

Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen

Modul 3: Berücksichtigung gesellschaftlicher
Faktoren bei der Entwicklung der Stromnetze

Gefördert im BMBF Förderprogramm »Umwelt- und
gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems«
(Förderkennzeichen: 01UN1701A)

Freiburg, 31.08.2018



Autorinnen und Autoren

Öko-Institut e.V.:

Matthias Koch, Franziska Flachsbarth, Christian Winger und
Christof Timpe

Europa Universität Flensburg / ZNES:

Marion Christ, Martin Soethe, Clemens Wingenbach und Simon
Hilpert

IZT: Melanie Degel

Kulturwissenschaftliches Institut Essen: Stefan Schweiger

Fraunhofer ISE:

Vasco Brummer, Annalena Catharina Becker und Sebastian Gölz

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

**Europa Universität Flensburg / Zentrum für nachhaltige
Energiesysteme (ZNES)**

Abteilung Energie- & Umweltmanagement
Interdisziplinäres Institut für Umwelt-, Sozial- und
Humanwissenschaften
Munketoft 3b
24937 Flensburg

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstr. 2
79110 Freiburg

**IZT- Institut für Zukunftsstudien und
Technologiebewertung gemeinnützige GmbH**

Schopenhauerstraße 26
14129 Berlin

Kulturwissenschaftliches Institut Essen

Forschungsschwerpunkt Partizipationskultur
Goethestraße 31
45128 Essen

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
1. Einleitung und Zielstellung	9
2. Zusammenfassung	11
3. Technische und inhaltliche Erweiterung der Datenbank aus dem Projekt „VerNetzen“	14
3.1. Konzept zur Veröffentlichung qualitativer, geobezogener Daten	14
3.1.1. Datenskala	14
3.1.2. Datenzustand	15
3.2. Open Access Repositories	15
3.2.1. Anforderungen an Open-Access-Repositories	16
3.2.2. Vergleich der Open-Access-Repositories Mendeley Data und Zenodo	17
3.2.3. OpenEnergy Database	18
3.3. Veröffentlichung der Ergebnisse des Projekts „VerNetzen“	19
3.3.1. Abgeschlossene Datensätze auf Zenodo	19
3.3.2. Erweiterbare Datensätze auf OpenEnergy Platform	20
4. Integration von Ergebnissen aus der Datenbank in die Netzmodellierung mit PowerFlex-Grid	26
4.1. Datenabgleich	26
4.1.1. Regionalschlüssel, Landkreisflächen und Bevölkerung	26
4.1.2. Potenzialfläche für Windenergie	27
4.1.3. Flächenbezogene Parameter der berücksichtigten Windkraftanlagen	28
4.1.4. Trassenspezifische Verzögerungszeiten	29
4.2. Szenarienvergleich hinsichtlich Windausbau und Belastungsgrade mit dem PowerFlex-Grid Modell	29
4.3. Methodik und Eingangsdaten für den Szenarienvergleich hinsichtlich des Ausbaubedarfs für das Übertragungsnetz in Deutschland	35
4.3.1. Ziel und Methodik des iterativen Netzausbaus im PowerFlex-Grid Modell	35
4.3.2. Nutzung der Verzögerungszeiten im iterativen Netzausbau zur Erstellung des „Netzausbautopfes“ und weitere Eingangsdaten	37
4.3.2.1. Startnetz und Variation der Netzausbautöpfe	37
4.3.2.2. Ermittlung der szenarioabhängigen Netto-Knoteneinspeisungen und Festlegung des Abbruchkriteriums	40
4.4. Ergebnisse des Szenarienvergleichs mit Hilfe des iterativen Netzausbaus	40

4.4.1.	Szenario „NEP B 2017-2030“	41
4.4.1.1.	Szenario „NEP B 2017-2030 – konventionell“	41
4.4.1.2.	Szenario „NEP B 2017-2030 – reduziert“	44
4.4.2.	Szenario „gleichverteilt“	46
4.4.2.1.	Szenario „gleichverteilt – konventionell“	46
4.4.2.2.	Szenario „gleichverteilt – reduziert“	49
4.4.3.	Szenario „dezentral“	51
4.4.3.1.	Szenario „dezentral – konventionell“	51
4.4.3.2.	Szenario „dezentral – reduziert“	54
4.5.	Ergebnisse des iterativen Netzausbaus im Gesamtüberblick, Schlussfolgerungen aus der Szenarienanalyse und weiterer Forschungsbedarf	57
5.	Nutzen der Datenbank für sozialwissenschaftliche Akteure	60
5.1.	Workshop 1: Diskussion des Konzepts zur Veröffentlichung qualitativer Daten mit sozialwissenschaftlichen Akteuren	60
5.2.	Workshop 2: Zusammenarbeit mit Nordwestmecklenburg	64
7.	Anhang	70
7.1.	Thesepapier des Kulturwissenschaftlichen Instituts Essen	70
7.1.1.	Erzählerische Legitimation	71
7.1.2.	Auswahlverfahren	71
7.1.3.	Faktor Zeit	72
7.1.4.	Moderation/Initiation	73
7.1.5.	Beteiligungsformat	74
7.2.	Umarbeitung der oben aufgeführten Thesen in eine maschinenlesbare Form	75

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Veröffentlichte Datensätze auf der OpenEnergy Platform (OEP)	22
Abbildung 4-1:	Relative Abweichung der Landkreisflächen zwischen den Datensätzen im Projekt „VerNetzen“ und im Projekt „Transparenz Stromnetze“	27
Abbildung 4-2:	Szenariendreieck für Szenarienvergleich	29
Abbildung 4-3:	Landkreisspezifische Windstromerzeugung für den Anlagenbestand im Jahr 2012 (links) und im Szenario NEP B 2017-2030 (rechts)	31
Abbildung 4-4:	Veränderung der landkreisspezifische Windstromerzeugung im Szenario „dezentral“ (links) und im Szenario „gleichverteilt“ (rechts) im Vergleich zum Szenario „NEP B 2017-2030“	32
Abbildung 4-5:	Belastungsgrad im Szenario „NEP B 2017-2030“	33
Abbildung 4-6:	Belastungsgrad im Szenario „dezentral“	34
Abbildung 4-7:	Belastungsgrad im Szenario „gleichverteilt“	35
Abbildung 4-8:	Ablauf des iterativen Netzausbaus im PowerFlex-Grid-Modell	36
Abbildung 4-9:	Startnetz und konventioneller (links) bzw. reduzierter (rechts) Netzausbautopf im Vergleich	39
Abbildung 4-10:	Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „NEP B 2017-2030“ mit konventionellem Netzausbautopf	42
Abbildung 4-11:	Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen in NEP-Zielnetz B 2030 und im eigenen Zielnetz „B 2030 – konventionell“ als Jahresdauerlinie	43
Abbildung 4-12:	Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen in NEP-Zielnetz B 2017-2030 und im eigenen Zielnetz „B 2017-2030 – konventionell“ als Kartendarstellung	44
Abbildung 4-13:	Abnehmende jährliche Netzüberlastung bei fortschreitendem Netzausbau für verschiedene Netzausbautöpfe im Szenario „NEP B 2017-2030“ als Jahresdauerlinie	45
Abbildung 4-14:	Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „NEP B 2017-2030“ mit reduziertem Netzausbautopf	46
Abbildung 4-15:	Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „gleichverteilt“ mit konventionellem Netzausbautopf	47
Abbildung 4-16:	Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen im NEP-Zielnetz B 2017-2030 und in den eigenen Zielnetzen der Szenarien „B 2017-2030“ und „gleichverteilt“, jeweils mit konventionellem Netzausbautopf	48
Abbildung 4-17:	Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen im NEP-Zielnetz B 2017-2030 und im eigenen Zielnetz „gleichverteilt - konventionell“ als Kartendarstellung	49
Abbildung 4-18:	Abnehmende jährliche Netzüberlastung bei fortschreitendem Netzausbau im Szenario „gleichverteilt“ mit konventionellem bzw. reduziertem Netzausbautopf	50
Abbildung 4-19:	Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „gleichverteilt“ mit reduziertem Netzausbautopf	51
Abbildung 4-20:	Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „dezentral“ mit konventionellem Netzausbautopf	52

Abbildung 4-21:	Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen in NEP-Zielnetz B 2030 und im eigenen Zielnetz „dezentral“ mit konventionellem Netzausbautopf	53
Abbildung 4-22:	Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen im NEP-Zielnetz B 2017-2030 und im eigenen Zielnetz „dezentral - konventionell“ als Kartendarstellung	54
Abbildung 4-23:	Abnehmende jährliche Netzüberlastung bei fortschreitendem Netzausbau im Szenario „dezentral“ mit konventionellem und mit reduziertem Netzausbautopf	55
Abbildung 4-24:	Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „dezentral“ mit reduziertem Netzausbautopf	56
Abbildung 4-25:	Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen in den Zielnetzen „dezentral - konventionell“ und „dezentral - reduziert“	57
Abbildung 4-26:	Ergebnisse des iterativen Netzausbaus im Gesamtüberblick	58
Abbildung 5-1:	Statisches Abbild der relevanten Faktoren im Kontext Akzeptanz von Stromtrassen	61
Abbildung 5-2:	Veröffentlichung der Ergebnisse zur gesellschaftlichen Akzeptanz beim Ausbau von Windenergie auf Ebene der Landkreise auf der OpenEnergyPlatform	63
Abbildung 5-3:	Darstellung von "Je...desto" Aussagen im Open Science Framework (OSF)	64
Abbildung 5-4:	Installierte Leistung Wind Onshore 2014 und zugehöriger Belastungsgrad 2014 für Mecklenburg-Vorpommern	66
Abbildung 5-5:	Screenshot des Workshop-Tools. Beispielhafte Visualisierung der Weißflächen für Windenergie (in blau) und farblich abgestufte maximale Belastungsgrade für die Gemeinden in Nordwestmecklenburg im Hintergrund (von weiß bis rot).	67
Abbildung 7-1:	Informelle Planungsverfahren und ihre Auswirkungen auf die Akzeptabilität auf Infrastrukturmaßnahmen für die Umsetzung der Energiewende	70

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Skalen-Typen für qualitative und quantitative Daten	14
Tabelle 3-2:	Open-Access-Repositories	16
Tabelle 3-3:	Vergleich der Open-Access-Repositories Mendeley Data und Zenodo	18
Tabelle 3-4:	Qualitative Datensätze Netzausbau	23
Tabelle 3-5:	Qualitative Datensätze Windenergie	24
Tabelle 4-1:	Flächenbezogene Parameter der berücksichtigten Windkraftanlagen	28
Tabelle 4-2:	Verzögerte Netzausbauvorhaben ab 2030	38

1. Einleitung und Zielstellung

Mit Energieszenarien werden die Rahmenbedingungen der Energieversorgung beschrieben. Ihr Gegenstand ist das Energiesystem, dessen Komplexität mit Modellen möglichst gut erfasst werden soll. Energiesystemmodelle sind deshalb ein wichtiges Instrument im politischen Diskurs der Energiewende und dienen auch als Grundlage für die Planung des Ausbaus der Übertragungsnetze für Strom im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP). Gesellschaftliche Akteure fordern immer wieder einen gültigen Umsetzungsplan als Grundlage für die Transformation. Einen solchen statischen Masterplan liefern diese Modelle aber nicht. Vielmehr fördern sie das Verständnis der Energiesystementwicklung und verbessern die Entscheidungsgrundlagen. Das hat viele Gründe, vor allem liegt es an zahlreichen dynamischen und komplexen Eingangsdaten, aufgrund derer es viele Lösungsmöglichkeiten zur Gestaltung unserer zukünftigen Energielandschaft gibt.

Ein Dialog mit den gesellschaftlichen Akteuren der Energiewende ist daher unumgänglich. Diskutiert werden sollten die Annahmen der Modellrechnungen, die generierten Lösungen sowie der bestehende Kontext. Ein Anspruch der Energiesystemmodellierung besteht darin, die Berechnungsmethoden stetig weiterzuentwickeln. Daneben zeigt sich der Mehrwert eines Modells aber vor allem darin, Komplexitäten auf das Wesentliche zu reduzieren. Grundsätzlich sollten Arbeiten mit Szenarien, Modellen und Simulationen wissenschaftlich valide, transparent und ergebnisoffen sein.

Gegenwärtige Modelle zur Simulation des zukünftigen Energiesystems beruhen überwiegend auf technischen und ökonomischen Faktoren. Aktuelle Entwicklungen zeigen jedoch, dass soziale und ökologische Faktoren zunehmend an Bedeutung gewinnen. Dies wird insbesondere durch den Stellenwert der gesellschaftlichen Akzeptanz beim Ausbau der Windenergie und der Übertragungsnetze für Strom deutlich. Daher waren diese Themenfelder Hauptgegenstand des Forschungsprojektes „VerNetzen“ (Degel et al. 2016), anhand derer ein Ansatz zur Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Modellierung erarbeitet wurde. Im Anschluss daran wurden mit dem entwickelten Verfahren die Effekte auf die Verteilung der Windenergieleistung und den Netzausbau untersucht und erste Schlussfolgerungen abgeleitet.

Im Projekt „Transparenz Stromnetze“¹ wurde ein bestehendes Strommarktmodell so weiterentwickelt, dass es die Restriktionen des Übertragungsnetzes abbilden kann. Zudem wurden durch ausgewählte Stakeholder Szenarien für die Zukunft der Energiewende definiert und anschließend deren Auswirkungen mit dem Modell PowerFlex-Grid EU analysiert (Methode der „partizipativen Modellierung“). Im Mittelpunkt dieser Szenarien stehen u.a. Strategien des Kohleausstiegs und einer dezentral organisierten Energiewende. Auf dieser Grundlage können die Stakeholder erkennen, welche Parameter der Rahmenannahmen für den NEP welchen Einfluss auf den Bedarf zum Netzausbau haben und dies in den politischen Diskurs und in ihre Kommentierungen zum NEP einfließen lassen (Timpe et al. 2018).

Das im Projekt „VerNetzen“ entwickelte Verfahren zur Integration gesellschaftlicher Faktoren ist auf andere Modelle übertragbar, so dass eine Erweiterung um soziale und ökologische Faktoren eingerichtet werden kann. Denn neben den quantitativen Ergebnissen der Modellrechnungen ist ihre Verwendbarkeit bei gesellschaftlichen Dialogen in Zukunft ein weiteres Qualitätsmerkmal. In der Energiesystemmodellierung sind zukünftig interaktive Modelle denkbar, die Akteure befähigen, eigene Lösungsentwürfe vorzuschlagen und zu diskutieren. Mittelfristig könnten solche interaktiven

¹ Erhöhung der Transparenz über den Bedarf zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze, gefördert vom BMBF, 2012 – 2017.

Modelle und Ansätze der partizipativen Modellierung zu einem wichtigen Instrument für eine partizipative Ausgestaltung der Energiewende werden.

Im Projekt „KomMA-P“ wurde in einem transdisziplinären Diskurs ein heuristisches Modell zur Akzeptanz verschiedener Technologieoptionen der Energiesystemtransformation entwickelt, in dem die wesentlichen Einflussgrößen, deren Interdependenzen und Einflussstärken beschrieben werden. Basierend auf diesem Modell wurden regionale Akzeptanzmodelle entwickelt und mit Daten einer bundesweit repräsentativen Akzeptanzbefragung validiert (Fuchs et al. 2016). Beide Modelle integrieren sozialwissenschaftliche Theorien zur Akzeptanz und Partizipation und bilden damit eine mögliche Grundlage für eine Energiesystemmodellierung, die sozialwissenschaftliche Erkenntnisse integriert.

Vor diesem Hintergrund war es Ziel des Teilvorhabens,

- die im Projekt „VerNetzen“ auf Landkreisebene erhobenen Daten und Informationen zur gesellschaftlichen Akzeptanzbildung zu konsolidieren und dauerhaft verfügbar zu machen,
- die konsolidierten Daten aus dem Projekt „VerNetzen“ um relevante Informationen zur Akzeptabilität bei lokalen und regionalen Beteiligungsprozessen der Energiewende zu ergänzen – die Modellbildung der Akzeptanz soll mit den Ergebnissen des KWI-Projektes „DEMOENERGIE“ und des Fraunhofer ISE-Projektes „KomMA-P“ ergänzt werden,
- in einer Kooperation von Öko-Institut, IZT und Universität Flensburg zu erproben, inwieweit es möglich ist, diese Daten und Informationen als zusätzliche Inputs in das Modell PowerFlex-Grid des Öko-Instituts einzusetzen und hierdurch die Szenarien für die Energiewende weiter zu verbessern – das Modell PowerFlex-Grid ist räumlich deutlich höher aufgelöst als jene Eingangsdaten, die im Zuge des Projekts „VerNetzen“ im Systemmodell renpass eingesetzt worden sind, und
- zu ermitteln, wie die Inhalte der Datenbank und die Modellergebnisse für gesellschaftliche Akteure optimal verfügbar gemacht werden können und wie weitere Informationen aus lokalen Prozessen in die Datenbank überführt werden können.

2. Zusammenfassung

Die Ergebnisse dieses Projekts gliedern sich in drei Teile. Im ersten Teil (Kapitel 3) wird zunächst ein Konzept entwickelt und vorgestellt, um qualitative Daten mit optionalem Geobezug auf so genannten Open-Access-Repositories zu veröffentlichen. Als geeignete Open-Access-Repositories werden hierfür die Plattformen Zenodo² sowie die OpenEnergy Platform³ (OEP) identifiziert. Auf diesen beiden Plattformen wurden dann sozial-ökologische Daten aus dem Projekt „VerNetzen“ veröffentlicht, insbesondere zu den Indikatoren „landkreisspezifische Belastungsgrade“ für Windkraftanlagen sowie „trassenspezifische Verzögerungszeiten“ für Maßnahmen zum Ausbau des Übertragungsnetzes in Deutschland. Durch die Veröffentlichung dieser Daten bietet sich nun die Möglichkeit der kollaborativen Weiterbearbeitung, so dass gegebenenfalls in Zukunft Ergebnisse aus weiteren sozialwissenschaftlichen Untersuchungen ergänzt werden können.

Im zweiten Teil (Kapitel 4) werden die veröffentlichten Daten zu den sozial-ökologischen Indikatoren „landkreisspezifische Belastungsgrade“ und „trassenspezifische Verzögerungszeiten“ in die Netzmodellierung mit dem Strommarktmodell „PowerFlex-Grid“ des Öko-Instituts integriert und im Rahmen einer Szenarienanalyse als Inputdaten verwendet. Die landkreisspezifischen Belastungsgrade gehen szenarienspezifisch in die Regionalisierung von Windkraftanlagen an Land ein, die trassenspezifischen Verzögerungszeiten wirken sich auf das hinterlegte Stromnetz im Szenariojahr aus. Die Szenarienanalyse umfasst die drei Szenarien „NEP B 2017-2030“ und „dezentral“ aus dem Projekt „Transparenz Stromnetze“. Während im Szenario „NEP B 2017-2030“ der Zubau an Windkraftanlagen an Land vorzugsweise an ökonomisch optimalen Standorten erfolgt, wird im Szenario „dezentral“ ein möglichst lastnaher Zubau an Windkraftanlagen angestrebt. Ergänzend dazu wird in dem Szenario „gleichverteilt“ eine gleichmäßige „Belastung“ der Landkreise durch Windkraftanlagen angestrebt. Für diese drei Szenarien wird dargestellt, in welchem Umfang und in welchen Regionen sich der Zubau an Windkraftanlagen verändern würde (Abschnitt 4.2).

Im Vergleich zum Szenario „NEP B 2017-2030“ als Referenz geht im Szenario „dezentral“ die Windstromerzeugung im Nordosten Deutschlands und in Rheinland-Pfalz um insgesamt 45 TWh zurück, wohingegen in den Bundesländern mit einer hohen Stromnachfrage wie Nordrhein-Westfalen, Hessen, Sachsen, Bayern und Baden-Württemberg die Windstromerzeugung in entsprechender Höhe ansteigt. Die regionale Umverteilung entspricht gut einem Drittel der gesamten Windstromerzeugung an Land.

Im Szenario „gleichverteilt“ wird im Vergleich zum Szenario „NEP B 2017-2030“ Windstromerzeugung in Höhe von 52 TWh zwischen den Landkreisen umverteilt. Dies entspricht 42 % der gesamten Windstromerzeugung an Land. Es wird deutlich, dass einerseits in windreichen Landkreisen in Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Rheinland-Pfalz, sowie andererseits in stark besiedelten Landkreisen in Nordrhein-Westfalen und in Süddeutschland, die Windstromerzeugung zurückgeht. Entsprechend führt die Berücksichtigung einheitlicher Belastungsgrade im Szenario „gleichverteilt“ dazu, dass die Windstromerzeugung sowohl in schwach besiedelten Landkreisen, z.B. in der Uckermark, als auch in bislang windschwachen Landkreisen, insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg, zunimmt.

Die Auswirkungen dieser unterschiedlichen Vorgaben für den regionalen Ausbau von Windkraftanlagen an Land als sensitive Eingangsgröße für den Ausbau des Übertragungsnetzes werden in der Szenarienanalyse mit Hilfe des iterativen Netzausbaus untersucht. Das in diesem Projekt weiterentwickelte Verfahren wählt aus einem bestehenden Set an Netzausbaumaßnahmen („Netzausbautopf“) nacheinander diejenigen Maßnahmen aus, die die jeweils höchste netzentlastende Wir-

² <https://zenodo.org/>

³ <https://oep.iks.cs.ovgu.de/>

kung haben, bis das Kriterium der Netzüberlastung ein zulässiges Maß unterschreitet. Dabei wird die aus der Strommarktmodellierung resultierende Nettoknoteneinspeisung als Eingangsgröße für eine vereinfachte linearisierte Lastflusssimulation im iterativen Netzausbau vorgegeben (Abschnitt 4.3). Die aus dem iterativen Netzausbau resultierenden eigenen Zielnetze können aufgrund verschiedener Einschränkungen jedoch nicht ohne Weiteres mit denen des NEP verglichen werden, da insbesondere spannungsbedingter Netzausbaubedarf sowie Netzausbaubedarf, der auf die Gewährleistung des n-1 Kriteriums zurückzuführen ist, nicht erfasst werden. Es können jedoch Aussagen darüber getroffen werden, ob in einem dezentralen oder gleichverteilten Szenario tendenziell weniger oder mehr Netzausbaubedarf erforderlich ist und inwiefern sich die Verzögerung von einzelnen Netzausbauvorhaben auf das Gesamtergebnis auswirkt.

Die in der Strommarktmodellierung berechnete Nettoknoteneinspeisung unterscheidet sich zwischen den betrachteten Szenarien „NEP B 2017-2030“ und „gleichverteilt“ ausschließlich, im Szenario „dezentral“ mitunter aufgrund der unterschiedlichen räumlichen Verteilung von Windkraftanlagen an Land. Der zweite Einflussfaktor für eine abweichende Nettoknoteneinspeisung im Szenario „dezentral“ ist die Modellierung eines vorrangig lokalen und regionalen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch im Sinne eines zellulären Ansatzes.

Der benötigte Ausbau des Übertragungsnetzes in Deutschland wurde für diese drei Szenarien mit jeweils zwei „Netzausbautöpfen“ berechnet: im konventionellen Netzausbautopf stehen alle Maßnahmen zur Verfügung, im reduzierten Netzausbautopf wurden 20 Maßnahmen ausgeschlossen, da sie aufgrund von unzureichender Akzeptanz der Bevölkerung in ihrer Fertigstellung verzögert sind (Abschnitt 4.4). Hierzu wurden die im ersten Teil dieses Projekts veröffentlichten „trassenspezifischen Verzögerungszeiten“ aus dem Projekt „VerNetzen“ verwendet.

Als Ergebnis zeigt sich, dass insbesondere der Zubau von Windkraftanlagen in Norddeutschland und die zu deckende Stromnachfrage in Süddeutschland Treiber für den Netzausbaubedarf sind. Im Vergleich zum Szenario „NEP B 2017-2030“ nimmt im Szenario „gleichverteilt“ der Netzausbaubedarf in der Einheit „Trassenkilometer“ um rund 10 % und im Szenario „dezentral“ um etwa zwei Drittel ab. Im Szenario „dezentral“ stehen dem gering ausgeprägten Netzausbaubedarf jedoch eine hohe Konzentration von Windkraftanlagen in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte sowie erhebliche Veränderungen des Marktdesigns durch den vorrangig dezentralen Anlageneinsatz gegenüber.

Abschließend lässt sich für den zweiten Teil feststellen, dass sozial-ökologische Eingangsgrößen in die Strommarktmodellierung integriert werden konnten, indem die für die Modellierung verwendeten Inputdatensätze im Rahmen einer erweiterten Szenarienanalyse variiert wurden.

Im dritten Teil (Kapitel 5) des Projekts wird die im ersten Teil des Projekts entwickelte Datenbank für sozialwissenschaftliche Akteure aus der Praxis nutzbar gemacht. Hierzu wurde in einem ersten Workshop das entwickelte Konzept zur Veröffentlichung qualitativer Daten mit sozialwissenschaftlichen Akteuren projektintern diskutiert. Dabei wurden Forschungsergebnisse der Projekte „KomMa-P“ und „DemoEnergie“ identifiziert, deren Daten mit Hilfe des Datenkonzeptes veröffentlicht werden können. Dies betrifft beispielsweise das Thesenpapier des Kulturwissenschaftlichen Instituts Essen zu informellen Planungsverfahren und ihren Auswirkungen auf die Akzeptabilität auf Infrastrukturmaßnahmen für die Umsetzung der Energiewende, welches für die Veröffentlichung in eine maschinenlesbare Form umgearbeitet wurde.⁴ Der zweite Workshop konzentrierte sich auf den Austausch über die konkrete Planung des Windenergieausbaus in Nordwestmecklenburg. Das Ziel der Veranstaltung bestand darin, die konzeptionelle Arbeit in den Forschungsprojekten mit den Anforderungen in der praktischen Arbeit der Akteure zu verbinden. Es besteht dabei ein großes

⁴ <https://osf.io/htfrw/>

Interesse, die Nutzung vorhandener Daten auszubauen und Datensätze selbst bereitzustellen. Hierfür besteht jedoch auch ein hoher Kenntnisbedarf im Bereich Digitalisierung, Datenaufbereitung und Anwendungsmethoden.

