

CLIMATE CHANGE

51/2020

Verwirklichung des Potenzials der erneuerbaren Energien durch Höherauslastung des Bestandsnetzes und zügigen Stromnetzausbau auf Verteilnetzebene

von:

Marian Bons, Jonas Knapp, Dr. Karoline Steinbacher
Guidehouse Energy Germany GmbH, Berlin

Dr.-Ing. Marco Greve, Prof. Dr. Klaus Joachim Grigoleit, Dr.-Ing. Stefan Kippelt
ef.Ruhr GmbH, Dortmund

Dr.-Ing Karsten Burges
RE-xpertise, Berlin

Herausgeber:

Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 51/2020

Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3717 43 104 0

FB000385

Verwirklichung des Potenzials der erneuerbaren Energien durch Höherauslastung des Bestandsnetzes und zügigen Stromnetzausbau auf Verteilnetzebene

von

Marian Bons, Jonas Knapp, Dr. Karoline Steinbacher
Guidehouse Energy Germany GmbH , Berlin

Dr.-Ing. Marco Greve, Prof. Dr. Klaus Joachim Grigoleit,
Dr.-Ing. Stefan Kippelt
ef.Ruhr GmbH, Dortmund


Dr.-Ing Karsten Burges
RE-xpertise, Berlin


Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Guidehouse Energy Germany GmbH
Albrechtstraße 10c
10117 Berlin

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

unter Mitarbeit von:
RE-xpertise
Bölschestr. 30
12587 Berlin

Abschlussdatum:

Mai 2020

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Yvonne Koch

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie
David Pfeiffer, Juri Krack

Publikationen als pdf:
<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Dezember 2020

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Die aktuellen Netzengpässe belasten die Klimabilanz Deutschlands, da sie eine Abregelung erneuerbarer Energien notwendig machen. Engpässe im Verteilnetz sind zurzeit nur begrenzt sichtbar, da sie von Engpässen im Übertragungsnetz überlagert werden.

Im Rahmen dieser Studie wurde zunächst der Netzausbaubedarf in der Hochspannung herausgestellt. Anschließend wurden Maßnahmen untersucht, die durch eine Behebung der Engpässe zu einer verbesserten Integration von erneuerbaren Energien ins Stromnetz beitragen. Die Studie betrachtete sowohl Maßnahmen, die zu einer höheren Auslastung des Bestandsnetzes führen, als auch Maßnahmen, die den Netzausbau beschleunigen. Sie konzentriert sich dabei ausschließlich auf die 110-kV-Verteilnetzebene (Hochspannungsnetz) sowie kurz- und mittelfristig umsetzbare Maßnahmen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die 110-kV-Verteilnetzebene heute und voraussichtlich auch künftig einen begrenzenden Faktor für die Nutzung der durch Erneuerbare-Energien-Anlagen bereitgestellten Energie darstellt. Einige der analysierten technischen Maßnahmen stellen sinnvolle Alternativen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau dar, werden laut gesammelter Erkenntnisse jedoch schon weitgehend von Netzbetreibern angewendet und bieten daher keine zusätzliche Beschleunigungswirkung gegenüber dem Status quo. Keine der weiteren betrachteten technischen Optionen weist aktuell eine ausgeprägte Beschleunigungswirkung für die Integration von erneuerbaren Energien auf. Möglichkeiten zur Beschleunigung gibt es insbesondere bei der Optimierung der institutionellen Abwicklung der Genehmigungsprozesse, indem Genehmigungsbehörden die Verfahrensanforderungen gegenüber Vorhabenträgern transparenter kommunizieren, landes- oder bundesweit einheitliche Anforderungen festlegen und personelle Kapazitäten ausbauen. Zudem kann der Netzausbau durch verschiedene gesetzliche Anpassungen beschleunigt werden. So könnte eine fiktive Planfeststellung für Alttrassen eingeführt oder den Verteilnetzbetreibern ein vorrausschauender Netzausbau in Regionen ermöglicht werden, in denen ein starker Zubau von erneuerbaren Energien erwartet und somit ein Netzausbau wahrscheinlich notwendig wird.

Abstract

The ongoing grid congestions are impacting Germany's climate goals, as they make it necessary to curtail renewable energies. Congestions in the distribution grid are proving difficult to identify, as they are overshadowed by congestions in the transmission network.

Within the context of this study, the need for grid expansion in the high-voltage sector became clear. Subsequently, technical measures that can contribute to an improved integration of renewable energies into the electricity grid by minimizing congestion were examined. The study looked at measures that lead to a higher utilization of the existing grid as well as measures that accelerate the grid expansion. The study focuses on the 110-kV distribution grid (high-voltage grid) and on measures that can be implemented in the short and medium term.

The results show that the 110-kV distribution grid limits the use of renewable energy both today and in future. Some of the technical options analysed are useful alternatives compared to conventional grid expansion. However, these options are already widely used and therefore do not offer any additional acceleration potential compared to the status quo. None of the technical options considered currently provides a considerable acceleration of renewable energy integration. Opportunities for acceleration of the integration of renewable energies lie particularly in the optimization of the institutional handling of the approval processes. Approval authorities could communicate the procedural requirements to grid developers more transparently, define uniform requirements at the state or national level and expand their staff capacities. In addition, grid expansion can be accelerated through targeted legal adjustments by enabling a fictitious approval for old lines and by enabling distribution grid operators to expand the grid in a forward-looking manner in those areas where it is likely to be necessary in the coming years due to the expected strong growth in renewable energies.

Inhaltsverzeichnis

Berichtskennblatt	2
Report Cover Sheet	3
Kurzbeschreibung	4
Abstract	4
Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	8
Tabellenverzeichnis	10
Abkürzungsverzeichnis	11
Zusammenfassung.....	13
Summary.....	22
1 Hintergrund und Ziele.....	30
1.1 Hintergrund.....	30
1.2 Ziele des Vorhabens.....	32
1.3 Struktur des Berichts	33
2 Technische und rechtliche Rahmenbedingungen von Ausbau und Betrieb des Hochspannungsnetzes	34
2.1 Technische Rahmenbedingungen.....	34
2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen	35
2.2.1 Rechtliche Vorgaben für den Netzausbau.....	35
2.2.2 Rechtliche Regelungen mit Auswirkungen auf den Netzausbau	35
2.2.3 Relevante Regelungen des Betriebs von Hochspannungsnetzen	37
2.3 Genehmigung von Netzausbaumaßnahmen	38
3 Netzausbaubedarf des Hochspannungsnetzes.....	41
3.1 Einsatz von Einspeisemanagement und Redispatch.....	41
3.1.1 Historische Entwicklung der EinsMan- und Redispatchmengen und -kosten	41
3.1.2 Einsatz von Einspeisemanagement im Status quo.....	45
3.1.3 Abschätzung der Entwicklung von Netzengpässen.....	48
3.2 Erforderlicher Netzausbau in den Hochspannungsnetzen	51
3.3 Netzausbaupläne der Hochspannungsnetzbetreiber	54
3.4 Entwicklung von Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz.....	56
4 Hemmnisse für einen bedarfsgerechten Netzausbau	60
4.1 Verständnis der zukünftigen Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber.....	60
4.2 Übersicht der Hemmnisse	61
4.3 Veränderte Anforderungen an Netzplanung und Betrieb	62
4.4 Hemmnisse in der Bedarfsplanung.....	62

4.4.1	Politische Unsicherheiten und Schwierigkeiten in der Bedarfsabschätzung	62
4.4.2	Mangelnde Abstimmung zwischen VNB und VNB sowie VNB und ÜNB.....	63
4.5	Hemmnisse in der Umsetzung von Maßnahmen	63
4.5.1	Unsicherheiten und Verzögerungen in Bezug auf Genehmigungsverfahren.....	63
4.5.2	Mangel personeller Ressourcen.....	64
4.5.3	Akzeptanz und Umwelt	65
4.5.4	Finanzierung / Anreizregulierung.....	66
5	Maßnahmen zur Beschleunigung oder Vermeidung des Netzausbaus.....	67
5.1	Maßnahmen des aktuellen Stands der Technik.....	67
5.1.1	Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb („Freileitungsmonitoring“)	68
5.1.2	Hochtemperaturleiterseile.....	70
5.1.3	Spitzenkappung.....	72
5.1.4	Koordination von Maßnahmen auf VNB- und ÜNB-Ebene (horizontal und vertikal)	74
5.1.5	Ausgestaltung des Netzausbaus in Kabeltechnik	76
5.1.6	Bildung von Einspeisenetzen.....	79
5.1.7	Vorausschauende Netzplanung	82
5.2	Zukunftsorientierte technische Maßnahmen.....	84
5.2.1	Dezentraler Ausgleich von Erzeugung und Last	84
5.2.2	Power-to-X als Alternative zur Abregelung.....	86
5.2.3	Speicher zur Vermeidung von Netzengpässen.....	87
5.2.4	AC/AC-Kupplungen.....	89
5.2.5	Kuratives Netzengpassmanagement.....	90
5.2.6	Netzorientierte Standortwahl	92
5.3	Wechselwirkungen der Maßnahmen	93
5.4	Planungsrechtliche Herausforderungen in Bezug auf technische Maßnahmen	98
5.5	Zusammenfassung und Einordnung	99
6	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	102
6.1	Schlussfolgerungen	102
6.2	Handlungsempfehlungen.....	103
6.2.1	Handlungsempfehlungen für einzelne technische Maßnahmen	103
6.2.2	Handlungsempfehlungen in Bezug auf Genehmigungsverfahren	105
6.2.3	Weitere Handlungsempfehlungen	107
7	Quellenverzeichnis.....	109
Anhang A:	Wechselwirkungen zwischen der Spitzenkappung und dem planerischen Freileitungsmonitoring	112

Anhang B: Wechselwirkungen zwischen der Spitzenkappung und Gleichzeitigkeiten in der Netzplanung.....	119
--	-----

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Abgeschätzte spezifische Ausfallarbeit von erneuerbaren Energien im Jahr 2017 für ausgewählte Netzbetreiber nach Landkreisen.....	14
Abbildung 2:	Übersicht der Phasen des Netzausbaus und -betriebs und identifizierter Hemmnisse	16
Abbildung 3:	Illustration der Art der Engpässe in verschiedenen Systemebenen und Einordnung der Relevanz hinsichtlich des Aufkommens.....	31
Abbildung 4:	Schematische Veranschaulichung der drei Dimensionen der Maßnahmen und Handlungsoptionen im Untersuchungsraum des Vorhabens.....	32
Abbildung 5:	Projektablauf- und Interaktionsschema	33
Abbildung 6:	Ausgewiesenes Netzausbaugebiet nach § 36c EEG 2017 zum Stand August 2018. Im Laufe des Jahres 2020 wird der Zuschnitt voraussichtlich verändert.	36
Abbildung 7:	Höhe der Verteilernetzkomponente für Wind- (links) und Solaranlagen (rechts) zum Stand August 2018.....	37
Abbildung 8:	Historische Entwicklung der EinsMan- und Redispatchmengen und -kosten	42
Abbildung 9:	Historische Entwicklung der Verteilung der Ausfallarbeit sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen auf das Verteil- und das Übertragungsnetz	43
Abbildung 10:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf vertikale und horizontale Engpässe	43
Abbildung 11:	Verteilung der Ausfallarbeit auf Bundesländer	44
Abbildung 12:	Verteilung der Ausfallarbeit nach Energieträgern.....	45
Abbildung 13:	Abgeschätzte spezifische Ausfallarbeit von erneuerbaren Energien im Jahr 2017 für ausgewählte Netzbetreiber nach Landkreisen.....	47
Abbildung 14:	Beispielhafte Netzkarten zur Ausweisung der Netzengpassregionen des Hochspannungsnetzes	48
Abbildung 15:	Gegenüberstellung der regionalen Verteilung von EinsMan für das Jahr 2017 (links) und im NEP 2017 (Szenario B) kalkulierte Spitzenkappung aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz für das Jahr 2030 (rechts).....	50
Abbildung 16:	Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen (AC-Netz) bei Ausfall eines Netzelements im BBP-Netz für das Jahr 2030.....	51
Abbildung 17:	Vergleich des ermittelten Ausbaubedarfs der Hochspannungsebene ab Ende 2015.	53
Abbildung 18:	Anteil der geplanten beziehungsweise vorgesehenen Maßnahmen zum Leitungsausbau der deutschen HS-Netzbetreiber, bezogen auf die heute vorhandene Stromkreislänge.	55

Abbildung 19: Anteil des Leitungsausbaus, der aufgrund zunehmender Einspeisung erneuerbarer Energien auf Basis geplanter und vorgesehenen Maßnahmen erfolgt.....	56
Abbildung 20: Anzahl von Maßnahmen in allen Ebenen des Verteilnetzes, die in den jeweiligen Jahren abgeschlossen, gebaut und geplant wurden.....	57
Abbildung 21: Anzahl der VNB, die in den einzelnen Berichtsjahren Maßnahmen zur Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau durchgeführt haben.	58
Abbildung 22: Zeitliche Entwicklung der angewendeten Verstärkungsmaßnahmen im Verteilnetz.	59
Abbildung 23: Relative Entwicklung der angewendeten Maßnahmen im Verteilnetz.	59
Abbildung 24: Übersicht der Phasen des Netzausbaus und -betriebs und identifizierter Hemmnisse	61
Abbildung 25: Bewertungskriterien der Steckbriefe.....	67
Abbildung 26: Beispiel für eine gemeinsame Planung der 380/110-kV-Verknüpfungspunkte zwischen der ARGE der Flächennetzbetreiber Ost und 50Hertz Transmission. Zum Teil werden die geplanten Aus- und Neubauten von mehreren VNB genutzt.....	74
Abbildung 27: Akzeptabilität von Netzausbaumaßnahmen nach Umsetzungsform und Zielen des Ausbaus.	77
Abbildung 28: Relativer Anteil der Leitungslänge von Kabeln und Freileitungen in der 110-kV-Ebene im Bestandsnetz 2018 sowie für Neutrassen in den Netzausbauplänen der VNB.....	77
Abbildung 29: Prinzip der virtuellen Hochspannungsleitung.	88
Abbildung 30: Prinzip der AC-AC-Kupplung.....	90
Abbildung 31: Einsatz des Auslastungsmonitoring bei der Schleswig-Holstein Netz AG.	91
Abbildung 32: Wechselwirkungen der betrachteten Maßnahmen	94
Abbildung 33: Vergleich der (planerisch) installierbaren WEA-Leistung bei Anwendung verschiedener Maßnahmen aus dem Berechnungsbeispiel in Anhang A.	95
Abbildung 34: Einordnung der untersuchten Maßnahmen (planerisch vs. betrieblich) hinsichtlich der zeitlichen Wirkung (X-Achse) und der Wirkung auf die Netzentwicklung (Y-Achse).	101

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Ermittelter Ausbaubedarf der „dena -Verteilnetzstudie“	52
Tabelle 2:	Ermittelter Ausbaubedarf der Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“	52
Tabelle 3:	Ermittelter Ausbaubedarf der „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“	52
Tabelle 4:	Übersicht über die Bewertung der Maßnahmen in den einzelnen Bewertungskategorien.	100

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	AG Energiebilanzen
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
BFE	Bundeministerium für Energie der Schweiz
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
DEA	dezentrale Energieanlage
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEAV	Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung
EinsMan	Einspeisemanagement
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNB	Flächennetzbetreiber
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FLM	Freileitungsmonitoring beziehungsweise witterungsbedingter Freileitungsbetrieb
GemAV	Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
HTLS	Hochtemperaturleiterseile mit geringem Durchhang (High Temperature Low Sag)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IWR	Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LEP	Landesentwicklungsplan
LuftVG	Luftverkehrsgesetz
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau

NEP	Netzentwicklungsplan
NGO	Nichtregierungsorganisation (Non-governmental organisation)
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RE	Renewable Energies
ROG	Raumordnungsgesetz
ROV	Raumordnungsverfahren
TEN	Thüringer Energienetze
UBA	Umweltbundesamt
ÜN	Übertragungsnetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfungen
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VN	Verteilnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

Zusammenfassung

Einleitung

Im Jahr 2018 wurde rund 3,6 % des Stroms aus Windenergieanlagen an Land und auf See und Photovoltaikanlagen im Rahmen von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber abgeregelt. Die aktuellen Netzengpässe belasten die Klimabilanz Deutschlands. Mittel- und langfristig wirken sich fehlende Netzkapazitäten bei steigendem Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) negativ auf das CO₂-Einsparpotenzial im Stromsektor aus.

Verschiedene Studien belegen, dass mit dem weiteren EE-Ausbau fundamentale Herausforderungen für die Übertragung und Verteilung der erzeugten Energiemengen verbunden sind, die maßgeblich auch die Hochspannungsnetze betreffen (E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014, dena 2012, dena 2014, ef.Ruhr, TU Dortmund, RWTH Aachen 2014, ef.Ruhr 2017). Anders als im Übertragungsnetz schlägt sich der prognostizierte Ausbaubedarf in den Verteilnetzen jedoch noch nicht in den tatsächlichen Investitionsvolumina der Verteilnetzbetreiber nieder (BNetzA Bundeskartellamt 2017), was angesichts stark steigender installierter EE-Leistung auf einen umso drastischeren Netzausbaubedarf hinweisen kann.

Das Ziel des Vorhabens ist es, Maßnahmen zu identifizieren, die zu einer verbesserten und beschleunigten Integration von EE ins Stromnetz beitragen. Dazu wurden Handlungsempfehlungen und Vorschläge zu gesetzlichen Änderungen für die Umsetzung dieser Maßnahmen erstellt. Der Fokus des Projektes liegt auf der 110-kV-Verteilnetzebene sowie auf kurz- und mittelfristig umsetzbaren Maßnahmen.

Methodisch stützen sich die Arbeiten im Vorhaben vor allem auf eine gründliche Auswertung und Aufarbeitung des Schrifttums und Kenntnisse aus bereits abgeschlossenen und weiteren laufenden Vorhaben. Als zweite zentrale Informationsquelle diente der Austausch mit den Akteuren aus der Praxis über einen Begleitkreis, Workshop sowie Experteninterviews mit Verteilnetzbetreibern (VNB), Genehmigungsbehörden und Umweltverbänden.

Einspeisemanagement und Redispatch als Indikatoren für verzögerten Netzausbau

Die Einspeisung erneuerbarer Energien wird im Status quo durch den Einsatz von Einspeisemanagement je nach Region erheblich eingeschränkt. EE-Anlagen werden außerdem zukünftig in den Redispatch-Prozess eingebunden. Intensives Einspeisemanagement (EinsMan) und Redispatch sind Indikatoren für verzögerten Netzausbau.

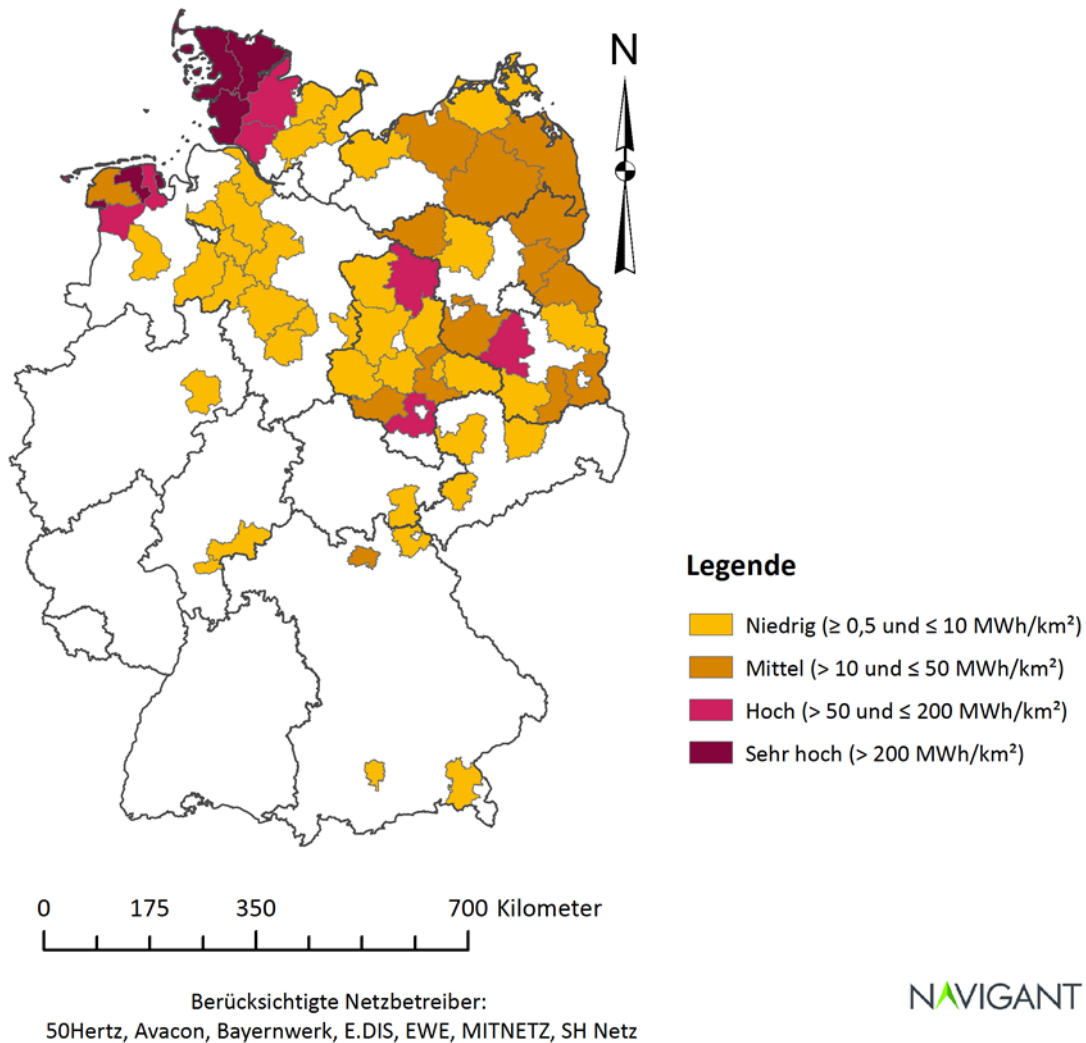
Im Jahr 2017 stieg das Volumen aller Engpassmaßnahmen auf 24 TWh an. Die Kosten stiegen 2017 ebenfalls auf ein neues Höchstniveau und betrugen ca. 1,4 Milliarden Euro. Zwischen 2015 und 2017 wurden für den Großteil (mehr als 80 %) der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement an das Verteilnetz angeschlossene Anlagen herangezogen.

Seit 2015 liegt der Anteil der EinsMan-Mengen, die auf Engpässe im Verteilnetz zurückzuführen sind, bei ca. 10 %. Der dominierende Einfluss der Übertragungsnetze bedeutet jedoch nicht, dass die Probleme auf den unterlagerten Netzebenen keine Aufmerksamkeit verdienen. Engpässe im Verteilnetz können sich mit Engpässen im Übertragungsnetz überlagern. Anweisungen des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) an den VNB zur Leistungsreduzierung können unter Umständen den Engpass im Verteilnetz lösen, bevor dieser zu eigenen Maßnahmen führt. Dadurch wird der Übertragungsnetzengpass dokumentiert, jedoch nicht der Engpass im Verteilnetz. Durch Ausbaumaßnahmen des Übertragungsnetzes können zukünftig mögliche Engpässe im Verteilnetz sichtbar werden.

Abbildung 1 stellt die Ergebnisse der Abschätzung der Verteilung der Ausfallarbeit nach Landkreisen im Jahr 2017 grafisch dar. Zur besseren Vergleichbarkeit der Belastung der Landkreise ist die auf die Fläche des Landkreises bezogene spezifische Ausfallarbeit in MWh/km² dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass EinsMan-Maßnahmen insbesondere an den Nordseeküsten von Niedersachsen und Schles-

wig-Holstein konzentriert sind. Die restlichen Kreise in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sind hingegen wenig oder nur marginal von EinsMan-Maßnahmen betroffen. Da fast 80 % der gesamten EinsMan-Mengen 2017 auf Schleswig-Holstein und Niedersachsen entfielen, ist die Betroffenheit in den Landkreisen an der Küste sehr hoch.

Abbildung 1: Abgeschätzte spezifische Ausfallarbeit von erneuerbaren Energien im Jahr 2017 für ausgewählte Netzbetreiber nach Landkreisen



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis Navigant-EinsMan-Datenbank sowie öffentlicher Daten ausgewählter Netzbetreiber

In Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt zeigt sich eine weniger konzentrierte Betroffenheit von EinsMan-Maßnahmen. Die Belastung mehrerer Landkreise ist als „mittel“ einzuordnen. Lediglich drei vereinzelte Kreise (Saalekreis, Stendal und Teltow-Fläming) weisen hohe spezifische EinsMan-Mengen auf. Weitere Kreise in den genannten Bundesländern weisen eine niedrige Belastung auf. Landkreise in Bayern sind weitgehend nur marginal betroffen.

Eine Abschätzung der zukünftigen netzbedingten Abregelungen von erneuerbaren Energien ist nur schwer möglich. Es gibt keine zuverlässigen Prognosen für das Volumen an Abregelungen aufgrund von Engpässen im Verteilnetz und temporären Engpässen im Übertragungsnetz. Abregelungen aufgrund von Spitzenkappung im Übertragungsnetz werden im Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2017) für 2030 abgeschätzt. Demnach werden 2030 im Szenario B Energiemengen in Höhe von 2,2 TWh bei

Windenergieanlagen an Land sowie 0,8 TWh bei Photovoltaik abgeregelt. Aussagen zu potenziellen Abregelungen auf der Verteilnetzebene finden sich im NEP nicht.

Erforderlicher Netzausbau in der Hochspannung

Da weiterhin mit einem Ausbau der erneuerbaren Energie an Land zu rechnen ist, wird sich dieser auch in Zukunft auf einen erhöhten Ausbaubedarf in den Transport- und Verteilnetzen niederschlagen. Kann dabei der Netzausbau in den unterschiedlichen Netzebenen nicht ausreichend schnell erfolgen, wird sich dies auch in Zukunft in erhöhten Mengen an Ausfallarbeit niederschlagen, die über die zu erwartenden Ausfallmengen durch den Einsatz von Spitzenkappung deutlich hinausgehen.

Der Frage nach dem zukünftig zu erwartenden Ausbaubedarf der einzelnen Netzebenen haben sich in der Vergangenheit mehrere Studien gewidmet (dena 2012, dena 2018, E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014). Bis zum Jahr 2030 wird dabei – abhängig von der Entwicklung der Zubauzahlen erneuerbarer Energien – von einem Investitionsbedarf zwischen 7 und 10 Milliarden Euro in der Hochspannungsebene ausgegangen. Szenarien, die einen deutlich stärkeren EE-Ausbau annehmen, beziffern den Ausbaubedarf mit bis zu 20 Milliarden Euro. In Bezug auf die spezifischen Ausbaukosten zeigt sich jedoch ein recht einheitliches Bild eines Investitionsbedarfs von ca. 150 Tausend Euro je installiertem MW dezentraler Energieanlagen. Erst bei einer Entwicklung, die deutlich über die Szenarien des Netzentwicklungsplans bis zum Jahr 2035 hinausgehen, ist mit einer abermaligen Beschleunigung des Ausbaubedarfs zu rechnen. Ursächlich sind hierfür dann die Entwicklungen in anderen Sektoren, etwa das vermehrte Auftreten von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, die dann auch Einfluss auf die höheren Netzebenen nehmen.

Aktuelle Zahlen zum Ausbau in der Hochspannung lassen sich vor allem aus den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur (BNetzA) ableiten. Hier zeigt sich, dass der Anteil der VNB, die von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen betroffen sind, seit 2009 deutlich zugenommen hat und mittlerweile nahezu alle Netzbetreiber betrifft. Die dabei eingesetzten Technologien konzentrieren sich vor allem auf den „herkömmlichen“ Netzausbau in Form neuer oder leistungsstärkerer Kabel, Freileitungen und Transformatoren. Beim Einsatz neuer Ansätze, hauptsächlich im Bereich der Netzoptimierung ist jedoch seit 2012 ein deutlich steigender Trend zu erkennen. Die höchsten Zuwachsraten verzeichnen dabei der Einsatz von Hochtemperatur-Leiterseilen, der vermehrte Einsatz von Messtechnik und das Leiterseilmonitoring.

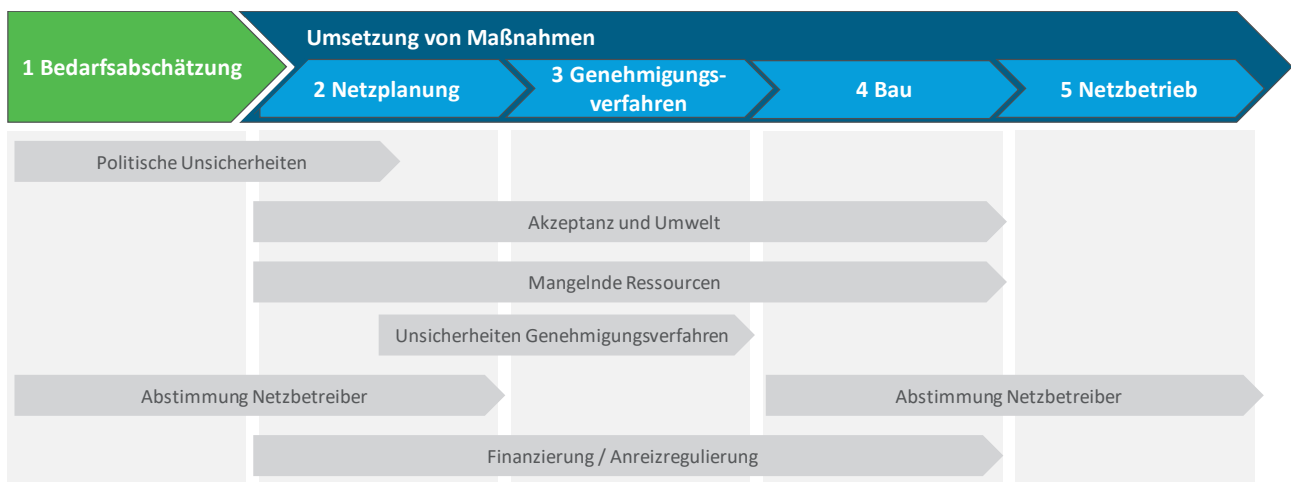
In Bezug auf die kurz- bis mittelfristige Netzentwicklung in der Hochspannung stellen die Netzausbaupläne der 110-kV-Netzbetreiber eine wichtige Datenbasis dar. Hieraus lässt sich ableiten, in welchen Regionen, aus welchem Grund und mit welchen Technologien aktuelle Ausbauvorhaben der Hochspannung durchgeführt und geplant werden. Aus diesen Daten wird deutlich, dass alle Flächennetzbetreiber in den nächsten zehn Jahren und unabhängig von ihrer geografischen Lage einen deutlichen Ausbau des Hochspannungsnetzes planen. Extremwerte ergeben sich in Schleswig-Holstein und der Pfalz, in denen ca. 10 % des Bestandsnetzes zugebaut oder verstärkt werden soll. Als primärer Grund der jeweiligen Ausbauvorhaben wird von allen Flächennetzbetreibern die Aufnahme von EE-Strom angegeben. Im Mittel wird dies für 73 % der neu entstehenden oder verstärkten Leitungskilometer als primäre Notwendigkeit der Maßnahme angegeben.

Hemmnisse des Ausbaus im Hochspannungsnetz

Im Folgenden werden Erkenntnisse aus den durchgeführten Interviews mit VNB, Behörden und Nichtregierungsorganisationen (NGOs) verschiedener Regionen vorgestellt. Die Darstellung gliedert sich in spezifische Hindernisse für den Netzausbau auf 110-kV-Ebene einerseits – sowohl in der Phase der Bedarfsabschätzung als auch in der Umsetzung – und ein Stimmungsbild zur Umsetzung verschiedener Maßnahmen andererseits.

Herausforderungen für Netzbetreiber treten in unterschiedlichen Phasen auf. Die identifizierten Hemmnisse sind in der Abbildung 2 in einer vereinfacht dargestellten zeitlichen Abfolge gegliedert.

Abbildung 2: Übersicht der Phasen des Netzausbaus und -betriebs und identifizierter Hemmnisse



Quelle: eigene Darstellung Navigant

Ein zentrale Herausforderung für die Bedarfsabschätzung sind die **politischen Unwägbarkeiten und Unsicherheiten in Bezug auf die Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien** und deren räumliche Verteilung. Die fehlende Vorhersehbarkeit dieser Entwicklungen erschwert den meisten interviewten VNB eine bedarfs- und zeitgerechte Netzplanung. Schließlich wird von einigen Interviewten eine fehlende integrierte Strategie für die Energiewende bedauert, welche eine Gesamtsystemsicht auf den Ausbau erneuerbarer Energien und der Netze mit sich bringen könnte.

Die Akteure schätzen die Qualität der **Abstimmung zwischen benachbarten VNB beziehungsweise zwischen VNB und ÜNB** in einem Netzgebiet sehr unterschiedlich ein. Die Abstimmung zwischen VNB und ÜNB ist besonders bei der Bedarfsabschätzung von Bedeutung. Unterschiede zwischen den Prognosen der VNB und ÜNB bestehen, häufig durch eine bottom-up (aus der Flächenkulisse abgeleiteten) vs. top-down (aus bundesweiten Zielen abgeleiteten) Herangehensweise bedingt. Eine regelmäßige Kommunikation zwischen VNB und ÜNB zum Vergleich der Prognosen wurde daher von den Interviewten als entscheidend angesehen. Die Erfahrungen der ARGE Ost, eines Zusammenschlusses von Flächennetzbetreibern im Netzgebiet von 50Hertz Transmission, wurden von Interviewten aus verschiedenen Regionen Deutschlands als positives Beispiel für Koordination zwischen VNB genannt.

Unsicherheiten und Verzögerungen in Bezug auf Genehmigungsverfahren wurden von Interviewten als entscheidendes Hindernis für die zeitgerechte Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen genannt. In den vergangenen Jahren wird eine Verschärfung der Problematik beobachtet, die sich erstens in Unsicherheiten bei Antragstellern in Bezug auf die Verfahrenswahl und die Auslegung von Vorgaben durch die Behörde und zweitens aus Sicht der Antragssteller teilweise unangemessen aufwändige Verfahren und Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP). In beiden Punkten sehen die interviewten Akteure die Politik in der Verantwortung.

Neben der Verfahrenswahl und dem Aufwand für die Verfahrensvorbereitung wurden sowohl von VNB als auch von Vertreterinnen und Vertretern von Behörden die **personellen Kapazitäten** in Behörden als beträchtliches Hindernis für einen zeitgerechten Netzausbau betrachtet. Einerseits erscheinen Genehmigungsbehörden als personell deutlich zu gering ausgestattet, um dem derzeitigen Anstieg von Verfahren in vielen Regionen zu begegnen. Andererseits erschwert die Rotation von Personal in Behörden während der lange dauernden Genehmigungsverfahren Kontinuität und Wissenstransfer. Zudem mangelt es an qualifiziertem Personal, um offene Stellen zügig zu besetzen. Neben dem Mangel an Personal in Behörden erwähnen die Interviewten vor allem massive Engpässe bei den Kapazitäten von Baufirmen. Punktuell berichten Interviewte auch von fehlenden Expertinnen und Experten für Umweltverträglichkeitsprüfungen, wodurch Verfahrensverzögerungen auftreten.

Eng verbunden mit Hindernissen in Genehmigungsverfahren stellen sich Herausforderungen in Bezug auf die **Akzeptanz von Netzausbauvorhaben durch Bürgerinnen und Bürger** dar. Beinahe alle Interviewte sehen eine Verstärkung des Problems einer mangelnden Akzeptanz in den letzten Jahren und ein vermehrtes Auftreten von Widerständen gegen Netzausbauvorhaben des 110-kV-Netzes. Manche VNB berichten von systematischen Verzögerungstaktiken einzelner Vorhabengegnerinnen und -gegner, in denen Einwände absichtlich nacheinander statt gebündelt eingebracht werden. Weiterer Austausch zwischen Netzbetreibern, Behörden und NGOs zu guter Praxis im Hinblick auf die Förderung von Dialog mit Bürgerinnen und Bürgern wird von Interviewten als sinnvoll angesehen. In den Gesprächen mit Stakeholdern wurde deutlich, dass die erhoffte Beschleunigungswirkung durch die Umsetzung eines Vorhabens als Erdkabel überschätzt wird, da der Einsatz von Erdkabeln neue Fragen in Bezug auf die Akzeptanz aufwirft.

Technische und planerische Alternativen zum Netzausbau

Der konventionelle Netzausbau, also der Neu- oder Ersatzneubau von Transformatoren und Leitungen stellt nach den Ausbaugrundsätzen der Hochspannung nur die sogenannte Letztmaßnahme dar, die erst nach Erschöpfung aller Alternativen ergriffen werden darf. Vor der Planung neuer Leitungstrassen ist somit zwingend zu prüfen, ob die konkrete Versorgungsaufgabe nicht auch mit Maßnahmen der Netzoptimierung und Verstärkung erfüllt werden kann. In den letzten Jahren hat sich die Anzahl dieser Alternativen deutlich erhöht. Zudem können diese jedoch, ähnlich wie konventionelle Ausbauvorhaben mit spezifischen Hemmnissen behaftet sein, die die praktische Umsetzbarkeit erschweren. Durch diese Hindernisse kann sich eine vermeintlich schnellere und effizientere Alternative zum Netzausbau nachträglich als kosten- und zeitintensiver herausstellen.

Aus diesem Grund legt diese Analyse einen starken Fokus auf technische und planerische Alternativen zum konventionellen Netzausbau. Entsprechend der Vielschichtigkeit der zuvor analysierten Hemmnisse bedient sich diese Analyse ebenfalls unterschiedlicher Perspektiven. Konkret werden dabei die folgenden Aspekte analysiert:

- | | |
|---|---|
| 1. Energetische Effizienz | 5. Aktuelle Berücksichtigung in der Netzausbauplanung |
| 2. praktische Umsetzungszeit | 6. Praktische Bewertung durch die beteiligten Stakeholder |
| 3. Robustheit hinsichtlich unsicherer Entwicklungen | 7. Planungs- und genehmigungsrechtliche Anforderungen. |
| 4. Investitionen und Betriebskosten | |

Zudem erfolgt die Analyse getrennt nach Maßnahmen des aktuellen Stands der Technik, also Maßnahmen, die bereits heute praktisch umsetzbar und erprobt sind, sowie zukünftige Maßnahmen, deren praktische Anwendbarkeit erst kurz- bis mittelfristig erwartet werden kann.

Das **Freileitungsmonitoring** beziehungsweise der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb stellt sich bei der Analyse als eine sehr effiziente und schnell umzusetzende Maßnahme dar, die zugleich in der Regel keine Genehmigungsverfahren erfordert. Hohes Potenzial weist diese Maßnahme aber vor allem in windgeprägten Regionen auf. Durch den bereits hohen Verbreitungsgrad sowie weiter geplante Anwendungen dürfte diese Maßnahme jedoch bald ausgeschöpft sein.

Hochtemperaturleiterseile sowie die sogenannte 80 °C-Trassierung, also die Ertüchtigung meist relativ alter Bestandstrassen auf die eigentliche Auslegungstemperatur der Leiterseile von 80 °C, stellen eine Maßnahme zur Netzverstärkung dar, die nur eines sehr geringen Änderungsaufwands im Trassenverlauf bedürfen. Trotz der zeitweise hohen Verlustleistungen bei hohen Betriebstemperaturen stellen diese eine schnell umsetzbare Maßnahme dar, die als unwesentliche Änderung kein spezielles Genehmigungsverfahren benötigt. Bei in der Vergangenheit nicht planfestgestellten Alttrassen kann die notwendige Umbeseilung jedoch die Notwendigkeit eines neuen Planfeststellungsverfahrens auslösen, wodurch erhebliche Verzögerungen zu erwarten sind.

Die **Spitzenkappung** stellt ein grundsätzlich effizientes, bislang jedoch selten genutztes Instrument der Netzplanung dar. Als positiv werden vor allem die dadurch erhöhte Planungssicherheit genannt. Dem tatsächlichen Einsatz durch die Netzbetreiber steht jedoch der hohe wiederkehrende planerische und bürokratische Aufwand sowie ein fehlender monetärer Anreiz für die Netzbetreiber entgegen. Darüber hinaus ist dieser planerische Ansatz nur sinnvoll, wenn sich in der betroffenen Region ein finaler EE Ausbau abzeichnet. Die ‚schlanke‘ Netzplanung und die Planungssicherheit sind zweifellos vorteilhaft. In Kombination mit anderen Planungsinstrumenten kann die Spitzenkappung zudem zu einer deutlichen Steigerung der EE-Aufnahmekapazitäten der Stromnetze führen. Diese Synergieeffekte werden aktuell nicht flächendeckend in der Netzplanung berücksichtigt.

Durch eine verstärkte **Kooperation zwischen ÜNB und VNB** ließen sich primär Fehlplanungen in den jeweiligen Netzebenen vermeiden. Zwar existiert kein einheitlicher Prozess, in dem die Kooperation bezüglich der Netzplanung oder der jeweiligen Erwartung an den lokalen EE-Ausbau geregelt wird. Dennoch berichten alle befragten Netzbetreiber, dass solche Prozesse existieren, wenn auch keine öffentliche Dokumentation stattfindet.

Der **Einsatz von Erdkabeln** stellt in einigen Regionen Deutschlands die konfliktärmere Alternative zu neuen Freileitungstrassen dar. In anderen Regionen sind durch andere Eigentümerstrukturen, Umweltbelange und die Bodenbeschaffenheit jedoch praktisch keine Vorteile hinsichtlich der Umsetzungszeit, der Komplexität des Genehmigungsprozesses und der Umweltauswirkungen erkennbar. Aus den Ausbauplanungen der VNB geht jedoch hervor, dass zukünftig ein deutlich steigender Anteil der Ausbauprojekte in Kabeltechnik erfolgen soll.

Als Alternative zur Integration erneuerbarer Energie in bestehenden Netzstrukturen können diese in sogenannten **Einspeisenetzen** gebündelt und direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen werden. Diese Technik wird vor allem in Nordosten Deutschlands genutzt und bietet sich an, wenn eine verhältnismäßig hohe EE-Anschlussleistung auf vergleichsweise schwache Netzstrukturen trifft. Aufgrund dieser Bedingung ist diese Maßnahme nur lokal effizient und nicht allgemein übertragbar.

In verschiedenen Studien weist eine **vorausschauende Netzplanung** hohe Effizienzgewinne gegenüber einer konsekutiven Planung auf. In der Praxis lässt sich dies jedoch aufgrund genehmigungsrechtlicher Anforderungen sowie der hohen Unsicherheit bezüglich des Ortes und der Leistung des zukünftigen EE-Ausbaus nicht oder nur in Verbindung mit dem Risiko beträchtlicher Fehlinvestitionen umsetzen. Abhilfe kann hier die jüngst geschaffene Möglichkeit zur Verlegung von Leerrohren für den zukünftigen Ausbau des Hochspannungsnetzes schaffen. Diese beschränkt sich jedoch allein auf den Netzausbau mit Erdkabeln.

Über diese Maßnahmen hinaus wurden auch **zukunftsorientierte Maßnahmen** betrachtet und bewertet. Darunter fallen:

- | | |
|---|---|
| 1. der dezentrale Ausgleich von Last und Erzeugung, | 4. AC/AC-Kupplungen, |
| 2. Power-to-X-Technologien, | 5. der nicht-(n-1)-sicherer EE-Anschluss, sowie |
| 3. Speicher zur Vermeidung von Netzausbau, | 6. die netzorientierte Standortwahl für EE-Anlagen. |

Da für die jeweiligen Maßnahmen jedoch teils sehr unterschiedliche Umsetzungsformen existieren, wird auf eine Zusammenfassung an dieser Stelle verzichtet. Grundsätzlich deutet sich an, dass einige der Maßnahmen bereits heute erfolgreich erprobt werden (zum Beispiel dezentrale Flexibilitätsmärkte). Andere Maßnahmen wie Batteriespeicher oder Power-to-Gas-Anlagen sind zwar technisch verfügbar, aber deutlich kostenintensiver als ein konventioneller Netzausbau. Einige Maßnahmen stoßen zudem an aktuelle regulatorische Hürden (zum Beispiel Batteriespeicher) oder sind politisch nur schwer umsetzbar beziehungsweise mit anderen Nachteilen behaftet (zum Beispiel eine netzoriente Standortwahl).

Im Rahmen der Analysen wird zudem deutlich, dass zwischen vielen der betrachteten Maßnahmen teils starke **Wechselwirkungen** bestehen. Der Fokus der Analyse liegt dabei vor allem auf der Spitzenkappung, bei der viele Netzbetreiber von Konkurrenzeffekten mit anderen Maßnahmen wie dem Freileitungsmonitoring oder der Planung mit Gleichzeitigkeiten zwischen Wind- und Solareinspeisung berichten. In einer technischen Simulation kann jedoch gegenteilig gezeigt werden, dass sich bei einer geeigneten Anwendung der Spitzenkappung sogar große Synergieeffekte zwischen diesen Maßnahmen heben lassen und die kombinierte Anwendung der Maßnahmen sogar explizit zu empfehlen ist.

Planungsrechtliche Herausforderungen technischer Maßnahmen

In Bezug auf die planungsrechtlichen Implikationen technischer Maßnahmen stellten sich im Verlauf der Analysen konkrete Hemmnisse heraus, die die praktische Anwendbarkeit einiger Maßnahmen teils erheblich erschweren.

Einige Maßnahmen wie der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen oder Erhöhungen einiger Masten stellen nach gesetzlicher Festlegung „unwesentliche Änderungen“ dar, die lediglich eines Anzeigeverfahrens bedürfen. Aufgrund der gesetzlichen Einschränkungen ist dies jedoch für Trassen, die in der Vergangenheit nicht planfestgestellt wurden, nicht problemlos übertragbar. In Folge kann bei diesen Trassen allein der Wechsel der Leiterseile ein Planfeststellungsverfahren erforderlich machen, wodurch es zu erheblichen Verzögerungen oder gar zur Nichtdurchführbarkeit der Maßnahme kommen kann. Vergleichbare Probleme sind bereits in anderen Materien der Fachplanung aufgetaucht und entweder durch richterrechtliche (Eisenbahnrecht) oder gesetzgeberische Klärung (Luftverkehrsrecht) gelöst worden. Eine analoge Regelung für nicht planfestgestellte Alttrassen (Planfeststellungsfiktion) kann in diesem Kontext zu einer Beschleunigung von Ausbaumaßnahmen führen und sollte entsprechend geprüft werden.

Ein weiteres genehmigungsrechtliches Hemmnis ergibt sich bei der Planung von Erdkabeln. Grundsätzlich und vorbehaltlich landesrechtlicher Sonderregelungen ist für die Zulassung von Erdkabeln ein Raumordnungsverfahren (ROV) rechtlich nicht vorgesehen. In der Praxis kommt dieser Vorteil jedoch regelmäßig nicht zum Tragen, weil die Ausführung (Freileitung oder Erdkabel) erst im Alternativenvergleich im Rahmen eines Raumordnungsverfahrens getroffen wird. Dadurch läuft die Beschleunigungswirkung des ROV-Verzichts bei Erdkabeln ins Leere. Bei einem Verzicht auf ein Planfeststellungsverfahren muss der Antragsteller zudem Einigung mit allen privaten Grundstücksbesitzerinnen und -besitzern treffen. Hier reicht schon der Widerstand eines einzelnen Eigentümers oder einer einzelnen Eigentümerin, um trotzdem die Notwendigkeit eines Planfeststellungsverfahrens (inkl. seiner enteignungsrechtlichen Wirkung) auszulösen.

Zentrale Ergebnisse und Handlungsempfehlungen

Die Ergebnisse der Studie können in vier Hauptaussagen zusammengefasst werden.

1. Sowohl Maßnahmen zur Höherauslastung des Bestandsnetzes als auch für einen zügigen Netzausbau in der Hochspannung sind notwendig um erneuerbare Energien zu integrieren.

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass die 110-kV-Verteilnetzebene heute und voraussichtlich auch künftig einen begrenzenden Faktor für den EE-Ausbau und die Nutzung der durch EE-Anlagen bereitgestellten Energie darstellt. Vor diesem Hintergrund sind **Maßnahmen zur Höherauslastung des Bestandsnetzes und für einen zügigen Netzausbau** gleichermaßen wichtig. Für die bestmögliche EE Integration muss das gesamte Spektrum an möglichen Maßnahmen ausgeschöpft werden. Planerische und operationelle Ansätze können vorteilhaft **mit einander kombiniert werden** ebenso wie Ansätze, die auf den Netzausbau gerichtet sind, mit denen, die eine Höherauslastung der Bestandsnetze erlauben. Diese Vielfalt an möglichen Ansätzen geht einher mit einer Vielzahl von Abwägungen. Ein regelmäßiger fachlicher Austausch zu ‚best practices‘ sowohl zwischen Netzbetreibern als auch unter Einbeziehung von Genehmigungsbehörden hilft, die zur Verfügung stehenden Maßnahmen optimal auszunutzen.

2. Von den betrachteten technischen Optionen hat aktuell keine eine ausgeprägte Beschleunigungswirkung für die Integration von erneuerbaren Energien.

Einige Maßnahmen sind sinnvolle Alternativen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau, wie zum Beispiel Freileitungsmonitoring. Da sie jedoch schon weitgehend von den VNB angewendet werden, bieten sie daher keine zusätzliche Beschleunigungswirkung gegenüber dem Status quo. Von den verbleibenden technischen Optionen gibt es keine einzelne, die aktuell eine ausgeprägte Beschleunigungswirkung gegenüber dem Status quo verspricht.

Es hat sich jedoch gezeigt, dass es bei der Nutzung von Synergien zwischen verschiedenen Maßnahmen (insbesondere Spitzenkappung und Freileitungsmonitoring) Synergieeffekte gibt, die zurzeit nicht vollständig genutzt werden. Um diese auszuschöpfen, sollten Netzbetreiber Spitzenkappung dynamisch durchführen und bei der Nutzung von Spitzenkappung beziehungsweise Freileitungsmonitoring prüfen, inwiefern die jeweils andere Maßnahme Synergieeffekte bringen kann.

Die Gespräche mit den Stakeholdern haben zudem gezeigt, dass die hohen Erwartungen, die in die Erdkabeltechnologie gesetzt werden, nicht erfüllt werden. Die Wirkung der Erdverkabelung auf die Akzeptanz wird überschätzt und die gewünschte Beschleunigungswirkung wird nicht erzielt.

Die Flexibilisierung und Automatisierung des Verteilnetzes ist notwendig, um eine Höherauslastung des Bestandsnetzes durch neue betriebliche Konzepte wie zum Beispiel kurative (n-1)-Maßnahmen zu ermöglichen. Stromnetzbetreiber sollten die Automatisierung voranbringen und der Gesetzgeber die passenden Anreize hierfür setzen.

3. Die institutionelle Abwicklung der Genehmigungsprozesse im jetzigen rechtlichen Rahmen hat Optimierungspotenzial.

Um die Anträge effizient bearbeiten zu können, **fehlt es Genehmigungsbehörden sowohl an Stellen als auch qualifiziertem Personal, um offene Stellen zu füllen**. Die Genehmigungsbehörden sollten unterschiedliche Optionen prüfen, inwiefern zusätzliche langfristige Stellen durch erhöhte Verfahrensgebühren für Antragsteller finanziert werden können, und ob der Einsatz von Projektmanagerposten¹

¹ Nach § 29 NABEG können Genehmigungsbehörden einen Projektmanager für ein Vorhaben einstellen, der Vorbereitung und Durchführung des Verfahrens unterstützt, aber vom Vorhabenträger finanziert wird.

hilfreich ist. Eine gemeinsame Ausbildungsoffensive von Netzbetreibern und Genehmigungsbehörden kann mittel- bis langfristig helfen, mehr qualifiziertes Personal auszubilden.

Antragsstellende Netzbetreiber berichten zum Teil von einer **zu niedrigen Transparenz darüber, welche Anforderungen Behörden für den Genehmigungsprozess stellen**. Dadurch wird eine effiziente Bearbeitung der Antragsunterlagen erschwert, da Antragssteller zum Teil nicht genau absehen können, welche Antragsunterlagen und welche Informationen sie für die Antragstellung benötigen. Antragssteller berichten zudem, dass dies dadurch erschwert wird, dass auch dort wo aus ihrer Sicht eine einheitliche Praxis zwischen den Behörden Sinn ergibt (zum Beispiel bei zu nutzenden Datenformaten), unterschiedliche Behörden ihren Spielraum unterschiedlich nutzen. Zunächst kann ein regelmäßiger Austausch zwischen den Behörden helfen, Best-Practices in unterschiedlichen Behörden zu identifizieren und sich wo sinnvoll auf eine einheitliche Handhabung von deutschlandweit einheitlichen Vorgaben festzulegen.

4. Der Gesetzesgeber sollte den rechtlichen Rahmen gezielt anpassen.

Die Beschleunigungsnovellen haben bisher die speziellen Bedingungen und Probleme des Verteilnetzausbaus nicht hinreichend adressiert. Dies gilt etwa für die Beschleunigung von Planänderungsverfahren, die grundsätzlich eine bestehende Planfeststellung voraussetzen. Davon kann aber bei vielen Verteilnetztrassen nicht die Rede sein. Eine Rechtsänderung könnte sich hier an der eisenbahnrechtlichen Rechtsprechung oder an der Planfeststellungsfiktion in § 71 Abs. 1 LuftVG orientieren.

Für den Übertragungsnetzausbau ist eine formalisierte Bedarfsplanung vorgesehen, was grundsätzlich zu einer Entlastung nachfolgender Planungsstufen führen kann. Diese Bedarfsplanung ist aber auf die Verteilnetze wegen ihrer regionalen Begrenztheit und ihres höheren Flexibilitätsbedarfes nicht übertragbar. Gleichwohl könnten die Bedingungen für einen vorausschauenden Netzausbau verbessert werden. Darauf aufbauende Beschleunigungseffekte werden erst durch die jüngste Novellierung des EnWG realisiert. Mit der Regelung zu den Leerrohren (§ 43j EnWG) beschränkt sich der Gesetzgeber aber auf Erdkabel und hebt bestimmte Anbindungsvorhaben hervor. Angesichts der überaus dynamischen Entwicklung des Stromnetzausbaus sollte geprüft werden, ob die Anforderungen an den Nachweis der Erforderlichkeit vorsorglicher Maßnahmen, die mit Netzausbauvorhaben verbunden werden können, allgemein abgesenkt werden können, um so für zukünftige Ausbaunotwendigkeiten vorzusorgen. Die dafür notwendigen Regelungen sollten gleichermaßen für den Übertragungs- und Verteilnetzausbau, für Neu- und Ausbaumaßnahmen, für Erdkabel und Freileitungen gelten.

Summary

Introduction

In 2018, around 3.6 % of electricity generated by onshore and offshore wind turbines and photovoltaic systems was curtailed due to grid and system security measures taken by grid operators. The ongoing grid congestions are negatively impacting Germany's climate goals. In the medium and long term, the lack of grid capacities will negatively affect the CO₂ reduction potential in the electricity sector as the expansion of renewable energies (RE) increases.

Various studies show that further expansion of renewable energies poses fundamental challenges to the transmission and distribution of the generated energy, significantly impacting the high-voltage grids (E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014, dena 2012, dena, 2014, ef.Ruhr, TU Dortmund, RWTH Aachen 2014, ef.Ruhr 2017). However, in contrast to the transmission grid, the forecasted required distribution grid expansion is not yet reflected in the actual investments of the distribution grid operators (BNetzA Bundeskartellamt 2017). In light of the sharp rise in installed renewable energy capacity, this might indicate an even more drastic need for grid expansion.

The aim of this study is to identify measures that contribute to an improved and accelerated integration of renewable energy into the electricity grid. The project develops recommendations for action and suggestions for legal changes for the implementation of these measures. The project focused on the 110-kV distribution grid level and on measures that can be implemented in the short and medium term.

The project builds on two sources of information. Firstly, a thorough literature review and analysis of the results from other ongoing and already completed projects was carried out. Secondly, the project consulted stakeholders via an expert committee, a workshop and expert interviews with distribution system operators (DSOs), approving authorities and environmental associations.

Feed-in management and redispatch as indicators for delayed network expansion

In the status quo, the feed-in of renewable energies is considerably restricted in some regions due to the use of feed-in management. In future, renewable energies will be integrated into the redispatch process. High use of feed-in management and redispatch is an indicator of delayed grid expansion.

