. Eine detailliertere Beschreibung des verwendeten Modells ist ebenfalls in [16] zu finden.

Im Folgenden wird nun das zweite Teilmodell zur Deckung des ermittelten Wärmebedarfs durch eine Wärmepumpe beschrieben. Das Verhältnis zwischen thermischer Leistung und elektrischer Leistungsaufnahme einer Wärmepumpe wird als Coefficient of Performance (COP) beschrieben und ist abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Eingangs- und Ausgangstemperatur und wird dementsprechend modelliert. In jedem Zeitschritt erfolgt dann die Deckung des Wärmebedarfs durch einen entsprechenden Einsatz der Wärmepumpe und es resultiert eine elektrische Nachfrage, die sich aus der Division der thermischen Nachfrage durch den COP ergibt. Eine detaillierte Beschreibung des Modells zur Ermittlung der resultierenden elektrischen Nachfrage findet sich ebenfalls in [16].

## 7.4 Europäische Marktsimulation

Das im Zuge der Marktanalysen vom Gutachter verwendete Marktsimulationsverfahren beruht auf Methoden der Kraftwerkseinsatz- und Handloptimierung und wurde im Rahmen verschiedener Studien erfolgreich angewandt. Der grundsätzliche Ablauf des Verfahrens ist in Abbildung 7-3 dargestellt und soll nachfolgend erläutert werden. Eine vollumfängliche Erläuterung findet sich zudem in [17].

Als Eingangsdaten des Verfahrens dienen unter anderem die Vorgaben des Szenariorahmens sowie des Ten-Year Network Development Plan 2018. Die Eingangsdaten umfassen:

- Maximale Leistung, eingesetzter Primärenergieträger, Typ, Verfügbarkeit, Wärmeverbrauchskurve, Minimaleistung, minimale Betriebs- und Stillstandszeit und Startkosten aller thermischen Kraftwerke.
- Stündliche Zeitreihen der Erzeugung aus Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie anderer Must-Run Erzeugung wie Laufwasser, Windkraft oder Photovoltaik
- Beckengrößen, Zuflüsse, Fallhöhen und Maschinentyp von (Pump-) Speicherkraftwerken sowie Wirkungsgrade für Pumpen und Turbinen.
- Primärenergiepreise sowie Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate
- Definition des Betrachtungsbereichs durch die Vorgabe von Gebotszonen
- Einschränkung der Austauschkapazitäten zwischen Marktgebieten mithilfe von NTC oder flussbasierten Restriktionen
- Stündliche Zeitreihen der Nachfrage nach elektrischer Energie
- Bereitstellende Regelleistung für jedes Marktgebiet
- Stündliche Austauschzeitreihen mit Marktgebieten außerhalb des Simulationsbereiches

Die Ermittlung des europaweiten, kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes stellt eine komplexe Aufgabe dar, die nur mittels mathematischer Optimierungsverfahren gelöst werden kann. Insbesondere aufgrund der Ganzzahligkeitsentscheidungen beim Einsatz thermischer Kraftwerke sowie der zeitlichen Kopplungen hydraulischer Erzeugungsanlagen und Gruppen kann das Problem für ein Simulationsjahr nicht mithilfe standardisierter mathematischer Verfahren gelöst werden. Die verwendete Kraftwerkseinsatzoptimierung nutzt zur Lösung des vorliegenden Optimierungsproblems einen mehrstufigen Zerlegungsansatz auf Basis einer

Lagrange-Relaxation. Als Zielfunktion dient dabei die Minimierung der Kosten der Stromerzeugung in allen Marktgebieten über den Betrachtungszeitraum eines Jahres. Die zu berücksichtigenden Nebenbedingungen ergeben sich unter anderem aus der Deckung der Last, der Regelleistungsvorhaltung, den verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten sowie den technischen Restriktionen der Erzeugungsanlagen und Speicher. Aufgrund der Berücksichtigung ganzzahliger Einschaltentscheidungen sowie nichtlinearer Wärmeverbrauchskurven thermischer Erzeugungsanlagen ergibt sich ein Gemischt-Ganzzahlig Quadratisches Optimierungsproblem (GGQP).

Zur Bestimmung einer Startlösung für den Im- und Export von Fahrplanenergie wird im ersten Verfahrensschritt eine vereinfachte Simulation auf Basis einer Linearen Programmierung (LP) durchgeführt. Dafür werden die Wärmeverbrauchskurven der thermischen Erzeugungseinheiten mithilfe eines Wärmeverbrauchscoeffizienten linearisiert, sowie Einschaltentscheidungen und Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten vernachlässigt. Die ermittelte Startlösung dient als Eingangsdatensatz für den nachfolgenden Verfahrensschritt.

Kern des verwendeten Verfahrens bildet eine Lagrange-Dekomposition und -Relaxation. Dieser Ansatz ermöglicht eine Zerlegung sowohl im Zeit- als auch im Systembereich. Die nachfolgende iterative Lösung der sich ergebenden Teilprobleme wird mithilfe von Lagrange-Koordinatoren koordiniert, sodass eine gesamtoptimale Lösung bestimmt werden kann. Zur Lösung der Teilprobleme des Einsatzes thermischer Erzeugungseinheiten, von Speichern sowie DSM-Prozessen kommen spezialisierte Verfahren zum Einsatz. Die bestimmten optimalen Einschalt- und Betriebsentscheidungen für Erzeugungsanlagen und Speicher werden in den nachfolgenden Verfahrensschritt übernommen, in welchem eine Bestimmung der Arbeitspunkte sowie die Neubestimmung des grenzüberschreitenden Austausches stattfindet.

Als Ergebnis der durchgeführten Kraftwerkseinsatzoptimierung ergeben sich die stündlich aufgelösten Fahrpläne der blockscharfen Erzeugungseinheiten und Speicher, die Handelsbilanzen der betrachteten Marktgebiete, die Erzeugungskosten sowie die sich ergebenden Marktpreise.



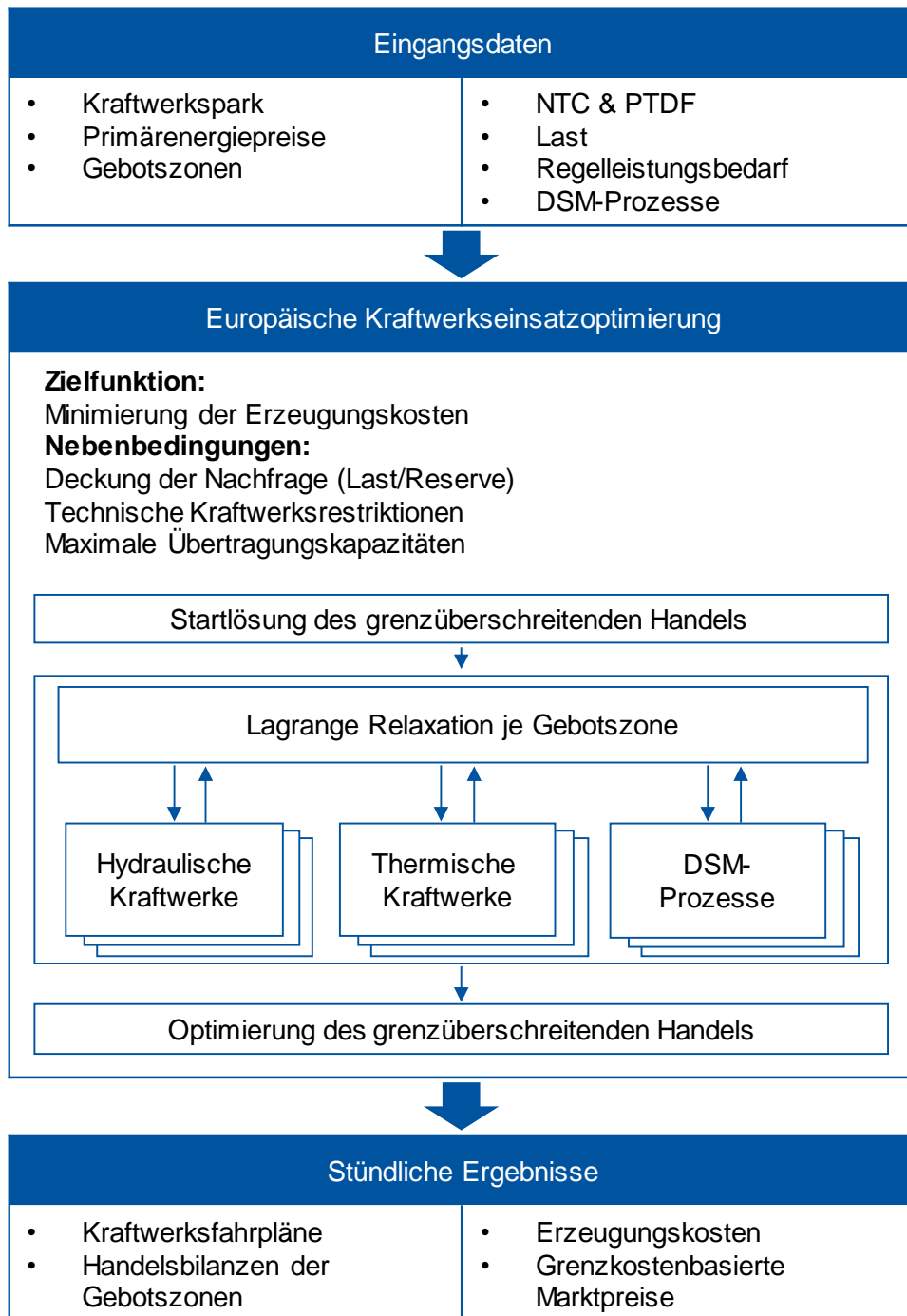


Abbildung 7-3: Überblick über das verwendete Marktsimulationsverfahren des Gutachters

## 7.5 Flussbasierte Kapazitätsberechnung

Zur Ermittlung der drei Bestandteile des flussbasierten Kapazitätsmodells (vgl. Kapitel 4.1.2) wird vom Gutachter ein mehrstufiger Ansatz verwendet. Die einzelnen Verfahrensschritte sind in Abbildung 7-4 dargestellt.

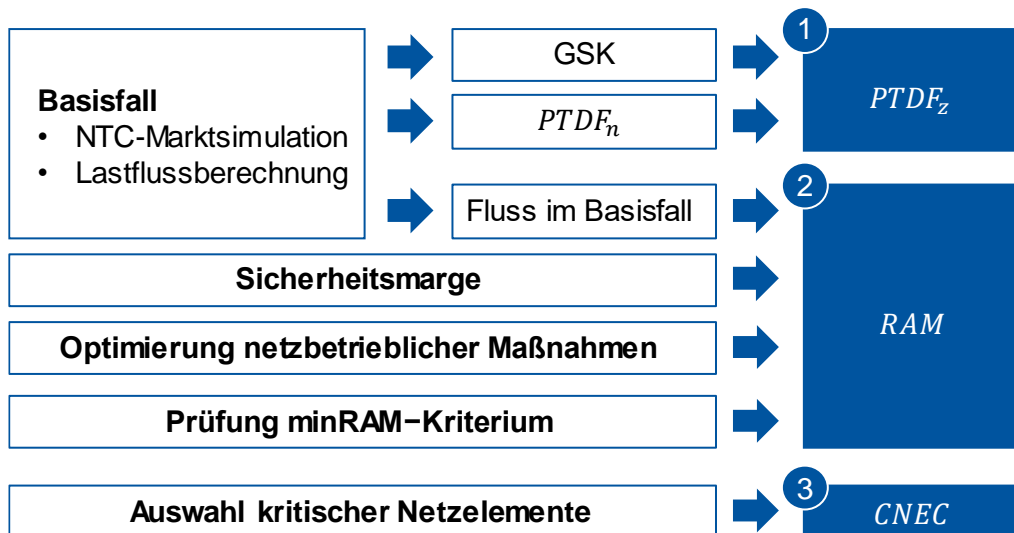


Abbildung 7-4: Verfahrensschritte der flussbasierten Kapazitätsberechnung

Da die Bestimmung der Leistungsflusssensitivitäten für den gebotzonenübergreifenden Stromhandel ( $PTDF_z$ ) und der verfügbaren Übertragungskapazitäten (RAM) im dargestellten Verfahren ausgehend von einem Basisfall erfolgt, wird in einem ersten Schritt die Erstellung des Basisfalls beschrieben. Anschließend wird das Vorgehen zur Bestimmung der drei wesentlichen Bestandteile des flussbasierten Kapazitätsmodells vorgestellt.

Die Notwendigkeit der Erstellung eines Basisfalls ergibt sich aus der teilweisen Abhängigkeit der Bestandteile des flussbasierten Kapazitätsmodells von dem Stromhandel am Strommarkt sowie von der Netztopologie. Daher erfordert die Erstellung des flussbasierten Kapazitätsmodells bereits eine Abschätzung des Stromhandels und der Netztopologie in Form des Basisfalls.

Im dargestellten Verfahren wird der Basisfall über eine NTC-Marktsimulation und eine anschließende Lastflussberechnung abgebildet. In Abstimmung mit der BNetzA werden für die Parametrierung der NTC-Marktsimulation die Annahmen des TYNDP 2018 zugrunde gelegt. Exemplarische Ergebnisse des Basisfalls bestehen aus dem Kraftwerkseinsatz und den Leistungsflüssen  $F_{Ref}$  im Basisfall. Darüber hinaus können aus dem Netzmodell im Basisfall die sogenannten nodalen Power Transfer Distribution Factor ( $PTDF_n$ ) abgeleitet werden. Die

Ergebnisse des Basisfalls stellen die Grundlage zur Ableitung der Bestandteile des flussbasierten Kapazitätsmodells dar.