3. Technische und inhaltliche Erweiterung der Datenbank aus dem Projekt „VerNetzen“

Im Rahmen dieses Projektes wurde von der Europa-Universität Flensburg (EUF) ein Konzept entwickelt, um neben quantitativen Daten auch qualitative Forschungsergebnisse zu veröffentlichen. Weiterhin wurden die Nutzbarkeit verschiedener Open-Access-Repositories geprüft und Ergebnisse des Forschungsprojektes „VerNetzen“ auf diese Art veröffentlicht.

Nachfolgend werden das Datenkonzept und die Open-Access-Repositories vorgestellt. Im Anschluss werden die aus dem Projekt „VerNetzen“ aufbereiteten Datensätze erläutert, die auf den entsprechenden Datenplattformen veröffentlicht wurden (Christ et al. 2017).

3.1. Konzept zur Veröffentlichung qualitativer, geobezogener Daten

Im Rahmen dieses Unterarbeitspaketes wurde ein Konzept zur Veröffentlichung qualitativer Daten mit optionalem Geobezug entwickelt. Teil des Konzeptes ist die strukturierte Beschreibung von (qualitativen) Daten in den zwei Dimensionen:

- Datenskala (DS), für den Wertebereich eines Merkmals und
- Datenzustand (DZ), zur Einordnung der Endgültigkeit und Veränderbarkeit eines Datensatzes.

3.1.1. Datenskala

Stevens (1946)⁵ führt vier verschiedene Skalen-Typen ein. Dabei werden Merkmale (erhobene Größen) einer Kardinalskala als metrisch und Merkmale einer Nominal-/Ordinalskala als kategorial bezeichnet. Nominal- und Ordinalskalen sind geeignet um qualitative Daten zu erfassen (Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Skalen-Typen für qualitative und quantitative Daten

Geeignet für	Skala	Operationen	Messbar
Qualitative Daten	Freitext	CONTAINS	Häufigkeit von Wörtern
Qualitative Daten	Nominal	= ≠	Häufigkeit
Qualitative Daten	Ordinal	= ≠ > <	Häufigkeit, Reihenfolge
Quantitative Daten	Kardinal Intervall	= ≠ > < + -	Häufigkeit, Reihenfolge, Abstand
	Kardinal Verhältnis	= ≠ > < + - × ÷	Häufigkeit, Reihenfolge, Abstand, natürlicher Nullpunkt

Quelle: Europa Universität Flensburg, eigene Darstellung

Da bei sozialwissenschaftlichen Untersuchungen Survey- bzw. interviewbasierte Methoden eine wichtige Rolle spielen, wurde zusätzlich das Feld Freitext eingeführt. Hiermit lassen sich auch

⁵ On the Theory of Scales of Measurement. In: Science 103 (1946), Nr. 2684, 677–680. <http://dx.doi.org/10.1126/science.103.2684.677>. – DOI 10.1126/science.103.2684.677. – ISSN 0036–8075

Rohdaten aus Interviews im Sinne der Überprüfbarkeit und Reproduzierbarkeit von wissenschaftlichen Ergebnissen speichern und prozessieren.

Dazu zählt z.B. die Ermittlung der Häufigkeit bestimmter Schlagworte oder die manuelle / automatisierte Extraktion von Informationen aus den Daten (z.B. Ableitung bestimmter Beziehungen im Sinne von je-desto Beziehungen).

3.1.2. Datenzustand

Entlang der Dimension Datenzustand lassen sich Daten anhand ihrer zeitlichen Veränderung kategorisieren. Dabei lassen sich drei Kategorien unterscheiden:

- abgeschlossene Daten (DZ1),
- fortlaufende Daten (DZ2) und
- veränderliche Daten (DZ3).

DZ1-Daten werden, sobald abgelegt und veröffentlicht, nicht mehr verändert, da sie einem konkreten abgeschlossenen Ergebnis zugeordnet sind. Dabei kann es sich z.B. um Ergebnisse zu einer ebenfalls abgeschlossenen und publizierten Studie handeln.

DZ2-Daten sind Daten die ergänzt werden, da sie sich fortlaufend entwickeln. Aufgrund dieser Eigenschaft ist es nicht zielführend diese Daten für jeden Zustand als vollständigen, eigenen Datensatz abzulegen. Beispiele hierfür sind z.B. die Anzahl installierter Windkraftanlagen in Deutschland. Hier ist es nicht sinnvoll bei jeder neuen Anlage einen neuen Datensatz anzulegen. Für die Verwendung eines solchen (Teil-)Datensatz können diese Daten in einen DZ1-Typ umgewandelt werden.

DZ3-Daten sind Daten, die grundsätzlich abgeschlossen sind, allerdings auch teilweise berichtigt werden. Hierzu zählen z.B. crowd sourcing Stromnetzdaten in Deutschland bei OpenStreetMap (OSM).

Je nach Zuordnung der Daten kommen unterschiedliche Plattformen zur Veröffentlichung in Frage. Diese werden im folgenden Kapitel näher beschrieben.

3.2. Open Access Repositories

Gemäß dem Text zur Schwerpunktinitiative „Digitale Information“ der Allianz deutscher Wissenschaftsorganisationen ist „die digitale und für Forschende nutzungsrechtlich möglichst beschränkungs-, entgelt- und barrierefreie Verfügbarkeit und prinzipielle Nachnutzbarkeit von Publikationen, Forschungsdaten [...]“ Leitbild, d.h. ein idealer Zielzustand für die Versorgung von Wissenschaftlern mit Informationen (Allianz der deutschen Wissenschaftsorganisationen 2012, S. 1). Der Text umfasst verschiedene Handlungsfelder der Partnerorganisationen, u.a. das Handlungsfeld Open Access.

Open Access ist definiert als „das Ziel, das weltweite Wissen in digitaler Form ohne finanzielle, technische oder rechtliche Barrieren zugänglich und nachnutzbar zu machen“ (Allianz der deutschen Wissenschaftsorganisationen 2012, S. 5). Die Forschungsdaten, die im Kontext des Projektes „VerNetzen“ in der Projekt-Datenbank gesammelt wurden, sollen nach dem Open-Access-Prinzip, barrierefrei, und damit ganz im Sinne eines Leitbildes von bestmöglicher wissenschaftlicher Informationsversorgung, auf einem Open-Access-Repository (OAR) veröffentlicht werden.

Das offene Verzeichnis von Open-Access-Repositories (OpenDOAR)⁶ listet derzeit 3.448 Repositorien auf. Diese Zahl verringert sich auf fünf Einträge, wenn nur jene Verzeichnisse aufgelistet werden, die multi-disziplinär ausgerichtet sind, einen aggregierenden Charakter haben und darüber hinaus explizit das Speichern von Datensätzen unterstützen. Neben „<http://www.opendoar.org/>“ bietet „re3data.org“ ebenfalls eine Übersicht über verfügbare Open-Access-Repositories.

3.2.1. Anforderungen an Open-Access-Repositories

Tabelle 3-2 zeigt eine Auswahl von fünf existierenden Plattformen mit REST API (Representational State Transfer - Application Programming Interface). Je nach Zustand der Datensätze (DZ1, DZ2 oder DZ3) wurden verschiedene Plattformen für die im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Veröffentlichungen verwendet.

Tabelle 3-2: Open-Access-Repositories

Name	Datenzustand	Online-Link
Zenodo	Passend für DZ1, (DZ2)	https://zenodo.org
Mendeley	Passend für DZ1, (DZ2)	https://www.mendeley.com
Open Science Framework (OSF)	Passen für DZ1, DZ2, (DZ3)	https://osf.io/
B2share	Passend für DZ1	https://b2share.eudat.eu/
OpenEnergy Plattform (OEP)	Passend für (DZ1), DZ2, DZ3	http://oep.iks.cs.ovgu.de/

Quelle: Europa Universität Flensburg, eigene Darstellung

Die Plattformen Zenodo, Mendeley und B2share eignen sich vor allem für die Veröffentlichung abgeschlossener Datensätze. Das Open Science Framework (OSF) und die OpenEnergy Plattform (OEP) können dagegen genutzt werden, um sowohl fortlaufende, als auch veränderliche Datensätze zu veröffentlichen. Im Rahmen dieses Projektes wurden für Veröffentlichungen die Plattformen Zenodo, OSF und OEP genutzt.

Im Folgenden werden verschiedene, einfache Anforderungen an ein Open-Access-Repository formuliert. Die Zusammenstellung erhebt dabei keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern es sind jene Anforderungen enthalten, die für die Ablage bestimmter Daten des Projektes „VerNetzen“ relevant erscheinen:

- **Open-Access-Prinzip**
Entgelt- und barrierefreier Zugang und Nachnutzbarkeit.
- **Bekanntheit**

⁶

<http://www.opendoar.org/onechart.php?cID=&ctID=&rtID=&clID=&IID=&potID=&rSoftWareName=&search=&groupby=rt.rtHeading&orderby=Tally%20DESC&charttype=pie&width=600&height=300&caption=Open%20Access%20Repository%20Types%20-%20Worldwide>

Das Open-Access-Repository hat möglichst einen hohen Bekanntheitsgrad. Die Daten interdisziplinärer Forschung werden für viele Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen unterschiedlicher Fachrichtungen sichtbar.

- **Sicherheit**

Das Repository bietet einen Schutz vor Datenverlust durch Systemausfälle. Die Betreiber haben außerdem die Absicht, dass das Repository eine lange Lebensdauer hat.

- **Datenformate**

Es ist beabsichtigt die Forschungsdaten im CSV-Format zur Verfügung zu stellen. Dieses Format muss unterstützt werden.

- **Zitierfähig**

Veröffentlichte Forschungsdaten müssen über einen Digital-Object-Identifier (DOI) eindeutig auffindbar sein.

- **Lizensierung**

Die Betreiber des Repositories erkennen an, dass berechtigterweise verschiedene offene Datenlizenzen existieren. Es ist einfach umgesetzt, eine passende Datenlizenz auszuwählen.

- **Programmier-Schnittstelle**

Der automatisierte Zugriff auf Forschungsdaten ist möglich. Dies erleichtert die Einbindung der Forschungsdaten in Programme.

3.2.2. Vergleich der Open-Access-Repositories Mendeley Data und Zenodo

Aus den o.g. fünf Open-Access-Repositories werden für die Veröffentlichung der abgeschlossenen Ergebnisse des Projektes „VerNetzen“ die Repositorien Zenodo und Mendeley Data zum Vergleich ausgewählt, da diese Repositorien in der Arbeitsgruppe bekannt sind.

Ein Vergleich von Mendeley Data des Elsevier Verlags und der Plattform Zenodo in Tabelle 3-3 zeigt, dass diese die Anforderungen weitestgehend erfüllen. Die Repositorien sind mindestens geeignet die Nachnutzung von aus dem Projekt „VerNetzen“ resultierenden Daten der Kategorie DZ1, die für die Veröffentlichung vorgesehen sind, zu gewährleisten. Aufgrund des Sachverhaltes, dass für das Einstellen von Daten auf der Plattform Mendeley gegebenenfalls auch Gebühren anfallen können, wurde für die Veröffentlichung der abgeschlossenen Daten des Projekts „VerNetzen“ die Plattform Zenodo gewählt.

Tabelle 3-3: Vergleich der Open-Access-Repositories Mendeley Data und Zenodo

Anforderung	Mendeley Data	Zenodo
Bekanntheit	Keine Angabe zur Anzahl der Datensätze. Nähe zum Mendeley-Netzwerk mit nach eigenen Angaben über 6 Millionen Nutzern ⁷ .	319.006 Objekte (23.11.2017). Dies stellt von den fünf o.g. OAR die höchste Anzahl an Objekten dar. Betrieben durch die europäische Organisation CERN ⁸ .
Open Access Prinzip	In den FAQ wird darauf hingewiesen, dass zukünftig bspw. für das Einstellen von sehr großen Datensätzen Gebühren erhoben werden könnten ⁹	Auf Zenodo können Daten auch Closed-Access veröffentlicht werden, d.h. die Daten sind auffindbar, aber nicht öffentlich zugänglich ¹⁰ .
Sicherheit	Es werden Amazon S3 Server benutzt. Durch eine Kooperation mit dem niederländischen Institut DANS (Data Archiving and Networked Services) wird sichergestellt, dass die Daten dauerhaft gespeichert werden ¹¹ .	Die Daten werden im CERN Data Center gespeichert und mehrfach gesichert. Es wird konstatiert, dass sollte Zenodo den Betrieb einstellen, eine Migration der Daten zu anderen Repositorien garantiert wird ¹² .
Datenformate	Vorhanden	Vorhanden
Zitierfähigkeit	Vorhanden	Vorhanden
Lizensierung	Vorhanden	Vorhanden
API	Vorhanden	Eine Programmierschnittstelle ist ebenfalls vorhanden, wobei Teile noch getestet werden ¹³ .

Quelle: Europa Universität Flensburg, eigene Darstellung

3.2.3. OpenEnergy Database

Die OpenEnergy Database (oedb) ist eine vom Institut für Intelligente Kooperierende Systeme (IKS) der Otto-von-Guericke-Universität in Magdeburg betreute PostgreSQL-Datenbank, in der all jene Daten gespeichert werden können, die für die Modellierung von Energiesystemen relevant sind bzw. relevant sein können. Das Projekt zielt u.a. darauf ab, dass Datenstrukturen in der oedb geschaffen werden, die Modell-übergreifend und -unabhängig genutzt werden können. (vgl. Glauer u. a., 2017, S.149). In der oedb müssen Datensätze einzelnen Schemata thematisch zugeordnet werden. Dies erleichtert u.a. die Auffindbarkeit von relevanten Daten. Außerdem sind Tabellen in der Datenbank grundsätzlich mit Metadaten zu versehen, die den Nutzer über den Tabelleninhalt informieren. Die oedb verfügt darüber hinaus über eine Versionierung von Datensätzen (vgl. Glauer u. a., 2017, S.151 ff). Die Datenbank wird ergänzt durch die ebenfalls am IKS entwickelte OpenEnergy Platform (OEP), eine Webapplikation, die u.a. ein benutzerfreundliches Webinterface

⁷ <https://www.mendeley.com/research-network/community>

⁸ <http://about.zenodo.org/>

⁹ <https://data.mendeley.com/faq>

¹⁰ help.zenodo.org

¹¹ <https://data.mendeley.com/faq>

¹² help.zenodo.org

¹³ developers.zenodo.org

(<http://oep.iks.cs.ovgu.de/>) und eine Programmierschnittstelle für die Kommunikation mit der Datenbank bereitstellt. Dabei erlaubt die API es dem Nutzer u.a. sehr umfassende Abfragen zu erstellen, die den Datensatz durchsuchen oder verändern, sodass nur ein bestimmtes Subset der Daten zurückgegeben wird¹⁴. Die Entwicklung der OpenEnergy Database wird maßgeblich im Zuge der vom BMWi geförderten Projekte `open_eGo` und `open_Fred` vorangetrieben (Glauer et al. 2017). Da die oedb die kollaborative Entwicklung von Datensätzen unterstützt, ist die Datenbank grundsätzlich geeignet dort Daten der Kategorie DZ1 bis DZ3 zu veröffentlichen.

3.3. Veröffentlichung der Ergebnisse des Projekts „VerNetzen“

Die Ergebnisse des Forschungsprojektes „VerNetzen: Technisch-ökonomische und sozial-ökologische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende“ sind im Projektabschlussbericht in (Degel et al. 2016) veröffentlicht. Die im Rahmen des Projektes entwickelte Methodik zur Integration sozial-ökologischer Kriterien in die Energiesystemmodellierung beinhaltet die Entwicklung eines Belastungsgrades durch Windenergie und die Bestimmung von Verzögerungszeiten geplanter Netzausbauprojekte.

Bei diesen beiden Größen handelt es sich um abgeschlossene Projektergebnisse, die nicht mehr verändert werden. Diese wurden auf der Open Access Plattform Zenodo veröffentlicht. Als Grundlage zur Bestimmung dieser beiden Größen wurden sowohl qualitative als auch quantitative Untersuchungen durchgeführt. Bei den qualitativen Daten handelt es sich um Untersuchungsergebnisse, die gegebenenfalls um weitere Parameter oder Regionen erweitert werden können. Diese wurden in Netzdaten und Winddaten unterschieden und auf der OpenEnergy Plattform (OEP) veröffentlicht. Weiterhin wurden die quantitativen Datensätze, die im Rahmen des Projektes „VerNetzen“ genutzt wurden, ebenfalls auf der OpenEnergy Plattform publiziert.

3.3.1. Abgeschlossene Datensätze auf Zenodo

Um die sozial-ökologische Auswirkung von Windenergieanlagen auf regionaler Ebene in Ausbauszenarien für die Energiesystemmodellierung berücksichtigen zu können, wurde im Rahmen des Projektes „VerNetzen“ ein Belastungsgrad entwickelt. Dieser wurde auf Landkreisebene anhand der für Windenergie genutzten Fläche in Bezug zur Gesamtfläche und der Bevölkerungsdichte bestimmt. Als abgeschlossene Datensätze wurden die im Rahmen des Projektes ermittelten Belastungsgrade auf zenodo.org veröffentlicht. Dort können die Ist-Belastungsgrade, die maximalen Belastungsgrade, die Belastungsgrade eines ökonomischen Windenergieausbaus in 2050 und die Belastungsgrade eines sozial-ökologisch gleichverteilten Ausbaus in 2050 für alle 402 deutschen Landkreise abgerufen werden¹⁵. Die zur Ermittlung dieser Belastungsgrade notwendigen Hilfswerte der Bevölkerungsdichte, der Landkreisfläche und der verfügbaren Potenzialfläche für den Ausbau von Windenergie können ebenfalls auf Zenodo eingesehen und heruntergeladen werden¹⁶. Der Ist-Belastungsgrad beruht in diesem Datensatz auf der innerhalb Deutschlands ausgebauten Windenergieleistung im Jahr 2014. Für den maximalen Belastungsgrad wurde die Annahme getroffen, dass die gesamte zur Verfügung stehende Potenzialfläche durch Windenergie bebaut wird. Im ökonomischen Ausbauszenario werden knapp 100 GW Windenergieleistung anhand der durchschnittlichen Volllaststunden je Landkreis verteilt. Im Szenario nach sozialökologischer gleichverteilter Belastung wurde dieselbe Gesamtleistung auf Grundlage eines gleichverteilten

¹⁴ <http://oep-data-interface.readthedocs.io/en/latest/api/advanced.html>

¹⁵ <https://zenodo.org/record/836212> (Indicator for the current and future socio-ecological burdens caused by the expansion of wind energy in German districts)

¹⁶ doi.org/10.5281/zenodo.844604

Belastungsgrades verteilt, so dass in allen Landkreisen eine sozial-ökologische Belastung durch Windenergie von 1,3 Einwohner/km² vorliegt.

Die im Rahmen des Projektes „VerNetzen“ entwickelte Methodik zur Integration sozialökologischer Kriterien bezüglich des zukünftigen Netzausbaus in die Energiesystemmodellierung umfasst die Bestimmung von Verzögerungszeiten bisher geplanter Netzausbauvorhaben in Deutschland. Für die sich in Planung befindlichen EnLAG (Energieleitungsausbaugesetz) und BBPIG (Bundesbedarfsplangesetz) Trassen wurden drei Verzögerungsszenarien entwickelt (low, mid und high). Grundlage für die Verzögerungen je Trassenabschnitt sind die festgelegten Verzögerungen in Jahren je Landkreis.

Beide Datensätze, sowohl die Verzögerungszeiten je Trasse, als auch die Zeiten je Landkreis wurden auf Zenodo.org veröffentlicht¹⁷. Um die Veröffentlichungen auf www.zenodo.org zu platzieren, wurde wie folgt vorgegangen.

Die genannten Datensätze sind über die Datenbank in das u.a. von Excel unterstützte CSV-Format überführt worden. Für die Nutzung von Zenodo ist das Anlegen eines Benutzerkontos erforderlich, jedoch ist die Angabe einer E-Mail-Adresse, eines Benutzernamens und eines Passwortes für die Anmeldung ausreichend.

Über die Schaltfläche „Upload“ können die bisherigen Veröffentlichungen / Uploads des Benutzerkontos eingesehen werden. Um eine neue Veröffentlichung vorzubereiten, wird über die Schaltfläche „New Upload“ eine Eingabemaske geöffnet.

Datensätze können direkt über den Browser per Drag & Drop hinzugefügt werden. In der Eingabemaske sind die Felder Veröffentlichungsdatum, Titel, Autor bzw. Autoren, Zugangsrechte, Lizenz und Beschreibung verpflichtend auszufüllen. Für die o.a. Datensätze wurden kurze Beschreibungen sowohl in deutscher als auch in englischer Sprache verfasst, da sich die Daten zwar konkret auf die deutschen Landkreise beziehen, aber die zugrundeliegende Forschung durchaus auf andere Regionen übertragbar ist. Neben den genannten Feldern können optional Angaben zu Förderung, Contributors, Keywords, wissenschaftlichen Zeitschriften, Konferenzen etc. gemacht werden.

Die veröffentlichten Datensätze wurden u.a. mit dem Keyword „VerNetzen“ versehen, sodass jene über dieses Suchwort einfach zu finden sind. Die vom Nutzer bearbeitete Eingabemaske kann jederzeit als Draft zwischengespeichert werden oder über die Schaltfläche „Publish“ direkt veröffentlicht werden. Bei einer neuen Veröffentlichung, für die bisher keine DOI vorhanden ist, wird von Zenodo eine DOI registriert werden, sodass die Veröffentlichung von nun an eindeutig zuzuordnen und auffindbar ist.

3.3.2. Erweiterbare Datensätze auf OpenEnergy Platform

Die Bestimmung der auf Zenodo.org veröffentlichten Belastungsgrade und Verzögerungszeiten basiert sowohl auf qualitativen Untersuchungen, als auch auf quantitativen Daten, die im Rahmen des Projektes „VerNetzen“ in einer Datenbank gesammelt und aufbereitet wurden. Die Ergebnisse der qualitativen sozialwissenschaftlichen Untersuchungen zur Akzeptanz von Windenergie und Netzausbau in Deutschland wurden auf der OpenEnergy Platform (OEP) veröffentlicht. Diese bietet die Möglichkeit der kollaborativen Weiterbearbeitung von Datensätzen, so dass die veröffentlichten Datensätze gegebenenfalls in Zukunft durch Ergebnisse weiterer sozialwissenschaftlicher

¹⁷ doi.org/10.5281/zenodo.839828 (Scenario delay times regarding the expansion of the transmission system in Germany based on social acceptance)

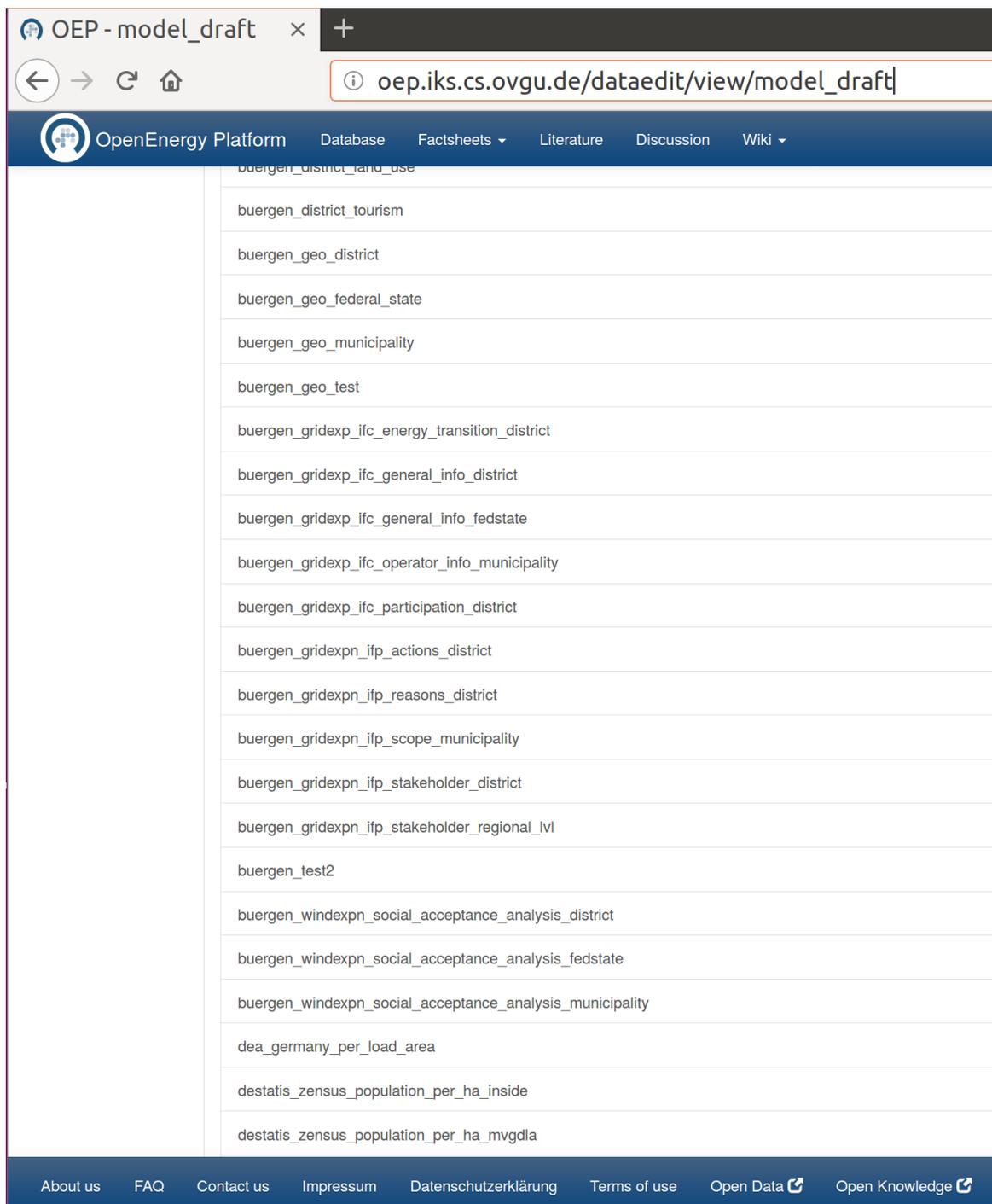
Untersuchungen erweitert werden können. Weiterhin wurden für die Analysen im Rahmen des Projektes „VerNetzen“ quantitative Informationen aller deutschen Landkreise genutzt. Diese wurden ebenfalls auf der OpenEnergy Platform zur weiteren Nutzung zur Verfügung gestellt.