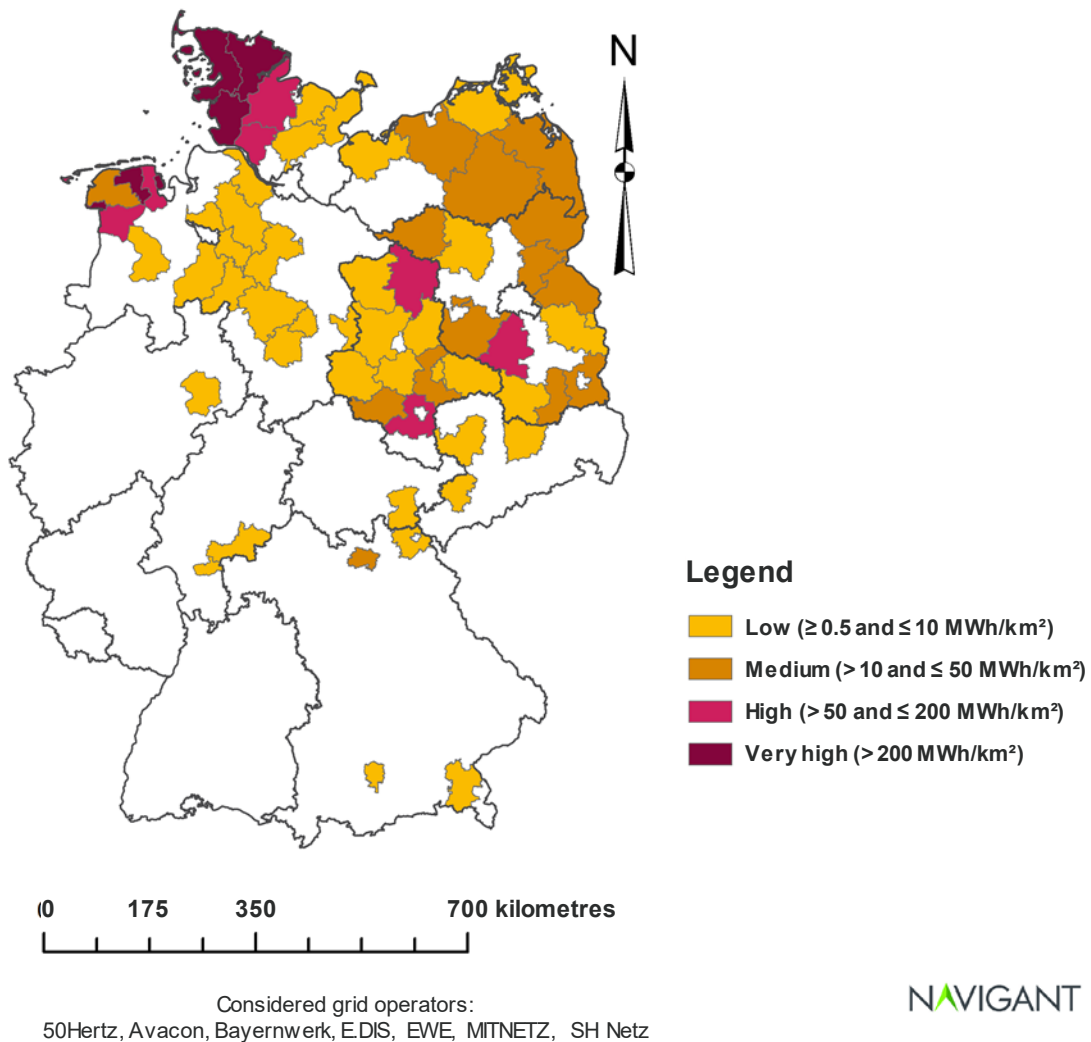
In 2017, the volume of all grid congestion measures (including reduction and increases in feed-in) rose to 24 TWh. Costs also rose to a new record level in 2017 and amounted to approx. 1.4 billion euros. Between 2015 and 2017, the majority (more than 80%) of the energy curtailed due to feed-in management was from plants connected to the distribution grid.

Since 2015, the share of feed-in management volumes attributed to congestions in the distribution grid has been around 10 %. However, the dominant influence of the transmission network does not mean that the problems at the lower network levels do not deserve attention. Congestion in the distribution network can overlap with congestion in the transmission network. Instructions from the transmission system operator (TSO) to the DSO to reduce feed-in can solve the congestions in the distribution network before the DSO initiates its own measures. This results in the transmission network congestion being documented, while the distribution network congestion is not. In future, possible congestions in the distribution network may become visible due to transmission network expansion measures.

Figure 1 shows the estimated curtailment due to feed-in management by county in 2017. For better comparability between counties, the specific curtailment amounts are shown in MWh/km². The figure shows that feed-in management measures are particularly concentrated at the North Sea coasts of Lower Saxony and Schleswig-Holstein. The remaining districts in Schleswig-Holstein and Lower Sax-

only are only marginally affected by feed-in management measures. Since nearly 80% of the total volumes of feed-in management measures in 2017 were in Schleswig-Holstein and Lower Saxony, the impact in the coastal districts is very high.

Figure 1: Estimated specific amount of curtailed renewable energies in 2017 for selected grid operators by counties



Source: Own presentation based on Navigant feed-in management database and public data of selected network operators

In Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern and Saxony-Anhalt, the feed-in management measures are less pronounced. The impact on several counties can be classified as "medium". Only three districts (Saalekreis, Stendal and Teltow-Fläming) show high specific amount of feed-in management measures. Further districts in the mentioned federal states show a low burden. Administrative districts in Bavaria are only marginally affected.

It is difficult to estimate the future development of grid-related curtailments of renewable energies. There are no reliable forecasts for the extent of curtailment resulting from distribution grid congestions and temporary congestions in the transmission grid. Curtailment due to peak capping in the transmission grid are estimated in the Network Development Plan (Netzentwicklungsplan, NEP) 2030

(2017) for 2030. According to scenario B, 2.2 TWh of onshore wind energy and 0.8 TWh of photovoltaic energy will be curtailed in 2030. The NEP does not contain any statements on potential curtailment at the distribution grid level.

Necessary high voltage grid expansion

The expected continuous expansion of onshore renewable energy will lead to an increased need for expansion of the transport and distribution networks in future. If the grid expansion at the various grid levels cannot be carried out with sufficient urgency, this will continue to be reflected in increased amounts of curtailments, which will significantly exceed the expected curtailed energy due to the use of peak capping.

Several studies (dena 2012, dena 2018, E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014) have investigated the expected future expansion requirements of the different grid levels. Depending on the expansion of renewable energies, these studies predict an investment between 7 and 10 billion euros to be necessary for the high-voltage level by 2030. Scenarios that assume a very pronounced expansion of renewable energies estimate the required grid expansion to reach up to 20 billion euros. In terms of the specific expansion costs, however, a fairly uniform picture emerges of an investment requirement of around 150 thousand euros per installed MW of distributed energy resources. Only scenarios that significantly exceeds the current scenarios of the grid development plan up to 2035, predict further acceleration of the required grid expansion. The reason for this is that at such time, developments in other sectors such as the increased occurrence of heat pumps and electric vehicles, will result in a heightened impact on the higher grid levels.

Current reports on high-voltage grid expansion can be drawn primarily from the monitoring reports of the Federal Network Agency (Bundesnetzagentur, BNetzA). These show that grid expansion and reinforcement measures affect an increasing number of DSOs since 2009 and almost all grid operators are affected now. The technologies used in this context are primarily "conventional" network expansion measures in the form of new or more powerful cables, overhead lines and transformers. However, there has been a clear upward trend in the use of new measures, mainly for network optimisation, since 2012. The highest growth rates have been recorded in the use of high temperature low sag conductors and use of measurement technology.

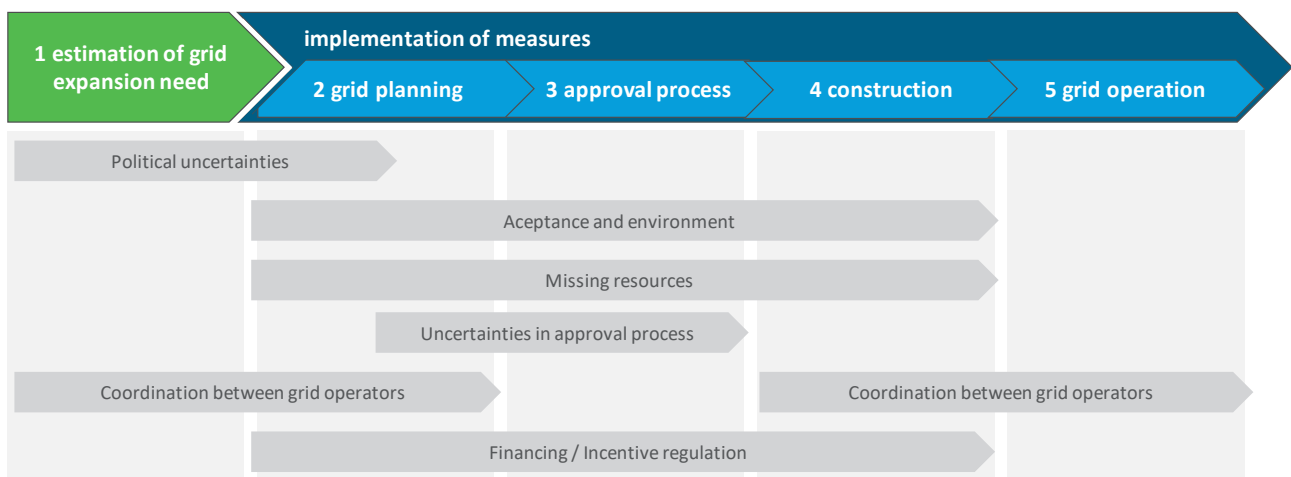
The grid expansion plans of the 110 kV network operators are an important source of data for estimating the short to medium term high voltage grid development. The grid expansion plans show in which regions, for which reason and with which technologies current high-voltage expansion projects are being carried out and planned. The results show that those network operators whose grid region includes rural areas are planning a significant expansion of the high-voltage network in the next ten years, regardless of their geographical location. Particularly high expansion plans are found in Schleswig-Holstein and Palatinate, where approximately 10% of the existing grid is to be expanded or strengthened. The integration of renewable energy is given as primary reason by all area network operators for the expansion projects. On average, this is stated as the primary reason for 73% of the newly built or reinforced line kilometres.

Obstacles to high-voltage grid expansions

In the following, the results from the interviews conducted with DSOs, approving authorities and non-governmental organisations (NGOs) from various regions are presented. The results are divided into specific obstacles to grid expansion at the 110-kV level (including challenges in determining grid expansion demand and its implementation) and an opinion poll on various measures to solve these challenges.

Challenges for network operators arise in different phases. The identified obstacles are shown in Figure 2 in a simplified chronological sequence.

Figure 2: Overview of grid development and operation phases and identified obstacles



The political uncertainties regarding the speed of the expansion of renewable energies and their spatial distribution are a central challenge for estimating the required grid expansion. The lack of predictability of these developments impede the grid planning for most of the interviewed DSOs. Some interviewees regret the lack of an integrated strategy for energy system transformation, that would allow a systemic view on the expansion of both renewable energies and electricity grids.

The interviewed stakeholders have very different assessments of the quality of **coordination between neighbouring DSOs and between DSOs and TSOs** in the same area. Coordination between DSOs and TSOs is particularly important for estimating the required grid expansion. DSOs use a bottom-up (derived from the designated areas for wind energy) approach while TSOs use a top-down (derived from nationwide targets) approach. Often, this leads to different results. Regular communication between DSOs and TSOs to compare the forecasts are therefore considered crucial by the interviewees. The experience of ARGE Ost, an association of DSOs in the 50Hertz Transmission network area, was cited by interview partners from different regions of Germany as a positive example of coordination between DSOs.

Uncertainties and delays about approving procedures were cited by interviewees as a decisive obstacle for the timely implementation of network expansion measures. In recent years, an intensification of the problem was observed. According to interviewees, this was firstly due to uncertainties among applicants about the choice of approval procedure and the authority's interpretation of procedure specifications, and secondly, partly inappropriately complex procedures and environmental impact assessments (Umweltverträglichkeitsprüfung, UVP). The interviewed stakeholders consider politics to be responsible for both aspects.

In addition to the choice of procedure and the time and effort involved in preparing the procedure, both DSOs and representatives of authorities considered the **staff capacities** of the authorities to be a considerable obstacle to timely network expansion. Firstly, approving authorities appear to be clearly understaffed to cope with the current increase in procedures in many regions. Secondly, the turn-around of staff in authorities during long approval procedures makes continuity and knowledge transfer more difficult. There is also a lack of qualified staff to fill vacancies quickly. In addition to the lack of human resources in authorities, the interview partners mention above all massive bottlenecks in the capacities of construction companies. In some cases, interviewees also report a lack of experts for environmental impact assessments resulting in procedural delays.

Closely linked to obstacles in approval procedures are challenges regarding **the acceptance of network expansion projects by citizens**. Nearly all interviewees observe a rise in resistance to grid expansion projects for the 110-kV grid. Some DSOs report systematic delaying tactics by individual opponents of the project, who deliberately introduce objections one by one instead of all at once. Further exchange

between DSOs, approving authorities and NGOs on good practice with regard to promoting a dialogue with citizens is considered useful by interviewees. In the discussions with stakeholders it became clear that the expected acceleration effect of implementing a project with underground cables is overestimated, as underground cables are linked with new issues regarding acceptance.

Technical and planning alternatives to network expansion

Conventional grid expansion, i.e. the replacement of old or construction of new transformers and lines, is only the last resort according to the high voltage grid expansion principles and may only be opted for once all alternatives have been exhausted. Before planning new lines, it is therefore imperative to check whether the concrete supply task cannot also be fulfilled with network optimisation and reinforcement measures. In recent years, the number of these alternatives has increased significantly. However, like conventional expansion projects, they may also be subject to obstacles that make them difficult to implement in practice. As a result of these obstacles, a supposedly faster and more efficient alternative to network expansion may subsequently prove to be costlier and more time-consuming.

Therefore, this analysis places a strong focus on technical and planning alternatives to conventional network expansion. According to the complexity of the previously analysed obstacles, this analysis also uses different perspectives. Specifically, the following aspects are analysed:

- Energetic efficiency
- Implementation time
- Robustness with regards to uncertain developments
- Investment and operating costs
- Current consideration in planned grid expansion
- Practical evaluation by the stakeholders involved
- Planning and approval requirements.

In addition, the analysis is carried out separately for measures that are current state of the art, i.e. measures that have already been tested and can readily be implemented today, and future measures that can only be expected to be practically available in the short to medium term.

Overhead line monitoring or weather-dependent overhead line operation is a very efficient and quickly implemented measure, that usually does not require approval procedures. This measure shows high potential, especially in windy regions. However, due to the already high number of applications and further planned applications, this measure should soon be exhausted.

High-temperature conductor lines and upgrading mostly relatively old existing lines to the usual operating temperature of 80 °C represent a measure for reinforcing the grid that requires only very little modification to the line's route. In spite of temporarily high-power losses at high operating temperatures, this is a measure that can be implemented quickly and, as an insignificant change, does not require a separate approval procedure. However, for old lines that have not been approved in the past, the upgrade may necessitate an approval procedure, which would lead to considerable delays.

Peak capping is an efficient, but so far rarely used instrument of network planning. Interviewees mention the increased planning certainty it provides as a positive aspect. However, the actual use by the grid operators is hindered by high recurring planning and bureaucratic burden and a lack of monetary incentives for grid operators. Furthermore, this planning approach only makes sense if a final RE expansion is in sight in the region concerned. The 'lean' grid planning and the planning security are undoubtedly advantageous. In combination with other planning instruments, peak capping can also lead to a significantly increased grid integration potential of renewable energies. These synergy effects are currently not always applied in grid planning.

Increased **cooperation between DSOs and TSOs** could primarily prevent planning errors at the respective grid levels. There is no uniform process regulating cooperation on network planning and expectations of RE expansion. Nevertheless, all of the network operators surveyed report that such processes exist, even though there is no public documentation.

In some regions of Germany, the use of **underground cables** represents a less controversial alternative to new overhead lines. In other regions, however, different ownership structures, environmental concerns and soil conditions mean that practically no advantages are apparent in terms of implementation time, complexity of the approval process and environmental impact. Nevertheless, it is clear from the DSOs' expansion plans that a significantly increasing proportion of expansion projects will be cable-based in the future.

As an alternative to integrating RE into existing network structures, RE can be grouped in so-called **feed-in networks** and connected directly to the transmission network. This technology is mainly used in north-eastern Germany and is appropriate when a high RE capacity is connected in regions with comparatively weak grid structures. Therefore, this measure is only locally efficient and not generally transferable.

Various studies show that **foresighted network planning** has high efficiency gains compared to consecutive planning. In practice, however, this cannot be implemented at all or only with the risk of considerable misinvestment due to the regulatory regime and the high uncertainty regarding the location and performance of future RE expansion. The recently created possibility of laying empty conduits for the future expansion of the high-voltage grid can help here. However, this effect is limited to grid expansion with underground cables.

In addition to these measures, **future measures** were also considered and evaluated. These include:

- Decentralised balancing of load and generation,
- Power-to-X technologies,
- Storage to avoid network expansion,
- AC/AC couplings,
- Non-(n-1) safe RE connection, and
- Grid-oriented site selection for RE plants.

Since the measures are implemented in very different ways, no summary is given here. There are indications that some of the measures are already being successfully tested today (e.g. decentralised flexibility markets). Other measures such as battery storage or power-to-gas plants are technically available but are much more cost-intensive than conventional grid expansion. Some measures also come up against current regulatory hurdles (e.g. battery storage) or are politically difficult to implement or have other disadvantages (e.g. grid-oriented site selection).

The analysis also shows that there are strong **interactions** between many of the measures under consideration. The analysis focused primarily on peak capping, where many grid operators report competing effects with other measures such as overhead line monitoring or planning with coincident factors for wind and solar feed-in. A technical simulation showed the opposite. With a suitable application of peak capping, even large synergies between these measures can be achieved. Therefore, the combined application of the measures can even be recommended.

Obstacles in the approval process for technical measures

During the analysis legal obstacles were identified that make the implementation of technical measures considerably more difficult.

According to the law, some measures, such as the use of high-temperature conductor lines or the replacing some towers with larger ones, represent "insignificant changes" and do not require a full approval procedure but only a notification procedure. However, this cannot be used for lines that did not go through an approval process in the past. As a result, the change of conductor cables alone may make an approval procedure necessary for these lines, which may lead to considerable delays or even to the non-feasibility of the measure. Similar challenges arose in other areas of planning law and were resolved either by judicial precedence (railway law) or through legislative changes (air traffic law). Applying these approaches to the present matter would lead to a fictitious planning permission of old lines. Further examination of this subject required.

A further obstacle under approval law arises in the planning of underground cables. In principle, and subject to special regulations under state law, a regional planning procedure (Raumordnungsverfahren, ROV) is not legally required for the approval of underground cables. In practice, however, this advantage does not take effect as the technology (overhead line or underground cable) is only decided after comparing alternatives within the framework of a regional planning procedure. Thus, the accelerating effect of waiving the regional planning procedure for underground cables has no effect. If no a planning approval procedure is carried out, the DSO must reach agreements with all private landowners. The resistance of a single owner is sufficient to trigger the necessity of a plan approval procedure (including its effect under expropriation law).

Key results and recommendations for action

The results of the study can be summarised in four central messages.

1. Measures for a higher utilisation of the existing high voltage grid and for a rapid high voltage grid expansion are necessary to integrate renewable energies.

The results of the study show that the 110-kV distribution grid level limits today, and likely also in future, the expansion and use of renewable energy. Against this background, measures to increase the utilisation of the existing network and for rapid network expansion are equally important and the entire spectrum of possible measures must be exhausted. Planning and operational approaches can be advantageously combined with each other, as can approaches that focus on grid expansion with those that allow higher utilisation of existing networks. This diversity of possible approaches is accompanied by a multitude of considerations. A regular technical exchange of best practices between DSOs and between DSOs and approving authorities helps to make the best use of the available measures.

2. None of the technical options considered currently has a pronounced acceleration effect on the integration of renewable energies.

Some measures are useful alternatives to conventional grid expansion, such as overhead line monitoring. However, since they are already largely used by DSOs, they do not offer any additional acceleration effect compared with the status quo. Of the remaining technical options, there is not a single one that currently promises a pronounced acceleration effect compared with the status quo.

However, it has been shown that there are synergy effects between different measures (in particular peak capping and overhead line monitoring) which are currently not fully exploited. In order to exploit these, network operators should carry out dynamic peak capping and, when using peak capping or overhead line monitoring examine to what extent the other measure can bring synergy effects.

Discussions with stakeholders have also shown that high expectations regarding underground cable technology are not being met. The effect of underground cabling on acceptance is overestimated and the desired acceleration effect is not achieved.

The flexibilisation and automation of the distribution network is necessary in order to enable a higher utilisation of the existing network through new operational concepts such as curative (n-1)-measures.

Electricity network operators should promote automation and the legislator should provide the appropriate incentives for this.

3. The institutional handling of the approval processes within the current legal framework can be optimised.

In order to be able to process applications efficiently, approval authorities are lacking both staff positions and qualified personnel to fill vacancies. Approval authorities should consider to what extent additional long-term posts can be financed by increased procedural fees for applicants and whether the use of project manager posts is helpful. A joint training initiative by network operators and approving authorities can help to train more qualified personnel in the medium to long term.

DSOs sometimes report a lack of transparency regarding the requirements imposed by authorities for the approval process. This makes it more difficult to process the application documents efficiently, as applicants sometimes cannot predict which application documents and which information they need to submit. Applicants also report that this is made more difficult by the fact that even where, in their view, uniform practice between authorities makes sense (for example which data formats to use), different authorities use their leeway differently. First of all, a regular exchange between authorities can help identify best practices in different authorities and, where appropriate, commit to a uniform handling of nationwide uniform requirements.

4. The legislator should make targeted changes to the legal framework.

So far, the laws introduced for acceleration the grid expansions have not sufficiently addressed the special conditions and problems of the distribution grid expansion. This applies, for example, to the acceleration of plan amendment procedures, which generally require an existing plan approval. However, this does not exist for many distribution network lines. A change in the law could be based on precedent set according to railway law cases or on the fictitious planning approval in § 71 (1) LuftVG.

Formalised demand planning is envisaged for the expansion of the transmission grid, which could in principle ease the burden on subsequent planning stages. However, this demand planning cannot be transferred to the distribution grids because of their regional limitations and their greater need for flexibility. Nevertheless, the conditions for a foresighted grid expansion could be improved. Acceleration effects based on this will only be realised by the latest amendment to the EnWG. With the regulation on empty conduits (§ 43j EnWG), however, the legislator limits the effect to underground cables and emphasises certain connection projects. In view of the extremely dynamic development of electricity grid expansion, it should be examined whether the requirements for proving the necessity of precautionary measures for grid expansion projects can be generally lowered in order to make provisions for future expansion needs. The necessary regulations should apply equally to transmission and distribution network expansion, to new construction and expansion measures, to underground cables and overhead lines.

1 Hintergrund und Ziele

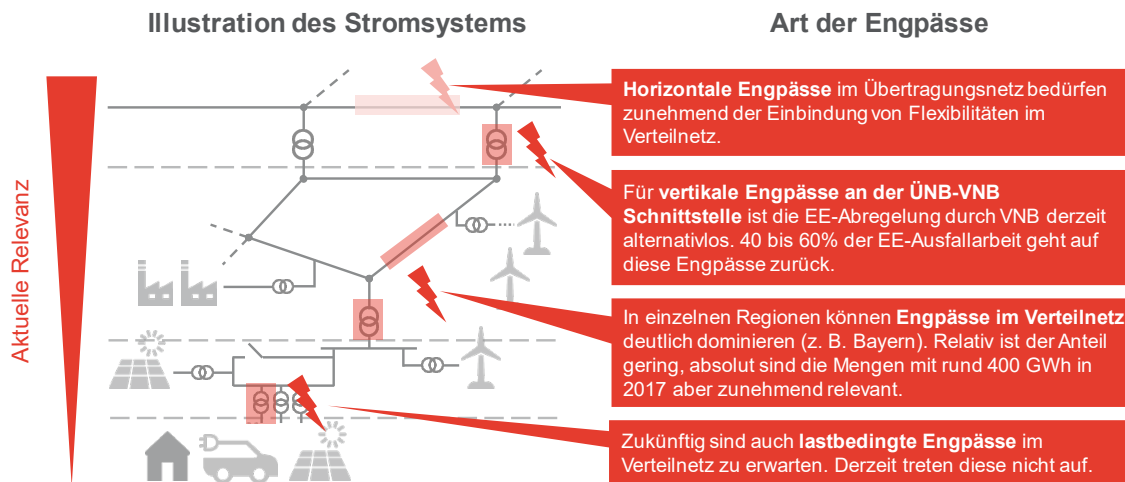
1.1 Hintergrund

Im Jahr 2018 wurden rund 3,6 % des Stroms aus Windenergieanlagen an Land und auf See und Photovoltaikanlagen im Rahmen von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber abgeregelt². Für das Jahr 2017 und 2018 wurden jeweils Kosten von mehr als 1,4 Milliarden Euro für die Umsetzung von Maßnahmen zur Netzengpassbehebung (Redispatch und Einspeisemanagement (EinsMan)) abgeschätzt. 2016 lagen die Kosten bei rund 0,9 Milliarden Euro und 2015 bei 1,1 Milliarden Euro (BNetzA 2018a, BNetzA 2019b). Grundsätzlich ist mit einem weiteren deutlichen Anstieg der Maßnahmen und der damit verbundenen Kosten zu rechnen. Die aktuellen Netzengpässe und die damit verbundenen Abregelungen von erneuerbare-Energien-Anlagen belasten die Klimabilanz Deutschlands. Mittel- und langfristig wirken sich fehlende Netzkapazitäten bei steigendem Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) negativ auf das CO₂-Einsparpotenzial im Stromsektor aus. Im November 2016 hat die Bundesregierung den Klimaschutzplan 2050 verabschiedet und damit konkrete Sektorziele vorgelegt. Der Umbau der Energiewirtschaft ist zentraler Bestandteil des Klimaschutzplans und erfordert die effiziente Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem. Als Schlüsselmaßnahme gilt der Ausbau von effizienten Energienetzen, insbesondere der Stromnetze, aufgrund der bereits heute auftretenden Netzengpässe.

In den vergangenen Jahren wurde der Umfang der Abregelung von EE-Anlagen, das sogenannte Einspeisemanagement, zunehmend durch Engpässe im Übertragungsnetz bestimmt. Im Jahr 2018 entsprach dieser Anteil 87 % (BNetzA 2019b). Dennoch erfordern Engpässe im Übertragungsnetz die Einbindung von EE-Anlagen im Verteilnetz, denn nur 26 % der EinsMan-Maßnahmen konnten die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit EE-Anlagen im Übertragungsnetz adressieren (BNetzA 2019b). Engpässe auf den unterlagerten Netzebenen sind nur für einen begrenzten Anteil der abgeregelten Energie verantwortlich. Dieser Trend wird sich in naher Zukunft voraussichtlich fortsetzen. Die nachfolgende Abbildung charakterisiert die auftretenden Engpässe in den verschiedenen Systemebenen.

² Gemäß dem 4. Quartalsbericht 2018 der Bundesnetzagentur wurden 5,4 TWh Ausfallarbeit bei Windenergie an Land, auf See und Photovoltaik in 2018 gemeldet. Die erzeugte Menge Strom aus Windenergieanlagen an Land und auf See sowie Photovoltaikanlagen in 2018 beträgt gemäß AGE 2018 148,7 TWh (vorläufige Angaben).

Abbildung 3: Illustration der Art der Engpässe in verschiedenen Systemebenen und Einordnung der Relevanz hinsichtlich des Aufkommens



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

Der dominierende Einfluss der Übertragungsnetze bedeutet jedoch nicht, dass die Probleme auf den unterlagerten Netzebenen keine Aufmerksamkeit verdienen. Verschiedene Studien belegen, dass mit dem weiteren EE-Ausbau fundamentale Herausforderungen für die Übertragung und Verteilung der erzeugten Energiemengen verbunden sind, die maßgeblich auch die Hochspannungsnetze betreffen (E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014, dena 2012, dena, 2014, ef.Ruhr, TU Dortmund, RWTH Aachen 2014, ef.Ruhr 2017). Die mit den längerfristigen politischen Zielstellungen verbundenen EE-Erzeugungskapazitäten erfordern eine massive Erweiterung der Übertragungsleistungen. Der Bedarf wird auch dadurch illustriert, dass die angeführten Studien für den Ausbaubedarf in den Verteilnetzen (rund 28 bis 43 Milliarden Euro bis 2030) in Deutschland insgesamt ähnliche Kosten veranschlagen wie für die Übertragungsebene (rund 35 Milliarden Euro bis 2030, ohne Offshore-Netzanbindungen). Die Last- und Erzeugungssituation innerhalb der Verteilnetze sowie die heterogene Struktur der ca. 900 Verteilnetzbetreiber (VNB) erfordert eine individuelle, jedoch koordinierte und vorausschauende Planung des Netzausbaus auf Verteilnetzebene in enger Abstimmung mit der Übertragungsnetzebene. Die Koordinierung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene gewinnt auch im Betrieb – unter anderem bei der effizienten Bewirtschaftung von Netzengpässen unter Einbezug dezentraler Flexibilitätsoptionen – stark an Bedeutung.

Anders als im Übertragungsnetz schlägt sich der prognostizierte Ausbaubedarf in den Verteilnetzen jedoch noch nicht in den tatsächlichen Investitionsvolumina der VNB nieder (BNetzA Bundeskartellamt 2017), was angesichts stark steigender EE-Zahlen auf einen umso drastischeren Netzausbaubedarf hinweisen kann. So erhöhten sich die Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber seit 2009 inflationsbereinigt jährlich um ca. 18 % jährlich. Bei den Verteilnetzbetreibern betrug diese Steigerung hingegen lediglich 4,8 %.

Diese Zahlen sowie weitere, mit dem Netzausbau verbundene Herausforderungen sind auch Gegenstand der Monitoringberichte der Bundesnetzagentur (BNetzA und Bundeskartellamt 2019). Hier wird besonders auch die Unsicherheit der Netzbetreiber hinsichtlich der tatsächlichen Verortung des EE-Zubaus und darauffolgend auch konkreter Netzausbaupläne hervorgehoben. Die aktuell steigenden Kosten für die Netzengpassbehebung und der langfristig anhaltende Netzausbaubedarf verdeutlichen die Dringlichkeit der Verstärkung der verfügbaren Netzkapazitäten.

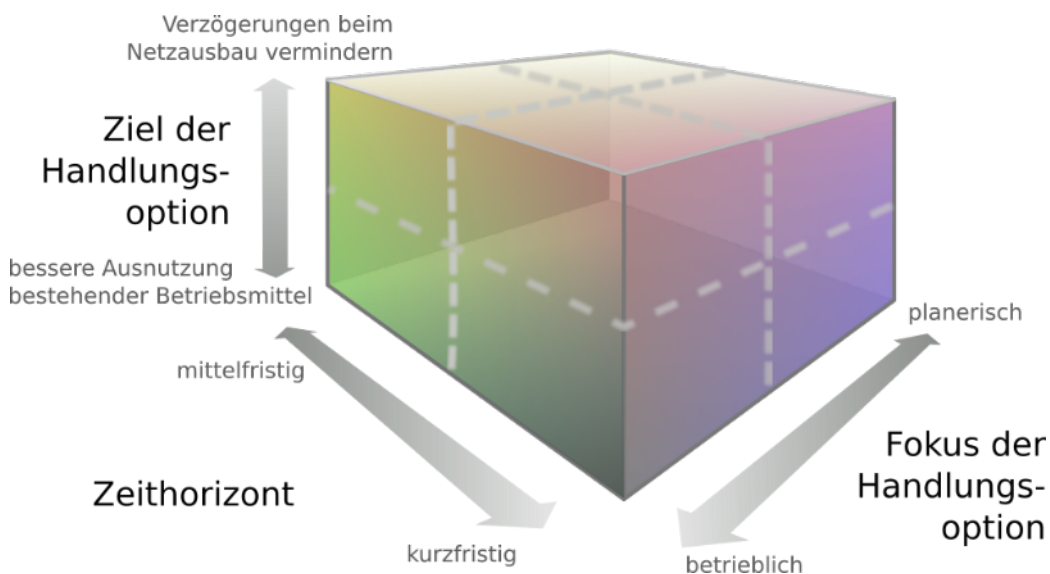
1.2 Ziele des Vorhabens

Das Ziel des Vorhabens ist es, Maßnahmen zu identifizieren, die zu einer verbesserten und beschleunigten Integration von EE ins Stromnetz beitragen. Dazu sollen Handlungsempfehlungen und Vorschläge zu gesetzlichen Änderungen für die Umsetzung dieser Maßnahmen erstellt werden. Der Fokus des Projektes liegt auf der 110-kV-Verteilnetzebene (Hochspannungsnetz) sowie auf kurz- und mittelfristig umsetzbaren Maßnahmen.

Eine frühzeitige Ausrichtung der Planung und Betriebsführung der Netze auf die künftigen Herausforderungen ist essenziell für eine ungestörte Weiterführung der Energiewende im Stromsektor. Darüber hinaus helfen entsprechende Maßnahmen unmittelbar, die gegenwärtig erforderlichen EE-Abregelungen zu mindern. Die größten Effizienzgewinne verspricht die Umsetzung eines breiten Spektrums an Maßnahmen, das sowohl bestehende als auch neue Betriebsmittel berücksichtigt. Zwischen planerischen und betrieblichen Maßnahmen bestehen dabei enge Wechselwirkungen und Zielkonflikte. Deshalb ist eine sorgfältige Abgrenzung dieser beiden Ebenen besonders wichtig für die praktische Nutzung der Maßnahmen. Wir werden vor allem auch deren wechselseitigen Zusammenhang, damit verbundene potenzielle Zielkonflikte und entsprechende Abwägungen systematisch beschreiben.

Schematisch lässt sich der Untersuchungsraum der technischen Aspekte des Vorhabens damit durch die Skizze in Abbildung 4 illustrieren.

Abbildung 4: Schematische Veranschaulichung der drei Dimensionen der Maßnahmen und Handlungsoptionen im Untersuchungsraum des Vorhabens



Quelle: eigene Darstellung RE-xpertise

Vor diesem Hintergrund ist unser Verständnis der Zielstellung des Vorhabens,

- die technischen Optionen zu bewerten, die
 - einerseits eine effiziente Nutzung der vorhandenen Infrastruktur erlauben und
 - andererseits eine bedarfsgerechte, flexible Weiterentwicklung der Infrastruktur ermöglichen; sowie
- den rechtlichen, regulativen und institutionellen Rahmen darauf hin zu prüfen, inwieweit er ein gezieltes Ausschöpfen der betrachteten Optionen unterstützt beziehungsweise behindert und gegebenenfalls Vorschläge zur Weiterentwicklung des Rahmens zu entwickeln.

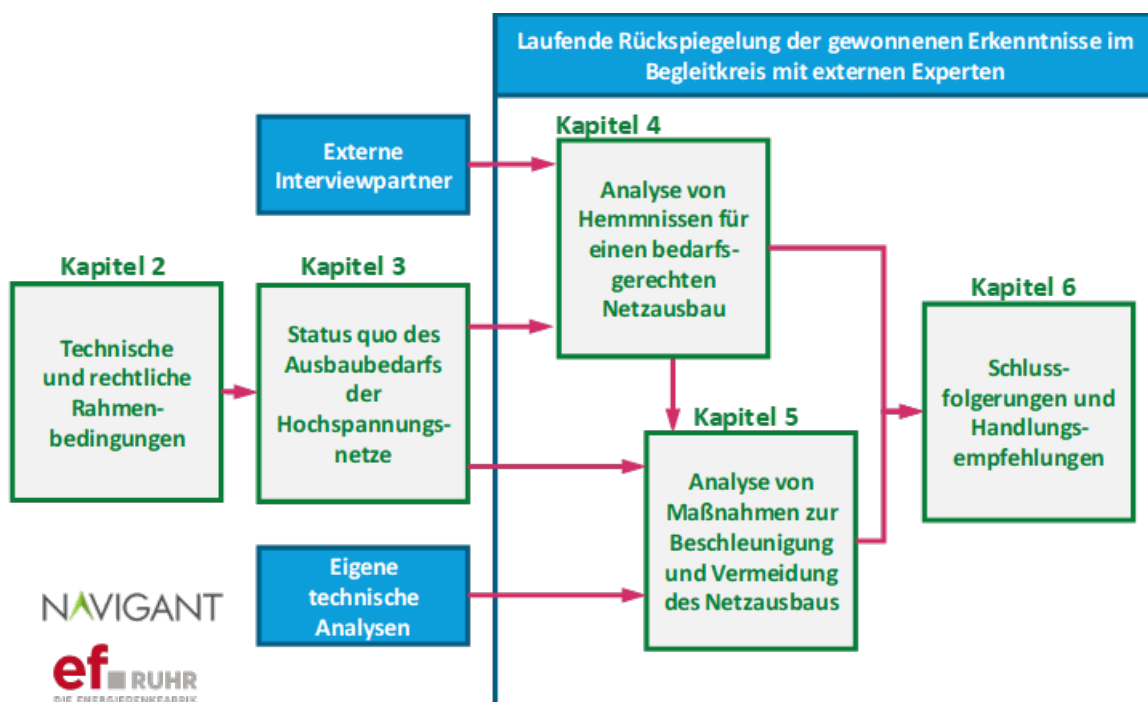
Die aktive Einbeziehung externer Expertinnen und Experten über einen Projektbegleitzkreis, Interviews und einen Workshop zum Abschluss des Vorhabens stellt dabei die Praxisrelevanz und Qualität der Ergebnisse sicher.

1.3 Struktur des Berichts

Die Struktur des Berichts orientiert sich an dem methodischen Vorgehen, dass in Abbildung 5 dargestellt ist. Methodisch stützen sich die Arbeiten im Vorhaben vor allem auf eine gründliche Auswertung und Aufarbeitung des Schrifttums, einschließlich der umfangreichen eigenen Vorarbeiten, laufender Projekte beim Umweltbundesamt (UBA) und Kenntnisse aus bereits abgeschlossenen und weiteren laufenden Vorhaben. Als zweite zentrale Informationsquelle diente der Austausch mit Stakeholdern über, Experteninterviews mit VNB, Genehmigungsbehörden und Umweltverbänden, einem Begleitzkreis sowie der Diskussion der vorläufigen Projektergebnisse in einem Abschlussworkshop mit Akteuren aus der Praxis.

Kapitel 2 zeigt die technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen des Ausbaus des Hochspannungsnetzes auf. Kapitel 3 stellt die erfolgten Arbeiten und gesammelten Erkenntnisse zum Netzausbaubedarf des Hochspannungsnetzes vor. Abschnitt 3.1 beinhaltet Analysen zu Abregelungen von EE aufgrund von Netzengpässen. Abschnitt 3.2 fasst Studien zu dem notwendigen erforderlichen Netzausbau in der Hochspannung zusammen. Abschnitt 3.3 beinhaltet die Analyse der Datensätze zu den Netzausbauplänen der Hochspannungsnetzbetreiber und Abschnitt 3.4 die historische Entwicklung von Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz. Kapitel 4 fasst die Ergebnisse der durchgeführten Interviews zu den Hemmnissen und bereits umgesetzten Maßnahmen für einen bedarfsgerechten Netzausbau und die Integration erneuerbarer Energien in das Verteilnetz auf der 110-kV-Ebene in anonymisierter Form zusammen. Kapitel 5 beschreibt und bewertet die Maßnahmen zur Beschleunigung oder Vermeidung des Netzausbaus und stützt sich hierbei auf die gewonnenen Erkenntnisse aus den Interviews, sowie weitere Recherchen. In Kapitel 6 werden die Schlussfolgerungen des Vorhabens zusammengefasst und Handlungsempfehlungen formuliert.

Abbildung 5: Projektablauf- und Interaktionsschema



Quelle: eigene Darstellung ef.Ruhr, Navigant

2 Technische und rechtliche Rahmenbedingungen von Ausbau und Betrieb des Hochspannungsnetzes

2.1 Technische Rahmenbedingungen

Die Planung und der Ausbau des Hochspannungsnetzes unterliegen einerseits technischen Regelwerken, die Verbände wie beispielsweise der VDE festlegen, und werden andererseits auch von gesetzlichen Regelungen beeinflusst. Zu den wichtigsten technischen Regelwerken zählt die [VDE-AR-N 4121 „Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze“](#), in der einheitliche Planungsgrundsätze für die Netzplanung in der Hochspannung festgelegt sind. Im Fokus steht dabei eine vorausschauende Netzplanung, die einen Zeithorizont von bis zu zehn Jahren vorsieht. Ebenso wird hier das sogenannte „NOVA-Prinzip“ („Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“) auch für Ausbauvorhaben in der Hochspannung festgelegt. Dieses Prinzip besagt, dass im Falle eines bestehenden oder vorhersehbaren Netzenspasses zunächst Maßnahmen der Netzoptimierung durchgeführt werden müssen. Dazu zählt etwa die Nutzung des Leiterseil-Monitorings, die Optimierung der Netztopologie oder ein verbessertes Monitoring des Netzzustandes durch das Einbringen von Messtechnik. Erweisen sich diese Maßnahmen als ungeeignet oder unzureichend, kommt zunächst die Verstärkung des bestehenden Netzes in Betracht. Dazu zählen die Umbeseilung bestehender Leitungstrassen (zum Beispiel mit Hochtemperatur-Leiterseilen), der Austausch von Kabeln und Transformatoren oder die Erhöhung des Bodenabstandes bestehender Freileitungen. Erst nach Ausschöpfung beziehungsweise Prüfung dieser Maßnahmen kommt der Ausbau des Stromnetzes in Frage. Dabei können sogenannte Ersatzneubauten vorgenommen werden, bei denen eine bestehende Freileitungstrasse erneuert oder durch die Verlegung von Kabeln ersetzt wird. Erst als letztes Mittel sollen neue Leitungstrassen oder neue Netzabschnitte errichtet werden.

Zusätzlich zu diesen Planungsgrundsätzen beeinflussen weitere Regelwerke direkt oder indirekt den Ausbaubedarf im Hochspannungsnetz. Dazu zählt die [VDE-AR-N 4120 „Technische Anschlussregeln Hochspannung“](#), in der Anforderungen an Lasten und Erzeuger gestellt werden, beispielsweise in Bezug auf die Erbringung von Blindleistung. In diesen Anschlussregeln werden unterschiedliche technische Anforderungen an Netznutzer der Hochspannung (HS) gestellt sowie das Verfahren zur Errichtung des Netzanschlusses festgelegt. Im Einzelnen behandelt die Norm die folgenden Aspekte:

- Das Verfahren von Anmeldung über den Bau bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses sowie die vorzulegenden Protokolle, Zertifikate, Nachweisprozesse und Konformitätserklärungen;
- das Verfahren zur Bemessung der benötigten Betriebsmittel, der Kurzschlussleistung sowie der maximalen Netzurückwirkungen (zum Beispiel Symmetrie, Flicker, Oberschwingungen);
- das Blindleistungsverhalten, insbesondere die Forderung nach einem rein untererregten Betrieb beziehungsweise ansonsten notwendiger Kompensationsanlagen.

Für Erzeugungsanlagen werden darüber hinaus weitere Anforderungen gestellt. Diese umfassen:

- Gültige Betriebsbereiche für Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung sowie die zu verwendenden Verfahren ($Q(U)$, $Q(P)$, $\cos \varphi$ etc.);
- dynamische Netzstützung (Fault-ride-through etc.) sowie der Beitrag zum Kurzschlussstrom des HS-Netzes sowie das Verhalten bei zum Beispiel Frequenzänderungen oder dem Ausfall der Kommunikationseinrichtung.

In der [VDE-AR-N 4141-1 „Engere Zusammenarbeit an der Schnittstelle von Übertragungs- und Verteilnetz“](#) wird zudem die Zusammenarbeit mit den ÜNB geregelt. Dabei stehen der Austausch bei der Netzplanung im Transport- und Verteilnetz, der Austausch von Netzzustandsinformationen und eine Priorisierung bei gegenläufigen Steuersignalen für Last- und Erzeugungsmanagement im Vordergrund. Unter anderem werden dabei die folgenden Aspekte festgelegt:

- Abgrenzung der Planungsinhalte und Betriebsaufgaben zwischen VNB und ÜNB sowie Planungsperspektive, Planungsschritte und Häufigkeit.
- Die gemeinsame Betriebs- und Abschaltplanung sowie zu treffende Absprachen bezüglich Spannungshaltung und anderen Systemdienstleistungen.

In Bezug auf die gemeinsame Netzplanung wird zwischen vorausschauenden Zeithorizonten von 15 – 10 Jahren, 10 – 3 Jahren und 3 – 1 Jahren differenziert und für alle Planungshorizonte eine Kooperation zwischen VNB und ÜNB vorgesehen. Insbesondere bei der langfristigen Netzentwicklung und Ausbauplanung wird dabei eine netzebenenübergreifende Abstimmung der Baumaßnahmen vorgesehen. Ziel ist dabei, ein „gesamtwirtschaftliches Optimum“ zu erreichen. Erste Schritte der langfristigen Netzentwicklung sehen dabei unter anderem die Abstimmung bezüglich gemeinsamer Datenformate und den Austausch mit den benachbarten VNB vor.

2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Neben technischen haben auch rechtliche Regelungen Auswirkungen auf die Netzplanung in der Hochspannung.

2.2.1 Rechtliche Vorgaben für den Netzausbau

Die generelle Pflicht eines VNB leitet sich zunächst aus [§ 11 Energiewirtschaftsgesetz \(EnWG\)](#) ab. Dieser verpflichtet VNB, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“

Weitere direkte Auswirkungen gehen beispielsweise von der „[Verkabelungspflicht](#)“ nach [§ 43h EnWG](#) aus. Diese verpflichtet Betreiber von Hochspannungsleitungen, neue Trassen immer dann als Erdkabel auszuführen, wenn die Kosten für Errichtung und Betrieb nicht 2,75-fach höher sind als eine vergleichbare Freileitung.

Die Regelung nach [§ 11 Abs. 2 EnWG \(„Spitzenkappung“\)](#) erlaubt es Netzbetreibern, ihr Netz nicht auf die maximale Einspeiseleistung von Windenergie- und PV-Anlagen auszulegen, sondern in der Netzplanung von einer um 3 % reduzierten eingespeisten Energiemenge auszugehen. Da diese Anlagen in der Regel nur selten flächendeckend ihre maximale Einspeiseleistung erreichen, führt dieses Vorgehen zu einer deutlich geringeren einzuplanenden Netzkapazität für Windenergie- und PV-Anlagen. Im Netzbetrieb kann dadurch jedoch die abgeregelte Energiemenge leicht erhöht werden.

In Bezug auf den geplanten Netzausbau sind Betreiber von 110-kV-Netzen zudem nach [§ 14 EnWG Abs. 1b \(„Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen“\)](#) dazu verpflichtet, jährlich Auskunft über die geplante Netzentwicklung der nächsten zehn Jahre zu geben. Dabei ist in einem Bericht zu veröffentlichen, mit welcher Einspeisung und Last in den nächsten zehn Jahren zu rechnen ist und welche Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Netzausbau geplant werden. Zudem sind die geprüften Alternativmaßnahmen sowie die prognostizierten Kosten der Maßnahmen aufzuführen.

Einen weiteren relevanten Einfluss auf den Netzausbau wird durch die [Anreizregulierung](#) (im Speziellen durch die [Anreizregulierungsverordnung - ARegV](#)) ausgeübt. Zwar ergibt sich hierdurch kein direkter rechtlicher Zwang, die finanzielle Anreizwirkung kann in der Praxis jedoch einen großen Einfluss auf die durch die einzelnen Netzbetreiber gewählten Alternativen im Netzausbau haben. Die Anreizregulierung ist jedoch kein zentraler Bestandteil dieser Untersuchung.

2.2.2 Rechtliche Regelungen mit Auswirkungen auf den Netzausbau

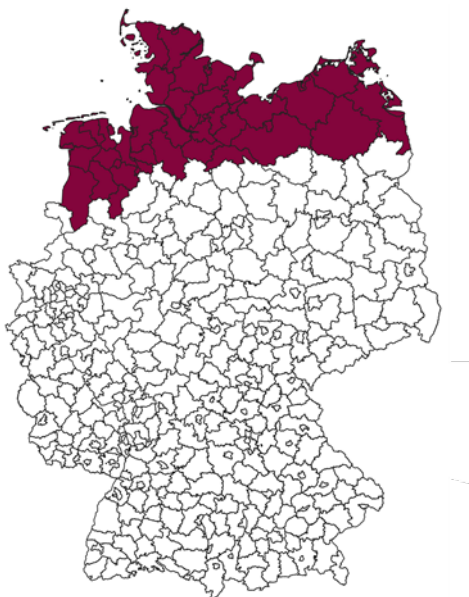
Indirekte gesetzliche Regelungen haben nur einen mittelbaren Einfluss auf die Netzplanung und beeinflussen diese vor allem in Bezug auf die räumliche Allokation der für den Netzausbau maßgeblichen Wind- und PV-Anlagen.

Über das *Referenzertragsmodell nach § 36h des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) 2017* werden Windenergieanlagen an Standorten mit geringeren zu erwartenden Erträgen durch einen gestaffelten Korrekturfaktor in den technologiespezifischen Ausschreibungen bessergestellt (beziehungsweise Anlagen mit überdurchschnittlichem Windertrag schlechter gestellt). Hierdurch soll erreicht werden, dass Anlagen mit geringerem Jahresertrag auch mit dem aktuellen Ausschreibungsverfahren nicht benachteiligt werden und der Ausbau der Windenergie somit auch an windschwächeren Standorten gewährleistet bleibt. Das Referenzertragsmodell gilt nur bei technologiespezifischen Ausschreibungen, nicht aber im gemeinsamen Ausschreibungsverfahren.

Durch die Regelung „*Besondere Zuschlagsvoraussetzung für das Netzausbauggebiet*“ (§ 36c EEG 2017) (beziehungsweise die angegliederten „Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV)“) wird die Ausschreibung von Windenergieanlagen an Standorten reduziert, für die von einer besonderen Belastung des Übertragungsnetzes ausgegangen wird (siehe Abbildung 6). An diesen Standorten gilt jährlich eine Obergrenze von 58 % des durchschnittlichen Zubaus der Jahre 2013 bis 2015. Die Obergrenze liegt somit bei 902 MW, wodurch nur etwa ein Drittel der jährlich bundesweit auszuschreibenden Zubaumenge auf diese Gebiete entfallen darf. Ziel der Verordnung ist es, den übermäßigen Ausbau von Windenergieanlagen im Norden zu vermeiden und damit EinsMan- und Redispatch-Maßnahmen zu verringern. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die Regelung dieses Ziel aufgrund des insgesamt geringen Zubaus von Windenergieanlagen jedoch weitestgehend verfehlt (BNetzA 2019 a).

Zusätzlich können ÜNB in den so ausgewiesenen Gebieten nach § 13 Abs. 6a EnWG Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) bis zu einer Leistung von 2 GW als zuschaltbare Lasten kontrahieren, um so die erforderliche Anzahl an Redispatchmaßnahmen zu reduzieren.

Abbildung 6: Ausgewiesenes Netzausbauggebiet nach § 36c EEG 2017 zum Stand August 2018. Im Laufe des Jahres 2020 wird der Zuschnitt voraussichtlich verändert.



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr auf Basis der Verordnung zur Ausführung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEAV) zum Stand 10.08.2017

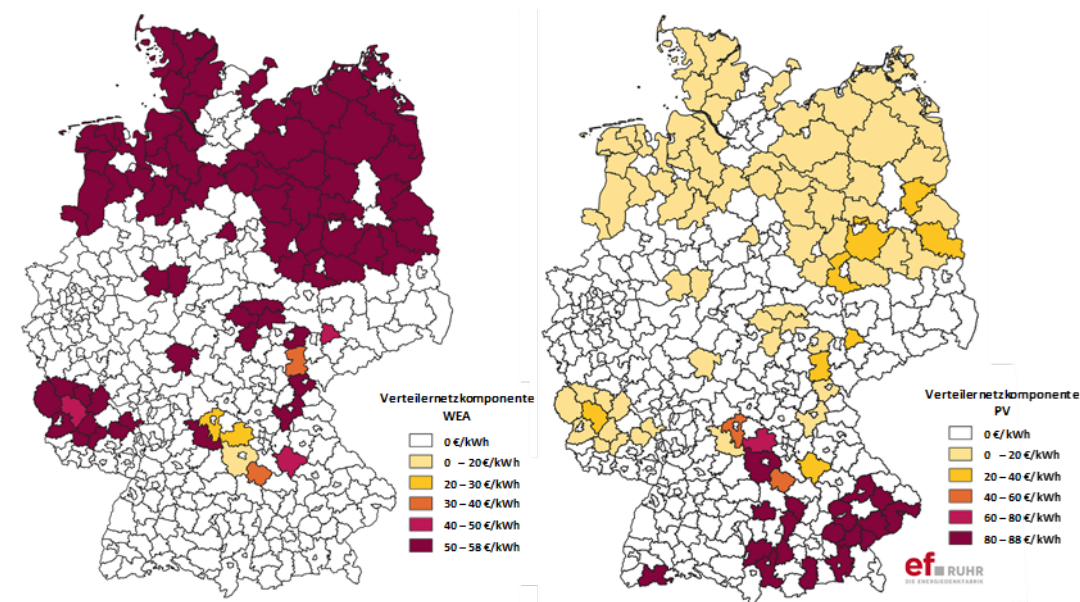
Das EEG 2017 regelt darüber hinaus die „*technologieoffene Ausschreibung*“ (§ 39i EEG 2017), die die Grundlage für die „Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen“ (GemAV) bildet. Durch diese Regelung wird die Ausschreibung von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen gemeinsam durchgeführt. Folglich treten diese Technologien bei der Ermittlung des „anzulegenden Wertes“

(Summe aus Marktprämie und Börsenerlös des erzeugten Stroms) in direkten Wettbewerb. Somit erhalten nur diejenigen Projekte eine Förderung, die die geringste Förderung benötigen.

Zusätzlich sieht die technologieoffene Ausschreibung die Einführung der „*Verteilernetzkomponente*“ (§ 10 GemAV) vor. Diese Komponente belegt Gebote der technologieoffenen Ausschreibung mit einem Gebotsaufschlag, sofern das zu fördernde Projekt in einem Landkreis beziehungsweise einer kreisfreien Stadt liegt, in der mutmaßlich bereits eine hohe Belastung des Verteilnetzes vorliegt. Durch diesen Gebotsaufschlag sollen Gebote in Gebieten mit freien Netzkapazitäten einen Vorteil erhalten und so eine Steuerungswirkung bezüglich des EE-Ausbaus erreicht werden. Die Höhe des Gebotsaufschlags errechnet sich dabei aus dem Quotienten der bereits installierten Leistung aus Wind-, Solar- und sonstigen EE-Anlagen und der angenommenen Höchstlast des Kreises. Dabei werden zusätzliche Gewichtungsfaktoren je nach Verhältnis zwischen Windenergie- und Solaranlagen berücksichtigt. Die angenommene Höchstlast des Landkreises bemisst sich anteilig an der Bruttowertschöpfung in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie der Bevölkerungszahl. Überschreitet die gewichtete EE-Leistung die berechnete Jahreshöchstlast des Kreises, wird dieses als Verteilnetzausbaugbiet ausgewiesen. Die Höhe des Gebotsaufschlags wird getrennt für Wind- und Solaranlagen ausgewiesen. Ausnahme bilden Regionen mit „besonderem Flächenpotenzial“, für die keine Komponente angesetzt wird.

In den ersten beiden Ausschreibungsrunden (Veröffentlichung der Ergebnisse: April 2018/2019) wurden in der gemeinsamen Ausschreibung jedoch ausschließlich Solaranlagen bezuschlagt. Nach Angabe der BNetzA hatte die Verteilernetzkomponente dabei „keine erheblichen Auswirkungen auf die erfolgreichen Projekte“ (BNetzA 2018b). Trotz der erhofften Steuerungswirkung liegen die meisten Zuschläge innerhalb der als Verteilnetzausbaugbiet ausgewiesenen Kreise.

Abbildung 7: Höhe der Verteilernetzkomponente für Wind- (links) und Solaranlagen (rechts) zum Stand August 2018.



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr auf Basis BNetzA: Festlegung der Verteilnetzausbaugbiete und der Verteilernetzkomponenten, Az. 8175-06-00-17/1, 18.12.2017

2.2.3 Relevante Regelungen des Betriebs von Hochspannungsnetzen

Im Kontext dieser Untersuchung haben auch diejenigen Regelungen, die die Abregelung von EE-Anlagen behandeln, große Relevanz. In § 13 EnWG (Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungs-

netzen) wird geregelt, dass ÜNB zur Bewahrung der Systemsicherheit verschiedene Maßnahmen ergreifen dürfen. Dabei müssen zunächst netzbezogene Maßnahmen (Netzumschaltungen etc.), marktbezogene Maßnahmen (vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten, Engpassmanagement beziehungsweise Redispatch³) oder die Aktivierung zusätzlicher Netz- beziehungsweise Kapazitätsreserven (vergleiche § 13d beziehungsweise § 13e EnWG) aktiviert werden. Reichen diese Maßnahmen nicht aus, kann darüber hinaus die Anpassung von Stromeinspeisung und -entnahme, insbesondere über die angeschlossenen VNB veranlasst werden.

Diese Anpassung insbesondere der Stromeinspeisung wird im *in § 14 EEG (2017) („Einspeisemanagement“)* geregelt. Hier wird festgelegt, dass zur Wahrung der Systemsicherheit auch EEG-Anlagen abgeregelt werden, solange dabei (unter Beachtung der Systemsicherheit) der Einspeisevorrang erneuerbarer Energien gewahrt bleibt. Innerhalb von vier Wochen muss im Anschluss (mit Ausnahmen) umfassend über die Maßnahme und deren Erforderlichkeit berichtet werden. Die Rangfolge der zu ergreifenden Maßnahmen richtet sich dabei zunächst nach den Auswirkungen auf die Systemsicherheit und bei gleichem Einfluss nach einer Abwägung von den daraus resultierenden Umweltauswirkungen in Verbindung mit den dadurch entstehenden Kosten. Grundsätzlich sind dabei zunächst netzbezogene Maßnahmen zu ergreifen, gefolgt von marktbezogenen Maßnahmen. Erst nach Ausschöpfung dieser Maßnahmen dürfen Anpassungsmaßnahmen – zunächst an konventionellen Erzeugern, dann an EE-Anlagen – durchgeführt werden. Ein umfassender Leitfaden zu dieser Abschaltreihenfolge findet sich in einem Dokument der BNetzA (BNetzA 2011).