### 7.5.1 Zonale Power Transfer Distribution Factor – $PTDF_z$

Zonale Power Transfer Distribution Factor ( $PTDF_z$ ) beschreiben im flussbasierten Kapazitätsmodell Wirkleistungsflussänderungen auf einem Netzelement durch Veränderungen im gebotszonenübergreifenden Stromhandel und setzen sich im Wesentlichen aus den folgenden drei Komponenten zusammen:

- Generation Shift Key – GSK
- Nodale Power Transfer Distribution Factor –  $PTDF_n$
- Line Outage Distribution Factor –  $LODF$

Formel (7.1) und Formel (7.2) verdeutlichen, wie ausgehend von den genannten Komponenten die  $PTDF_z$  berechnet werden können. Aus der Verkettung der  $PTDF_n$  mit den  $LODF$  können in einem ersten Schritt gemäß Formel (7.1) die Sensitivitäten  $PTDF_{n,CNEC}^{Kn}$  zur Bestimmung von Leistungsflussänderungen auf einem Netzelement durch eine knotenscharfe Einspeiseänderung bei gleichzeitiger Berücksichtigung eines Ausfalls abgeleitet werden.

$$PTDF_{n,CNEC}^{Kn} = PTDF_{n,CNE}^{Kn} + LODF_{CNE,C} \cdot PTDF_{n,C}^{Kn} \quad (7.1)$$

Durch die über die GSK gewichtete Summation der  $PTDF_{n,CNEC}^{Kn}$  können anschließend gemäß Formel (7.2) die  $PTDF_z$  für eine exemplarische Gebotszone bestimmt werden.

$$PTDF_{z,CNEC} = \sum_{Kn \in \text{Gebotszone}} GSK_{Kn} \cdot PTDF_{n,CNEC}^{Kn} \quad (7.2)$$

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden die Verfahrensstufen zur Bestimmung der drei genannten Komponenten vorgestellt.

#### Generation Shift Key – GSK

Das beschriebene Verfahren bietet die Möglichkeit, anhand der prognostizierten Kraftwerkseinsätze aus der NTC-Marktsimulation im Basisfall verschiedene Strategien zur GSK-Berechnung abzubilden. In Tabelle 7-1 ist dazu eine Auswahl der üblicherweise angewendeten Strategien zur GSK-Berechnung basierend auf den Empfehlungen der ENTSO-E aufgeführt [18].

**Tabelle 7-1: Strategien zur GSK-Berechnung**

Strategie	Rechenvorschrift	Benötigte Daten
Proportional zu Einsatz im Basisfall	$GSK_i = \frac{P_{akt,i}}{\sum P_{akt}}$	Einspeisung des Generators i im Basisfall ( $P_{akt,i}$ )
Proportional zur Restleistung im Basisfall	$GSK_i = \frac{(P_{max,i} - P_{akt,i})}{\sum (P_{max} - P_{akt})}$	Maximale und aktuelle Leistung des Generators ( $P_{max,i}, P_{akt,i}$ )
Merit-Order (Grenztechnologie)	alle Kraftwerke des teuersten eingesetzten Typs erhalten einen GSK Wert	Kosten einzelner Erzeugungstechnologien

In Abstimmung mit der BNetzA wird im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit die Strategie zur GSK-Berechnung basierend auf der sogenannten Merit-Order Liste verwendet. Die GSK-Strategie wird einheitlich für alle Gebotszonen der flussbasierten Kapazitätsberechnungsregion genutzt.

### Nodale Power Transfer Distribution Factor – $PTDF_n$

Nodale Power Transfer Distribution Factor ( $PTDF_n$ ) beschreiben die Leistungsflussänderung auf einem kritischen Netzelement bedingt durch eine knotenscharfe Einspeisungsänderung beispielsweise eines Kraftwerks (vgl. Abschnitt 4.1.2). Im dargestellten Verfahren erfolgt die Bestimmung der  $PTDF_n$  anhand der Admittanzmatrix des für die flussbasierte Kapazitätsberechnung verwendeten Netzmodells.

Da die sachgemäße Bestimmung der  $PTDF_n$  insbesondere vom Netzmodell abhängig ist, wird zur Berechnung der  $PTDF_n$  in Absprache mit der BNetzA der im Szenariorahmen für die flussbasierte Kapazitätsberechnung vorgeschriebene Ausbauzustand des Netzmodells berücksichtigt.

### Line Outage Distribution Factor – $LODF$

Zur Abbildung des (n-1)-Kriteriums bei der flussbasierten Kapazitätsberechnung werden im dargestellten Verfahren Ausfallsensitivitäten berücksichtigt, welche der Abbildung von Leistungsflussänderungen auf einem Netzelement durch den Ausfall eines weiteren Netzelements dienen.

Im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit werden ausgehend von der Admittanzmatrix des Netzmodells sogenannte Line Outage Distribution Factor ( $LODF$ ) abgeleitet. Die Verkettung der  $LODF$  mit den  $PTDF_n$  ermöglicht die Bestimmung der Leistungsflussänderung auf einem

Netzelement durch gebotszonenübergreifenden Stromhandel unter der Berücksichtigung des Ausfalls eines weiteren Netzelements und somit die Abbildung des (n-1)-Kriteriums.

### 7.5.2 Remaining Available Margin – RAM

Die Remaining Available Margin (RAM) entspricht der für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel verfügbaren Übertragungskapazität auf einem Netzelement. Die folgenden Komponenten wirken sich maßgeblich auf die Höhe der RAM und somit auf den gebotszonenübergreifenden Stromhandel aus:

- Aus gebotszoneninternem Stromhandel resultierende Leistungsflüsse ( $F_0$ )
- Sicherheitsmarge ( $F_{Sicherheit}$ )
- Zusätzlich verfügbare Übertragungskapazität für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel durch den Einsatz netzbetrieblicher Maßnahmen ( $F_{RA}$ )
- Mindestens für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel zur Verfügung zu stellende Übertragungskapazität (minRAM-Vorgabe)

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden die Verfahrensstufen zur Ermittlung der Komponenten detailliert beschrieben

#### **Aus gebotszoneninternem Stromhandel resultierende Leistungsflüsse**

Der gebotszoneninterne Stromhandel unterliegt anders als der gebotszonenübergreifende Stromhandel am Strommarkt keinen Beschränkungen. Zur Ermittlung der RAM auf einem Netzelement muss deshalb der aus gebotszoneninternem Stromhandel resultierende Leistungsfluss auf dem Netzelement berücksichtigt werden.

Im dargestellten Verfahren zur flussbasierten Kapazitätsberechnung wird der aus gebotszoneninternem Stromhandel resultierende Leistungsfluss über die Leistungsflussberechnung im Basisfall bestimmt. Da das Ergebnis der NTC-Marktsimulation im Basisfall auch gebotszonenübergreifenden Stromhandel abbildet, ist gemäß Formel (7.3) eine Umrechnung der Leistungsflüsse im Basisfall  $F_{Ref}$  in Leistungsflüsse für den Zustand mit ausgeglichenen Nettopositionen  $F_0$  notwendig.

$$F_0 = F_{Ref} - PTDF_z \cdot NP_{Ref} \quad (7.3)$$

Der aus gebotszoneninternem Stromhandel resultierende Leistungsfluss  $F_0$  kann anschließend von der maximalen Übertragungskapazität des Netzelements subtrahiert werden, um die für

den gebotszonenübergreifenden Stromhandel verfügbare Übertragungskapazität zu bestimmen.

### **Sicherheitsmarge**

Die Sicherheitsmarge stellt eine Reduzierung der maximalen Übertragungskapazität von Netzelementen dar, um die in der betrieblichen Praxis für einen sicheren Netzbetrieb vorgehaltenen Reserven abzubilden. Die Vorhaltung von Reserven ist dabei beispielsweise zur Kompensation von Prognoseunsicherheiten oder Modellfehlern vorgesehen.

Für die gutachterliche Tätigkeit wird in Abstimmung mit der BNetzA eine Sicherheitsmarge von 10 % der maximalen Übertragungskapazität eines Netzelements verwendet.

### **Verfügbare Übertragungskapazität durch den Einsatz netzbetrieblicher Maßnahmen**

Netzbetriebliche Maßnahmen wie beispielsweise die Stufung von Phasenschiebertransformatoren oder die Anpassung des Betriebspunkts von HGÜ-Konverterstationen können zu einer effizienteren Ausnutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten durch den gebotszonenübergreifenden Stromhandel beitragen.

Das dargestellte Verfahren zur flussbasierten Kapazitätsberechnung ermöglicht die Bestimmung des Einsatzes von Phasenschiebertransformatoren über ein Optimierungsproblem im Zuge der Kapazitätsberechnung und die Berücksichtigung von HGÜ-Konverterstationen in der Marktsimulation zur Abbildung der sogenannten „Evolved Flow Based Methode“. Das Optimierungsproblem zur Bestimmung des Einsatzes von Phasenschiebertransformatoren kann variabel parametrisiert werden und beispielsweise die Maximierung der verfügbaren Übertragungskapazität (RAM) auf ausgewählten Netzelementen zur Zielfunktion haben. Die Berücksichtigung von HGÜ-Konverterstationen in der Marktsimulation geschieht über virtuelle Gebotszonen, für die zusätzliche Spalten in der PTDF-Matrix ergänzt werden. In Abstimmung mit der BNetzA wird für die gutachterliche Tätigkeit eine Mittelstellung der Phasenschiebertransformatoren unterstellt und gebotszonenübergreifende HGÜ innerhalb der flussbasierten Kapazitätsberechnungsregion mittels der „Evolved Flow Based Methode“ abgebildet.

### **Mindestens zur Verfügung zu stellende Übertragungskapazität (minRAM-Vorgabe)**

Die minRAM-Vorgabe definiert die für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel mindestens bereitzustellende Übertragungskapazität. Vor diesem Hintergrund erfolgt als abschließender Verfahrensschritt eine Prüfung der verfügbaren Übertragungskapazitäten (RAM) auf allen Netzelementen hinsichtlich der Einhaltung einer variabel definierbaren minRAM-Vorgabe. In Abstimmung mit der BNetzA und in Anlehnung an die finale Fassung des

„Clean Energy Package“ wird im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit eine Mindestkapazität von 70 % der maximalen Übertragungskapazität des jeweiligen Netzelements verwendet.

### 7.5.3 Auswahl kritischer Netzelemente

Die Auswahl kritischer Netzelemente umfasst Netzelemente, für die bei der flussbasierten Kapazitätsberechnung begrenzte Übertragungskapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel abgebildet werden. Dabei wird üblicherweise zwischen der ausschließlichen Berücksichtigung von Kuppelleitungen und der zusätzlichen Berücksichtigung von gebotszoneninternen Netzelementen unterschieden.

Das beschriebene Verfahren zur flussbasierten Kapazitätsberechnung ermöglicht die Berücksichtigung sowohl von internen Netzelementen als auch von Kuppelleitungen. Im Zuge der gutachterlichen Tätigkeit werden in Abstimmung mit der BNetzA und in Anlehnung an den Szenariorahmen ausschließlich Kuppelleitungen als kritische Netzelemente berücksichtigt.

## 7.6 Netzbetriebssimulation

Die Simulation des Einsatzes der betrieblichen Freiheitsgrade zur Einhaltung der technischen Grenzen unter Berücksichtigung aller relevanten Nebenbedingungen und Ausfallsituationen innerhalb des zukünftigen Übertragungsnetzbetriebs stellt ein anspruchsvolles Optimierungsproblem dar. Zur Lösung dieses Problems verfügt das IAEW über ein hochentwickeltes Optimierungsframework, das speziell für die Anforderungen dieser Anwendung hin entworfen wurde. Grundlagen für das Optimierungsframework bieten verschiedene Dissertationen, die am IAEW entstanden sind. Weiterentwicklungen des Optimierungsframeworks fanden unter anderem auch im Rahmen des Projekts DSaRAa unter Beteiligung der TSO Security Corporation (TSC) Initiative statt, in dem die Optimierungsumgebung für den Einsatz im Rahmen der Betriebsplanungsprozesse und des Echtzeitbetriebs von Übertragungsnetzen hin konzeptioniert wurde.

Innerhalb dieses Optimierungsverfahrens werden zunächst für alle Netznutzungsfälle<sup>23</sup> die AC-Leistungsflüsse und, mittels einer Ausfallapproximation, auch die kritischen Situationen in Ausfallsituationen bestimmt (siehe Abbildung 7-5). Eine detaillierte Beschreibung des

---

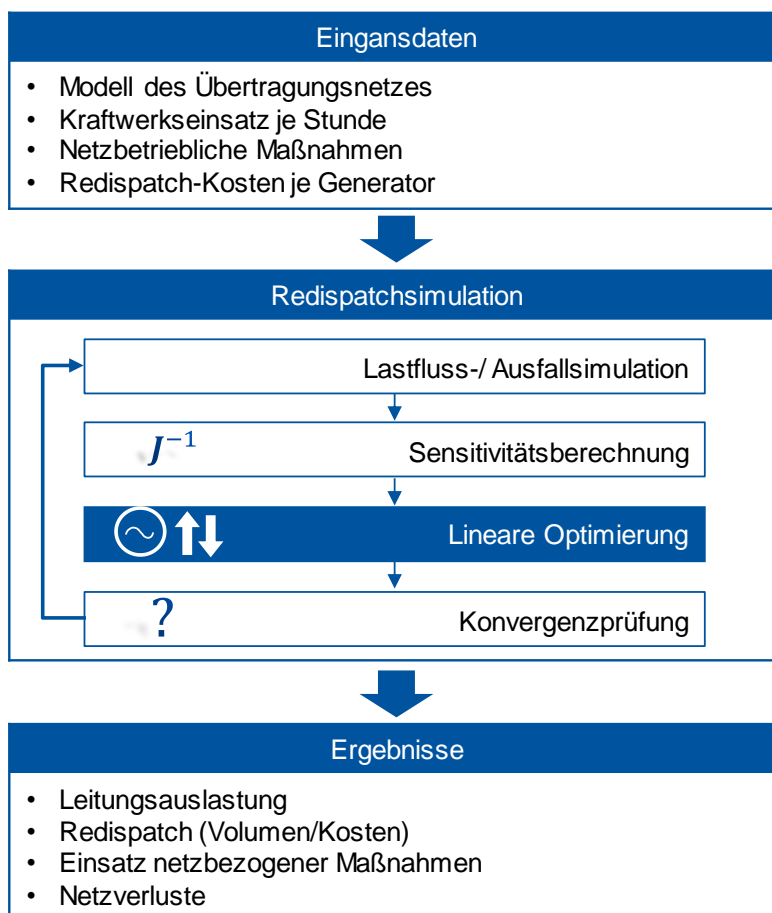
<sup>23</sup> Die Netznutzungsfälle werden konsekutiv betrachtet. Eine Zeitkopplung zwischen den Netznutzungsfällen wird vernachlässigt.