Als Ablageort für die Veröffentlichung der Ergebnisse des Projektes „VerNetzen“ auf der OEP wurde das Schema „model_draft“ genutzt. Die Datensätze können anhand des Kürzels „buergen“ eindeutig diesem Projekt zugeordnet werden. Das Schema „Model_draft“ auf der OEP ist unter folgendem Link erreichbar: http://oep.iks.cs.ovgu.de/dataedit/view/model_draft.

Um die Untersuchungen einzelner Bundesländer, Landkreise oder Gemeinden georeferenziert darstellen zu können, wurden zusätzlich zu den Projektergebnissen die Geodaten für die deutschen Bundesländer („buergen_geo_federal_state“), die Landkreise („buergen_geo_district“) und die Gemeinden („buergen_geo_municipality“) auf der OEP veröffentlicht.

Abbildung 3-1 zeigt die im Rahmen dieses Projektes veröffentlichten qualitativen und quantitativen Untersuchungen aus dem Projekt „VerNetzen“ auf der OEP. Nachfolgend werden die einzelnen Datensätze näher erläutert.

Abbildung 3-1: Veröffentlichte Datensätze auf der OpenEnergy Platform (OEP)



Quelle: <http://oep.iks.cs.ovgu.de>

Qualitative Daten

Im Rahmen des Projektes „VerNetzen“ wurden qualitative Untersuchungen zur Akzeptanz von zukünftigen Netzausbauprojekten und Windkraftanlagen durchgeführt. Im Bereich Netzausbau wurden insgesamt 19 deutsche Landkreise untersucht. Auf Grundlage von Erfahrungswerten der Deutschen Umwelthilfe e.V. wurde eine Widerstands- und eine Engagementrate für jede der unter-

suchten Regionen gebildet, wobei die Widerstandsrate nur für die 19 untersuchten Landkreise erfasst wurde. Die Engagementrate konnte für alle deutschen Landkreise erhoben werden. Zur Bestimmung der beiden Raten wurden Unterkategorien gebildet. Die genaue Herangehensweise der qualitativen Untersuchung zum Netzausbau kann sowohl im Abschlussbericht des Projektes „VerNetzen“ in (Degel et al. 2016), als auch in (Mester et al.) nachgelesen werden. In Tabelle 3-4 sind die jeweiligen Indikatoren der Engagement- und der Widerstandsrate mit dem entsprechenden Tabellennamen des veröffentlichten Datensatzes auf der OEP aufgelistet.

Tabelle 3-4: Qualitative Datensätze Netzausbau

Indikator	Beschreibung	Datensatz auf OEP
Eng_Ind 2	Bekanntnis zum Netzausbau - Bundesland	buergen_gridexp_ifc_general_info_fedstate
Eng_Ind 1&3	Kommunale Umsetzung der Energiewende	buergen_gridexp_ifc_energy_transition_district
Eng_Ind 4	Bekanntnis zum Netzausbau - Kreis	buergen_gridexp_ifc_general_info_district
Eng_Ind 5	Format der Beteiligung am Planungsprozess	buergen_gridexp_ifc_participation_district
Eng_Ind 6&7	Informationen des Netzbetreibers zum Netzausbau	buergen_gridexp_ifc_operator_info_municipality
Wid_Ind 1&2	Breite der Proteste und der deren Inhalt	buergen_gridexpn_ifp_reasons_district
Wid_Ind 3	Regionale Ausbreitung der Proteste	buergen_gridexpn_ifp_scope_municipality
Wid_Ind 4	Welche Protestakteure gibt es?	buergen_gridexpn_ifp_stakeholder_district
Wid_Ind 5&6	Auf welcher Ebene sind die Akteure aktiv	buergen_gridexpn_ifp_stakeholder_regional_lvl
Wid_Ind 7	Tatsächliche Protestaktionen	buergen_gridexpn_ifp_actions_district

Quelle: Europa Universität Flensburg, eigene Darstellung

Im Bereich Windenergie wurden qualitative Daten auf Ebene der Bundesländer, der Landkreise und einzelner Gemeinden erhoben. Auf Ebene der Landkreise und Gemeinden sind die erhobenen Informationen als „qualitative Informationen“ in den veröffentlichten Datensätzen aufgeführt. Die Informationen auf Bundeslandebene wurden nach der gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie und erneuerbaren Energien (EE), nach relevanten Windregionen für die gesellschaftliche Akzeptanz und nach Besonderheiten in Bezug auf Umwelt, Klima und Energie unterteilt. Die qualitativen Untersuchungen zur gesellschaftlichen Akzeptanz im Windbereich basieren auf der Auswertung 12 sozialwissenschaftlicher Thesen, einer Fokusgruppe, vier Experteninterviews, neun leitfadengestützten Interviews sowie Umfeld- und Diskursanalysen auf Grundlage von Regionalstatistiken, Daten der Bundesministerien, Veröffentlichungen zur Akzeptanzforschung, lokalen Medien (z.B. Lokalzeitungen und TV-Beiträge) und Berichten regionaler Planungsstellen und Landesministerien. Die Dokumentation zur Erhebung der qualitativen Datensätze in Bezug auf die gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergie kann in (Degel et al. 2016) nachgelesen werden.

Die drei auf der OEP veröffentlichten Datentabellen zu qualitativen Untersuchungsergebnissen zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie sind mit den auf der OEP genutzten Bezeichnungen in Tabelle 3-5 dargestellt.

Tabelle 3-5: Qualitative Datensätze Windenergie

Ebene	Datensatz auf OEP
Bundesländer	buergen_windexpn_social_acceptance_analysis_fedstate
Landkreise	buergen_windexpn_social_acceptance_analysis_district
Gemeinden	buergen_windexpn_social_acceptance_analysis_municipality

Quelle: <http://oep.iks.cs.ovgu.de>

Quantitative Daten

Neben den qualitativen Untersuchungen wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „VerNetzen“ auch quantitative Datensätze genutzt. Zur Bestimmung des sozialökologischen Belastungsgrades durch Windenergie wurde für alle deutschen Landkreise die Bevölkerungsdichte, die Landkreisfläche und die Potenzialfläche für Windenergie genutzt. Diese wurden, wie bereits in Kapitel 1.3.1 beschrieben, gemeinsam mit den ermittelten Belastungsgraden auf zenodo.org veröffentlicht. Zusätzlich wurde die Potenzialfläche inklusive der Geoinformationen auf der OpenEnergy Platform für weitere Nutzung zur Verfügung gestellt. Die Potenzialfläche ist auf der OEP unter dem Schema „supply“ mit dem Namen „vernetzen_wind_potential_area“ abrufbar¹⁸.

Weiterhin wurden für die Projektdatenbank des Projektes „VerNetzen“ Daten der Regionaldatenbank¹⁹ aufbereitet und für Analysen genutzt. Die Daten zur Flächennutzung und zu Tourismusdaten wurden auf der OEP im Schema „model_draft“ veröffentlicht. Die Datentabelle der Flächennutzung beinhaltet für jeden Landkreis die gesamte Landkreisfläche, Gebäudeflächen, Erholungsflächen, Flächen für Infrastruktur, landwirtschaftlich genutzte Flächen, Waldflächen und andere. Auf der OEP sind die Informationen zur Flächennutzung unter dem Datennamen „buergen_district_land_use“ zugänglich²⁰.

Die Tourismusdaten enthalten Informationen auf Landkreisebene zu untergebrachten Touristen, Bettenanzahl und Übernachtungsgästen. Die Tourismusdaten sind auf der OEP unter dem Tabellennamen „buergen_district_tourism“ veröffentlicht²¹.

Das Bundesamt für Naturschutz (BfN) stellt offen zugängliche Daten zu Naturschutzgebieten, Biosphärengebieten, Landschaftsschutzgebieten, Nationalparks, Flora-Fauna-Habitat- (FFH-) Gebieten, Naturparks und Ramsargebieten zur Verfügung. Diese wurden ebenfalls im Rahmen des Projektes „VerNetzen“ genutzt. Da diese Daten²² offen verfügbar sind, wurden diese nicht zusätzlich ebenfalls auf der OEP veröffentlicht.

¹⁸ http://oep.iks.cs.ovgu.de/dataedit/view/supply/vernetzen_wind_potential_area

¹⁹ <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Regionaldatenbank/Regionaldatenbank.html>

²⁰ http://oep.iks.cs.ovgu.de/dataedit/view/model_draft/buergen_district_land_use

²¹ http://oep.iks.cs.ovgu.de/dataedit/view/model_draft/buergen_district_tourism

²² geodienste.bfn.de/schutzgebiete/

Auf die Datenbank der OEP kann über das Webinterface und eine Programmierschnittstelle zugegriffen werden (OpenEnergy Plattform, 2017). Ist es beabsichtigt, einen neuen Datensatz auf der OEP zu platzieren, ist dies derzeit noch nicht über das Webinterface möglich, sodass für die Veröffentlichung der genannten Datensätze die Programmierschnittstelle der OEP verwendet wurde. Die Dokumentation der OEP beinhaltet u.a. ein Tutorial, das in englischer Sprache erläutert, wie der Nutzer mit der Programmierschnittstelle kommunizieren kann (OpenEnergy Plattform, 2017b).

Die Verwendung der API ermöglichte es, die Forschungsergebnisse des Projektes „VerNetzen“ weitestgehend automatisiert auf der OEP abzulegen. Um Daten einpflegen zu können, ist das Anlegen eines Benutzerkontos, d.h. eine Anmeldung, erforderlich. Ein Benutzerkonto bei der OEP wird automatisch durch die Anmeldung beim Wiki der openmod-initiative erstellt (Projekt „open_eGo“, 2017). Jedes Benutzerkonto verfügt über ein sogenanntes Autorisierungstoken, das der Nutzer verwenden kann, um sich ggü. der OEP bei Verwendung der API zu autorisieren, d.h. u.a. Schreibrechte auf der OEP zu erlangen. Die o.g. Datensätze wurden teilweise aus der Datenbank des Projekts „VerNetzen“ im CSV-Format extrahiert, teilweise lagen bereits CSV-Dateien vor, sodass Dateien dieses Formats in Abfragen an die OEP Programmierschnittstelle eingebettet werden mussten, um die Datensätze auf der OEP abzulegen.

Zu diesem Zweck sind zwei einfache Kommandozeilenprogramme entwickelt worden, von denen eines die Tabellendefinition aus einer CSV-Datei erkennt und speichert, das andere kann die Daten unter Verwendung der Tabellendefinition auf die OEP schreiben. Die Kommandozeilenprogramme können online abgerufen werden²³.

²³ <https://github.com/znes/BuerGen>

4. Integration von Ergebnissen aus der Datenbank in die Netzmodellierung mit PowerFlex-Grid

Im Rahmen dieses Arbeitspakets werden Ergebnisse aus dem Projekt „VerNetzen“ zu sozial-ökologischen Faktoren in der Energiesystemmodellierung in die Netzmodellierung mit dem Strommarktmodell „PowerFlex-Grid“ des Öko-Instituts integriert. Dies betrifft zum einen die Kennzahl „Belastungsgrad“ für Windkraftanlagen und zum anderen Verzögerungszeiten für geplante Netzausbauvorhaben.

4.1. Datenabgleich

In einem ersten Schritt wurden die zugrundeliegenden Daten hinsichtlich der absoluten Bevölkerungszahlen je Landkreis sowie hinsichtlich der Landkreisflächen, welche die maßgeblichen Variablen für die Berechnung des Belastungsgrads²⁴ sind, verglichen. Darüber hinaus wurde geprüft, ob die Primärschlüssel, d.h. die Regionalschlüssel die einen Datensatz je einem Landkreis eindeutig zuordnen, übereinstimmen.

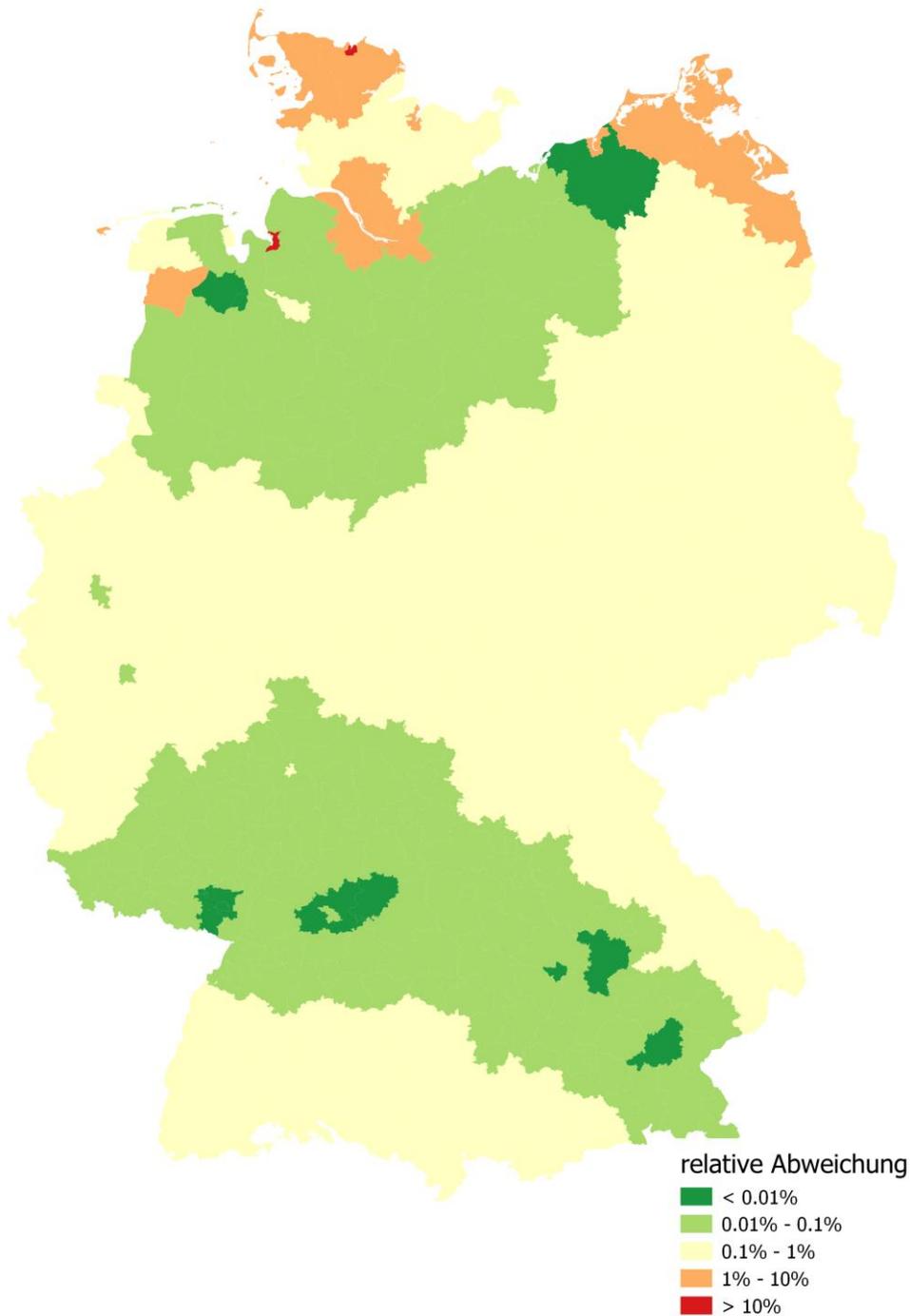
4.1.1. Regionalschlüssel, Landkreisflächen und Bevölkerung

Der Datenabgleich ergab, dass die verwendeten Regionalschlüssel identisch sind und dass die Datensätze zu absoluten Bevölkerungszahlen nur geringfügig voneinander abweichen.

Auch die Landkreisflächen der beiden Datensätze zeigen eine hohe Übereinstimmung. In Abbildung 4-1 ist die relative Abweichung der Landkreisflächen zwischen den beiden Datensätzen dargestellt. Grün und gelb markierte Flächen weisen eine relative Abweichung von unter einem Prozent auf, bei orange und rot markierten Flächen liegt die relative Abweichung über einem Prozent. Für einzelne Landkreisflächen an der Nord- und Ostseeküste weichen die verwendeten Datensätze stärker voneinander ab. Der Grund hierfür liegt in der unterschiedlichen Berücksichtigung von Wasserflächen. In den Daten aus dem Projekt „VerNetzen“ zählen alle Flächen, die einem Regionalschlüssel zugeordnet sind, zur Landkreisfläche dieses Regionalschlüssels. Dies betrifft auch Gewässerflächen, wie beispielsweise die deutsche Seite der Flensburger Förde, die Gewässer der Schlei und Unterelbe oder den südlichen Teil des kleinen Stettiner Haffs. Das Öko-Institut hat für die Aufbereitung der Datensätze für das Projekt „Transparenz Stromnetze“ diese Gewässerflächen nicht für die Bestimmung der Landkreisfläche berücksichtigt. Von diesen küstennahen Landkreisen abgesehen, stimmen auch die Datensätze zu den Landkreisflächen gut überein.

²⁴ Die Kennzahl „Belastungsgrad“ wird in Abschnitt 4.2 definiert.

Abbildung 4-1: Relative Abweichung der Landkreisflächen zwischen den Datensätzen im Projekt „VerNetzen“ und im Projekt „Transparenz Stromnetze“



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

4.1.2. Potenzialfläche für Windenergie

Im Rahmen des Projektes „VerNetzen“ wurde eine georeferenzierte Potenzialfläche (Weißfläche) für Onshore Windenergie in Deutschland erstellt und sowohl auf zenodo.org als auch auf der OpenEnergy Plattform veröffentlicht.

Beim Vergleich der Datensätze zur Potenzialfläche für Windenergie wurde deutlich, dass die Daten aus dem Projekt „VerNetzen“ mit einer ermittelten Potenzialfläche von 27.244 km² (7,6 % der deutschen Landesfläche) insbesondere für Flächenbundesländer deutlich restriktiver ausfallen, als in dem entsprechenden Datensatz aus dem Projekt „Transparenz Stromnetze“, wo in erster Linie Siedlungsflächen, Verkehrswege, Naturschutzgebiete und Wasserflächen als mögliche Potenzialflächen für Windenergie ausgeschlossen wurden.

Gemäß dem genehmigten Szenariorahmen der Bundesnetzagentur für den Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 stehen in Deutschland rund 3.000 km² (knapp 1 % der Landesfläche) als rechtskräftig ausgewiesene bzw. in Aufstellung befindliche Flächen für Windkraftanlagen zur Verfügung (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018, S. 169f). Hier wird deutlich, dass derzeit nur knapp 10 % der ermittelten Potenzialfläche für Windenergie als rechtskräftig ausgewiesene bzw. in Aufstellung befindliche Flächen für Windkraftanlagen vorgesehen sind.

4.1.3. Flächenbezogene Parameter der berücksichtigten Windkraftanlagen

Sowohl im Projekt „VerNetzen“ als auch im Projekt „Transparenz Stromnetze“ werden jeweils zwei unterschiedliche Windkraftanlagen für die Modellierung des Windzubaus berücksichtigt. Während im Projekt „Vernetzen“ eine Schwachwindanlage (Vestas „V-126-3.3“) für Flächen mit geringeren Jahreswindgeschwindigkeiten und eine Starkwindanlage (Vestas „V-112-3.3“) für Flächen mit höheren Jahreswindgeschwindigkeiten zum Einsatz kommen, wird im Projekt „Transparenz Stromnetze“ mit einer durchschnittlichen Bestandsanlage und einer mittleren Zubauanlage im Jahr 2012 gerechnet. Für die Zubauanlage stehen 5 Windkategorien mit unterstellten Volllaststunden von 1.800 h (Windkategorie 5) bis 2.400 h (Windkategorie 1) zur Verfügung.

Im Projekt „VerNetzen“ werden zudem die Windpotenzialflächen mit Hilfe eines Algorithmus maximal zugebaut, wobei Mindestabstände zu Siedlungsflächen und anderen Windkraftanlagen eingehalten werden müssen. In Abhängigkeit der Geometrie der Windpotenzialfläche und der umliegenden Bebauung ergibt sich ein spezifischer Flächenverbrauch von 0,001 km²/MW bis 0,07 km²/MW, wobei der Durchschnitt bei 0,035 km²/MW liegt (Tabelle 4-1).

Im Gegensatz dazu stellt im Projekt „Transparenz Stromnetze“ der spezifische Flächenbedarf der berücksichtigten Windkraftanlagen eine Eingangsgröße dar und die Windpotenzialflächen werden entsprechend „aufgefüllt“. Im Ergebnis liegen die aus den beiden Methoden resultierenden Flächenverbräuche für Windkraftanlagen in einem vergleichbaren Bereich.

Tabelle 4-1: Flächenbezogene Parameter der berücksichtigten Windkraftanlagen

	Vestas „V-126-3.3“	Vestas „V-112-3.3“	durchschnittliche Bestandsanlage	mittlere Zubauanlage
Leistung	3,3 MW	3,3 MW	1,7 MW	2,0 MW
spezifischer Flächenverbrauch	≈ 0,035 km ² /MW (0,001 – 0,07 km ² /MW)		0,038 km ² /MW	0,031 km ² /MW

Quelle: Öko-Institut e.V. und (Degel et al. 2016, S. 110)

4.1.4. Trassenspezifische Verzögerungszeiten

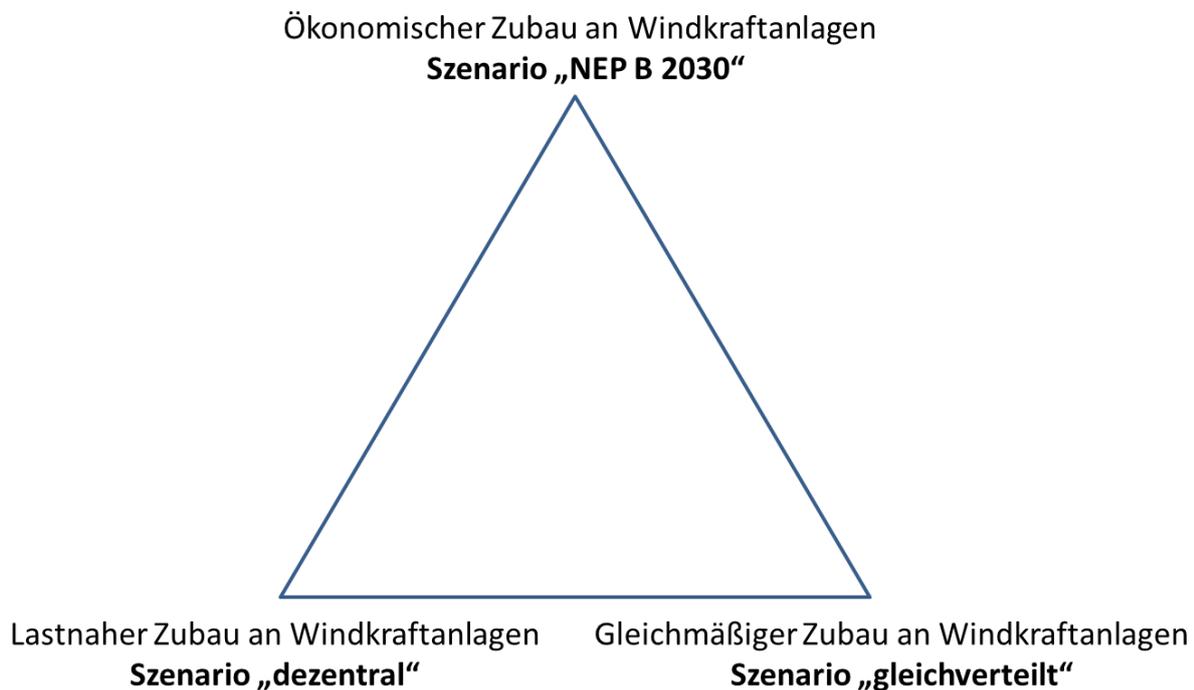
Der auf Zenodo veröffentlichte Datensatz²⁵ mit dem Titel „Scenario delay times regarding the expansion of the transmission system in Germany based on social acceptance“ beinhaltet die im Projekt „VerNetzen“ ermittelten trassenspezifischen Verzögerungen sowie Geodaten, die eine geografische Zuordnung der Trassen ermöglichen.

Für die spätere Nutzung der trassenspezifischen Verzögerungszeiten in der Modellierung ist eine Zuordnung von Geodaten und Trassen-ID erforderlich.