Gemäß dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus werden zum 1. Oktober 2020 die Prozesse für EinsMan und Redispatch als Planungsprozesse zusammengeführt und nachfolgend allgemein als „Abregelung“ bezeichnet. Der Einspeisevorrang von EE-Anlagen wird relativiert, sodass diese abgeregelt werden, wenn sie aufgrund ihrer räumlichen Nähe zum Engpass eine deutlich höhere Auswirkung auf den Engpass haben als für die Maßnahme zur Verfügung stehende konventionelle Kraftwerke. EE-Anlagen werden mit einem fiktiven Einsatzpreis in der Merit Order des Redispatch-Prozesses berücksichtigt. Der fiktive Einsatzpreis wird von den ÜNB so festgelegt, dass EE-Anlagen im Durchschnitt nur dann abgeregelt werden, wenn dadurch die Abregelung von mindestens fünf bis fünfzehn Mal so viel konventioneller Energie vermieden werden kann. Der genaue Faktor wird von der BNetzA im Einvernehmen mit dem UBA festgelegt.

2.3 Genehmigung von Netzausbaumaßnahmen

Das Zulassungsregime im Übertragungsnetz ist gekennzeichnet von der bundesgesetzlichen Planungskaskade. In dieser Planungskaskade baut die Zulassung einer Ausbaumaßnahme durch Planfeststellung auf einer Bedarfsfeststellung (Szenarioplanung und Bedarfsplanung) mit Gesetzeskraft auf und setzt eine vorausgehende Korridorplanung durch Bundesfachplanung (Vorhaben nach Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz, NABEG) beziehungsweise eine inhaltlich weitgehend entsprechende Alternativenprüfung im Rahmen eines Raumordnungsverfahrens voraus. Durch diese abschichtende Planungskaskade wird das Zulassungsverfahren durch die vorangehende verbindliche Bedarfsfeststellung und einen Rechtsrahmen für die Korridorplanung wesentlich entlastet. Ob die Vorteile dieser Abschichtung den erheblichen Aufwand, den diese Planungskaskade auslöst, rechtfertigt, braucht an dieser Stelle nicht thematisiert zu werden.

Jedenfalls bislang existiert für die Verteilnetzebene keine hoheitliche oder gar gesetzliche Bedarfsplanung. Der Verzicht auf eine Bedarfsplanung erscheint naheliegend, weil den Verteilnetzen in der Regel

³ Mit „Redispatch“ wird ein Eingriff zur Anpassung der Einspeiseleistung von Kraftwerken bezeichnet, die der ÜNB veranlasst. Ziel des Eingriffs ist es, Engpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden oder zu beseitigen.

nur eine regionale, Ländergrenzen nicht überschreitende Bedeutung zukommt, der die Bedarfsplanung kennzeichnende bundesrechtliche Koordinierungsbedarf also fehlt. Die Bedarfsermittlung ist vielmehr eine weitgehend privatrechtlich geprägte unternehmerische Entscheidung, die den erhöhten Flexibilitätsanforderungen der Verteilnetze im Vergleich zu den Übertragungsnetzen eher gerecht werden kann, als eine hoheitliche Bedarfsplanung.

Der Freileitungsbau von Hochspannungsleitungen (110 kV) unterliegt nach § 15 Raumordnungsgesetz (ROG) in Verbindung mit § 1 Nr. 14 Raumordnungsverordnung (ROV) allerdings zunächst einem Raumordnungsverfahren, in dem die Raumverträglichkeit des Vorhabens und seiner in Betracht kommenden Alternativen geprüft wird. Das Ergebnis des Raumordnungsverfahrens wird dann in der Zulassungsentscheidung durch Planfeststellung (§ 43 Abs. 1 Nr. 1 EnWG) berücksichtigt, ohne jedoch verbindliche Wirkung zu entfalten. Einer Planfeststellung bedarf ein Vorhaben nach § 43f EnWG nur dann nicht, wenn es sich um eine unwesentliche Änderung handelt, für die bei isolierter Betrachtung keine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderlich ist und die auch sonst öffentliche oder private Belange nicht wesentlich beeinträchtigt. Wegen der Formulierungen in § 43f EnWG und dem dort enthaltenen Verweis auf die Begriffsbestimmungen in § 3 NABEG werden dadurch eine Vielzahl von Ausbaumaßnahmen vom Planfeststellungsverfahren freigestellt. Unabhängig davon entsteht die unbedingte UVP-Pflicht erst ab einer Vorhabenlänge von 15 km. Darunter ist eine UVP nur aufgrund einer allgemeinen oder standortbezogenen Vorprüfung erforderlich (Nr. 19.1 Anlage 1 Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung, UVPG).

Auch auf das vorgelagerte Raumordnungsverfahren kann verzichtet werden, wenn die Raumverträglichkeit bereits auf andere Weise hinreichend behördlich geprüft wurde (§ 16 Abs. 2 ROG). Dies ist etwa der Fall, wenn das Standortland eine Trassenfestlegung durch die Landesraumordnung vorsieht. So bestimmt etwa das niedersächsische Landesraumordnungsprogramm (LROP) 2017 unter 4.2:

„Für die Energieübertragung im Hochspannungsnetz mit einer Nennspannung von 110 kV oder weniger sind Leitungstrassen zu sichern und in den Regionalen Raumordnungsprogrammen als Vorranggebiete Leitungstrasse festzulegen. Das durch diese Leitungstrassen gebildete Leitungstrassennetz als räumliche Grundlage des Verteilnetzes ist bedarfsgerecht und raumverträglich weiterzuentwickeln.“

Die daraus sich ergebenden raumordnerischen Festlegungen sind auf ihre Raumverträglichkeit geprüft. Vorhaben, die in den festgelegten Trassen verwirklicht werden sollen, bedürfen also keines Raumordnungsverfahrens mehr. Allerdings halten sich andere Länder raumordnerisch eher zurück. So enthält der Landesentwicklungsplan (LEP) NRW keine verbindlichen Vorgaben für die Trassenfestlegung, sodass die Regionalplanung in NRW auf eine entsprechende Trassensicherung verzichtet.

Die Bedeutung des geschilderten Regimes ist jedoch durch den sich aus § 43h EnWG ergebenden Erdkabelvorrang relativiert. Danach sind Hochspannungsleitungen (110 kV) in neuer Trasse grundsätzlich als Erdkabel auszuführen, soweit die Kosten der Verkabelung bis zu einem Kostenfaktor von 2,75 über den Kosten einer Freileitungsvariante liegen. Auf Antrag kann zwar von der Verkabelung eine Ausnahme gemacht werden, jedoch nur dann, wenn öffentliche Interessen dieser Ausnahme (also der Freileitung) nicht entgegenstehen. Dies ist etwa der Fall, wenn die Verkabelung als Erfordernis der Raumordnung in Raumordnungsplänen festgelegt ist.

Für die Zulassung von 110-kV-Erdkabeln gibt es keine Pflicht zur Planfeststellung. Eine Planfeststellung erfolgt hier gemäß § 43 Abs. 7 EnWG nur auf ausdrücklichen Antrag des Vorhabenträgers. Auch die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens ist bundesrechtlich nach der Raumordnungsverordnung (ROV) bei 110-kV-Erdkabeln nicht vorgesehen.

Die Regelung in § 43h EnWG ist sowohl im Hinblick auf die Ermittlung des maßgeblichen Kostenfaktors als auch im Hinblick auf die verfahrensrechtliche Ausgestaltung praktisch schwer handhabbar

(vergleiche Danner 2015 und Turiaux 2015). Die Verfahrensgestaltung wird unterschiedlich gehandhabt. In Niedersachsen ist die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens in das Ermessen der Behörde gestellt (§§ 10 ff. des Niedersächsisches Raumordnungsgesetz). Bislang wurde von der Durchführung hier nur abgesehen, wenn die Trassenführung bereits raumgeordnet war (Regionalplan, siehe oben). Allerdings ist ein vereinfachtes Raumordnungsverfahren (ohne Öffentlichkeitsbeteiligung) möglich. Sehr häufig wird auch in anderen Ländern ein Raumordnungsverfahren durchgeführt und erst in dessen Verlauf geprüft, ob eine Freileitungs- oder eine Erdkabelvariante raumverträglich ist. Diese Verfahrensweise bewirkt, dass die vom Gesetzgeber vorgesehene unterschiedliche Verfahrensgestaltung von Freileitung einerseits und Erdkabel andererseits nicht zum Tragen kommt. Dies wird jedoch offenbar im allseitigen Einverständnis hingenommen.

Die UVP-Pflicht von Erdkabeln beschränkt sich nach Bundesrecht (19.11 Anlage 1 UVPG) auf Erdkabel nach § 2 Abs. 5 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG), erstreckt sich also nicht auf die Verteilnetzebene. Landesrechtliche UVP-Pflichten können sich (wie in Niedersachsen, siehe oben) aus der Durchführung eines Raumordnungsverfahrens nach Landesrecht ergeben.

Soweit 110-kV-Erdkabel ohne Planfeststellung zugelassen werden, besteht die Notwendigkeit des Erwerbs privater Nutzungsrechte im Einigungswege. Ein einheitliches Genehmigungsverfahren ist nicht vorgesehen. Die Errichtung bedarf vielmehr je nach Gegebenheiten einer Vielzahl behördlicher Genehmigungen oder Prüfungen auf unterschiedlichen gesetzlichen Grundlagen (etwa Waldrecht, Naturschutzrecht, Bodenschutzrecht, Wasserrecht, Baurecht).

Angesichts der wie dargestellt divergenten Rahmenbedingungen für die unterschiedlichen Vorhaben des Netzausbaus stellt sich die Frage, ob eine bundesrechtliche Vereinheitlichung sinnvoll wäre. Auch wenn sich eine einheitliche bundesrechtliche Bedarfsplanung jedenfalls nicht aufdrängt, wäre weiter zu diskutieren, ob auf der Hochspannungsebene die unterschiedliche Regelung von Freileitungen und Erdkabeln im Hinblick auf Planfeststellung, Raumordnungsverfahren und Umweltverträglichkeitsprüfung aufgegeben oder aber nachgeschärft werden sollte. Diese Herausforderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen werden ausführlicher in Abschnitt 5.4 dargestellt.

3 Netzausbaubedarf des Hochspannungsnetzes

3.1 Einsatz von Einspeisemanagement und Redispatch

Die Einspeisung erneuerbarer Energien wird im Status quo durch den Einsatz von Einspeisemanagement regional teils erheblich eingeschränkt. EE-Anlagen werden außerdem zukünftig in den Redispatch-Prozess eingebunden. Intensives Einspeisemanagement (EinsMan) und Redispatch sind Indikatoren für verzögerten Netzausbau.

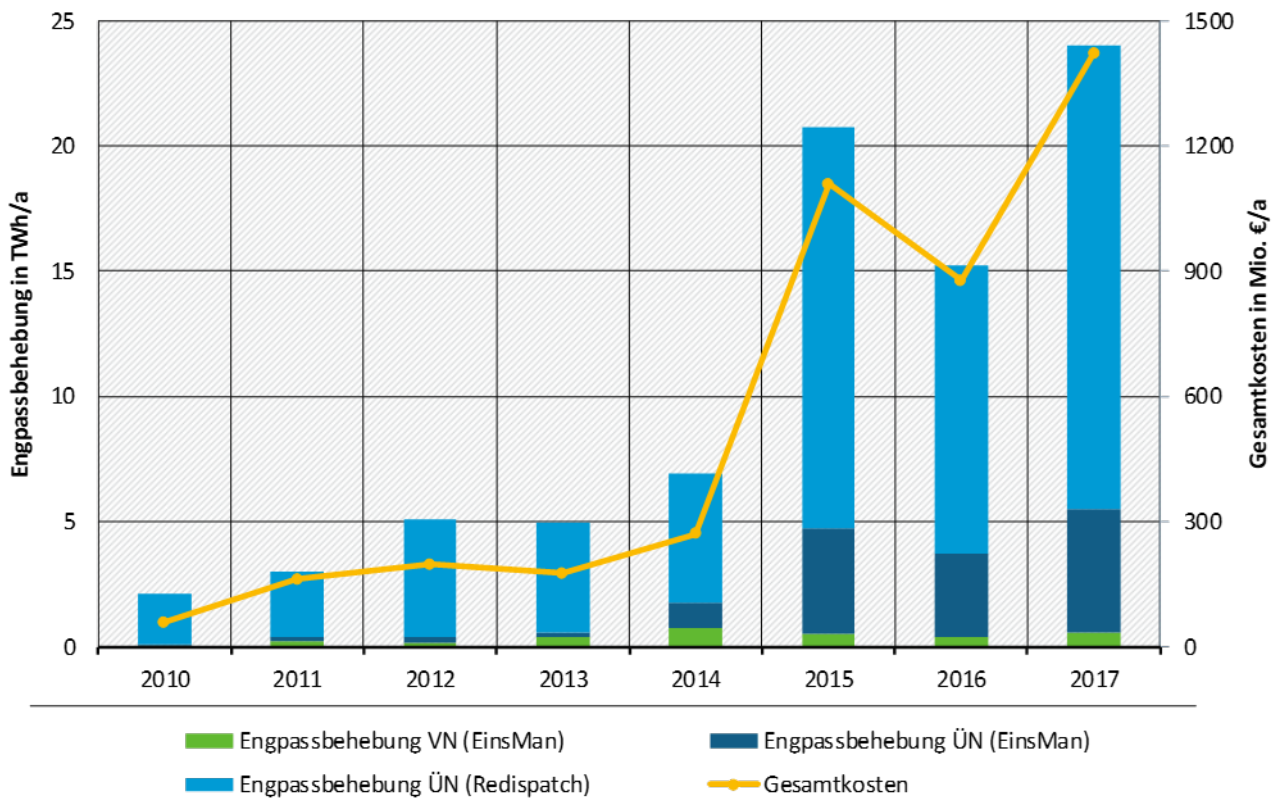
Die vorliegende Analyse der Betroffenheit im Status quo basiert auf den historischen Werten zu Netzengpässen und Abregelungen. Die Analyse baut auf den Erkenntnissen aus dem UBA-Vorhaben „Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land“ (Navigant, Fraunhofer IEE, 2019) auf und setzt den Schwerpunkt der Betrachtung, soweit Informationen vorliegen, verstärkt auf die Verteilnetzebene.

3.1.1 Historische Entwicklung der EinsMan- und Redispatchmengen und -kosten

Durch die steigende Anzahl temporärer Netzengpässe sind die EinsMan- und Redispatchmaßnahmen in den vergangenen Jahren stark angestiegen. Abbildung 8 zeigt die *Entwicklung der Energiemengen und Kosten von Redispatchmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG und EinsMan-Maßnahmen gemäß § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG*. Im Jahr 2015 verdreifachte sich die betroffene Energiemenge und erreichte 2017 ein neues Höchstniveau. Die niedrigere Menge an Redispatch und EinsMan im Jahr 2016 ist dabei auf ein besonders windschwaches Jahr zurückzuführen. Die Kosten stiegen 2017 ebenfalls auf ein neues Höchstniveau und betrugen ca. 1,4 Milliarden Euro.

Abbildung 8 zeigt darüber hinaus die Verteilung der EinsMan-Mengen auf Engpässe im Übertragungsnetz (ÜN) und Engpässe im Verteilnetz (VN). EinsMan-Maßnahmen werden zum großen Teil zur Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz herangezogen. Seit 2015 liegt der Anteil der EinsMan-Mengen, die auf Engpässe im Verteilnetz zurückzuführen sind, bei ca. 10 %. Engpässe im Verteilnetz können sich mit Engpässen im Übertragungsnetz überlagern. Anweisungen des ÜNB an den VNB zur Leistungsreduzierung können den Engpass im Verteilnetz lösen. Dadurch wird der Übertragungsnetzengpass dokumentiert, jedoch nicht der Engpass im Verteilnetz. Durch Ausbaumaßnahmen des Übertragungsnetzes können zukünftig Engpässe im Verteilnetz sichtbar werden.

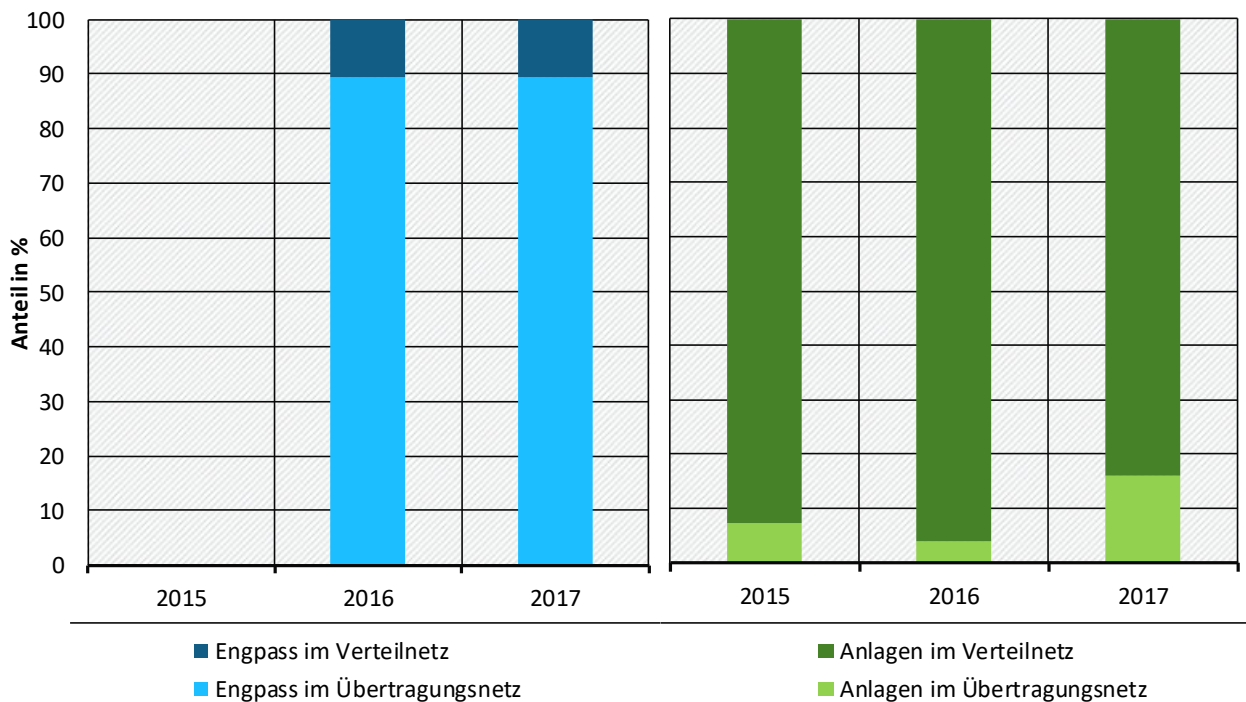
Abbildung 8: Historische Entwicklung der EinsMan- und Redispatchmengen und -kosten



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis von Ecofys, Fraunhofer IWES 2017, BNetzA 2017, 2018

Abbildung 9 stellt die historische Entwicklung der Verteilung der EinsMan-Mengen auf Engpässe im Übertragungsnetz und Engpässe im Verteilnetz sowie den Anteil der Ausfallarbeit von Anlagen im Verteil- und Übertragungsnetz dar. 2016 und 2017 waren Engpässe im Übertragungsnetz zu 90 % Verursacher von EinsMan-Maßnahmen. Für den Großteil der Ausfallarbeit wurden an das Verteilnetz angeschlossene Anlagen zwischen 2015 und 2017 herangezogen. 2017 entfiel ca. 84 % der Ausfallarbeit auf an das Verteilnetz angeschlossene Anlagen. Der relative Rückgang im Vergleich zu den Jahren 2015 (93 %) und 2016 (96 %) ist auf die zunehmende Einbindung der an das Übertragungsnetz angeschlossenen Offshore-Windenergieanlagen in das EinsMan zurückzuführen.

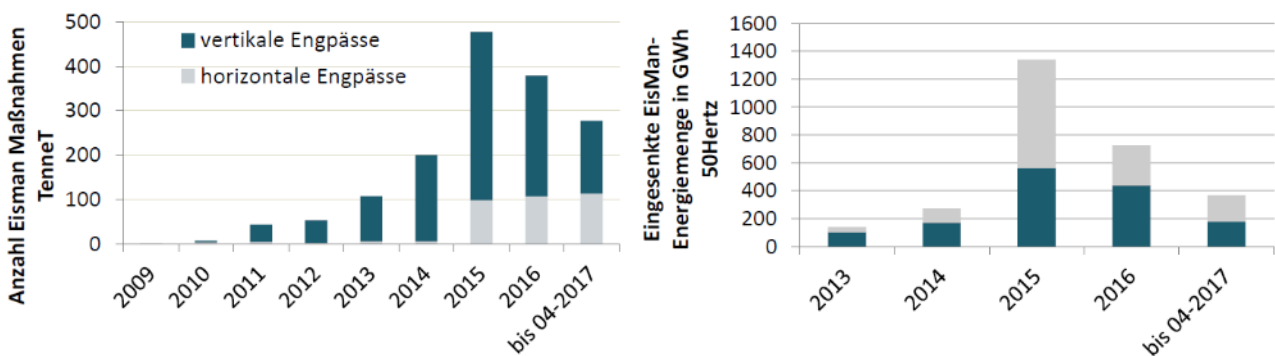
Abbildung 9: Historische Entwicklung der Verteilung der Ausfallarbeit sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen auf das Verteil- und das Übertragungsnetz



Werte für die Verteilung der Ausfallarbeit für 2015 liegen nicht vor. Der prozentuale Anteil basiert auf den Ausfallarbeitsmengen. Quelle: Eigene Darstellung Navigant basierend auf BNetzA 2018a, 2017, 2016

Ausfallarbeit kann auf horizontale Netzengpässe innerhalb einer Netzebene und auf vertikale Netzengpässe an der Schnittstelle zwischen zwei Netzebenen zurückgeführt werden. Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der Verteilung der EinsMan-Maßnahmen für die zwei am stärksten von Engpässen betroffenen ÜNB TenneT (links) und 50Hertz Transmission (rechts). Die Höhe der ausgewiesenen Werte ist nicht direkt vergleichbar, da TenneT die Anzahl der Maßnahmen und 50Hertz EinsMan-Mengen in GWh ausweist. Ein allgemeiner Trend lässt sich nicht ableiten. Die Daten zeigen vielmehr einen gegensätzlichen Trend. Bei TenneT stieg der Anteil der horizontalen Engpässe seit 2015, während bei 50Hertz der Anteil der vertikalen Engpässe seit 2015 leicht zugenommen hat.

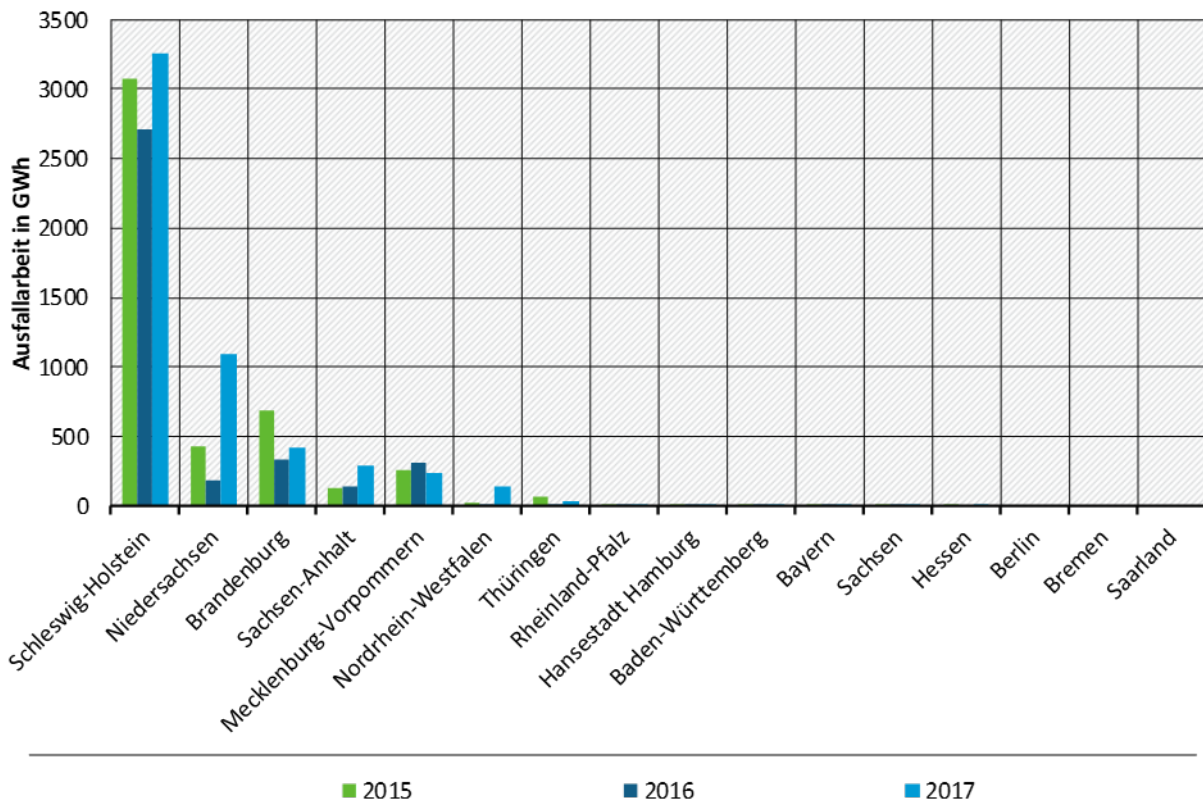
Abbildung 10: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf vertikale und horizontale Engpässe



Quelle: 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW 2017b

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der *Verteilung der Ausfallarbeit auf Bundesländer* für den Zeitraum 2015 bis 2017. Die Verteilung konzentriert sich hierbei auf wenige Bundesländer. Auf Schleswig-Holstein entfielen zwischen 2015 und 2017 jeweils zwischen 59 und 72 % der gesamten EinsMan-Mengen. Weitere signifikante Mengen an Ausfallarbeit entfielen auf Anlagen in Niedersachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern.

Abbildung 11: Verteilung der Ausfallarbeit auf Bundesländer

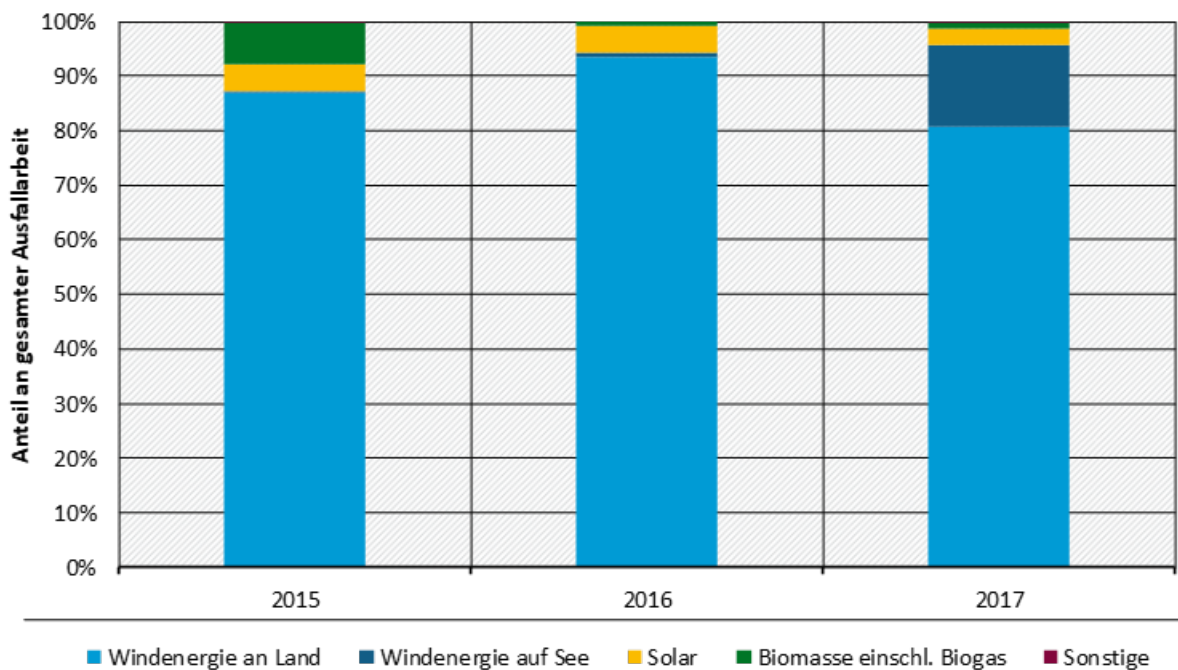


Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis von BNetzA 2017, 2018

Insbesondere in Niedersachsen ist 2017 ein starker Anstieg der abgeregelten Mengen im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren zu beobachten. 2017 stiegen die EinsMan-Mengen auf 1.098 GWh von 182 GWh im Jahr 2016 und 429 GWh im Jahr 2015. Damit lag der Anteil Niedersachsens an den EinsMan-Mengen 2017 bei knapp 20 %. Laut dem BNetzA-Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017 – ist dies zum einen auf die hohe Zubaurate neuer Windenergieanlagen in Niedersachsen und zum anderen auf die zunehmende Überlastung der 380-kV-Leitung von Dörpen West nach Hanekenfähr, welche Niedersachsen (TenneT) mit Nordrhein-Westfalen (Amprion) verbindet, zurückzuführen.

Abbildung 12 stellt die *Verteilung der Ausfallarbeit nach Energieträgern* für den Zeitraum 2015 bis 2017 dar. Der Großteil der Abregelungen entfiel auf Windenergieanlagen an Land. Der Anteil der Photovoltaik lag 2015 und 2016 bei ca. 5 % und sank 2017 auf 3 %. Lag der Anteil der Biomasse einschließlich Biogas 2015 noch bei 7,7 %, wurden Biomasseanlagen in den Folgejahren zu ca. 1 % der Ausfallarbeit herangezogen. Bei Windenergie auf See ergibt sich ein gegensätzliches Bild. Lag der Anteil der Windenergie auf See 2015 und 2016 noch bei unter 1 %, stieg der Anteil 2017 auf 15 %. Der starke Zuwachs bei Windenergie auf See ist auf den starken Zubau in den Jahren 2016 und 2017 zurückzuführen, in denen 15 % beziehungsweise 23 % der zum Jahresende von 2017 installierten Leistung zugebaut wurden.

Abbildung 12: Verteilung der Ausfallarbeit nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis von BNetzA 2017, 2018a

Insgesamt entsprechen die 2017 abgeregelten 5,5 TWh Strom aus EE 2,5 % der gesamten eingespeisten Jahresarbeit von EEG-Anlagen. Windenergieanlagen an Land waren von Abregelungen in der Höhe von 4,5 TWh betroffen. Dies entspricht 5,1 % der insgesamt eingespeisten Energiemenge von Windenergieanlagen an Land im Jahr 2017. Windenergieanlagen auf See waren von Abregelungen in Höhe von 0,8 TWh betroffen. Damit wurden Mengen in Höhe von 4,6 % der gesamt eingespeisten Energie der Windenergie auf See abgeregelt⁴. Von den exakt 826 GWh Abregelungen von Windenergie auf See werden 537 GWh Niedersachsen zugeordnet. Damit entfallen fast 50 % der Abregelungen in Niedersachsen auf Offshore-Mengen.

3.1.2 Einsatz von Einspeisemanagement im Status quo

Der Fokus der vorgenommenen Untersuchung wurde auf eine Auswertung der Daten der Netzbetreiber gelegt, deren Netzgebiete in den stark von EE-Abregelungen betroffenen Bundesländern liegen. Über 96 % der Abregelungen fanden 2017 in Schleswig-Holstein (59,0 %), Niedersachsen (19,9 %), Brandenburg (7,7 %), Sachsen-Anhalt (5,2 %) und Mecklenburg-Vorpommern (4,3 %) statt. Für die Analyse wurden entsprechend die Daten der größten betroffenen VNB herangezogen: Avacon, MIT-NETZ, E.DIS, EWE und SH Netz. Im Jahr 2017 wurden mit 892 GWh erstmals auch große Mengen der direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen abgeregelt. Der Großteil der Abregelungen erfolgte hierbei jedoch bei Windenergieanlagen auf See (826 GWh). Die Abregelungen an Land betrafen hierbei mit 55 GWh vornehmlich 50Hertz Transmission und nur mit 11 GWh TenneT. EinsMan-Daten von 50Hertz wurden neben den oben genannten VNB berücksichtigt. Darüber hinaus wurden EinsMan-Daten von Bayernwerk berücksichtigt, um beispielhaft die Abregelungen einer photovoltaikdominierten Region abzubilden.

⁴ Gemäß AG Energiebilanzen 2018 wurden im Jahr 2017 218,3 TWh Strom aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Hier-von entfielen 88,7 TWh auf Windenergie an Land und 17,9 TWh auf Windenergie auf See.

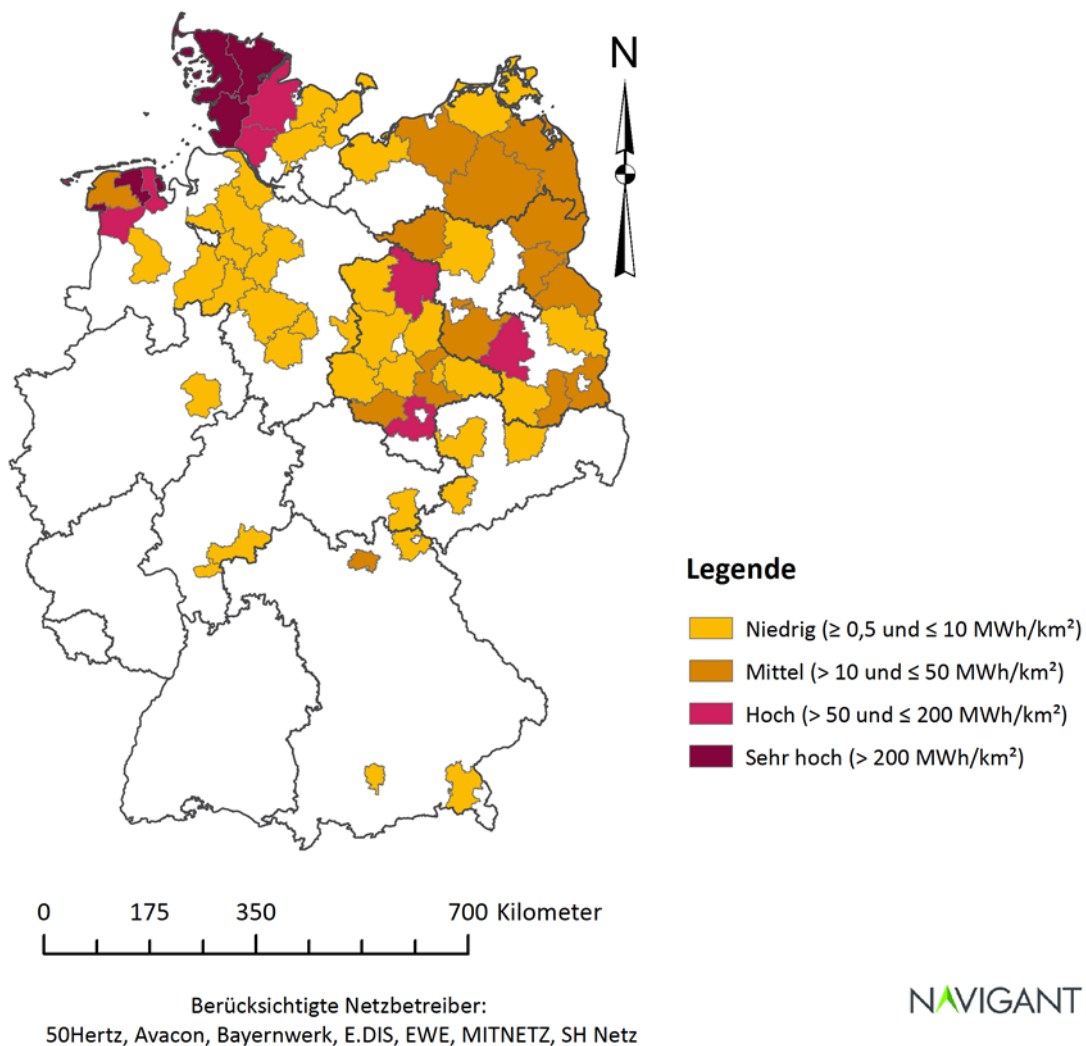
Die Datengrundlage bildet eine von Navigant über mehrere Untersuchungen zusammengestellte Datenbank mit Einträgen zu Maßnahmen des Netzenspassmanagements der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Als wesentliche Datenbasis dienen im Internet veröffentlichte Informationen der Netzbetreiber. Die Einträge haben wir über den Austausch mit Netzbetreibern und der BNetzA validiert und ergänzt. In den verfügbaren Datensätzen der Netzbetreiber werden die eigenhändig durchgeführten EinsMan-Abrufe abgebildet, allerdings auch die Fälle, in denen der verursachende Netzbetreiber einen nachgelagerten Netzbetreiber anweist, eine entsprechende Energiemenge abzuregeln. Mögliche Überschneidungen der Daten bei unterlagerten Netzbetreibern wurden bei der Betrachtung der ausgewählten Netzgebiete berücksichtigt. Die insgesamt in die Analyse einbezogenen Abrufe von EinsMan stellen rund 90 % der durch EinsMan bedingten Ausfallarbeit von Energieträgern an Land im Jahr 2017 dar.

Eine regionale Zuordnung der in den Datensätzen gelisteten Abrufe erfolgt über das überlastete Netzelement, welches ursächlich für die Durchführung der EinsMan-Maßnahmen war. Die entstandene Ausfallarbeit wird demnach verursachungsgerecht der Region zugeordnet, in der der Netzenspass auftrat, mit der Annahme, dass für eine effiziente Entlastung des Netzelements bevorzugt auf Anlagen in der Nähe zurückgegriffen wird. Als räumliche Auflösung wurde die Kreisebene gewählt. Diese erlaubt eine ausreichend genaue räumliche Auflösung stark von EinsMan-Maßnahmen belasteter Gebiete sowie eine hinreichende Genauigkeit bei der Verortung der EinsMan-Maßnahmen zu Regionen. Bei der Zuordnung der Ausfallarbeit auf Kreisebene verbleiben jedoch Unsicherheiten durch Grenzeffekte (Leitungsende nahe einer Kreisgrenze) und die Verfügbarkeit, Einspeisung und Wirkung der Windenergieanlagen auf den Engpass im Einzelfall.

Bei öffentlich verfügbaren Datensätzen konnte nicht auf explizite Angaben zu der entstandenen Ausfallarbeit durch einen EinsMan-Abruf zurückgegriffen werden. Daher wurde die Ausfallarbeit mit Hilfe der maximalen Leistungsreduzierung und angegebener Abregelungsstufen geschätzt. Zum anderen ist davon auszugehen, dass in den Fällen, in denen ein Netzbetreiber einen nachgelagerten Netzbetreiber anweist, eine entsprechende Energiemenge abzuregeln, die tatsächlich abgeregelte Menge von der angewiesenen Menge abweichen kann, da die Netztopologie die Wirksamkeit der Anlagen auf den Netzenspass bestimmt. Um die Reduzierung einer bestimmten Energiemenge an einem überlasteten Netzelement zu erreichen, muss in der Regel eine höhere Menge an einspeisender Leistung abgeregelt werden. In diesen Fällen liegt die abgeschätzte abgeregelte Energiemenge voraussichtlich unter der tatsächlich angefallenen Ausfallarbeit. Demgegenüber steht eine mögliche Überschätzung der abgeregelten Energiemenge bei Ausweisung der maximalen Leistungsreduzierung im betrachteten Zeitraum. Zur Verifizierung der Daten wurde ein Abgleich der ermittelten jährlichen Abregelungsmengen nach Bundesländern und Netzbetreibern mit den von der BNetzA veröffentlichten Daten sowie Angaben der Netzbetreiber selbst vorgenommen. Bei deutlichen Abweichungen erfolgte eine Skalierung der stündlichen Werte.

Abbildung 13 stellt die Ergebnisse der Abschätzung der *Verteilung der Ausfallarbeit nach Landkreisen im Jahr 2017* grafisch dar. Zur besseren Vergleichbarkeit der Belastung der Landkreise ist die auf die Fläche des Landkreises bezogene spezifische Ausfallarbeit in MWh/km² dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass EinsMan-Maßnahmen insbesondere an den Nordseeküsten von Niedersachsen und Schleswig-Holstein konzentriert sind. Die restlichen Kreise in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sind hingegen wenig oder nur marginal von EinsMan-Maßnahmen betroffen. Da fast 80 % der gesamten EinsMan-Mengen 2017 auf Schleswig-Holstein und Niedersachsen entfielen, ist die Betroffenheit in den Landkreisen an der Küste sehr hoch.

Abbildung 13: Abgeschätzte spezifische Ausfallarbeit von erneuerbaren Energien im Jahr 2017 für ausgewählte Netzbetreiber nach Landkreisen



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis Navigant-EinsMan-Datenbank sowie öffentlicher Daten ausgewählter Netzbetreiber

In Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt zeigt sich eine weniger konzentrierte Betroffenheit von EinsMan-Maßnahmen. Die Belastung mehrerer Landkreise ist als „mittel“ einzuordnen. Lediglich drei vereinzelt Kreise (Saalekreis, Stendal und Teltow-Fläming) weisen hohe spezifische EinsMan-Mengen auf. Weitere Kreise in den genannten Bundesländern weisen eine niedrige Belastung auf. Landkreise in Bayern sind weitgehend nur marginal betroffen.

Die betrachteten von Ausfallarbeit betroffenen Landkreise lassen sich verschiedenen charakteristischen Regionen zuordnen. In der Smart-Market-Design-Studie von Ecofys und Fraunhofer IWES (2017) wurden angelehnt an die BMWi-Verteilernetzstudie (E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014) sechs Netzgebietsklassen definiert.

Schleswig-Holstein und Niedersachsen werden als „*windenergiedominiert*“ eingestuft und weisen eine ähnliche Verteilung der Ausfallarbeit innerhalb des Bundeslandes auf. Schleswig-Holstein weist sowohl eine hohe Einspeisung durch Windenergie- als auch Photovoltaikanlagen bei gleichzeitig gerin-

ger Last pro Entnahmestelle auf. Niedersachsen weist ebenfalls eine hohe Einspeisung durch Windenergieanlagen, allerdings bei mäßiger Einspeisung durch Photovoltaikanlagen und bei gleichzeitig hoher Last pro Entnahmestelle auf.

Ostdeutschland wird in der Studie als „*lastschwach*“ klassifiziert. Eine mäßige Einspeisung durch Photovoltaikanlagen und hohe Einspeisung durch Windenergieanlagen steht einer geringen Last pro Entnahmestelle gegenüber.

Bayern ist „*photovoltaikdominiert*“. Der hohen Einspeisung durch Photovoltaikanlagen steht eine mäßige Einspeisung durch Windenergieanlagen bei gleichzeitig mäßiger Last pro Entnahmestelle gegenüber.

Abschließend können noch vorstädtische Regionen als „*laststark/vorstädtisch*“ eingestuft werden. Sie zeichnen sich durch eine geringe Einspeisung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen bei hoher Last pro Entnahmestelle aus. Die Stadtstaaten und einzelnen kreisfreien Städte sind aufgrund der geringen Flächenpotenziale für EE zumeist nur marginal von Abregelungen betroffen.

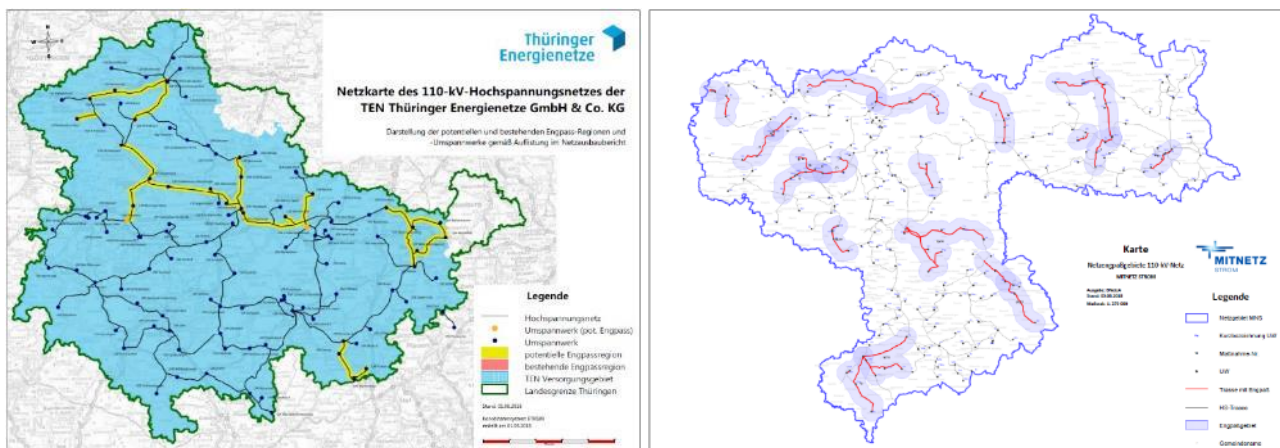
3.1.3 Abschätzung der Entwicklung von Netzengpässen

Bei der Betrachtung zukünftiger Engpässe ist eine gemeinsame Betrachtung von EinsMan und Redispatch erforderlich. **Da die Bundesregierung das Ziel gesetzt hat, dass bis 2030 65 % der Nettostromerzeugung von EE bereitgestellt wird, ist zu erwarten, dass EE auch für einen höheren Anteil an netzbedingten Abregelungen in Anspruch genommen werden.**

Bei der Abschätzung der zukünftigen Abregelungen ist einerseits zwischen Engpässen im Übertragungsnetz und Engpässen im Verteilnetz zu differenzieren. Zukünftige Abregelungen aufgrund von Engpässen im **Verteilnetz** sind schwieriger abzuschätzen als solche, die auf das Übertragungsnetz zurückzuführen sind, da das Auftreten von Engpässen im Verteilnetz stärker von einzelnen Erneuerbaren-Energien-Projekten abhängig ist. Der Einfluss der Verortung des EE-Zubaus auf die bedarfsgerechte Netzplanung nimmt bei den unteren Netzebenen zu. Deswegen wird im Verteilnetz in der Regel erst dann ausgebaut, wenn Anschlussbegehren vorliegen.

Nach § 14 Abs. 1b EnWG sind Netzbetreiber der 110-kV-Ebene dazu verpflichtet, jährlich Netzkarten mit den Engpassregionen ihres Hochspannungsnetzes zu veröffentlichen und der BNetzA zu übermitteln. Abbildung 14 zeigt beispielhaft zwei von 110-kV-Netzbetreibern im August 2018 veröffentlichte Netzkarten.

Abbildung 14: Beispielhafte Netzkarten zur Ausweisung der Netzengpassregionen des Hochspannungsnetzes



Quelle: Thüringer Energienetze 2018, MITNETZ STROM 2018

Die Ausweisung der Netzengpassregionen erfolgt in diesem Beispiel sowie bei anderen Netzbetreibern im Umkreis zu 110-kV-Leitungen. Die Auswertung der veröffentlichten Karten der größten Hochspannungsnetzbetreiber gibt hierbei keine Aufschlüsse auf den zeitlichen Bezug der Engpassregionen. Die in Abbildung 14 dargestellte Karte der Thüringer Energienetze unterscheidet zwischen bestehenden und potenziellen Engpassregionen. Andere Netzbetreiber treffen keine Unterscheidung. Gespräche mit Netzbetreibern der 110-kV-Netzebene haben bestätigt, dass kein einheitlicher Ansatz für die zeitliche Definition der Netzengpässe vorliegt. Deshalb kann die Informationspflicht der VNB nicht für eine fundierte Analyse der Entwicklung der Netzengpässe genutzt werden. Auch die durchgeführten Verteilernetzstudien beinhalten keine quantitativen Angaben über zukünftige Abregelungen. Deswegen ist eine Abschätzung der Entwicklung der Engpässe im Verteilnetz im Rahmen dieser Studie nicht möglich. Der Fokus der Entwicklung der Abregelungen liegt im Folgenden somit auf den Engpässen im Übertragungsnetz.

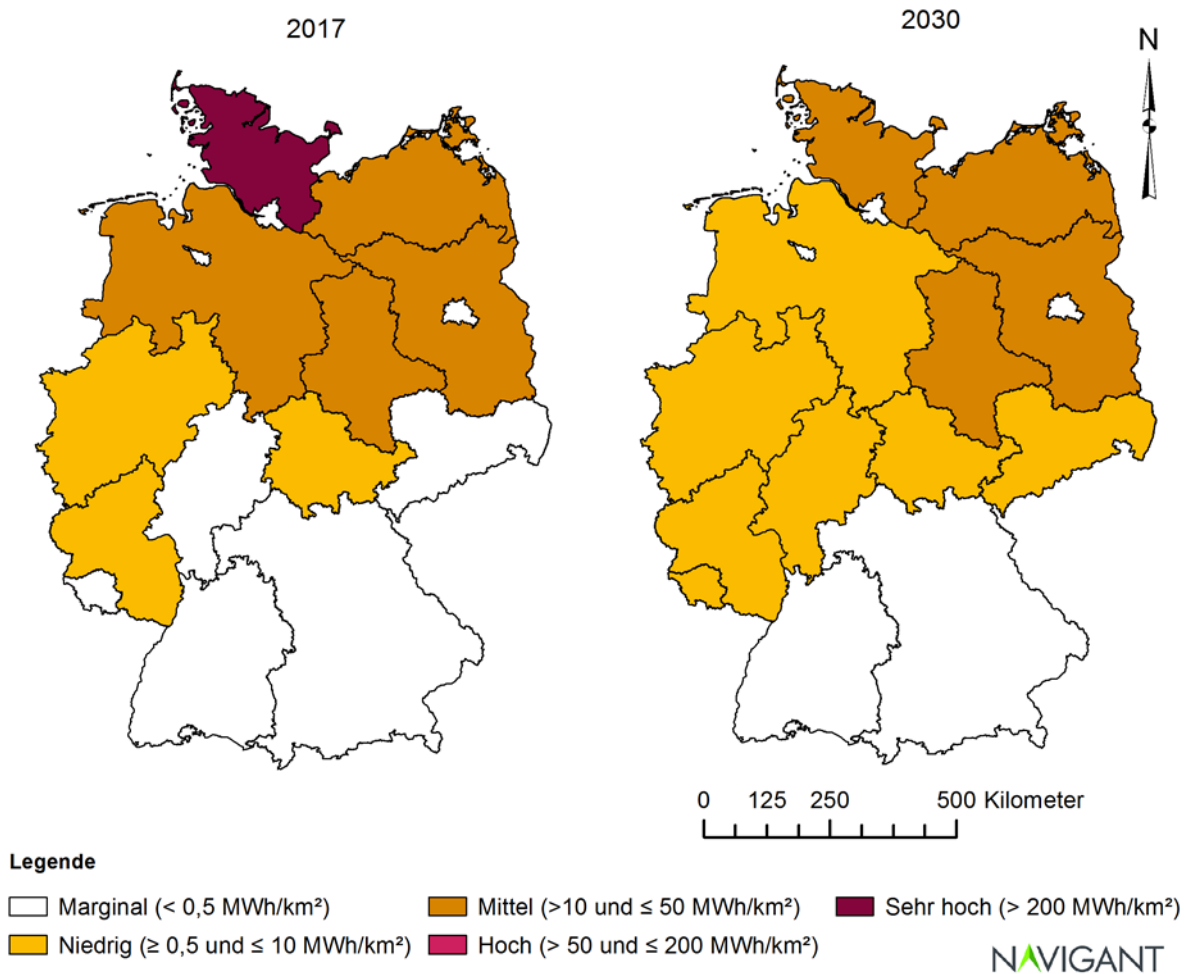
Abregelungen im **Übertragungsnetz** können basierend auf dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2030(2017) abgeschätzt werden (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW 2017a). Hier wird zwischen den Maßnahmen unterschieden, die aufgrund von in der Netzplanung kalkultierten Engpässen im Rahmen der Spitzenkappung⁵ nach § 11 Abs. 2 EnWG durchgeführt werden, und denen, die aufgrund eines temporären Engpasses durchgeführt werden. Die in der Netzausbauplanung ermittelten temporären Engpässe der Zukunft sind stärkeren Unsicherheiten unterworfen, da diese entweder auftreten, da ungeplante Verzögerungen beim Netzausbau entstehen, oder da die tatsächliche regionale Verteilung von EE-Anlagen von der Planung der Netzbetreiber abweicht.

Die **Spitzenkappung** aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz wird im NEP 2030 (2017) für 2030 nach Bundesländern abgeschätzt. Demnach werden 2030 im Szenario B Energiemengen in Höhe von 2,2 TWh bei Windenergieanlagen an Land sowie 0,8 TWh bei Photovoltaik abgeregelt. Abbildung 15 zeigt die Verteilung der in der Netzplanung kalkultierten Spitzenkappung für 2030 für Windenergie an Land und stellt diese den EE-EinsMan-Mengen aus dem Jahr 2017 gegenüber, wobei die Daten für 2017 vornehmlich Abregelungen aufgrund von temporären Engpässen beinhalten. Zu sehen ist, dass die Abregelungen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen durch den Netzausbau bis 2030 erfolgreich reduziert werden. In Thüringen und Hessen ist ein leichter Anstieg der Abregelungen festzustellen. In den anderen Bundesländern sind die Zahlen eher konstant.

Für die Spitzenkappung aufgrund von Engpässen im Verteilnetz gibt es keine Abschätzungen über die regionale Verteilung von zukünftigen Engpässen. Auch Abschätzungen über die erwartete tatsächlich reduzierte Energiemenge, und wie stark sich diese mit der reduzierten Menge aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz überschneidet, liegen nicht vor.

⁵ Spitzenkappung: Ein Instrument der Netzplanung, nach dem ein Netzengpass nicht durch Netzausbau behoben werden muss, wenn aufgrund des Engpasses nicht mehr als 3 % der Jahresenergie der betroffenen Anlagen abgeregelt werden muss. Das Instrument basiert auf der Annahme, dass ein Netzausbau für die letzte kWh ökonomisch ineffizient ist.

Abbildung 15: Gegenüberstellung der regionalen Verteilung von EinsMan für das Jahr 2017 (links) und im NEP 2017 (Szenario B) kalkulierte Spitzenkappung aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz für das Jahr 2030 (rechts)



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis von BNetzA 2018a, 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW 2017a

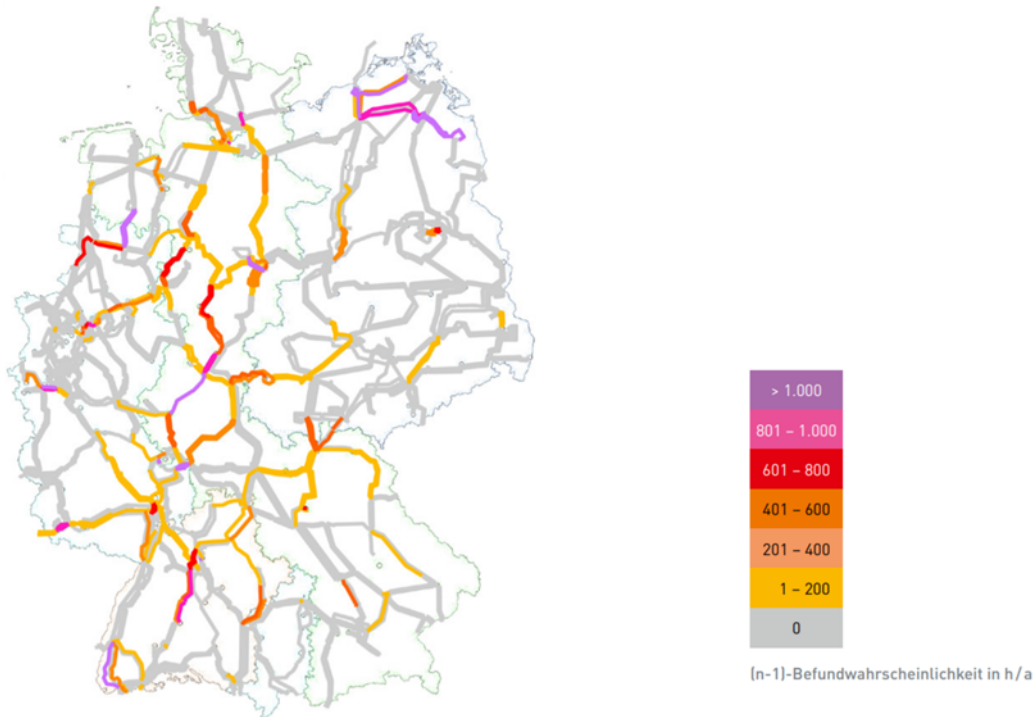
Die aufgrund von **temporären Engpässen** im Übertragungsnetz verursachten Abregelungen werden im NEP abgeschätzt. Das Zielnetz des Szenario B wird so ausgelegt, dass Engpässe (über die Planung im Rahmen der Spitzenkappung hinaus) durch den Netzausbau weitgehend vermieden werden (es verbleiben ca. 50 GWh/a Abregelung von EE). Allerdings entstehen Engpässe, wenn das Netz nicht komplett ausgebaut wird. Im NEP 2030 (2017) werden für zwei reduzierte Netzausbauszenarien Abregelmengen ermittelt: ein Ausbau des Netzes gemäß Bundesbedarfsplan (BBP)⁶ sowie ein alleiniger Ausbau der bisher konkret in Planung befindlichen Projekte (Startnetz).