Vorgehens und der hinterlegten Modelle ist in [19] zu finden. Die Berechnung der AC-Lastflüsse wird dabei über das Programm INTEGRAL 7 der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH e.V.) durchgeführt. Aufbauend auf diesen Informationen können die für die Optimierung relevanten Elemente und Ausfallsituationen ermittelt werden, sodass für dieses Set eine sukzessive gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung zur Lösung des nichtlinearen Optimierungsproblems verwendet werden kann. Durch die sukzessive Anwendung der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung wird explizit die Nichtlinearität der Leistungsflussgleichungen berücksichtigt. Nach Abschluss dieses Optimierungsvorgangs werden, soweit möglich, alle zuvor identifizierten und überlasteten Elemente entlastet. Hierbei werden auch besondere Kontrollschemata zur Wirkleistungsbilanzierung, wie eine Merit-Order-basierte Regelzonenbilanzierung berücksichtigt. Zur Entlastung der überlasteten Elemente - werden im Optimierungsproblem netzbezogene Maßnahmen und marktbezogene Maßnahmen (inkl. EE-Abregelung) geschlossen im Optimierungsproblem aufgenommen. Nach bevorzugtem Einsatz der netzbezogenen Maßnahmen (inkl. Phasenschiebetransformatoren und HGÜ-Korridore) werden nachgelagert die marktbezogenen Maßnahmen eingesetzt. Einsatzvorrang haben hierbei der konventionelle Redispatch vor der EE-Abregelung. In der geschlossenen Formulierung wird der Einsatzvorrang aller Maßnahmen über gestaffelte Kostenterme abgebildet.

Insbesondere in kritischen Situationen mit hoch belastetem Netz, beispielsweise, wenn ein Großteil der vorgeschlagenen Leitungszubauten vernachlässigt wird, kann eine große Menge an Eingriffen in die Betriebsweise von Kraftwerken notwendig sein. Dies führt dazu, dass zu Beginn nicht identifizierte Ausfallsituationen zu neuen kritischen Überlastungen führen können. Daher wird in einem nachgelagerten Prozess die Vollständigkeit des betrachteten Sets an Elementen und Ausfallsituationen überprüft und die Optimierung, falls notwendig, auf dem erweiterten Set fortgesetzt.

Die Netzbetriebssimulationen werden auf Basis des gesamteuropäischen Übertragungsnetzmodells durchgeführt. Dabei wird der Optimierungsbereich für die Engpassbehebung auf Deutschland eingeschränkt. Zusätzlich können die elektrischen Nachbarn Deutschlands und weitere Länder berücksichtigt werden, um grenzüberschreitende Engpassbehebungsmaßnahmen wie ausländische Netzreservekraftwerke und damit unterschiedliche Redispatch-Regime (bspw. Deutschland isoliert, grenzüberschreitender Redispatcheinsatz oder marktliche Beschaffung von Redispatch) abzubilden.





**Abbildung 7-5: Verfahrensablauf der Netzbetriebssimulation**

Zur Höherauslastung des Bestandsnetzes wird in der Netzbetriebsführung Freileitungsmonitoring entsprechend dem Vorgehen aus den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahr 2018 berücksichtigt. Zur Abbildung einer kurativen Netzbetriebsführung, bspw. durch Netzbooster als innovatives Systemführungskonzept, wird die Netzbetriebssimulation um den Einsatz kurativer Freiheitsgrade ergänzt.

### **Berücksichtigung kurativer Freiheitsgrade in der Netzbetriebssimulation**

Kurative Freiheitsgrade werden unmittelbar nach dem Auftritt einer Störung (Ausfall) zur Behebung der entstandenen Überlastungen eingesetzt. Das (n-1)-Kriterium wird dabei im Vergleich zu einem präventiven Engpassmanagement nicht durch die Einhaltung von vorgehaltenen Sicherheitsmargen, sondern den schnellen Eingriff von Engpassbehebungsmaßnahmen sichergestellt. Nach dem Auftritt eines Ausfalls ist also nicht ein dauerhaft zulässiger Strom ( $I_{PATL}$ <sup>24</sup> eines Betriebsmittels einzuhalten, sondern stattdessen

<sup>24</sup> PATL = Permanently Admissible Transmission Loading

der kurzzeitig zulässige Stromwert ( $I_{TATL}^{25}$ ), der auf Basis von mehreren Einflussfaktoren zu bestimmen ist [20]:

- Eigenschaften sowie Ausgangstemperatur der Leiterseile – die Erwärmung der Leiterseile hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Festlegung der temporären Stromgrenzen. Um die Temperatur der Leiterseile zu berechnen, sind u. a. die thermische Trägheit sowie die Ausgangstemperatur der Leiterseile erforderlich.
- Aktivierungszeit der dafür vorgesehenen kurativen Maßnahme – je schneller die Entlastung erfolgt, desto höher darf der temporäre Strom sein.
- Kühlung der Leiterseile, die von den Umweltbedingungen abhängt – je stärker die kühlenden Umweltbedingungen (starker Wind, niedrige Temperaturen), desto höher ist die maximal zulässige temporäre Stromgrenze

Auf Basis der maximal zulässigen Leiterseil-Temperatur und den beschriebenen Einflussfaktoren, kann die temporäre Stromgrenze  $I_{TATL}$  bestimmt werden. Durch Einsatz aller kurativen Freiheitsgrade wird anschließend die Einhaltung der dauerhaft zulässigen Stromgrenze  $I_{PATL}$  gewährleistet.

Kurative Freiheitsgrade werden erst nach Auftritt der Störung aktiviert. Durch das Erlauben einer temporären Überlastung der Betriebsmittel kann der Strom im Normalbetrieb höher ausfallen als in dem Fall, in welchem diese Freiheitsgrade schon präventiv eingesetzt wurden. Andere präventive Maßnahmen werden daher so koordiniert, dass es nach einer Störung nicht zu einer Überschreitung von  $I_{TATL}$  der betrachteten Leitungen kommt. In jeder Ausfallsituation können dann anschließend ausfallspezifische kurative Engpassbehebungsmaßnahmen eingesetzt werden, die die Einhaltung der dauerhaft zulässigen Stromgrenzen  $I_{PATL}$  nach Ausfall und nach Einsatz des Engpassmanagements garantieren. Dafür werden in die Optimierung der netzbetrieblichen Maßnahmen weitere Nebenbedingungen zur Einhaltung der temporären Stromgrenze und zur Berücksichtigung des ausfallspezifischen kurativen Freiheitsgradeinsatz hinzugefügt. Eine detailliertere Beschreibung der kurativen Engpassbehebung ist in [21] zu finden.

---

<sup>25</sup> TATL = Temporary Admissible Transmission Loading

## 8 Anhang: Weitere Ergebnisse

---

### 8.1 Ergebnisse der Marktanalysen des Szenarios B 2025

Im Rahmen der Begleitung des Netzentwicklungsplans wurden vom Gutachter flussbasierte Marktsimulationen für das Szenario B 2025 durchgeführt. Anhand dieser Ergebnisse können die Marktergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber validiert werden.

Das Szenario B 2025 wird von der BNetzA zur Prüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern kurzfristig durchführbaren „Ad-Hoc“ Maßnahmen verwendet. Die Grundcharakteristik entspricht dabei dem Szenario B 2030, sodass das Szenario B 2025 ein Zwischenszenario darstellt.

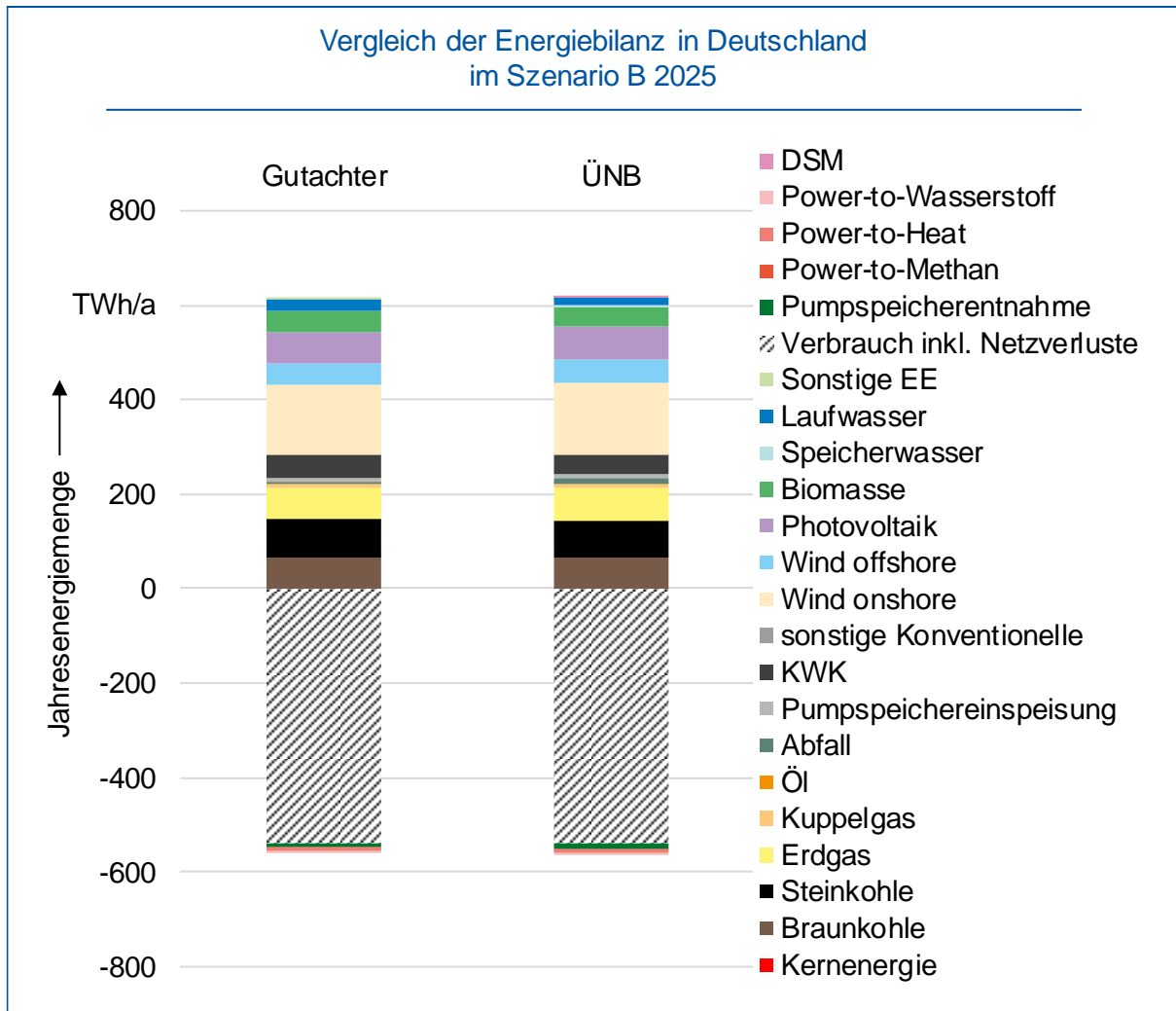
#### 8.1.1 Szenario B 2025

Aufgrund der zeitlichen Verortung des Szenarios verfügt der Erzeugungspark über vergleichsweise hohe thermische Kraftwerkskapazitäten. Dies umfasst insbesondere Kohlekraftwerkskapazitäten in Höhe von 22,9 GW. Gleichzeitig wird, verglichen mit den Szenarien im Jahr 2030, von einer reduzierten Kapazität erneuerbarer Energien ausgegangen. Nachfrageseitige Flexibilität aus Demand Side Management, Power-to-Gas und Power-to-Heat, Batteriespeichern sowie sektorenkoppelnden Anlagen ist nur im reduzierten Maße vorhanden. Die CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreise sowie die Brennstoffkosten für Erdgas liegen im Vergleich unter den Werten der Szenarien für die Jahre 2030 sowie 2035/2038.

Im Szenario B 2025 wird zudem von einer geringen Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung ausgegangen, sodass ein Teil der thermischen Kraftwerke Must-Run Vorgaben besitzt.

#### 8.1.2 Energiebilanz in Deutschland

Abbildung 8-1 zeigt den Vergleich der Energiebilanz in Deutschland im Szenario B 2025. Grundsätzlich zeigen sich große Ähnlichkeiten zwischen den Ergebnissen, sodass die vorgelegten Daten der Übertragungsnetzbetreiber positiv validiert werden können. Insbesondere der marktbasieret bestimmte Einsatz der Kohlekraftwerkskapazitäten unter Berücksichtigung von Must-Run Vorgaben weist hohe Übereinstimmungen auf.



**Abbildung 8-1: Vergleich der Energiebilanz in Deutschland im Szenario B 2025**

Geringfügige Abweichungen ergeben sich – analog zum Szenario C 2030 – bei der Erzeugung aus Erdgas und Abfall. Die geringeren bestimmten Erzeugungsmengen des Gutachters liegen in der abweichenden Zuordnung von Kraftwerken zur Zeitreihe der Kleinanlagen begründet. Die durch den Gutachter bestimmten Erzeugungsmengen aus Kleinanlagen sind dementsprechend höher. Geringfügige Abweichungen ergeben sich zudem bei den Erzeugungsmengen aus Windenergieanlagen an Land, was durch eine leicht erhöhte Annahme von Volllaststunden der Übertragungsnetzbetreiber begründet werden kann. Diese sind, nach Annahmen der ÜNB, für das Szenario B 2025 am höchsten und liegen somit über den Werten der Zieljahre 2030 sowie 2035. Analog zum Szenario C 2030 zeigen sich Abweichungen bei der Wasserkraft, was in einer unterschiedlichen Modellierung und Zuordnung von Speicherwasser-, Laufwasser- sowie Pumpspeicherkraftwerken begründet liegt.