4.2. Szenarienvergleich hinsichtlich Windausbau und Belastungsgrade mit dem PowerFlex-Grid Modell

Das Öko-Institut berechnete in dem Forschungsprojekt „Transparenz Stromnetze“ sowohl Szenarien mit einem ökonomisch orientierten Zubau von Windkraftanlagen gemäß dem Referenzszenario B des Netzentwicklungsplans (NEP) 2017-2030 als auch Szenarien mit einem lastnah orientierten EE-Zubau. Ergänzend dazu wurde in diesem Projekt ein weiteres Szenario mit einem gleichverteilten Belastungsgrad für Wind onshore erstellt, so dass das in Abbildung 4-2 dargestellte Szenariendreieck zur Verfügung steht.

Abbildung 4-2: Szenariendreieck für Szenarienvergleich



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

²⁵ doi.org/10.5281/zenodo.839828

Der Belastungsgrad ist eine Kennzahl, die im Projekt „VerNetzen“ als Indikator für die gesellschaftliche Akzeptanz für Windkraftanlagen entwickelt wurde. Sie beinhaltet zwei wesentliche Einflussfaktoren: die mit Windkraftanlagen bebaute Fläche und die davon betroffenen Einwohner. Beide Einflussfaktoren werden als relative Größe im Verhältnis zur Landkreisfläche dargestellt und miteinander multipliziert:

$$\text{Belastungsgrad} = \frac{\text{bebaute Windfläche}}{\text{Landkreisfläche}} \cdot \frac{\text{Einwohner}}{\text{Landkreisfläche}}$$

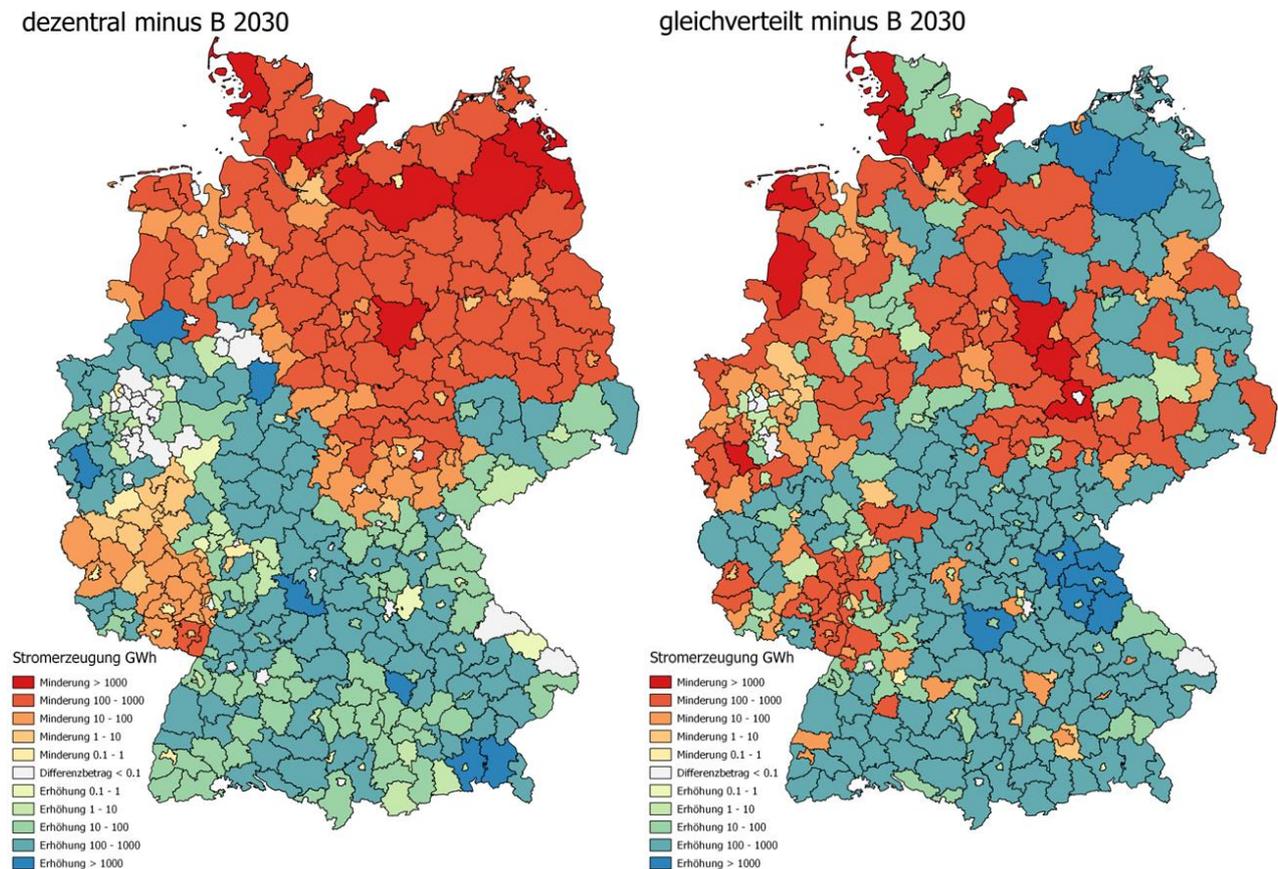
Die Kennzahl Belastungsgrad hat somit die Einheit „Einwohner pro km²“. Weitere Ausführungen hierzu sind im Endbericht des Projekts „VerNetzen“ in Kapitel 5.2.2.3 ab S. 98 zu finden (Degel et al. 2016).

Für das Szenario „gleichverteilt“ ermittelte die Europa-Universität Flensburg die installierte Windleistung je Landkreis bei einer gleichverteilten sozial-ökologischen Belastung für insgesamt 61 GW Wind onshore in Deutschland. Dies entspricht einer Windstromerzeugung in Höhe von 125 TWh. Die bisher bereits installierte Leistung wurde bei diesem Szenario nicht berücksichtigt. Die gleichmäßig verteilte Belastung aller deutschen Landkreise liegt bei 0,8 Einwohner/km². Darunter liegen nur die Landkreise, die aufgrund ihrer begrenzten Potenzialfläche nicht bis zu einem gleichverteiltem Belastungsgrad ausgebaut werden können.

Die sich aus den verschiedenen Zubbaumethoden für Wind onshore (ökonomisch, lastnah oder gleichmäßiger Belastungsgrad) ergebende jährliche Stromerzeugung je Landkreis ist in den nachfolgenden Abbildungen in einer farblich abgestuften Skala dargestellt, wobei „weiß“ einer Stromerzeugung von unter 0,1 GWh und „dunkelblau“ einer Stromerzeugung von mehr als 5 TWh entspricht. Abbildung 4-3 zeigt in der linken Bildhälfte die landkreisspezifische Windstromerzeugung in Höhe von 49 TWh für den Anlagenbestand im Jahr 2012 als Ausgangspunkt für das jeweilige Zubauverfahren. In der rechten Bildhälfte ist die landkreisspezifische Windstromerzeugung für das Szenario NEP B 2017-2030 dargestellt. Der Zubau in Höhe von 76 TWh auf 125 TWh findet überwiegend in den nördlichen und östlichen Bundesländern statt.

insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg, zunimmt (grün und blau eingefärbte Landkreise in der rechten Karte von Abbildung 4-4).

Abbildung 4-4: Veränderung der landkreisspezifische Windstromerzeugung im Szenario „dezentral“ (links) und im Szenario „gleichverteilt“ (rechts) im Vergleich zum Szenario „NEP B 2017-2030“



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Zur Darstellung der Belastungsgrade wird analog zu der im Projekt „VerNetzen“ genutzten Darstellungsweise für jeden Landkreis ein Punkt in Abhängigkeit des für Windenergie genutzten Flächenanteils (y-Achse) sowie der Bevölkerungsdichte (x-Achse) im Koordinatensystem aufgetragen. Für die Darstellung werden die städtisch geprägten Landkreise aufgrund der überproportional hohen Bevölkerungsdichte nicht berücksichtigt. Zur Orientierung ist ferner die Isolinie für einen gleichmäßigen Belastungsgrad bei 61 GW Wind onshore dargestellt.

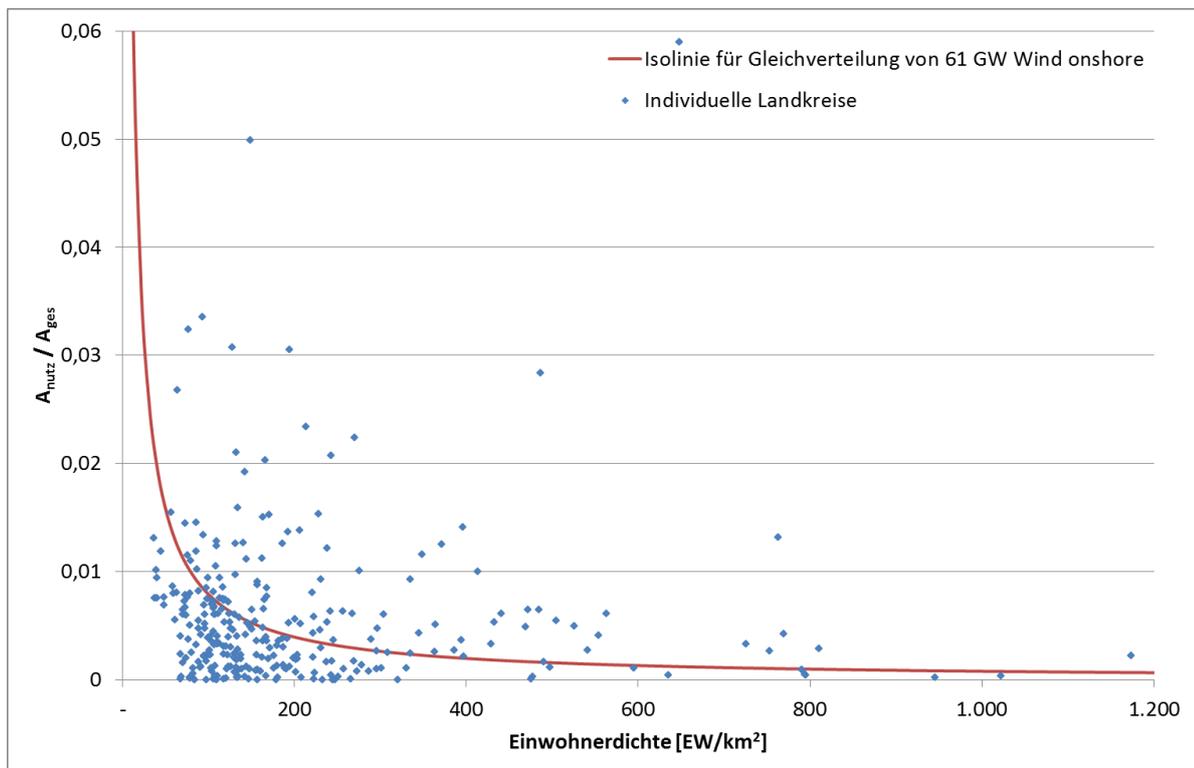
Die Streuung der Belastungsgrade unterscheidet sich zwischen den Szenarien „NEP B 2017-2030“ (Abbildung 4-5) und „dezentral“ (Abbildung 4-6) nur unwesentlich: während eine Gruppe von Landkreisen unterdurchschnittlich belastet ist, ist der andere Teil der Landkreise überdurchschnittlich belastet. Hinsichtlich der betroffenen Landkreise gibt es jedoch teilweise deutliche Unterschiede:

- Am deutlichsten geht der Belastungsgrad im Szenario „dezentral“ im Vergleich zum Szenario „NEP B 2017-2030“ in Landkreisen in Schleswig-Holstein (v.a. Segeberg, Herzogtum

Lauenburg, Steinburg, Ostholstein und Stormarn), in Niedersachsen (v.a. Peine, Wolfenbüttel, Hildesheim, Region Hannover, Helmstedt, Gifhorn und Aurich) und in Sachsen-Anhalt (v.a. Salzlandkreis, Saalekreis dem Burgenlandkreis) zurück.

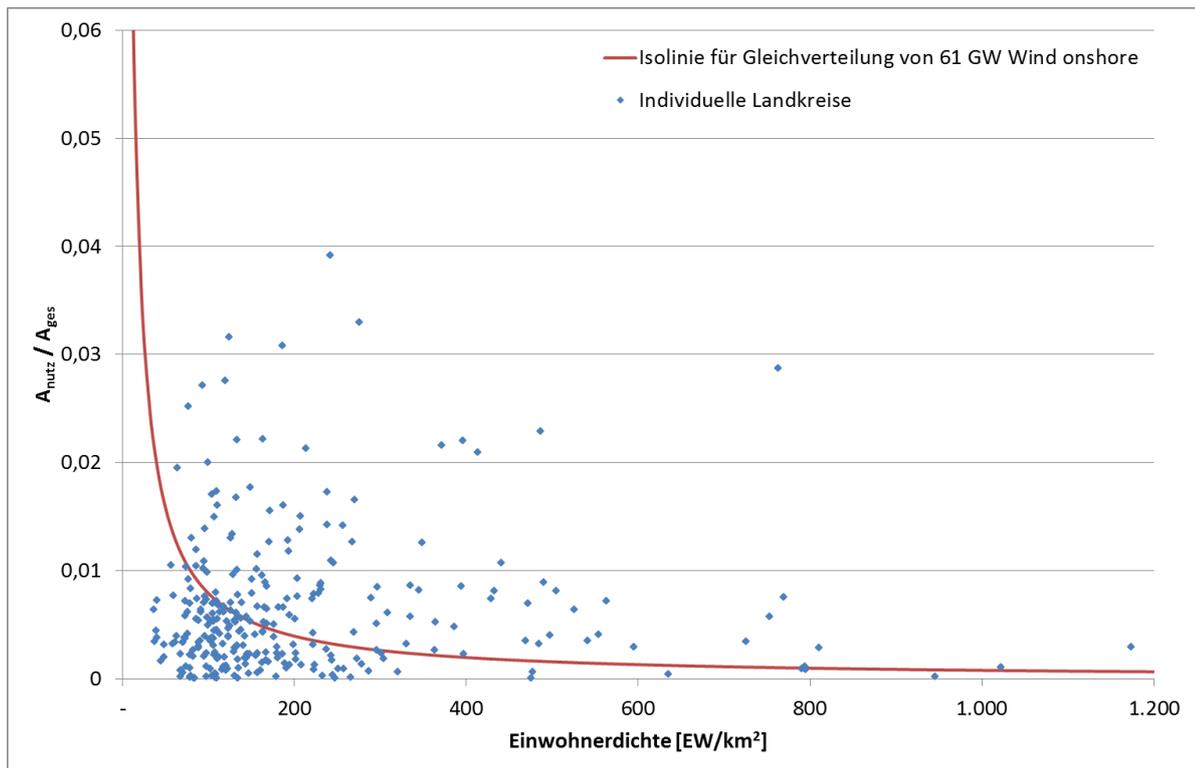
- Der Belastungsgrad erhöht sich hingegen im Szenario „dezentral“ im Vergleich zum Szenario „NEP B 2017-2030“ am stärksten in Landkreisen in Nordrhein-Westfalen (v.a. Rhein-Erft-Kreis, Rhein-Kreis Neuss, Steinfurt, Düren und Heinsberg), in Bayern (v.a. München, Fürth, Neuburg-Schrobenhausen, Altötting und Mühldorf am Inn) sowie in Baden-Württemberg (v.a. Tübingen, Ludwigsburg und Karlsruhe).

Abbildung 4-5: Belastungsgrad im Szenario „NEP B 2017-2030“



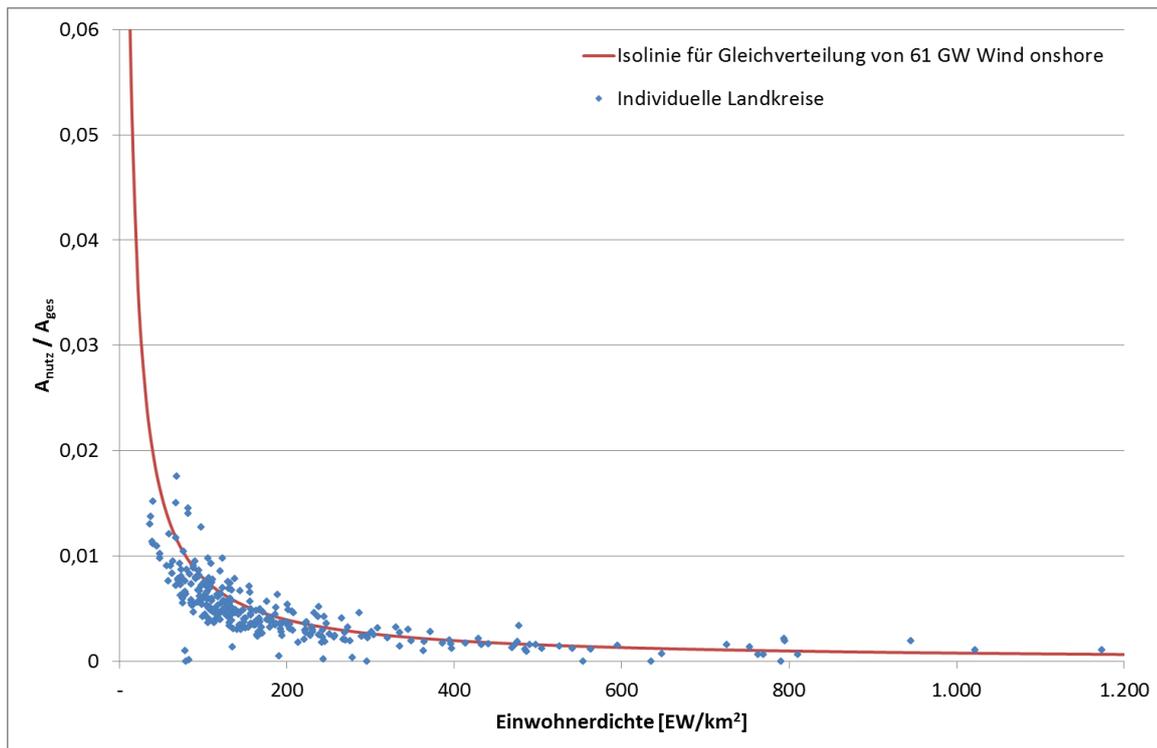
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Abbildung 4-6: Belastungsgrad im Szenario „dezentral“



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Im Szenario „gleichverteilt“ konzentriert sich die Punktwolke der Belastungsgrade entlang der Isolinie mit einem gleichmäßigen Belastungsgrad. Landkreise, die nicht genügend Windpotenzialflächen ausweisen, liegen unter der Isolinie. Dass die Belastungsgrade nicht exakt auf der Isolinie liegen, wie es in den entsprechenden Darstellungen des Projektes „VerNetzen“ deutlich wird, ist darauf zurückzuführen, dass im Projekt „VerNetzen“ die installierte Leistung der Windkraftanlagen und im Projekt „Transparenz Stromnetze“ die Stromerzeugung der Windkraftanlagen auf die Landkreise verteilt wird. In Kombination mit den Windkategorien der einzelnen Landkreise und den unterschiedlichen Methoden zur Bestimmung der Flächenbelegung ergibt sich diese Unschärfe (vgl. Abschnitt 4.1.3).

Abbildung 4-7: Belastungsgrad im Szenario „gleichverteilt“


Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

4.3. Methodik und Eingangsdaten für den Szenarienvergleich hinsichtlich des Ausbaubedarfs für das Übertragungsnetz in Deutschland

4.3.1. Ziel und Methodik des iterativen Netzausbaus im PowerFlex-Grid Modell

Im Rahmen dieses Projektes wurde am Öko-Institut das Verfahren zum iterativen Netzausbau weiterentwickelt. Dieses Verfahren basiert auf der Modellierung und den Ergebnissen des Strommarktmodells PowerFlex-Grid (eine Modellbeschreibung ist z.B. in (Koch et al. 2015) oder (Koch et al. 2017) verfügbar).

Ziel des iterativen Netzausbaus ist es, eine Einschätzung dafür zu gewinnen,

- wie viel Netzausbaubedarf zur Behebung von thermischen Überlastungen erforderlich ist,
- inwiefern sich eine Variation der Szenarioannahmen auf den Netzausbaubedarf auswirkt,
- und welche im NEP vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen szenariounabhängig erforderlich sind.

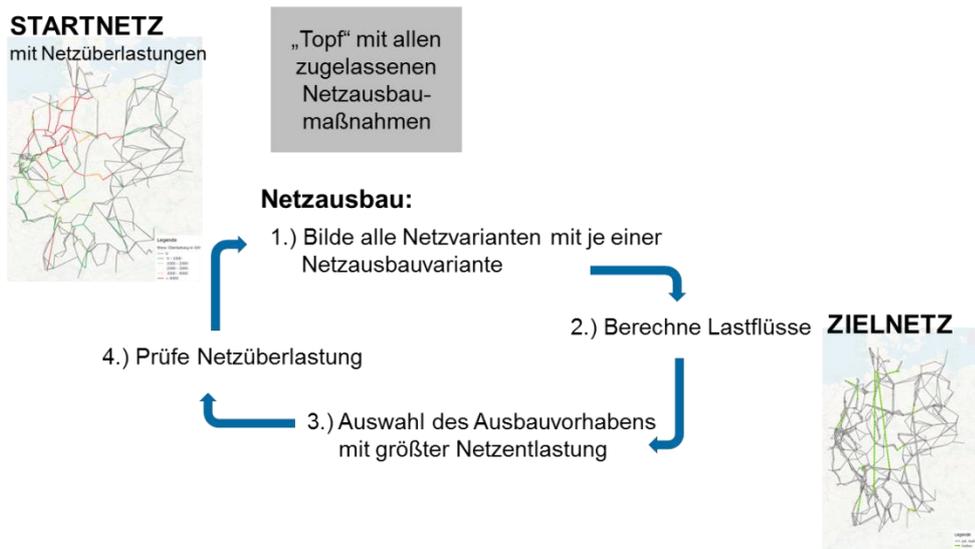
Als Basis für die Darstellung der szenarioabhängigen Ergebnisse des iterativen Netzausbaus wird in diesem Abschnitt der Ablauf des iterativen Netzausbaus, der in Abbildung 4-8 visualisiert ist, erläutert. Die Aussagekraft der damit gewonnenen Ergebnisse wird in Kapitel 4.4 zu Beginn der Ergebnisdarstellung erläutert.

Ausgangspunkt des iterativen Netzausbaus ist ein **Startnetz**, welches die zugrundeliegende Topologie und Ausstattung des deutschen Stromnetzes darstellt. Das Startnetz besteht mindestens aus dem Bestands- bzw. Ist-Netz. Darüber hinaus kann es um Maßnahmen erweitert werden, die be-

reits in der Bauphase bzw. in einem späten Planungsstadium sind oder über die ein gesellschaftlicher Konsens hinsichtlich ihrer Notwendigkeit besteht.

Als zweiter Datensatz wird eine Anzahl an potentiellen Netzausbaumaßnahmen definiert, die dem Startnetz hinzugefügt werden können. Dieser Datensatz kann z.B. sämtliche Netzausbaumaßnahmen enthalten, die in einem Szenario des Netzentwicklungsplans als Zubaumaßnahmen identifiziert wurden und nicht bereits Bestandteil des Startnetzes sind.

Abbildung 4-8: Ablauf des iterativen Netzausbaus im PowerFlex-Grid-Modell



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Darüber hinaus wird zu Beginn des iterativen Netzausbaus die Auslastung des Startnetzes benötigt (links oben in Abbildung 4-8). Sie ist das Ergebnis eines der Iteration vorgelagerten PowerFlex-Grid Durchlaufes: Mithilfe des Strommarktmodells werden die marktgetriebenen Handlungen der Strommarktakteure zu jeder Stunde des Szenariojahrs ermittelt, also z.B. die regionalen EE-Einspeisungen, die blockscharfen Kraftwerks- und Speichereinsätze, die Nutzung von Flexibilitätsoptionen und der Handel mit dem Ausland. Aus der auf Höchstspannungsknoten regionalisierten Stromnachfrage und Stromerzeugung ergeben sich die stündlichen Nettoknoteneinspeisungen und der Lastfluss auf den einzelnen Leitungen.

Danach beginnt der iterative Netzausbau, welcher sich aus insgesamt vier Schritten zusammensetzt: Im ersten Schritt werden alle möglichen Netzvarianten gebildet. Eine Netzvariante besteht aus dem jeweiligen Startnetz und einer zugelassenen Netzausbaumaßnahme aus dem Netzausbautopf. Für jedes dieser Netze werden im zweiten Schritt die resultierenden Lastflüsse berechnet. Die Nettoknoteneinspeisungen aus der vorgelagerten Strommarktmodellierung werden dabei nicht verändert. Im dritten Schritt wird dasjenige Netzausbauvorhaben ausgewählt, welches die größte Netzentlastung aufweist. Abschließend wird im vierten Schritt geprüft, ob die Netzüberlastung den geforderten Schwellwert unterschreitet oder nicht. Wird das Abbruchkriterium noch nicht erreicht, geht es wieder zum ersten Schritt und ein neuer Iterationsdurchlauf beginnt. Der Netzausbautopf enthält nun das zuvor ausgewählte Netzausbauvorhaben nicht mehr.

Könnte die Netzüberlastung auf ein akzeptiertes Maß gesenkt werden, so besteht kein weiterer Netzausbaubedarf und der iterative Netzausbau wird beendet. Das generierte Netz wird als „**Zielnetz**“ bezeichnet (rechts unten in Abbildung 4-8).

Die netzentlastende Wirkung kann durch verschiedene Kennzahlen gemessen werden. Im Rahmen dieses Projektes werden als Abbruchkriterium \ddot{U} die stündlichen Netzüberlastungen $\ddot{u}_{l,t}$ auf allen Leitungen für das gesamte Jahr aufaddiert:

$$\ddot{U} = \sum_{t=1}^{8760} \sum_{l=1}^n \ddot{u}_{l,t}$$

Diese Kennzahl repräsentiert das Denken, dass jede Netzüberlastung gleich gewichtet ist – unabhängig davon, ob sie auf einer langen oder kurzen Leitung auftritt.