Für den Ausbau nach BBP weist der NEP im Jahr 2030 ca. 8 TWh an Abregelungen aus. Falls es Verzögerungen bei der Umsetzung des BBP gibt, werden größere Mengen an Abregelungen notwendig. Für das sogenannte Startnetz weist der NEP Abregelungen in Höhe von 44 TWh aus.

⁶ Im Bundesbedarfsplangesetz hält der Gesetzgeber mindestens alle 4 Jahre verbindlich fest, welche Netzausbaumaßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs notwendig sind. Hierfür übermittelt die BNetzA die bestätigten NEPs. Das Bundesbedarfsplangesetz vom 31.12.2015 enthält 62 der 63 Maßnahmen des von der BNetzA bestätigten NEP beziehungsweise der 92 Maßnahmen des NEP 2024 für das Zieljahr 2024.

Ein Indikator für die regionale Verteilung dieser möglichen Abregelungen ist in Abbildung 16 gegeben. Diese zeigt die Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelementes für das Jahr 2030 im BBP-Netz. Hier ist zu sehen, dass Engpässe in allen Regionen Deutschlands auftreten können. Auch in Süddeutschland können erhebliche Engpässe entstehen. Lediglich im Osten Deutschlands sind nur geringfügige Engpässe prognostiziert, mit Ausnahme von Mecklenburg-Vorpommern, wo einzelne Leitungen stark betroffen sind.

Abbildung 16: Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen (AC-Netz) bei Ausfall eines Netzelements im BBP-Netz für das Jahr 2030



Quelle: 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW 2017a

3.2 Erforderlicher Netzausbau in den Hochspannungsnetzen

Der Ausbaubedarf des 110-kV-Netzes war, zusammen mit den übrigen Ebenen des Verteilnetzes, Gegenstand einiger Studien der jüngeren Vergangenheit. In diesen „Verteilnetzstudien“ wurde in erster Linie untersucht, welcher Ausbaubedarf durch die Zunahme erneuerbarer Energie in den Verteilnetzen entsteht. Da der in diesen Studien identifizierte Netzausbaubedarf auf die einzelnen Netzebenen aufgeschlüsselt wird, kann gezeigt werden, welcher Anteil jeweils auf die Hochspannungsebene entfällt.

Zu den wichtigsten Untersuchungen zählen:

- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“, Berlin, 2012;
- E-Bridge Consulting GmbH, Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Oldenburger Institut für Informatik (OFFIS): „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Studie im Auftrag des BMWi, Berlin, 2014;
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“, Berlin, 2018.

Die in diesen Studien und den darin enthaltenen Szenarien ermittelten Ausbaukosten sind in den nachfolgenden drei Tabellen aufgeführt. Da in den einzelnen Studien jedoch jeweils unterschiedliche Ausbauzahlen für dezentrale Energieanlagen (DEA) unterstellt werden, ist die in den Szenarien verwendete Summenleistung aus Windenergie-, PV-, Biomasse- und dezentralen KWK-Anlagen angegeben.

Tabelle 1: Ermittelter Ausbaubedarf der „dena -Verteilnetzstudie“

	Summenleistung DEA	NS Ausbaukosten in Mrd. €	MS Ausbaukosten in Mrd. €	HS Ausbaukosten in Mrd. €
NEP 2012 B - 2020	120,6 GW	3,0	5,2	10,2
NEP 2012 B - 2030	154,5 GW	3,6	7,8	16,1
Bundesländer- Szenario - 2020	156,6 GW	3,2	7,7	15,8
Bundesländer- Szenario - 2030	209,7 GW	4,2	12,0	26,3

Tabelle 2: Ermittelter Ausbaubedarf der Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“

	Summenleistung DEA	NS Ausbaukosten in Mrd. €	MS Ausbaukosten in Mrd. €	HS Ausbaukosten in Mrd. €
EEG 2014–2022	105 GW	3,0	5,3	4,2
EEG 2014–2032	128 GW	4,0	8,3	6,4
NEP B 2013–2022	114 GW	3,7	5,8	4,6
NEP B 2013–2032	139 GW	5,8	9,5	7,5
Bundesländer- Szenario - 2022	150 GW	5,5	10,8	7,9
Bundesländer- Szenario - 2032	187 GW	9,5	16,9	13,1

Tabelle 3: Ermittelter Ausbaubedarf der „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“

	Summenleistung DEA	NS Ausbaukosten in Mrd. €	MS Ausbaukosten in Mrd. €	HS Ausbaukosten in Mrd. €
Referenzszenario 2050	191 GW	13,0	15,0	20,0
Elektrifizierung 80 %	350 GW	150,0	36,0	67,0
Elektrifizierung 95 %	350 GW	150,0	36,0	67,0
Technologiemix 80 %	290 GW	68,0	26,0	52,0
Technologiemix 95 %	290 GW	72,0	26,0	52,0

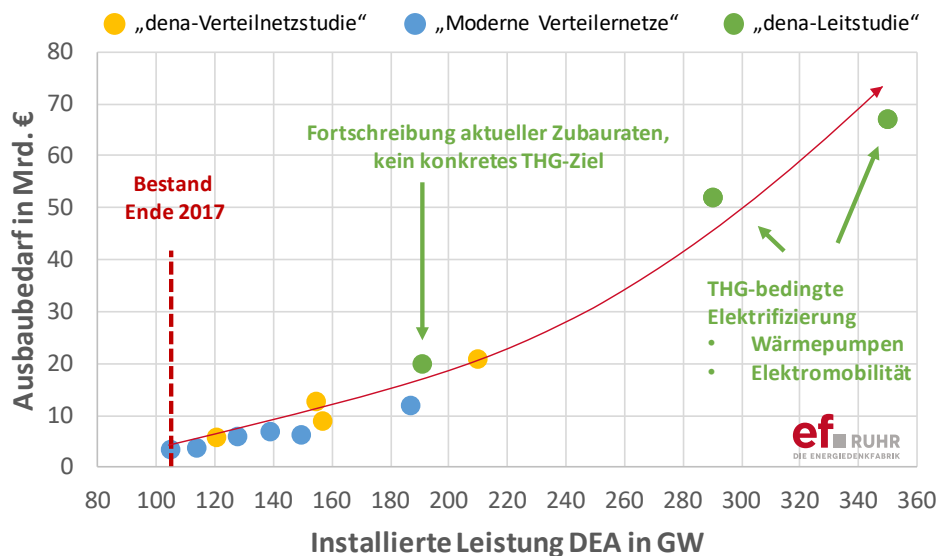
Der Vergleich der einzelnen Ergebnisse wird jedoch dadurch erschwert, dass die Studien von verschiedenen Basisjahren ausgehen und für die Prognosen unterschiedliche Zieljahre und Ausbauprognosen verwenden. Um eine Vergleichbarkeit herzustellen, wird ein linearer Ausbautrend unterstellt und der

zukünftige Ausbaubedarf bis zum jeweiligen Zielszenario auf das Jahr 2015 (Basisjahr der „dena-Leitstudie“) bezogen. Der Vergleich des auf 2015 bezogenen Ausbaubedarfs ist in Abbildung 17 dargestellt. Es wird deutlich, dass alle Studien bis zu einer Gesamtleistung von ca. 220 GW zu Ergebnissen mit einer vergleichbaren Abhängigkeit zwischen EE-Zubau und Ausbaubedarf kommen. In diesem Bereich liegen die Ausbaukosten im Hochspannungsnetz bei ca. 150 Mio. Euro pro GW Zubauleistung. Nicht berücksichtigt ist jedoch, dass ein Teil der Windenergieanlagen direkt oder indirekt über HGÜ-Leitungen im Höchstspannungsnetz angeschlossen wird. Die spezifischen Ausbaukosten für Anlagen im Hochspannungsnetz und darunter dürften daher höher ausfallen.

Die Ausnahme bilden die Szenarien „Elektrifizierung“ und „Technologiemix“ der „dena-Leitstudie“, in denen eine Treibhausgas-Minderung von 80 % beziehungsweise 95 % im Vergleich zu 1990 zugrunde gelegt wird. Diese Szenarien unterstellen neben einem deutlich stärkeren Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen auch den massiven Ausbau von Wärmepumpen und der Elektromobilität (bis zu 35 Mio. Fahrzeuge). Diese Lasten verursachen eine zusätzliche Belastung der Stromnetze, woraus ein höherer Ausbaubedarf in den Verteilnetzen resultiert, als es bei alleinigem Zubau von EE-Anlagen der Fall wäre.

In der Phase bis zu einem Ausbau von ca. 220 GW dezentraler Energieanlagen entspricht der zu erwartende Ausbaubedarf der Hochspannung im Mittel einem spezifischen Investitionsbedarf von 150 Tausend Euro je MW. Die Errichtung einer Windenergieanlage mit 3 MW geht somit im Durchschnitt über alle Bundesländer und Technologien mit einem Investitionsbedarf von ca. 450 Tausend Euro im Hochspannungsnetz einher.

Abbildung 17: Vergleich des ermittelten Ausbaubedarfs der Hochspannungsebene ab Ende 2015.



Quellen: Eigene Darstellung ef.Ruhr auf Basis von dena 2012, 2018, E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014

Neben Studien, die den deutschlandweiten Investitionsbedarf in das Verteilnetz betrachten, existiert eine größere Anzahl von Netzstudien, die sich der Situation in einzelnen Bundesländern widmen. Dazu gehören Studien für die Länder Hessen (2018), Baden-Württemberg (2017), Nordrhein-Westfalen (2014) und Rheinland-Pfalz (2014). Da die jeweiligen Ergebnisse jedoch aufgrund der unterschiedlichen regionalen Gegebenheiten sowie deutlich unterschiedlicher Landesgrößen nur schwer vergleichbar sind, wird auf eine weitere Analyse dieser Studien verzichtet.

3.3 Netzausbaupläne der Hochspannungsbetreiber

Nach § 14 Abs. 1b EnWG sind Betreiber von 110-kV-Netzen dazu verpflichtet, jährlich Auskunft über die geplante Netzentwicklung der nächsten zehn Jahre zu geben und in Berichtsform auf ihrem Internetauftritt zu veröffentlichen. Dieser Bericht muss die für die nächsten fünf Jahre konkret geplanten und die für weitere fünf Jahre vorgesehenen Maßnahmen umfassen und Auskunft über die geplanten Kapazitätsveränderungen von Netzen und Transformatoren, geprüften Alternativen und voraussichtlichen Kosten geben.

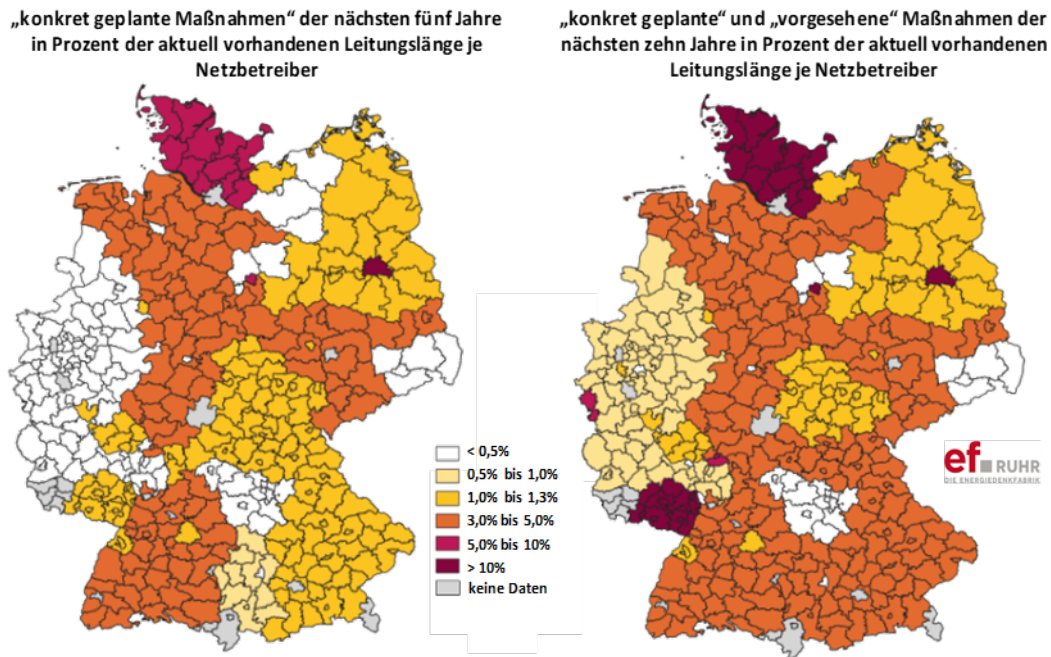
Diese Veröffentlichung erfolgt (zum Zeitpunkt der Projektdurchführung) jedoch sehr heterogen und genügt in vielen Fällen nicht den gesetzlichen Anforderungen. So veröffentlichen einige Netzbetreiber interaktive Karten (ohne Ausweisung von Kosten), jedoch ohne tabellarische Zusammenfassung. Andere Netzbetreiber haben sich zusammengeschlossen und veröffentlichen gemeinsame Berichte (ebenfalls ohne Ausweisung von prognostizierten Kosten). Lediglich bei einigen Netzbetreibern sind tabellarische Auflistungen zu finden, die den gesetzlichen Anforderungen genügen. Da die nach § 14 Abs. 1b EnWG zu veröffentlichen Daten jedoch von den VNB auch an die BNetzA gemeldet werden, liegt dort ein einheitlicher Datensatz vor. Zum Zwecke dieser Untersuchung wurde dieser Datensatz (mit Ausnahme der Projektkosten) durch die BNetzA bereitgestellt. Diese Daten stellen die Basis für alle folgenden Analysen der Netzausbaupläne der 110-kV-Netzbetreiber dar.

Dieser Datensatz umfasst Maßnahmen der VNB der Hochspannung, die sich aktuell in Bau befinden, bereits konkret geplant werden (Zeithorizont fünf Jahre) oder in Zukunft vorgesehen sind (Zeithorizont zehn Jahre) zum Stand Oktober 2018. Als konkret geplant gelten Maßnahmen, für die die notwendigen öffentlich-rechtlichen Planungs- oder Genehmigungsverfahren eingeleitet wurden, für die bereits Investitionsentscheidungen getroffen wurden oder von einer Realisierung innerhalb der kommenden fünf Jahre ausgegangen werden kann. Als „vorgesehen“ gelten Maßnahmen, die aus aktueller Sicht des VNB innerhalb der nächsten zehn Jahre notwendig werden, aber nicht den Bedingungen konkret geplanter Maßnahmen genügen.

Über den Projektstatus hinaus werden für jede Maßnahme auch noch weitere Angaben gemacht. Dazu zählen unter anderem die zugebaute Stromkreislänge (bei Maßnahmen des Leitungsausbaus), die Änderung der Übertragungskapazität oder die Angabe, ob der Ausbau aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien erfolgt (Antwortmöglichkeit: ja/nein). Im Rahmen des Projektes wurde die Datenbank der BNetzA ausgewertet und die in Bau befindlichen, geplanten und vorgesehenen Maßnahmen der einzelnen VNB der Hochspannung herausgestellt. Da der Ausbau von Transformatoren sich als technisch und genehmigungsrechtlich vergleichsweise unproblematisch darstellt, fokussiert sich die Analyse auf die neu errichtete Stromkreislänge von Freileitungen beziehungsweise Kabeln, deren Ersatzneubauten, Verstärkung oder Umbeseilung.

Ein Ergebnis dieser Analyse ist in Abbildung 18 dargestellt. Die linke Karte zeigt die zusätzliche Stromkreislänge, die die einzelnen VNB als „konkret geplante Maßnahme“ angeben. Zur Erhöhung der Vergleichbarkeit zwischen den VNB und zur generellen Einordnung sind die Kilometerangaben der zusätzlichen Stromkreislänge in Bezug zur aktuellen Stromkreislänge gesetzt. Für die Schleswig-Holstein Netz AG erhöht sich die Stromkreislänge durch diese Maßnahmen beispielsweise um 7,5 %.

Abbildung 18: Anteil der geplanten beziehungsweise vorgesehenen Maßnahmen zum Leitungsausbau der deutschen HS-Netzbetreiber, bezogen auf die heute vorhandene Stromkreislänge.

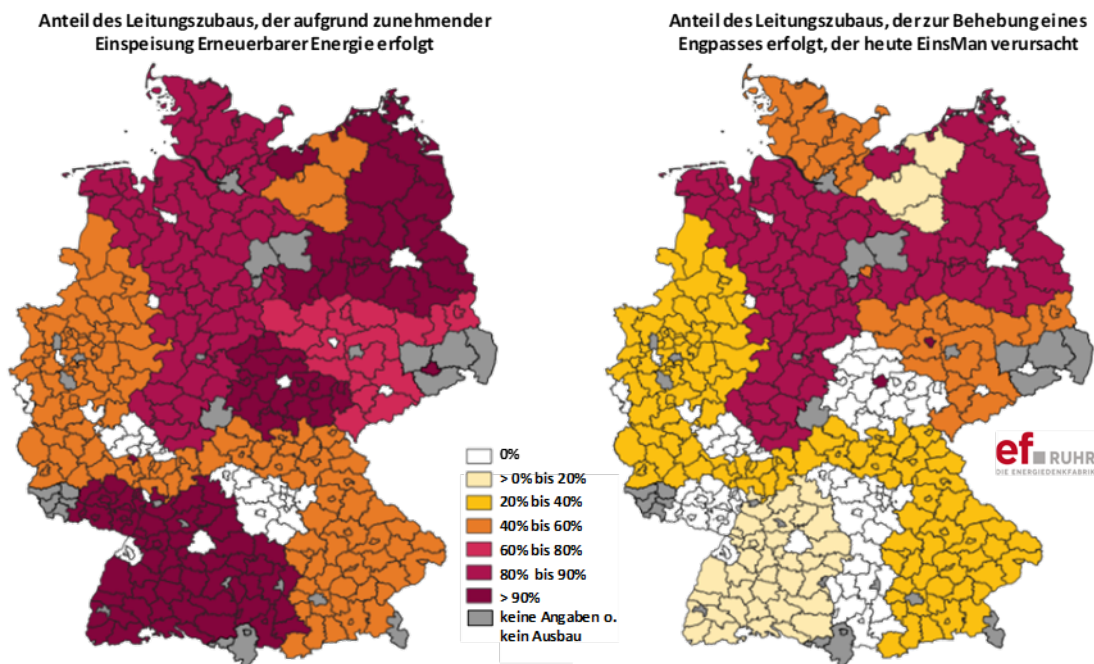


Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr auf Basis der 110-kV-Netzausbaupläne der VNB.

Auf der rechten Karte ist darüber hinaus zu sehen, inwiefern sich die Stromkreislänge der VNB zusätzlich durch die aktuell vorgesehenen Maßnahmen (fünf bis zehn Jahre) weiter erhöht. Dabei wird deutlich, dass besonders in Schleswig-Holstein, der Pfalz und Berlin ein hoher Ausbaubedarf prognostiziert wird. Lokale Erhöhungen des Ausbaubedarfs können bei den großen Flächennetzbetreibern auf Basis dieser Daten jedoch nicht identifiziert werden.

Abbildung 19 (links) zeigt den Anteil der Stromkreislänge, die aufgrund der zunehmenden EE-Einspeisung als Maßnahme aufgeführt wird. Mit 73 % des heute in Bau befindlichen und zukünftig geplanten HS-Netzausbaus stellt die Aufnahme der EE-Einspeisung hierbei mit großem Abstand den wichtigsten Grund für die Maßnahmen dar. Andere Gründe finden sich im Anschluss zusätzlicher Lasten oder dem alters- oder zustandsbedingten Austausch von Betriebsmitteln. In den nördlichen Bundesländern findet der überwiegende Anteil der zugebauten beziehungsweise verstärkten Stromkreislänge zudem zur Behebung von Netzengpässen statt, die aktuell Maßnahmen des Einspeisemanagements verursachen. (vergleiche Abbildung 19 (rechts)).

Abbildung 19: Anteil des Leitungsaubaus, der aufgrund zunehmender Einspeisung erneuerbarer Energien auf Basis geplanter und vorgesehenen Maßnahmen erfolgt.



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr auf Basis der 110-kV-Netzausbaupläne der VNB.

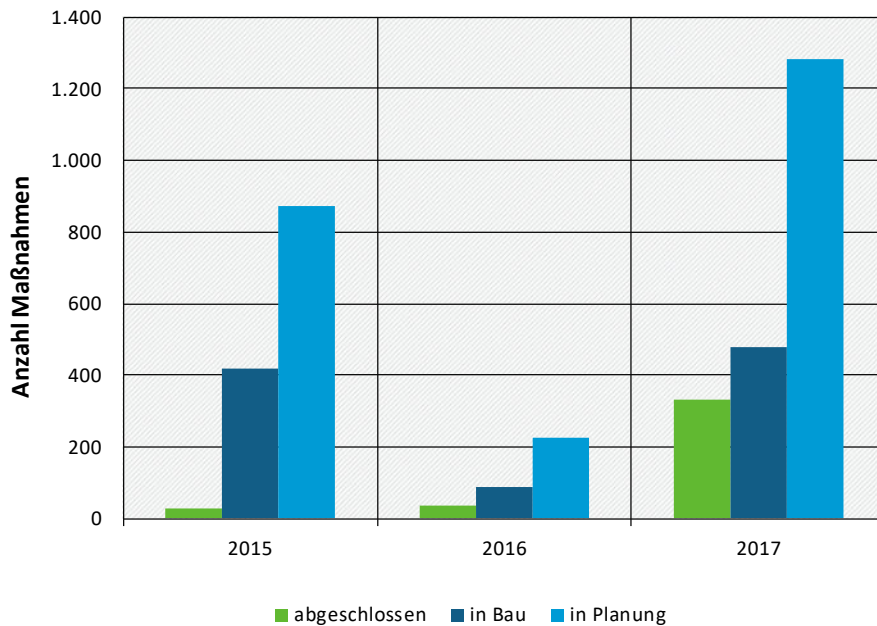
3.4 Entwicklung von Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz

Im jährlich erscheinenden Monitoringbericht der Bundesnetzagentur werden Analysen zu Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz veröffentlicht. Durch die regelmäßige Veröffentlichung von Kennzahlen lässt sich so die zeitliche Entwicklung der letzten Jahre analysieren.

Viele der im Monitoringbericht veröffentlichten Kennzahlen beziehen sich auf alle Spannungsebenen des Verteilnetzes, sodass keine Differenzierung zwischen den einzelnen Ebenen des Verteilnetzes vorgenommen werden kann. Dennoch lassen sich hieraus allgemeine Trends ableiten.

So zeigt sich, dass im Verlauf der letzten drei Jahre eine stark steigende Zahl von Maßnahmen umgesetzt wurde (siehe Abbildung 20). Maßnahmen in Bau und Planung zeigen (auch ohne den Einbruch in 2016) eine steigende Tendenz. Insgesamt ist in Einklang mit den in den Abschnitt 3.2 vorgestellten Studienergebnissen somit eine verstärkte Ausbautätigkeit im Verteilnetz zu beobachten.

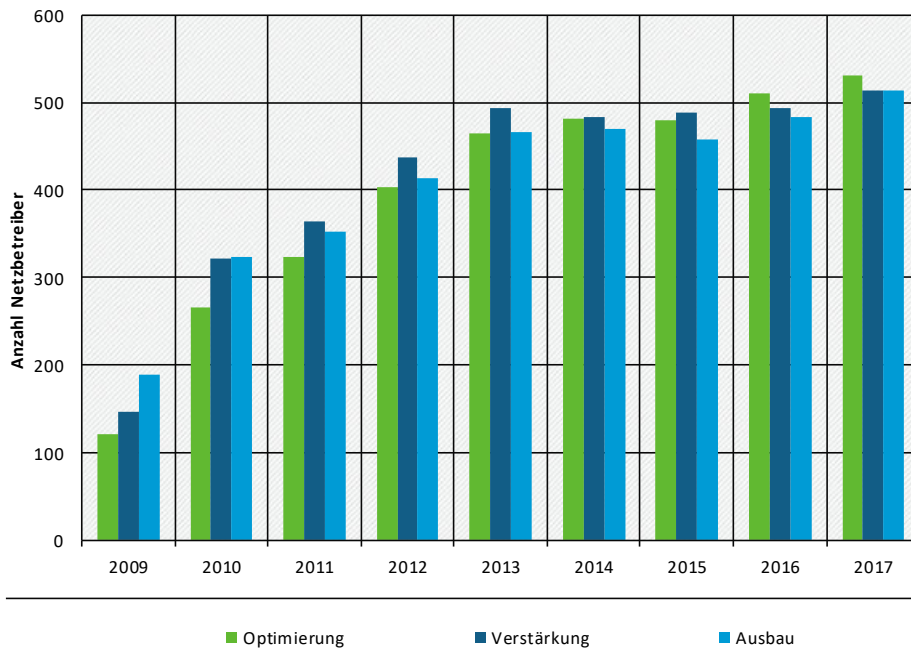
Abbildung 20: Anzahl von Maßnahmen in allen Ebenen des Verteilnetzes, die in den jeweiligen Jahren abgeschlossen, gebaut und geplant wurden.



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr auf Basis von Monitoringberichte der BNetzA aus den Jahren 2015 bis 2017

Abbildung 21 zeigt die Anzahl von Netzbetreibern, die in den vergangenen Jahren Maßnahmen zu Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau durchgeführt haben. Dabei wird zunächst erkennbar, dass sich seit 2009 die Anzahl der Netzbetreiber, bei denen Maßnahmen notwendig wurden, in allen Bereichen mehr als verdoppelt hat. Gleichzeitig wird deutlich, dass Maßnahmen zur Optimierung inzwischen von einer ähnlichen Anzahl von Netzbetreibern durchgeführt werden wie konventionelle Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen.

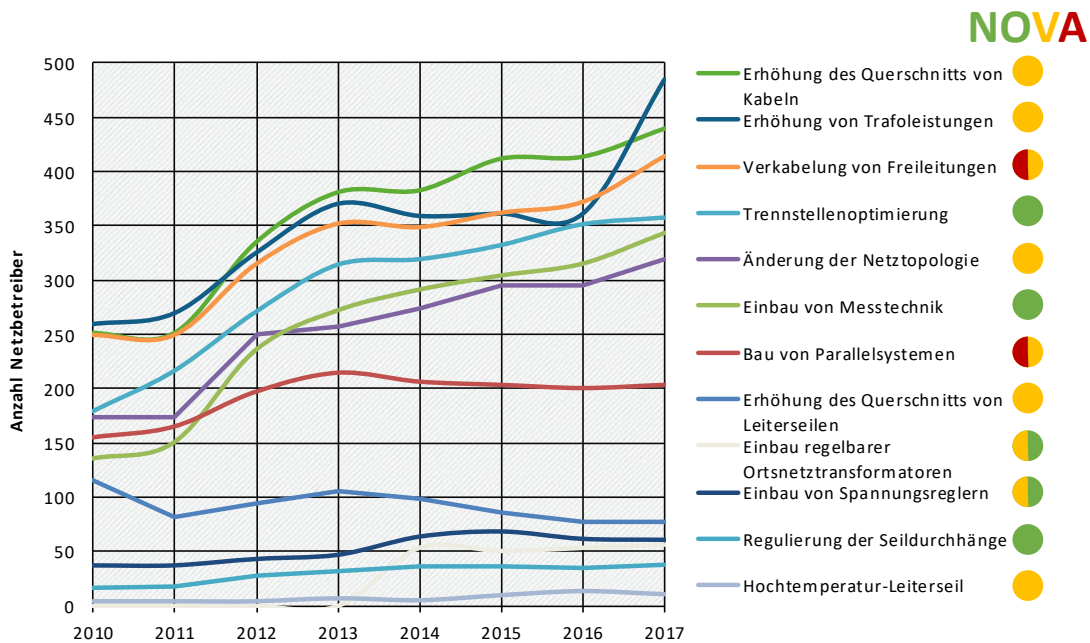
Abbildung 21: Anzahl der VNB, die in den einzelnen Berichtsjahren Maßnahmen zur Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau durchgeführt haben.



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr auf Basis der Monitoringberichte der BNetzA aus den Jahren 2009 bis 2017

In Bezug auf die Netzverstärkung und -optimierung wird im Monitoringbericht regelmäßig veröffentlicht, welche konkreten Maßnahmen durch die Netzbetreiber durchgeführt wurden. Ein Überblick der Entwicklung seit 2010 zeigt Abbildung 22. Dabei sind die einzelnen Maßnahmen dem NOVA-Prinzip („Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“) zugeordnet. Es wird erkennbar, dass Netzbetreiber vor allem auf klassische Netzverstärkungsmaßnahmen setzen. Hierzu zählt der Wechsel hin zu leistungsstärkeren Kabeln und Transformatoren und Freileitungen. Maßnahmen der Netzoptimierung werden, mit Ausnahme von Trennstellenoptimierung und dem Einsatz von Messtechnik, von deutlich weniger Netzbetreibern durchgeführt.

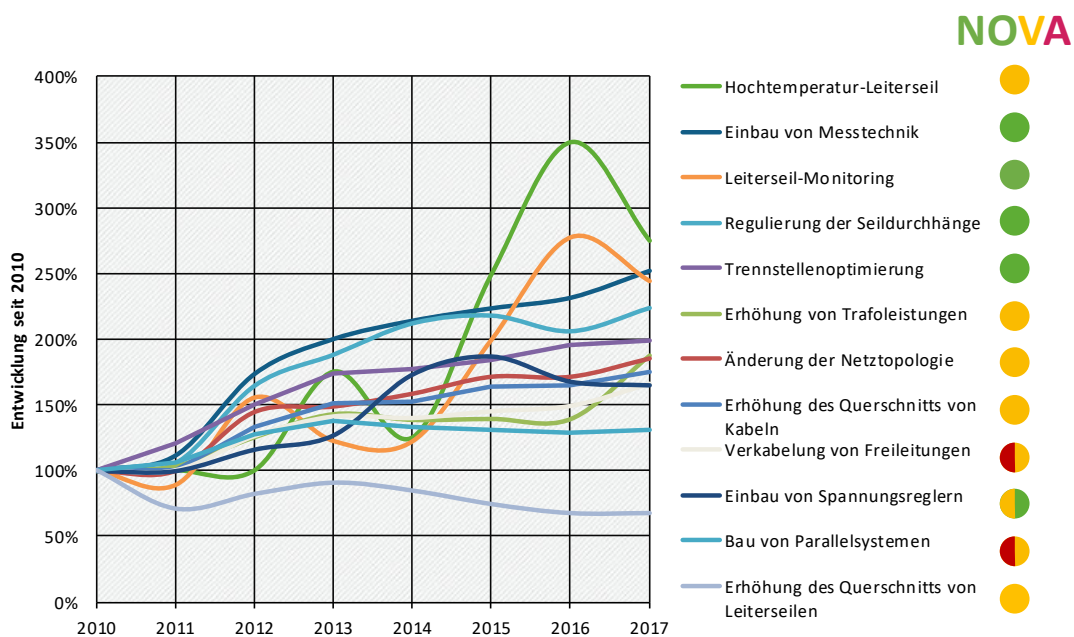
Abbildung 22: Zeitliche Entwicklung der angewendeten Verstärkungsmaßnahmen im Verteilnetz.



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr auf Basis der Monitoringberichte der BNetzA aus den Jahren 2010 bis 2017

Bei Betrachtung der relativen Entwicklung (siehe Abbildung 23) zeigt sich jedoch, dass die der Netzoptimierung zuzuordnenden Maßnahmen seit 2010 sichtlich an Relevanz gewonnen haben. Dabei zeigt sich, dass besonders die für die 110-kV-Ebene relevanten Maßnahmen „Hochtemperatur-Leiterseile“, „Leiterseil-Monitoring“ und „Regulierung der Seildurchhänge“ von einer stark gestiegenen Anzahl von Netzbetreibern umgesetzt wurden. Bei konventionellen Maßnahmen wie „Erhöhung des Querschnitts von Leiterseilen“ oder „Bau von Parallelsystemen“ sind hingegen keine bis geringe Zunahmen zu beobachten.

Abbildung 23: Relative Entwicklung der angewendeten Maßnahmen im Verteilnetz.



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr auf Basis der Monitoringberichte der BNetzA aus den Jahren 2010 bis 2017

4 Hemmnisse für einen bedarfsgerechten Netzausbau

Im Folgenden werden Erkenntnisse aus den durchgeführten Interviews mit den VNB, Behörden und NGOs verschiedener Regionen vorgestellt. Die Darstellung gliedert sich in spezifische Hindernisse für den Netzausbau auf 110-kV-Ebene einerseits – sowohl in der Phase der Bedarfsabschätzung als auch in der Umsetzung – und ein Stimmungsbild zur Umsetzung verschiedener Maßnahmen andererseits. Die interviewten Akteure betonten durchweg, dass die mit den Hemmnissen verbundene Verzögerung und eventuellen Mehrkosten kaum beziffert werden können, da sich einzelne Projekte stark unterscheiden. Die Darstellung ist daher weitgehend qualitativ. Auf die Nennung spezifischer Projektbeispiele wurde zur Wahrung der Anonymität der Interviewten verzichtet.

Das Ziel dieses Analyseschrittes ist es, die praktisch relevanten Barrieren und bereits umgesetzten Maßnahmen für einen bedarfsgerechten Netzausbau und die Integration erneuerbarer Energien in das Verteilnetz auf der 110-kV-Ebene zu erfassen und die Hindernisse hinsichtlich ihrer Relevanz einzuordnen.

Dazu wurden zwischen Oktober 2018 und Februar 2019 Telefoninterviews mit vierzehn Gesprächspartnerinnen und -partnern von neun Institutionen und einer Dauer von je 60 – 120 Minuten geführt. Die Erstellung des Interviewleitfadens folgte einem zweistufigen Prozess. Zunächst wurden Hypothesen zu Hemmnissen für den Netzausbau und die Umsetzung der im Feinkonzept näher beschriebenen Maßnahmen aufgestellt. Diese wurden in Vorgesprächen verschiedenen VNB vorgestellt und Rückmeldungen zur weiteren Definition der Hemmnisse aufgenommen. Die Liste der identifizierten Hemmnisse wurde im Begleitkreistreffen zur Diskussion gestellt und validiert.

Der abgestimmte Interviewleitfaden wurde in weiteren Interviews verwendet und stellte eine generelle Richtschnur für die Gespräche dar. Abweichungen je nach Arbeitsschwerpunkt und Erfahrung der Interviewten wurden zugelassen.

Die Auswahl der Interviewten erfolgte nach den folgenden Kriterien:

- Repräsentation von Gebieten mit besonders hohem Aufkommen an Netzengpässen;
- Repräsentation von Gebieten verschiedener Netzgebietsklassen (siehe Abschnitt 3.1.2);
- Repräsentation verschiedener Akteure (5x VNB, 3x Genehmigungsbehörden, 2x NGOs).

Den Interviewten wurde vor dem telefonischen Gespräch eine vereinfachte Form des Interviewleitfadens übermittelt, um einen zielführenden Interviewablauf zu ermöglichen. Den Gesprächspartnerinnen und Gesprächspartnern stand es frei, einzelne Aspekte des Interviewleitfadens zu überspringen beziehungsweise die Gesprächsinhalte ihrem Hintergrund entsprechend in der Beantwortung zu gewichten.

Die Interviews wurden vom Projektteam frei protokolliert und fließen anonymisiert in die Hemmnisanalyse in diesem Bericht ein. Aufgrund der geringen Fallzahl wird auf eine quantitative Auswertung verzichtet und vielmehr ein qualitatives Stimmungsbild gezeichnet.

Die aus den Interviews gewonnenen Erkenntnisse wurden in den folgenden Abschnitten gezielt durch Aussagen der weiterhin über den Projektbegleitkreis sowie den Workshop in das Vorhaben involvierten Akteure ergänzt.

4.1 Verständnis der zukünftigen Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber

Die zukünftigen Herausforderungen für VNB unterscheiden sich je nach den Charakteristiken im entsprechenden Netzgebiet in Bezug auf Erzeuger, Verbraucher und Netzstruktur. Während VNB in vorstädtischen, laststarken Gebieten mit wenig EE-Einspeisung zukünftig vor allem auf die Herausforderungen neuer Lasten wie Elektromobilität reagieren müssen, stellt sich für VNB in windenergiedominierten Regionen wie Schleswig-Holstein die Herausforderung des bedarfsgerechten Netzausbaus für

EE und des Anschlusses neuer Windparks. Die regionalen Unterschiede in der Betroffenheit durch Netzenspässe wurden in Abschnitt 3.1 bereits diskutiert.

In den durchgeführten Interviews wurde deutlich, dass besonders VNB in windenergiestarken Gebieten derzeit mit großen Herausforderungen für den bedarfs- und zeitgerechten Netzausbau und mit Engpässen konfrontiert sind. Demgegenüber berichten andere VNB teilweise von einem hinter den Erwartungen zurückbleibenden EE-Zubau in ihrem Netzgebiet.

Weitere mögliche zukünftige Herausforderungen und Handlungsfelder liegen für einige der Interviewten im vermehrten direkten Anschluss von Windparks sowie zukünftig voraussichtlich vermehrt auch von Schnellladestationen an das 110-kV-Netz. Obwohl die befragten VNB zukünftige lastseitige Entwicklungen, besonders Elektromobilität und Wärmepumpen, als Herausforderung wahrnehmen, spielen diese aktuell in der Umsetzung von Maßnahmen noch keine bedeutende Rolle.

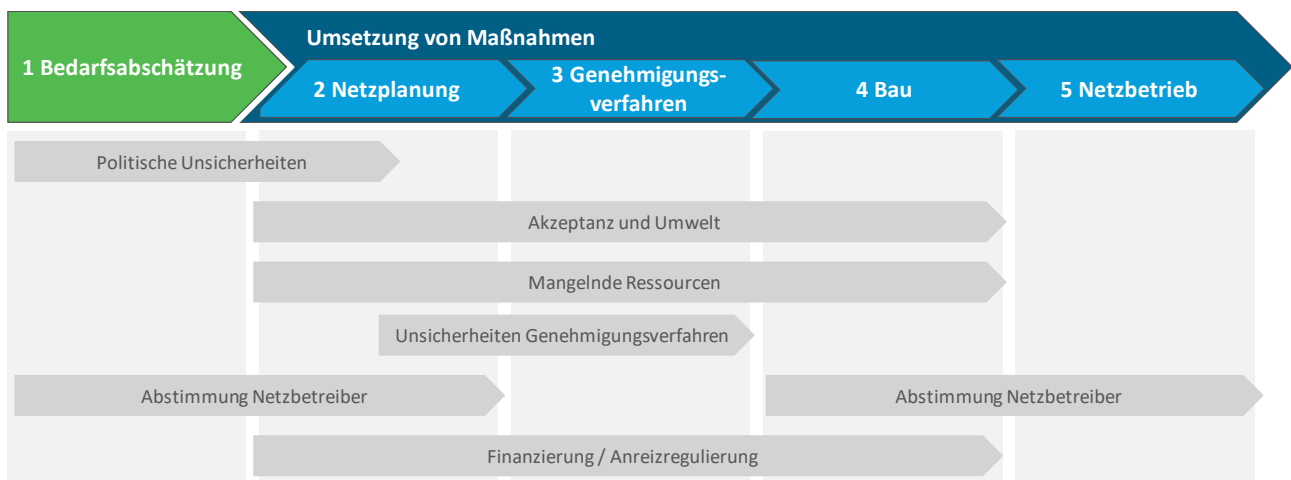
Die Verknüpfung von Strom- und Gasinfrastruktur wurde ebenfalls als mögliche zukünftige Herausforderung für die Netzbetreiber beschrieben, besonders in der Ausbauplanung.

4.2 Übersicht der Hemmnisse

Herausforderungen für Netzbetreiber treten in unterschiedlichen Phasen auf. Die Gespräche zu Hemmnissen wurden entlang der in Abbildung 24 vereinfacht dargestellten zeitlichen Abfolge gegliedert.

Zunächst können Hindernisse bei der Abschätzung des Netzausbau- beziehungsweise Netzverstärkungsbedarfs auftreten, beispielsweise aufgrund politischer Unsicherheiten beim EE-Ausbau oder mangelnder Abstimmung zwischen Netzbetreibern. In der Netzplanung, das heißt der Festlegung konkreter Maßnahmen zur Adressierung des identifizierten Bedarfs, wurden Hindernisse wie frühzeitiger Widerstand durch Anrainerinnen und Anrainer, die Notwendigkeit einer engen Abstimmung mit den ÜNB und angrenzenden VNB und Hindernisse in Bezug auf den Einsatz von Maßnahmen erwähnt. Der Großteil der Hemmnisse betrifft das Genehmigungsverfahren. Hier wurden vielfältige Hemmnisse in Bezug auf Unsicherheiten im Genehmigungsverfahren und Akzeptanz im Verfahrensverlauf festgestellt. Mangelnde Akzeptanz und Ressourcen können auch die bauliche Umsetzung der Maßnahmen betreffen. Schließlich können Hemmnisse für die Integration von erneuerbaren Energien in das 110-kV-Netz auch im Netzbetrieb auftreten, diese Phase trat in den Interviews jedoch in den Hintergrund.

Abbildung 24: Übersicht der Phasen des Netzausbaus und -betriebs und identifizierter Hemmnisse



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis der Monitoringberichte der BNetzA aus den Jahren 2010 bis 2017

4.3 Veränderte Anforderungen an Netzplanung und Betrieb

Im Kontext der Diskussion der relevanten Barrieren und der bereits umgesetzten Maßnahmen für einen bedarfsgerechten Netzausbau und die Integration erneuerbarer Energien in das Verteilnetz auf der 110-kV-Ebene wurden grundlegende Veränderungen der Anforderungen und damit verbundenen Herausforderungen für VNB und Genehmigungsbehörden gleichermaßen erwähnt.

Zentral erscheinen hierbei vor allem die politischen Unwägbarkeiten und Unsicherheiten in Bezug auf die Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien und deren räumliche Verteilung. Die fehlende Vorhersehbarkeit dieser Entwicklungen erschwert den meisten interviewten VNB eine bedarfs- und zeitgerechte Netzplanung. Schließlich wird von einigen Interviewten eine fehlende integrierte Strategie für die Energiewende bedauert, welche eine Gesamtsystemsicht auf den Ausbau erneuerbarer Energien und der Netze mit sich bringen könnte.

Weitere tiefgreifende Veränderungen werden mit der Neuvergabe von Konzessionen für den Verteilnetzbetrieb erwartet beziehungsweise sind bereits eingetreten. In einigen Fällen führt die Vergabe von Konzessionen zu Änderungen im Zuschnitt von Netzgebieten und dem Verlust einzelner Netzelemente der 110-kV-Ebene an andere Netzbetreiber, was die Netzplanung in den Augen einiger Interviewter zusätzlich erschwert.

Allgemein beobachten die Interviewten ähnliche Entwicklungen im 110-kV-Netz wie im Übertragungsnetz: Während die Umsetzung von Maßnahmen in der Mittel- und Niederspannung eher unkritisch gesehen wird, gibt es in der 110-kV-Ebene bereits heute wesentliche Hemmnisse, die den Ausbau des Netzes und die Integration erneuerbarer Energien erschweren. Schwerwiegende Hemmnisse treten gemäß den Aussagen aller interviewten VNB als auch aus Sicht der interviewten Vertreterinnen und Vertreter von Genehmigungsbehörden beim Neubau von Leitungen auf neuer Trasse auf. Obwohl Neubauvorhaben eine in Bezug auf das Gesamtnetz der meisten VNB nur kleine Rolle spielen, ist die Umsetzung von schwerwiegenden Hemmnissen im Hinblick auf Akzeptanz und die Durchführung von Genehmigungsverfahren geprägt.

4.4 Hemmnisse in der Bedarfsplanung

4.4.1 Politische Unsicherheiten und Schwierigkeiten in der Bedarfsabschätzung

Die mit politischen Entscheidungen verbundenen Unsicherheiten in Bezug auf den Ausbau erneuerbarer Energien stellen in den Augen der Interviewten eines der bedeutendsten Probleme für den zeit- und bedarfsgerechten Netzausbau und die Integration von EE in das Netz dar. Die Herausforderung für VNB gliedert sich in unterschiedliche Aspekte.

Zum einen führen Änderungen im Förderregime zu wenig vorhersehbaren Veränderungen (sowohl Beschleunigung als auch Verlangsamung) des EE-Ausbaus. Eine mögliche verstärkte regionale Steuerung des Windenergieausbaus nach Süddeutschland hätte beispielsweise Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf, erscheint aber politisch unsicher.

Die Zeitschienen zwischen der Vergabe von Projekten in Ausschreibungen und der notwendigen Reaktionszeit durch VNB erscheinen ebenso problematisch: die im Vergleich zum Netzausbau kurzen Realisierungsfristen von Windenergieprojekten von 30 Monaten nach Zuschlagsvergabe erlauben häufig keine zeitgerechte Reaktion auf Ausschreibungsergebnisse durch den VNB. Die Flächenkulisse kann hier maximal als Anhaltspunkt dienen, während Zeitpunkt und genauer Ort der Bezuschlagung naturgemäß für den VNB nicht absehbar sind.

Schließlich führen Änderungen in der Flächenkulisse zu Unsicherheiten für die Prognose durch VNB. Neue oder überarbeitete Pläne zur Ausweisung von Windeignungsflächen erschweren die Planung, in welchen Gegenden und in welchem Umfang der EE-Zubau zu erwarten ist.

Die zweite genannte Quelle von Unsicherheiten betrifft die Kommunikation zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern. In manchen Gebieten werden beispielsweise deutlich weniger Windenergieanlagen realisiert, als beim Netzbetreiber vorangefragt werden. Zum Zeitpunkt der Anfrage beim Netzbetreiber ist größtenteils noch nicht abzusehen, ob Anlagen genehmigungsfähig sind. Einspeiseanfragen entsprechen zudem, beispielsweise aufgrund von Einwänden während Genehmigungsverfahren, häufig nicht der tatsächlichen Umsetzung. Auch lastseitige Anfragen können von Kunden kurzfristig zurückgezogen werden.

Als zukünftige große Herausforderung wird von interviewten VNB vor allem der Themenbereich Sektorkopplung allgemein und Elektromobilität im Speziellen gesehen. Diese Aspekte werden bei der Netzausbauplanung des 110-kV-Netzes noch nicht systematisch berücksichtigt.

4.4.2 Mangelnde Abstimmung zwischen VNB und VNB sowie VNB und ÜNB

Das Meinungsbild zur Qualität der Abstimmung zwischen benachbarten VNB beziehungsweise zwischen VNB und ÜNB in einem Netzgebiet zeigt eine relativ hohe Varianz auf. Gegenläufige Tendenzen zur zukünftigen Struktur der VNB und der Koordination untereinander wurden beschrieben.

Zum einen steht die Gründung eines Europäischen Verbunds der VNB nach dem Vorbild von ENTOS-E für ÜNB im Raum. Andererseits ist eine Tendenz zur Rekommunalisierung und Aufsplittung von Netzgebieten erkennbar. Mehrere interviewte VNB berichteten von Erschwernissen für Betrieb und Planung durch den Wegfall einzelner Betriebsmittel am Rande von Netzgebieten durch den Neuzuschnitt bei Konzessionsvergaben. Auch beim Anschluss von Windparks kommt es laut Auskunft einzelner VNB immer wieder zu Hindernissen in der Abstimmung und fehlender Vorabinformation zu geplanten Projekten in Grenzregionen, die auch Auswirkungen auf das eigene Netzgebiet haben können.

Die Abstimmung zwischen VNB und ÜNB ist besonders bei der Bedarfsabschätzung von Bedeutung. Unterschiede zwischen den Prognosen der VNB und ÜNB bestehen, häufig durch eine bottom-up (aus der Flächenkulisse abgeleiteten) vs. top-down (aus bundesweiten Zielen abgeleiteten) Herangehensweise bedingt. Eine regelmäßige Kommunikation zwischen VNB und ÜNB zum Vergleich der Prognosen wurde daher von den Interviewten als entscheidend angesehen. Diese ist in vielen Fällen von persönlichen Kontakten, teils noch aus ehemals integrierten Unternehmen, bestimmt.

Die Erfahrungen der ARGE Ost, eines Zusammenschlusses von Flächennetzbetreibern im Netzgebiet von 50Hertz, wurden von Interviewten aus verschiedenen Regionen Deutschlands als positives Beispiel für eine solche Koordination genannt. Die Einigung auf Planungsgrundsätze sowie der institutionalisierte, regelmäßige Austausch wurden als größte Vorteile dieses Zugangs genannt.

4.5 Hemmnisse in der Umsetzung von Maßnahmen

4.5.1 Unsicherheiten und Verzögerungen in Bezug auf Genehmigungsverfahren

Unsicherheiten und Verzögerungen in Bezug auf Genehmigungsverfahren wurden von Interviewten als entscheidendes Hindernis für die zeitgerechte Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen genannt. In den vergangenen Jahren wird eine Verschärfung der Problematik beobachtet, die sich in zwei Hauptaspekte gliedert:

- Unsicherheiten in Bezug auf die Verfahrenswahl und die Auslegung von Vorgaben durch die Behörde;
- Aus Sicht der Antragssteller teilweise unangemessen aufwändige Verfahren und Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP).

In beiden Punkten sehen die Interviewten die Politik in der Verantwortung. Besonders Hürden zur Erneuerung von Leitungen auf Bestandstrassen sollten aus Sicht der Interviewten abgebaut werden. Die Tendenz, für die Nutzung von Bestandstrassen auf umfassende Planfeststellungsverfahren zurückzugreifen, habe sich nach Auskunft einiger Interviewter erst in letzter Zeit verbreitet. Hier ist die Option,

auf Plangenehmigungsverfahren zurückzugreifen, aus Sicht der VNB vertieft zu prüfen. Dies erscheint umso wichtiger, als dass aufgrund von Artenschutz- und Bodenschutzrichtlinien sowie aufgrund betrieblicher Einschränkungen die möglichen Bauzeiten von Vorhaben limitiert sind und die Wahl weniger aufwändiger Plangenehmigungsverfahren eine Einsparung von ein bis anderthalb Jahren ermöglichen kann. Für die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens spricht aus Sicht einiger Interviewter die wahrgenommene größere Rechtssicherheit. Die Vermeidung von Anfechtungen und Rechtsstreitigkeiten im Verlauf von Verfahren wird von zahlreichen Interviewten als ein Grund für Verzögerungen durch mehrmalige Prüfrunden gesehen.

Einheitliche Vorgaben für Genehmigungsbehörden zur Auslegung der Vorgaben sowie zum Format der einzubringenden Unterlagen erscheinen den Interviewten in diesem Hinblick ebenfalls besonders wichtig. Neben dem gewählten Verfahren ist auch die Vorlaufzeit, mit der die Verfahrenswahl kommuniziert wird, aus Sicht der VNB entscheidend – Unsicherheiten führen hier zu Verzögerungen und gegebenenfalls Dopplungen in der Vorbereitungsarbeit.

Die Interviewten aus verschiedenen Akteursgruppen sehen einen großen Teil des Anstiegs der Anforderungen in Genehmigungsverfahren – und damit verbunden in deren Aufwand und Zeitbedarf – mit Vorgaben auf europäischer Ebene verbunden. Dies gilt besonders für Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP), deren Umfang in den letzten Jahren zugenommen habe. Die deutsche Politik sollte nach Ansicht der Interviewten im Rahmen ihrer Möglichkeiten die Anwendung von UVP effizient ausgestalten.

4.5.2 Mangel personeller Ressourcen

Neben der Verfahrenswahl und dem Aufwand für die Verfahrensvorbereitung wurden sowohl von VNB als auch von Vertretern von Behörden die Kapazitäten in Behörden als beträchtliches Hindernis für einen zeitgerechten Netzausbau betrachtet. Einerseits erscheinen Genehmigungsbehörden als personell deutlich zu gering ausgestattet, um dem derzeitigen Anstieg von Verfahren in vielen Regionen zu begegnen. Andererseits erschwert die Rotation von Personal in Behörden während der lange dauernden Genehmigungsverfahren Kontinuität und Wissenstransfer. Die Schätzung, wie viel zusätzliches Personal für eine rasche Bearbeitung von Anträgen erforderlich wäre, variiert und wird beispielsweise im Falle einer Behörde mit 20 zusätzlichen Planstellen angegeben. Die Personalplanung wird dadurch erschwert, dass momentan in vielen Fällen nicht absehbar ist, wie lange der zusätzliche Bedarf andauern wird.

Der Mangel an Personal mit entsprechender Erfahrung wird durch die Überlastung mancher Behörden mit prioritär bearbeiteten Projekten aus dem Übertragungsnetzbereich noch verschärft. Jedoch sind deutliche Unterschiede zwischen Gebieten mit starkem Ausbau im Übertragungsnetz – besonders in winddominierten Regionen – und photovoltaikdominierten Regionen sichtbar, in denen Engpässe in Behörden eine weniger große Relevanz haben.

Die Ausschreibung und Finanzierung zusätzlicher Planstellen in Behörden erscheint aus budgetären und organisatorischen Gründen schwierig. Eine mögliche genannte Lösung ist die Schaffung von Posten für Projektmanagerinnen und Projektmanager, die über die antragsstellenden Vorhaben finanziert werden und bei der Bearbeitung von Maßnahmen im Übertragungsnetz bereits etabliert sind. Im Verteilnetzbereich kommt diese Art personeller Unterstützung nach Auskunft der Interviewten noch nicht zur Anwendung. Die Einrichtung entsprechender Positionen in Genehmigungsbehörden könnte auch das ebenfalls erwähnte Problem fehlender Konsistenz und fehlenden Wissensaufbaus in manchen Genehmigungsbehörden abschwächen. Durch die langen Verfahrensdauern und gleichzeitige Rotation von Personal in manchen Behörden ist eine längerfristige Betreuung komplexer Vorhaben nicht immer sichergestellt. Die Verfahrensdauer wird jedoch nicht nur von Kapazitäten in Behörden, sondern auch von der Antragsqualität und dem Management von Vorhaben auf Netzbetreiberseite beeinflusst.

Neben dem Mangel an Personal in Behörden erwähnen die Interviewten vor allem massive Engpässe bei den Kapazitäten von Baufirmen. Der generelle Boom in der Baubranche, aber auch Ausbauvorhaben in anderen Infrastrukturbereichen wie Telekommunikation führen zu Engpässen bei Unternehmen, die Netzausbaumaßnahmen umsetzen. Dieser Engpass könnte sich in der Zukunft aufgrund der Umsetzung von Maßnahmen im Übertragungsnetz noch deutlich verschärfen.

Punktuell berichten Interviewte auch von fehlenden Experten für Umweltverträglichkeitsprüfungen, wodurch Verfahrensverzögerungen auftreten. Die Problematik fehlender Ressourcen wird laut interviewten VNB dadurch verschärft, dass nicht absehbar ist, auf wie lange Zeit zusätzliches Personal gebraucht wird.

4.5.3 Akzeptanz und Umwelt

Eng verbunden mit Hindernissen in Genehmigungsverfahren stellen sich Herausforderungen in Bezug auf die Akzeptanz von Netzausbauvorhaben durch Bürgerinnen und Bürger dar. Beinahe alle Interviewten sehen eine Verstärkung des Problems einer mangelnden Akzeptanz in den letzten Jahren und ein vermehrtes Auftreten von Widerständen gegen Netzausbauvorhaben des 110-kV-Netzes.

Die größere Bereitschaft von Bürgerinnen und Bürgern, sich am Dialog rund um den Ausbau von Infrastrukturen zu beteiligen, wird positiv gesehen, jedoch werden die Auswirkungen auf die Dauer von Genehmigungsverfahren als wichtiges Hemmnis für den zeitgerechten Netzausbau gesehen. Teilweise wird der Begriff „Akzeptanz“ auch in Frage gestellt, da er impliziere, dass Bürgerinnen und Bürger Vorhaben entweder akzeptieren oder ablehnen können, sich jedoch nicht lösungsorientiert im Detail einbringen.

Die Interviewten stimmen größtenteils überein, dass eine frühzeitige Einbindung von Anrainerinnen und Anrainern sowie Bürgerinnen und Bürgern aus umliegenden Gemeinden notwendig ist, wobei gleichzeitig aber auch ein gewisser, konkreter Planungsstand bereits erreicht sein muss. Durch Wissen um die Belange von Anrainerinnen und Anrainern kann die Vorhabenplanung optimiert werden und Bedenken frühzeitig adressiert werden. Einige Interviewte berichten, dass teilweise Unklarheit über den Gegenstand der Bürgerbeteiligung besteht; der grundsätzliche Bedarf an Stromnetzen beziehungsweise der Ausbau erneuerbarer Energien wird von manchen Beteiligten in Frage gestellt, kann aber im Rahmen des Planungsverfahrens nicht adressiert werden.

Der Bekanntmachungstext für Vorhaben stellt aus Sicht einiger Interviewter die Weichen für den Verlauf der Beteiligung. Sowohl auf Seite der VNB als auch der Genehmigungsbehörden besteht Sorge davor, dass Verfahren auch noch in späten Stadien angefochten werden. Interviewte aus allen interviewten Gruppen sprachen sich daher dafür aus, die Beteiligung vor allem am Beginn von Vorhaben zu intensivieren, dafür aber ab einem gewissen Zeitpunkt Rechtssicherheit herzustellen und keine weiteren Anfechtungen zu erlauben (Präklusion). Dies erscheint umso wichtiger als manche VNB von systematischen Verzögerungstaktiken einzelner Vorhabengegnerinnen und -gegner berichten, in denen Einwände absichtlich nacheinander statt gebündelt eingebracht werden. Ein weiterer wichtiger Aspekt für Akzeptanz wird im Aufbau von Expertise zu Bürgerbeteiligungsverfahren innerhalb der VNB und in einer generell ausgeprägten Pflege der Kundenbeziehungen gesehen, die die Interaktion während der Genehmigungsverfahren vereinfachen können.