Grundsätzlich ist die Erzeugung im Szenario B 2025 in erhöhtem Maße durch die Erzeugung aus günstigen Grund- und Mittellastkraftwerken geprägt. Zudem kommen auch teurere Spitzenlastkraftwerke in Form von Erdgaskraftwerken verstärkt zum Einsatz.

### 8.1.3 Handelsbilanzen

Der Vergleich der Handelsbilanzen ist in Abbildung 8-2 dargestellt. Da gemäß der vereinfachenden Annahme des Szenariorahmens, die Kraftwerkskapazitäten außerhalb Deutschlands in den Szenarien der Jahre 2025, 2030 sowie 2038 als konstant angenommen werden, bleiben die Differenzen der Handelsbilanzen zwischen den Szenarien begrenzt.

Die Gründe für die auftretenden Abweichungen zwischen den Handelsbilanzen der Übertragungsnetzbetreiber und den Werten des Gutachters wurden bereits im Abschnitt 4 erläutert und sind analog für das Szenario B 2025 gültig.

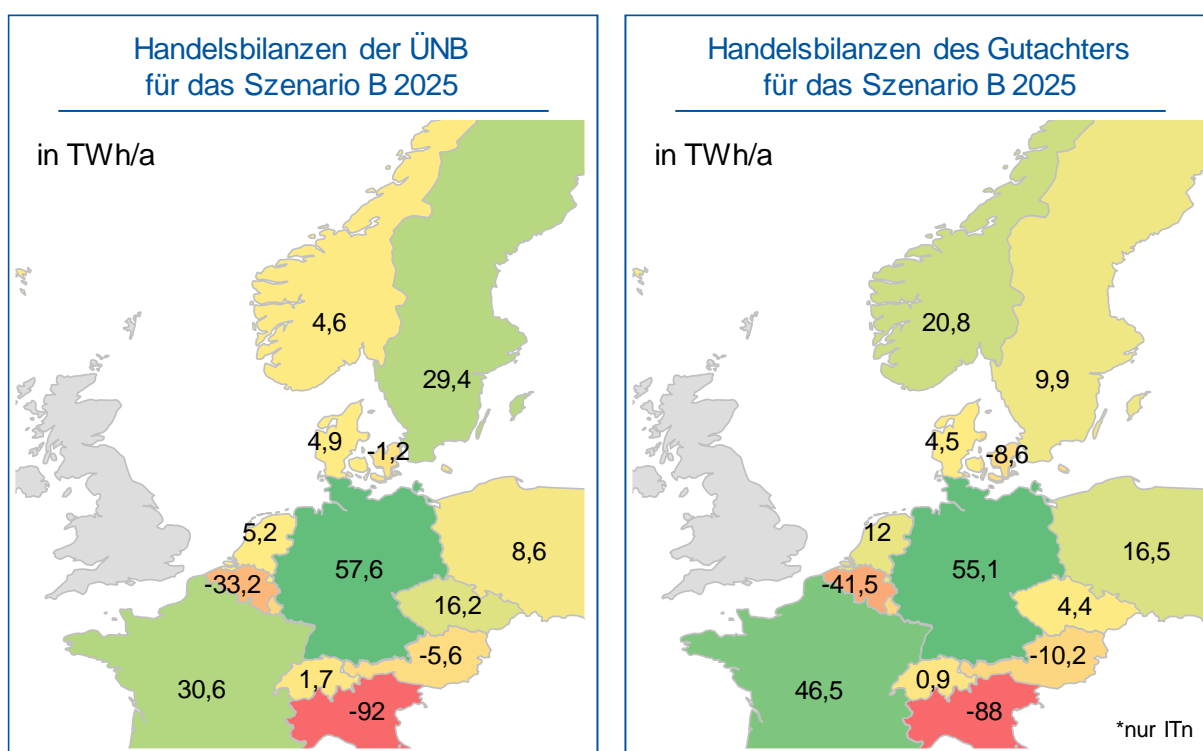


Abbildung 8-2: Vergleich der Handelsbilanzen im Szenario B 2025

Die Auswertung der Handelsbilanzen zeigt, konsistent zu den Szenarien C 2030 sowie C 2038, die grundsätzlichen Energieflussrichtungen in Europa. Demnach besteht insbesondere in Belgien sowie Norditalien ein hoher Importbedarf, welcher durch den hohen Export aus Deutschland, Frankreich sowie Skandinavien gedeckt wird. Die deutsche Nettoposition steigt im Vergleich zum Szenario C 2030 um knapp 13 TWh an. Dies lässt sich insbesondere auf die

günstigen deutschen Kohlekapazitäten zurückführen, deren Energiemengen durch das Ausland importiert werden.

### 8.1.4 Volllaststunden und marktbasierter EE-Abregelung

Die Analyse der Volllaststunden thermischer Kraftwerke in Abbildung 8-3 zeigt hohe Übereinstimmungen. Demnach kommen insbesondere günstige Kohlekraftwerke auf eine hohe Auslastung. Zudem zeigen sich im Vergleich zum Szenario C 2030 gestiegene Volllaststunden bei erdgas- und mineralölgefeuerten Kraftwerken. Dies liegt einerseits in der geringeren Einspeisung aus erneuerbaren Energien begründet, welche durch einen Einsatz teurer flexibler Spitzenlastkraftwerke kompensiert wird. Gleichzeitig existieren für diese Erzeugungstechnologien Zwangseinsätze, welche sich aus der zusätzlichen Versorgungsaufgabe der Wärmebereitstellung ergeben.

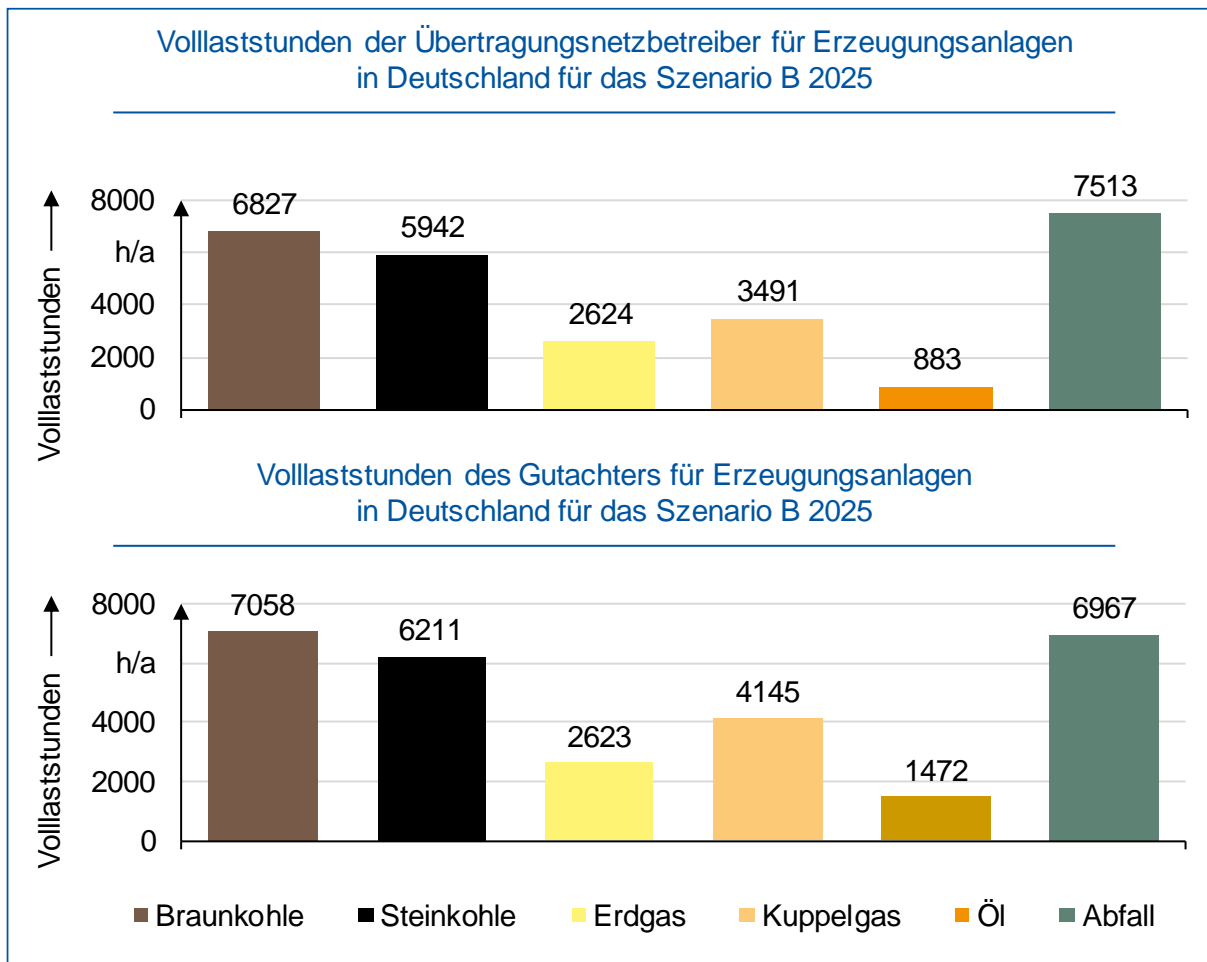


Abbildung 8-3: Vergleich der bestimmten Volllaststunden im Szenario B 2025

Abbildung 8-4 zeigt die jährlichen Energiemengen der notwendigen marktseitigen Abregelung im Szenario B 2025. Dabei wurde vom Gutachter eine vergleichsweise hohe Energiemenge bestimmt, welche sich mit der im Szenario B 2025 eingeschränkt zur Verfügung stehenden Flexibilität begründen lässt. Erzeugungsseitig wirkt die Vorgabe von Zwangseinsätzen verstärkend. Im Vergleich zur gesamten Einspeisung aus erneuerbaren Energien bleibt die notwendige, marktseitige Abregelung gering.

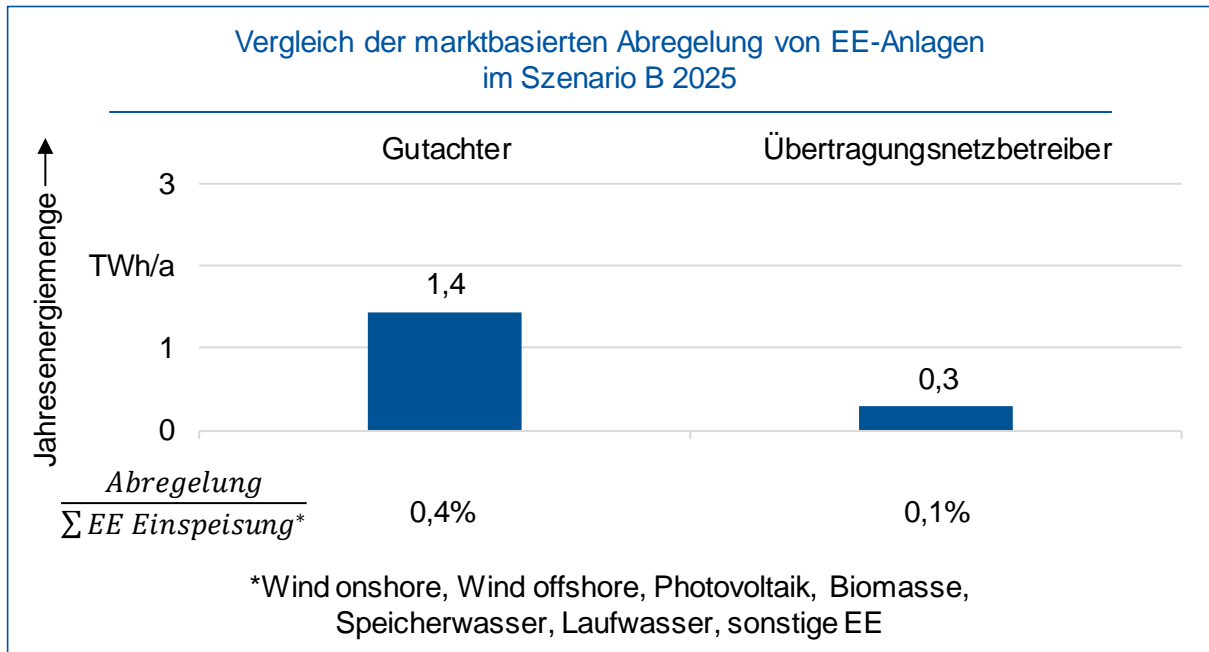


Abbildung 8-4: Vergleich der bestimmten marktbasieren Abregelung von EE-Anlagen im Szenario B 2025

### 8.1.5 CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland

Abbildung 8-5 zeigt den Vergleich der bestimmten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland im Szenario B 2025. Analog zum Szenario C 2030 liegen die ermittelten Emissionen des Gutachters sowie der Übertragungsnetzbetreiber deutlich unter dem für das Jahr 2025 definierten Zielwert von 240 Millionen Tonnen pro Jahr an CO<sub>2</sub>-Emissionen. Der veränderte Kraftwerkseinsatz im Szenario B 2025 in Form eines verstärkten Einsatzes CO<sub>2</sub>-intensiver Kohlekapazitäten wirkt sich auf die CO<sub>2</sub> – Emissionen aus. Dabei entfällt ein Großteil der ermittelten CO<sub>2</sub> – Emissionen auf mittlere oder große Kohlekraftwerke.