Der iterative Netzausbau beinhaltet eine Pfadabhängigkeit zwischen der Wahl der Netzausbaumaßnahmen: Der „Bau“ einer Netzausbaumaßnahme hat Auswirkungen auf mehrere Netzelemente. Wird in Iterationsrunde 1 die Leitung l_1 gebaut, und stellt die Leitung l_2 die nächstbeste Netzausbaualternative dar, so kann sich nach Einbeziehung der Leitung l_1 in die Netztopologie die Leitung l_3 als sinnvoller erweisen. Durch die Iteration kann die jeweils nächstbeste Entscheidung unter den bereits getroffenen Entscheidungen ausgewählt werden.

4.3.2. Nutzung der Verzögerungszeiten im iterativen Netzausbau zur Erstellung des „Netzausbautopfes“ und weitere Eingangsdaten

Im Rahmen dieses Projektes wurde die Methodik des iterativen Netzausbaus dahingehend erweitert, dass der Aspekt „Akzeptanz für Netzausbau“ in der Modellierung berücksichtigt werden kann. Im Fall von vorhandener Akzeptanz für Netzausbau können alle verfügbaren Netzausbaumaßnahmen für den Netzausbau verwendet werden. Kommt es zu Widerstand gegen einzelne Netzausbauvorhaben, so verzögert sich das Jahr der geplanten Inbetriebnahme der Leitung. Für das betrachtete Stützjahr 2030 stehen dem iterativen Netzausbau dann weniger Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung, d.h. die Menge an Netzausbaumaßnahmen ist reduziert („reduzierter Netzausbautopf“).

Für jedes der drei definierten Szenarien (ökonomisch, lastnah, gleichverteilte Belastung) wird daher der Netzausbau mit zwei verschiedenen Netzausbautöpfen bestimmt.

4.3.2.1. Startnetz und Variation der Netzausbautöpfe

Das Startnetz ist in diesem Projekt szenariunabhängig. Es umfasst 772 AC-Trassen²⁶ und wurde in Anlehnung an das Startnetz des Netzentwicklungsplans Strom 2017-2030 gebildet. In Abgrenzung zur Startnetzdefinition des Netzentwicklungsplans wurden aus dem Startnetz dieses Projektes alle Maßnahmen ausgeschlossen, die noch nicht genehmigt oder im Bau sind, d.h. das hier verwendete Startnetz ist kleiner und der Netzausbautopf entsprechend größer.

Für jedes untersuchte Szenario wurden zwei Zielnetze entwickelt, die sich durch die ihnen zur Verfügung gestellten potentiellen Netzausbaumaßnahmen – den Netzausbautopf – unterscheiden.

Dem „konventionellen Zielnetz“ stehen alle herkömmlichen Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung. Hierbei handelt es sich um

- die NEP-Zielnetzmaßnahmen des Szenarios B 2030 des 1. Entwurfs des NEP 2017-2030

²⁶ Leitungen sind ggf. zu Trassen zusammengefasst, sofern sie identische Leitungsverläufe haben.

- zuzüglich der im Startnetz ausgeschlossenen NEP-Startnetzmaßnahmen.

Der „konventionelle Netzausbautopf“ beinhaltet 164 Netzausbauvorhaben, davon 36 Neubautrassen. Im Gegensatz dazu steht dem „reduzierten Netzausbautopf“ nur eine Teilmenge der potentiellen Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung. Durch Einbeziehung der im Projekt „VerNetzen“ ermittelten Verzögerungszeiten wurden die im 1. Entwurf des NEP 2017-2030 anvisierten Inbetriebnahmejahre entsprechend angepasst und auf einen späteren Zeitpunkt verschoben (vgl. Abschnitt 4.3.2). Die trassenspezifischen Verzögerungszeiten sind für die drei Szenarien „high“, „mid“ und „low“ veröffentlicht²⁷ (vgl. Abschnitt 4.1.4). Im Szenario „high“ beträgt die durchschnittliche Verzögerungszeit über alle Netzausbauvorhaben 5 Jahre, im Szenario „mid“ durchschnittlich 3,5 Jahre und im Szenario „low“ sind die Netzausbauvorhaben um durchschnittlich 2 Jahre verzögert.

Für die Bestimmung des „reduzierten Netzausbautopfs“ werden die trassenspezifischen Verzögerungszeiten aus dem Szenario „high“ verwendet. Der „konventionelle Netzausbautopf“ wird so um 20 Vorhaben reduziert und beinhaltet alle Netzausbaumaßnahmen, die unter Berücksichtigung der Verzögerungszeiten erst im Laufe des Jahres 2030 oder später fertig gestellt werden. Zu diesen verzögerten Netzausbauvorhaben zählen sämtliche DC-Korridore außer der Korridor A2 (Osterath – Philippsburg).

Tabelle 4-2 gibt Aufschluss über die durch die Verzögerungszeit ausgeschlossen Netzausbauvorhaben. Ein Großteil der Leitungen, darunter auch die betroffenen HGÜ-Korridore, erreicht das Jahr 2030 als angepasstes Inbetriebnahmejahr nach Verzögerung. Um einen deutlichen Unterschied zwischen dem „konventionellen Zubautopf“ und dem „reduzierten Zubautopf“ zu gewährleisten, wurden auch diese Leitungen für den „reduzierten Zubautopf“ ausgeschlossen.

Tabelle 4-2: Verzögerte Netzausbauvorhaben ab 2030

	NEP-ID	Trassenverlauf	Inbetriebnahme nach Verzögerung
1	50HzT-007	Neuenhagen - Hennigsdorf - Wustermark	2030
2	DC1	Emden/Ost - Osterath	2030
3	DC3	Brunsbüttel - Großgartach	2030
4	DC4	Wilster - Bergrheinfeld/West	2030
5	P24/71	Stade/West - Sottrum	2030
6	P36/21	Bertikow - Pasewalk	2030
7	P37/25b	PSW Talsperre Schmalwasser - Ebenheim - Eisenach - Mecklar	2030
8	P39/29	Röhrsdorf - Weida - Remptendorf	2030
9	P51/37	Großgartach - Endersbach	2030
10	P206/417	Herbertingen - Tiengen	2030

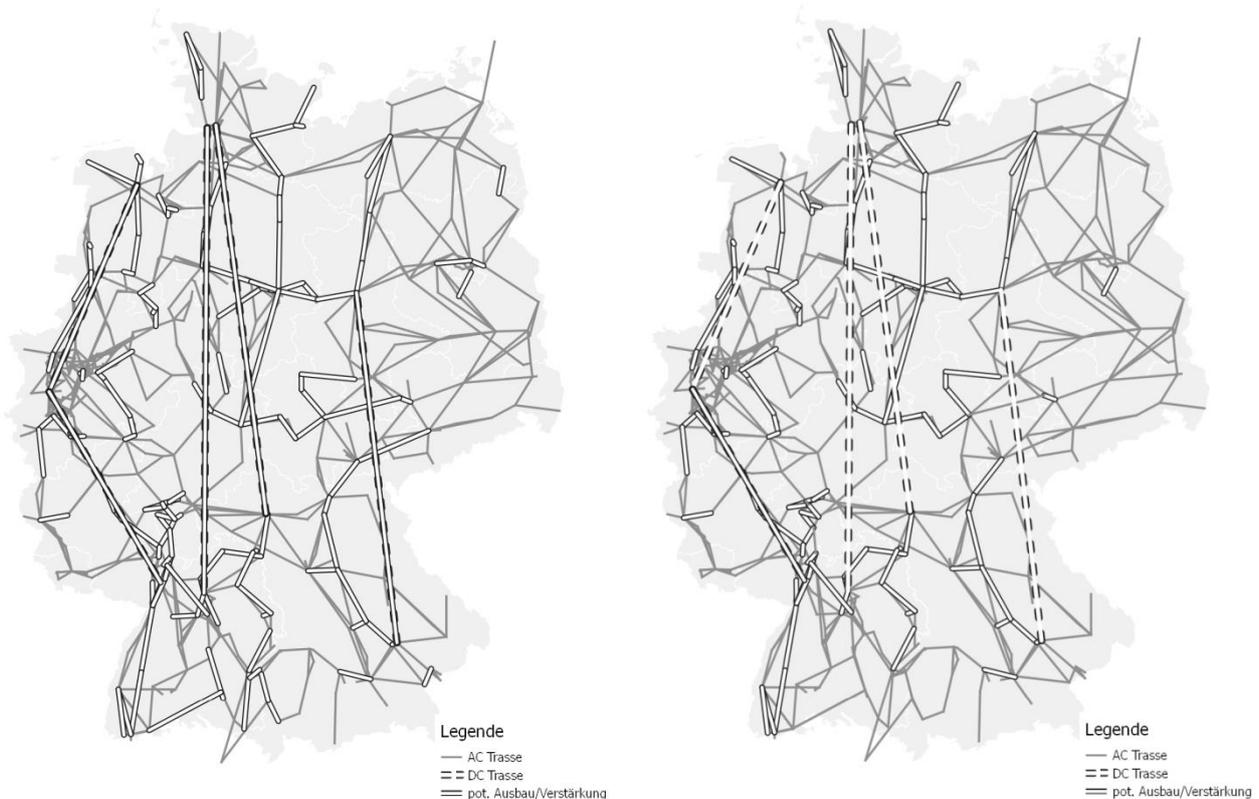
²⁷ Der auf Zenodo veröffentlichte Datensatz (doi.org/10.5281/zenodo.839828) mit dem Titel „Scenario delay times regarding the expansion of the transmission system in Germany based on social acceptance“ beinhaltet die im Projekt „VerNetzen“ ermittelten trassenspezifischen Verzögerungen sowie Geodaten, die eine geografische Zuordnung der Trassen ermöglichen.

11	P66/101	Wilhelmshaven (Fedderwarden) - Conneforde	2030
12	DC5	Wolmirstedt - Isar	2031
13	P38/27	Pulgar - Vieselbach	2032
14	P43/74	Mecklar - Bergheinfeld/West	2034
15	P47/60	Urberach - Pfungstadt - Weinheim	2035
16	P308/483	Kriftel – Bürstadt	2035
17	P306/518	Großgartach - Pulverdingen	2035
18	TNG-P48I	Kupferzell - Großgartach	2035
19	P331/552	Kupferzell – Großgartach	2035
20	P135/255	Bechterdissen / Ovenstädt	2035

Quelle: Öko-Institut e.V. auf Grundlage vom 1. Entwurf des NEP 2017-2030 und der Europa-Universität Flensburg

Das Startnetz und die möglichen Netzausbauvorhaben sind in Abbildung 4-9 dargestellt. Bereits vorhandene AC-Leitungen im Startnetz sind als graue Linien dargestellt. Mögliche AC-Ausbaumaßnahmen sind als durchgehend umrandete Abschnitte („pipe“) visualisiert, die geplanten DC-Korridore als gestrichelt umrandete Abschnitte.

Abbildung 4-9: Startnetz und konventioneller (links) bzw. reduzierter (rechts) Netzausbautopf im Vergleich



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

4.3.2.2. Ermittlung der szenarioabhängigen Netto-Knoteneinspeisungen und Festlegung des Abbruchkriteriums

Als weitere Eingangsgröße für den iterativen Netzausbau sind die szenarioabhängigen Netto-Knoteneinspeisungen an den Höchstspannungsknoten des Übertragungsnetzes mithilfe des Strommarktmodells PowerFlex-Grid zu ermitteln. Der Durchlauf des Strommarktmodells erfolgt ohne Netzrestriktionen, so dass sich das Strommarktergebnis unabhängig von ggf. bestehenden Netzengpässen (d.h. „ohne Redispatch“) einstellt.

Das Abbruchkriterium des iterativen Netzausbaus soll einen Zustand definieren, in dem die verbleibende Netzüberlastung als unkritisch betrachtet wird, d.h. sie kann durch geringfügige Redispatch-Maßnahmen kompensiert werden. Grundlage für die Festsetzung des Abbruchkriteriums ist der 1. Entwurf des NEP 2017-2030. Das von den Übertragungsnetzbetreibern definierte Netz wird von ihnen als ausreichend engpassfrei angesehen. Das Modell PowerFlex-Grid wurde mit den Eingangsdaten des Szenarios B 2017-2030 versehen und so kalibriert, dass die im NEP veröffentlichten Strommarktergebnisse mit den Modellergebnissen weitgehend übereinstimmen (z.B. hinsichtlich Brennstoffmix und Nettoimporte in Deutschland).

Anschließend werden die hieraus resultierenden Lastflüsse berechnet. Die verbleibenden Netzüberlastungen werden wie in Abschnitt 4.3.1 beschrieben aufsummiert. Für das Szenario B 2017-2030 ergibt sich bei Hinterlegung des NEP-Zielnetzes des zugehörigen Szenarios eine verbleibende Netzüberlastung in Höhe von 18,4 TWh, die das Abbruchkriterium für alle in diesem Projekt betrachteten Szenarien darstellt.

4.4. Ergebnisse des Szenarienvergleichs mit Hilfe des iterativen Netzausbaus

Im folgenden Abschnitt soll auf die Ergebnisse des iterativen Netzausbaus eingegangen werden. In Abschnitt 4.3.1 wurden die Fragestellungen aufgegriffen, vor dessen Hintergrund der iterative Netzausbau entwickelt wurde.

Das Szenario „NEP B 2017-2030“ mit dem hinterlegten konventionellen Netzausbaupf könnte als Überprüfung des von den ÜNB im Netzentwicklungsplan definierten Netzausbaubedarfes missverstanden werden. Aufgrund dessen soll als Präambel der Ergebnisinterpretation vorangestellt werden, inwiefern die Ergebnisse nicht mit dem in NEP definierten Netzausbaubedarf verglichen werden können.

- Die Berechnung des Lastflusses erfolgt vereinfacht. Es wird angenommen, dass es keinen Spannungsabfall zwischen zwei Umspannwerken gibt und dass der Wirkwiderstand einer Leitung bedeutend kleiner als der Blindwiderstand ist, so dass keine Leitungsverluste entstehen und keine Blindleistung transportiert werden muss.
- Das Abbruchkriterium des iterativen Netzausbaus fokussiert auf die aggregierte jährliche Überlastung aller Einzelleitungen. Danach wird eine Analyse der verbleibenden maximalen Leitungsüberlastungen durchgeführt. Der NEP liefert keinen exakten Anhaltspunkt hinsichtlich des dort für die Bestimmung des Netzausbaubedarfs verwendeten Abbruchkriteriums (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH 2016).
- Um den kompletten Netzausbaubedarf zu ermitteln, sollte nach Behebung der thermischen Überlastungen noch eine (n-1)-Analyse durchgeführt werden.

- Das hinterlegte Startnetz weicht von dem des NEP ab. Aufgrund der Pfadabhängigkeit kann auch dies zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.

Aufgrund dieser Abweichungen haben wir uns im Rahmen dieses Projektes darauf beschränkt, anzunehmen, dass der von uns im Szenario „NEP B 2017-2030“ ermittelte Netzausbaubedarf als Referenz dienen kann. Mit Blick auf diese Referenz kann dann eine Aussage darüber getroffen werden, ob in einem dezentralen oder gleichverteilten Szenario tendenziell weniger oder mehr Netzausbaubedarf erforderlich ist und inwiefern sich die Verzögerung von einzelnen Netzausbauvorhaben auf das Gesamtergebnis auswirkt. Als Ergebniskennzahlen werden die Anzahl der Netzausbauvorhaben und die Trassenkilometer ausgegeben. Die resultierenden Zielnetze können aufgrund der aufgeführten Einschränkungen jedoch nicht ohne Weiteres mit denen des NEP verglichen werden.

Im abschließenden Gesamtüberblick wird zudem dargestellt, welche Netzausbauvorhaben szenariounabhängig gezogen werden (Abschnitt 4.5). Dies kann ein Indikator für eine sogenannte „No Regret“- Maßnahme sein, also eine Maßnahme, die unabhängig vom gewählten Transformationspfad der Energiewende im Stromsystem von übergreifendem Nutzen ist.

4.4.1. Szenario „NEP B 2017-2030“

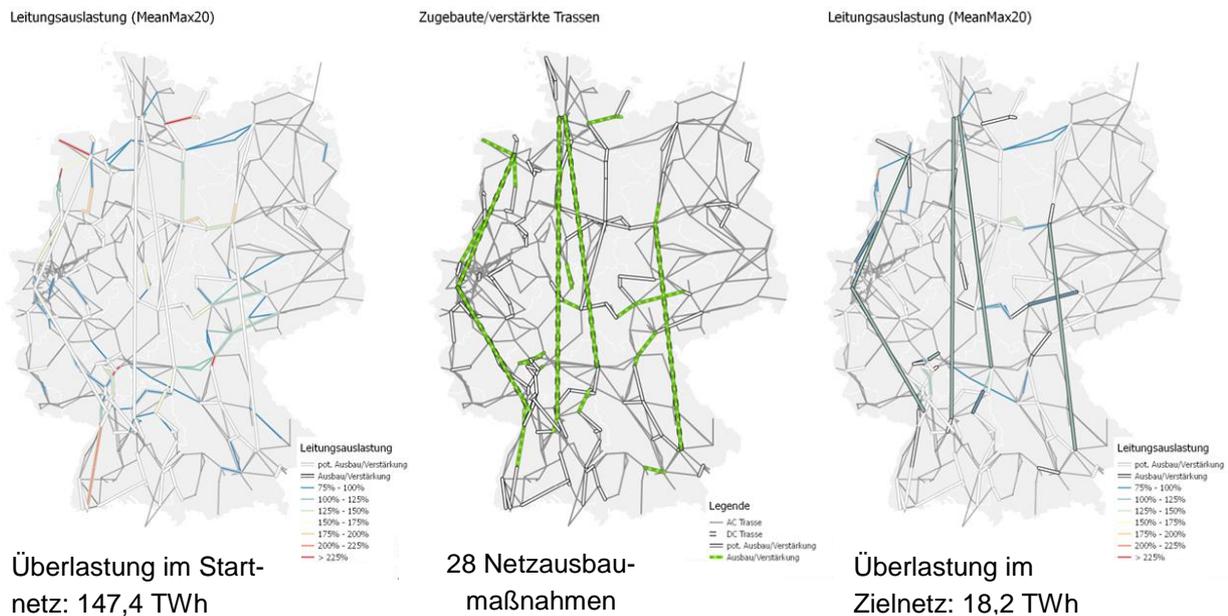
Die Strommarktmodellierung für das Szenario „NEP B 2017-2030“ basiert auf dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2017). Die aus den Modellierungsergebnissen resultierenden Nettoknoteneinspeisungen werden als Inputgröße für die Berechnung des eigenen Zielnetzes mit dem iterativen Netzausbau vorgegeben. Im ersten Fall steht der sogenannte konventionelle Zubautopf zur Verfügung, d.h. die möglichen Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen sind vollständig verfügbar (Abschnitt 4.4.1.1). Im zweiten Fall ist der Zubautopf aufgrund der unterstellten Verzögerungszeiten um 20 Maßnahmen reduziert (Abschnitt 4.4.1.2).

4.4.1.1. Szenario „NEP B 2017-2030 – konventionell“

Im Szenario „NEP B 2017-2030“ werden bei Hinterlegung des konventionellen Netzausbautopfes 28 Netzausbauvorhaben ausgewählt und zugebaut, bis das Abbruchkriterium erreicht ist. Mit hinterlegtem Startnetz wurde eine aufsummierte Netzüberlastung in Höhe von 147,4 TWh ermittelt. Nach Zubau der 28 Leitungsausbauvorhaben konnte die aufsummierte Überlastung auf 18,2 TWh reduziert werden. Alle als Ausbauoption zur Verfügung stehenden DC-Korridore werden dabei verwendet. In Abbildung 4-10 sind in der mittleren Karte die ausgewählten 28 Netzausbauvorhaben grün markiert. Diese 28 Netzausbauvorhaben entsprechen dabei einem Leitungsausbaubedarf in Höhe von 2.833 Trassen-Kilometern (vgl. Abbildung 4-13, hellblaue Linie).

Zudem ist in Abbildung 4-10 die Leitungsauslastung im Startnetz (linke Karte) und im Zielnetz (rechte Karte) für den Indikator „mean max 20“ dargestellt. Dieser Indikator wurde im Projekt „Transparenz Stromnetze“ entwickelt und definiert als der trassenspezifische Mittelwert über die maximalen 20% der stündlichen Leitungsauslastungen eines Jahres. Die Auslastung der einzelnen Leitungen wird in Abbildung 4-10 farblich hervorgehoben. Eine rot hervorgehobene Leitung weist hinsichtlich der Kennzahl „mean max 20“ beispielsweise eine Auslastung von über 225 % auf, bei einer orange hervorgehobenen Leitung liegt der „mean max 20“ zwischen 175 % und 225 %. Bei einer Auslastung zwischen 75 % und 100 % im „mean max 20“ wird eine Leitung blau hervorgehoben, unter 75 % ist die Leitung grau dargestellt. Für den Indikator „mean max 20“ wird deutlich, dass die Überlastungen, die im Startnetz auftreten, im Zielnetz nicht mehr vorhanden sind.

Abbildung 4-10: Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „NEP B 2017-2030“ mit konventionellem Netzausbautopf



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

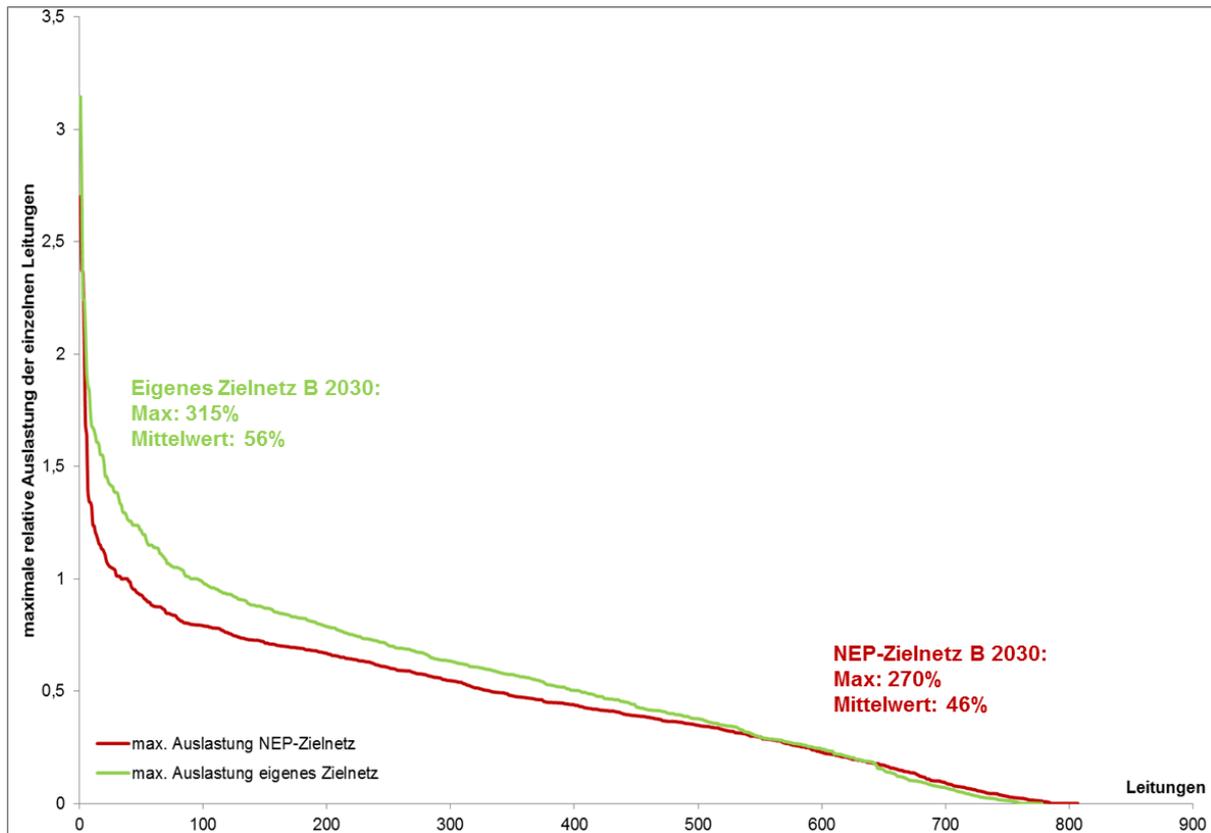
Da die Dimensionierung des Stromnetzes auf die maximalen leitungspezifischen Überlastungen ausgerichtet wird, ist neben der Betrachtung des Indikators „mean max 20“ auch ein Vergleich der auftretenden maximalen Auslastungen auf den einzelnen Leitungen erforderlich. Hier weist das eigene Zielnetz (grüne Linie) im Vergleich zum NEP-Zielnetz (rote Linie) auf den einzelnen Leitungen noch deutlich höhere Überlastungen auf (vgl. Abbildung 4-11). Zudem wird deutlich, dass das NEP-Zielnetz für das Szenario B 2017-2030 robuster ist: Im eigenen Zielnetz werden im Szenario „NEP B 2017-2030“ 90 Leitungen im Maximum überlastet (Y-Achse größer 100 %). Im NEP-Zielnetz tritt nur auf etwa 30 Leitungen noch eine thermische Überlastung größer 100 % auf.

Die Kartendarstellung der maximalen Leitungsauslastungen (vgl. Abbildung 4-12) verdeutlicht, dass die verbleibenden hohen Überlastungen auf vergleichsweise kurzen Leitungsabschnitten auftreten.

Als Schlussfolgerung wird festgehalten, dass das eigene Zielnetz als Ergebnis des iterativen Netzausbaus mit dem Bau von 28 Trassen bzw. 2.833 Trassen-Kilometern die thermischen Überlastungen des Startnetzes weitestgehend behebt. Die zugebauten Trassen können als diejenigen interpretiert werden, welche den größten Effekt auf die Reduktion der thermischen Überlastungen des Bestandsnetzes für dieses Szenario aufweisen. Es verbleiben insbesondere auf kurzen Trassenabschnitten thermische Überlastungen, die durch weiteren Netzausbau reduziert werden müssten.