Weiterer Austausch zwischen Netzbetreibern, Behörden und NGOs zu guter Praxis im Hinblick auf die Förderung von Dialog mit Bürgerinnen und Bürgern wird von Interviewten als sinnvoll angesehen.

In den Gesprächen mit dem Projektbegleitkreis sowie in den Diskussionsrunden des Workshops wurde zudem von allen Akteuren (VNB, Genehmigungsbehörden sowie NGOs) darauf hingewiesen, dass die erhoffte Beschleunigungswirkung beziehungsweise die Wirkung auf die Akzeptanz durch die Umsetzung eines Vorhabens als Erdkabel überschätzt wird. Einzelne Freileitungen betreffende Fragen in Bezug auf die Akzeptanz können zwar durch Erdkabel adressiert und gelöst werden, jedoch wirft der Einsatz von Erdkabeln neue Fragen auf.

4.5.4 Finanzierung / Anreizregulierung

Hindernisse im Hinblick auf die Anreizregulierung und möglicher Reformbedarf waren nicht Schwerpunkt der Untersuchungen und damit auch nicht der Interviews. Als mögliche Schwerpunkte für weitere Forschung sind aus den Interviews die sinnvoll umsetzbaren Möglichkeiten einer vorausschauenden Netzplanung zu nennen. Diese sind im derzeitigen Rahmen der Anreizregulierung kaum zulässig, da sie einerseits das Risiko von Fehlinvestitionen in sich bergen, andererseits eine frühzeitig angelegte, wenig genutzte Infrastruktur die Netzentgelte belasten würde. Netzbetreiber sind durch die Anreizregulierung explizit gehalten, beide Nachteile zu vermeiden. Es gilt also zum einen zu untersuchen, welche Schritte der Netzplanung wirkungsvoll sind und frühzeitig ausgeführt werden können, ohne dass damit bereits erhebliche Kosten und Investitionen verbunden sind, und zum anderen wie die Anreizregulierung hinsichtlich einer vorausschauenden Netzplanung angepasst werden könnte. Zudem sind einige der in Abschnitt 5 dargestellten Maßnahmen – wie der dezentrale Ausgleich von Erzeugung und Last und der Einsatz von Speichern – für VNB aus regulatorischer Sicht kaum umsetzbar. Auch Anreize, Maßnahmen wie Auslastungsmonitoring zu nutzen und die dafür notwendige Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) einzusetzen, werden als unzureichend gesehen. Ein größerer Anreiz, Alternativen zum Netzausbau zu nutzen, sollte laut Interviewten Gegenstand zukünftiger Diskussionen sein.

5 Maßnahmen zur Beschleunigung oder Vermeidung des Netzausbaus

Die vorhergehende Analyse in Kapitel 4 zeigt, dass die Hemmnisse im Ausbau des Hochspannungsnetzes nicht auf einzelnen Ursachen, sondern aus einem komplexen Wechselspiel verschiedenster Faktoren resultieren. Diese umfassen (umwelt-)politische, genehmigungsrechtliche, technische, wirtschaftliche und regulatorische Aspekte.

Entsprechend müssen die in diesem Vorhaben analysierten Maßnahmen auch anhand ihrer Wirkung in diesem Spannungsfeld eingeordnet und bewertet werden. Dazu werden die Ergebnisse der Hemmnisanalyse einerseits sowie aktuelle Erkenntnisse aus aktuellen Studien und Forschungsvorhaben andererseits genutzt. Dies erfolgt getrennt für die Maßnahmen des heutigen Stands der Technik (Abschnitt 5.1) und für die zukunftsorientierten Maßnahmen (Abschnitt 5.2).

Die Diskussion der praktischen Relevanz der einzelnen Maßnahmen mit den unterschiedlichen Teilhabern (besonders den VNB) hat zudem gezeigt, dass auch Wechselwirkungen zwischen den Einzelmaßnahmen einen entscheidenden Aspekt darstellen, der über den jeweiligen Einsatz entscheidet. Aus diesem Grund erfolgt in Abschnitt 5.3 eine Analyse dieser Wechselbeziehungen.

5.1 Maßnahmen des aktuellen Stands der Technik

In den folgenden Abschnitten werden die betrachteten Maßnahmen im Einzelnen kurz beschrieben und hinsichtlich der Projektziele bewertet (siehe Abbildung 25). Die Bewertung wird dabei durch das auf der nächsten Seite dargestellte Ampelschema ergänzt. Dabei ist die Ampelstellung jeweils im Vergleich zu einem konventionellen Netzausbau in Freileitungstechnik zu interpretieren.

Abbildung 25: Bewertungskriterien der Steckbriefe.

Integrierbare EE-Leistung und nutzbare Energie

Inwiefern sorgt die Maßnahme dafür, dass sich zusätzliche EE-Mengen in das Netz integrieren lassen? Wie ist das Verhältnis aus integrierter Leistung und tatsächlich nutzbarer Energie?



Durch die Maßnahme kann ein hoher Anteil des erzeugten EE-Stroms abgenommen werden.



Die Maßnahme reduziert das Verhältnis zwischen Leistung und Energie signifikant.

Umsetzungszeit und Beschleunigungswirkungen

Welche Umsetzungszeit hat die Maßnahme und mit welcher Beschleunigungswirkung gegenüber dem konventionellen Netzausbau mit Freileitungen ist zu rechnen?



Die Maßnahme kann im Vergleich zum konventionellen Netzausbau besonders schnell umgesetzt werden.



Die Maßnahme bietet keine Beschleunigungswirkung gegenüber dem konventionellen Netzausbau mit Freileitungen.

Nachhaltigkeit und Robustheit

Welche Auswirkungen hat ein weiterführender EE-Ausbau auf die Wirkung der Maßnahme? Wie wirken sich positive und negative Abweichungen vom angenommenen EE-Ausbau aus?



Änderungen der angenommenen Entwicklung des EE-Ausbaus führen zu keiner Ineffizienz der Maßnahme.



Änderungen der angenommenen Entwicklung des EE-Ausbaus führen zu einer signifikanten Ineffizienz der Maßnahme.

Gesamtkosten der Maßnahme

Welche Investitions- und Betriebskosten sind durch diese Maßnahme zu erwarten? Wie liegen diese im Vergleich zu einem konventionellen Netzausbau?



Die Maßnahme ist in Relation zur erschlossenen Netzkapazität kostengünstiger als ein konventioneller Netzausbau.



Die Maßnahme bietet keinen Kostenvorteil gegenüber dem konventionellen Netzausbau.

Tatsächliche Berücksichtigung in den Netzausbauplänen der VNB

Wird die Maßnahme heute schon in den Netzausbauplänen der VNB berücksichtigt?



Die Maßnahme findet sich in signifikanter Anzahl in den Ausbauplänen.



Die Maßnahme wird nicht explizit genannt.

Praktische Bewertung durch die beteiligten Stakeholder

Wie wird die Maßnahme seitens des Begleitkreises des Projektes, der Interviewten und den Teilnehmenden der Projektworkshops bewertet? Welche zusätzlichen Aspekte werden in den Interviews genannt?



Die Stakeholder beurteilen die Maßnahme überwiegend positiv.



Die Stakeholder beurteilen die Maßnahme überwiegend negativ.

Planung und Genehmigung

Wie verhalten sich Dauer und Komplexität des Genehmigungsverfahrens gegenüber dem Bau einer neuen Freileitungstrasse? Welche Besonderheiten ergeben sich in der Praxis?



Die Maßnahme bedarf im Vergleich zu einem konventionellen Netzausbau eines deutlich einfacheren Genehmigungsverfahrens.



Im Planungs- und Genehmigungsverfahren ergibt sich in der Praxis kein Vorteil gegenüber dem konventionellen Netzausbau.

5.1.1 Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb („Freileitungsmonitoring“)

Die Übertragungsleistung von Freileitungen wird in der Regel durch die maximal zulässige Erwärmung der Leitungen bestimmt. Bei einer zu starken Erwärmung hängen die Leiterseile zwischen den Masten zu stark durch und können Kurzschlüsse verursachen. Um einen sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen, werden die zulässigen Leiterströme anhand sehr konservativer Szenarien bestimmt, die von einer hohen Temperatur von 35°C, einer hohen Sonneneinstrahlung und einem nur geringen Kühleffekt durch den Wind ausgehen.

In Situationen mit hoher Windenergieeinspeisung liegen diese normativen Bedingungen jedoch in der Regel nicht vor. Die hohe Windgeschwindigkeit und gegebenenfalls geringeren Temperaturen sorgen dann für einen deutlichen Kühleffekt, sodass die Leiter situativ auch deutlich stärker belastet werden können. Die Höhe der Mehrbelastbarkeit hängt dabei jedoch von Temperatur, Windstärke und -richtung und der Sonneneinstrahlung ab. Darüber hinaus wird die Belastbarkeit einer ganzen Stromtrasse durch den Leitungsabschnitt mit den ungünstigsten Bedingungen bestimmt. Dabei werden in der Regel zwei Konzepte unterschieden: Wird die Temperatur oder der Durchhang der Leiterseile permanent und in Echtzeit gemessen, lassen sich vergleichsweise hohe Steigerungen der Übertragungskapazität realisieren. Ohne eine solche Messung müssen höhere Sicherheitsmargen eingehalten werden, wodurch nur eine verhältnismäßig geringe Steigerung zu erwarten ist. In beiden Fällen muss bekannt sein, welcher Abschnitt das „Nadelöhr“ darstellt, wodurch gegebenenfalls ein engmaschiges Überwachen von Witterung und/oder Leitungszustand notwendig wird. Durch die erhöhten Leiterströme sind

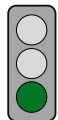
zudem auch Einflüsse auf anderen Infrastrukturen wie Rohrleitungen zu prüfen. Die dafür notwendigen organisatorischen und technischen Maßnahmen werden in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4210-5 beschrieben.

Die Bestimmung der planerisch zur Verfügung stehenden zusätzlichen Übertragungskapazität einer Leitung mit Freileitungsmonitoring hängt stark von der jeweiligen Versorgungsaufgabe ab. Als besonders günstig erweist sich durch den oben genannten Kühleffekt die Windenergie-Einspeisung, besonders im Norddeutschen Raum. Da die planerische Bemessung der Übertragungsleistung beim Freileitungsmonitoring auf einer statistischen Analyse basiert, können Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen bestehen (vergleiche Abschnitt 5.3). Planerisch lässt sich das Freileitungsmonitoring auch nur dann anwenden, wenn eine starke Korrelation zwischen dem zeitlichen Auftreten der zusätzlich nutzbaren Leitungskapazität und der Auslastung der Leitung besteht, zum Beispiel bei hohem Windenergieaufkommen. In PV-geprägten Gebieten fällt der planerisch ansetzbare Kapazitätsgewinn deutlich geringer aus oder sogar weg. Bei Kabeltrassen oder Trassen mit einer Teilverkabelung lässt sich das Freileitungsmonitoring naturgemäß nur bis zur Übertragungsleistung der Kabelstrecken anwenden.

Steckbrief „Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“

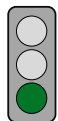
Integrierbare Leistung und nutzbare Energie

Das Freileitungsmonitoring stellt sowohl in Bezug auf die integrierbare Leistung als auch die übertragbare Energie eine effiziente Maßnahme zur Erhöhung der Übertragungsleistung der existierenden Infrastruktur dar. Aufgrund der Wirkungsweise eignet es sich besonders zur Integration von Windenergieanlagen in bestehende Freileitungsnetze.



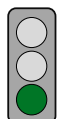
Umsetzungszeit und Beschleunigungswirkung

Das Freileitungsmonitoring lässt sich durch Einbringung der notwendigen Mess-Infrastruktur, der Integration in das Schutzkonzept sowie der Implementierung der betrieblichen Prozesse in den Netzbetrieb schnell umsetzen und ist mit vergleichsweise geringen Kosten verbunden. Somit können in kurzer Zeit hohe zusätzliche Netzkapazitäten erschlossen werden, die besonders in Bezug auf die Integration von Windenergie genutzt werden können.



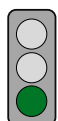
Nachhaltigkeit und Robustheit

Da das Freileitungsmonitoring ohne einen wesentlichen Ausbau der Netzinfrastruktur auskommt und zugleich eine langfristige Maßnahme mit geringen Kosten darstellt, ist es als sehr effizient anzusehen. Aufgrund der geringen Kosten ist die Gefahr einer Fehlinvestition bei einer zu hohen Annahme bezüglich des tatsächlich eintretenden EE-Zubaus als gering einzuschätzen. Angesichts des hohen geplanten EE-Ausbaus kann dieses Instrument jedoch auch schnell ausgeschöpft sein, insbesondere mit Hinblick auf einen zukünftig steigenden Anteil von Erdkabeln, bei denen dieses Verfahren nicht anwendbar ist.



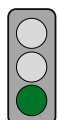
Gesamtkosten der Maßnahme

Die Nachrüstung der vorhandenen Leistungstrassen sowie die Integration der Informationen in das Schutz- und Leitsystem ist im Vergleich mit konventionellen Netzausbauvorhaben als sehr gering zu beurteilen.



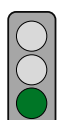
Berücksichtigung in Netzausbauplänen

Mit 71 Nennungen stellt das Freileitungsmonitoring ca. 8 % der Gesamtmaßnahmen, die in den Netzausbauplänen der VNB genannt werden. Davon sind 29 Maßnahmen bereits konkret geplant und 34 weitere für die nächsten 10 Jahre vorgesehen. Aus dem Verlauf über die letzten Jahre wird ersichtlich, dass das Freileitungsmonitoring seit 2015 stark an Bedeutung gewonnen hat.



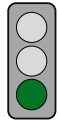
Bewertung durch Stakeholder

Seitens der Netzbetreiber wird das Freileitungsmonitoring mittlerweile als Standardmaßnahme gesehen, die bereits breiten Einzug in die Praxis gefunden hat. Dabei wird die zusätzliche Kapazität jedoch offenbar nicht von allen VNB auch planerisch berücksichtigt, sondern nur betrieblich genutzt. Bei einer reinen betrieblichen Berücksichtigung der erhöhten Leitungskapazität können zwar die verursachten EinsMan-Einsätze reduziert, nicht jedoch zusätzlich Netzausbaubedarf vermieden beziehungsweise Anschlusskapazität für EE-Anlagen bereitgestellt werden.



Planung und Genehmigung

Die Einführung des Freileitungsmonitorings stellt eine Änderung des Betriebskonzept dar. Nach § 43f Abs. 2 Nr. 1 EnWG ist hierfür nur dann eine UVP erforderlich, wenn die zuständige Behörde feststellt, dass die Vorgaben der Verordnung über elektromagnetische Felder nicht eingehalten werden. Da dies regelmäßig nicht der Fall sein dürfte, fällt das Freileitungsmonitoring gem. § 43f Abs. 1 EnWG in die Kategorie der unwesentlichen Änderungen, die in einem schlichten Anzeigeverfahren (§ 43f Abs. 4) zugelassen werden können.



Fazit

Das Freileitungsmonitoring stellt eine sehr effiziente und vergleichsweise schnell umzusetzende Möglichkeit dar, die Übertragungskapazität bestehender Freileitungen deutlich zu erhöhen. Entsprechend wird dieses Konzept aktuell bereits durch viele VNB umgesetzt und als Standardmaßnahme angesehen. Da es sich dabei jedoch um eine „Umrüstung“ der bestehenden Freileitungen handelt, ist dieses Instrument jedoch nicht beliebig skalierbar und ist in einigen Regionen bereits großflächig umgesetzt und somit weitestgehend ausgeschöpft. Naturgemäß lässt sich durch diese Maßnahme vor allem in windgeprägten Regionen auch planerisch eine wesentlich höhere Leitungskapazität berücksichtigen. In anderen Fällen kann die zusätzliche Leitungskapazität nur im Betrieb genutzt werden. Grundsätzlich sollte die Möglichkeit der planerischen Berücksichtigung in der Netzplanung analysiert werden. Dabei zeigen sich vor allem dann hohe planerische Potenziale, wenn zugleich eine dynamische Spitzenkappung verwendet wird (vergleiche Abschnitt 5.3).

5.1.2 Hochtemperaturleiterseile

Hochtemperaturleiterseile mit geringem Durchhang (HTLS - High Temperature Low Sag) sind spezielle Leiterseile, die sich bei Temperaturen im Vergleich zu herkömmlichen Leiterseilen nur geringfügig dehnen. Dabei kommen spezielle Legierungen und/oder der Einsatz von Verbundwerkstoffen wie Kohlefasern zum Einsatz. Hierdurch wird erreicht, dass sich der maximale Betriebsstrom, der in der Regel von der Erwärmung der Leiterseile und dem damit verbundenen Durchhang begrenzt wird, erhöht und somit mehr Leistung übertragen werden kann. Bei starker Belastung der Leitung treten im Gegenzug höhere Verluste sowie ein höherer Blindleistungsbedarf auf. Je nach eingesetztem Leiterseil kann dabei auch eine Erhöhung der Masten notwendig sein.

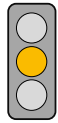
Im Bereich der Hochspannung werden üblicherweise Leiterseile eingesetzt, die Temperaturen von bis zu 80 °C dauerhaft standhalten können. HTLS können hingegen bis über 200 °C belastet werden, ohne dass bleibende Schäden an den Leiterseilen verursacht werden (WEMAG 2018). Je nach verwendeter Technologie kann so die Stromtragfähigkeit (und damit die übertragbare Leistung) einer Trasse bei gleichem Leiterquerschnitt um bis zu 90 % erhöht werden (FNN 2013).

In der Praxis können jedoch auch die herkömmlichen Leiterseile nicht immer bis auf die Auslegungstemperatur von 80 °C belastet werden. Ursache ist beispielsweise, dass die Masten einer Trasse so dimensioniert sind, dass der Seildurchhang bei diesen Temperaturen nicht mehr den Anforderungen der Betriebssicherheit genügt. Aus diesem Grund stellt auch die Ertüchtigung vorhandener Hochspannungstrassen auf die Nutzung bereits bei herkömmlichen Leiterseilen möglichen 80 °C eine häufige Maßnahme in den Netzausbauplänen der VNB dar. Dies erfolgt meist durch den Einsatz höherer Masten und kann im Gegensatz zum Einsatz von HTLS ohne eine Neubeseilung durchgeführt werden. In ca. 20 % der Fälle wird im Zuge dieser Umstellung auch ein Freileitungsmonitoring installiert.

Steckbrief Hochtemperaturleiterseile

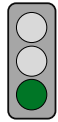
Integrierbare Leistung und nutzbare Energie

Durch den Einsatz von HTLS kann die Übertragungskapazität des 110-kV-Netzes dauerhaft erhöht werden. Insofern können gleichermaßen die integrierbare Anschlussleistung wie auch die abnehmbare Energiemenge erhöht werden. Die zusätzlich anfallenden Leitungsverluste begrenzen sich zwar auf Situationen mit einer hohen Netzbelastung, können aber dennoch erheblich sein.



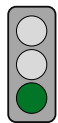
Umsetzungszeit und Beschleunigungswirkung

Die Umbeseilung mit HTLS wie auch die Mastererhöhung zur Ertüchtigung auf 80 °C Leiterseiltemperatur erfolgen auf existierenden Trassen und sind daher deutlich schneller umsetzbar als ein Trassenneubau. Aufgrund der Gesetzesnovellierung (NABEG 2.0) ist nun auch klargestellt, dass regelmäßig kein Neugenehmigungsbedarf ausgelöst wird, selbst wenn eine Mastererhöhung notwendig ist.



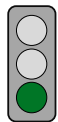
Nachhaltigkeit und Robustheit

Durch den Einsatz von HTLS wird dauerhaft eine erhöhte Übertragungsleistung bereitgestellt, wodurch es sich um eine robuste Verstärkungsmaßnahme handelt. Dabei ist die Gefahr einer Überschätzung des Netzausbaus angesichts der langfristigen EE-Ausbauziele aktuell gering. Bei weitergehendem EE-Ausbau, und sofern nicht ohnehin zusammen durchgeführt, lässt sich die Übertragungsleistung von HTLS-Trassen gegebenenfalls noch durch das Freileitungsmonitoring situationsabhängig erhöhen. Mittelfristig kann dieses Instrument jedoch erschöpft sein und wird zukünftig durch den steigenden Anteil von Erdkabeln weiter begrenzt.



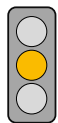
Gesamtkosten der Maßnahme

Die Umbeseilung einer Leitungstrasse sowie das notwendige Monitoring und die Umstellung des Schutz- und Leitsystems ist im Vergleich zu einem Trassenneubau als gering einzuschätzen. Durch den hohen Blindleistungsbedarf der Leiterseile können gegebenenfalls zusätzliche Kompensationsmaßnahmen notwendig werden.



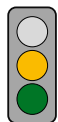
Berücksichtigung in Netzausbauplänen

Mit 21 Nennungen stellen HTLS nur ca. 2 % der Gesamtmaßnahmen der 110-kV-Netzausbaupläne. Die Ertüchtigung der vorhandenen Freileitungstrassen für einen Betrieb auf 80 °C (bei Nutzung der vorhandenen Leiterseile) stellt mit 99 Nennungen hingegen eine wesentlich häufigere Maßnahme dar. Insofern ist in der Praxis offenbar weniger die Nutzung der Hochtemperaturtechnologie relevant als die Ertüchtigung der Leitungstrassen auf den Normwert von 80 °C.



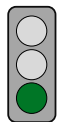
Bewertung durch Stakeholder

Sowohl die Umbeseilung mit HTLS als auch die Mastererhöhung zum Leitungsbetrieb bei 80 °C werden von den befragten Netzbetreibern als aktuell wichtige Maßnahme zur Erhöhung der EE-Aufnahmekapazität gesehen. Als hinderlich werden unter speziellen Voraussetzungen die Notwendigkeit eines Planfeststellungsverfahrens auch bei identischem Trassenverlauf (zum Beispiel bei wesentlicher Veränderung der Mast-Fundamente) sowie eine schwierige und kostenintensive Beschaffung der notwendigen technischen Komponenten gesehen.



Planung und Genehmigung

Die erforderliche Umbeseilung löst regelmäßig nach § 43f Abs. 2 Nr. 2 EnWG keine UVP-Pflicht aus und kann deshalb nach § 43f Abs. 1 EnWG als unwesentliche Änderung in einem schlichten Anzeigeverfahren zugelassen werden. Kraft ausdrücklicher gesetzlicher Regelung (§ 43f Abs. 5 EnWG) gilt für den Begriff der Umbeseilung die Legaldefinition des § 3 Nr. 1 Bst. b NABEG. Umbeseilung ist danach „die Ersetzung eines bereits bestehenden Seilsystems durch ein neues leistungsstärkeres Seilsystem einschließlich einer gegebenenfalls hierfür erforderlichen Erhöhung einzelner Masten um bis zu 20 % ohne wesentliche Änderungen des Fundaments“. Dementsprechend löst auch die gegebenenfalls notwendige Mastererhöhung keinen weiteren Genehmigungsbedarf aus. In der Praxis können jedoch Probleme bei nicht planfestgestellten (und somit vergleichsweise alten) Trassen auftreten.



Fazit

Die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen stellt eine Maßnahme der Netzverstärkung dar, durch die die übertragbare Leistung in bestehenden Trassen deutlich erhöht werden kann. Da sich die Maßnahme jedoch auf Bestandstrassen mit Freileitungen anwenden lässt, kann diese Maßnahme, ähnlich wie das Freileitungsmonitoring, schnell ausgeschöpft sein. Wie das Freileitungsmonitoring, ist auch

die Umbeseilung mit HTLS grundsätzlich als unwesentliche Änderung einzustufen und unterliegt deshalb nur einem Anzeigeverfahren. Durch das NABEG 2.0 ist zudem klargestellt, dass ein Genehmigungsbedarf auch dann nicht ausgelöst wird, wenn eine Masterhöhung notwendig ist. Von wesentlichen Problemen wird jedoch seitens einiger VNB bei alten, nicht planfestgestellten Trassen berichtet. Durch die fehlende Planfeststellung kann es zu erheblichen Verzögerungen kommen, wenn Grundstückseigentümer die Zustimmung zu den notwendigen Umbaumaßnahmen verweigern. Dadurch kann es trotz der oben genannten verfahrenstechnischen Privilegierung notwendig werden, ein nachträgliches und entsprechend zeit- und ressourcenaufwändiges Planfeststellungsverfahren durchzuführen.

5.1.3 Spitzenkappung

Die Spitzenkappung erlaubt es, in der Netzplanung eine verringerte Einspeiseleistung der vorhandenen Wind- und PV-Anlagen anzunehmen und so Netzausbaukosten zu sparen. Die verringerte Einspeiseleistung darf dabei einer verringerten Stromproduktion von 3 % jeder im Netz vorhandenen Anlage entsprechen. Man unterscheidet zwischen den Ansätzen „pauschale“ und „dynamische“ Spitzenkappung⁷ (weitere Details siehe FNN 2017). Das Potenzial zur Einsparung von Netzausbaukosten ist stark von der Zusammensetzung der Anlagen im Netz, der Spannungsebene sowie des zu erwartenden zukünftigen EE-Ausbaus abhängig.

Bei der Spitzenkappung handelt es sich um eine rein planerische Maßnahme und stellt für den VNB eine Ausnahme vom Prinzip einer Netzplanung dar, die die Abnahme aller angeschlossenen Erzeuger vorschreibt. Für den betrieblichen Umgang mit den so geplanten Netzen macht die Spitzenkappung jedoch per se keine Vorgaben. Bei Vorliegen von Netzengpässen können Anlagen somit auch mit mehr als 3 % ihrer Jahresenergie abgeregelt werden.

Die Nutzung der Spitzenkappung geht somit tendenziell mit erhöhten EinsMan-Mengen einher und sorgt im Gegenzug für ein „schlankeres“ Netz, was in Untersuchungen als volkswirtschaftlich vorteilhaft bewertet wurde (E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014, Wagner 2019). Von einem nachhaltigen Nutzen der Spitzenkappung kann allerdings nur dann ausgegangen werden, wenn diese im „Zielsystem“, also einem Energiesystem, das seine angestrebte EE-Menge erreicht hat, angewendet wird. Solange jedoch von stetig wachsenden EE-Mengen ausgegangen werden muss, kann die Spitzenkappung zu einer „Verschleppung“ zukünftig ohnehin notwendiger Ausbaumaßnahmen und auf diesem Transformationspfad zu erhöhten EinsMan-Einsätzen führen. Zudem bestehen Wechselwirkungen zwischen der Spitzenkappung und anderen Maßnahmen zur besseren Auslastung der vorhandenen Netzinfrastruktur, wodurch sich die Wirkung der einzelnen Maßnahmen nicht zwingend addiert (pauschale Spitzenkappung) oder sogar sehr große Synergieeffekte aufweisen kann (dynamische Spitzenkappung). Anhand einer exemplarischen Berechnung (vergleiche Abschnitt 5.3) kann hierzu gezeigt werden, dass gerade in Kombination mit dem Freileitungsmonitoring hohe Synergieeffekte bestehen und somit die EE-Aufnahmekapazität bestehender Netze im Idealfall um bis zu 138 % gesteigert werden kann.

Dem praktischen Einsatz der Spitzenkappung steht derzeit entgegen, dass sich das deutsche Energiesystem noch auf längere Sicht in einer „Transformationsphase“ befindet und dadurch aktuell der oben genannte Verschleppungseffekt auftreten kann. Darüber hinaus berichten die beteiligten Stakeholder, dass besonders die bürokratischen Auflagen und Dokumentationspflichten ein erhebliches Hindernis darstellen. Zudem fällt die teils aufwändige Bewertung der Spitzenkappung beim Anschluss weiterer

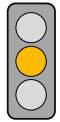
⁷ Bei der pauschalen Spitzenkappung wird planerisch ein einheitlicher Reduktionsfaktor für alle Anlagen (Wind/PV) angesetzt. Dabei ist es nicht notwendig, das Einspeiseverhalten der eigenen Anlagen konkret zu analysieren, wodurch das Verfahren mit sehr geringem Aufwand (aber geringerer Effektivität) einsetzbar ist. Bei der dynamischen Spitzenkappung wird hingegen der Einfluss jeder einzelnen Anlage auf einen konkreten Engpass hin untersucht und dabei auch das zeitliche Einspeiseverhalten der Anlagen analysiert. Dieses Verfahren ist aufwändiger, hinsichtlich der erreichten Netzeinsparungen aber auch deutlich effektiver.

EE-Anlagen regelmäßig neu an, sodass diese Maßnahme mit einem wiederkehrenden Aufwand verbunden ist. Im Rahmen der Anreizregulierung steht diesem Aufwand jedoch kein konkreter Nutzen für den Netzbetreiber entgegen.

Steckbrief „Spitzenkappung“

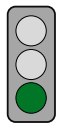
Integrierbare Leistung und nutzbare Energie

Die Spitzenkappung erlaubt es bei gleicher Netzinfrastruktur mehr EE-Anlagen anzuschließen. Durch die zu erwartenden EinsMan-Einsätze erhöht sich die bereitgestellte Energie hier jedoch nur unterproportional. Dennoch haben verschiedene Untersuchungen gezeigt, dass sich dadurch ein volkswirtschaftlich effizienterer Netzausbau erreichen lässt als die Auslegung des Verteilnetzes für „die letzte Kilowattstunde“.



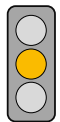
Umsetzungszeit und Beschleunigungswirkung

Die Spitzenkappung reduziert die aktuell notwendigen Infrastrukturmaßnahmen der VNB. Dadurch ist eine hohe Beschleunigungswirkung hinsichtlich der Schaffung einer, der Versorgungssituation des VNB angemessenen Infrastruktur gegeben. Durch die Vorgabe des 3 %-Kriteriums kann das Instrument bei weiterem EE-Ausbau aber auch schnell ausgeschöpft sein.



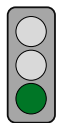
Nachhaltigkeit und Robustheit

Bei anhaltendem EE-Ausbau kann der Einsatz von Spitzenkappung gegebenenfalls nur ein Aufschieben notwendiger Maßnahmen bedeuten. Angesichts der hohen Planungsunsicherheit der VNB kann durch diese aufschiebende Wirkung jedoch gegebenenfalls auch eine effizientere Netzplanung erreicht werden.



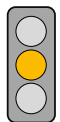
Gesamtkosten der Maßnahme

Der Grundgedanke der Spitzenkappung ist die Reduktion hoher Netzinvestitionen, durch die im Gegenzug nur deutlich geringere Betriebskosten anfallen. Daher ist die Anwendung der Spitzenkappung (im Zielsystem ohne weiteren EE-Zubau) als besonders positiv zu bewerten. In der Mittelspannung liegen die erzielbaren Einsparungen bei bis zu 20 % (Wagner 2019). Die finanziellen Auswirkungen bei noch voranschreitendem EE-Ausbau wurden bislang noch nicht untersucht.



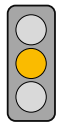
Berücksichtigung in Netzausbauplänen

Im April 2019 haben erst vier Netzbetreiber den Einsatz von Spitzenkappung explizit angezeigt. Diese vergleichsweise geringe Nutzung deckt sich mit Aussagen einiger Netzbetreiber, die von der Spitzenkappung aufgrund verschiedener Wechselwirkungen absehen. In den Netzausbauplänen der Netzbetreiber spiegelt sich das geringe Interesse ebenfalls wider: Die Spitzenkappung wird hierbei nicht aufgeführt und nur in vier von ca. 900 Fällen als geprüfte Alternativmaßnahme angegeben.



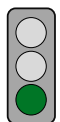
Bewertung durch Stakeholder

Die beteiligten VNB beurteilen die Spitzenkappung grundsätzlich positiv, insbesondere in Bezug auf die dadurch höhere Planungssicherheit für Verteilnetze. Die bloß aufschiebende Wirkung auf zukünftige Ausbauvorhaben wird von den beteiligten Stakeholdern ebenso geteilt. Netzbetreiber berichten zudem von Dissynergien mit anderen Maßnahmen wie dem Freileitungsmonitoring (vergleiche Abschnitt 5.3). Darüber hinaus wird von einem hohen wiederkehrenden bürokratischen Aufwand sowie einem fehlenden Anreiz zur Nutzung dieses Instruments berichtet.



Planung und Genehmigung

Netzbetreiber müssen die Zugrundelegung der Spitzenkappung bei der Netzplanung im Internet veröffentlichen, den ÜNB, der BNetzA und der Landesregulierungsbehörde mitteilen und eine nachvollziehbare Dokumentation vorhalten (§ 11 Abs. 2 EnWG). Die Spitzenkappung ist außerdem in der Bedarfsplanung zu berücksichtigen (Szenariorahmen, § 12a Abs. 1 EnWG; NEP, § 12b Abs. 1 EnWG).



Fazit

Zusammenfassend stellt die Spitzenkappung ein Instrument dar, dass es dem VNB erlaubt, ein für seine Versorgungsaufgabe effizienteres Netz zu planen und betreiben. Zwar geht die Maßnahme tendenziell mit erhöhten Abregelungen einher, diese werden aber durch die eingesparten Netzausbaukosten überkompensiert. Bei einem erwarteten weiteren Anstieg der EE-Anschlussleistung ist dieses Instrument jedoch nur von kurzfristigem Nutzen. Gleichzeitig müssen die Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen beachtet werden. Beides können Gründe dafür sein, dass dieses Instrument bislang

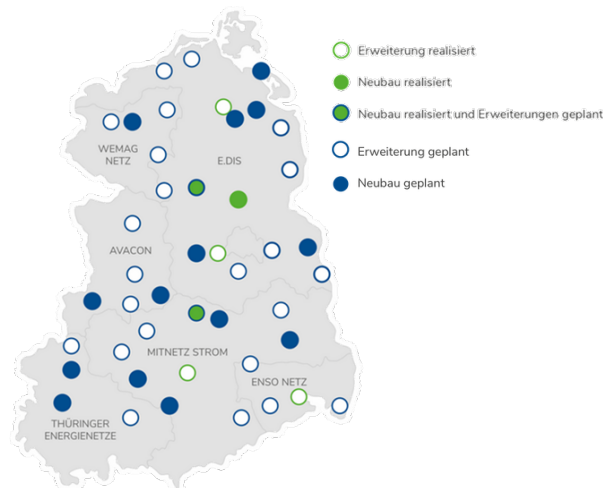
wenig genutzt wird. Da es sich um eine rein planerische Maßnahme handelt, ist die Spitzenkappung jedoch schnell umsetzbar und bedarf keiner speziellen Genehmigung oder Ähnliche.

5.1.4 Koordination von Maßnahmen auf VNB- und ÜNB-Ebene (horizontal und vertikal)

Zwischen dem Übertragungs- und dem 110-kV-Netz besteht, je nach Konfiguration der Netzgruppen, eine starke wechselseitige Beeinflussung. Ausbaumaßnahmen oder veränderte Belastungen des einen betreffen daher in der Regel auch das andere Netz. Bei der Ausbauplanung dieser Netzebenen sollte daher auch immer die Planung der jeweils anderen Spannungsebene miteinbezogen werden. Durch gemeinsame Planungsaktivitäten, insbesondere bei der Errichtung neuer 110/220/380-kV-Stützpunkte können daher hohe Synergieeffekte bestehen. Grundsätzlich besteht durch die Anwendungsregel VDE-AR-N 4141-1 (aktuell im Entwurfsstadium) die grundsätzliche Pflicht einer gemeinsamen spannungsebenenübergreifenden Netzplanung.

Ein Beispiel einer solchen gemeinsamen Planung liefert der gemeinsame Netzausbauplan der „ARGE der Flächennetzbetreiber Ost“ aus dem Jahr 2017 (FNB Ost 2017). Dieser listet Erweiterungen und Neubauten von 380/110-kV-Verknüpfungspunkten auf, die gemeinsam mit dem ÜNB (50Hertz Transmission) geplant wurden und zum Teil von mehreren VNB genutzt werden.

Abbildung 26: Beispiel für eine gemeinsame Planung der 380/110-kV-Verknüpfungspunkte zwischen der ARGE der Flächennetzbetreiber Ost und 50Hertz Transmission. Zum Teil werden die geplanten Aus- und Neubauten von mehreren VNB genutzt.



Quelle: Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber: Gemeinsamer Netzausbauplan 2017.

Einen möglichen Konfliktpunkt in der Koordination zwischen ÜNB und VNB stellt jedoch die Spitzenkappung dar. Im aktuellen Netzentwicklungsplan Strom (siehe NEP 2019) gehen die ÜNB von einem flächendeckenden Einsatz der Spitzenkappung aus. Hier heißt es:

„In allen Szenarien ist eine Kappung von Einspeisespitzen (Spitzenkappung) von maximal 3 % der Jahresenergie der Anlagen auf Basis von Onshore-Windenergie und Photovoltaik berücksichtigt. Damit wird das Strom Übertragungsnetz in keinem der Szenarien für ‚die letzte erzeugte Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien‘ dimensioniert.“

In der aktuellen Praxis der VNB wird die Spitzenkappung jedoch nur äußerst selten genutzt. Zum Stand April 2019 lagen der BNetzA lediglich vier Meldungen zum Einsatz von Spitzenkappung vor. Hinzu kommt, dass die Netzplanung mit Spitzenkappung nicht zwingend zu einer tatsächlichen Abregelung (oder einer deutlich geringeren als 3 %) führt. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die Abregelung im Betrieb nur die letzte von vielen Maßnahmen darstellt, die zur Behebung von Netzengpässen zur Verfügung steht (vergleiche Wagner 2019).

Einen weiteren Ansatzpunkt für divergierende Planungsgrundlage ergibt sich aus den Interviews mit den beteiligten Stakeholdern (vergleiche Abschnitt 4). Insbesondere in Bezug auf Menge und Zeit des erwartenden EE-Zubaus in den Verteilnetzen wird hier von teils deutlich unterschiedlichen Erwartungen ausgegangen. Dies steht einerseits in Kontext zur generellen Unsicherheit in der langfristigen Netzplanung (vergleiche Steckbrief „Vorausschauende Netzplanung“). Andererseits wäre zu erwarten, dass beide Parteien durch einen engeren Dialog insgesamt in Form einer verbesserten Prognose der jeweiligen Versorgungsaufgabe profitieren.

In Kombination können diese divergierenden Planungsgrundsätze schlussendlich zu einem erhöhten Bedarf an Abregelungen oder einem Überbau von Netzkapazitäten führen. Im ersten Fall ist das Verteilnetz dann zwar auf die Aufnahme hoher Einspeiseleistungen ausgelegt, durch Engpässe im Übertragungsnetz werden jedoch trotzdem EE-Abregelungen angewiesen. Folglich hätte das Verteilnetz ohne eine wesentliche Zunahme der abgeregelten EE-Mengen effizienter geplant werden können.

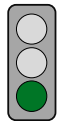
Ein intensiverer Dialog könnte daher auch bei den VNB zu einer realistischeren Einschätzung der zukünftigen Eingriffe in das Verteilnetz und den daraus resultierenden Auswirkungen für die eigene Netzplanung führen. Dies könnte verhindern, dass das Verteilnetz für Situationen ausgelegt wird, die durch eingeplante Restriktionen im Übertragungsnetz nicht auftreten können.

Abseits der Netzplanung wurde die Zusammenarbeit zwischen ÜNB und VNB auch in weiteren Bereichen intensiviert. Dies betrifft in erster Linie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Verteilnetzen. Eine exemplarische Dokumentation dieser Kooperation bietet ein Bericht der Kooperation zwischen 50Hertz Transmission und der oben genannten ARGE der Flächennetzbetreiber Ost aus dem Jahr 2017 (FNB Ost und 50Hertz 2017). Dabei stehen vor allem die Erbringung von Regelleistung, ein aktives Blindleistungsmanagement in der Hochspannung sowie die Kooperation in der Betriebsführung im Vordergrund.

Steckbrief Koordination von Maßnahmen auf VNB- und ÜNB-Ebene

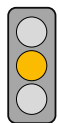
Integrierbare Leistung und nutzbare Energie

Eine divergierende Netzplanung zwischen VNB und ÜNB kann, insbesondere in Bezug auf die Spitzenkappung, zu vermehrten Abregelungen führen, obwohl das Verteilnetz auch für die Aufnahme höherer EE-Mengen ausgelegt ist. Eine konsistente netzebenenübergreifende Planung ermöglicht somit eine effizientere Netzplanung und gegebenenfalls eine Verminderung der abgeregelten EE-Mengen.



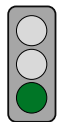
Umsetzungszeit und Beschleunigungswirkung

Der Zeitaufwand für Planung, Genehmigung und Durchführung einer Ausbaumaßnahme hängen in erster Linie von der Dauer der einzelnen Prozessschritte ab und weniger mit der Fragestellung, ob die jeweilige Maßnahme effizient ist. Mit einem kurz- oder mittelfristigen Einfluss auf die Netzausbauvorhaben in den jeweiligen Netzebenen ist durch eine verstärkte Kooperation der Netzbetreiber daher nicht zu rechnen. Langfristig können bei einer gut abgestimmten Planung jedoch einzelne Vorhaben obsolet werden.



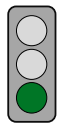
Nachhaltigkeit und Robustheit

Eine konsistente Planung auf allen Spannungsebenen trägt zur Nachhaltigkeit der jeweiligen Ausbauvorhaben bei.



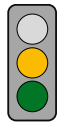
Gesamtkosten der Maßnahme

Abstimmungsprozesse zwischen ÜNB und VNB beziehungsweise der VNB untereinander sind nicht mit Investitionen oder Betriebskosten verbunden, können aber durch eine verbesserte Planung deutlich zur Reduktion der Systemkosten beitragen.



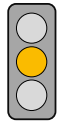
Berücksichtigung in Netzausbauplänen

In einigen Netzausbauplänen wird die Zusammenarbeit der VNB untereinander beziehungsweise zwischen VNB und ÜNB direkt ersichtlich. Im Datensatz aller Netzausbaumaßnahmen wird eine solche Kooperation jedoch nicht ersichtlich.



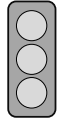
Bewertung durch Stakeholder

Seitens der Netzbetreiber wird berichtet, dass es zwischen VNB und ÜNB gelegentlich zu deutlich unterschiedlichen Bedarfsabschätzungen und entsprechend abweichenden Planungen kommt. Grundsätzlich wird jedoch von einer guten Koordination mit den ÜNB berichtet. Zum Teil basiert diese jedoch mehr auf persönlichen Kontakten als auf einheitlichen Prozessen in der gemeinsamen Netzplanung.



Planung und Genehmigung

Eine verbesserte Koordination zwischen ÜNB- und VNB-Vorhaben geht pauschal nicht zwingend mit einer Vereinfachung der genehmigungsrechtlichen Anforderungen einher. Synergieeffekte sind dann zu erwarten, wenn beispielsweise ein VNB eine durch ein ÜNB-Vorhaben erschlossene Trasse nutzen kann.



Fazit

Eine funktionierende Koordination der Netzausbauplanung ist eine grundsätzliche Voraussetzung für die weitere Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz. Divergierende Planungsgrundsätze wie beispielsweise die oben benannte Annahme einer flächendeckenden Spitzenkappung beziehungsweise deren Bedeutung für die betrieblichen Leistungsflüsse können zum Überbau einer oder mehrerer Netzebenen (beziehungsweise zur Unterdimensionierung der übrigen) und somit zu vermeidbaren Mehrkosten führen. Dennoch findet eine Kooperation zwischen den VNB selbst und den ÜNB regelmäßig statt, ist aber nur in wenigen Fällen öffentlich dokumentiert. Zudem existiert kein einheitlicher und nachvollziehbarer Prozess, der zeitliche Abstände und Inhalte der Kooperation vorgibt.

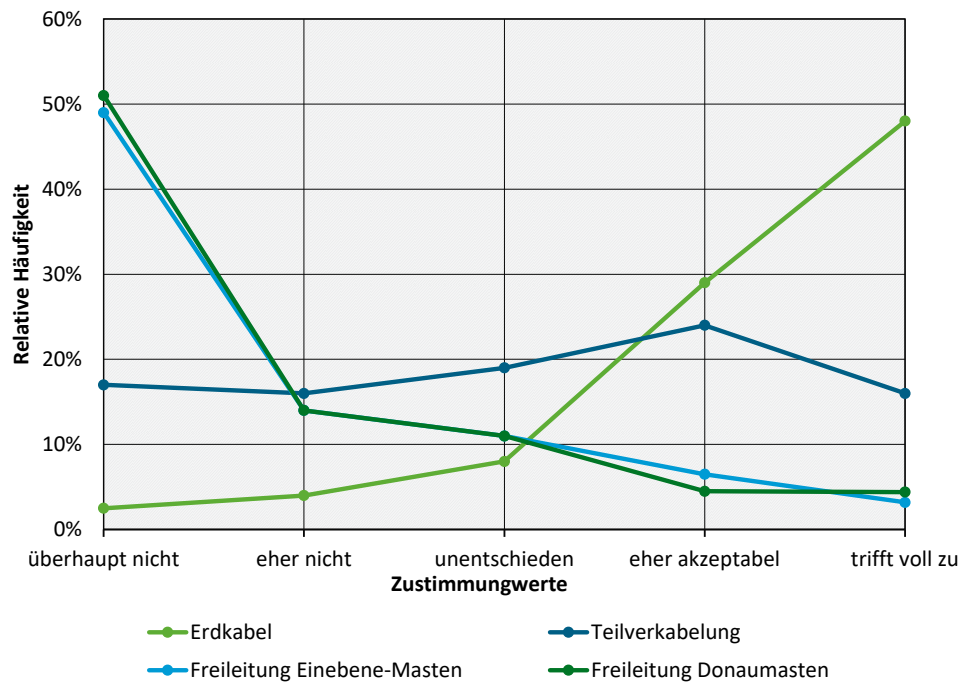
5.1.5 Ausgestaltung des Netzausbaus in Kabeltechnik

Hochspannungsnetze wurden in Deutschland bislang überwiegend als Freileitungen ausgeführt. Spätestens seit Einführung der „Verkabelungspflicht“ nach § 43h EnWG besteht für neue Trassen jedoch zu einem gewissen Grad die Pflicht, neue Hochspannungstrassen in Kabeltechnik auszuführen. Dies ist der Fall, wenn die Gesamtkosten der Kabelvariante im Vergleich zur Freileitung den Faktor 2,75 nicht überschreiten und naturschutzfachliche Belange nicht entgegenstehen. Auf Antrag des VNB kann jedoch auch unterhalb dieses Faktors eine Freileitung genehmigt werden, wenn öffentliche Interessen nicht entgegenstehen.

Von Kabeltrassen wird im Vergleich zu Freileitungen eine allgemein höhere Akzeptanz in der Bevölkerung erwartet, da Argumente gegen Freileitungen (zum Beispiel Auswirkungen auf das Landschaftsbild) entkräftet werden. Die Akzeptanz für Erdkabel wurde insbesondere in Bezug auf Ausbauvorhaben in der Höchstspannung untersucht (beispielsweise im Rahmen des Trassenneubaus Wahle – Mecklar, siehe FG-UPSY 2010). Dabei zeigte sich, dass besonders die Vollverkabelung neuer Trassen die höchsten Akzeptanzwerte erreicht. Die Errichtung von Freileitungen (in den Varianten „Donaumast“ und „Ein-Ebenen-Mast“ wurde dabei vergleichend untersucht (siehe Abbildung 27). Nach Aussage der beteiligten Stakeholder hat sich die Zustimmung zu Erdkabeln seit dem Jahr 2010 (Jahr der oben genannten Untersuchung) jedoch zunehmend verringert.

Sowohl die Verkabelungspflicht als auch eine erwartete deutlich höhere Akzeptanz von Erdkabeln sorgen dafür, dass Erdkabel in Bezug auf den 110-kV-Netzausbau stark an Bedeutung gewonnen haben. Zahlenmäßig wird dies auch an den Netzausbauplänen der VNB ersichtlich: Während Erdkabel im 110-kV-Netz aktuell nur einen Anteil von ca. 5 % der Stromkreislänge stellen, sind diese in den Netzausbauplänen bei neuen Trassen mit ca. 44 % vertreten (siehe Abbildung 28). Dabei liegt der Anteil in den Kategorien „in Bau“ und „in Planung“ mit jeweils ca. 50 % noch höher als bei den „vorgesehenen Maßnahmen“ (41 %, zeitlicher Horizont von 10 Jahren). Die neu geschaffene Möglichkeit der späteren Nutzung von Leerrohren (§ 43j EnWG) kann diesen Trend zukünftig weiter stützen. Nach Aussage der beteiligten Stakeholder ist die eigene Erwartung der Netzbetreiber jedoch, dass ein geringerer Anteil der aktuell als Erdkabel geplanten Vorhaben tatsächlich als solche umgesetzt werden (können).

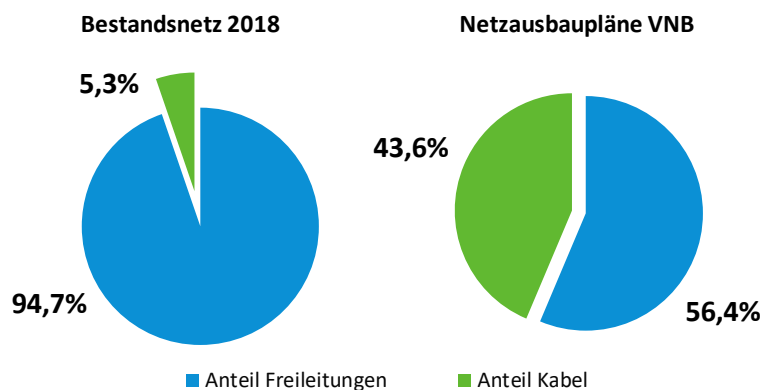
Abbildung 27: Akzeptabilität von Netzausbaumaßnahmen nach Umsetzungsform und Zielen des Ausbaus.



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr nach FG-UPSY 2010

Die Umweltauswirkungen von Kabeltechnologien wurden besonders in Bezug auf die Höchstspannung untersucht (zum Beispiel in BfN 2016). Ein Forschungsvorhaben des Bundesamts für Naturschutz aus dem Jahr 2016 kommt so zu dem Schluss, dass eine landwirtschaftliche Nutzung in der Trasse erdverlegter Kabel uneingeschränkt möglich ist und die Auswirkungen durch die Wärmeabgabe des Stromleiters gering sind, wodurch eine Bodenaustrocknung im Wurzelraum nicht zu erwarten ist. Da die Wärmeabgabe von Hochspannungskabeln (im Vergleich zu den untersuchten Höchstspannungskabeln) durch die niedrigeren Spannungen und Ströme zudem noch wesentlich kleiner ausfällt, ist im Falle der Hochspannung mit geringeren Auswirkungen zu rechnen. Darüber hinaus ist die Verlegung in Pflugtechnik – anders als in der Höchstspannung – Stand der Technik, wodurch auch während der Verlegearbeiten von deutlich geringerer Beeinträchtigung und Bodenverdichtung auszugehen ist.

Abbildung 28: Relativer Anteil der Leitungslänge von Kabeln und Freileitungen in der 110-kV-Ebene im Bestandsnetz 2018 sowie für Neutrassen in den Netzausbauplänen der VNB.



Quelle: Eigene Darstellung und Analyse ef.Ruhr der Netzausbaupläne der 110-kV-Netzbetreiber.

Abseits der landwirtschaftlichen Nutzung erfolgt bei der Verlegung von Kabeltrassen gegenüber Freileitungen jedoch eine deutlich stärkere Beeinträchtigung des Schutzgutes Boden im Allgemeinen. Dies kann insbesondere bei der Querung von Naturschutzgebieten, Tälern und Gewässern zu einer nachteiligen Bewertung von Kabeltrassen führen. Auch bei Querung von Wäldern und speziell bei Schutzwäldern (Wälder zum Schutz vor Überschwemmungen, Erdbeben, Steinschlag, Lärm, Erosion etc.) kann sich eine Kabeltrasse gegenüber einer Freileitung als stark nachteilig erweisen.

Aus technischer Sicht birgt ein Mischbetrieb von (existierenden) Freileitungen und (neuen) Kabeln einige Herausforderungen. Kabel weisen in der Regel eine geringere Impedanz und eine hohe kapazitive Blindleistungsabgabe auf, weshalb bei einem parallelen Betrieb von Freileitung und Kabeln ein höherer Anteil des Stroms über das Kabel fließt und gegebenenfalls den Einsatz zusätzlicher Kompensationseinrichtungen notwendig macht. Auch das Schutzkonzept des Netzes muss, insbesondere bei gelöschten betriebenen Netzen⁸ gegebenenfalls angepasst werden („Sternpunktbehandlung“). Zudem ist ein Fehlerfall bei Kabeln mit meist deutlich höheren Ausfallzeiten verbunden.

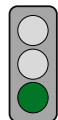
Aus planungsrechtlicher Perspektive könnte die Verkabelung gegenüber der Freileitung für den Vorhabenträger vorteilhaft erscheinen, weil bundesrechtlich weder ein Raumordnungsverfahren noch eine UVP erforderlich ist und somit der Netzausbau beschleunigt werden kann. Diese Vorteile wirken sich in der Praxis aber vor allem deshalb nicht aus, weil über die technische Ausführung eines Vorhabens erst im Variantenvergleich im Rahmen des Raumordnungsverfahrens entschieden wird (siehe Abschnitt 2.3).

Ein weiterer planungsrechtlicher Vorteil könnte darin liegen, dass das Erdkabel nur fakultativ einer Planfeststellung bedarf. Ohne Planfeststellung benötigt der Vorhabenträger zwar einer Mehrzahl behördlicher Prüfungen und Genehmigungen und ist auf das Einverständnis der Grundeigentümerinnen und -eigentümer angewiesen. Die dafür erforderlichen Prozeduren galten jedoch als eingespielt und grundsätzlich unproblematisch. Die nachlassende Akzeptanz auch für Erdkabel (vergleiche Abschnitt 4.5.3), stellen dieses Regime jedoch zunehmend in Frage.

Steckbrief „Ausgestaltung des Netzausbaus in Kabeltechnik“

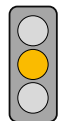
Integrierbare Leistung und nutzbare Energie

In Bezug auf die übertragbare Leistung weisen Kabel und Freileitungen annähernd dieselben Eigenschaften auf. Die Fähigkeit zur Integration erneuerbarer Energien ist für beide Technologien somit als identisch zu bewerten.



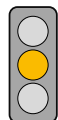
Umsetzungszeit und Beschleunigungswirkung

Während bei der Verlegung neuer Kabeltrassen höhere Bauzeiten als bei Freileitungen zu erwarten sind, profitieren Kabelstrecken gegebenenfalls durch eine höhere Akzeptanz und folglich weniger Einwänden im Genehmigungsprozess. Durch die Anwendung des Raumordnungsverfahren profitieren Erdkabel aber in der Praxis nicht von ihrer rechtlichen Privilegierung (siehe Abschnitt 2.3).



Nachhaltigkeit und Robustheit

Die Lebensdauer von Hochspannungskabeln beträgt zwischen 40 und 60 Jahre und liegt damit deutlich unterhalb der Lebensdauer von Freileitungen, die bis zu 80 Jahre betrieben werden können. Im Vergleich zu anderen Maßnahmen stellt dies jedoch trotzdem eine lange Benutzungsdauer und somit eine langfristige und nachhaltige Erhöhung der EE-Aufnahmekapazität dar.



⁸ Diese Art von Netzschutzkonzept für Hochspannungsnetze (auch: „Erdschlusskompensation“) sorgt für besonders geringe Fehlerströme, die trotz eines Erdschlusses den Weiterbetrieb des Netzes ermöglichen. Hierfür ist es jedoch notwendig, eine Drosselspule in der Sternpunktterdung (gegebenenfalls laufend) an die Impedanz des Verteilnetzes anzupassen. Die Verwendung von Kabeln geht jedoch mit einer starken Veränderung dieser Impedanz einher, wodurch aufwändige Veränderungen an der Sternpunktterdung notwendig werden können.

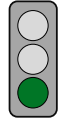
Gesamtkosten der Maßnahme

Erdkabel weisen in der Regel deutlich höhere Investitionen auf als Freileitungen. Die Mehrkosten hängen dabei vor allem vom unterschiedlichen Trassenverlauf und der Bodenbeschaffenheit ab. Die Mehrkosten von Erdkabeln können bis hin zum Faktor 5 und mehr betragen (MITNETZ STROM 2017).



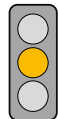
Berücksichtigung in Netzausbauplänen

Ausbaumaßnahmen in Kabeltechnik stellen mit 45 % der aktuell in Bau befindlichen und geplanten Leitungskilometer bei Neutrassen einen wesentlichen Anteil der Gesamtmaßnahmen dar. Dass der Anteil trotz der Verkabelungspflicht nach § 43h EnWG dennoch nicht höher liegt, ist darin begründet, dass bei Umbeseilungen und Ersatzneubauten von Freileitungstrassen meist auch weiterhin Freileitungen zum Einsatz kommen.