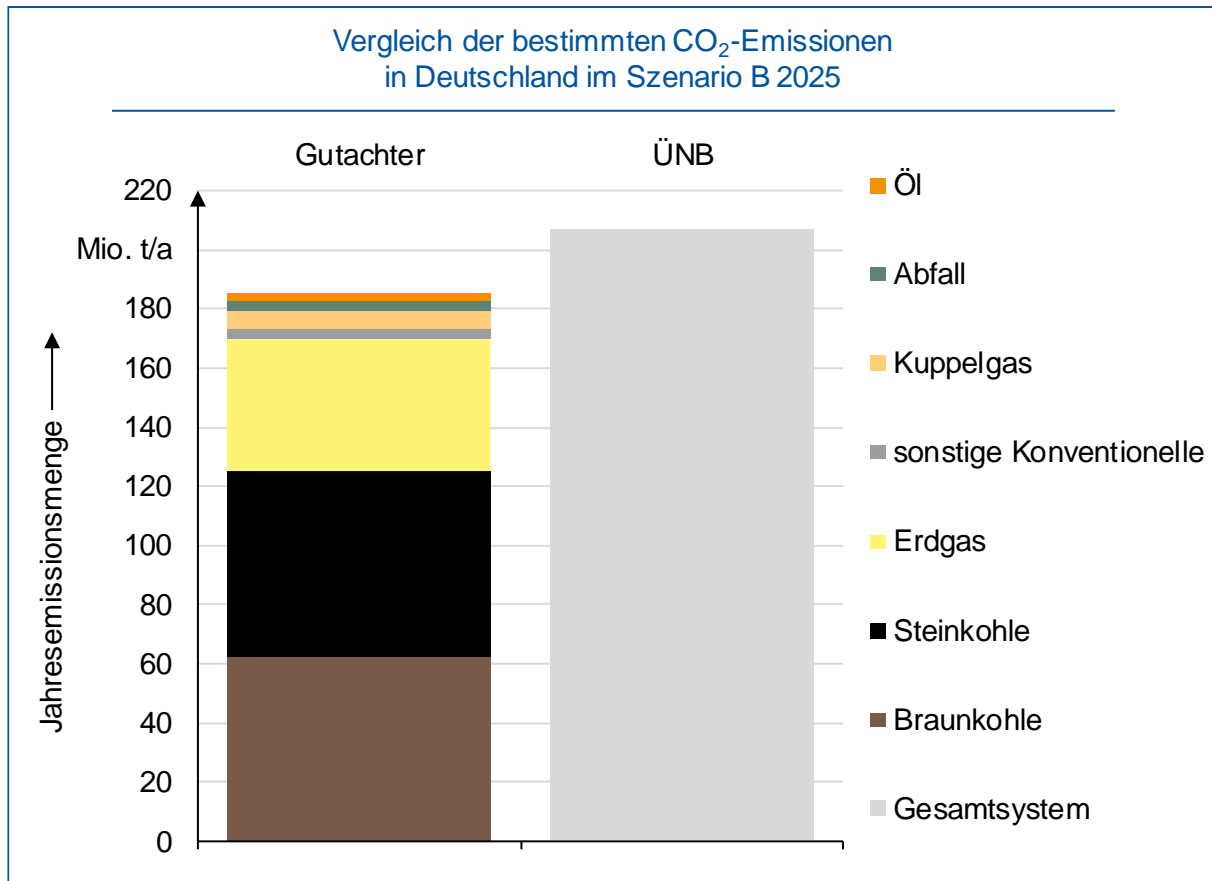


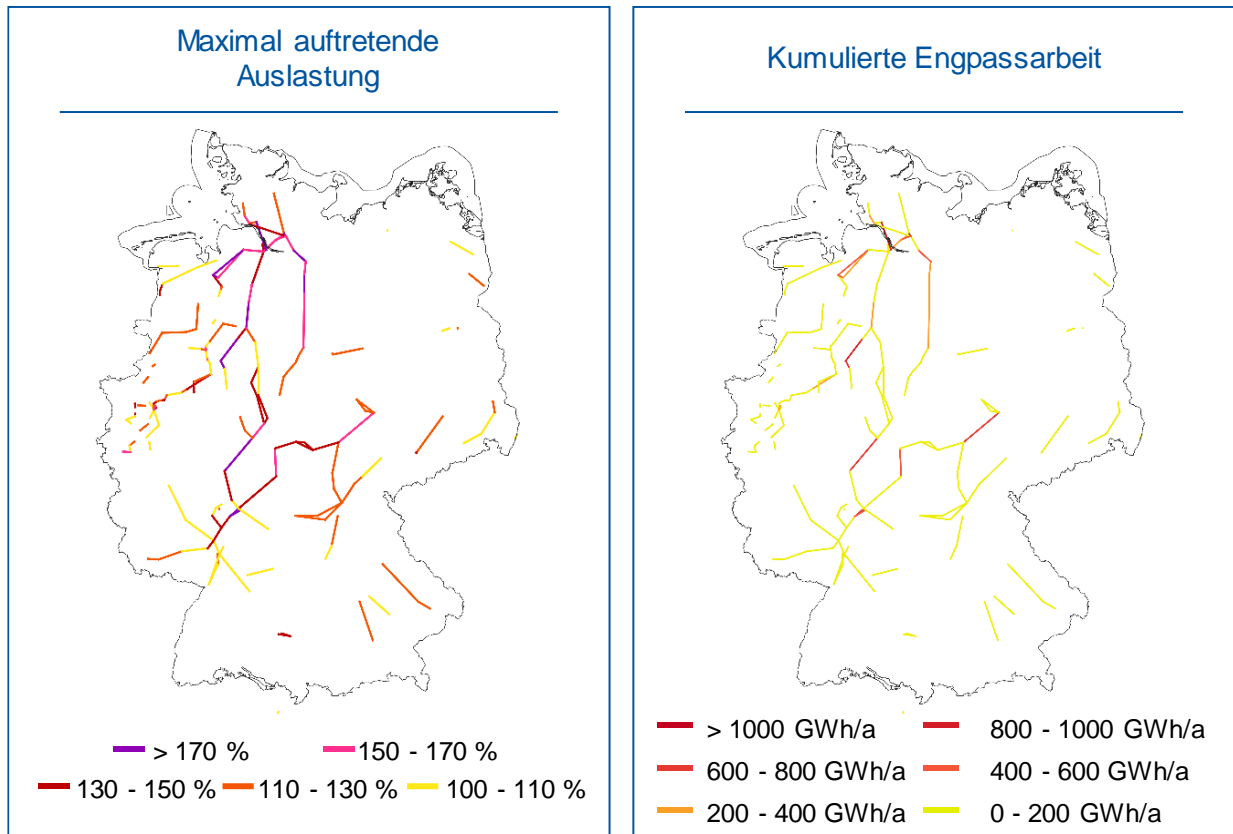
Abbildung 8-5: Vergleich der bestimmten CO<sub>2</sub> Emissionen in Deutschland im Szenario B 2025

## 8.2 Ergebnisse der Referenzuntersuchungen

### 8.2.1 Referenzuntersuchung B 2025 *BBP+*

Referenzuntersuchung B2025 *BBP+* basiert auf den knotenscharfen Ergebnissen der flussbasierten Marktsimulation aus Abschnitt 8.1 und dem Netzmodell mit dem Netzausbauzustand *BBP+* (vgl. Abschnitt 5.3.1). Abbildung 8-6 zeigt auf der linken Seite die im Jahresverlauf pro Leitung maximal auftretenden Überlastungen im (n-1)-Fall. Rechts ist die über das Jahr kumulierte Engpassarbeit je Leitung dargestellt.

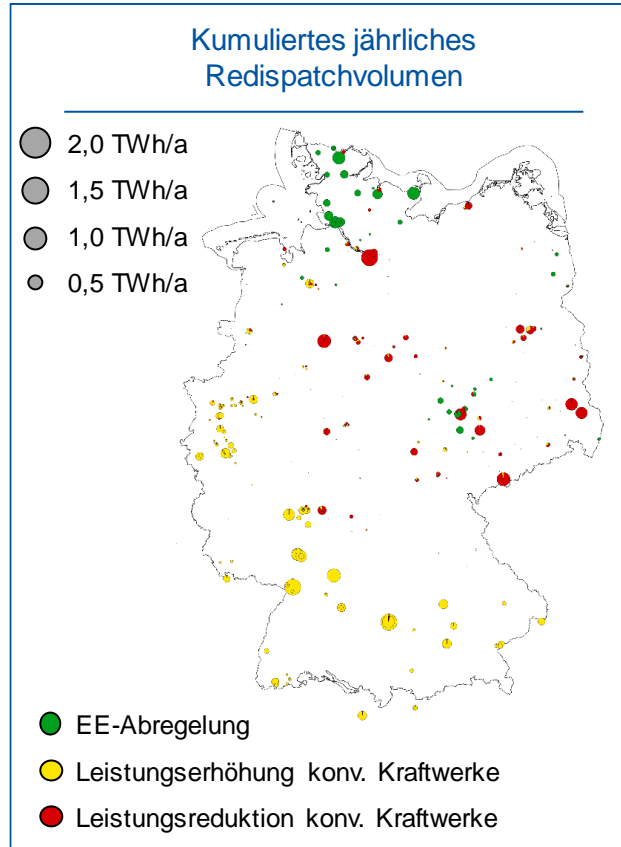




**Abbildung 8-6: Auswertung der Netzengpässe der Referenzuntersuchung B 2025 BBP+**

Ohne das Ergreifen von Gegenmaßnahmen ist in diesem Szenario eine hohe Überlastung des Netzes zu erwarten. Die Überlastungen treten dabei größtenteils im Westen und in der Mitte von Deutschland auf. Vor allem die Nord-Süd Verbindung ist von hohen Überlastungen im (n-1)-Fall betroffen. Es werden Auslastungen von über 170 % erreicht. Einzelne Leitungen sind in mehr als 1800 Stunden überlastet. Die gesamte in Deutschland auftretende Engpassarbeit liegt bei 34,18 TWh/a.

Das über das Jahr kumulierte benötigte Redispatchvolumen ist in Abbildung 8-7 zu sehen. Zur Reduktion von Engpässen wird vor allem im Süden und Südwesten von Deutschland eine Leistungserhöhung von konventionellen Kraftwerken durchgeführt. Eine Leistungserhöhung findet hauptsächlich im Norden, sowie im Osten von Deutschland statt. Außerdem wird zur Engpassbehebung eine Einspeisereduktion vorgenommen, bei der sowohl die Kraftwerksleistung konventioneller Kraftwerke reduziert, als auch EE-Anlagen abgeregelt werden.



**Abbildung 8-7: Redispatchergebnisse der Referenzuntersuchung B 2025 BBP+**

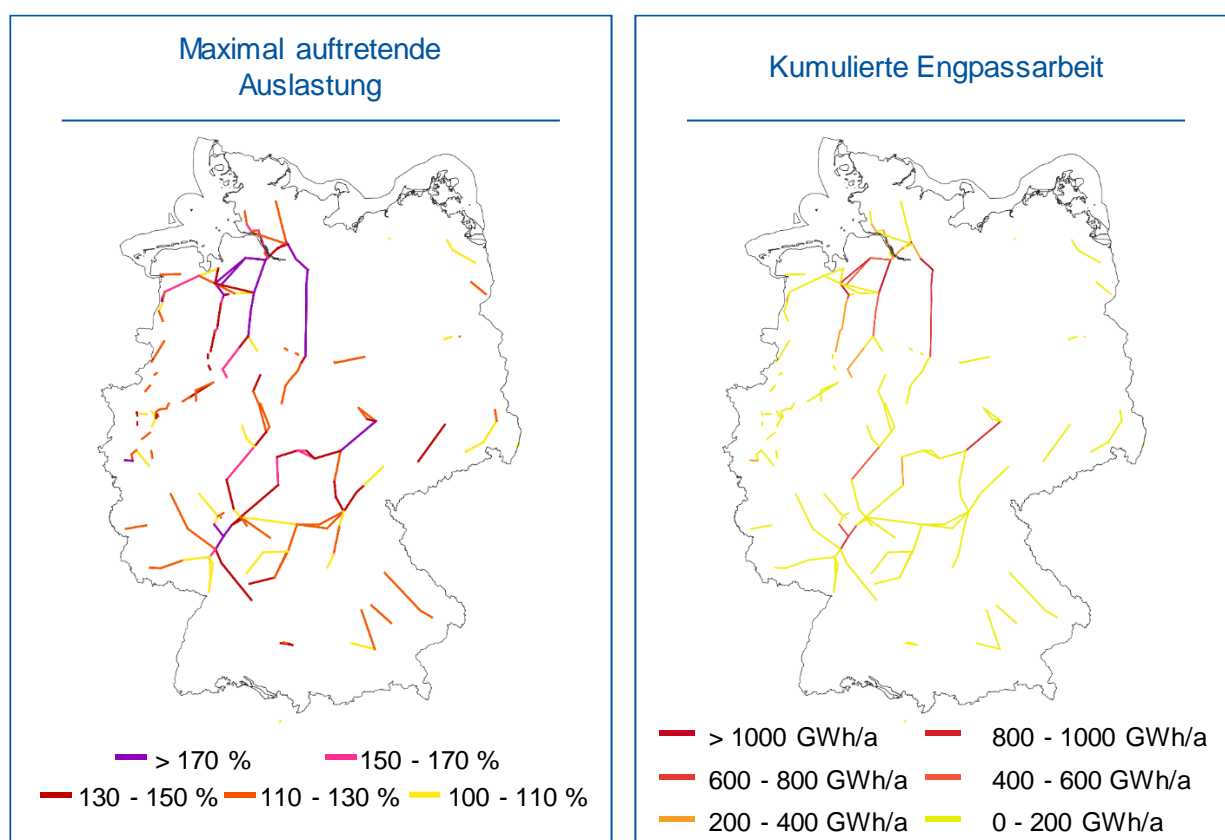
Für die Beseitigung aller Engpässe ist mit einem Redispatchvolumen von etwa 16,35 TWh/a zu rechnen. 3,33 TWh/a davon entfallen auf die Einspeisereduktion von EE-Anlagen. In Summe entspricht dies etwa 696,4 Millionen €/a, die an Redispatchkosten zu erwarten sind. Die notwendige Abregelung der EE-Anlagen und die benötigte Leistungserhöhung konventioneller Kraftwerke führen zu einer Steigerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von ca. 635,97 kt/a. Die wichtigsten Bewertungsgrößen des Engpassmanagements sind in Tabelle 8-1 dargestellt.