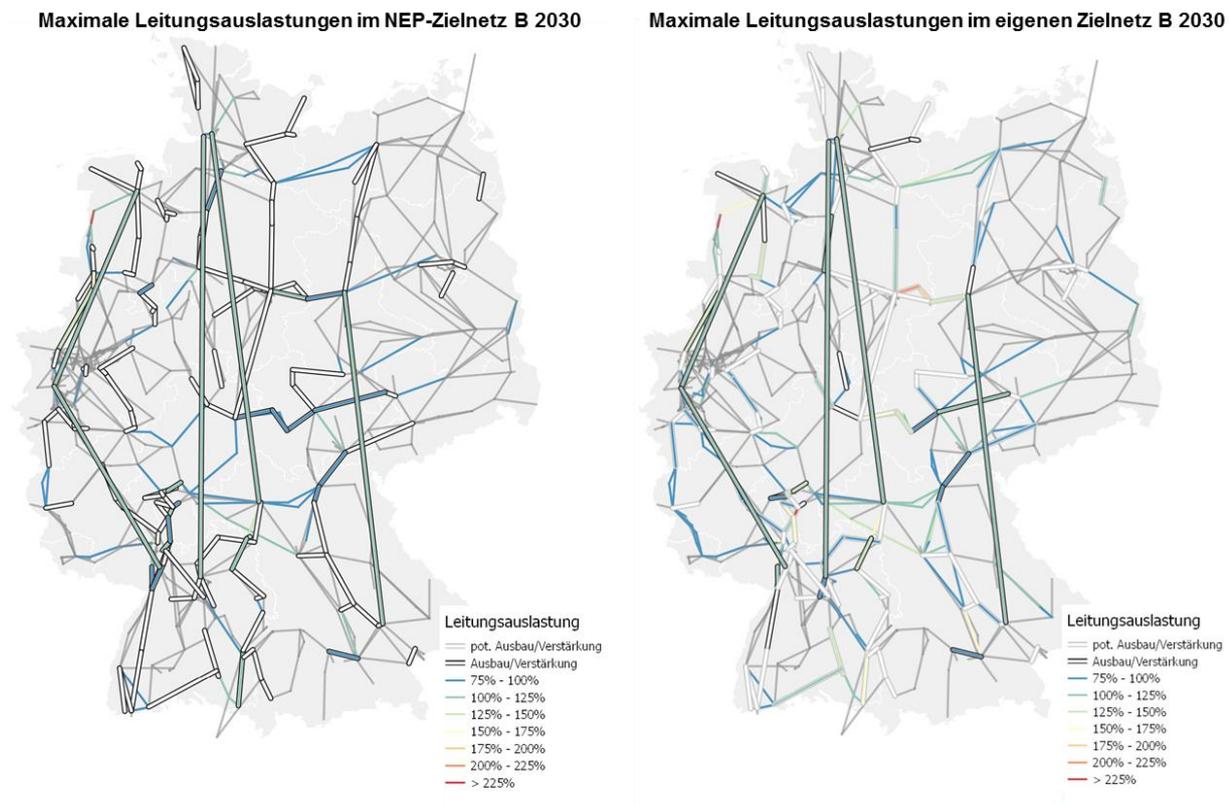
Der identifizierte Netzausbaubedarf beschränkt sich ausschließlich auf die Gewährleistung eines (n-0)-sicheren Netzes. Zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit ist weiterer Netzausbaubedarf erforderlich, und es ist zu prüfen, ob das Abbruchkriterium des iterativen Netzausbaus entsprechend erweitert werden kann.

Abbildung 4-11: Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen in NEP-Zielnetz B 2030 und im eigenen Zielnetz „B 2030 – konventionell“ als Jahresdauerlinie



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Abbildung 4-12: Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen in NEP-Zielnetz B 2017-2030 und im eigenen Zielnetz „B 2017-2030 – konventionell“ als Kartendarstellung



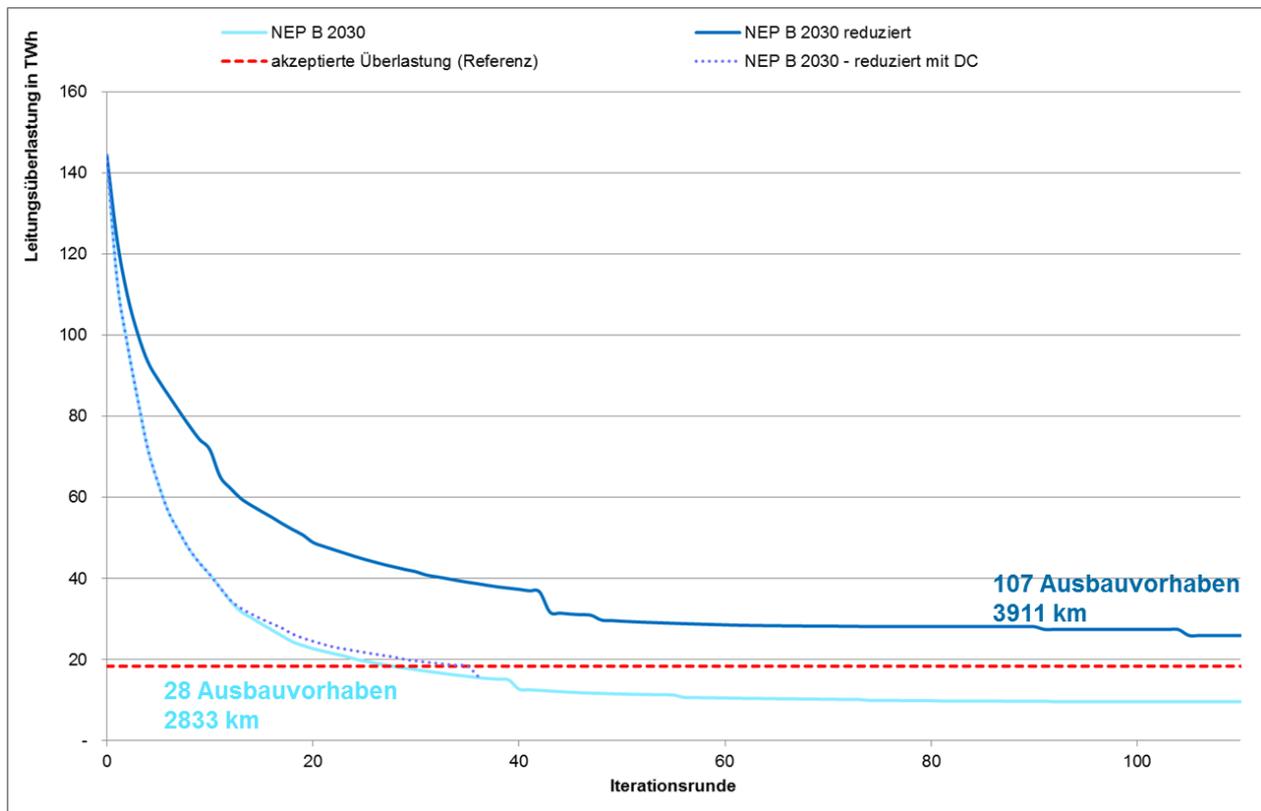
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

4.4.1.2. Szenario „NEP B 2017-2030 – reduziert“

Bei Hinterlegung des reduzierten Netzausbautopfes kann mithilfe des iterativen Netzausbaus für das Szenario „NEP B 2017-2030 – reduziert“ kein Zielnetz entwickelt werden, welches die akzeptierte Netzüberlastung unterschreitet. Nach Realisierung von 107 Netzausbaumaßnahmen liegt die aufsummierte Netzüberlastung bei dem minimalen Wert von 26,0 TWh. Die 107 Netzausbaumaßnahmen erstrecken sich über eine Trassenlänge von 3.911 Trassen-km (Abbildung 4-13, dunkelblaue Linie).

Im reduzierten Netzausbautopf sind somit nicht die notwendigen Maßnahmen enthalten, die ein ausreichend engpassfreies Netz gewährleisten. Eine Sensitivitätsrechnung ergab, dass die Aufnahme der DC-Korridore in den reduzierten Netzausbautopf ausreichend wäre, um das Abbruchkriterium zu erreichen (vgl. Abbildung 4-13, blau gepunktete Linie). Alternativ müssten die nicht zur Verfügung stehenden DC-Korridore durch zusätzliche Netzausbaumaßnahmen im AC-Netz kompensiert werden, um die kumulierte Netzüberlastung ausreichend senken zu können.

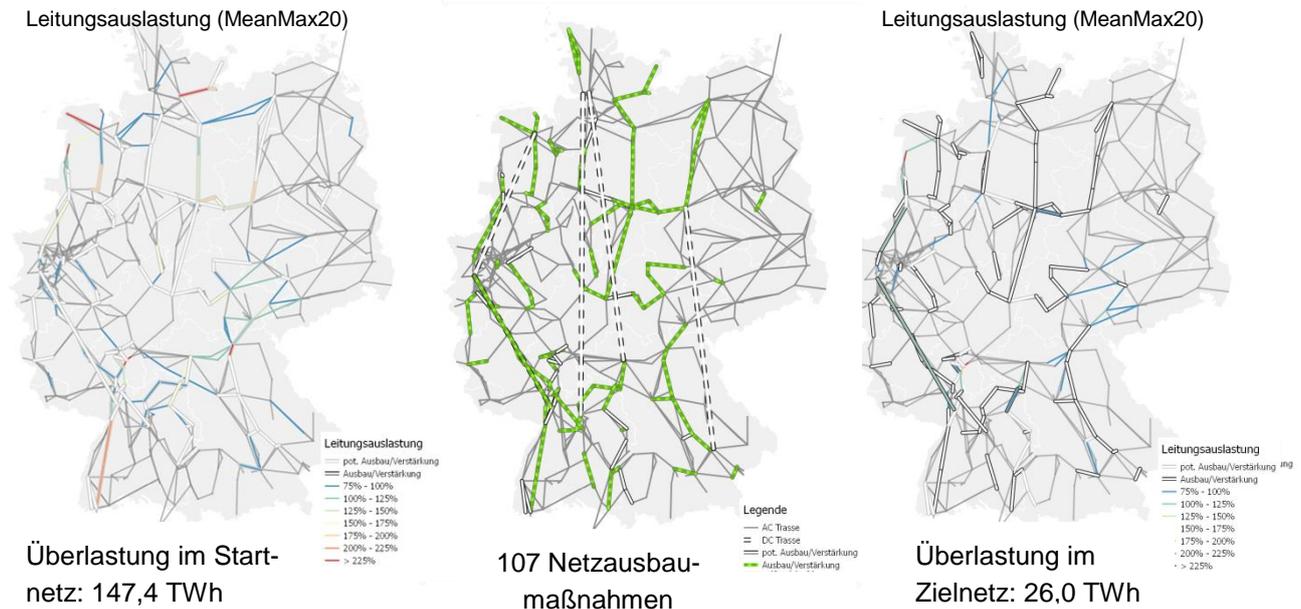
Abbildung 4-13: Abnehmende jährliche Netzüberlastung bei fortschreitendem Netzausbau für verschiedene Netzausbautöpfe im Szenario „NEP B 2017-2030“ als Jahresdauerlinie



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die vom iterativen Netzausbaualgorithmus ausgewählten 107 Leitungen werden in der mittleren Karte in Abbildung 4-14 grün hervorgehoben.

Abbildung 4-14: Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „NEP B 2017-2030“ mit reduziertem Netzausbautopf



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

4.4.2. Szenario „gleichverteilt“

Die Strommarktmodellierung für das Szenario „gleichverteilt“ basiert ebenfalls auf dem Szenario-rahmen für das Szenario B 2030 aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2017). Die Stromerzeugung aus Wind onshore Anlagen wurde jedoch gleichmäßig über alle Landkreise verteilt, so dass möglichst in allen Landkreisen einheitliche Belastungsgrade entstehen (vgl. Abschnitt 4.2). Dies hat zur Folge, dass unter anderem in windreichen Landkreisen in Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Rheinland-Pfalz die Windstromerzeugung zurückgeht, während sie in windschwachen Landkreisen, insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg, entsprechend zunimmt.

Die sich aus den Modellierungsergebnissen ergebenden und im Vergleich zum Szenario „NEP B 2017-2030“ entsprechend veränderten Nettoknoteneinspeisungen werden als Inputgröße für die Berechnung des eigenen Zielnetzes mit dem iterativen Netzausbau vorgegeben. Im ersten Fall steht der sogenannte konventionelle Zubautopf zur Verfügung, d.h. die möglichen Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen sind vollständig verfügbar (Abschnitt 4.4.2.1). Im zweiten Fall ist der Zubautopf aufgrund der unterstellten Verzögerungszeiten um 20 Maßnahmen reduziert (Abschnitt 4.4.2.2).

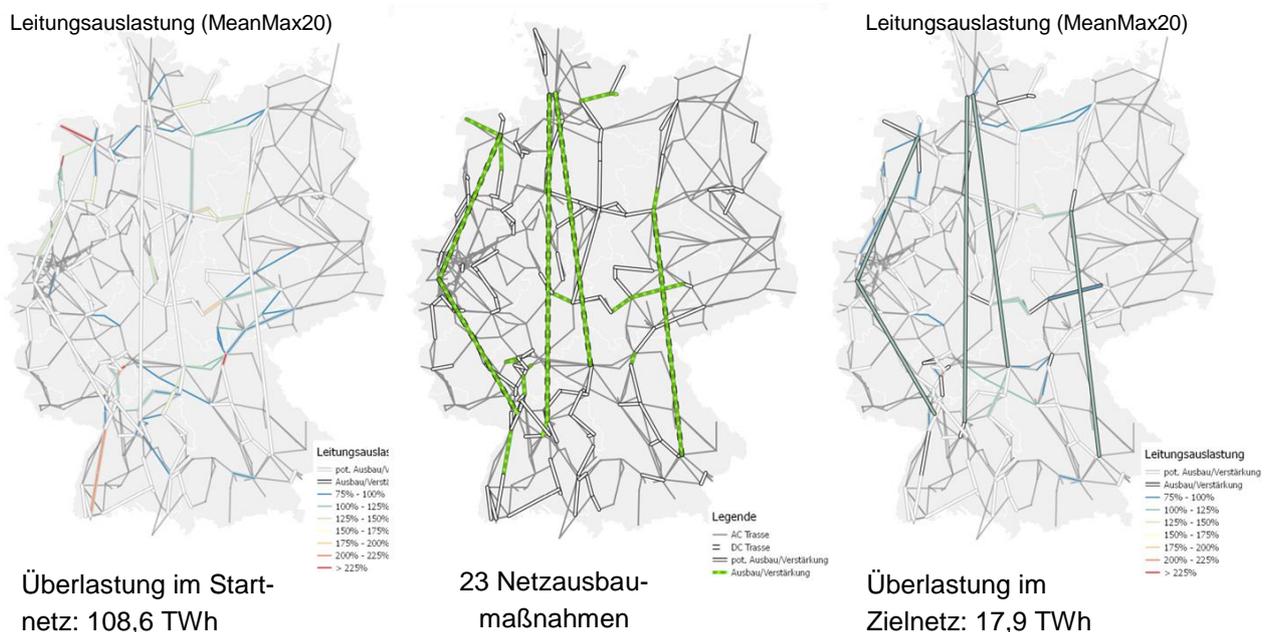
4.4.2.1. Szenario „gleichverteilt – konventionell“

Mit dem hinterlegtem Startnetz wurde für die aus der Strommarktmodellierung resultierende stündliche Nettoknoteneinspeisung eine aufsummierte Netzüberlastung in Höhe von 108,6 TWh ermittelt. Allein durch die geänderte Verteilung der Wind onshore Anlagen konnte die Netzüberlastung im Startnetz somit bereits um rund ein Drittel im Vergleich zum Szenario „NEP B 2017-2030“ verringert werden.

Nach Zubau von 23 Leitungsausbauvorhaben konnte die aufsummierte Überlastung von 108,6 TWh im Startnetz auf 17,9 TWh im eigenen Zielnetz reduziert werden. In Abbildung 4-15 sind in der mittleren Karte die ausgewählten 23 Netzausbauvorhaben grün markiert. Die fünf als Ausbauoption zur Verfügung stehenden DC-Korridore wurden dabei alle realisiert, und die 23 Netzausbauvorhaben entsprechen einem Leitungsausbaubedarf in Höhe von 2.547 Trassen-Kilometern (Abbildung 4-18, hellgrüne Linie).

In Abbildung 4-15 ist ferner die Leitungsauslastung im Startnetz (linke Karte) und im Zielnetz (rechte Karte) für den Indiator „mean max 20“ dargestellt. Es wird deutlich, dass die Überlastungen, die im Startnetz auftreten, im Zielnetz nicht mehr vorhanden sind.

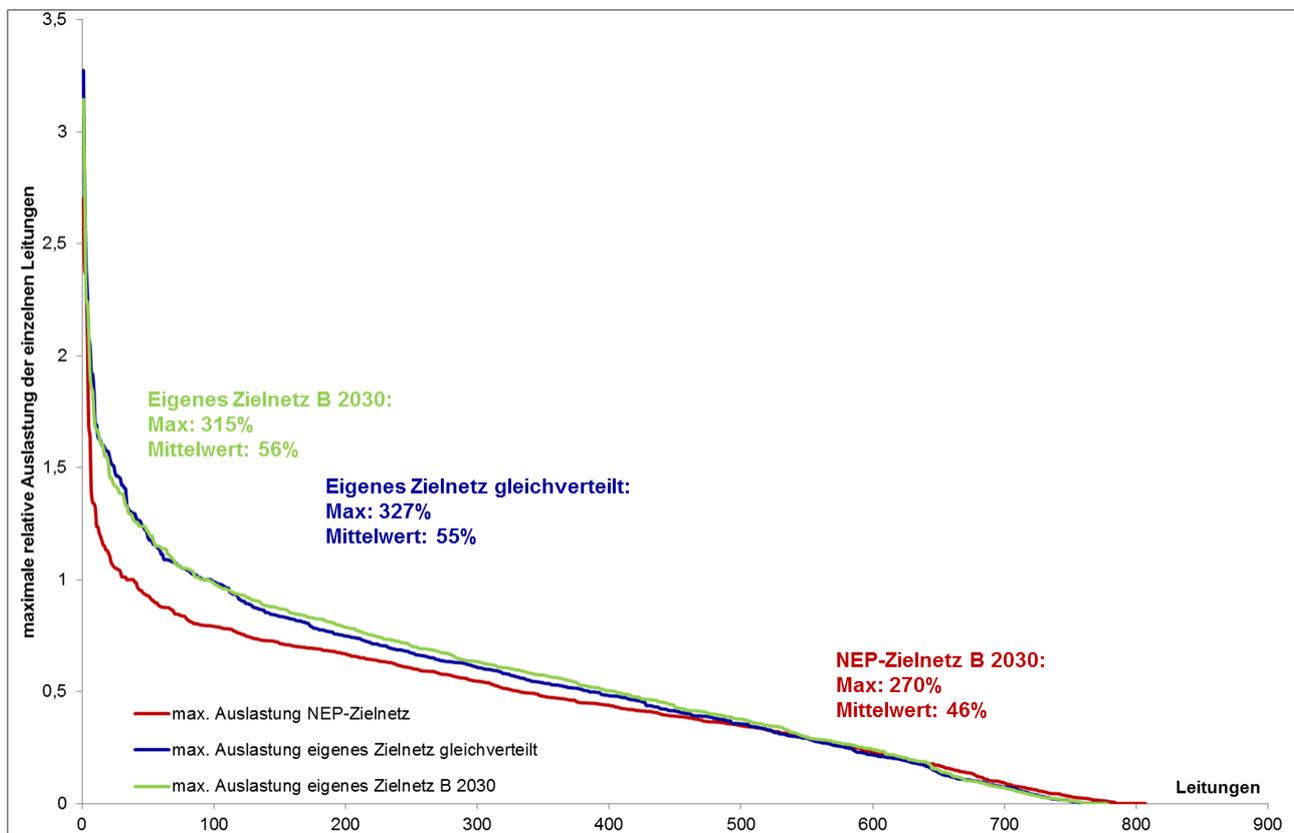
Abbildung 4-15: Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „gleichverteilt“ mit konventionellem Netzausbautopf



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die maximal auftretenden Auslastungen auf den einzelnen Leitungen des eigenen Zielnetzes sind im Szenario „gleichverteilt“ (blaue Kurve) mit denen im Szenario „NEP B 2017-2030“ (grüne Kurve) vergleichbar (Abbildung 4-16). Im Vergleich zum NEP-Zielnetz (rote Kurve, 30 Leitungen) weisen jedoch 93 Leitungen eine Überlastung größer 100 % auf und auch die maximale Überlastung auf einer einzelnen Leitung liegt mit 327 % über der des NEP-Zielnetzes (270 %).

Abbildung 4-16: Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen im NEP-Zielnetz B 2017-2030 und in den eigenen Zielnetzen der Szenarien „B 2017-2030“ und „gleichverteilt“, jeweils mit konventionellem Netzausbautopf



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Das aus dem iterativen Netzausbau hervorgegangene eigene Zielnetz (23 Trassen bzw. 2.547 Trassen-Kilometer) behebt die thermischen Überlastungen des Startnetzes weitestgehend. Es verbleiben jedoch maximale thermische Überlastungen, die auf einen weiteren Netzausbaubedarf hinweisen (in der rechten Karte von Abbildung 4-17 rot oder orange eingefärbte Leitungen). Im Vergleich zum NEP-Zielnetz B 2017-2030 fällt die maximale thermische Überlastung im eigenen Zielnetz „gleichverteilt - konventionell“ höher aus und betrifft auch dreimal so viele Leitungen.

Der identifizierte Netzausbaubedarf beschränkt sich ausschließlich auf die Gewährleistung eines (n-0)-sicheren Netzes. Zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit ist weiterer Netzausbaubedarf erforderlich.

Abbildung 4-17: Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen im NEP-Zielnetz B 2017-2030 und im eigenen Zielnetz „gleichverteilt - konventionell“ als Kartendarstellung

Maximale Leitungsauslastungen im NEP-Zielnetz B 2030

Maximale Leitungsauslastungen im eigenen Zielnetz „gleichverteilt“



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Der Vergleich der eigenen Zielnetze für die Szenarien „NEP B 2017-2030“ und „gleichverteilt“, jeweils mit konventionellem Netzausbautopf, lässt nachfolgende Schlussfolgerungen zu, inwiefern eine gleichmäßigere Verteilung von Wind-onshore Anlagen (vgl. Abschnitt 4.2) sich auf den identifizierten Netzausbaubedarf auswirkt:

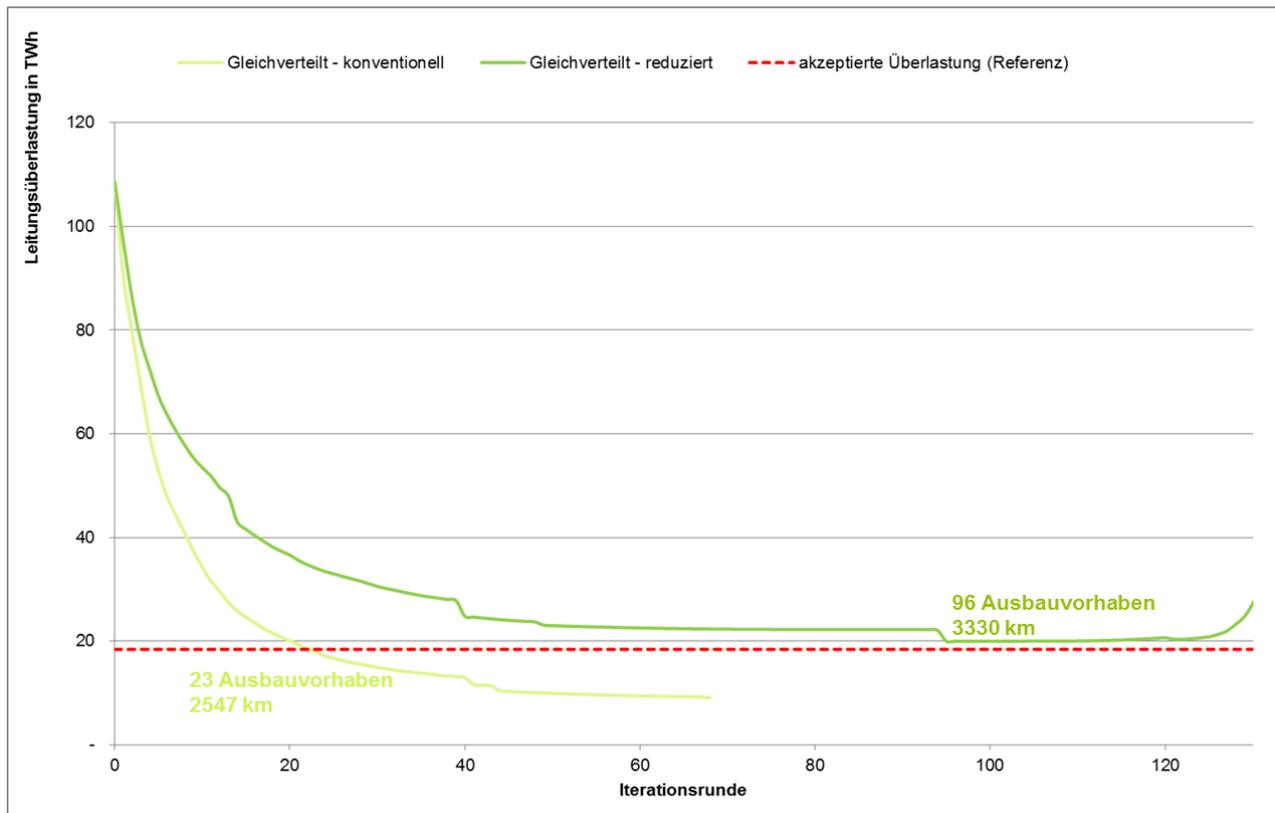
- In Bezug auf den mithilfe des iterativen Netzausbaus identifizierten Netzausbedarf weist das Szenario „gleichverteilt“ mit dem Bedarf an 23 Trassen bzw. 2.547 Trassen-Kilometern einen etwas geringeren Netzausbaubedarf auf als das Szenario „NEP B 2017-2030“ (28 Netzausbauvorhaben, 2.833 Trassen-Kilometer).
- Die Gleichverteilung von Wind-onshore-Anlagen in Bezug auf das Kriterium „Belastungsgrad“ führt somit zu einem etwa 10 % geringeren Netzausbaubedarf als eine ökonomisch optimierte Verteilung von Wind-onshore-Anlagen.
- Die verbleibenden maximalen Überlastungen einzelner Leitungen sind in den eigenen Zielnetzen größtenteils vergleichbar (blaue und grüne Linie in Abbildung 4-16).