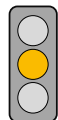
Bewertung durch Stakeholder

Durch die Verwendung von Kabeltechnik werden Akzeptanzprobleme von Freileitungen gelöst. Jedoch gibt es auch bei Erdkabeln, insbesondere bei neuen Trassen, nennenswerten Widerstand. Dieser bezieht sich beispielsweise, und entgegen den obigen Erkenntnissen, auf die Frage des landwirtschaftlichen Ertrags auf Kabeltrassen. Zudem können auch Kabeltrassen starken naturschutzrechtliche Belangen entgegenstehen. Die Wirkung der Erdverkabelung auf die Akzeptanz und die Realisierungszeit von Netzausbaumaßnahmen wird aus Sicht der Stakeholder überschätzt.



Planung und Genehmigung

Auf der Hochspannungsebene besteht nach § 43h EnWG ein Erdkabelvorrang. Es besteht nach § 43 Abs. 2 Nr. 4 EnWG zudem die Möglichkeit, nicht aber die Pflicht, zur Planfeststellung. Bundesrechtlich ist weder ein Raumordnungsverfahren noch eine UVP erforderlich. Die Pflicht zum Raumordnungsverfahren (mit integrierter Umweltprüfung) kann sich jedoch aus Landesrecht ergeben. In der Praxis wird häufig für eine Leitungstrasse ein Raumordnungsverfahren durchgeführt und erst im Alternativenvergleich dem Erdkabel der Vorrang eingeräumt. Dadurch verliert die Erdkabelauführung ihre verfahrensrechtliche Privilegierung. Ohne Planfeststellung bedarf der Vorhabenträger einer Mehrzahl privater und öffentlich-rechtlicher Genehmigungen. Die dafür erforderlichen Prozeduren sind zwar seit langem eingespielt, zunehmende Akzeptanzprobleme machen aber häufig Planfeststellungsverfahren notwendig.



Fazit

Die Nutzung von Kabeln ist beim 110-kV-Netzausbau aktueller Stand der Technik und galt lange als konfliktärmere Alternative zu neuen Freileitungstrassen. Insbesondere in der Bevölkerung weisen Kabelprojekte regelmäßig höhere Akzeptanzwerte auf. Die jüngsten Erfahrungen bei Kabelprojekten in der Hochspannung zeigen jedoch, dass sowohl die Einwände aus Sicht des Umweltschutzes und teils auch der betroffenen Anwohnerinnen und Anwohner deutlich zugenommen haben. Genehmigungsrechtliche Vorteile lassen sich zudem zum Teil nicht nutzen und häufig wird doch ein Planfeststellungsverfahren unumgänglich. Die Einschätzung der Stakeholder ist dabei jedoch stark regionsabhängig. Erdkabel erfordern zudem in der Regel deutlich höhere Investitionen und gehen bei Einsatz in freileitungsdominierten Netzen mit einigen technischen Herausforderungen einher, durch die Folgeinvestitionen notwendig werden können.

5.1.6 Bildung von Einspeisenetzen

Unter „Einspeisenetzen“ (auch: „separate Netze“) werden neu errichtete 110-kV-Netze verstanden, die über einen gesonderten Zugang zum 220-kV- oder 380-kV-Netz verfügen. An diese Netze werden ausschließlich nicht-systemrelevante Einspeiser angeschlossen. Auf diese Weise können die sonst strengen Vorgaben bezüglich der Versorgungssicherheit (zum Beispiel die sogenannte (n-1)-Sicherheit⁹) gelockert werden und der Netzausbau kann kostengünstiger durchgeführt werden. Da in Einspeisenetzen Verbraucher nicht ausfallsicher angeschlossen werden können, bieten sich diese nur für Regionen an, in denen aktuell eine schwache Netzinfrastruktur vorhanden ist und zugleich nur eine geringe

⁹ Die (n-1)-Sicherheit („N-Minus-Eins-Sicherheit“) ist ein Redundanzprinzip für Stromnetze und besagt, dass das Gesamtnetz nach Ausfall einer beliebigen Komponente weiterhin betriebsfähig sein muss.

Netzlast vorherrscht. Dies bestätigt eine Untersuchung der BTU Cottbus-Senftenberg aus dem Jahr 2013 (BTU 2013). Hierbei zeigte sich am Beispiel von zwei Modellregionen, dass die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von Einspeisenetzen nur dann gegeben ist, wenn eine vergleichsweise schwache ländliche Netzinfrastruktur auf besonders hohe Einspeiseleistungen trifft. Zugleich konnten jedoch noch bestehende offene Fragen in den Bereichen Anreizregulierung und Anschlusspflicht von Letztverbrauchern¹⁰ identifiziert werden. Wird ein Einspeisenetz durch einen VNB betrieben, könnte ein Ausfall des nicht (n-1)-sicheren Netzes zudem Schadenersatzforderungen der angeschlossenen Anlagenbetreiber begründen. Wird ein Einspeisenetz errichtet, obwohl für die angeschlossenen EE-Anlagen noch keine konkrete Planung vorliegt, könnte es sich zudem negativ im Sinne der Anreizregulierung auswirken (vergleiche Abschnitt „Vorausschauende Netzplanung“).

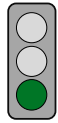
Seit dem Jahr 2010 existiert in der brandenburgischen Uckermark bereits ein privatwirtschaftlich betriebenes Einspeisenetz mit einer maximalen Anschlussleistung von 410 MW. Dabei kommen insgesamt 250 km 110-kV-Erdkabel zum Einsatz (ENERTRAG 2010). Ein ähnliches Vorhaben wird seit dem Jahr 2014 im Nordwesten Brandenburgs geplant (Parabel 2014). Auch der Netzbetreiber e-dis betreibt nach eigenen Angaben seit einigen Jahren Einspeisenetze.

¹⁰ Stellt ein neuer Netznutzer ein Anschlussbegehren an das 110-kV-Netz, kann er den (für ihn kostengünstigeren) Anschluss am nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt verlangen und hat die dafür entstehenden Kosten zu tragen. Handelt es sich beim nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt jedoch um ein Einspeisenetz, kann dies gegebenenfalls Ansprüche des Netzkunden an den VNB begründen (vgl. Urteil des OLG Hamm, I-21 U 94/10), wenn er diesem stattdessen nur einen Netzanschluss am gegebenenfalls weiter entfernt gelegenen (n-1)-sicheren Netz zuteilt. Zur rechtlichen Behandlung von Einspeisenetzen gibt es jedoch bislang kein derartiges Urteil.

Steckbrief Einspeisenetzen

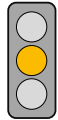
Integrierbare Leistung und nutzbare Energie

Einspeisenetze sind in der Regel auf die maximale Einspeiseleistung ausgelegt und erlauben daher theoretisch den Transport der gesamten erzeugten EE-Menge. Lediglich im Fehlerfall kann es durch die fehlende (n-1)-Sicherheit zu deutlich längeren Ausfallzeiten kommen.



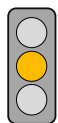
Umsetzungszeit und Beschleunigungswirkung

Da Einspeisenetze „auf der grünen Wiese“ geplant werden können, bestehen geringere Herausforderungen als im konventionellen Netzausbau (beispielsweise der gemeinsame Betrieb von Freileitungen und Kabeln oder der Netzausbau im laufenden Betrieb). Dennoch bestehen Einspeisenetze aus konventionellen Betriebsmitteln, die auf eine identische Art und Weise verlegt werden müssen. Eine deutliche Zeitersparnis kann durch den Verzicht auf ein vorgelagertes Raumordnungsverfahren erzielt werden. Im Übrigen ist nur mit geringen Einsparungen in der Umsetzungszeit beispielsweise aufgrund des geringen Einflusses auf den laufenden Netzbetrieb zu rechnen.



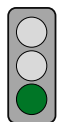
Nachhaltigkeit und Robustheit

Gegenüber dem herkömmlichen Netzausbau kann durch die gleiche Netzinfrastruktur eine konstant deutlich höhere Anschlussleistung erzielt werden. Im Gegenzug sind Einspeisenetze jedoch auf eine hohe Planungssicherheit bezüglich des EE-Ausbaus angewiesen. Anders als bei Anschluss im Bestandsnetz, muss für den effizienten Einsatz von Einspeisenetzen eine hohe Sicherheit von Ort und Menge der zu erwarteten Anschlussleistung bestehen. Zugleich bedingt der direkte Anschluss am Übertragungsnetz eine hohe Leistung von mehreren hundert Megawatt.



Gesamtkosten der Maßnahme

Die Bildung von Einspeisenetzen wird deshalb vorgenommen, weil (insbesondere durch den Verzicht auf die (n-1)-Sicherheit) ein Kostenvorteil gegenüber einem konventionellen Netzausbau entsteht. Insofern ist diese Maßnahme hinsichtlich Investitionen und Betriebskosten positiv zu bewerten.



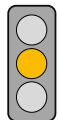
Berücksichtigung in Netzausbauplänen

In den Netzausbauplänen der „ARGE der FNB Ost“ (FNB Ost 2017) wird die Berücksichtigung des Konzeptes explizit erwähnt. Eine konkrete Planung liegt jedoch weder hier noch in den Netzausbauplänen nach EnWG vor.



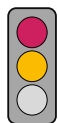
Bewertung durch Stakeholder

Seitens der Stakeholder werden Einspeisenetze zwar als vielversprechende Alternative gesehen. Zugleich wird jedoch darauf hingewiesen, dass es sich hierbei um eine sehr individuelle Lösung handelt, für die die richtigen Gegebenheiten vorhanden sein müssen.



Planung und Genehmigung

Im Genehmigungsrecht wird nicht zwischen Einspeisenetzen und den üblichen Netzen der öffentlichen Versorgung differenziert. Entsprechend erheben sich dieselben Vorgaben, die für Freileitungen oder für die in Einspeisenetzen häufiger genutzten Erdkabel Anwendung finden.



Fazit

Die Bildung von Einspeisenetzen kann in Einzelfällen, insbesondere bei schwacher ländlicher Netzinfrastruktur, eine kostengünstigere Option zum Anschluss großer Mengen erneuerbarer Energien an das 380- und 110-kV-Netz darstellen. Die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit ist dabei jedoch individuell zu ermitteln und es liegt bislang keine Untersuchung des Gesamtpotenzials in Deutschland vor. Beim Betrieb von Einspeisenetzen durch einen VNB sind darüber hinaus nicht alle rechtlichen Risiken vollständig geklärt. Aus Sicht des Aspektes Planung und Genehmigung ist es unwesentlich, ob ein zu verlegendes Kabel Teil eines Einspeisenetzes oder eines konventionellen Netzes ist.

5.1.7 Vorausschauende Netzplanung

Die Umsetzungszeit für EE-Projekte liegt häufig deutlich unterhalb der Zeit, die für die Errichtung neuer Netzinfrastruktur benötigt wird. Diese Diskrepanz wurde durch die Einführung der Ausschreibungen weiter verschärft. Die Realisierung eines geplanten EE-Projektes hängt maßgeblich von der Bezuschlagung innerhalb der Ausschreibungen ab. Wird ein Projekt bezuschlagt, ist das Projekt innerhalb eines festen Zeitraums zu realisieren, andernfalls greifen Strafzahlungen (Pönalen) gemäß § 55 EEG und der Zuschlag wird durch die BNetzA gemäß § 35a EEG entwertet. Bei Windenergie an Land beträgt die Realisierungsfrist 30 Monate ab Zuschlagserteilung. Strafzahlungen greifen bereits nach 24 Monaten. Darüber hinaus verbleiben Unsicherheiten, ob alle bezuschlagten Projekte tatsächlich realisiert werden. Dies führt in der Praxis dazu, dass der Netzausbau erst mit deutlicher Verzögerung durchgeführt wird. In Folge fallen in dieser Zeit teils erhebliche Einspar-Mengen an. Zudem kann es so vorkommen, dass dieselben Netzelemente durch das „Fahren auf Sicht“ mehrfach erweitert oder ausgetauscht werden müssen.

Durch eine langfristig, in die Zukunft gedachte Netzplanung kann ein ineffizienter und kostenintensiver iterativer Netzausbauprozess potenziell vermieden werden. Anstelle einer sequenziellen Planung und Ausführung wird dabei bereits heute die zukünftige Versorgungsaufgabe berücksichtigt. Dadurch können (meist durch ein höheres Investment heute) zukünftige Netzausbaukosten verringert werden. Die Einsparungen einer vorausschauenden Netzplanung wurden in einigen Studien (dena 2012, E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014) konkret beziffert. In der dena-Verteilnetzstudie (dena 2012) wurde für die Hochspannung und bei einer Vorausschau von 10 Jahren ein Einsparpotenzial von 20 % der notwendigen Investitionen ermittelt.

Eine erfolgreiche vorrausschauende Netzplanung benötigt jedoch auch eine gute Prognostizierbarkeit der zukünftig angeschlossenen Einspeiseleistungen und muss auf Unsicherheiten reagieren können. In der Praxis ist diese Sicherheit jedoch nicht gegeben. Einerseits besteht für VNB eine hohe Unsicherheit über Ort und Menge der angeschlossenen EE-Leistung. Zugleich besteht Unsicherheit in Bezug auf die politischen Zielstellungen beziehungsweise deren konkrete Umsetzung sowie ambivalente Signale für die zukünftige Entwicklung. So bestehen für die Windenergie beispielsweise nach wie vor ambitionierte Zielstellungen, die tatsächliche Zubauleistung ist im Jahr 2018 und 2019 jedoch stark zurückgegangen (IWR 2019). Andererseits besteht auch seitens der zu erwartenden Netzlast eine gewisse Unsicherheit. In Folge steht den ermittelten Einsparungen das Risiko der Schaffung zu großer Netzkapazitäten entgegen, die sich in der Anreizregulierung entsprechend negativ auf den Effizienzvergleich des VNB niederschlagen können. Zugleich ist bei einer weit vorausschauenden Netzplanung gegebenenfalls mit Widerständen seitens des Planungs- und Genehmigungsrechts zu rechnen, da die Notwendigkeit der konkreten Vorhaben eventuell nicht unmittelbar nachgewiesen ist.

Eine beispielhafte Lösung für diesen Konflikt stellt seit kurzem die Möglichkeit zur Verlegung von Leerrohren dar, die mit Verabschiedung der NABEG-Novelle („Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus“ (NABEG 2.0 2019)) in Planfeststellungsverfahren im Übertragungsnetz und nach § 43j EnWG i. V. m. § 43 Absatz 2 EnWG auch für Ausbauvorhaben im Hochspannungsnetz miteinbezogen werden können. Im Falle des Hochspannungsnetzes (§ 43j EnWG) kann in einem Planfeststellungsverfahren die Verlegung von Leerrohren (auch abschnittsweise) miteinbezogen werden, wenn die Verlegung der Leerrohre dabei räumlich und zeitlich mit der Verlegung eines Erdkabels einhergeht. Voraussetzung ist jedoch, dass die Durchführung von Stromleitung durch die Leerrohre innerhalb von 15 Jahren absehbar ist. Die zukünftige Durchführung der Stromleitungen bedarf dann keines weiteren Genehmigungsverfahrens.

Die Möglichkeit der Verlegung von Leerrohren stellt insofern eine gesetzliche Grundlage für die Durchführung einer vorrausschauenden Netzplanung dar. Jedoch beschränkt sich die gesetzliche Regelung nach § 43j EnWG auf Erdkabel-Vorhaben. Für andere Ausbaupvarianten, speziell Freileitungstrassen,

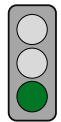
existieren jedoch keine analogen Regelungen. Im Sinne der vorausschauenden Netzplanung sollte insofern geprüft werden, ob eine vorsorgliche Dimensionierung auch im Freileitungsbau (und anderen Aus- und Umbaumaßnahmen) vorgesehen werden sollte. Speziell im Freileitungsbau lässt sich dies durch die Wahl von Masten mit noch freien Traversen für eine zukünftige Beseilung realisieren.

Zudem ist zweifelhaft, ob die vorausschauende Netzplanung diese Problematik angemessen löst, da sie nicht bei dem Zeitpunkt von Netzausbaumaßnahmen, sondern nur bei dem Volumen ansetzt. Um die weiteren erneuerbaren-Energien-Anlagen, die für das Erreichen langfristiger Klimaziele in der Energieerzeugung notwendig werden, in das Netz zu integrieren, ist in vielen Netzgebieten unabhängig von der Entwicklung einzelner Projekte ein flächendeckender Ausbau notwendig. Dies stellt gegebenenfalls die jetzige Planungsgrundlage in Frage, dass ein Netz erst ausgebaut wird, wenn die Notwendigkeit durch eine konkrete Netzanschlussanfrage nachgewiesen wird.

Steckbrief „Vorausschauende Netzplanung“

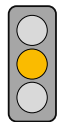
Integrierbare Leistung und nutzbare Energie

Da durch eine vorausschauende Netzplanung langfristig ausreichend Anschlusskapazität geschaffen wird, ist zu erwarten, dass bis zum Erreichen der Ziel-Anschlusskapazität (bei der wiederum auch andere Maßnahmen wie beispielsweise die Spitzenkappung Berücksichtigung finden können) die gesamte Einspeisemenge abgenommen werden kann. Im Vergleich zu kurzfristigeren sukzessiven Ausbaumaßnahmen ist mit geringeren Abregelungen (mit Ursache im Verteilnetz) zu rechnen.



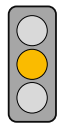
Umsetzungszeit und Beschleunigungswirkung

Bei der Durchführung umfangreicher Netzausbaumaßnahmen ist entsprechend mit einer längeren Umsetzungszeit zu rechnen. Eine kurzfristige Beschleunigungswirkung ist daher nicht zu erwarten. Im Gegenzug reduziert sich jedoch der Bedarf an zukünftigen Netzausbaumaßnahmen.



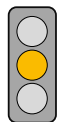
Nachhaltigkeit und Robustheit

Bei verlässlicher Prognose der zukünftigen Versorgungsaufgabe stellt die vorausschauende Netzplanung ökonomisch wie ökologisch die effizientere Variante dar. Stellt sich die Prognose jedoch im Nachhinein als ungenau heraus, besteht die Gefahr der Schaffung zu hoher Netzkapazitäten mit entsprechenden Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit beziehungsweise den Raumbedarf.



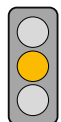
Gesamtkosten der Maßnahme

Die oben genannten Studien weisen für die vorausschauende Netzplanung eine deutliche Reduktion der Netzinvestitionen von bis zu 20 % aus. Durch die nicht berücksichtigte Unsicherheit und damit einhergehende Fehlallokationen ist jedoch auch ein Überbau des Verteilnetzes mit entsprechend höheren Investitionen möglich. Kurz- bis mittelfristig steigen zudem die Ausbaukosten durch die Vorziehung langfristiger Maßnahmen, was besonders im Hinblick auf die vorhandenen Baukapazitäten kostensteigernd wirken kann.



Berücksichtigung in Netzausbauplänen

Die heutige Planung im Verteilnetz ist bereits in einem gewissen Maße vorausschauend, jedoch auf einen kürzeren Zeithorizont beziehungsweise konkret geplante EE-Mengen ausgerichtet. In den Netzausbauplänen der VNB wird eine vorausschauende Netzplanung zwar im Rahmen der gesetzlich geforderten Planungshorizonte von fünf und zehn Jahren durchgeführt. Im Monitoringbericht der BNetzA 2017 (BNetzA und Bundeskartellamt 2017) wird jedoch von erheblichen Schwierigkeiten der VNB mit einer langfristigen Planung berichtet, die sich in einer sehr volatilen 10-jährigen Planung niederschlagen. Ursache hierfür ist in erster Linie die Unsicherheit über Ort, Menge und Zeitpunkt des EE-Zubaus.



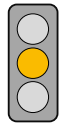
Bewertung durch Stakeholder

Die notwendigen Rahmenbedingungen, die eine vorausschauende Netzplanung ermöglichen, werden von den Stakeholdern als wünschenswert beurteilt. In der Praxis ist eine solche Planungssicherheit jedoch aktuell nicht gegeben. Weitere Hemmnisse ergeben sich aus der Anreizregulierung: Durch die Schaffung aktuell nicht notwendiger Netzkapazitäten kann der VNB im Effizienzvergleich schlechter bewertet werden. In Folge kann sich die Eigenkapitalverzinsung des VNB bei vorausschauender Netzplanung reduzieren.



Planung und Genehmigung

Soweit Planungsentscheidungen getroffen werden müssen, verlangt die notwendige Planrechtfertigung den Nachweis eines Bedarfs, der eine Realisierung innerhalb eines überschaubaren Zeitraums (10 – 15 Jahre) erwarten lässt. Ansätze eines vorsorglichen Netzausbaus in der jüngsten EnWG-Novelle (Leerrohre, § 43j EnWG) sollten auf ihre Übertragbarkeit auch auf den Freileitungsbau geprüft werden.



Fazit

Die langfristige Planung von Hochspannungsnetzen kann, unter Kenntnis der zukünftigen Entwicklung, eine deutliche Kostenreduktion bewirken. Durch die frühzeitige Schaffung von Netzkapazität kann dadurch auch die Notwendigkeit von EE-Abregelungen deutlich reduziert werden. Zeit und genauer Ort des zukünftigen EE-Ausbaus sind jedoch mit sehr großen Unsicherheiten behaftet. Zugleich sind der langfristigen Netzplanung durch die Anreizregulierung und die für die Ausbauvorhaben notwendigen Genehmigungsverfahren enge Grenzen gesetzt. In der Praxis fehlen somit die notwendigen Planungssicherheiten und Anreize, um die theoretisch ermittelten Potenziale einer vorausschauenden Netzplanung zu realisieren. Die Maßnahme „Netzorientierte Standortwahl“ (siehe Abschnitt 5.2.6) stellt in diesem Kontext jedoch ein Instrument dar, mit dessen Hilfe sich die Planungssicherheit erhöhen lässt. Zugunsten einer vorausschauenden Netzplanung sollte zudem geprüft werden, ob neben Erdkabelvorhaben mit Planfeststellungsverfahren auch anderen Aus- und Umbauvorhaben eine zukünftige Ausbauoption ermöglicht werden sollte.

5.2 Zukunftsorientierte technische Maßnahmen

Neben den als „aktuell“ eingruppierten Maßnahmen existieren innovative beziehungsweise „zukunftsorientierte“ Ansätze, die im Folgenden kurz beschrieben und hinsichtlich der Ziele dieser Untersuchung eingruppiert werden. Aufgrund der jeweils teils großen Bandbreite an praktischen Ausgestaltungsmöglichkeiten ist eine eindeutige Bewertung nach dem zuvor angewendeten Ampelschema hier jedoch nicht sinnvoll. Aus diesem Grund erfolgt die Bewertung in Form eines kurzen Fazits. Zusätzlich wird die Analyse durch „Best Practices“ einzelner VNB, Pilotversuchen und aktuellen Forschungsvorhaben ergänzt.

5.2.1 Dezentraler Ausgleich von Erzeugung und Last

Die vorhergehenden Maßnahmen zielen primär darauf ab, durch eine Erhöhung der Netzkapazität den Transport der lokal überschüssigen EE-Leistung in andere Netzgebiete (meist unter Nutzung des Übertragungsnetzes) zu ermöglichen. Alternativ ist es möglich, eine Netzüberlastung dadurch zu reduzieren, dass die lokale Netzlast in Zeiten hoher EE-Einspeisung gezielt erhöht wird, sodass ein wesentlicher Teil des erzeugten Stroms lokal genutzt wird.

Bei diesem Ansatz besteht jedoch das Problem, dass für eine zuverlässige Reduktion der Netzbelastung hohe Verbrauchsleistungen notwendig sind, die zudem sehr flexibel einsetzbar sein müssen. Damit das Konzept auch als verlässliches Element in der Netzplanung berücksichtigt werden kann und somit dauerhaft ein Netzausbau vermieden wird, muss zudem eine hohe Verfügbarkeit der Last bestehen. In der Praxis sind Verbraucher mit diesen Eigenschaften aktuell kaum verfügbar und befinden sich in der Regel nicht in direkter Nähe zu hohen EE-Einspeisungen. Im Hochspannungsnetz ergibt sich zudem die Herausforderung, dass die jeweils benötigten Flexibilitätsoptionen an der richtigen Position im Netz vorhanden sein müssen. Ein möglicher dezentraler Markt hätte daher in der Regel geringe Liquidität. In Folge ergibt sich kein Wettbewerb oder es werden aufgrund fehlender Teilnehmer trotzdem EinsMan-Maßnahmen notwendig.

Als Alternative zur Berücksichtigung flexibler Lasten in der Netzplanung können diese auch nur im Netzbetrieb eingesetzt werden. Dadurch wird zwar die installierbare EE-Leistung nicht erhöht, dafür werden jedoch die abgeregelten EinsMan-Mengen reduziert (eine Beispielrechnung aus dem Projekt „C/sells“ beziffert diesen Effekt auf 21 % der EinsMan-Mengen (C/sells 2019)). Dies führt letztlich zu einer Verminderung der EinsMan-Mengen, nicht aber zur Erhöhung der planerischen integrierbaren

EE-Leistung. Auf diese Weise können flexible Lasten zu einer Vermeidung der abgeregelten EE-Mengen beitragen. Dieses Konzept wird aktuell in zwei Sinteg-Projekten erprobt:

Vorhandene Flexibilitätsplattform

Ein Beispiel für die Nutzung flexibler Verbraucher und Erzeuger stellt das Sinteg-Projekt „Enera“ (ENERA 2019) dar. Dabei werden zuvor prognostizierte Netzengpässe dadurch behoben, dass die überschüssige EE-Leistung nicht abgeregelt, sondern über eine Flexibilitätsplattform vermarktet wird. Flexible Verbraucher wie beispielsweise eine im Projekt teilnehmende Power-to-Gas-Anlage können diese Energiemengen ersteigern. Erste Transaktionen auf der eigens dafür geschaffenen Handelsplattform fanden im Februar 2019 statt (EWE 2019). Der Flexibilitätsmarkt funktioniert dabei weitestgehend analog zum Intraday-Markt der EPEX Spot und bietet somit geringe Eintrittsbarrieren für Teilnehmer mit bereits existierender Börsenanbindung. Im Gegensatz zu den existierenden Märkten können hier jedoch ausschließlich Netzbetreiber Strommengen anbieten oder nachfragen. Flexibilitätsanbieter müssen sich vor der Teilnahme zertifizieren lassen und werden in „erneuerbare“ und „nicht konventionelle“ Anbieter kategorisiert, was zur Wahrung des gesetzlichen Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien notwendig ist. Kommt ein Trade zustande, wird dieser wie beim gängigen Börsenhandel Bilanzkreissystem berücksichtigt. Bis zum Mai 2019 stieg die Zahl der durchgeführten Transaktionen bis auf mehr als hundert pro Tag an (Energate 2019).

Neben Enera existieren zudem noch weitere Projekte, in denen ähnliche Flexibilitätsplattformen aufgebaut werden. Ein ähnliches Konzept verfolgt das Projekt „Wind-NODE“, in dem unter Beteiligung des ÜNB 50Hertz Transmission, vier VNB und weiterer Partner sonst abgeregelte EE-Mengen im Nordosten Deutschland flexibel genutzt werden. Auch der VNB Mitnetz Strom unterhält seit dem Jahr 2018 eine Flexibilitätsplattform des norwegischen Unternehmens NODES.

Bei wachsenden Volumina dezentraler Flexibilitätsmärkte nährt sich dieses Konzept im Ergebnis der Idee getrennter Gebotszonen innerhalb Deutschlands an. Ein Unterschied besteht jedoch darin, dass von den oben genannten Flexibilitätsmärkten kein Anreiz ausgeht, die Errichtung neuer EE-Anlagen in Regionen mit höherem Strompreisniveau zu verlagern. Auf der anderen Seite profitieren bei den oben genannten Märkten nur flexible Großverbraucher von günstigeren Strompreisen, nicht aber Standard-Last-Profil-Kunden wie die meisten Privathaushalte. Es existieren jedoch auch andere Konzepte, bei denen auch Privathaushalte durch die Bereitstellung von Flexibilität finanziell partizipieren können (vergleiche FFE 2018). Aktuell steht dem systemdienlichen Einsatz lastseitiger Flexibilität zudem die Systematik der Netzentgelte hingegen. Die daraus resultierende Anreizwirkung liegt vor allem auf der Erhöhung der eigenen Vollbenutzungsstunden, nicht aber darauf, einen systemdienlichen Flexibilitäts-einsatz zu ermöglichen (siehe dena 2017). Offen ist zudem die Frage, ob das Konzept durch das Zusammenspiel von Intraday- und Flexibilitätsmarkt sowie durch die zum Teil kleinen Marktgebiete durch einzelne Marktteilnehmer ausgenutzt werden kann (sogenanntes „Gaming“), sodass es zu ineffizienten Marktergebnissen kommt.

Fazit

Der dezentrale Ausgleich von Last und Erzeugung stellt eine effiziente Alternative zum Einspeisemanagement dar, insbesondere wenn die Ursache des Einspeisemanagements im Übertragungsnetz liegt. Befindet sich der jeweilige Engpass im Hochspannungsnetz, ist die Liquidität des dezentralen Marktes hingegen in der Regel deutlich geringer. Insofern stellen dezentrale Flexibilitätsmärkte kein universelles Instrument zur Reduktion von Netzengpässen im Hochspannungsnetz dar. Kurz- bis mittelfristig lassen sich so die EinsMan-Mengen mit Ursache im Übertragungsnetz reduzieren, langfristig stellt der Ausbau jedoch die effizientere Alternative dar. Ein breiter Erfolg dezentraler Flexibilitätsmärkte mit hohen Handelsvolumina könnte zudem ein Indikator sein, dass eine einheitliche deutsche Gebotszone aufgegeben werden sollte (vergleiche Abschnitt 5.2.6). Aktuell steht dem Einsatz netzdienlicher Flexibilität neben den fehlenden gesetzlichen Voraussetzungen auch die Systematik der Netzentgelte entgegen.

5.2.2 Power-to-X als Alternative zur Abregelung

Als Alternative zur Nutzung der Flexibilität bereits bestehender Verbraucher besteht auch die Möglichkeit, große Stromverbraucher gezielt in das Stromnetz einzubringen. In diesem Kontext erfüllen besonders die Power-to-Gas-Technologie oder andere Power-to-X-Verfahren die oben genannten Voraussetzungen zur flexiblen Aufnahme hoher Leistungen und für längere Zeiträume. Die Power-to-Gas-Technologie stellt dabei jedoch ein komplexes Technologiefeld dar und wird zur Zeit im Rahmen vieler Demonstrationsvorhaben von verschiedenen Marktakteuren umgesetzt. Wichtige Voraussetzung ist jedoch, dass auch hier eine Infrastruktur zum Transport oder der Nutzung von Wasserstoff, Methan oder anderen Erzeugnissen vorhanden sein muss. Durch verschiedene Gründe ist der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen jedoch aktuell nicht wirtschaftlich darstellbar. Dies liegt zum Teil daran, dass (abgesehen von den oben genannten Flexibilitätsplattformen) keine spezielle finanzielle Begünstigung für sonst abgeregelten EE-Strom existiert. Von der Belastung mit Netznutzungsentgelten sind Power-to-Gas-Anlagen, die eine Rückverstromung des erzeugten Gases vornehmen nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG ausgenommen.

Eine exemplarische Untersuchung zum Einsatz eines flexiblen Verbrauchers findet sich in der „dena-Netzflexstudie“ aus dem Jahr 2017 (dena 2017). Hier wurde der Einsatz einer Power-to-Heat-Anlage zur Vermeidung von wind- und PV-induzierten Netzengpässen in einem Hochspannungsnetz untersucht. Die monetäre Bewertung erfolgt dabei anhand des Vergleichs von Hochtemperaturleiterseilen, der Abregelung von EE-Strom („Spitzenkappung“) oder dem netzdienlichen Einsatz einer sonst nur am Markt genutzten Power-to-Heat-Anlage. Im heutigen regulatorischen Rahmen ist der Einsatz der Power-to-Heat-Anlage dabei jedoch deutlich teurer als die Spitzenkappung, da durch die netzorientierten Einsätze aktuell hohe zusätzliche Netznutzungsentgelte fällig werden. Nach § 13 Abs. 6a EnWG können Power-to-Heat-Anlagen jedoch zur Aufrechterhaltung der Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen eingesetzt werden. Diese Regelung gilt jedoch nur für Übertragungsnetzbetreiber.

Power-to-Gas-Anlagen im Übertragungsnetz

Mit den Projekten *hybridge*¹¹ (Amprion GmbH unter anderem) sowie *ElementEins*¹² (TenneT TSO unter anderem) planen derzeit zwei deutsche Netzbetreiber die Errichtung leistungsstarker Power-to-Gas-Anlagen im Norden Deutschlands. Mit Hilfe dieser Anlagen soll es möglich werden, Strommengen, die aufgrund von Netzengpässen nicht mehr in den Süden transportiert werden können, zu nutzen. Bei *hybridge* soll der so erzeugte Wasserstoff zunächst lokal genutzt werden. Bei zu geringer Nachfrage kann dieser zudem dem bestehenden Erdgasnetz beigemischt oder nach erfolgter Methanisierung auch in unbegrenztem Anteil eingespeist werden. Beide Projekte wurden seitens der BNetzA jedoch bislang nicht bestätigt.

Beide Projekte stellen somit eine Umsetzung der „Sektorkopplung“ dar. Lokal überschüssige Strommengen werden dabei in andere Sektoren transformiert und anderweitig genutzt. Dadurch können diese Projekte dazu beitragen, die Einspar-Mengen zu begrenzen. Im Gegenzug muss der durch die Power-to-Gas-Anlagen genutzte Strom jedoch an anderer Stelle, gegebenenfalls durch konventionelle Erzeuger, kompensiert werden. Dies wäre bei einem bedarfsgerechten Netzausbau nicht der Fall.

Grundsätzliches Problem der Power-to-Gas-Technologie ist jedoch, dass die Transformation von Strom in Wasserstoff oder Methan mit hohen Verlusten einhergeht. Der erzielte Wirkungsgrad variiert je nach verwendeter Methode stark. Häufig genannte Zahlen liegen dabei bei ca. 74 % (Strom zu H₂) beziehungsweise 54 % (Strom zu CH₄) (IEA 2015). In Forschungsprojekten (IWR 2018) konnten bei der Erzeugung von Methan aus Strom bereits Wirkungsgrade von bis zu 76 % erzielt werden. Wird

¹¹ Siehe: <https://www.hybridge.net/>

¹² Siehe: <https://www.element-eins.eu>

eine Rückverstromung des gewonnenen Wasserstoffs beziehungsweise Methans vorgenommen, liegt der Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette entsprechend unter 50 %. In diesem Fall ist die Beseitigung von Netzengpässen die ökologisch wie ökonomisch sinnvollere Alternative.

Fazit

Der Einsatz von Power-to-Gas sollte langfristig nur dann erfolgen, wenn ein bilanzieller Überschuss an EE-Strom vorliegt, der EE-Strom also an keiner Stelle im Energiesystem auf effizientere Art und Weise genutzt werden kann. In einer Übergangsphase kann dies auch zur Vermeidung von Einspeisemanagement erfolgen. In diesem Fall muss sich die Anlage jedoch in der Nähe des Überschusses an EE-Erzeugung befinden, also zum Beispiel in Nord- oder Nordostdeutschland. In der Praxis bestehen bislang jedoch kaum Betriebserfahrungen mit leistungsstarken Power-to-Gas-Anlagen, die tatsächlich zur Vermeidung von Netzengpässen eingesetzt werden.

5.2.3 Speicher zur Vermeidung von Netzengpässen

Eine weitere Möglichkeit zur Vermeidung von Netzengpässen beziehungsweise Einspeisemanagement besteht darin, zeitweise und lokal überschüssige Strommengen in Batteriespeicher einzuspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder einzuspeisen. Speziell durch die in den letzten Jahren deutlich gesunkenen Kosten von Lithium-Ionen-Speichern wurde diese Option in jüngster Zeit vermehrt in Form von Studien und Pilotprojekten untersucht. Dabei bezieht sich der überwiegende Teil der Untersuchungen jedoch auf die Nieder- und Mittelspannung, da der Speichereinsatz sich hier noch eher wirtschaftlich darstellen lässt als in der Hoch- und Höchstspannung. Eine weitere Unterscheidung wird in den meisten Untersuchungen zudem zwischen „Single- und Multi-Use-Anwendungen“ gemacht. Bei „Single-Use-Anwendungen“ wird eine Nutzung des Speichers allein für die Belange des VNB unterstellt. Bei „Multi-Use-Anwendungen“ werden hingegen kombinierte Geschäftsmodelle betrachtet, bei denen der Speicher neben seiner netzstützenden Funktion auch an verschiedenen Märkten (beispielsweise Energie- oder Regelleistungsmarkt) teilnehmen kann.

Grundsätzlich besteht in diesem Szenario jedoch das Problem der regulatorischen Entflechtung: Der VNB kann aufgrund der Marktrollentrennung insbesondere bei „Multi-Use-Anwendungen“ nicht direkt als Anbieter von Regelleistung oder Energiehändler in Erscheinung treten. Dadurch kann es gegebenenfalls notwendig werden, den Speicherbetrieb an einen unabhängigen Speicherbetreiber auszulagern, der in Folge dem VNB die Netzentlastung als Dienstleistung anbietet. Hierbei, sowie in dem Fall, dass der VNB als Speicherbetreiber auftritt, ergibt sich wiederum die Frage der regulatorischen Anerkennung der dadurch entstehenden Kosten für den VNB. Eine umfassende Diskussion dieser Problematik findet sich in (VDE 2015).

Studien, die sich mit der Fragestellung des volkswirtschaftlichen Nutzens von Batteriespeichern als Alternative zum Netzausbau auseinandergesetzt haben, sind beispielsweise die „dena-Netzflexstudie“ (dena 2017), die VDE-Studie „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene“ (VDE 2015) oder die Studie „Dezentrale Speicher für Netzbetreiber“ des Bundesministerium für Energie der Schweiz aus dem Jahr 2017 (BFE 2017). Mit Ausnahme der Studie des VDE wurden dabei auch Multi-Use-Anwendungen untersucht.

Die dena Netzflex-Studie hat ein beispielhaftes MS-Netz untersucht, das simulativ durch eine zu hohe PV- und Windeinspeisung überlastet wurde. Zur Behebung der dadurch entstehenden Netzengpässen wurden ein konventioneller Netzausbau, die dynamische Abregelung des EE-Strom sowie der Einsatz mehrerer Batteriespeicher untersucht. Hierbei zeigte sich, dass die Kosten des Einsatzes der Speicher um ca. Faktor 19 höher liegen als ein konventioneller Netzausbau. Dies deckt sich mit den Ergebnissen der o.g. VDE-Studie aus dem Jahr 2015 (VDE 2015). Hier wurden die Kosten von Batteriespeichern zur Behebung von Netzengpässen mit anderen, den VNB zur Verfügung stehenden Mitteln (Netzausbau, Elemente zur Spannungsregelung und Abregelung) verglichen. Dabei erwies sich die Speicherlösung je nach untersuchter Netzkonfiguration im günstigsten Fall als ca. 3-mal bis 14-mal so kostenintensiv wie

die untersuchten Alternativen. Bei Überlastungen durch WEA in der Mittelspannungen lagen die Kostenvorteile der Alternativen beim Faktor 20, wobei jedoch keine zusätzlichen Erlöse aus einer Marktteilnahme berücksichtigt wurden. Diese zusätzliche Marktteilnahme wurde in einer Studie für das Bundesministerium für Energie (BFE) der Schweiz analysiert (BFE 2017). Hier zeigt sich, dass auch die zusätzliche Marktteilnahme die betrachteten netzdienlichen Speicher nur in Einzelfällen in die Wirtschaftlichkeit führen kann¹³.

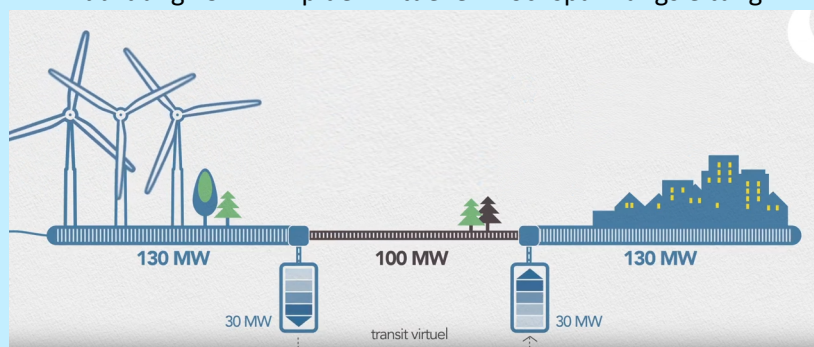
SPEICHERPROJEKTE IM HOCHSPANNUNGSNETZ

Ungeachtet der ungünstigen Studienlage für Speicher zur Vermeidung von Ausbaumaßnahmen im deutschen Hochspannungsnetz wurden und werden bereits Batteriespeicherlösungen zur Behebung von Engpässen im Hochspannungsnetz erprobt:

Der italienische Netzbetreiber TERNÄ betreibt seit dem Jahr 2016 mehrere Batteriespeicher, die das 150-kV-Netz in Süditalien stützen. Mit einer Summenleistung von 35 MW wird dabei zum Großteil überschüssiger PV-Strom aufgenommen, der aufgrund schwacher Netzkapazitäten sonst nicht transportiert werden könnte (TERNÄ 2016). Neben der reinen Entlastung des Hochspannungsnetzes wurde auch die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung erprobt. Im ersten Jahr des Pilotversuchs traten dabei hohe Nichtverfügbarkeiten des Speichersystems auf, die jedoch im zweiten Jahr der Testphase deutlich reduziert wurden.

Im Jahr 2018 hat der französische Netzbetreiber RTE ein ähnliches Projekt vorgestellt: Unter dem Namen *RINGO* soll bis 2020 eine „virtuelle Hochspannungsleitung“ entstehen (RTE 2017). Diese virtuelle Leitung wird durch ein Paar von Batteriespeichern gebildet, die an beiden Enden einer überlasteten Leitung positioniert sind (siehe Abbildung 29). Bei drohender Überlastung der Leitung kann durch simultanes Ein- und Ausspeichern der beiden Speicher ein virtueller Leistungstransport erreicht werden. Anders als beim Konzept des „Netzboosters“ (vgl. NEP 2019) erfolgt der Speichereinsatz dabei auch im ungestörten Betrieb, nicht erst im (n-1)-Fall. Der Ausbau der Hochspannungsleitung wird so vermieden und die übertragbare Leistung zugleich von 100 MW auf 130 MW gesteigert. Durch das simultane Ein- und Ausspeichern wird zudem ein Eingriff in den Energiemarkt vermieden, wodurch das Projekt kompatibel mit den europäischen Regularien werden soll. Seitens des Verbands europäischer Energiehändler werden jedoch unter anderem die hohen Kosten¹⁴ (80 Mio. Euro) und die volkswirtschaftliche Ineffizienz von Speichern in Besitz eines VNB kritisiert (EFET 2017).

Abbildung 29: Prinzip der virtuellen Hochspannungsleitung.



Quelle: RTE (2017)

¹³ Dies gilt für einen Untersuchungsfall, in dem das Angebot von Primärregelleistung (PRL) mit einer netzdienlichen Fahrweise untersucht wird. Bei besonders geringer Netzüberlastung kann ein solcher Speicher wirtschaftlich betrieben werden. Jedoch stammen dann mehr als 95 % der Einnahmen aus der Teilnahme am PRL-Markt, was erneut die Frage nach dem Betreibermodell beziehungsweise der Markttrollentrennung aufwirft.

¹⁴ Zum Vergleich: Für 80 Mio. € lassen sich ca. 70 km Erdkabel mit einer Übertragungsleistung von ca. 170 MW verlegen (Kostenbasis 1,1 Mio.€/km, siehe dena 2012).

Fazit

Batteriespeicher stellen eine Technologie dar, die im weiteren Verlauf der Energiewende steigende Bedeutung erfahren wird. Dies betrifft in erster Linie die Bereitstellung besonders kurzfristiger Systemdienstleistungen und die lokale Erhöhung des Eigenverbrauchs. Für die alleinige Substitution von Netzausbauvorhaben sind Batteriespeicher jedoch aktuell zu kostenintensiv und regulatorisch nicht für einen Einsatz durch den VNB vorgesehen. Gerade die Umsetzung von technisch sinnvollen „Multi-Use-Konzepten“ wird dadurch signifikant erschwert. Dies kann sich insbesondere mit Hinblick auf die zukünftig steigende Bedeutung der Erbringung von Blindleistung aus dem Verteilnetz als hinderlich erweisen. Wenn sich in Zukunft, beispielsweise durch erheblich sinkende Speicherkosten auch eine volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit für solch gemischte Betriebskonzepte ergibt, sollte dies entsprechend auch regulatorisch ermöglicht werden. Aktuell ist dies entsprechend der oben genannten Studien nicht der Fall beziehungsweise höchstens eine Einzelfalllösung.

5.2.4 AC/AC-Kupplungen

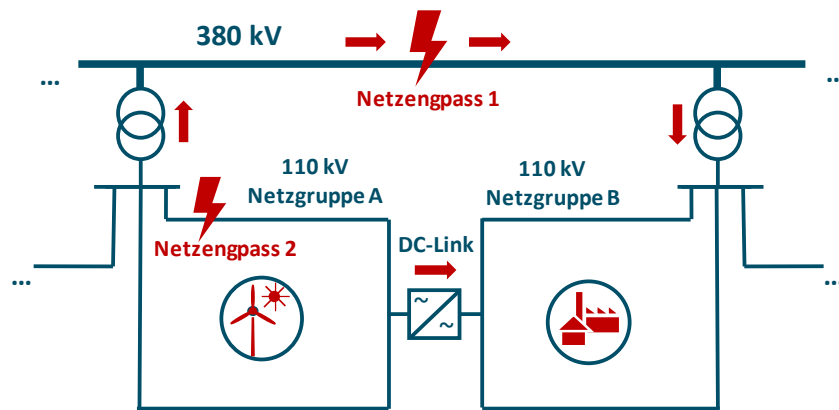
Die Struktur des deutschen Stromnetzes sieht vor, dass der deutschlandweite Ausgleich über das leistungsstarke Transportnetz erfolgt. Die darunterliegenden 110-kV-Netzgruppen sind dabei nicht verbunden. Dies erfolgt einerseits, um zu vermeiden, dass sich die Leistungsflüsse des Transportnetzes auch auf das Hochspannungsnetz auswirken. Andererseits würden die Netzgruppen sonst eine unzulässig hohe Kurzschlussleistung aufweisen. Im Falle eines Kurzschlusses wäre der sich ergebende Fehlerstrom so hoch, dass er nicht mehr mit den eingesetzten Leistungsschaltern beherrscht werden könnte.

In bestimmten Fällen könnte es jedoch von Vorteil sein, auch eine Verbindung von Netzgruppen der Hochspannung vorzunehmen (vergleiche Abbildung 30). Verfügt eine Netzgruppe (A) über eine hohe EE-Einspeisung, erfolgt der Leistungstransport zu benachbarten Netzgruppen (B) über das Transportnetz. Liegt hier jedoch ein Netzenspass (1) vor, wäre der Ausgleich zwischen den beiden Netzgruppen nur über eine direkte Verbindung möglich. Dies ist auch der Fall, wenn ein Engpass in der Netzgruppe A selbst vorliegt (Netzenspass 2).

Die Verbindung ist dabei jedoch nur über eine sogenannte AC/AC-Kupplung (auch: DC-Link, AC-DC-AC-Konverter, DC-Kupplung unter anderem) möglich. Dabei wird der Wechselstrom zunächst in einen Gleichstrom und dieser auf der anderen Seite wieder in einen AC-Strom umgeformt. Dies erlaubt es, den Leistungsaustausch zwischen den beiden Netzgruppen beliebig einzustellen. Dadurch werden die oben genannten Probleme des sonst zu hohen Kurzschlussstroms und der Beeinflussung durch das Transportnetz umgangen. Gleichzeitig kann die DC-Kupplung durch die enthaltene Leistungselektronik auch zur Verbesserung der Spannungsqualität eingesetzt werden.

Konkrete Umsetzungen oder Feldversuche dieser Technologie sind jedoch bislang nicht bekannt. Ende 2019 wurde in Aachen mit dem Testbetrieb eines DC-Forschungsnetzes begonnen (FKZ 03SF0491A). Dieses ist jedoch auf Mittelspannungsebene realisiert und stellt abweichend vom Konzept einer AC/AC-Kupplung ein eigenständiges Verteilnetz dar, nicht aber die Kopplung bestehender AC-Netze.

Abbildung 30: Prinzip der AC-AC-Kupplung.



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr

Fazit

Der Einsatz von AC/AC-Kupplung dürfte in der Praxis nur dann in Frage kommen, wenn die oben genannten Voraussetzungen (einspeise- und lastgeprägte Netzgruppen nahe (wenige Kilometer) beieinander sowie Engpass im Hoch- oder Höchstspannungsnetz) gegeben sind. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass es sich hierbei um eine Einzelfalllösung handelt, die nur in speziellen Netzen Anwendungen finden kann. Zudem sind keine Forschungs- oder Pilotprojekte bekannt, weshalb der praktische Nutzen aus heutiger Sicht nicht bewertet werden kann. Als eine Herausforderung dürfte sich aber die Tatsache erweisen, dass bei größerer Verbreitung eine zweite Transportinfrastruktur geschaffen wird, deren Einsatz gegebenenfalls mit den Betreibern des Übertragungsnetzes koordiniert werden muss.

5.2.5 Kuratives Netzengpassmanagement

Zur Sicherstellung einer möglichst unterbrechungsfreien Stromversorgung sind Hochspannungsnetze nach dem (n-1)-Prinzip („N-Minus-Eins“) ausgebaut. Dieses Prinzip besagt, dass die Stromversorgung auch bei Ausfall einer beliebigen Komponente weiterhin unterbrechungsfrei funktioniert. In der Praxis bedeutet dies, dass bestimmte Betriebsmittel wie Leitungen oder Transformatoren im ungestörten Betrieb im Extremfall nur bis zur Hälfte ihrer eigentlichen Belastbarkeit betrieben werden können. Die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit erfolgt hierbei somit *planerisch*, das heißt das so geplante Netz ist von seiner Struktur her bereits selbst (n-1)-sicher und verbleibt im Fehlerfall auch ohne den manuellen Eingriff des Netzbetreibers in einem sicheren Betriebszustand.

Dieser unterbrechungsfreie Betrieb ist jedoch lediglich für Stromverbraucher von hoher Relevanz. Im seltenen Fall des Versorgungsausfalls ist die Störung für Stromerzeuger wie EE-Anlagen nur mit vergleichsweise geringen finanziellen Einbußen verbunden. Der Gedanke hinter dem nicht (n-1)-sicheren EE-Betrieb (auch „(n-0)-sicherer EE-Betrieb“) ist es nun, planerisch auch Zustände des Netzes zuzulassen, in dem keine einspeiseseitige (n-1)-Sicherheit besteht. Bei Auftreten eines Fehlers wird die unterbrechungsfreie Weiterversorgung statt durch die Überdimensionierung der Netzinfrastruktur durch eine automatisierte Abregelung der EE-Anlagen erreicht. Tritt im Falle hoher EE-Einspeisung nun ein Fehlerfall auf, verhindert der Netzbetreiber die Überlastung der übrigen Betriebsmittel durch eine Reduktion der Einspeiseleistung („kuratives Netzengpassmanagement“). Dadurch können im Hochspannungsnetz bis zu doppelt so viele EE-Anlagen angeschlossen werden als es bei Anwendung des klassischen (n-1)-Prinzips der Fall wäre. Voraussetzung ist jedoch, dass der Netzbetreiber einen direkten Zugriff auf die EE-Anlagen erhält und die dafür genutzte Kommunikationsverbindung eine entsprechende Verfügbarkeit aufweist.

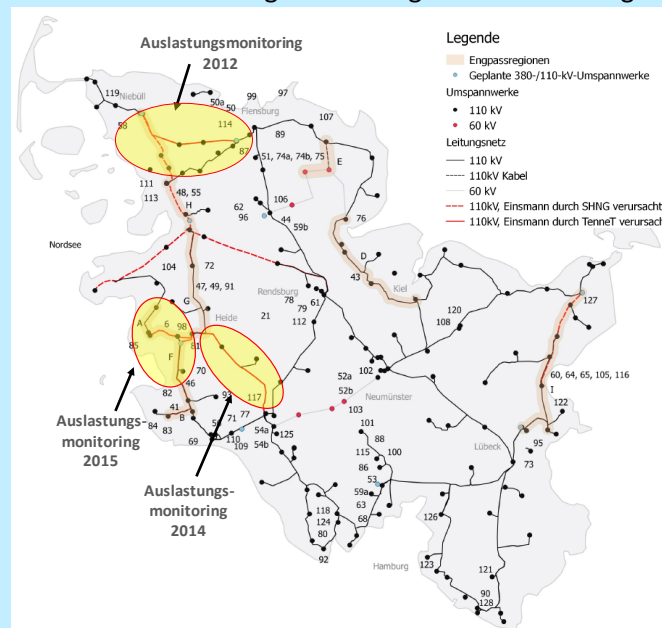
Da sich die Netzlast, anders als die EE-Anlagen, nicht spontan abschalten lässt (dies bedeutet einen großflächigen Strom- beziehungsweise Versorgungsausfall), ist dieses Prinzip nur dann anwendbar, wenn das Hochspannungsnetz ausschließlich durch die Einspeiseleistung an seine Belastungsgrenzen geführt wird. In Netzen, die neben vielen EE-Anlagen auch über eine hohe Netzlast verfügen, kann der nicht (n-1)-sichere EE-Betrieb nur zu geringeren oder sogar keinen Einsparungseffekten führen. In diesem Fällen lässt sich dieses Prinzip jedoch auch mit schnell abschaltbaren Lasten umsetzen.

„AUSLASTUNGSMONITORING“ ALS NICHT (N-1)-SICHERER BETRIEB VON HOCHSPANNUNGSNETZEN

Seit dem Jahr 2012 nutzt der Netzbetreiber „Schleswig-Holstein Netz AG“ unter dem Begriff „Auslastungsmonitoring“ ein kuratives Engpassmanagement zur Steigerung der Aufnahmekapazität des eigenen Hochspannungsnetzes (SH 2017). Durch ein vollautomatisiertes Monitoring des 110-kV-Netzes sowie der Möglichkeit zur Reduktion der Einspeiseleistung kann die Übertragungskapazität der Leistungen nach eigenen Angaben um 50 % gesteigert werden. Dies wird dadurch erreicht, dass die Anschlusspunkte von Windparks (und zum Teil auch Leitungen, die lediglich der Anbindung von EE-Anlagen dienen) gesondert in das Schutzsystem eingebunden werden. Wird auf einer (nun nicht mehr (n-1)-sicher betriebenen Leitung) eine Überlastung festgestellt (etwa durch den Ausfall einer parallel verlaufenden Leitung), so reagiert das Schutzsystem mit der Abschaltung einer entsprechenden EE-Einspeiseleistung. Die Abschaltung erfolgt dabei nicht wie das EinsMan durch eine Leistungsreduktion der EE-Anlagen selbst, da dies mit einer zu langen Reaktionszeit verbunden wäre. Stattdessen werden die Anlagen durch Betätigung eines Leistungsschalters innerhalb von weniger als einer Sekunde „hart“ vom Netz getrennt.

Nach einem Pilotversuch im Jahr 2012 wurde das Auslastungsmonitoring in den Jahre 2014 und 2015 auf weitere Netzabschnitte ausgeweitet (siehe Abbildung 31).

Abbildung 31: Einsatz des Auslastungsmonitoring bei der Schleswig-Holstein Netz AG.



Quelle: Schleswig-Holstein Netz AG

Neben dem Auslastungsmonitoring besteht auch die Möglichkeit, weitere Betriebsmittel in die Strategie zur Reaktion auf einen Fehlerfall miteinzubeziehen. So untersuchen verschiedene VNB beispielsweise den zusätzlichen Einsatz im Forschungsprojekt „InnoSys 2030“ (INNOSYS 2019) weiterer Smart-Grid-Komponenten (insbesondere Elemente zur Steuerung des Leistungsflusses). Im Falle des Ausfalls eines Betriebsmittels können Leistungsflüsse beispielsweise gezielt umgelenkt werden, so-

dass keine Überlastungen entstehen. Die Anwendung solcher Konzepte bedarf jedoch einer engmaschigen Überwachung des Netzzustandes sowie einer permanenten Evaluation der jeweils geeigneten Gegenmaßnahmen.

Fazit

Zusammenfassend stellt der nicht (n-1)-sichere EE-Betrieb ein Betriebskonzept dar, durch das die Aufnahmefähigkeit von 110-kV-Netzen bei gleicher Netzinfrastruktur deutlich gesteigert werden kann. In Abgrenzung zu den bereits zuvor betrachteten Einspeisernetzen ist dieses Prinzip jedoch auch in herkömmlichen Hochspannungsnetzen anwendbar, in denen sowohl Lasten als auch Einspeiser angeschlossen sind. Voraussetzung für einen effizienten Einsatz dieses Konzeptes ist jedoch, dass das Netzgebiet stark durch die Einspeisung von EE-Anlagen dominiert wird und über eine vergleichsweise geringe Last verfügt. Dies dürfte aktuell vor allem im Norden und Nordosten Deutschlands der Fall sein. Durch die Integration weiterer intelligenter Betriebsmittel lässt sich mit diesem Konzept die Aufnahmekapazität von Hochspannungsnetzen noch weiter steigern. Hierfür ist der Automatisierungsgrad der Hochspannungsnetze jedoch voraussichtlich deutlich zu steigern.