**Tabelle 8-1: Bewertungsgrößen der Referenzuntersuchung B 2025 BBP+**

Volumen Redispatch (TWh/a)	Volumen Abregelung (TWh/a)	Kosten Redispatch (Mio. €/a)	Änderung CO <sub>2</sub> -Emissionen (kt/a)
16,35	3,33	696,4	635,97

## 8.2.2 Referenzuntersuchung B 2025 NAZ 2023

Im Folgenden werden die Netzbelastungen sowie das notwendige Engpassmanagement zur Entlastung aller auftretenden Engpässe für die Referenzuntersuchung B 2025 NAZ 2023 vorgestellt. Referenzuntersuchung B 2025 NAZ 2023 baut dabei analog zu Referenzuntersuchung B 2025 BBP+ auf den knotenscharfen Ergebnissen der flussbasierten Marktsimulation aus Abschnitt 8.1 auf. Im Netzmodell wird jedoch der Netzausbauzustand 2023 (vgl. Abschnitt 5.3.1) verwendet wird. In Abbildung 8-8 sind auf der linken Seite die im Jahresverlauf pro Leitung maximal auftretenden Überlastungen im (n-1)-Fall zu sehen. Rechts ist die über das Jahr kumulierte Engpassarbeit je Leitung dargestellt.

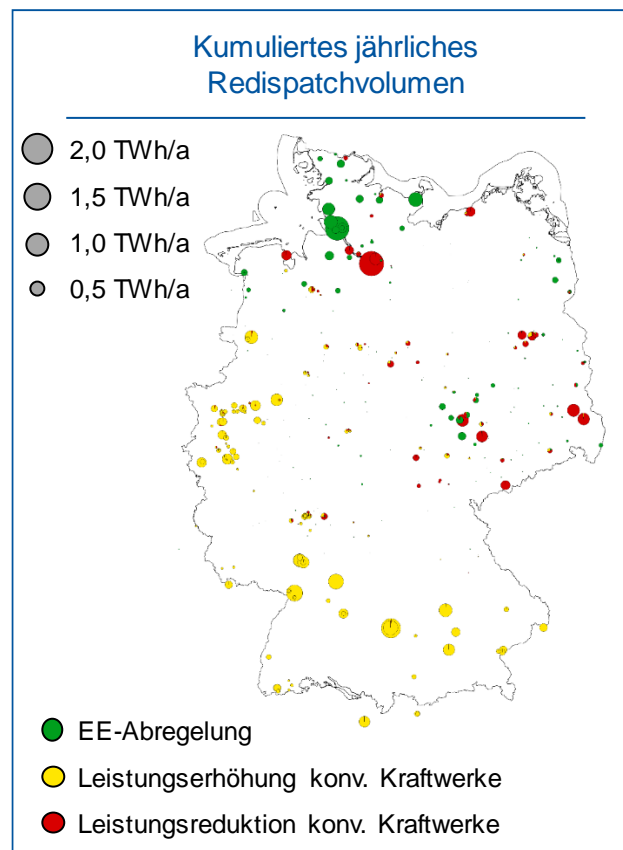


**Abbildung 8-8: Auswertung der Netzengpässe der Referenzuntersuchung B 2025 NAZ 2023**

Es ist erkennbar, dass es bei einem unterstellten Netzausbauzustand 2023 zu einer deutlich höheren Auslastung des Netzes in der Referenzuntersuchung B 2025 NAZ 2023 im Vergleich zur Referenzuntersuchung B 2025 BBP+ (vgl. Abschnitt 8.2.1) kommt. Da die vier fehlenden Ausbaumaßnahmen beim Netzausbauzustand 2023 auf der Nord-Süd Verbindung in der westlichen Hälfte von Deutschland liegen, nehmen insbesondere die Engpässe auf dieser Nord-Süd Verbindung stark zu. Im Vergleich zur Referenzuntersuchung B 2025 BBP+, bei der Auslastungen von über 170 % auftreten, werden hier Auslastungen von über 235 % erreicht. Während in der Referenzuntersuchung B 2025 BBP+ einzelne Leitungen in mehr als 1800

Stunden des Jahres überlastet sind, sind hier einzelne Leitungen in mehr als 2500 Stunden des Jahres überlastet. Die gesamte Engpassarbeit in Deutschland steigt bei dem Netzausbauzustand 2023 von 34,18 TWh pro Jahr auf ca. 56,79 TWh pro Jahr an.

Die sich durch den geringeren Netzausbau ergebende höhere Netzbelastung erhöht ebenfalls den Bedarf an Maßnahmen des Engpassmanagements und führt damit zu steigenden Kosten und höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen. Das über das Jahr kumulierte benötigte Redispatchvolumen ist in Abbildung 8-9 dargestellt. Eine Steigerung der Leistungserhöhung konventioneller Kraftwerke findet dabei vor allem im Westen von Deutschland statt. Eine Steigerung der Reduktion von konventioneller Kraftwerksleistung und der Abregelung von EE-Anlagen ist vor allem im Norden von Deutschland zu beobachten. Im Vergleich zur Netzbelastung bei dem Netzausbauzustand 2025 ist in diesem Fall mit einem höheren Redispatchvolumen zu rechnen.



**Abbildung 8-9: Redispatchergebnisse der Referenzuntersuchung B 2025 NAZ 2023**

Das gesamte Redispatchvolumen, das zur Behebung aller Engpässe benötigt wird, sowie die sich daraus ergebenden Kosten für das Engpassmanagement und die Änderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in Tabelle 8-2 zu sehen. Mit dem Netzausbauzustand 2023 ist mit einem Redispatchvolumen von etwa 21,91 TWh/a zu rechnen. Davon entfallen 5,58 TWh/a auf die Einspeisereduktion von EE-Anlagen. Dies entspricht etwa 1085,2 Millionen € pro Jahr an zu erwartenden Redispatchkosten. Die notwendige Abregelung der EE-Anlagen, sowie die

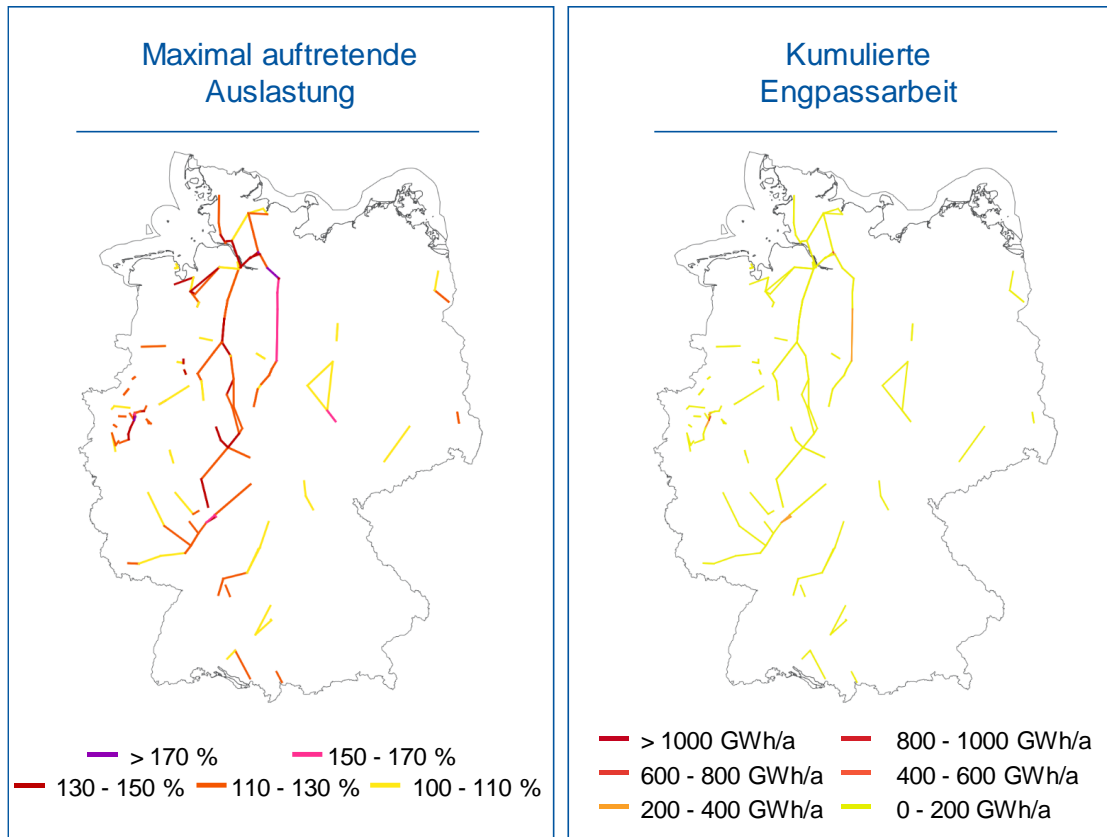
zusätzliche Leistungserhöhung konventioneller Kraftwerke steigert die CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 1206,29 kt pro Jahr.

**Tabelle 8-2: Bewertungsgrößen der Referenzuntersuchung B 2025 NAZ 2023**

Volumen Redispatch (TWh/a)	Volumen Abregelung (TWh/a)	Kosten Redispatch (Mio. €/a)	Änderung CO <sub>2</sub> -Emissionen (kt/a)
21,91	5,58	1085,2	1206,29

### 8.2.3 Referenzuntersuchung C 2030 HGÜ

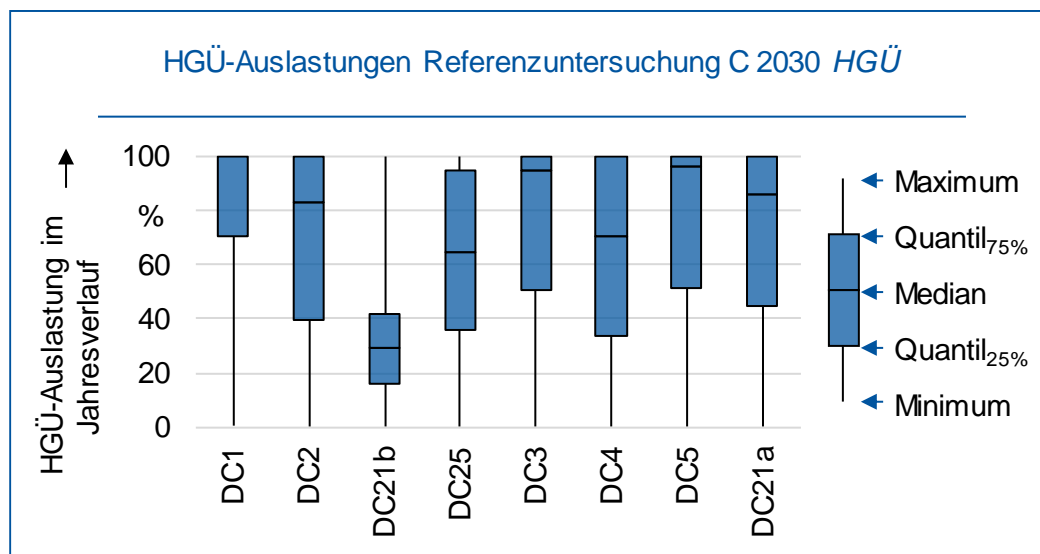
Die Ergebnisse der flussbasierten Marktsimulation aus Abschnitt 4 bilden in Analogie zur Referenzuntersuchung C 2030 *BBP+* (vgl. 5.3.2) ebenfalls die Grundlage für die Referenzuntersuchung C 2030 *HGÜ*. Im Gegensatz zur Referenzuntersuchung C 2030 *BBP+* umfasst der Netzausbauzustand der Referenzuntersuchung C 2030 *HGÜ* jedoch außerdem die *HGÜ*-Verbindungen DC 21a, DC 21b und DC 25 (vgl. Abschnitt 5.3.1). Auf der linken Seite in Abbildung 8-10 ist die im Jahresverlauf pro Leitung maximal auftretende Überlastung im (n-1)-Fall und auf der rechten Seite die, über das Jahr kumulierte, Engpassarbeit je Leitung dargestellt. Dabei werden für die *HGÜ*-Verbindungen zunächst Betriebspunkte auf Basis des sogenannten „Spannungswinkeldifferenz-Regelungsverfahrens“ verwendet (vgl. Abschnitt 5.2).



**Abbildung 8-10: Auswertung der Netzengpässe der Referenzuntersuchung C 2030 HGÜ**

Aus Abbildung 8-10 geht hervor, dass in der Referenzuntersuchung C 2030 *HGÜ* durch die im Vergleich zur Referenzuntersuchung C 2030 *BBP+* zusätzliche Berücksichtigung von DC 21a, DC 21b und DC 25 die Überlastung des deutschen Übertragungsnetzes zwar sinkt, jedoch weiterhin signifikante Engpässe insbesondere auf der Nord-Süd Verbindung verbleiben. Dabei resultieren Auslastungen von bis zu knapp 190 %. Einzelne Leitungen sind in mehr als 1500 Stunden des Jahres überlastet und die gesamte auftretende Engpassarbeit ergibt sich zu 15,10 TWh/a. Im Vergleich zur Referenzuntersuchung C 2030 *BBP+* sinkt somit die maximal auftretende Auslastung um ca. 20 % und die Engpassarbeit um ca. 17,5 TWh/a.

Im Rahmen des Engpassmanagements erfolgt die Behebung von Engpässen einerseits mittels leistungsflusssteuernder Maßnahmen und andererseits unter Einsatz von Redispatch und der Einspeisereduktion von EE-Anlagen. Im Zuge des Einsatzes leistungsflusssteuernder Maßnahmen wird ein optimierter Betriebspunkt für die *HGÜ*-Verbindungen innerhalb der Netzbetriebssimulation (vgl. Abschnitt 5.2) bestimmt. Auf Basis der optimierten Betriebspunkte der *HGÜ*-Verbindungen ergeben sich die Auslastungen der *HGÜ*-Verbindungen im Jahresverlauf anhand des Box-Plot-Diagramms in Abbildung 8-11.