4.4.2.2. Szenario „gleichverteilt – reduziert“

Für das Szenario „gleichverteilt“ kann bei Hinterlegung des reduzierten Netzausbautopfes mithilfe des iterativen Netzausbaus, wie auch für das Szenario „NEP B 2017-2030“ kein Zielnetz entwickelt werden, welches das akzeptierte Maß an Netzüberlastung unterschreitet. Der reduzierte Netzaus-

bautopf enthält nicht die notwendigen Maßnahmen, die ein ausreichend engpassfreies Netz gewährleisten. Nach Realisierung von 96 Netzausbaumaßnahmen liegt die aufsummierte Netzüberlastung bei dem minimalen Wert von 20,0 TWh. Diese 96 Netzausbaumaßnahmen erstrecken sich über eine Länge von 3.330 Trassen-Kilometern (Abbildung 4-18, dunkelgrüne Linie).

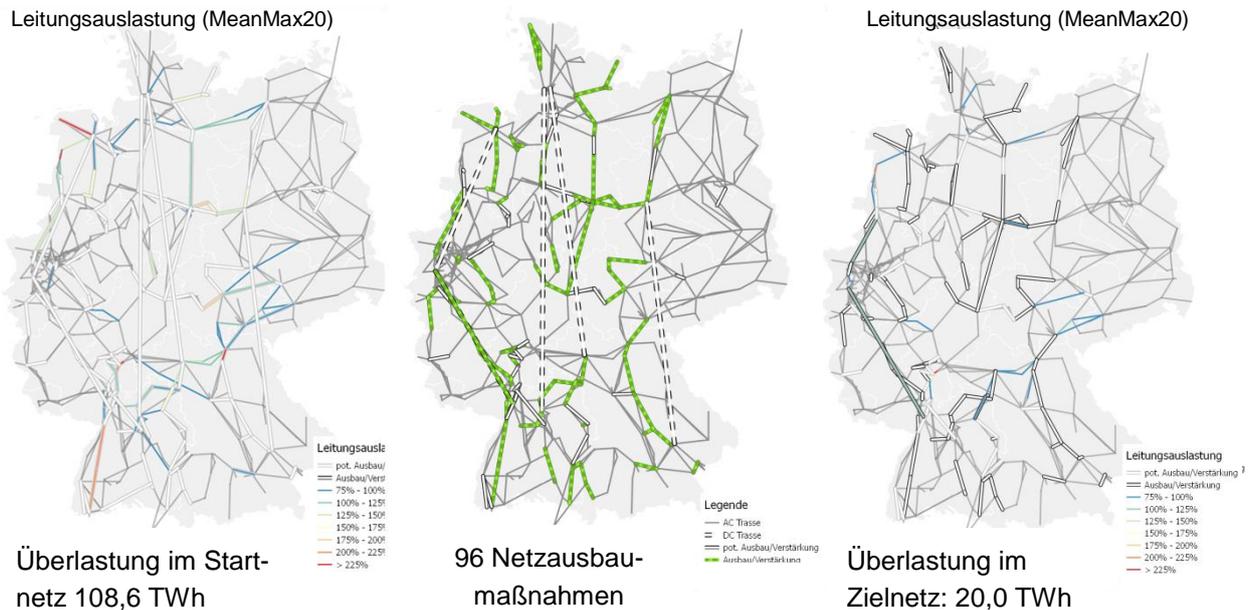
Abbildung 4-18: Abnehmende jährliche Netzüberlastung bei fortschreitendem Netzausbau im Szenario „gleichverteilt“ mit konventionellem bzw. reduziertem Netzausbautopf



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die vom iterativen Netzausbaualgorithmus ausgewählten Leitungen sind in der mittleren Karte in Abbildung 4-21 grün hervorgehoben.

Abbildung 4-19: Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „gleichverteilt“ mit reduziertem Netzausbautopf



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

4.4.3. Szenario „dezentral“

Die Strommarktmodellierung für das Szenario „dezentral“ beinhaltet neben einem vorab optimierten lastnahen Zubau von Wind-onshore- und PV-Anlagen auch ein dreistufiges Verfahren für einen vorrangig lokalen und regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Sinne eines zellulären Ansatzes. Dabei ist zu beachten, dass dem hier verwendeten Szenario sehr weitgehende Annahmen zugrunde liegen. So führt die lastnahe regionale Verteilung der erneuerbaren Energien zu sehr hohen Konzentrationen dieser Anlagen in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte und der vorrangig dezentrale Anlageneinsatz würde erhebliche Veränderungen des Marktdesigns erfordern, das vielfältige Auswirkungen haben kann, bis hin zu den Strompreisen für Endverbraucher. Die Umsetzung dieser Modellannahmen in der Praxis würde daher aller Voraussicht nach eine sehr große Herausforderung darstellen.

Bei der hier unterstellten vorrangig regionalen Lastdeckung ist auch zu bedenken, dass der dezentrale Ausgleich auch dann stattfindet, wenn im Stromnetz kein Netzengpass besteht. Das bedeutet, er zielt nicht nur darauf ab, zukünftigen Netzausbau zu vermeiden, sondern kann auch dazu führen, dass bestehende Leitungen nicht soweit wie möglich ausgenutzt werden (vgl. Timpe et al. 2018, Kapitel 2.4, S. 30ff).

Die daraus resultierenden Nettoknoteneinspeisungen unterscheiden sich somit deutlich von jenen der Szenarien „NEP B 2017-2030“ und „gleichverteilt“. Die Auswirkungen auf den darauf aufbauenden resultierenden Netzausbau werden in den beiden nachfolgenden Abschnitten zusammengefasst.

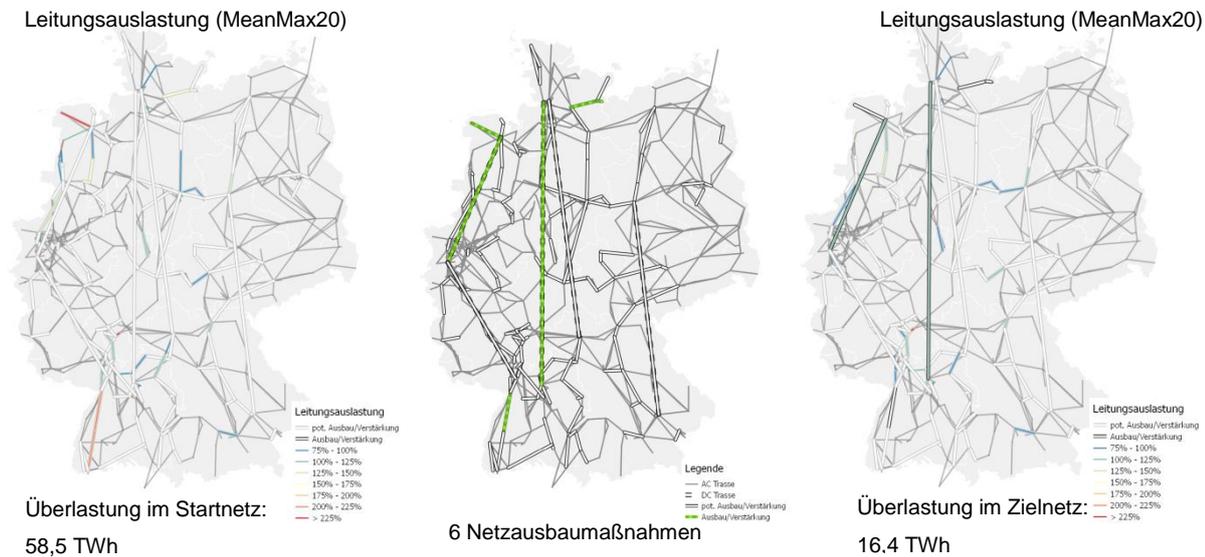
4.4.3.1. Szenario „dezentral – konventionell“

Mit dem hinterlegtem Startnetz wurde für die aus der Strommarktmodellierung resultierende stündliche Nettoknoteneinspeisung eine aufsummierte Netzüberlastung in Höhe von 58,5 TWh ermittelt.

Durch den optimierten lastnahen Zubau von Wind-onshore- und PV-Anlagen sowie den vorrangig lokalen und regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch konnte die Netzüberlastung im Startnetz im Vergleich zum Szenario „NEP B 2017-2030“ um rund zwei Drittel und im Vergleich zum Szenario „gleichverteilt“ um rund die Hälfte verringert werden.

Bei Hinterlegung des konventionellen Netzausbautopfes werden im Szenario „dezentral“ entsprechend nur sechs Netzausbauvorhaben ausgewählt und zugebaut, bis das Abbruchkriterium erreicht ist. Zwei dieser Netzausbaumaßnahmen sind DC-Korridore (Korridore DC1 „Emden/Ost – Osterath“ und DC3 „Brunsbüttel – Großgartach“). Die aufsummierte Netzüberlastung geht nach dem Zubau dieser sechs Leitungsausbauvorhaben von 58,5 TWh im Startnetz auf 16,4 TWh im eigenen Zielnetz zurück. Die ausgewählten Netzausbauvorhaben summieren sich zu einem Leitungsausbaubedarf in Höhe von 975 Trassen-Kilometern (Abbildung 4-23, rote Linie). In Abbildung 4-20 sind in der mittleren Karte die ausgewählten sechs Netzausbauvorhaben grün markiert.

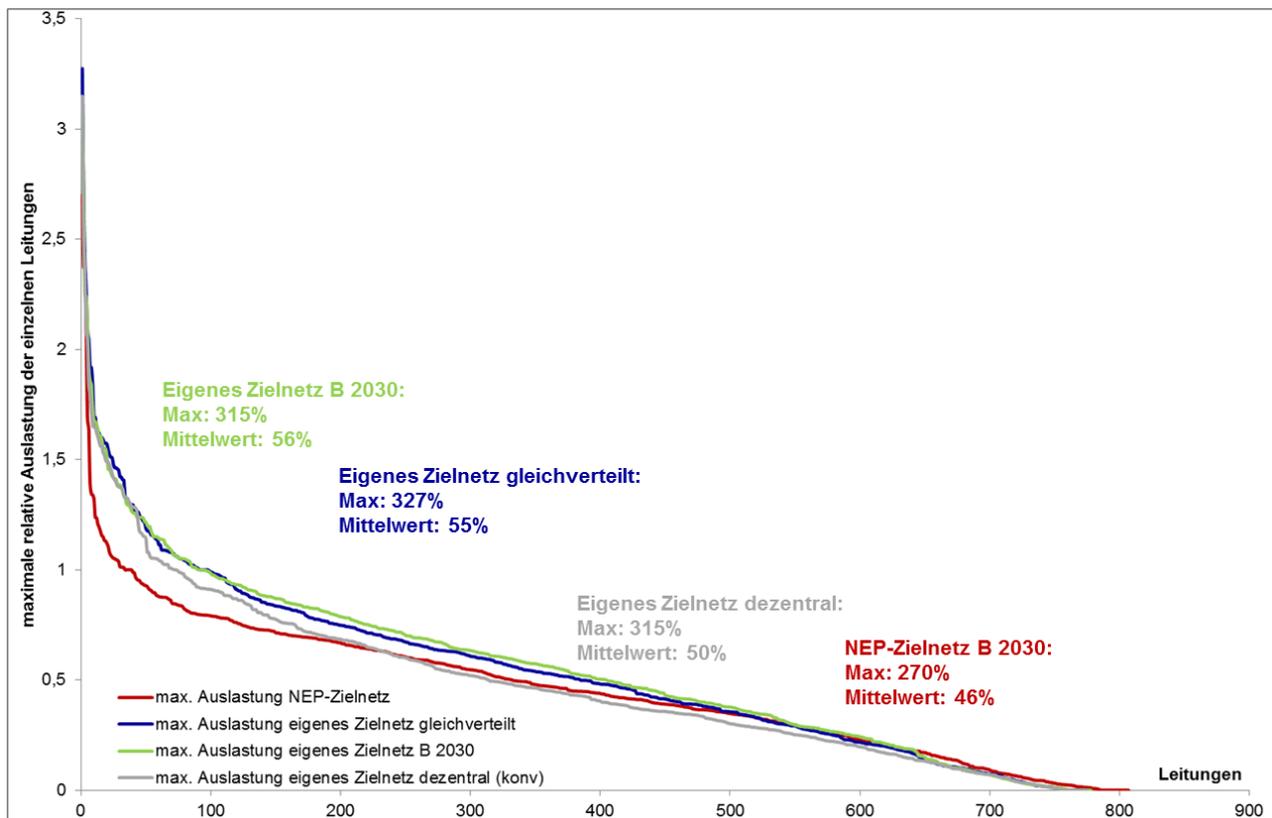
Abbildung 4-20: Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „dezentral“ mit konventionellem Netzausbautopf



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die maximal auftretenden Auslastungen auf den einzelnen Leitungen des eigenen Zielnetzes sind im Szenario „dezentral“ (graue Kurve) geringer ausgeprägt als im Szenario „gleichverteilt“ (blaue Kurve) und im Szenario „NEP B 2017-2030“ (grüne Kurve) (vgl. Abbildung 4-21). Im Vergleich zum NEP-Zielnetz (rote Kurve, 30 Leitungen) weisen jedoch 70 Leitungen eine Überlastung größer 100 % auf und auch die maximale Überlastung auf einer einzelnen Leitung liegt mit 315 % über der des NEP-Zielnetzes (270 %).

Abbildung 4-21: Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen in NEP-Zielnetz B 2030 und im eigenen Zielnetz „dezentral“ mit konventionellem Netzausbautopf



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die von verbleibenden Überlastungen betroffenen Leitungen zeigt Abbildung 4-22. Die Leitungen, die im eigenen Zielnetz des Szenarios „dezentral“ stark überlastet sind, stellen vergleichsweise kurze Leitungsabschnitte dar.

Das aus dem iterativen Netzausbau hervorgegangene eigene Zielnetz für das Szenario „dezentral“ (6 Trassen bzw. 975 Trassen-Kilometer) behebt die thermischen Überlastungen des Startnetzes weitestgehend. Es verbleiben jedoch maximale thermische Überlastungen, die auf einen weiteren Netzausbaubedarf hinweisen. Im Vergleich zum NEP-Zielnetz B 2017-2030 fällt die maximale thermische Überlastung im eigenen Zielnetz „dezentral - konventionell“ höher aus und betrifft auch mehr Leitungen.

Der identifizierte Netzausbaubedarf beschränkt sich zudem ausschließlich auf die Gewährleistung eines (n-0)-sicheren Netzes. Zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit ist weiterer Netzausbaubedarf erforderlich.

Abbildung 4-22: Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen im NEP-Zielnetz B 2017-2030 und im eigenen Zielnetz „dezentral - konventionell“ als Kartendarstellung

Maximale Leitungsauslastungen im NEP-Zielnetz B 2030

Maximale Leitungsauslastungen im eigenen Zielnetz „dezentral“



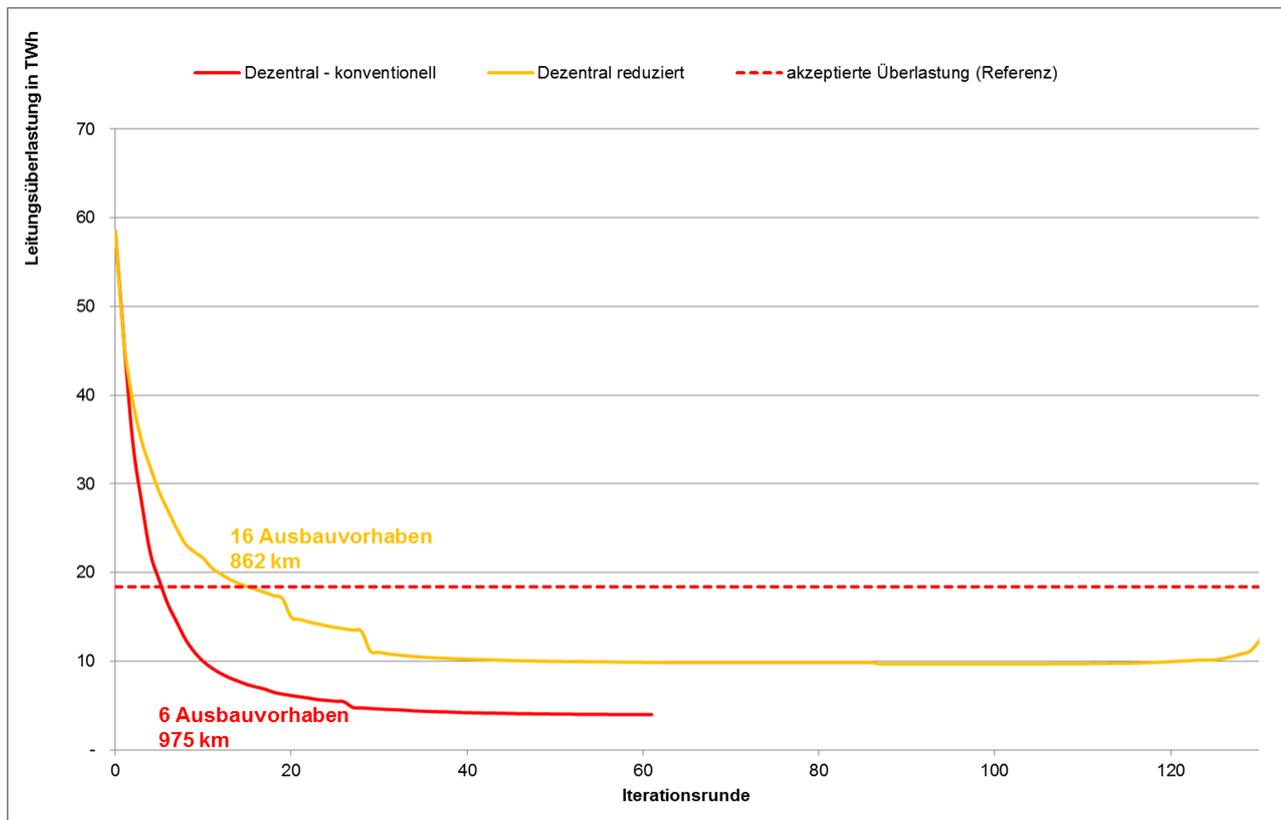
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

4.4.3.2. Szenario „dezentral – reduziert“

Von den drei betrachteten Szenarien kann nur für das Szenario „dezentral“ bei Hinterlegung des reduzierten Netzausbautopfes mithilfe des iterativen Netzausbaus ein Zielnetz entwickelt werden, welches die akzeptierte Netzüberlastung unterschreitet. Nach Realisierung von 16 Netzausbauvorhaben bzw. 862 Trassenkilometern ist die aufsummierte jährliche Netzüberlastung auf 18,1 TWh abgesunken (Abbildung 4-24, orange Linie). Damit ist in diesem Fall zwar die Anzahl der Netzausbauvorhaben höher als bei Hinterlegung des konventionellen Netzausbautopfes, nicht aber die benötigte Anzahl der Trassenkilometern, die im konventionellen Fall bei Berücksichtigung aller verfügbaren Netzausbaumaßnahmen bei 975 km lag.

Bei Hinterlegung des konventionellen Netzausbautopfes wird in Iterationsrunde 2 der Korridor C von Brunsbüttel nach Großgartach und in Iterationsrunde 4 der Korridor A1 von Emden/Ost nach Osterath realisiert. Sie senken das Entscheidungskriterium für die Auswahl der nächsten Zubauleitung, die über alle Leitungen aufsummierte jährliche Netzüberlastung, stark ab (vgl. Abbildung 4-23). Diese beiden DC Korridore sind aufgrund der hinterlegten Verzögerungszeiten im reduzierten Netzausbautopf nicht enthalten.

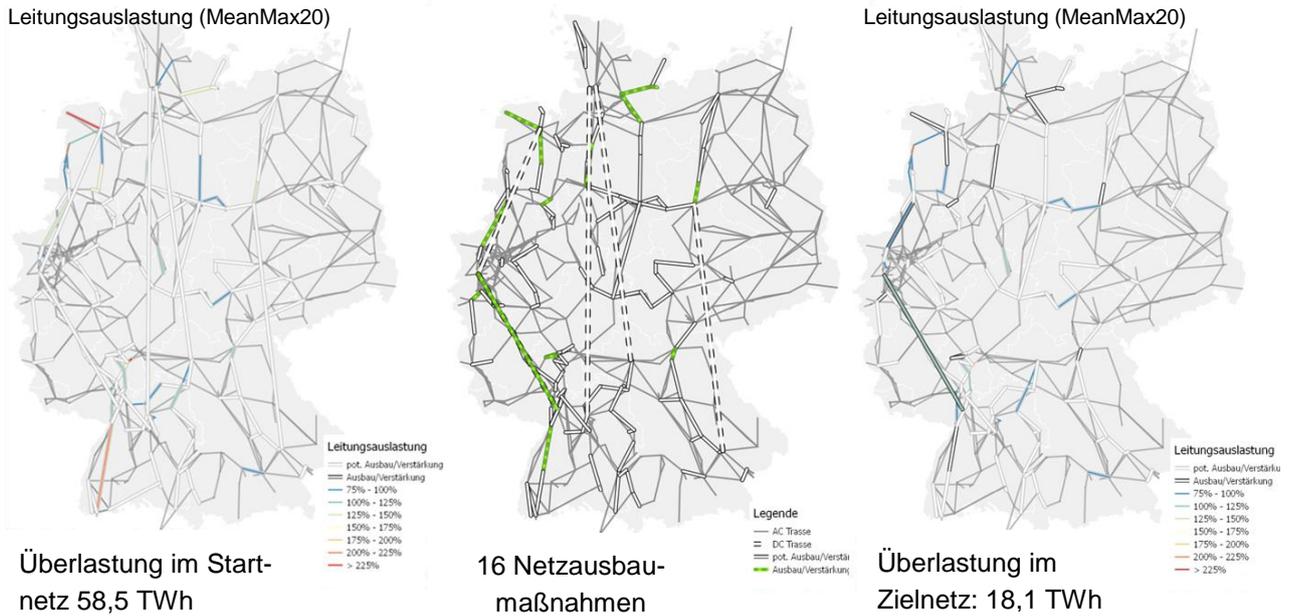
Abbildung 4-23: Abnehmende jährliche Netzüberlastung bei fortschreitendem Netzausbau im Szenario „dezentral“ mit konventionellem und mit reduziertem Netzausbaupf



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die vom Netzausbau-Algorithmus getroffenen Entscheidungen im Bereich der AC-Leitungen entsprechen sich: Bei Hinterlegung des reduzierten Netzausbaupfes werden dieselben AC-Netzausbauentscheidungen getroffen wie bei Hinterlegung des konventionellen Netzausbaupfes. Das bedeutet zum einen, dass im AC-Bereich kein relevantes Netzausbauprojekt durch die hinterlegten Verzögerungszeiten fehlt. Zudem wird an den gewählten zusätzlichen Netzausbauprojekten ersichtlich, welche Trassen anstelle des DC-Korridors genügen würden, um die Engpässe ähnlich zu beseitigen: Hier wird zum einen der DC-Korridor A2 von Osterath nach Philippsburg realisiert. Darüber hinaus wird das AC-Netz punktwise in Nord-Süd-Richtung und in West-Ost-Richtung verstärkt, z.B. die parallel zum Korridor A1 verlaufende AC-Verstärkungsmaßnahme von Niederrhein nach Wetringen, die Strecken Lübeck-Krömmel, Stendal/West-Wolmirstedt oder Redwitz-Schwandorf (vgl. die grün hervorgehobene Auswahl der Netzausbauprojekte in Abbildung 4-24, Mitte).