5.2.6 Netzorientierte Standortwahl

Aus rein technischer Sicht sollten EE-Anlagen (unter Berücksichtigung der lokalen Ertragssituation) zunächst dort errichtet werden, wo das Stromnetz freie Kapazitäten aufweist und der erzeugte Strom möglichst lokal verbraucht werden kann. Durch dieses Prinzip ließe sich der Netzausbaubedarf minimieren, es steht jedoch in Konflikt zu verschiedenen anderen Gesichtspunkten: Beispielsweise sind Windenergieanlagen vor allem in ländlichen, lastschwachen Gebieten genehmigungsfähig und weisen besonders in Norddeutschland ein hohes Ertragspotenzial auf. Dadurch kommt es vor allem hier zu einem verstärkten Zubau, der einen entsprechenden hohen Netzausbaubedarf zur Folge hat.

Um dennoch eine Steuerungswirkung hinsichtlich der netztechnischen EE-Standorte zu erreichen, hat die Bunderegierung verschiedene Instrumente eingeführt. Dazu gehören die Verteilernetzkomponente, die Ausweisung von Netzausbaugebieten und das Referenzertragsmodell. Diese Instrumente zeichnen sich vor allem dadurch aus, dass sie leicht in die bestehenden Ausschreibungsverfahren für Wind- und PV-Anlagen integrierbar sind und keine grundlegenden Änderungen an der EE-Förderung oder dem generellen Design des Strommarktes erfordern. Auf den Ausgang der vergangenen Ausschreibungsrunden hatten diese Instrumente jedoch nahezu keine Auswirkungen (vergleiche zum Beispiel (BNetzA 2019a)).

Über die bestehenden Regelungen hinaus wurden in bestehenden Studien (E-Bridge 2017, ecofys 2015 und E-Bridge 2019) bereits auch konkrete Vorschläge formuliert, mit denen sich eine netzorientierte Steuerungswirkung erzielen ließe. Diese umfassen:

- Die Reduktion der Entschädigungszahlungen für das Einspeisemanagement über die bestehenden Regelungen hinaus. In Regionen mit vorliegenden Netzengpässen im Verteil- und Übertragungsnetz müssen neue Anlagenbetreiber mit geringeren Erträgen rechnen und würden Standorte ohne Netzengpässe bevorzugen. Gleichzeitig reduziert sich die Belastung der (lokalen) Netznutzer mit dem Anteil des Netzentgeltes, der durch Entschädigungszahlungen verursacht wird.
- Die Einführung einer ortsabhängigen Anschlussgebühr für Einspeiser. Dadurch werden ebenfalls die netztechnischen Auswirkungen in die Standortbeschreibung miteinbezogen.

Bei Maßnahmen, sofern sie tatsächlich zahlungswirksam ausgestaltet werden, führen einerseits zu höheren Kosten beziehungsweise verringerten Erträgen von EE-Projekten, wodurch diese im Gegenzug auf eine höhere Förderung angewiesen wären. Die dadurch andererseits steigende EE-Umlage führt in Folge zudem dazu, dass die Ausbaukosten der Verteilnetze zum Teil nicht mehr nur auf die lokalen, sondern auf alle Netznutzer umgelegt werden. Dies führt somit auch zu einer Umverteilung der Ver-

teilnetzkosten auf alle Netznutzer und nicht vorrangig auf Nutzer besonders EE-belasteter Netze. Allerdings können diese Maßnahmen auch weitere, teils ungewollte Effekte nach sich ziehen (ecofys 2015). Dazu zählen etwa hohe Transaktionskosten und geringe Transparenz bei der Berechnung des Baukostenzuschusses¹⁵ oder höhere Markteintrittsbarrieren für kleine Projektierer. In einer Studie für die Innogy SE (E-Bridge 2019) wurde der volkswirtschaftliche Nutzen des Baukostenzuschusses, der zugleich die effektivste der untersuchten Maßnahmen darstellt, mit einer Milliarde Euro jährlich beziffert.

Deutlich darüber hinaus gehen Ansätze, die eine Steuerungswirkung über eine grundsätzliche Veränderung des Strommarktdesigns erreichen wollen. Dabei stellt vor allem die Aufteilung des aktuell zusammenhängenden deutschen Marktgebietes eine wiederkehrende Forderung: Hierbei werden mindestens zwei separate Gebotszonen (zum Beispiel Norden und Süden) gebildet. Ein Austausch zwischen den Gebotszonen wird nur anhand der real vorhandenen Netzkapazitäten erlaubt. Kurzfristig verändert dies nicht wesentlich die aus Sicht des Transportnetzes notwendige Abregelung von EE-Anlagen. Langfristig ergibt sich jedoch ein Steuerungseffekt durch die unterschiedlichen Preisniveaus in den Gebotszonen: Geringe Preise in Marktgebieten reizen die Ansiedlung neuer Lasten an, während hohe Preise die Installation neuer EE-Anlagen begünstigen. Eine Beschleunigungswirkung bestehender Netzausbauvorhaben ist durch einen solchen Schritt jedoch nicht zu erwarten. Vielmehr wird der Netzausbau (jedoch vor allem auf Ebene des Übertragungsnetzes) durch marktliche Mechanismen vermieden. Eine Auswirkung auf den Ausbaubedarf im Verteilnetz ergibt sich entsprechend nur auf langfristige Sicht. Eine detaillierte Aufstellung der Vor- und Nachteile verschiedener Konzepte findet sich in einer Studie für das BMWi aus dem Jahr 2018 (Consentec 2018).

Fazit

Zusammenfassend stellt die netzorientierte Standortwahl zwar ein wünschenswertes Instrument dar, das in seiner heutigen Umsetzung aktuell jedoch kaum Steuerungswirkung entfaltet. Andere Konzepte, insbesondere mit Sicht auf das Transportnetz (beispielsweise getrennte Gebots- und Preiszonen innerhalb Deutschlands) sind hingegen nur mit großem gesetzlichen Änderungsaufwand umsetzbar und je nach Konzept auch mit anderen Nachteilen verbunden. Dazu zählen etwa höhere Markteintrittsbarrieren, eine geringe Transparenz oder eine schwierige politische Realisierbarkeit.

5.3 Wechselwirkungen der Maßnahmen





Im vorhergehenden Abschnitt wurden die untersuchten Maßnahmen jeweils weitestgehend isoliert betrachtet. Zusätzlich zu diesen einzelnen Wirkungen bestehen zum Teil starke Wechselwirkungen, wenn diese in Kombination angewendet werden. In diesem Abschnitt werden daher die wesentlichsten gegenseitigen Einflüsse untersucht. Für den Großteil der Wechselwirkungen kann dabei auf bestehende Untersuchungen oder einfache Prinzipien zurückgegriffen werden. Einzelne Effekte sind jedoch komplexer und wurden bislang nicht hinreichend untersucht. Hierzu wurden eigene Kurzanalysen durchgeführt, die in den Anhängen A und B dargestellt sind.

Die untersuchten Effekte sind in der folgenden Matrix (siehe Abbildung 32) dargestellt. In den meisten Fällen können dabei teils große Synergieeffekte identifiziert werden (grün). Wesentliche Dissynergiebeziehungswise Konkurrenzeffekte können dabei nur in Bezug auf den Einsatz von Erdkabeln identifiziert werden (rot). In zwei Fällen lösen sich die vermeintlich vorhandenen Konkurrenzeffekte (gelb) bei näherer Analyse und der optimalen Wahl der planerischen Methoden auf (gelb\grün). In den folgenden Absätzen werden die einzelnen Effekte jeweils detailliert betrachtet.

¹⁵ Hierbei werden die durch das Anschlussbegehren einer EE-Anlage entstehenden Ausbaukosten des Verteilnetzes dem Anschlussnehmer vollständig oder teilweise in Rechnung gestellt.

Abbildung 32: Wechselwirkungen der betrachteten Maßnahmen

	Freileitungs- monitoring	HTLS / 80°C- Trassierung	Spitzenkappung	Erdkabel	Einspeisenetze	Voraussch. Netzplanung	Dez. Ausgleich, PtX, Speicher	AC/AC- Kupplungen	(n-0) für EE	Netzorientierte Standortwahl	Herkömmliche Netzplanung
Freileitungsmonitoring		1	2	3							
HTLS / 80°C-Trassierung											
Spitzenkappung	2						4				5
Erdkabel	3										6
Einspeisenetze										7	
Vorausschauende Netzplanung											
Dez. Ausgleich, PtX, Speicher			4					8			
AC/AC-Kupplungen							8				
(n-0) für EE											
Netzorientierte Standortwahl					7						

 Synergieeffekt  Konkurrenzeffekte
 geringer Synergieeffekt  Wechselwirkungen mit ges. Untersuchung

Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr

1. HTLS/80 °C-Trassierung und Freileitungsmonitoring

Sowohl der Wechsel der Leiterseile (beziehungsweise die Ertüchtigung einer Trasse auf einen 80 °C-Betrieb) als auch die Einführung eines Freileitungsmonitorings macht, je nach Konzept und den individuellen Voraussetzungen, Änderungen von vielen Komponenten, Schutz- und Betriebskonzepten notwendig. Dazu zählen beispielsweise:

- die Primärtechnik wie Leistungsschalter, Stromwandler und Trennschalter,
- die Sekundärtechnik und das Schutz- und Betriebskonzept,
- die Einhaltung der Vorgaben des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG),
- die Analyse der Beeinflussung der Nachbarinfrastrukturen.

Da diese Anforderungen sowohl für eine Erhöhung der Leiterseiltemperaturen als auch für das FLM notwendig sind, ergeben sich Synergieeffekte, wenn beide Maßnahmen zusammen vorgenommen werden. Dies spiegelt sich auch in den untersuchten Ausbauplänen der 110-kV-Netzbetreiber wider, in denen bei ca. einem Viertel der FLM-Maßnahmen zugleich auch ein Wechsel auf HTLS oder eine 80 °C-Ertüchtigung erfolgt.

2. Spitzenkappung und planerisches Freileitungsmonitoring

Eine planerische Berücksichtigung des FLM kann nur dann effektiv vorgenommen werden, wenn die durch das FLM erhöhte Leistungskapazität zeitlich mit dem Auftreten hoher Leitungsauslastungen zusammentrifft. Naturgemäß trifft dies in besonderem Maß für den Norden Deutschlands zu, wo eine

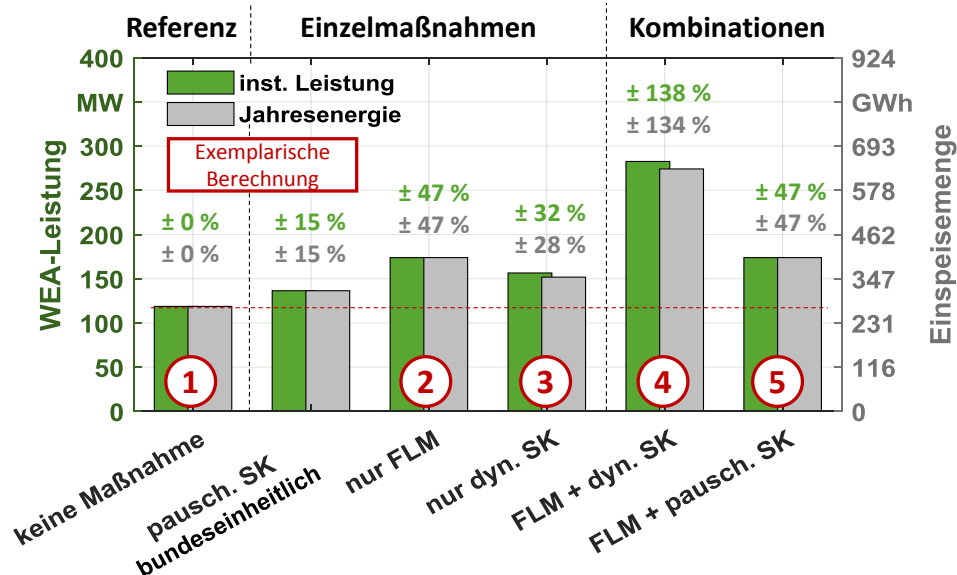
hohe Windgeschwindigkeit zugleich für einen großen Kühleffekt auf den Leitungen als auch für hohe Leitungsbelastungen durch WEA-Einspeisung sorgt.

Die Einführung der Spitzenkappung in einem Netzgebiet (und die darauffolgende zusätzliche Installation weiterer EE-Anlagen bei gleichbleibender Leitungskapazität) sorgt nun zunächst dafür, dass eine hohe Leitungsbelastungen auch zu Zeitpunkten mit mittlerer Windgeschwindigkeit stattfinden kann. Diese Zeitpunkte erlauben aus Sicht des FLM folglich nur eine geringere zusätzliche Leitungsbelastung. Dieser Effekt sorgt tendenziell dafür, dass sich die positiven Effekte der beiden Maßnahmen nicht notwendigerweise in voller Höhe addieren.

Bei Anwendung der dynamischen Spitzenkappung kann jedoch ein hoher Synergieeffekt zwischen den beiden Maßnahmen wirken: Wird die planerische Berücksichtigung des FLM nicht durch die Leitungsbelastung bei hohen Kühleffekten begrenzt, sondern durch (seltene) Situationen mit hohen Temperaturen und zeitgleicher mittlerer Windeinspeisung, so kann die dynamische Spitzenkappung die Leitungsauslastung in diesen Situationen bedarfsgerecht und effizient reduzieren, wodurch hohe zusätzliche Leitungskapazitäten erschlossen werden können.

Eine beispielhafte Rechnung zur Demonstration dieser Effekte findet sich im Anhang A dieses Dokumentes (S. 112). Die Ergebnisse sind in Abbildung 33 dargestellt. Hierbei zeigt sich anhand eines vereinfachten Modells, dass zwischen der Spitzenkappung und dem Freileitungsmonitoring hohe Synergieeffekte bestehen können. Durch die bedarfsgerechte Anwendung der Spitzenkappung kann dabei die in der Netzplanung nutzbare Wirkung des FLM deutlich erhöht werden (Fall 4). Dies gilt jedoch lediglich für die dynamische Form der Spitzenkappung. Bei Anwendung der pauschalen Spitzenkappung (Fall 5) lassen sich im untersuchten Fall hingegen keine über das Freileitungsmonitoring hinaus gehenden EE-Anlagen anschließen.

Abbildung 33: Vergleich der (planerisch) installierbaren WEA-Leistung bei Anwendung verschiedener Maßnahmen aus dem Berechnungsbeispiel in Anhang A.



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr

Es kann aus der exemplarischen Untersuchung in Anhang A jedoch keine allgemeine Quantifizierung dieses Effektes erfolgen. Vielmehr sind die Effekte für jedes Netz individuell zu prüfen, da insbesondere hinsichtlich der lokalen Klimaverhältnisse und dem zeitlichen Zusammentreffen mit der ebenfalls individuellen Versorgungsaufgabe große Unterschiede bestehen.

So zeigt sich jedoch deutlich, dass die Wahl der jeweiligen Form der Spitzenkappung einen sehr großen Einfluss auf die dadurch erschlossene Netzkapazität hat. Grundsätzlich sollte daher bei Netzen, in denen Freileitungsmonitoring zur Anwendung kommt, die dynamische Spitzenkappung gegenüber der pauschalen Variante bevorzugt werden.

Ungeachtet dieses Effektes sorgt die rein betriebliche Berücksichtigung des FLM bei zeitgleicher Spitzenkappung zu einer deutlichen Reduktion der notwendigen EinsMan-Einsätze mit Engpass im Verteilnetz.

3. Teilverkabelung als „Bottleneck“ in Freileitungstrassen

Naturgemäß lassen sich die Konzepte *Freileitungsmonitoring* (FLM) und *HTLS* nur bei Freileitungen anwenden. Jedoch begrenzt auch eine Teilverkabelung von vorwiegend als Freileitung ausgeführten Trassen die Anwendung der Maßnahmen auf die Nennleistung des Kabelabschnittes. Zwar existieren auch Ansätze zur (zeitweisen) Erhöhung der Belastbarkeit von Kabeln (beispielsweise Kabelmonitoring mittels faseroptischer Temperaturmessung), jedoch erreichen diese Konzepte in der Regel nicht dieselben zusätzlichen Belastbarkeiten wie ein Freileitungsmonitoring.

Besonders bei der Teilverkabelung von Freileitungstrecken sollte daher die Möglichkeit einer zukünftigen Erhöhung der Kapazität des Freileitungsteils mitbedacht werden. Ein in Zukunft stattfindender Austausch der Leiterseile oder die Einführung von FLM kann somit gegebenenfalls nur dann sinnvoll durchgeführt werden, wenn auch eine Verstärkung des Kabelabschnitts durchgeführt wird.

4. Spitzenkappung und dezentraler Ausgleich

Neben dem aktuellen verzögerten Netzausbau, insbesondere im Übertragungsnetz, geht auch der Einsatz der Spitzenkappung grundsätzlich mit einem erhöhten Bedarf an EinsMan einher. Dabei stellt das EinsMan jedoch die letzte Maßnahme dar, die erst nach Ausschöpfung aller (aktuell verfügbaren) betrieblichen Möglichkeiten erfolgen darf (§ 13 Abs. 2 EnWG). Da eine Netzauslegung auf die „letzte Kilowattstunde“ nicht das ökonomische Optimum darstellt, ist auch langfristig und trotz umgesetzter Netzentwicklungs- und Ausbaupläne mit der Notwendigkeit von EinsMan-Mengen zu rechnen. Der NEP 2019 (NEP 2019) geht beispielsweise je nach Szenario und Zieljahr von jährlichen EinsMan-Mengen von 2,6 bis 3,4 TWh aus. Dies entspricht ca. 0,6 % des Nettostromverbrauchs der Szenarien.

Diese Energiemengen lassen sich als Alternative zur Abregelung jedoch lokal nutzen. Neben Flexibilitätsmärkten, die als marktliche Organisationsform der Allokation zwischen verschiedenen Flexibilitätsanbietern dienen, sind neben flexiblen Lasten besonders Power-to-X-Anlagen und Batteriespeichern wesentliche Technologien, die ein hohes Maß an Flexibilität bereitstellen können. Insofern bestehen hinsichtlich der effizienten Nutzung sonst abgeregelter Energiemengen hohe Synergieeffekte zwischen der Schaffung dezentraler Flexibilitätsmärkten (oder anderer Organisationsformen des Flexibilitätseinsatzes) und aus der Spitzenkappung folgenden EinsMan-Einsätzen.

5. Spitzenkappung und Gleichzeitigkeiten in der Netzplanung

Bei der Planung von Netzen mit verschiedenen EE-Erzeugern und Lasten können bestimmte Effizienzpotenziale gehoben werden, wenn die Gleichzeitigkeit des Last- beziehungsweise Einspeiseverhaltens bei der Planung berücksichtigt wird. Dies gilt besonders für Netze, in denen sowohl Windenergie- als auch PV-Anlagen angeschlossen sind. Hier tritt das Maximum der Windenergieeinspeisung meist nicht zeitgleich mit hohen PV-Einspeiseleistungen zusammen. Entsprechend kann bei der Netzplanung ein individueller Faktor angesetzt werden, der diese Gleichzeitigkeit abbildet.

In einigen Publikationen von VNB wird berichtet, dass die Anwendung der Spitzenkappung nun in Konflikt mit diesem Prinzip steht. Der Einsatz der Spitzenkappung „verschlechtert“ dabei die Gleichzeitigkeit zwischen den Energieträgern, wodurch die Gewinne auf Seiten der Spitzenkappung zu Lasten der Gleichzeitigkeit gehen. In Summe wiegen sich die Verfahren in etwa auf, wodurch die Anwendung der Spitzenkappung abgelehnt wird, da sie scheinbar keinen zusätzlichen Nutzen bietet.

Diese Wechselwirkung wird in Anhang B (S. 119) im Detail untersucht. Als Ergebnis der Analyse zeigt sich, dass der oben genannte Effekt bei Anwendung der „pauschalen Spitzenkappung“ tatsächlich existiert. Dieses Verfahren stellt jedoch das einfachste von vier im FNN-Hinweis *Spitzenkappung* vorgeschlagenen Verfahren dar, bei dem viele Potenziale der Spitzenkappung ungenutzt bleiben. Für einfache Engpässe bietet der FNN-Hinweis speziell für kombinierte Betrachtungen von Windenergie- und PV-Anlagen ein eigenes Verfahren an. Bei komplexeren Engpässen kann die *dynamische Spitzenkappung* angewendet werden. Beide Verfahren berücksichtigen das oben genannte Prinzip der Gleichzeitigkeit und führen in Summe zu einer deutlichen Erhöhung der in der Netzplanung installierbaren EE-Leistung.

6. (Teil-)Verkabelungen in Freileitungsnetzen

Die Verwendung von Kabel oder teilverkabelten Leitungsabschnitten kann im Betrieb von Hochspannungsnetzen mit verschiedenen Nachteilen verbunden sein. Dies betrifft allem voran die unterschiedlichen elektrischen Eigenschaften von Kabeln, die ein deutlich kapazitiveres Verhalten als Freileitungen aufweisen. In Hochspannungsnetzen kann dies im Extremfall den Wechsel des Schutzkonzeptes von „gelöscht betrieben“¹⁶ (heute üblich aufgrund des hohen Anteils von Freileitungen) hin zu „geerdet“¹⁷ (bei hohem Anteil von Kabeln) erfordern. Da diese Umstellung das Gesamtnetz betrifft, können dadurch sehr hohe Kosten entstehen. Als Alternative lassen sich gegebenenfalls zusätzliche Kompensationselemente oder besondere technische Vorkehrungen (wenn möglich beispielsweise der getrennte Betrieb von Kabelnetzen) errichten, die die kapazitive Wirkung des Kabels zum Teil kompensieren. Anders als Freileitungen können Kabel zudem sehr hohe Einschaltströme verursachen und auch im Fehlerfall zur Erhöhung des Kurzschlussstroms beitragen.

In der Netzplanung ist die geringere Impedanz von Kabeln ein relevanter Aspekt. Liegt ein Kabel parallel zu einer Freileitung, so teilt sich der Strom auch bei identischer Übertragungsleistung nicht gleichmäßig zwischen den beiden Leitern auf. Durch die geringere Impedanz des Kabels wird dieses stärker belastet werden, wodurch gegebenenfalls zusätzliche Kompensationselemente erforderlich werden können.

Mit einem steigenden Anteil von Kabeln in den bestehenden Freileitungsnetzen werden somit die Betriebsführung und Planung des Netzes und speziell der Schutztechnik deutlich anspruchsvoller.

7. Netzorientierte Steuerungswirkung und Planungssicherheit

Unter diesem Effekt werden zwei Wirkungen einer netzorientierten Standortwahl zusammengefasst, mit denen sich die planerischen Risiken von Einspeisenetzen und einer vorausschauenden Netzplanung verringern lassen:

Einspeisenetze lassen sich in der Praxis nur dann realisieren, wenn eine hohe Sicherheit bezüglich des Anschlusses einer vergleichsweise großen Leistung von EE-Anlagen vorliegt. Das Eintreffen dieser Erwartung lässt sich dadurch begünstigen, dass auf Seiten der jeweiligen Projektierer ein ökonomischer Anreiz zur Wahl dieses neu geschaffenen Netzanschlusspunktes besteht. Dies lässt sich, je nach genutztem Instrument, (vergleiche Abschnitt 5.2.6) beispielsweise durch eine vergünstigte Verteilernetzkomponente oder verringerten Baukostenzuschüssen erreichen.

Dieser Effekt kann ebenfalls dazu genutzt werden, die praktischen Risiken einer vorausschauenden Netzplanung zu reduzieren. Schafft ein Netzbetreiber Kapazitäten über den aktuellen Bedarf hinaus,

¹⁶ Eine an die Impedanz des Gesamtnetzes angepasste Drosselspule sorgt hier dafür, dass Kurzschlussströme stark begrenzt werden und entstehende Lichtbögen von selbst erlöschen.

¹⁷ Hierbei entstehen sehr hohe Kurzschlussströme, die schnell detektiert und abgeschaltet werden können, jedoch auch entsprechend dimensionierte Leistungsschalter erfordern.

lässt sich der antizipierte Anschluss neuer EE-Anlagen durch entsprechende Anreize auch außerhalb von Einspeisenetzen begünstigen.

8. Flexibilitätsaustausch zwischen Verteilnetzen

Ein zusätzlicher Synergieeffekt ergibt sich beim gekoppelten flexiblen Verteilnetzen. Durch die Koppelung, zum Beispiel: auf 110-kV-Seite erhöht sich ebenfalls die „elektrische Reichweite“ des Einsatzes von Flexibilität. So lässt sich beispielsweise ein EinsMan-Einsatz in der Netzgruppe A vermeiden, wenn ein Einsatz lastseitiger Flexibilität in der Netzgruppe B erfolgen kann. Durch die entsprechende Anpassung des Betriebspunktes einer AC/AC-Kupplung lässt sich dieser Flexibilitätseinsatz virtuell in die Netzgruppe A verlagern.

5.4 Planungsrechtliche Herausforderungen in Bezug auf technische Maßnahmen

Die Ertüchtigung bestehender 110-kV-Freileitungstrassen auf einen 80 °C-Betrieb oder der Einsatz von HTLS können durch die gegebenenfalls erforderliche Nachrüstung der Trasse mit zulassungsrechtlichen Problemen verbunden sein. Diese sind häufig bei Trassen der Fall, die vor 2001 und damit ohne Planfeststellungsbeschluss zugelassen wurden (vergleiche zum Bestandsschutz dieser Leitungen und daraus resultierenden Problemen Rosin 2012 und Pleiner 2016). Sollen etwa an einer solchen Leitung HTLS befestigt und dafür die Masten erhöht werden, so liegt zunächst eine planfeststellungsbedürftige Änderung (§ 43 Abs. 1 EnWG) vor. Gerade für diese Nachrüstung sieht jedoch § 43f i. V. m. § 3 NABEG vor, dass auf ein Planfeststellungsverfahren verzichtet werden kann, weil soweit nur eine unwesentliche Änderung vorliegt. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass „Rechte anderer nicht beeinträchtigt werden oder mit den vom Plan Betroffenen entsprechende Vereinbarungen getroffen werden“ (§ 43f Abs. 1 Nr. 3 EnWG).

Im signifikanten Unterschied zu § 74 Abs. 7 S. 1 Nr. 2 VwVfG verlangt die Vorschrift die „Beeinträchtigung“, nicht die „Beeinflussung“ von Drittrechten. Zwar wird vertreten, dass deshalb nicht bereits die Abwägungserheblichkeit, sondern erst die „fachplanerische Unzumutbarkeit“ der Rechtsbetroffenheit Dritter das Anzeigeverfahren ausschließt (vergleiche Turiaux 43f 2019). Diese ist insbesondere dann erreicht, wenn die Maßnahme eine entschädigungspflichtige Enteignung darstellen oder erfordern würde. Bei der Aufrüstung nicht planfestgestellter Leitungen könnte selbst diese Schwelle überschritten sein, weil das von Masten und Überspannung betroffene Grundeigentum bislang öffentlich-rechtlich nicht in Anspruch genommen war, sondern vom Betreiber aufgrund privatrechtlicher Vereinbarungen genutzt wird. Insoweit müsste also im Einzelfall geprüft werden, ob die seinerzeitigen privatrechtlichen Vereinbarungen ohne weiteres auch die Nachrüstung erlauben, was sich im Einzelfall tatsächlich wie rechtlich als schwierig erweisen wird. Dies kann dazu führen, dass die für die Beschleunigung des Verteilnetzausbaus zentrale Weichenstellung in § 43f EnWG entgegen der Intention des Gesetzgebers (vergleiche BerlKommEnR 2019) nicht greift und ein Planfeststellungsverfahren allein etwa für die Nachrüstung einer Bestandstrasse mit HT-Leiterseilen erforderlich wird.

Diese Konsequenz ließe sich vermeiden, wenn man – jedenfalls im Anwendungsbereich des § 43f EnWG – die zum Eisenbahnrecht ergangene Rechtsprechung übertragen könnte. Hier ist in der Rechtsprechung anerkannt, dass eine über lange Zeiträume genutzte Eisenbahninfrastruktur auch dann ohne Planfeststellung erneuert werden kann, wenn sie dem damaligen Recht entsprechend ursprünglich nicht planfestgestellt war und auch sonst eine ordnungsgemäße Genehmigung vermutet, aber nicht mehr nachgewiesen werden kann. Der Rahmen der ohne weiteres zulässigen Modernisierung einer solchen Eisenbahninfrastruktur ist auch dann nicht überschritten, wenn in alter Trasse neue Bahndämme gegebenenfalls mit abweichendem Querschnitt errichtet oder der Verkehr nach jahrzehntelanger Unterbrechung wieder aufgenommen oder sein Aufkommen erheblich gesteigert werden soll.

Dadurch kann vermieden werden, dass die Infrastrukturmaßnahme den bei einer Neuerrichtung geltenden Maßstäben des Immissions- und Naturschutzes und den zugehörigen Untersuchungsverfahren unterliegt¹⁸.

Die Übertragung dieser Rechtsprechung erscheint aus verschiedenen Gründen nicht ganz zweifelsfrei. So unterscheiden sich die Situationen etwa im Hinblick auf die Eigentumsbetroffenheit oder das Nutzungsregime. Die im Eisenbahnbereich teilweise zugrundeliegende besondere Situation der Wiedervereinigung und der dabei zu überwindenden Lasten lässt sich aber ohne weiteres mit der gegenwärtigen gesamtgesellschaftlichen Herausforderung der „Energiewende“ beziehungsweise des Klimaschutzes vergleichen. Zudem steht die zentrale Gemeinwohlbedeutung der Energieinfrastruktur für grundlegende Belange der Daseinsvorsorge außer Frage (vergleiche BVerfG, Beschl. v. 20.03.1984 – 1 BvL 28/82 sowie Stürer 2016).

Bei der deshalb jedenfalls naheliegenden Übertragung der eisenbahnrechtlichen Rechtsprechung würde im Verhältnis zu den betroffenen Grundstückseigentümern die öffentlich-rechtliche Belastung ihres Eigentums durch die bestehende Leitungstrasse zugrunde gelegt, die Rechtswirkung einer Planfeststellung also gewissermaßen fingiert. Für die Modernisierung käme es also nur noch auf die zusätzliche Belastung durch Masterhöhung und Beseilung und die hierfür erforderlichen Baumaßnahmen an. Auf dieser Grundlage kann dann die Wertung des Gesetzgebers in § 43f Abs. 4 EnWG aufgegriffen werden, der für planfestgestellte Bestandstrassen die Prüfung der eigentumsrechtlichen Situation im Änderungsfall nicht mehr für notwendig hält (siehe BTDrS 2019). Erst vor diesem Hintergrund ist es dann konsequent, dass der Gesetzgeber die Änderung für unwesentlich erklärt, weil und soweit allein durch Umbeseilung und Masterhöhung die Rechtsposition der Grundstückseigentümer nicht über die Grenze der „fachplanerischen Zumutbarkeit“ hinausgehend beeinträchtigt wird und deshalb insoweit die Voraussetzungen für das Absehen von der Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens vorliegen.

Verbleibende Zweifel an der Tragfähigkeit der beschriebenen Argumentation könnten vom Gesetzgeber ausgeräumt werden. Als fachplanerisches Vorbild dafür kann das Luftverkehrsrecht dienen. Hier hat der Gesetzgeber in § 71 Abs. 1 Luftverkehrsgesetz (LuftVG) für Bestandsflugplätze im Beitrittsgebiet die Fiktion der luftverkehrsrechtlichen Genehmigung und erforderlichenfalls der Planfeststellung angeordnet, um damit die Rechtssicherheit zu erhöhen¹⁹. Eine solche Planfeststellungsfiktion kraft Gesetzes könnte – wie im LuftVG – allgemein oder spezifisch für den Anwendungsbereich des § 43f EnWG auch in die Übergangsvorschriften des § 118 EnWG für Hochspannungsbestandstrassen aus der Zeit vor 2001 eingefügt werden.

5.5 Zusammenfassung und Einordnung

Die vorhergehenden Analysen in den Abschnitten 5.1 und 5.2 zeigen, dass lediglich das Freileitungsmonitoring in allen Kriterien eine positive Bewertung erhält. Aus diesem Grund wird diese Maßnahme von vielen VNB, insbesondere im nördlichen Raum, bereits häufig eingesetzt. Die Ausbaupläne der VNB zeigen zudem, dass eine große Anzahl weiterer Umsetzungen kurz- bis mittelfristig geplant ist. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass die Potenziale dieser Maßnahme im selben zeitlichen

¹⁸ **grundlegend:** BVerwG, Urt. v. 16.12.1988 – 4 C 48/86; BVerwG, Urt. v. 13.12.2007 – 4 C 9/06; BVerwG, Beschl. v. 26.8.1998 – 11 VR 4/98; OVG Berlin, Beschl. v. 08.02.1991 – 2 S 18.90; OVG Magdeburg, Urt. v. 29.03.1995 – 4 L 299/93; *Blümel*, Fragen der Entwidmung von Eisenbahnbetriebsanlagen, 2000, S. 14; *Vogel*, Abgrenzung zwischen Änderung und Unterhaltung von Eisenbahnanlagen, in: *Blümel/Kühlwetter* (Hrsg.), Aktuelle Probleme des Eisenbahnrechts, Speyrer Forschungsberichte 160, 1996, S. 111, 113 ff.; *Pleiner*, S. 187, 304; **kritisch:** *Hofmeister*, Bauleitplanung auf Flächen für privilegierte Vorhaben der Fachplanung, 2004, S. 132 ff.; *Durner*, UPR 2000, 255 (262); *Erbguth/Schubert*, Rechtsfragen der Errichtung und Erweiterung von Binnenhäfen, 2011, S. 117 f.).

¹⁹ Vergleiche dazu Beschlussempfehlung des Ausschusses für Verkehr vom 28. 4. 1998, BT-Drs. 13/10530, S. 61; BVerwG, Urt. v. 07.12.2006 – 4 C 16/04 -, NVwZ 2007, 576 (580); BVerwG, NVwZ 2004, 869 (870))

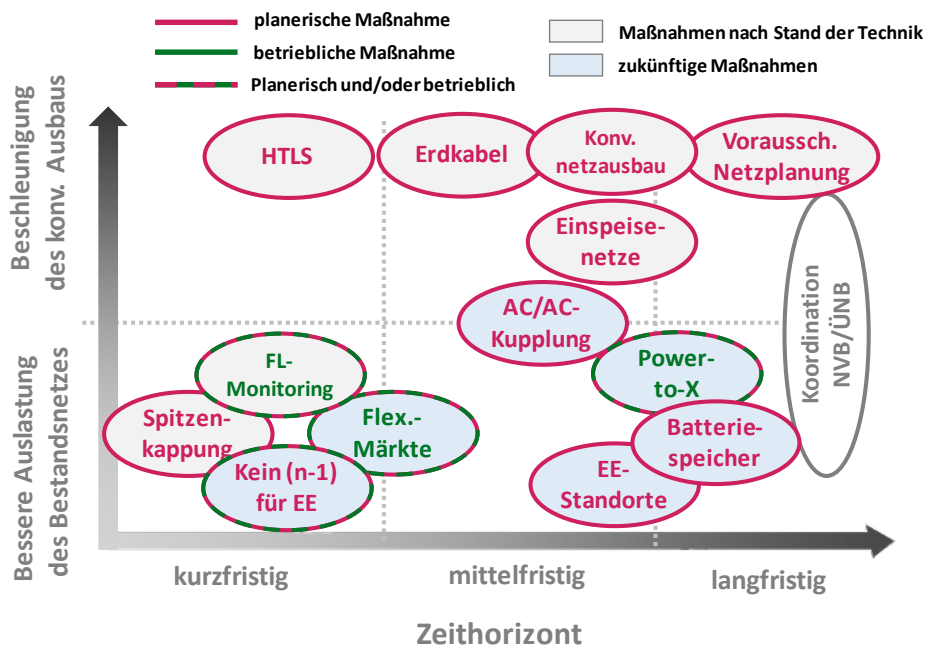
Horizont ausgeschöpft sein dürften. Dies gilt zum Teil analog für die nachträgliche 80 °C-Trassierung von Freileitungstrassen. Alle anderen Maßnahmen sind hingegen mit mindestens einer negativen oder indifferenten Bewertung verbunden. In der folgenden Tabelle 4 werden die Einzelbewertungen der Maßnahmen des heutigen Stands der Technik zusammengefasst.

Tabelle 4: Übersicht über die Bewertung der Maßnahmen in den einzelnen Bewertungskategorien.

Maßnahme	Integrierbare Leistung und Energie	Beschleunigungswirkung	Nachhaltigkeit und Robustheit	Gesamtkosten der Maßnahme	Netzausbaupläne VNB	Interview-teilnehmende	Planung und Genehmigung
Freileitungsmonitoring	●	●	●	●	●	●	●
HTLS	●	●	●	●	●	●	●
Spitzenkappung	●	●	●	●	●	●	●
Koordination VNB/ÜNB	●	●	●	●	●	●	●
Erdkabel	●	●	●	●	●	●	●
Einspeisenetze	●	●	●	●	●	●	●
Vorausschauende Planung	●	●	●	●	●	●	●

Darüber hinaus können die zuvor untersuchten Maßnahmen hinsichtlich der in Abbildung 4 dargestellten drei Dimensionen (Ziel in Bezug auf die Wirkung der Netzentwicklung, Zeithorizont und Fokus (planerisch vs. betrieblich)) kategorisiert werden. Diese Einordnung ist in Abbildung 34 dargestellt. Die zukunftsorientierten Maßnahmen setzen vorwiegend auf eine Höherauslastung des Bestandsnetzes und können entsprechend (bis zu einem gewissen Grad) als Alternative zu Netzausbaumaßnahmen genutzt werden. Entsprechend handelt es sich hierbei neben rein planerischen auch um betriebliche Maßnahmen, die wiederum auch planerisch berücksichtigt werden können und so den Anschluss zusätzlicher EE-Anlagen an das Bestandsnetz erlauben. Der Zeithorizont der Maßnahmen gibt hingegen die praktische Umsetzbarkeit und deren Wirkung wieder. Während die erhöhte planerische Kapazität durch die Spitzenkappung beispielsweise ad-hoc im Planungsprozess und ohne weitere technische Maßnahmen entsteht, tritt die Wirkung einer vorausschauenden Netzplanung oder der Koordination zwischen ÜNB und VNB erst langfristig ein.

Abbildung 34: Einordnung der untersuchten Maßnahmen (planerisch vs. betrieblich) hinsichtlich der zeitlichen Wirkung (X-Achse) und der Wirkung auf die Netzentwicklung (Y-Achse).



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr

Die Analyse der Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen in Abschnitt 5.3 zeigt, dass zwar Konkurrenzeffekte zwischen den Einzelmaßnahmen bestehen können, der Großteil der Effekte jedoch Synergien aufweist. Dies gilt insbesondere für die Spitzenkappung, bei der die konkrete Umsetzungsform sowie regionale Faktoren großen Einfluss auf den netzplanerischen Nutzen haben.

In Bezug auf die in Abschnitt 5.4 adressierten planungsrechtlichen Hemmnisse zeigt sich zudem, dass sich aktuelle und konkrete Herausforderungen im Bereich der HTLS durch eine richterliche oder gesetzgeberische Klärung beseitigen lassen.

Aufbauend auf den Erkenntnissen dieses Kapitels sowie der Hemmnisanalyse aus Kapitel 4 kann nun ein konkreter Handlungsbedarf identifiziert werden. Dieser ergibt sich einerseits aus den geführten Interviews und dem Beteiligungsprozess mit den beteiligten Stakeholdern. Andererseits liefern die im Rahmen dieses Kapitels durchgeführten Berechnungen und Analysen weiterer Literaturquellen wichtige Hinweise, wie sich eine Beschleunigung des Ausbaus in der Hochspannung sowie eine bessere Planung und Auslastung der Bestandsnetze erreichen lassen.

Für das Vorliegen eines konkreten Handlungsbedarfs sind dabei neben den oben aufgeführten Bewertungskriterien weitere Aspekte relevant. Dazu zählt neben dem Vorliegen eines konkreten Hemmnisses auch dessen prinzipielle Behebbarkeit sowie eine ausreichende Effektivität der Maßnahme mit Hinblick auf die Projektziele. Im folgenden Kapitel werden daher die Erkenntnisse der einzelnen Analyseschritte zusammengefasst und in konkrete Handlungsempfehlungen überführt.

6 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

In diesem Kapitel werden die zentralen Ergebnisse des Vorhabens zusammengefasst und der sich in der Bearbeitung des Vorhabens und hierbei insbesondere durch den Austausch mit den beteiligten Stakeholdern identifizierte Handlungsbedarf aufgezeigt. Dem Handlungsbedarf werden mögliche Handlungsoptionen gegenübergestellt, weiterer Forschungsbedarf aufgezeigt und es werden vereinzelt, soweit möglich, konkrete Handlungsempfehlungen ausgesprochen.

Ziel des Vorhabens war es, Maßnahmen zu identifizieren, die zu einer verbesserten und beschleunigten Integration von EE in das Stromnetz beitragen. Das Vorhaben hat eine breite Palette an technischen Optionen für eine verbesserte EE-Integration aufgezeigt. Dabei wurden einerseits Optionen analysiert und in Gesprächen mit Expertinnen und Experten aus der Praxis diskutiert, die eine verbesserte Aufnahmefähigkeit der Bestandsnetze zur Aufnahme dezentraler Erzeugung versprechen und andererseits wurden Optionen betrachtet, die Aussicht auf einen beschleunigten Ausbau der Kapazitäten im 110-kV-Netz bieten.

6.1 Schlussfolgerungen

Die Analyse des Einsatzes von Einspeisemanagement und Redispatch hat gezeigt, dass 2017 2,5 % (5,5 TWh) der gesamten Jahresarbeit von EEG-Anlagen (4,5 TWh entfallen auf die Windenergie an Land, entsprechend 5,1 % der Jahresarbeit) aufgrund von Netzengpässen abgeregelt wurden. Besonders betroffen sind die küstennahen Regionen in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen. Einige Landkreise in Brandenburg und Sachsen-Anhalt sind auch stark vom Einspeisemanagement betroffen. In den Jahren 2016 und 2017 wurden nur 10 % der Maßnahmen durch Engpässe im Verteilnetz verursacht. Die Engpässe im Verteilnetz können jedoch durch Engpässe im Übertragungsnetz überlagert werden und sind dadurch statistisch nicht erfasst und somit nicht sichtbar. Daher ist zu erwarten, dass die Anzahl der Engpässe im Verteilnetz durch den Übertragungsnetzausbau und die damit verbundene Reduzierung der Engpässe im Übertragungsnetz weiter zunehmen werden. Die Analyse von Studien, in denen die zukünftige Entwicklung in der Hochspannung betrachtet wird, zeigt zudem, dass im weiteren Verlauf der Energiewende ein erheblicher Ausbaubedarf zu erwarten ist. Analog zu den aktuellen Vorhaben im Übertragungsnetz wird von den Beteiligten jedoch berichtet, dass auch im Ausbau der Hochspannungsebene starke Hemmnisse vorliegen.

Die in den Gesprächen mit den von Netzausbaumaßnahmen im 110-kV-Netz Betroffenen identifizierten Hemmnisse unterteilen sich in Hemmnisse bei der Bedarfsplanung und in Hemmnisse bei der Umsetzung von Maßnahmen. Die Hemmnisse in der Bedarfsplanung begründen sich in der fehlenden Vorhersehbarkeit der Realisierung konkreter EE-Projekte im Netzgebiet eines VNB. Bei der vorausschauenden Netzplanung erscheinen vor allem die politischen Unwägbarkeiten und Unsicherheiten in Bezug auf die Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien und deren räumliche Verteilung als zentrale Herausforderungen. Die fehlende Vorhersehbarkeit dieser Entwicklungen erschwert den VNB eine bedarfs- und zeitgerechte Netzplanung.

Die von den Stakeholdern genannten Hemmnisse in der Umsetzung führen in ihren Augen zu nennenswerten Verzögerungen im Genehmigungsverfahren aufgrund von Rechtsunsicherheiten, zeitaufwändigen Umweltverträglichkeitsprüfungen, Problemen in Bezug auf die Akzeptanz bei der lokalen Bevölkerung und knappen personellen Kapazitäten. Die genehmigungsrechtlichen Hürden sind jedoch nicht Fokus dieses Vorhabens, sodass keine Analyse dieser Hemmnisse durchgeführt werden konnte. Eine Abschätzung des Umfangs der Auswirkungen dieser Hemmnisse und die Herleitung entsprechender Handlungsempfehlungen bedarf dezidierter Untersuchungen.

Die Analyse der technischen Maßnahmen des Status quo zeigt, dass einige Maßnahmen sinnvolle Alternativen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau darstellen, wie zum Beispiel Freileitungsmonitoring. Diese Maßnahmen werden laut Daten der Bundesnetzagentur sowie Aussagen der Interview-

ten jedoch schon weitgehend von den VNB angewendet und bieten daher keine zusätzliche Beschleunigungswirkung gegenüber dem Status quo. Es ist allerdings unklar, ob die Erkenntnisse, die sich aus dem Projekt ergeben haben, verallgemeinerbar sind für alle 110-kV-Netzbetreiber. Hier bietet es sich an, mit Information und Empfehlungen eine einheitliche Praxis sicherzustellen und zugleich für mehr Transparenz hinsichtlich der Anwendung und Wirkung der Optionen zu sorgen.

Von den verbleibenden technischen Optionen gibt es keine einzelne, die aktuell eine ausgeprägte Beschleunigungswirkung gegenüber dem Status quo verspricht. Je nach Situation bieten die weiteren Optionen moderate Beschleunigungspotenziale. Die Gespräche mit den Stakeholdern haben zudem gezeigt, dass die hohen Erwartungen, die in die Erdkabeltechnologie gesetzt werden, nicht erfüllt werden. Die Wirkung der Erdverkabelung auf die Akzeptanz wird überschätzt und die gewünschte Beschleunigungswirkung wird nicht erzielt.

Auch die verschiedenen innovativen Optionen, die betrachtet wurden, versprechen im kurz- bis mittelfristigen Betrachtungszeitraum der Studie keine signifikante Erhöhung der Aufnahmefähigkeit und / oder Beschleunigungswirkung. Die Unsicherheiten bei der Bewertung des Beschleunigungs- und EE-Integrationspotenzials der innovativen Maßnahmen sind darüber hinaus erheblich.

Die Analyse hat darüber hinaus gezeigt, dass die vorgesehene Beschleunigungswirkung einzelner Maßnahmen, die bereits Anwendung finden, nicht voll ausgeschöpft werden können. Die technischen Alternativen zum herkömmlichen Netzausbau ziehen häufig planungsrechtliche Schritte nach sich, so dass diese ähnliche Planungsunsicherheiten bergen und mit vergleichbaren verfahrensrechtlichen Hürden verbunden sind.

Die hierzu geschaffenen Erleichterungen greifen zum Teil nicht, wie zum Beispiel die Regelung, dass für die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen kein Planfeststellungsverfahren notwendig ist, wenn nur unwesentliche Änderungen durchgeführt werden. Ursache hierfür sind Unsicherheiten darüber, wann Änderungen als *wesentlich* einzustufen sind oder das Misslingen notwendiger Einigungen mit den Grundstückseigentümern. Bei der Verlegung von Erdkabeln wird ebenfalls kein Planfeststellungsverfahren vorgeschrieben. Allerdings berichten VNB, dass die Durchführung des deutlich zeit- und kostenintensiveren Planfeststellungsverfahrens bei einzelnen Vorhaben aufgrund fehlender Einigungen mit Grundstückseigentümerinnen und -eigentümern notwendig wird und daher bei bestimmten Vorhaben von Beginn an angestrebt werden sollte.

6.2 Handlungsempfehlungen

In dieser Studie wurden verschiedene technischen Optionen für eine verbesserte EE-Integration untersucht. Im Folgenden werden Handlungsoptionen und vereinzelt konkrete Handlungsempfehlungen aufgezeigt. Abschnitt 6.2.1 widmet sich den technischen Optionen, Abschnitt 6.2.2 genehmigungsrechtlichen Aspekten und Abschnitt 6.2.3 zeigt sonstigen Handlungsbedarf und entsprechende Handlungsoptionen und -empfehlungen auf.

6.2.1 Handlungsempfehlungen für einzelne technische Maßnahmen

Konkurrenzeffekte zwischen verschiedenen Planungsinstrumenten

In den Ausbauplänen der VNB wird zum Teil von Konkurrenzeffekten zwischen verschiedenen Planungsinstrumenten, insbesondere in Bezug auf die Spitzenkappung berichtet. In exemplarischen Analysen konnte hingegen gezeigt werden, dass sich diese Effekte bei entsprechender Vorgehensweise in Synergieeffekte umwandeln lassen. Besonders für das Freileitungsmonitoring zeigte sich, dass die planerischen Kapazitätsgewinne durch Kombination mit der Spitzenkappung erheblich erhöht werden können.

Handlungsempfehlung: Synergieeffekte verschiedener Instrumente der Netzplanung nutzen

In Netzgebieten mit starker Durchmischung verschiedener Energieträger sollte eine Spitzenkappung grundsätzlich entweder mit der Umsetzungsvariante des *Kombifaktors* (einer Variante der Spitzenkappung, in der die Durchmischungseffekte zwischen Wind- und Solareinspeisung explizit berücksichtigt werden) oder mit dynamischer Spitzenkappung erfolgen. Sind die für eine individuelle Planung notwendigen Zeitreihen nicht vorhanden, wird empfohlen diese in Hinblick auf den großen Nutzen individuell ermittelter Faktoren beziehungsweise der dynamischen Spitzenkappung zu erheben.

Bei geplanter Anwendung des Freileitungsmonitorings sollte immer zusätzlich geprüft werden, inwiefern eine zusätzliche Anwendung der (dynamischen) Spitzenkappung zu einer Steigerung der planerisch verfügbaren Netzkapazitäten beitragen kann. Andererseits sollte auch bei geplanter Anwendung der Spitzenkappung die Einführung des Freileitungsmonitorings geprüft werden. Die Relevanz dieses Effektes auch für südliche Netzregionen sollte zudem weiter untersucht und gegebenenfalls in die entsprechenden Leitfäden beziehungsweise Anwendungshinweise aufgenommen werden.

Flexibilisierung und Automatisierung der Hochspannungsnetze

Eine Höherauslastung des Bestandsnetzes lässt sich auch durch die Fähigkeit zur Ergreifung reaktiver Maßnahmen im (n-1)-Fall erreichen. Neben dem heute bereits zum Teil praktizierten nicht-(n-1)-sicheren Anschluss von EE-Anlagen umfasst dies auch andere reaktive Maßnahmen. Zu deren Umsetzung muss gegebenenfalls die Durchdringung von Mess- und Automatisierungstechnik der Hochspannungsnetze jedoch auch weiterhin gesteigert werden.

Handlungsempfehlung: Flexibilisierung und Automatisierung der Hochspannungsnetze vorantreiben

Neue betriebliche Konzepte wie kurative (n-1)-Maßnahmen lassen sich nur in Netzen mit einem engmaschigen Monitoring und automatisierten Gegenmaßnahmen realisieren. Die hierzu notwendigen Instrumente sind bereits vorhanden und werden zum Großteil schon heute im Übertragungsnetz eingesetzt. Verteilnetzbetreiber sollten den Automatisierungsgrad und die intelligente Steuerung der Netze weiter erhöhen. Der Gesetzgeber sollte die Anreizregulierung so anpassen, dass diese betriebskostenintensiven Maßnahmen angereizt werden, wenn sie Investitionskosten einsparen. Die Notwendigkeit zur Digitalisierung und Flexibilisierung betrifft dabei neben der Hochspannung auch die unterlagerte Mittel- und Niederspannung.

Innovative Maßnahmen untersuchen, entwickeln und ermöglichen

Die vorhergehende Analyse zeigt, dass verschiedene innovative Maßnahmen das Potenzial haben, eine effizientere Nutzung und Höherauslastung des Bestandsnetzes zu erreichen. Einige dieser Maßnahmen sind nur in Einzelfällen sinnvoll und werden daher heute nicht flächendeckend eingesetzt. Andere Maßnahmen werden heute aus verschiedenen rechtlichen und regulatorischen Gründen nicht eingesetzt. Zudem besteht bei einigen innovativen Maßnahmen bisher nur wenig Betriebserfahrung.

Handlungsempfehlung: Anreize für den Einsatz innovativer Maßnahmen schaffen

Neben dem konventionellen Netzausbau sowie den heute verfügbaren Alternativen besteht eine Reihe von innovativen Maßnahmen, durch die sich die Bestandsnetze höher auslasten oder effizienter nutzen lassen. Diesen Maßnahmen stehen, damit sie eine praktische Wirkung entfalten beziehungsweise als zusätzliche Alternativen in den Planungsprozess mit einbezogen werden können, verschiedene Hemmnisse im Weg:

1. Netzinvestitionen sind langfristige Vorhaben und erfordern ein hohes Maß an Planungssicherheit. Die in der Praxis bestehenden Unsicherheiten lassen sich durch verschiedene Maßnahmen reduzieren, die einen Zubau von EE-Anlagen an Netzen mit hohen Kapazitätsreserven anreizen. Die dafür genutzten Instrumente sollten laufend evaluiert und bei fehlender Steuerungswirkung gegebenenfalls angepasst oder ersetzt werden. Dabei sollte jedoch berücksichtigt werden, dass die aktuellen Ausbauziele Erneuerbarer Energien einen weitreichenden Ausbau der Verteilnetze ohnehin unumgänglich machen (vgl. Handlungsempfehlung „[vorausschauender Netzausbau](#)“).
2. Flexibilitätsmärkte bieten die Möglichkeit zur Reduktion der abgeregelten EE-Mengen, die etwa durch den Einsatz der Spitzenkappung auch langfristig zu erwarten sind. Dieses Instrument sollte nach Evaluation der aktuell laufenden SINTEG-Projekte und bei nachgewiesenen praktischen Potenzialen und mit Hinblick sowohl auf Markt- als auch auf Netzbelange genutzt werden dürfen. Dafür sind die entsprechenden regulatorischen und gesetzlichen Voraussetzungen zu schaffen.
3. Dem Anreiz zur Nutzung der Flexibilität steht bei gewerblichen Anwendern aktuell die Struktur der Netznutzungsentgelte entgegen. Um einen systemdienlichen Flexibilitätseinsatz zu erreichen, bedarf es einer Dynamisierung der Netzentgeltsystematik.
4. Ein wirtschaftlicher Einsatz von Speichern zugunsten des Verteilnetzes ist nur dann sinnvoll möglich, wenn dieser zugleich für andere Dienstleistungen genutzt werden kann. Aus diesem Grund sollte der praktische Einsatz von Multi-Use-Konzepten weiter untersucht und gegebenenfalls regulatorisch ermöglicht werden.
5. Aus der Bildung von Einspeisenetzen kann bei räumlich nahen Netzanschlussbegehren neuer Verbraucher und zugleich weiter entfernten Netzanschlusspunkt des öffentlichen Netzes eine Anschlusspflicht entstehen. Dieses finanzielle Risiko für den VNB sollte rechtlich geklärt und gegebenenfalls gesetzlich entgegengewirkt werden.

6.2.2 Handlungsempfehlungen in Bezug auf Genehmigungsverfahren

Personelle Kapazitätsengpässe bei Behörden

Vorhabenträger und Genehmigungsbehörden berichten, dass die Behörden die Anträge einzelner Vorhaben nur mit starkem zeitlichen Verzug bearbeiten können, da es an personellen Ressourcen mangelt. Die Belastung der Genehmigungsbehörden ist regional sehr unterschiedlich und abhängig von der Gesamtzahl der Vorhaben in der Zuständigkeit der Behörde und der zeitlichen Verteilung des Eingangs der Anträge. Es ergibt sich leicht ein Spannungsfeld, dass gerade in Regionen mit hohem Netzausbaubedarf angesichts begrenzter Ressourcen mit langen Bearbeitungsdauern zu rechnen ist. Aufgrund einer stark schwankenden Frequenz der Anträge kann eine ausreichende personelle Abdeckung in Hochzeiten allerdings nur ermöglicht werden, wenn eine niedrige Auslastung des Personals zu Zeiten mit weniger Anträgen in Kauf genommen wird. Der Engpass der personellen Ressourcen ist auch darin begründet, dass es nicht genug qualifiziertes Personal gibt. Die beteiligten Stakeholder berichten, dass es schwierig ist, ausgeschriebene Stellen zu besetzen.

Handlungsempfehlung: Erhöhung der personellen Ressourcen

Die Genehmigungsbehörden sollten unterschiedliche Optionen prüfen, um sicherzustellen, dass sie ausreichend Personal für die Bearbeitung der Anträge zur Verfügung haben. Möglichkeiten sind zum Beispiel die Schaffung langfristiger Stellen, die durch erhöhte Verfahrensgebühren für Antragsteller finanziert werden, wie im Land Nordrhein-Westfalen geschehen, oder die Schaffung von Projektmanagerposten²⁰. Allerdings zeigt die Erfahrung im Übertragungsnetz, dass die komplexe Materie ein flexibles Personalmanagement grundsätzlich stark einschränkt und es schwierig ist, qualifiziertes Personal für befristete Stellen zu finden. Eine Ausbildungsinitiative die gemeinsam von Netzbetreibern und Genehmigungsbehörden durchgeführt wird kann mittel- bis langfristig helfen, mehr qualifiziertes Personal auszubilden. Entsprechende Optionen zur Erhöhung der Ausbildungsplätze sollten von Netzbetreibern und Genehmigungsbehörden untersucht werden.