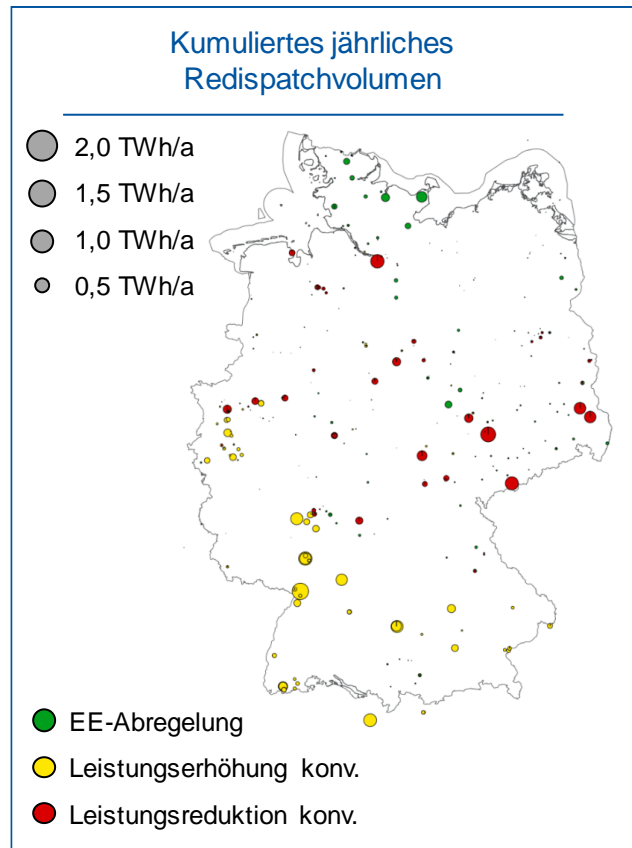


**Abbildung 8-11: Auslastungen der HGÜ-Verbindungen der Referenzuntersuchung C 2030 *HGÜ***

Das Box-Plot-Diagramm in Abbildung 8-11 stellt für alle im Referenznetz berücksichtigten HGÜ-Verbindungen den Median, die Quartile und die Extremwerte der Auslastung der HGÜ-Verbindung im Jahresverlauf dar. Das 75 %-Quantil bzw. obere Quartil kann beispielsweise als Auslastungswert einer HGÜ-Verbindung interpretiert werden, welcher in mindestens 25 % der Stunden des Jahres auftritt. So weist die HGÜ-Verbindung DC 21b einen Auslastungswert von etwas mehr als 40 % für das 75 %-Quantil auf und ist entsprechend nur in ca. 2190 Stunden des Jahres zu 40 % oder höher ausgelastet.

Aus Abbildung 8-11 geht weiterhin mit Ausnahme der HGÜ-Verbindung DC 21b für alle übrigen HGÜ-Verbindungen eine hohe Auslastung hervor. Die bereits in vorherigen NEP bestätigten HGÜ-Verbindungen weisen auch in der Referenzuntersuchung C 2030 *HGÜ* eine hohe durchschnittliche Auslastung auf. Von den im aktuellen NEP neu vorgeschlagenen HGÜ-Verbindungen zeichnen sich insbesondere DC 21a und DC 25 durch eine hohe Auslastung in großen Teilen des Jahresverlaufs aus. Dabei besteht aufgrund des gemeinsamen Anschlusspunkts in Wilhelmshaven zudem eine maßgebliche Wechselwirkung zwischen der Auslastung von DC 21a und DC 21b.

Das über das Jahr kumulierte, benötigte Redispatchvolumen der Referenzuntersuchung C 2030 *HGÜ* ist in Abbildung 8-12 dargestellt. Dabei geht aus Abbildung 8-12 insbesondere eine Einspeisereduktion konventioneller Kraftwerke im Osten und im Norden Deutschlands hervor. Im Vergleich zur Einspeisereduktion konventioneller Kraftwerke erfolgt eine moderate Einspeisereduktion von EE-Anlagen insbesondere im Norden Deutschlands. Demgegenüber stehen Leistungserhöhungen konventioneller Kraftwerke im Westen und insbesondere im Süden Deutschlands.



**Abbildung 8-12: Redispatchergebnisse der Referenzuntersuchung C 2030 HGÜ**

Tabelle 8-3 stellt abschließend das benötigte Redispatchvolumen, die Engpassmanagementkosten sowie die Änderungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen zusammenfassend dar. So ergibt sich für die Referenzuntersuchung C 2030 HGÜ ein Redispatchvolumen von etwa 10,79 TWh/a. Davon entfallen ca. 1,53 TWh/a auf die Einspeisereduktion von EE-Anlagen. Insgesamt entspricht dies zu erwartenden Redispatchkosten von ungefähr 425,1 Millionen € für das Betrachtungsjahr. Durch die Leistungsreduktion insbesondere von Kohlekraftwerken und die entsprechende Leistungserhöhung insbesondere von Gaskraftwerken im Rahmen des Engpassmanagements sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 377,58 kt/a. Im Vergleich zur Referenzuntersuchung C 2030 BBP+ ergibt sich somit eine signifikante Reduktion des Redispatchvolumens um ca. 4 TWh/a und insbesondere der Einspeisereduktion von EE-Anlagen um ca. 2,5 TWh/a.

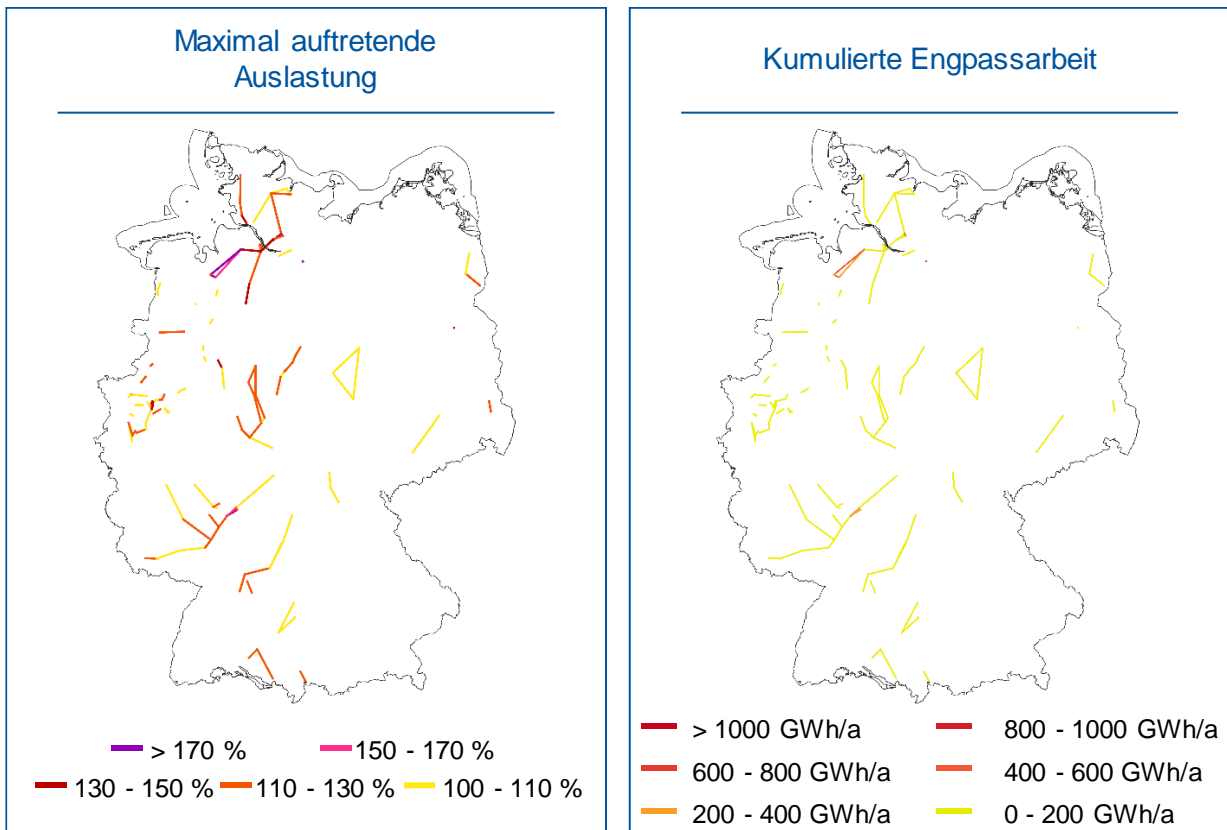


**Tabelle 8-3: Bewertungsgrößen der Referenzuntersuchung C 2030 HGÜ**

Volumen Redispatch (TWh/a)	Volumen Abregelung (TWh/a)	Kosten Redispatch (Mio. €/a)	Änderung CO <sub>2</sub> -Emissionen (kt/a)
10,79	1,53	425,1	-377,58

**8.2.4 Referenzuntersuchung C 2030 NEP 2019**

Die im Folgenden vorgestellte Referenzuntersuchung C 2030 NEP 2019 basiert auf den Ergebnissen der Marktsimulation aus Abschnitt 4, wobei der Netzausbauzustand NEP 2019 (vgl. Abschnitt 5.3.1) mit allen bestätigten Maßnahmen des NEP 2030 (2019) unterstellt wird. Aufgrund dessen ergibt sich die in Abbildung 8-13 dargestellte Überlastung des deutschen Übertragungsnetzes. Auf der linken Seite in Abbildung 8-13 sind die im Jahresverlauf pro Leitung maximal auftretenden Überlastungen im (n-1)-Fall und auf der rechten Seite die über das Jahr kumulierte Engpassarbeit je Leitung abgebildet.

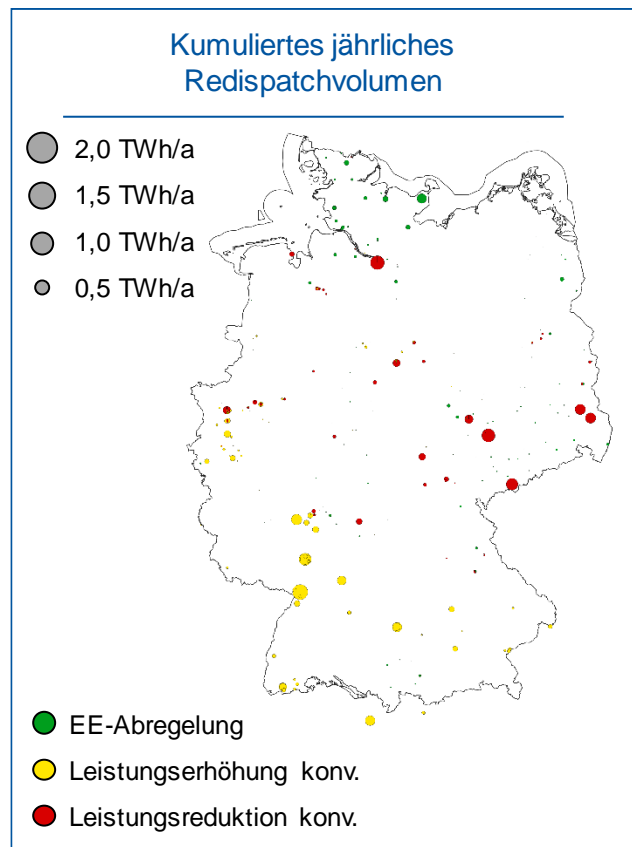


**Abbildung 8-13: Auswertung der Netzengpässe der Referenzuntersuchung C 2030 NEP 2019**

Anhand von Abbildung 8-13 lässt sich durch die zusätzliche Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des NEP 2030 (2019) in der Referenzuntersuchung C 2030 NEP 2019 im

Vergleich zur Referenzuntersuchung C 2030 *BBP+* (vgl. Abschnitt 5.3.2) eine deutliche Reduktion der Engpässe im deutschen Übertragungsnetz identifizieren. Dabei treten Engpässe weiterhin insbesondere im Westen Deutschlands in nordsüdlicher Richtung auf, wobei Auslastungen von bis zu ca. 190 % resultieren. Einzelne Leitungen sind in mehr als 1200 Stunden des Jahres überlastet und die gesamte auftretende Engpassarbeit beträgt 13,75 TWh/a.

Abbildung 8-14 stellt das über das Jahr kumulierte, benötigte Redispatchvolumen für die Referenzuntersuchung C 2030 *NEP 2019* dar. Im Vergleich zur Referenzuntersuchung C 2030 *BBP+* (vgl. Abschnitt 5.3.2) ergibt sich eine Reduktion des Redispatchvolumens um ca. 47 %. Dabei trägt insbesondere die Verringerung der Einspeisereduktion von EE-Anlagen um ca. 68 % zur Reduktion des Redispatchvolumens bei. Das verbleibende Redispatchvolumen setzt sich insbesondere aus einer Einspeisereduktion konventioneller Kraftwerke im Osten Deutschlands und einer Einspeiserhöhung konventioneller Kraftwerke im Süd-Westen Deutschlands zusammen. Die verbliebene Einspeisereduktion von EE-Anlagen konzentriert sich im Norden Deutschlands in der Region um Lübeck.



**Abbildung 8-14: Redispatchergebnisse der Referenzuntersuchung C 2030 *NEP 2019***

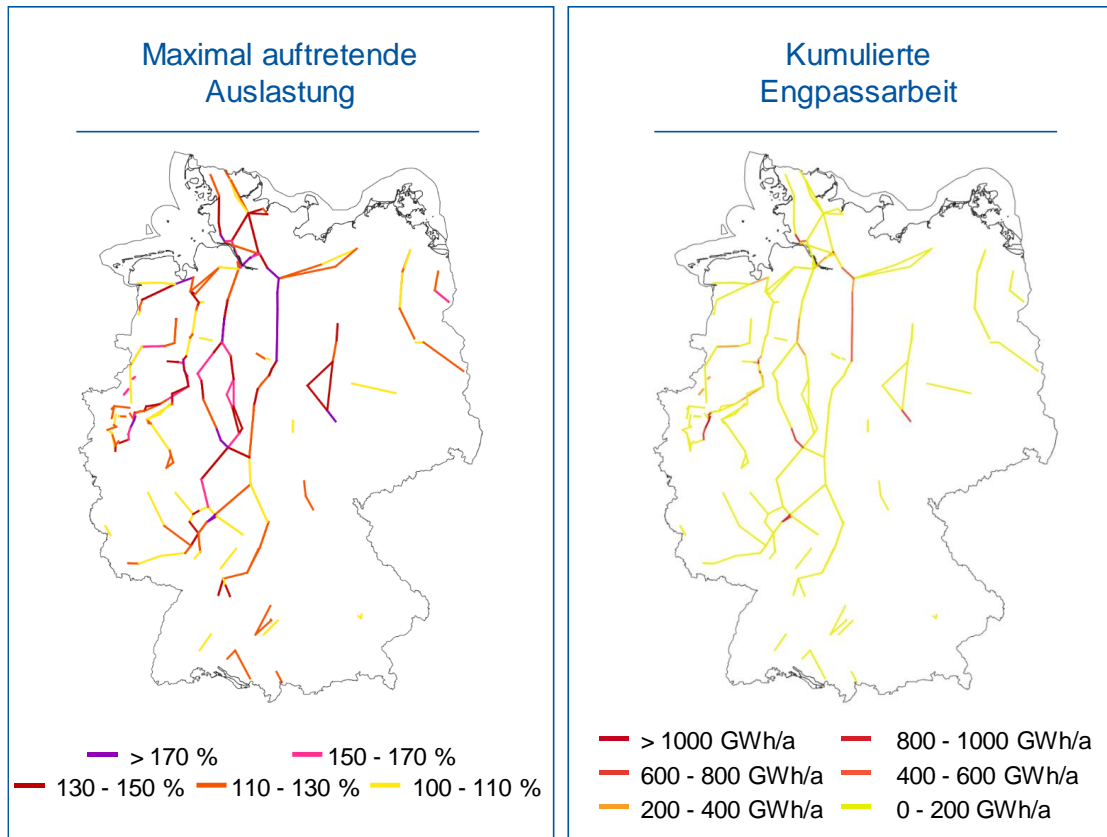
Insgesamt resultiert ein Redispatchvolumen von etwa 7,89 TWh/a, wovon ca. 1,29 TWh/a auf die Einspeisereduktion von EE-Anlagen entfallen. Dies entspricht zu erwartenden Redispatchkosten von ca. 313,7 Millionen € für das Betrachtungsjahr. Durch die Leistungsreduktion insbesondere von Kohlekraftwerken und die entsprechende Leistungserhöhung insbesondere von Gaskraftwerken im Rahmen des Engpassmanagements sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 369,0 kt/a. Tabelle 8-4 fasst abschließend die beschriebenen Bewertungsgrößen der Referenzuntersuchung C 2030 *NEP 2019* zusammen.

**Tabelle 8-4: Bewertungsgrößen der Referenzuntersuchung C 2030 *NEP 2019***

Volumen Redispatch (TWh/a)	Volumen Abregelung (TWh/a)	Kosten Redispatch (Mio. €/a)	Änderung CO <sub>2</sub> -Emissionen (kt/a)
7,89	1,29	313,7	-369,0

### 8.2.5 Referenzuntersuchung C 2038 *HGÜ*

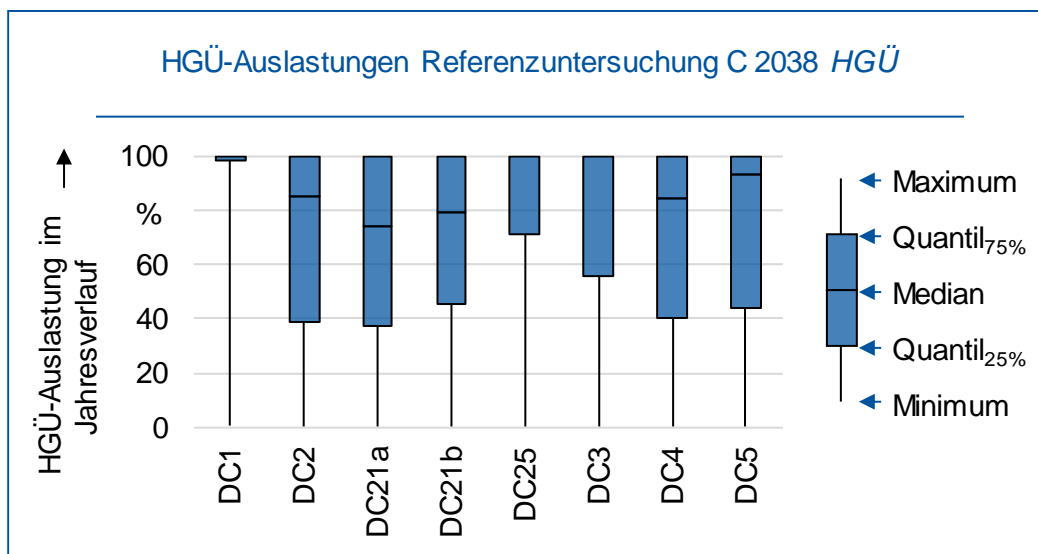
Wie bereits für die Referenzuntersuchung C 2038 *BBP+* (vgl. Abschnitt 6.3.2) stellen die Ergebnisse der flussbasierten Marktsimulation aus Abschnitt 6.2 auch die Grundlage für die Referenzuntersuchung C 2038 *HGÜ* dar. Im Vergleich zur Referenzuntersuchung C 2038 *BBP+* umfasst der Netzausbauzustand der Referenzuntersuchung C 2038 *HGÜ* jedoch zusätzlich die *HGÜ*-Verbindungen DC 21a, DC 21b und DC 25. Auf der linken Seite Abbildung 8-15 ist die im Jahresverlauf pro Leitung maximal auftretende Überlastung im (n-1)-Fall und auf der rechten Seite die über das Jahr kumulierte Engpassarbeit je Leitung dargestellt. Die den Auswertungen zugrundeliegenden Betriebspunkte der *HGÜ*-Verbindungen werden dabei zunächst auf Basis des sogenannten „Spannungswinkeldifferenz-Regelungsverfahrens“ bestimmt (vgl. Abschnitt 5.2).



**Abbildung 8-15: Auswertung der Netzengpässe der Referenzuntersuchung C 2038 HGÜ**

Aus Abbildung 8-15 geht hervor, dass in der Referenzuntersuchung C 2038 *HGÜ* weiterhin signifikante Engpässe insbesondere auf der Nord-Süd Verbindung verbleiben. Dabei treten Auslastungen von bis zu knapp 230 % auf und einzelne Leitungen sind in mehr als 2700 Stunden des Jahres überlastet. Die gesamte auftretende Engpassarbeit beläuft sich auf 56,27 TWh/a. Damit ergeben sich insgesamt Überlastungen in ähnlichen Netzgebieten wie in der Referenzuntersuchung C 2038 *BBP+* (vgl. Abschnitt 6.3.2), wobei jedoch durch die im Vergleich zur Referenzuntersuchung C 2038 *BBP+* zusätzlich berücksichtigten *HGÜ*-Verbindungen die maximal auftretende Auslastung um ca. 25 % und die Engpassarbeit um ca. 56 TWh/a sinkt.

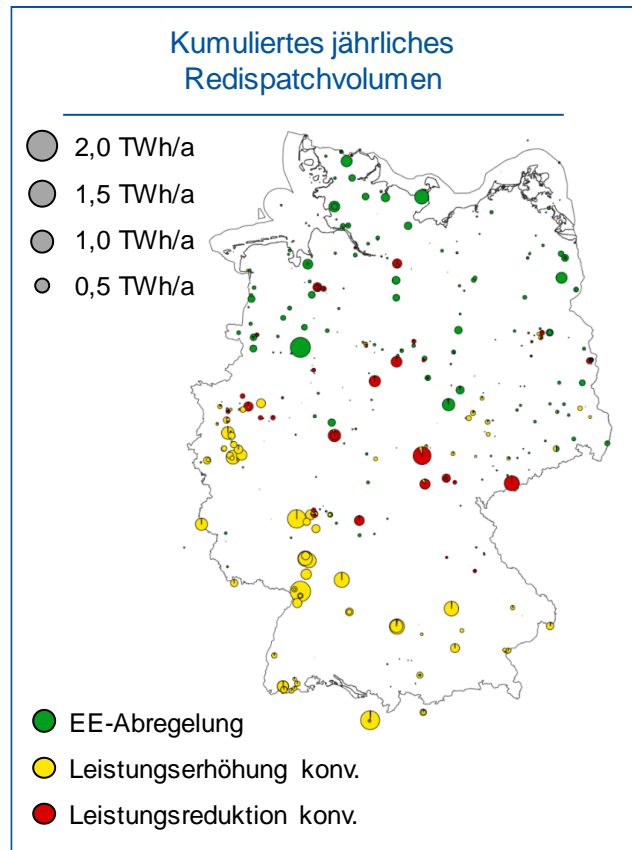
Abbildung 8-16 zeigt wie bereits in Abschnitt 8.2.3 die Auslastungen der *HGÜ*-Verbindungen im Jahresverlauf anhand eines Box-Plot-Diagramms.



**Abbildung 8-16: Auslastungen der HGÜ-Verbindungen der Referenzuntersuchung C 2038 HGÜ**

Aus Abbildung 8-16 geht eine im Vergleich zur Referenzuntersuchung C 2030 *HGÜ* (vgl. Abschnitt 8.2.3) deutlich gestiegene Auslastung der HGÜ-Verbindungen hervor. Insbesondere ergibt sich für DC 21b eine Erhöhung der durchschnittlichen Auslastung im Jahresverlauf von 30 % in der Referenzuntersuchung C 2030 *HGÜ* auf 72 % in der Referenzuntersuchung C 2038 *HGÜ*. Alle HGÜ-Verbindungen weisen für das 75 %-Quantil einen Auslastungswert von 100 % auf, sodass alle HGÜ-Verbindungen in mindestens 2190 Stunden des Jahres zu 100 % ausgelastet sind.

Abbildung 8-17 zeigt das über das Jahr kumulierte, benötigte Redispatchvolumen der Referenzuntersuchung C 2038 *HGÜ*. Dabei geht aus Abbildung 8-17 insbesondere eine Erhöhung der Einspeisereduktion von EE-Anlagen im Nord-Westen Deutschlands im Vergleich mit der Referenzuntersuchung C 2030 *HGÜ* (vgl. Abschnitt 8.2.3) hervor. Demgegenüber resultiert ebenfalls eine Zunahme der Leistungserhöhung konventioneller Kraftwerke im Westen und im Süden Deutschlands gegenüber der Referenzuntersuchung C 2030 *HGÜ* (vgl. Abschnitt 8.2.3).



**Abbildung 8-17: Redispatchergebnisse der Referenzuntersuchung C 2038 HGÜ**

Tabelle 8-5 stellt abschließend das benötigte Redispatchvolumen, die sich daraus ergebenden Kosten für das Engpassmanagement sowie die Änderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen dar. So ergibt sich für die Referenzuntersuchung C 2038 HGÜ ein Redispatchvolumen von etwa 25,53 TWh/a, wovon 7,71 TWh/a auf die Einspeisereduktion von EE-Anlagen entfallen. Insgesamt entspricht dies zu erwartenden Redispatchkosten von ca. 1,61 Milliarden € pro Jahr. Durch die aufgrund der Einspeisereduktion von EE-Anlagen notwendige Leistungserhöhung konventioneller Kraftwerke steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 3276,36 kt/a.

**Tabelle 8-5: Bewertungsgrößen der Referenzuntersuchung C 2038 HGÜ**

Volumen Redispatch (TWh/a)	Volumen Abregelung (TWh/a)	Kosten Redispatch (Mio. €/a)	Änderung CO <sub>2</sub> -Emissionen (kt/a)
25,53	7,71	1610,0	3276,36

## 9 Literatur

---

- [1] Europäisches Parlament und europäischer Rat, Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, 2019.
- [2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030,“ Bonn, 2018.
- [3] Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, „Abschlussbericht,“ 2019.
- [4] R. Elsland, T. Boßmann, A.-L. Klingler, A. Herbst, M. Klobasa und M. Wietschel, „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile,“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2016.
- [5] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, „Regionaldatenbank Deutschland 43531-01-02-4,“ [Online]. Available: <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data;sid=592EB24B965B948E70CA0DB3771BE029.reg2?Menu=Willkommen>. [Zugriff am 02 10 2019].
- [6] Deutsche Energie-Agentur, „biogaspartner.de,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/>. [Zugriff am 30 01 2020].
- [7] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam und B. Schieferdecker, „Repräsentative VDEW-Lastprofile,“ VDEW, Cottbus, 1999.
- [8] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030 - Zweiter Entwurf,“ Übertragungsnetzbetreiber, Charlottenburg, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2019.
- [9] ENTSO-E, „ENTSO-E Transparency Platform,“ Unicorn Systems a.s., 2020. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>. [Zugriff am 30 01 2020].
- [10] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., *Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan 2030 (v2019)*, München, 2018.
- [11] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), *Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad*, 2017.

- [12] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019), 2019.
- [13] Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region, 2019.
- [14] M. Ketov, K. Geschermann, A. Lilienkamp und A. Moser, „Erlöspotenziale gewerblicher Elektromobilität am deutschen Strommarkt,“ gwf Gas + Energie, Essen, 2018.
- [15] IEE Project EPISCOPE, „episcopes,“ Institut Wohnen und Umwelt GmbH, [Online]. Available: <https://episcopes.eu/welcome/>. [Zugriff am 07 02 2020].
- [16] M. Wahl, T. Dröscher, J. Sprey und A. Moser, „Modelling of Heat Pump Load Profiles for Grid Expansion Planning,“ IEEE, Aachen, 2018.
- [17] T. Drees, Simulation des europäischen Binnenmarktes für Strom und Regelleistung bei hohem Anteil erneuerbarer Energien, Aachen, 2015.
- [18] ENTSO-E, „Generation and Load Shift Key Implementation Guide,“ 2017.
- [19] J. Eickmann, „Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetz,“ Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Aachen, 2015.
- [20] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Strom 2012,“ 2012.
- [21] T. v. Leeuwen, „Einfluss von Unsicherheiten und Flexibilität auf den deutschen Übertragungsnetzbetrieb,“ Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Aachen, 2018.
- [22] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile - Begleitgutachten -,“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, 2016.
- [23] T. Estermann, S. Pichlmaier, A. Guminski und C. Pellingner, „Kurzstudie Power-to-X - Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB,“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2017.