Unterschiedliche Anforderungen der Genehmigungsbehörden

Antragsstellende Netzbetreiber berichten zum Teil von einer zu niedrigen Transparenz darüber, welche Anforderungen Behörden für den Genehmigungsprozess stellen. Ihrer Aussage zufolge wird dadurch eine effiziente Bearbeitung der Antragsunterlagen erschwert, da Antragssteller zum Teil nicht genau absehen können, welche Antragsunterlagen und welche Informationen sie für die Antragstellung benötigen. Antragssteller berichten zudem, dass dies dadurch erschwert wird, dass auch dort, wo aus ihrer Sicht eine einheitliche Praxis zwischen den Behörden Sinn ergibt (zum Beispiel bei zu nutzenden Datenformaten), unterschiedliche Behörden ihren Spielraum unterschiedlich nutzen. Darüber hinaus besteht für die Vorhabenträger die Herausforderung, dass sie meist in mehreren Bundesländern agieren und unterschiedliche, landesrechtliche Vorgaben einhalten müssen.

Handlungsempfehlung: Erhöhung der Transparenz der Anforderungen im Genehmigungsprozess

Zunächst kann ein regelmäßiger Austausch zwischen den Behörden helfen, Best-Practices in unterschiedlichen Behörden zu identifizieren und sich wo sinnvoll auf eine einheitliche Handhabung von deutschlandweit einheitlichen Vorgaben festzulegen. Bei landesrechtlichen Vorgaben, die sich zwischen den Bundesländern und somit verschiedenen Projekten unterscheiden können, sollten zumindest geprüft werden, ob in den Behörden, bei denen die gleichen Regelungen gelten, diese einheitlich ausgelegt werden sollten. Zusätzlich sollten Behörden sicherstellen, dass sie die von ihnen gesetzten Anforderungen im Vorfeld eines Verfahrens klar an Vorhabenträger kommunizieren.

Genehmigungsrechtliche Probleme bei der Nachrüstung nicht-planfestgestellter Alt-Trassen

Auch bei „unwesentlichen Änderungen“ nach § 43f Abs. 1 EnWG kann es in der Praxis vorkommen, dass es sich hierbei um eine planfeststellungsbedürftige Änderung handelt (vergleiche Abschnitt 5.4). Dies ist besonders dann der Fall, wenn die betreffende Trasse in der Vergangenheit nicht planfestgestellt wurde. Die Notwendigkeit der Planfeststellung ließe sich jedoch vermeiden, wenn auch für 110-kV-Trassen die Möglichkeit einer sogenannten *Planfeststellungsfiktion* geschaffen wird, wie es in der Vergangenheit bereits im Luftverkehrsrecht erfolgt ist.

²⁰ Nach § 29 NABEG können Genehmigungsbehörden einen Projektmanager für ein Vorhaben einstellen, der Vorbereitung und Durchführung des Verfahrens unterstützt, aber vom Vorhabenträger finanziert wird.

Handlungsempfehlung: Fiktive Planfeststellung von Alt-Trassen ermöglichen

Für die rechtssichere Anwendung des § 43f EnWG bei der Nachrüstung von nicht planfestgestellten Bestandstrassen empfiehlt sich eine Ergänzung des § 118 EnWG um eine der Regelung in § 71 LuftVG entsprechende Planfeststellungsfiktion. Sollte eine Rechtsänderung nicht zeitnah erfolgen, könnte ein auf eine solche Fiktion zielendes gerichtliches Musterverfahren angestrengt werden.

6.2.3 Weitere Handlungsempfehlungen

Die Machbarkeit einer vorausschauenden Netzplanung sollte geprüft werden. Die Planungsgrundsätze von VNB schreiben einen reaktiven Ausbau vor. Es wird erst dann mit der Planung und Durchführung von Netzausbaumaßnahmen begonnen, wenn durch Netzanschlussbegehren konkreter Handlungsbedarf entsteht. Die Zielsetzungen der Bundesländer für den Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Ebene der Regional- und Bauleitplanung über Flächenausweisungen sind Indizien für den zukünftigen EE-Ausbau. Unsicherheiten bestehen jedoch bezüglich des tatsächlichen Ausbaus²¹. Der VNB muss somit sehr kurzfristig auf den EE-Zubau reagieren und sein Netz bedarfsgerecht planen.

Die Bedingungen für einen vorausschauenden Netzausbau sollten dementsprechend verbessert werden. Darauf aufbauende Beschleunigungseffekte werden erst durch die jüngste Novellierung des EnWG realisiert. Mit der Regelung zu den Leerrohren (§ 43j EnWG) beschränkt sich der Gesetzgeber aber auf Erdkabel und hebt bestimmte Anbindungsvorhaben hervor. Angesichts der überaus dynamischen Entwicklung des Stromnetzausbaus sollte geprüft werden, ob die Anforderungen an den Nachweis der Erforderlichkeit vorsorglicher Maßnahmen, die mit Netzausbauvorhaben verbunden werden können, allgemein abgesenkt werden können, um so für zukünftige Ausbaunotwendigkeiten vorzusorgen. Dies könnte zum Beispiel mithilfe einer vereinfachten Version der Bedarfsplanung für ausgewählte Vorhaben umgesetzt werden. VNB und Genehmigungsbehörden könnten einen Katalog von Ausbaumaßnahmen erarbeiten, deren Notwendigkeit unabhängig von der Entwicklung einzelner Projekte mit großer Wahrscheinlichkeit aufgrund des regionalen Ausbaus von erneuerbaren Energien abzusehen ist. Für die im Katalog aufgeführten Maßnahmen könnten Investitionsentscheidungen regulatorisch abgesichert und zugleich die Planerforderlichkeit unter diesen Umständen in §§ 43 folgende EnWG gesetzlich fixiert werden.

Handlungsempfehlung: Möglichkeiten für einen vorausschauenden Netzausbau für die 110-kV-Netzebene prüfen

Das flächendeckende Erreichen der Ausbauziele ist von einer vorausschauenden Ausbauplanung abhängig. Um einen vorausschauenden Netzausbau zu ermöglichen ist zu prüfen, ob der Nachweis der Erforderlichkeit vorsorglicher Maßnahmen, die mit Netzausbauvorhaben verbunden werden können, allgemein abgesenkt werden kann, um so für zukünftige Ausbaunotwendigkeiten vorzusorgen.

Vereinzelte Lücken bei der Koordination zwischen Netzbetreibern

Die VNB der Hochspannung berichten, dass es einen guten Austausch mit unterlagerten und benachbarten VNB und ÜNB gibt. Das Vorhaben hat jedoch aufgezeigt, dass in einzelnen Fällen die Planungsgrundsätze nicht aufeinander abgestimmt sind. Die Annahmen von VNB über den EE-Zubau in ihrem

²¹ Die Studie „Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land“, durchgeführt von Navigant und dem Fraunhofer IEE im Auftrag des Umweltbundesamtes (2019), zeigt die aktuelle Flächenkulisse der Windenergie an Land auf und behandelt die Auswirkungen der Nicht-Nutzbarkeit der ausgewiesenen Windflächen.

Netzgebiet weichen von den Annahmen der ÜNB ab, sodass die Zielnetze der Höchst- und Hochspannung nicht aufeinander abgestimmt sind. Zudem gehen die ÜNB im Netzentwicklungsplan von der Anwendung der Spitzenkappung aus, während viele VNB diese zurzeit noch nicht anwenden.

Positive Erfahrungen wurde in dem Zusammenschluss der VNB im Netzgebiet von 50Hertz zur ARGE Ost gesammelt. Besonders hervorzuheben sind die einheitlichen Planungsgrundsätze und der institutionalisierte und regelmäßige Austausch. Allerdings sind diese Erfahrungen nicht grundsätzlich übertragbar, da die Netzbetreiberstrukturen in Deutschland stark heterogen sind.

Handlungsempfehlung: Institutionalisierte Kommunikation zwischen Netzbetreibern

Um Unterschiede in den Planungsgrundsätzen, wie beispielsweise den Annahmen zum EE-Ausbau, zu minimieren, können die VNB den Austausch zwischen einander und mit ÜNB institutionalisieren. Darüber hinaus können die Planungsgrundsätze zur Spitzenkappung im Netzentwicklungsplan angepasst werden, damit sie der Planung der VNB entspricht.

Nicht gesicherte Transparenz bei der Veröffentlichung von EE-Abregelungen

Die VNB nutzen unterschiedliche Formate für die Veröffentlichungen der durchgeführten Maßnahmen des Einspeisemanagements, sodass die eine flächendeckende Erfassung der Maßnahmen kaum möglich ist, und Maßnahmen unterschiedlicher Netzbetreiber kaum verglichen werden können. Obwohl zurzeit die Daten für den Redispatch von den ÜNB in einer einheitlichen Datenbank dargestellt werden, ist es unklar, inwieweit die Integration der Maßnahmen des Einspeisemanagements in den Redispatch auch zu einer höheren Transparenz von Maßnahmen im Verteilnetz führt.

Handlungsempfehlung: Erhöhung der Transparenz von EE-Abregelungen

Die BNetzA sollte bis zur Integration des Einspeisemanagements in den Redispatch sicherstellen, dass die Abregelungen in einheitlichem Format von allen Netzbetreibern leicht zugänglich zu veröffentlichen sind.

Unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung und Darstellung von zukünftigen Engpässen im 110-kV-Netz

Die VNB sind dazu verpflichtet, zukünftige Engpässe zu veröffentlichen. Die Netzbetreiber nutzen sehr unterschiedliche Verfahren, um ihrer Pflicht nachzukommen. Sowohl die Ermittlung als auch die Darstellung unterscheiden sich zwischen den VNB, sodass kein einheitliches Bild über die Engpassentwicklung in Verteilnetzen entsteht. Deshalb kann die Informationspflicht der VNB nicht für eine fundierte Analyse der Entwicklung der Netzengpässe genutzt werden.

Handlungsempfehlung: Einheitliche Verfahren zur Ausweisung zukünftiger Engpässe

Um die Verfahren zur Ausweisung zukünftiger Engpässe zu vereinheitlichen und somit eine Prognose über zukünftige Abregelungen von erneuerbaren Energien zu ermöglichen, sollten die VNB sich zusammen mit der BNetzA auf ein einheitliches Verfahren und Berichtsformat einigen.

7 Quellenverzeichnis

- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2015): Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes, April 2015
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2017a): 50Hertz Transmission, Amprion, TennT TSO, TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017 2. Entwurf 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2017b): Redispatch mit EE – Vorschlag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des BMWi-Projekts „Effiziente Systemsicherheit“. Berlin. 14. Juni 2017.
- AGEB (2018): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Stand: 02.02.2018.
- BerlKommEnR (2019): BerlKommEnR, I 2/*Pielow*, 4. Auflage 2019, § 43f Rn. 1
- BFE (2017): Bundesamt für Energie (BFE): „Dezentrale Speicher für Netzbetreiber - Alternative Netzkapazitäten“ Bern, Schweiz, 17 Oktober 2017
- BfN (2016): Bundesamt für Naturschutz: „Auswirkungen verschiedener Erdkabelsysteme auf Natur und Landschaft“, Abschlussbericht, FKZ 3514 82 1600, 2016
- BNetzA (2011): Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement-Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 1.0. 2011
- BNetzA (2009-2017): Monitoringberichte aus den Jahren 2009 bis 2017
- BNetzA (2016): 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015
- BNetzA (2017): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016.
- BNetzA (2018a): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017.
- BNetzA (2018b): Pressemitteilung der Bundesnetzagentur: „Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibung von Wind- und Solaranlagen“. Bonn. 12.04.2018
- BNetzA (2019a): Evaluierungsbericht zum Netzausbaugebiet, Bonn, Juni 2019. [Online](#)
- BNetzA (2019b): Monitoringbericht 2019, Bonn, [Online](#)
- BNetzA und Bundeskartellamt (2017): Monitoringbericht 2017. Bonn.
- BTU (2013): Studie zu separaten Netzen, Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg, Cottbus 2013
- BTDRs (2019): Gesetzesbegründung, BT-Drs. 19/7375, S. 61
- C/sells (2019): OTH Regensburg: Dokumentation des C/sells Workshop am 26.02.2019, [Online](#)
- Consentec (2018): Consentec GmbH: „Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich“, Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Aachen, Juli 2018
- Danner (2015): Danner/Theobald/Missling EnWG § 43h Rn. 7, 12 ff
- dena (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin.
- Dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 – Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin.
- dena (2017): Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung, Berlin, 2017
- dena (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Berlin.
- Deutsche WindGuard (2017): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update. Varel.
- DWD (2019): Deutscher Wetterdienst (DWD): Climate-Data-Center, [Online](#)
- E-Bridge (2017): e-bridge Consulting: „Synchronisierung von EE- und Netzausbau in Brandenburg“, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg, Dezember 2017
- E-Bridge (2019): e-Bridge Consulting GmbH: „Regionale Steuerung zur Synchronisation von EE- und Netzausbau“, Studie im Auftrag der innogy SE, Bonn, Juni 2019
- E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland. Berlin.

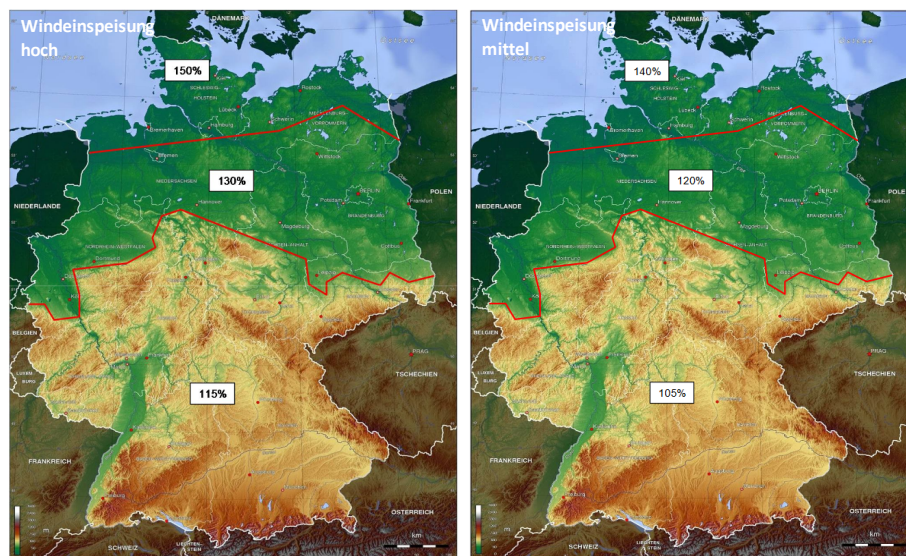
- ef.Ruhr, TU Dortmund, RTWH Aachen (2014): Studie im Auftrag der Staatskanzlei NRW, „Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen“, 2014
- ef.Ruhr (2017): Studie im Auftrag der Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz Baden-Württemberg, „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg“
- Ecofys (2015): Ecofys GmbH: „Weiterentwicklung des Einspeise-Managements“, Studie im Auftrag des BWE, Juli 2015
- Ecofys, Fraunhofer IWES (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen – Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap.
- EFET (2017): European Federation of Traders: „Reaction to the RTE proposals on the RINGO project“, EFET memo–16 October 2017. [Online](#)
- ENERA (2019): Sinteg-Projekt enerea. Onlineaufruf: <https://projekt-enera.de/>
- Energate (2019): Energate GmbH: "Enera: Vom Schaufenster zum realen Markt“, Fachartikel, 28.06.2019, [Online](#)
- ENERTRAG (2010): ENERTRAG AG, „Das ENERTRAG-Einspeisenetz“, Pressemeldung, 2010, [Online](#)
- EWE (2019): EWE AG: „Erster Trade auf der Flexibilitätsplattform „enera Markt“ erfolgreich durchgeführt“, Pressemitteilung, 05.02.2019, [Online](#)
- FFE (2016) Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht Maßnahmenklassifizierung, München, 2016
- FFE (2018) Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: ALTDORFER FLEXMARKT (ALF) – Konzeptbeschreibung, München, 2018, [online](#)
- FG-UPSY (2010): Netzausbau Forschungsgruppe Umweltpsychologie (FG-UPSY): „Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der Region Walle – Mecklar“, Abschlussbericht, 2010
- FNB Ost (2017): ARGE der Flächennetzbetreiber Ost: „Gemeinsamer Netzausbauplan 2017“
- FNB Ost und 50Hertz (2017): Intensive Zusammenarbeit: AR-GEFNB Ost und 50Hertz erarbeiten Lösungen für stabilen Netzbetrieb, Zwischenbericht, 2017, [Online](#)
- FNN (2013): Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN): „Netzausbau mit Hochtemperaturleitern“, April 2013, Online: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/innovation/freileitungen/hinweis-hochtemperaturleiter>
- FNN (2017): Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE: „Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad“, Berlin, 2017
- IEA (2015): International Energy Agency: „Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells“, 2015, [Online](#)
- IEEE (2006): IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors, IEEE 738-2006
- INNOSYS (2019): Mitnetz Strom GmbH: „Neues Forschungsprojekt InnoSys 2030“, Pressemitteilung, 2019. [Online](#)
- IWR (2018): Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR): „Forscher steigern Wirkungsgrad von Power-to-Gas Anlagen kräftig“, Münster, 16.02.2018. [Online](#)
- IWR (2019): Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR): „Windenergie-Ausbau an Land bricht 2018 ein“, Münster, 2019, [Online](#)
- MITNETZ STROM (2017): Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH: „Neubau 110-kV-Hochspannungsfreileitungen Großräschen-Schwarzheide, Bl. 6828 und Großräschen - Finsterwalde, Bl. 6824 mit Abzweig Sonne, Bl. 6821 - Vergleichsrechnung zur Bewertung einer alternativen Verkabelung“, November 2017, [Online](#)
- MITNETZ STROM (2018): Karte Netzengpassgebiete 110-kV-Netz. Stand: 03.08.2018.
- NABEG 2.0 (2019): Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus („NABEG-Novelle“) Deutscher Bundestag Drucksachen 19/7375 und 19/7914
- Navigant, Fraunhofer IEE (2019): Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land, 2019
- NEP (2019): 50Hertz Transmission, Amprion, TennT TSO, TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2019 2. Entwurf, April 2019

- Parabel (2014): Parabel Netze und Anlagenbau GmbH „Wir gehen ans Netz - Modellprojekt EE-Einspeisenetz Prignitz“, 2014
- Pleiner (2016): *Pleiner*, Überplanung von Infrastruktur, 2016, S. 340
- Rosin (2012): Rosin/Pohlmann/Gentzsch/Metzenthin/Böwing/Engel, §§ 43 bis 43h EnWG, Rn. 83
- RTE (2017): Réseau de Transport d'Electricité (RTE): „Voyage au cœur du réseau de demain“ 2017, [Online](#)
- SH (2017): Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Um-welt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein: „Bericht zum Engpassmanagement in Schleswig-Holstein Einspeisemanagement in den Jahren 2010 -2016 und Redispatch im Jahr 2016“, Kiel, Oktober 2017
- TERNA (2016): Trasmissione Elettricità Rete Nazionale (TERNA): „Rapporto pubblico anno 2016 – Progetti Pilota di sperimentazione di accumulo energetico Energy Intensive“, Italien, 2017. [Online](#)
- Thüringer Energienetze (2018): Netzkarte des 110-kV-Hochspannungsnetzes der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG. Stand: 01.08.2018
- Turiaux 43f (2019): Turiaux, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019, § 43f, Rn. 11
- Turiaux 43h (2015): Turiaux, in: Kment (Hg.), Energiewirtschaftsgesetz, § 43h Rn. 9, 17
- Stüer (2016): Stüer/Probstfeld, Planfeststellung, S. 599, 2016
- VDE (2015): Verband der Elektrotechnik und Informationstechnik e.V.: „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene“, Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), 2015
- Wagner (2019): Wagner, Christian: „Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirtschaftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen“, Dissertation an der TU Dortmund, Shaker Verlag, Aachen, 2019
- WEMAG (2018): „Moderne Technologie statt Neubau“, Pressemitteilung, Schwerin, 09.05.2018

Anhang A: Wechselwirkungen zwischen der Spitzenkappung und dem planerischen Freileitungsmonitoring

Bei der planerischen Berücksichtigung des witterungsbedingten Freileitungsbetriebs (Freileitungsmonitoring, FLM) ist es entscheidend, dass die durch das FLM zusätzlich erschlossene Leitungskapazität zeitlich mit Auftreten hoher Leitungsbelastungen zusammenfällt. Für das Übertragungsnetz haben die deutschen ÜNB diese planerisch verfügbare Kapazität beispielsweise in Form einer Karte veröffentlicht (siehe Abbildung A 1). Bei hohen Windeinspeisungen steht somit eine höhere Leitungskapazität zur Verfügung als bei mittleren Windgeschwindigkeiten. Die so ermittelten Faktoren sind dabei Ergebnis einer Analyse der Verfügbarkeit höherer Leitungskapazitäten mit der Einspeiseleistung von WEA.

Abbildung A 1 Zusätzliche Leitungskapazität bei hoher (links) und mittlerer Windeinspeisung (rechts) im deutschen Übertragungsnetz.



Quelle: 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: GRUNDSÄTZE FÜR DIE PLANUNG DES DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZES

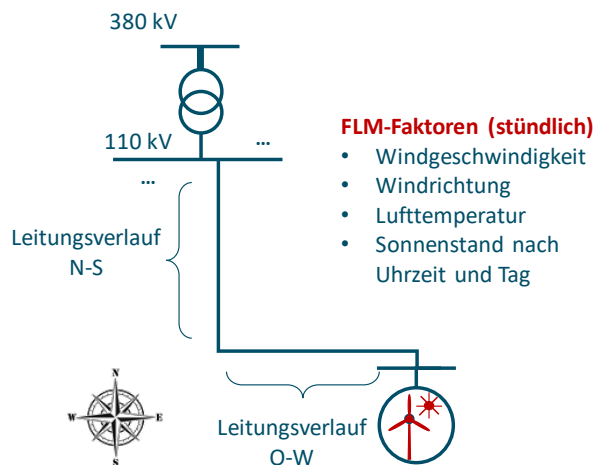
Kommt es in einem Netzgebiet mit einem planerisch berücksichtigten FLM nun zusätzlich zum Einsatz von Spitzenkappung, können (im Vergleich ohne Spitzenkappung) zunächst zusätzliche EE-Anlagen errichtet werden. Die zusätzliche Einspeiseleistung verändert nun jedoch die Statistik des Zusammenfalls von Leitungskapazität und Einspeiseleistung des FLM, sodass auch bei mittleren Windgeschwindigkeiten hohe Leitungsbelastungen auftreten können. Auf der anderen Seite profitiert jedoch die Spitzenkappung von den zusätzlichen Kapazitäten des FLM bei hohen Einspeiseleistungen. Bei der Ermittlung des 3 %-Kriteriums kann dabei berücksichtigt werden, dass die Einspeiseleistung bei hohen Windgeschwindigkeiten nur weniger stark reduziert werden muss.

Es besteht somit eine komplexe Wechselwirkung zwischen den beiden Maßnahmen, die zudem von der konkreten Umsetzung der Spitzenkappung (beispielsweise pauschal oder dynamisch) abhängig ist. Das Zusammenwirken dieser Effekte wird im Folgenden exemplarisch untersucht.

Untersuchtes Leitungsmodell

Untersucht wird eine fiktive 110-kV-Leitung in Norddeutschland, an die zur Vereinfachung als ausschließlicher Netzkunde ein großer Windpark angeschlossen ist. Die Trasse verläuft in einem Teilstück in Nord-Süd- und in einem Teilstück in Ost-West-Richtung (siehe Abbildung A 2, dies sorgt für veränderte relative Windrichtungen auf den Leitungsabschnitten und somit eine realistischere Beurteilung des FLM). Zur weiteren Vereinfachung erfolgt der Netzanschluss nicht (n-1)-sicher.

Abbildung A 2: Untersuchte fiktive Leitungskonfiguration.



Quelle: Eigene Darstellung ef.Ruhr

In einem ersten Schritt wird für diese Leitung (Al-St-3x 265/35 - Dauerstrombelastbarkeit unter Normbedingungen (DIN 50341): 680 A) die Strombelastbarkeit bei Anwendung des FLM berechnet. Dies erfolgt unter Anwendung der Berechnungsvorschriften des IEEE-Standards 738-2006 (siehe IEEE (2006)) für die statische thermische Belastbarkeit. Dabei wird anhand eines statischen thermischen Freileitungsmodells der zulässige Leiterstrom berechnet, bei dem eine Leitertemperatur von 80 °C nicht überschritten wird. Eingangsgrößen des Modells sind zunächst die für die thermische Simulation relevanten Eigenschaften des Leiterseils:

- Durchmesser
- Temperaturabhängiger ohmscher Widerstand
- Emissions- und Absorptionskoeffizienten
- Ausrichtung des Leitungsverlaufs
- Breitengrad und Höhe über NN

Zusätzlich bestimmen die Umgebungsbedingungen der Leitung die Strombelastbarkeit. Diese werden in stündlicher Auflösung anhand realer Aufzeichnungen des DWD (DWD 2019) aus dem Norddeutschen Raum genutzt beziehungsweise berechnet:

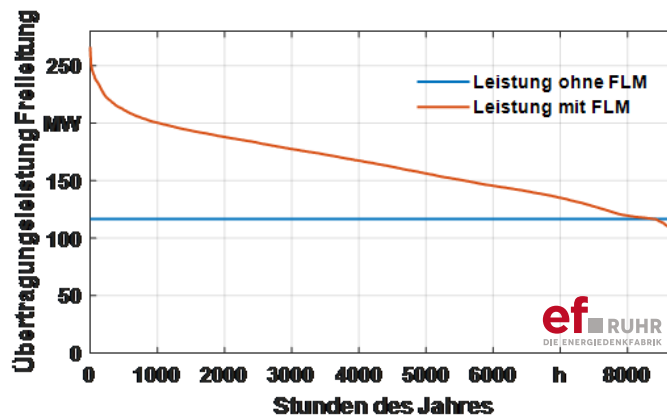
- Umgebungstemperatur
- Windgeschwindigkeit und -richtung
- Sonnenstand relativ zum Leiterseil, berechnet aus Breitengrad, Tag, Uhrzeit und Leitungsverlauf

Auf Basis dieser Daten kann anschließend das thermische Berechnungsmodell des IEEE angewendet werden. Dabei wird anhand der thermischen Effekte natürlicher und erzwungener Konvektion, Ein- und Wärme-Abstrahlung, sowie der ohmschen Verlustleistung der Leitung derjenige Leiterstrom berechnet, bei dem die Auslegungstemperatur von 80 °C erreicht werden. Dieser stellt den maximalen, im Betrieb nutzbaren Leiterstrom dar.

Bei reiner Verwendung dieser Berechnungsvorschrift werden jedoch teils sehr hohe zulässige Leiterströme errechnet, die in der Praxis aufgrund verschiedener Effekte nicht erreicht werden können. Dies wird einerseits dadurch abgebildet, dass die untersuchte Leitung einen 90 °-Knick aufweist. Je nach Windrichtungen sind die Bedingungen auf einem der beiden Abschnitte ungünstiger. Der jeweils ungünstigere Wert wird für die gesamte Leitung angesetzt. In der Praxis existieren noch weitere Effekte

wie zum Beispiel lokale Verschattungen des Windes (zum Beispiel in bewaldeten Gebieten), die lokal für eine höhere Leiterseiltemperatur sorgen können. Darüber hinaus steigt auch der Blindleistungsbedarf der Leitung quadratisch zum Leiterstrom, sodass sich auch hierdurch ein begrenzender Faktor ergeben kann. Zur vereinfachten Abbildung dieser Effekte werden alle zusätzlichen Leitungskapazitäten über dem Normwert pauschal mit einem Faktor von 50 % gemindert. Durch diesen Faktor ergibt sich eine maximale Überlastbarkeit der Freileitungen ca. 100 %, was das Ergebnis der Berechnung an die Ergebnisse vergleichbarer, aber detaillierter Studienergebnisse (vgl. FfE 2016) annähert. Das Ergebnis der Berechnung ist in Form einer Jahresdauerlinie in Abbildung A 3 dargestellt. Im Maximum erlaubt das Freileitungsmonitoring etwas mehr als eine Verdopplung der übertragbaren Leistung, während der Mittelwert bei ca. 140 % der Normbelastbarkeit liegt.

Abbildung A 3: Jahresdauerlinie der Belastbarkeit der untersuchten Leitung mit und ohne Freileitungsmonitoring.



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung ef.Ruhr

Für die stündliche WEA-Einspeisung wird auf reale Einspeisedaten mehrerer räumlich dicht beieinander liegender WEA in Norddeutschland aus dem Datenbestand der ef.Ruhr zurückgegriffen. Der Standort der fiktiven WEA und der Ort der Aufzeichnung der Wetterdaten liegen ebenfalls dicht beieinander.

Netzplanung mit dynamischer Spitzenkappung und Freileitungsmonitoring

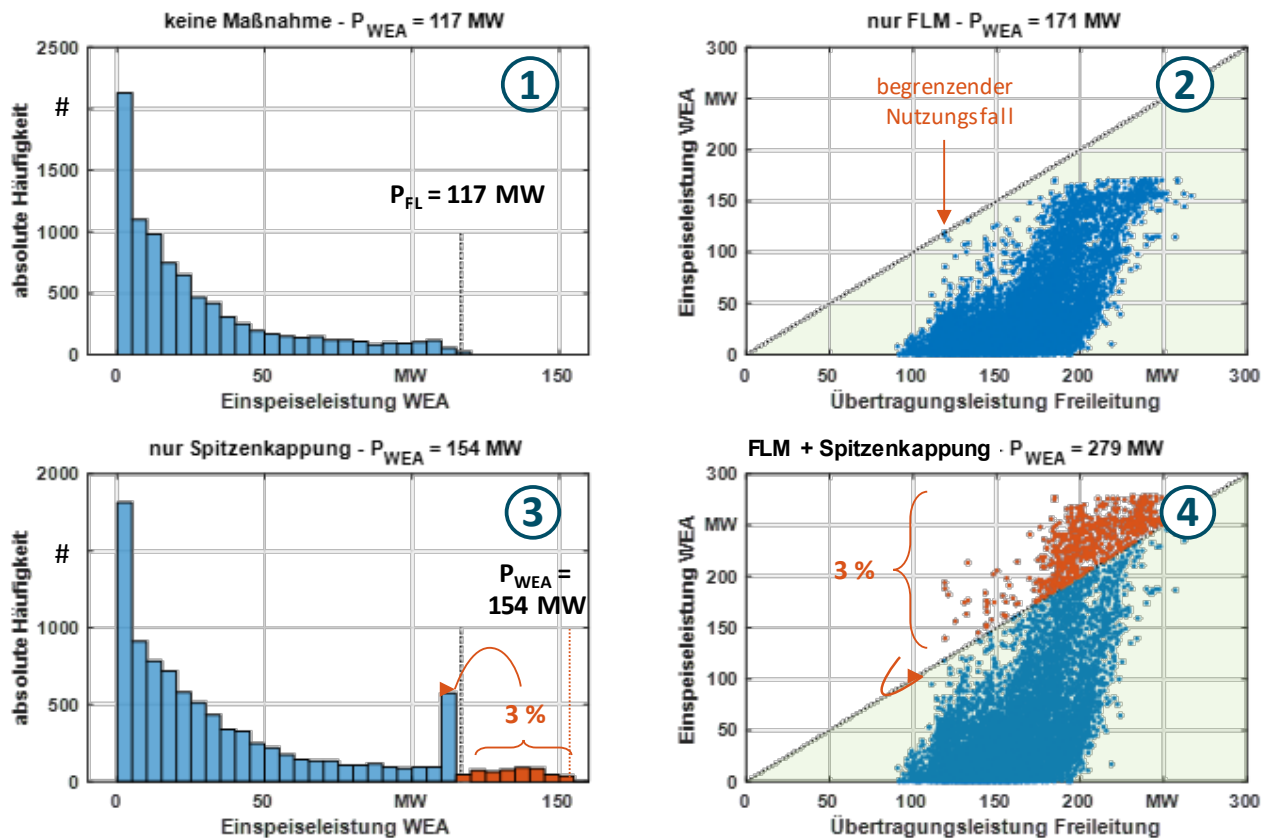
Im nächsten Schritt wird für die oben dargestellte Leitung die jeweils installierbare Leistung von WEA bestimmt. Dies erfolgt unter Verwendung von vier Planungsansätzen, bei denen jeweils keine Maßnahme (1), nur das Freileitungsmonitoring (2) oder die Spitzenkappung (3) sowie beide Maßnahmen gemeinsam (4) angewendet werden.



Für die Spitzenkappung wird dabei zunächst das Konzept der dynamischen Spitzenkappung angewendet. Dabei könnten einzelne WEA bedarfsgerecht und gezielt abgeregelt werden, sodass die obere Grenze von drei Prozent der Jahresenergie pro Anlage genau erreicht wird. Da sich hierbei alle WEA an

einem einzelnen Windpark befinden, alle Anlagen in Bezug auf den Engpass dieselbe Sensitivität aufweisen und keine zusätzliche Netzlast angenommen wird, vereinfacht sich die Analyse zusätzlich. Ferner werden keine Verletzungen des Spannungsbandes betrachtet, eine Überlastung ergibt sich somit nur durch Übertretung des maximalen Leiterstroms bei Nennspannung. Die Ergebnisse der Analyse sind in Abbildung A 4 dargestellt. Dabei wird vereinfachend unterstellt, dass ein möglicher, sich im untersuchten Netz auslegungsrelevanter Engpass nur durch die Summenleistung aller Anlagen verursacht wird.

Abbildung A 4: Maximal installierbare WEA-Leistung bei verschiedenen Planungsmaßnahmen.



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung ef.Ruhr

Im Falle einer konventionellen Netzplanung können (ohne Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit, siehe oben) 117 MW an WEA-Leistung angeschlossen werden. Dieser Wert ergibt sich aus dem maximalen normativen Grenzstrom der Leistung von 680 A. Hieraus ergibt sich eine maximale WEA-Leistung von ca. 117 MW. Dabei wird vereinfachend ein Leistungsfaktor von $\cos \phi = 1$ angenommen und der Spannungsabfall auf der Leitung nicht bewertet.

Im Falle des Freileitungsmonitorings (siehe Fall 2) muss zunächst ein Vergleich zwischen den stündlich verfügbaren Leitungskapazitäten und der Einspeiseleistung der WEA gezogen werden. Stunden, die sich innerhalb des grünen Bereichs befinden stellen einen gültigen Betriebspunkt dar. Anschließend wird die Zeitreihe der Einspeisung soweit skaliert, bis es zu einem Konflikt zwischen der WEA-Einspeisung und der verfügbaren Leitungskapazität kommt (in Abbildung A 4 (2) als „begrenzender Netznutzungsfall“ markiert). Dies ist in einer Stunde mit hoher Temperatur und Sonneneinstrahlung (= geringere Leitungskapazität) aber nur mittlerer Windgeschwindigkeit der Fall. Insgesamt lassen sich so 171 MW an WEA installieren.

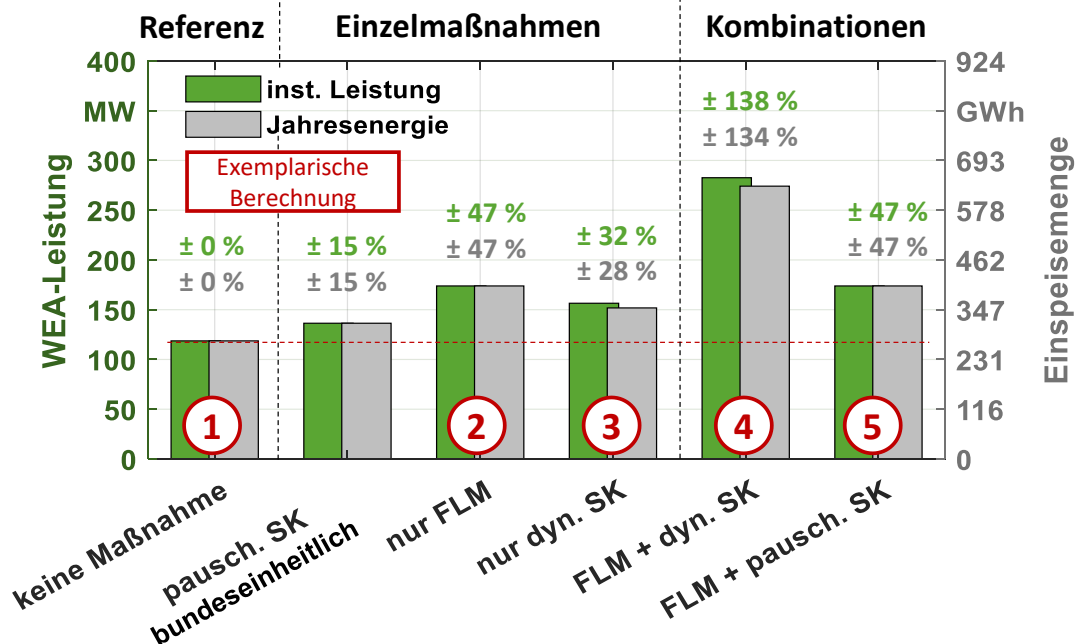
Bei Anwendung der dynamischen Spitzenkappung (siehe Fall 3) wird die installierte WEA-Leistung ebenfalls sukzessive erhöht. Stellt nun jedoch die Abregelung der Einspeisespitzen oberhalb der zuvor ermittelte Übertragungsleistung von 117 MW den begrenzenden Faktor dar. Die gesetzliche Höchstgrenze von 3 % wird hierbei bei einer installierten WEA-Leistung von 154 MW erreicht.

Im vierten Berechnungsfall werden die Maßnahmen Freileitungsmonitoring und Spitzenkappung in der Planung kombiniert (siehe Fall 4). Dabei wird diejenige installierte WEA-Leistung ermittelt, bei der 3 % der erzeugten Jahresenergiemenge reduziert werden muss, um den jeweils erzeugte Windstrom in allen Stunden des Jahres auf die zeitgleich maximale Übertragungsleistung der Leitung zu begrenzen.

Wie die Abbildung zeigt, erfolgt die Abregelung nun nicht nur in Stunden mit besonders hoher WEA-Einspeisung, sondern vor allem auch bei mittlerer Einspeisung aber zugleich geringer Leitungskapazität. Bei Kombination der Maßnahmen lässt sich eine WEA-Leistung von 279 MW installieren, von denen nach Spitzenkappung im Maximum ca. 260 MW erreicht werden.

In Abbildung A 5 werden die Ergebnisse dieser vier Berechnungsfälle (zzgl. Fall 5, siehe folgende Seite) vergleichend gegenübergestellt. Während sich die installierbare WEA-Leistung durch alleinige Verwendung von Freileitungsmonitoring oder Spitzenkappung um 47 % beziehungsweise 32 % steigern lässt, führt die Kombination beider Maßnahmen zu einer Steigerung um 138 % (bzw. 134% in Bezug auf die im Jahresverlauf eingespeiste Energiemenge). Dies verdeutlicht, dass sich die Leistungsgewinne der beiden Maßnahmen (in diesem vereinfachten Untersuchungsfall) nicht bloß multiplizieren (dann läge der Effekt bei $147\% \cdot 132\% = 194\%$), sondern darüber hinaus große Synergieeffekte von +44 % (= 238% – 194%) beinhaltet.

Abbildung A 5: Vergleich der installierbaren WEA-Leistung in den vier Untersuchungsfällen.



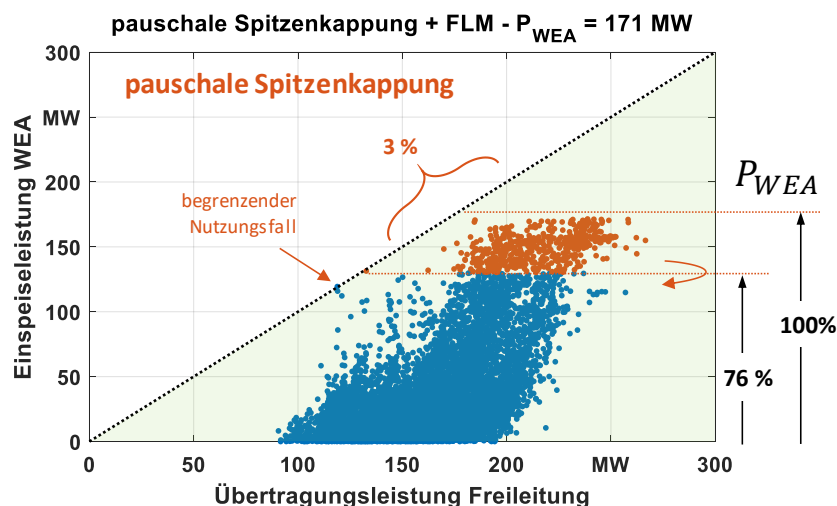
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung ef.Ruhr

Variation: Anwendung der pauschalen Spitzenkappung

Als weitere Variante wird die Berechnung nun unter Anwendung der pauschalen Spitzenkappung wiederholt. Bei der pauschalen Spitzenkappung erfolgt die planerische Reduktion der Einspeiseleistung nicht mehr anhand von Zeitreihen der Netzbelastung, sondern mittels eines pauschalen Reduktionsfaktors. Da in diesem Fall die Zeitreihen der Einspeiseleistung bereits vorliegen, muss dabei nicht auf den „bundeseinheitlichen Reduktionsfaktor“ in Höhe von 87 % (siehe (FNN 2017)) zurückgegriffen werden. Stattdessen lässt sich dieser aufgrund der stark vereinfachten Netzsituation bereits aus den vorhergehenden Ergebnissen ableiten und beträgt $\frac{117 \text{ MW}}{154 \text{ MW}} = 76 \%$ (dies gilt nicht für komplexere Netz-situationen mit zusätzlicher Netzlast oder anderen Netznutzern). Entsprechend ist aufgrund der geringen Komplexität des Szenarios auch das Ergebnis für eine alleinige Anwendung der pauschalen Spitzenkappung hier dasselbe wie bei der dynamischen Spitzenkappung.

Für den kombinierten Betrachtungsfall mit FLM und Spitzenkappung ergeben sich jedoch große Unterschiede. Während bei der dynamischen Spitzenkappung eben dynamisch auf die Differenz zwischen der aktuellen Einspeisung und der zeitgleich verfügbaren Netzkapazität eingegangen werden kann, wird bei der pauschalen Spitzenkappung die Einspeisung oberhalb einer definierten Leistung auch unabhängig vom Wetter reduziert. Das Ergebnis ist in Abbildung A 6 dargestellt.

Abbildung A 6: Streudiagramm der Übertragungsleistung der Freileitung und der Einspeiseleistung der WEA. Zeitpunkte mit planerischer Abregelungen sind in Rot dargestellt.



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung ef.Ruhr

Die Abbildung verdeutlicht, dass im Rahmen der pauschalen Spitzenkappung in diesem Fall nur dann eine planerische Abregelung vorgenommen wird, wenn die zur Übertragung notwendige Leistung eigentlich bereitstünde. Der für die Installation weiterer EE-Anlagen begrenzende Netznutzungsfall liegt vielmehr unterhalb der Grenze der pauschalen Spitzenkappung von 76 %. Folglich können auch trotz Spitzenkappung in diesem Beispiel keine weiteren WEA-Anlagen zugebaut werden. Zudem würde aus betrieblicher Sicht zudem kein Einspeisemanagement notwendig werden.

Dies zeigt, dass sich bei zeitgleicher Anwendung von pauschaler Spitzenkappung und FLM die jeweiligen Maßnahmen hemmen können und die eingangs postulierten Dissynergien tatsächlich bestehen. Zur Hebung der zuvor ermittelten Synergieeffekte ist es somit essenziell, bei gleichzeitigem Freileitungsmonitoring das Verfahren der dynamischen Spitzenkappung anzuwenden.

Weiterer Untersuchungsbedarf

Die Analyse verdeutlicht, dass zumindest unter den unterstellten Bedingungen und bei der Wahl der dynamischen Spitzenkappung hohe Synergieeffekte mit der Freileitungsmonitoring bestehen können. Auch wenn der auslegungsrelevante Netznutzungsfall in vielen Regionen Deutschland bereits stark Wind-dominiert ist, stellt sich die Versorgungsaufgabe dennoch komplexer dar. Dies betrifft insbesondere:

- das Vorhandensein anderer Netznutzer wie Lasten und PV-Anlagen,
- unterschiedliche Klimaregionen, beispielsweise mit weniger Wind und höherer Solareinstrahlung, besonders in Süddeutschland,
- die Untersuchung anderer Jahre mit unterschiedlichem Wetterverlauf,
- komplexere, vermaschte Netzstrukturen sowie
- die Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit und dem zulässigen Spannungsband.

Entsprechend sollte die Bedeutung der oben genannten Effekte weiter anhand realer Netze untersucht werden. Dennoch zeigt diese Analyse, dass die dynamische Spitzenkappung einen neuen planerischen Freiheitsgrad eröffnet, von dessen Flexibilität besonders Netze mit Freileitungsmonitoring profitieren können.

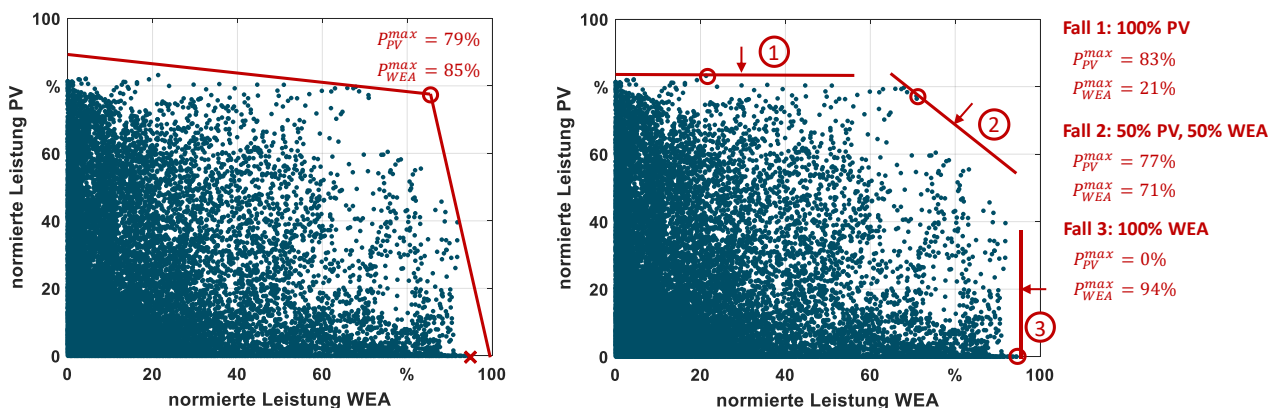
Anhang B: Wechselwirkungen zwischen der Spitzenkappung und Gleichzeitigkeiten in der Netzplanung

In den Dokumentationen des Planungsprozesses in der Hochspannung finden sich zum Teil Hinweise darauf, dass die Anwendung der Spitzenkappung in Konflikt mit der Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit verschiedener EE-Anlagentypen (speziell WEA und PV) steht. Anhand einer exemplarischen Berechnung soll hier gezeigt werden, wie es zu diesem Effekt kommt und wie sich dieser umgehen lässt.

Eine häufig anzutreffende Herleitung der Gleichzeitigkeit zwischen Windenergie- und PV-Anlagen ist in Abbildung B 1 (links) dargestellt. Dabei wird die normierte Einspeiseleistung der beiden Energieträger auf zwei Achsen aufgetragen. Die maximal auftretende Gleichzeitigkeit der beiden Energieträger wird anschließend anhand des Schnittpunktes zweier Geraden abgelesen, die jeweils Teil der „Einhüllenden“ dieser Punktwolke oder Ähnliche darstellen sollen. Diese Darstellung ist jedoch trügerisch:

Durch die Normierung der Leistungswerte geht hierbei die Information über die tatsächlich installierte Leistung der beiden Energieträger verloren. Stellt in dem exemplarischen Netz aus Abbildung B 1 beispielsweise die WEA-Einspeisung die deutlich dominierende Leistung, so stellt die maximale WEA-Einspeisung in Höhe von 94 % den auslegungsrelevanten Nutzungsfall dar (vergleiche Abbildung B 1 link, rotes X). Dieser Betriebspunkt wäre jedoch bei diesen Verfahren nicht abgedeckt und das Netz gegebenenfalls unterdimensioniert.

Abbildung B 1: Ermittlung der auslegungsrelevanten Gleichzeitigkeit von Windenergie- und PV-Anlagen. Links: Grobe Schätzung, Rechts: Genaueres Verfahren.



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung ef.Ruhr

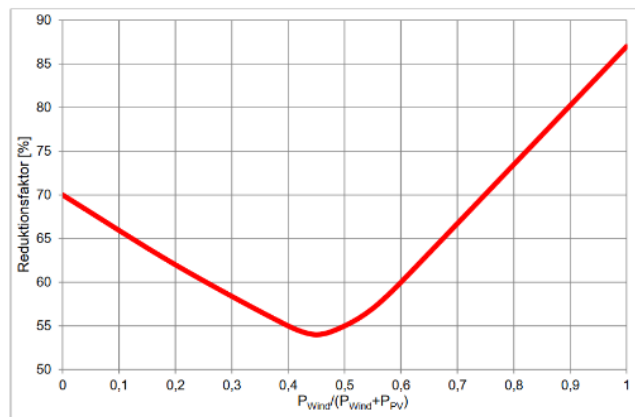
Um die Information über das Verhältnis der installierten Leistungen dennoch in diesen Planungsansatz mitaufzunehmen, lässt sich eine Gerade an die Punktwolke annähern, die das Verhältnis der installierten Leistungen im Netzgebiet abbildet (siehe Abbildung B 1 rechts). Setzt sich die installierte Leistung von Windenergie- und PV-Anlagen etwa im Verhältnis 1:1 zusammen, muss eine Gerade mit einem Winkel von 45° an die Punktwolke angenähert werden. Der Punkt, der als erstes auf der Geraden liegt, stellt den (historischen) auslegungsrelevanten Fall dar. Sind (fast) ausschließlich WEA vorhaben, wird die Gerade von rechts angenähert. Auf diese Weise kann je nach Verhältnis zwischen WEA und PV die jeweils auslegungsrelevante Kombination abgelesen werden.

Der oben genannte Konflikt mit der Spitzenkappung ergibt sich nun, wenn dieser Planungsansatz zusammen mit einer pauschalen Spitzenkappung verwendet wird. Die bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren („bundeseinheitliche Spitzenkappungsfaktoren“) (FNN 2017) wurden zugunsten ihrer Allgemeingültigkeit äußerst konservativ ermittelt und beinhalten dabei bereits auch die Effekte, die in den

oberen Darstellungen zur Reduktion der Gleichzeitigkeit zwischen Windenergie- und PV-Anlagen führen. Diese bundeseinheitlichen Spitzenkappungsfaktoren betragen 70 % für PV-Anlagen und 87 % für WEA²². Im Vergleich zu den oben ermittelten Werten (Abbildung B 1 rechts) ergibt sich durch die pauschale Spitzenkappung somit je nach Konstellation nur eine sehr geringe zusätzliche planerische Netzkapazität für weitere EE-Anlagen. Wird die pauschale Spitzenkappung dennoch angewendet, ersetzt diese das oben skizzierte Verfahren der Gleichzeitigkeit, da dieses nicht zusammen mit den einheitlichen Spitzenkappungsfaktoren verwendet werden darf (vergleiche FNN-Hinweis „Spitzenkappung“).

Diese Konkurrenzeffekte ergeben sich jedoch nur für die pauschale Spitzenkappung mit einheitlichen Reduktionsverfahren. Dieses Verfahren stellt das einfachste von insgesamt vier möglichen Verfahren des FNN-Hinweises Spitzenkappung dar. Speziell für die Kombination von Windenergie- und PV-Anlagen bietet der FNN-Hinweis das Verfahren mit „Kombifaktor“ an. Dabei kann ein gemeinsamer Reduktionsfaktor ermittelt werden, der sich in Abhängigkeit des relativen Anteils der installierten WEA-Leistung ermittelt wird.

Abbildung B 2: Kombifaktor in Abhängigkeit der relativen WEA-Leistung.



Quelle: FNN 2017

Bei Anwendung dieses Verfahrens wird für den oben genannten Fall 3 mit 50 % WEA und 50 % PV ein Spitzenkappungs-Faktor von ca. 55 % ermittelt. Dieser Wert liegt deutlich unterhalb der Faktoren auf Basis von Gleichzeitigkeit (hier 77 % beziehungsweise 71 %). Entsprechend lassen sich mit der Anwendung dieses Verfahrens deutlich mehr EE-Anlagen anschließen (und somit bei gleicher Netzinfrastruktur deutlich höhere EE-Strommengen einspeisen) als es mit reiner Betrachtung der Gleichzeitigkeit der Fall wäre.

Das Ergebnis der Anwendung des Kombifaktors kann auch äquivalent zu den oben gezeigten Punktwolken dargestellt werden (siehe Abbildung B 3). Dabei zeigt sich der Vorteil des Verfahrens: Eine (planerische) Abregelung des einen Energieträgers erfolgt nur dann, wenn eine wesentliche Einspeisung des anderen vorliegt. Somit wird die in der Praxis in Form von Abregelung durchgeführte, bedarfsgerechte Abregelung auch in der Planung berücksichtigt.

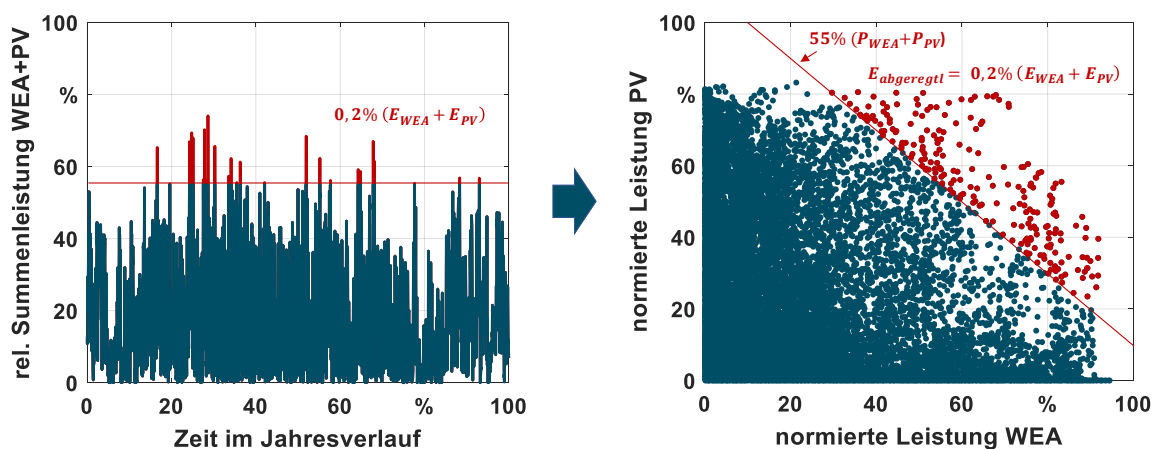
Bei der Ermittlung des Kombifaktors durch den FNN wurde zugunsten der Allgemeingültigkeit ein hohes Sicherheitsniveau gewählt. In diesem Beispiel sorgt dieses dafür, dass planerisch nur eine Abregelung von 0,2 % der Energiemenge abgeregelt wird. Durch die Ermittlung individueller Kombifaktoren

²² In der Netzplanung wird somit nur 70 % (PV) bzw. 87 % (WEA) der installierten Leistung angenommen, wodurch sich 143 % bzw. 115 % der sonst möglichen Anlagenleistungen anschließen lassen. Im Extremfall kommt es dabei jedoch zu einer abgeregelter Energiemenge von 3 %, sodass im Endeffekt 139 % bzw. 112 % der ohne Spitzenkappung möglichen Energiemenge ins Netz eingespeist werden.

kann ein VNB daher planerisch noch zusätzliche Netzkapazitäten erschließen. Für das dargestellte Beispiel liegt der Kombifaktor, bei dem eine planerische Abregelung von 3 % erreicht wird, bei ca. 39 % (WEA-PV-Verhältnis 1:1) und somit deutlich unterhalb des oben dargestellten allgemeinen Kombifaktors.

Liegt der Netzengpass hingegen nicht allein am hier vereinfacht angenommenen HöS/HS-Trafo (sondern handelt es sich zum Beispiel um ein Spannungsproblem oder ein vermaschtes Netz), so lässt sich diese vereinfachte Form der Analyse gegebenenfalls nicht mehr anwenden. In diesem Fall empfiehlt sich die Anwendung der dynamischen Spitzenkappung, die beispielsweise auch die individuellen Einflüsse einzelner Anlagen auf den Netzengpass berücksichtigt. Idealerweise wird die Planung dabei (anders als hier) nicht bloß auf den Zeitreihen eines einzelnen Jahres durchgeführt.

Abbildung B 3: Auswirkung des Verfahrens mit pauschalem Kombifaktor auf das gewählte Beispielnetz im zeitlichen Verlauf (links) und als Punktwolke (rechts).



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung ef.Ruhr

Das obige Beispiel verdeutlicht, dass die Betrachtung von Gleichzeitigkeiten, speziell von Windenergie- und PV-Anlagen, nicht in Konflikt mit dem Einsatz von Spitzenkappung stehen muss. Wird ein Netz, das bislang auf Basis von Gleichzeitigkeiten geplant wird, nachträglich um eine Spitzenkappung erweitert, ist jedoch darauf zu achten, dass ein geeignetes Verfahren gewählt wird. Hierfür stellen die Verfahren mit pauschalen oder individuellen Kombifaktoren sowie die dynamische Spitzenkappung geeignete Ansätze dar.