Abbildung 4-24: Ergebnisse des iterativen Netzausbaus für das Szenario „dezentral“ mit reduziertem Netzausbautopf

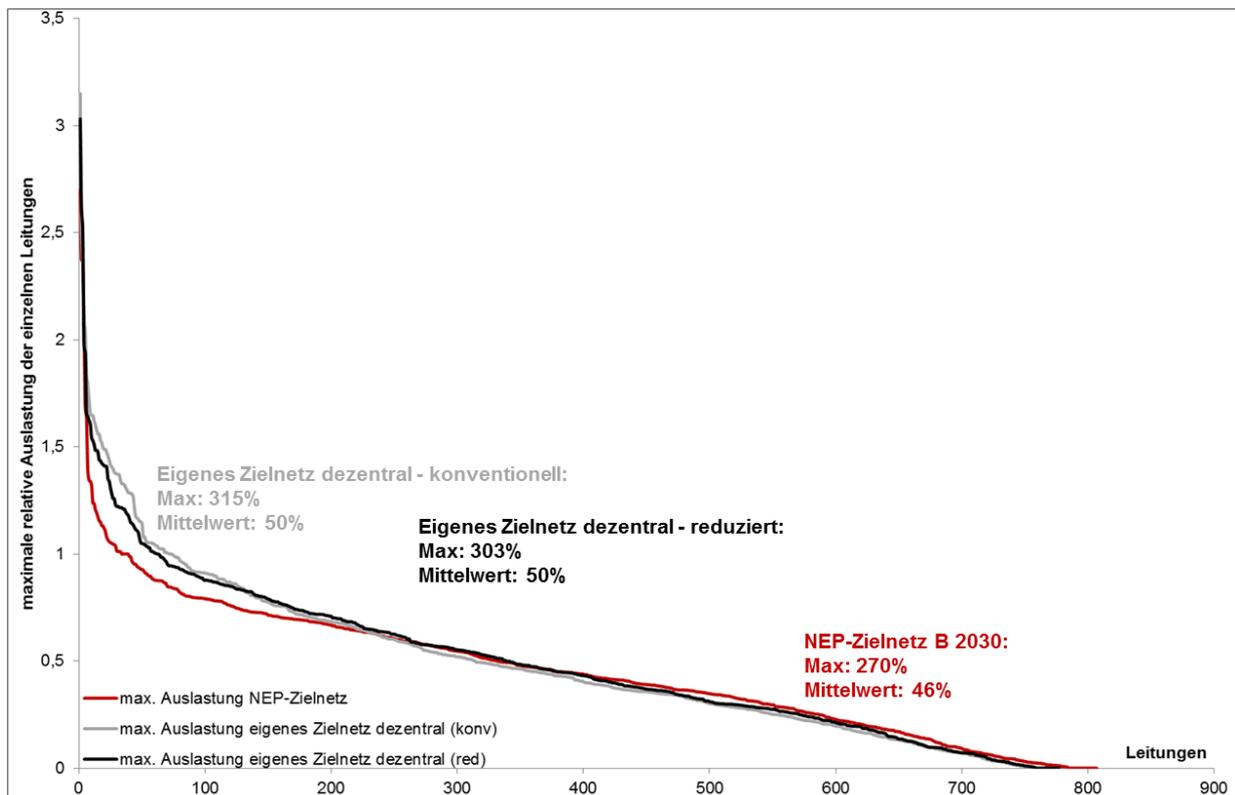


Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Der Vergleich der auftretenden maximalen Auslastungen zeigt, dass die einzelnen überlasteten Leitungen mit einer relativen Auslastung größer 100 % im eigenen Zielnetz für das Szenario „dezentral - reduziert“ (schwarze Kurve) etwas geringer ausfallen als im eigenen Zielnetz für das Szenario „dezentral - konventionell“ (graue Kurve in Abbildung 4-25). Entsprechend geht die Anzahl der überlasteten Trassen im Szenario „dezentral – reduziert“ auf ca. 60 im Vergleich zu ca. 70 Trassen im Szenario „dezentral – konventionell“ zurück.

Als Schlussfolgerung lässt sich ziehen, dass auch das auf dem reduzierten Netzausbautopf basierende Zielnetz für das Szenario „dezentral“ (16 Trassen bzw. 862 Trassen-Kilometer) die thermischen Überlastungen des Startnetzes weitestgehend behebt. Das Benchmark des NEP-Zielnetzes mit Blick auf die maximalen Leitungsauslastungen wird allerdings nicht erreicht. Es verbleiben maximale thermische Überlastungen, die noch durch weiteren Netzausbaubedarf gesenkt werden müssten. Der identifizierte Netzausbaubedarf beschränkt sich ausschließlich auf die Gewährleistung eines (n-0)-sicheren Netzes. Zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit ist weiterer Netzausbaubedarf erforderlich.

Abbildung 4-25: Vergleich der maximalen Leitungsauslastungen in den Zielnetzen „dezentral - konventionell“ und „dezentral - reduziert“



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

4.5. Ergebnisse des iterativen Netzausbaus im Gesamtüberblick, Schlussfolgerungen aus der Szenarienanalyse und weiterer Forschungsbedarf

Die Ergebnisse des iterativen Netzausbaus zeigt Abbildung 4-26 im Gesamtüberblick. Auf der y-Achse ist die aufsummierte jährliche Netzüberlastung und auf der x-Achse die kumulierte zugebaute Trassenlänge aufgetragen. Jedes Szenario ist sowohl mit konventionellem als auch mit reduziertem Netzausbaupf dargestellt, und jeder Punkt auf der Linie entspricht einer Ausbaumaßnahme.

Dabei fällt auf, dass beim konventionellen Zubautopf immer zu Beginn²⁸ der HGÜ-Korridor DC3 „Brunsbüttel - Großgartach“ zugebaut wird. Im Szenario „NEP B 2017-2030“ folgen auf den Zubau-Positionen 2 und 4 die HGÜ-Korridore DC1 „Emden/Ost - Osterath“ sowie DC5 „Wolmirstedt – Isar“. Im Szenario „gleichverteilt“ werden diese beiden HGÜ-Korridore auf den Positionen 3 und 4 zugebaut. Im Szenario „dezentral“ wird der HGÜ-Korridor DC1 „Emden/Ost - Osterath“ als vierte Maßnahme ausgewählt. Die Kurve ist aufgrund der im Vergleich zu AC-Maßnahmen höheren Leitungslängen der HGÜ-Korridore in diesen Bereichen entsprechend flach.

Anders sieht es beim reduzierten Zubautopf aus, wo diese HGÜ-Korridore fehlen und als einzige DC-Maßnahme die Leitung DC2 „Osterath – Philippsburg“ im Zubautopf enthalten ist. Hier werden zu Beginn verschiedene AC-Zubaumaßnahmen realisiert, die die aufsummierte jährliche Netzüber-

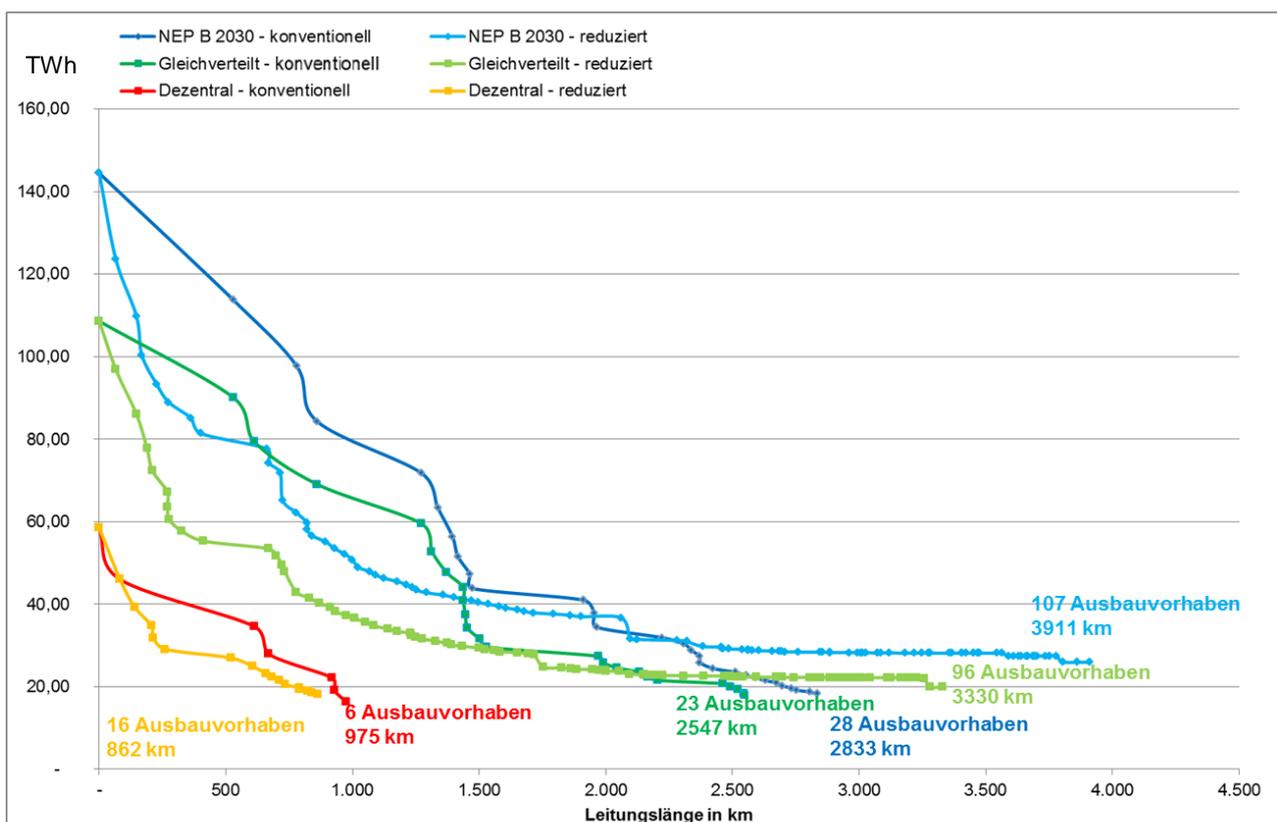
²⁸ Zubauposition 1 bei den Szenarien „NEP B 2017-2030“ und „gleichverteilt“, Zubauposition 2 beim Szenario „dezentral“

lastung bei vergleichsweise geringer kumulierter Leitungslänge zügig absenken. Die Kurve ist in diesem Bereich deshalb steiler als beim konventionellen Zubautopf. Auffällig ist, dass die Überlastungssenkende Wirkung pro Leitungskilometer bei den ersten AC-Zubaumaßnahmen größer ist als bei den DC-Korridoren.

Für die Szenarien „NEP B 2017-2030“ und „gleichverteilt“ schneiden sich die beiden Kurven mit konventionellen bzw. reduzierten Zubautopf in dem Bereich zwischen 2.000 und 2.500 Leitungskilometern, so dass die berechnete kumulierte Leitungslänge mit dem konventionellen Zubautopf geringer ist als mit dem reduzierten Zubautopf. Zudem wird das Abbruchkriterium für die Szenarien „NEP B 2017-2030“ und „gleichverteilt“ mit reduziertem Zubautopf nicht erreicht, was daran zu erkennen ist, dass die auf der y-Achse aufgetragene aufsummierte jährliche Netzüberlastung über dem Wert von 18,4 TWh verbleibt.

Im Szenario „dezentral“ liegt die abschließende kumulierte Leitungslänge, die sich sowohl mit dem konventionellen als auch dem reduzierten Zubautopf ergibt, in einem ähnlichen Bereich. Zudem wird in beiden Fällen die zulässige jährliche Netzüberlastung in Höhe von 18,4 TWh unterschritten.

Abbildung 4-26: Ergebnisse des iterativen Netzausbaus im Gesamtüberblick



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

In einer zukünftigen Welt, die weitestgehend dem Szenario NEP B 2017-2030 des Netzentwicklungsplans entspricht, erweisen sich die DC-Leitungen als besonders relevant, um die thermischen Überlastungen des Stromnetzes zu senken. Ohne sie bzw. ohne entsprechende Substitute im AC-Netz kann für das Szenario kein engpassfreies Netz gewährleistet werden. Treiber für den Netz-

ausbaubedarf ist insbesondere der Zubau von Windkraftanlagen in Norddeutschland und die zu deckende Stromnachfrage in Süddeutschland.

Für das Szenario „gleichverteilt“ wurde gezeigt, dass sich eine gleichmäßige Verteilung von Wind-onshore Anlagen im Vergleich zu einer ökonomisch optimierten Standortwahl, wie im Szenario „NEP B 2017-2030“ vorgegeben, reduzierend auf den Netzausbaubedarf wirkt. Der Verlauf der zugebauten Leitungen folgt dabei dem Szenario „NEP B 2017-2030“, wenn auch hinsichtlich der aufsummierten jährlichen Leitungsüberlastung auf einem reduzierten Niveau (dunkelblaue und dunkelgrüne Linie in Abbildung 4-26). Dem geringer ausgeprägten Netzausbaubedarf steht eine ökonomisch suboptimale Standortwahl für Windkraftanlagen gegenüber.

Das Szenario „dezentral“ benötigt deutlich weniger Netzausbau als die Szenarien „NEP B 2017-2030“ und „gleichverteilt“. Einzig im Szenario „dezentral“ konnte sowohl mit Hinterlegung des konventionellen als auch des reduzierten Netzausbautopfes das Abbruchkriterium der Iteration und damit ein bestimmter Grad an Engpassfreiheit erreicht werden. Dem gering ausgeprägten Netzausbaubedarf stehen eine hohe Konzentration von Windkraftanlagen in der Nähe der Verbrauchschwerpunkte sowie erhebliche Veränderungen des Marktdesigns durch den vorrangig dezentralen Anlageneinsatz gegenüber.

Allgemein ist feststellbar, dass zu Beginn des iterativen Netzausbaus die aufsummierte jährliche Leitungsüberlastung stark abnimmt und dann ab einem gewissen Punkt nicht mehr weiter zurückgeht. Dieser Effekt wird besonders deutlich, wenn auf der x-Achse nicht die kumulierte Leitungslänge aufgetragen wird (wie in Abbildung 4-26), sondern die Anzahl der zugebauten Leitungen (vgl. Abbildung 4-13, Abbildung 4-18 und Abbildung 4-23). Als Arbeitshypothese wird angenommen, dass sich ein Teil dieser Leitungen zwar nicht positiv auf das gewählte Abbruchkriterium auswirken, aber zum Erreichen der (n-1)-Sicherheit erforderlich sind. Zudem verbleiben nach Erreichen des Abbruchkriteriums auf rund 60 bis 90 Leitungen des eigenen Zielnetzes noch maximale Leitungsauslastungen größer 100 %, beim NEP-Zielnetz ist dies nur bei 30 Leitungen der Fall.

Als weiterer Forschungsbedarf wird insbesondere die Einbeziehung des (n-1)-Kriteriums in den iterativen Netzausbau betrachtet. Dieser ist so weiterzuentwickeln, dass das entwickelte Zielnetz (n-1)-sicher ist. Zudem sollte das Abbruchkriterium des Algorithmus auch die maximalen Leitungsauslastungen auf einzelnen Leitungen berücksichtigen.

Auch könnten in die Auswahl des nächsten Netzausbauelements die Leitungslänge bzw. die Kosten des Leitungsbaus einfließen, so dass diejenige Leitung als nächste ausgewählt wird, die den höchsten Nutzen pro Leitungskilometer oder pro Leitungskosten aufweist. Der Parameter „Leitungskilometer“ kann zudem auch als Indikator für die Flächeninanspruchnahme gesehen werden.

Im Anschluss an die Netzentwicklung sollte zudem ein Investitionsvergleich zwischen eingespartem Netzausbau auf der einen Seite und zusätzlichem Investitionsbedarf an anderer Stelle, zum Beispiel für zusätzliche Windkraftanlagen aufgrund ökonomisch nachteiligeren Standorten, angeschlossen werden.

5. Nutzen der Datenbank für sozialwissenschaftliche Akteure

Um die Datenbank für sozialwissenschaftliche Akteure nutzbar zu machen wurden zwei Workshops geplant, organisiert und durchgeführt. Der erste Workshop legte den Fokus auf die Diskussion des entwickelten Konzepts zur Veröffentlichung qualitativer Daten mit sozialwissenschaftlichen Akteuren. Dabei wurden Forschungsergebnisse der Projekte „KomMa-P“ und „DemoEnergie“ identifiziert, die mit Hilfe des Datenkonzeptes veröffentlicht werden können. Der zweite Workshop konzentrierte sich auf den Austausch mit der konkreten Planung des Windenergieausbaus in Nordwestmecklenburg. Mit Hilfe einer Visualisierung verfügbarer Daten und Forschungsergebnissen wurde die Nutzbarkeit von Datenbanken und Modellen in der Praxis diskutiert.

5.1. Workshop 1: Diskussion des Konzepts zur Veröffentlichung qualitativer Daten mit sozialwissenschaftlichen Akteuren

Im Rahmen des Workshops wurden die Ergebnisse der Projekte „KomMa-P“²⁹ des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) und „Demoenergie“³⁰ des Kulturwissenschaftlichen Instituts Essen (KWI) vorgestellt und dahingehend geprüft, inwieweit in Anlehnung an das Projekt „VerNetzen“ Ergebnisse zur weiteren Nutzung zur Verfügung gestellt werden können. Das Ziel des Workshops bestand in der Diskussion möglicher Konzepte zur Veröffentlichung qualitativer, sozialwissenschaftlicher Daten.

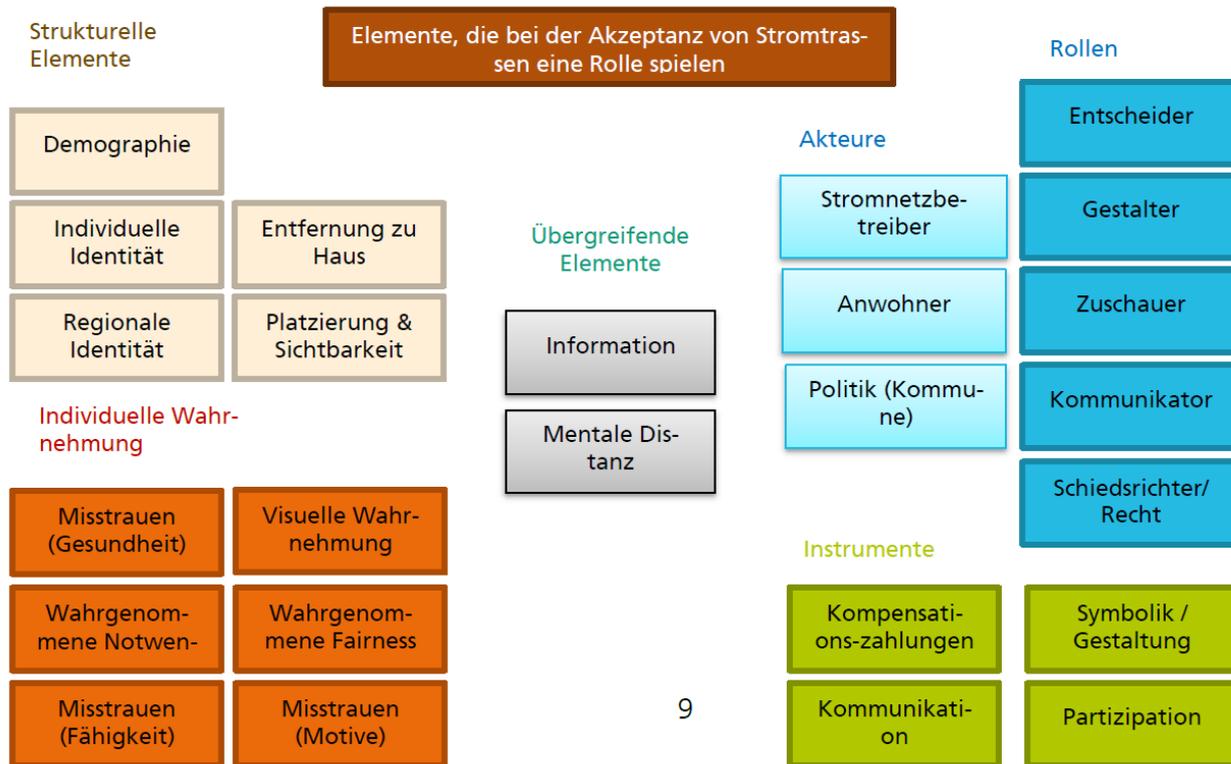
Das Fraunhofer ISE stellte die Projektergebnisse des Projektes „KomMa-P“ vor (Fuchs et al. 2016). Im Projekt wurde durch den Projektpartner ZIRIUS (Zentrum für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung) eine Umfrage zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie durchgeführt. Anhand der Umfrage wurden Ergebnisse zu Einflussfaktoren auf die Akzeptanz in verschiedenen Regionen Deutschlands gezogen. Der vom ZIRIUS erhobene Datensatz könnte ähnlich wie die Ergebnisse des Projektes „VerNetzen“ auf öffentlich zugänglichen Plattformen veröffentlicht werden.

Darauf aufbauend wurde in diesem Projekt das Akzeptanzmodell Stromtrassen entwickelt. Das Akzeptanzmodell setzt sich aus einzelnen Elementen, die bei der Akzeptanz von Stromtrassen eine Rolle spielen, sowie deren Wirkungszusammenhängen zusammen (Abbildung 5-1).

²⁹ Im Projekt „KomMa-P - Komplementäre Nutzung verschiedener Energieversorgungskonzepte als Motor gesellschaftlicher Akzeptanz und individueller Partizipation zur Transformation eines robusten Energiesystems – Entwicklung eines integrierten Versorgungsszenarios“ wurde in einem transdisziplinären Diskurs ein heuristisches Modell zur Akzeptanz verschiedener Technologieoptionen der Energiesystemtransformation entwickelt, in dem die wesentlichen Einflussgrößen, deren Interdependenzen und Einflussstärken beschrieben werden. Basierend auf diesem Modell wurden regionale Akzeptanzmodelle entwickelt und mit Daten einer bundesweit repräsentativen Akzeptanzbefragung validiert. Beide Modelle integrieren sozialwissenschaftliche Theorien zur Akzeptanz und Partizipation und bilden damit eine mögliche Grundlage für eine Energiesystemmodellierung, die sozialwissenschaftliche Erkenntnisse integriert.

³⁰ Im Projekt „Demoenergie - Die Transformation des Energiesystems als Treiber demokratischer Innovationen“ wurden zwei Leuchtturmprozesse der transformativen Forschung durchgeführt, welche die Möglichkeiten durch Mitgestaltung in transparenten und fairen Beteiligungsprozessen, öffentliche Konflikte zu minimieren und Akzeptabilität sowie Akzeptanz der Netzausbaumaßnahme zu steigern, verdeutlichten.

Abbildung 5-1: Statisches Abbild der relevanten Faktoren im Kontext Akzeptanz von Stromtrassen



9

Quelle: Arbeitspapier „Das Akzeptanzmodell Stromtrassen“ des Fraunhofer ISE, November 2017

Das KWI stellte die Projektergebnisse des Projektes „Demoenergie“ vor (Molinengo und Danelzik 2016; Rost 2015). Der Schwerpunkt des Projektes lag auf Planungs- und Umsetzungsprozessen von Infrastrukturmaßnahmen. Schwerpunkt der Untersuchung war ein Netzausbauprojekt im Landkreis Windisch-Eschenbach. Anhand des KWI-Thesenpapiers (vgl. Anhang 7.1) wurden informelle Planungsverfahren und ihre Auswirkung auf die Akzeptabilität diskutiert. Es wurde zudem besprochen inwieweit die Ergebnisse des Projektes „Demoenergie“ in Aussagenform, z.B. „Je..., desto“ in einer Datenbank integriert werden können.

Die Europa-Universität Flensburg stellte den Konzeptentwurf zur strukturierten Ablage qualitativer Daten in einem Datenbanksystem vor. In Form eines Lastenheftes wurden die vorhandenen qualitativen Daten aus dem Projekt „VerNetzen“ strukturiert und nach folgenden Kriterien geordnet.

- Was wurde erfasst?
- Welches Ziel wird mit dem Datensatz verfolgt?
- Wie konstant sind die erfassten Daten?
- Welcher Art sind die erfassten Daten und entsprechende Skala?

Mögliche Formen (Rohdaten, bereinigte Daten, bearbeitete Daten) und Skalentypen für qualitative Daten wurden vorgestellt. Weiterhin angesprochen wurden Zeithorizont, Formate, Standards und

notwendige Lizenzen. Der Konzeptentwurf enthielt außerdem die Präsentation von drei Plattformen (OEP, OSF, Zenodo) zur Ablage oder zum Abruf von (qualitativen) Daten.

Die Datenaufbereitung erfolgte im Bereich Windenergie und im Bereich Netzausbau. Ergebnis der Datenaufbereitung der qualitativen Information zur gesellschaftlichen Akzeptanz sind insgesamt vier Datensätze, die permanent durch neue Informationen erweiterbar sind. Sie enthalten jeweils Informationen auf der Ebene:

- Bundesland,
- Landkreis,
- Gemeinde und
- Planungsregionen.

Die qualitativen Untersuchungsergebnisse im Bereich Netzausbau wurden zu zehn Datensätzen aufbereitet. Diese sind:

- Bekenntnis zum Netzausbau – Bundesland,
- Bekenntnis zum Netzausbau – Landkreis,
- Kommunale Umsetzung der Energiewende,
- Format der Beteiligung am Planungsprozess,
- Informationen des Netzbetreibers zum Netzausbau,
- Breite der Proteste und deren Inhalt,
- Regionale Ausbreitung der Proteste,
- Welche Protestakteure gibt es,
- Auf welche Ebene sind die Akteure aktiv und
- Tatsächliche Protestaktionen

Auf Grundlage des vorgestellten Konzeptes wurden die veröffentlichten Ergebnisse aus dem Projekt „VerNetzen“ auf der Plattform Zenodo und der OpenEnergy Platform (OEP) vorgestellt. Dabei wurde konkret der Veröffentlichungsprozess der verschiedenen Plattformen demonstriert und beispielhaft erläutert, wie qualitative Projektergebnisse öffentlich zur Verfügung gestellt werden können.

Insgesamt wurden aufbauend auf den oben genannten und aufbereiteten Daten drei Datensätze zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie und zehn Datensätze zu Analysen gesellschaftlicher Akzeptanz beim Netzausbau in 19 Landkreisen zusammengestellt und auf der openEnergy Platform (<https://oep.iks.cs.ovgu.de/>) veröffentlicht (Abbildung 5-2). Da auf der Plattform Zenodo (www.zenodo.org) nur abgeschlossene Datensätze veröffentlicht werden, wurden hier die beiden Ergebnisdatensätze Belastungsgrad beim Windenergieausbau und Verzögerungszeiten beim Netzausbau hochgeladen.

Abbildung 5-2: Veröffentlichung der Ergebnisse zur gesellschaftlichen Akzeptanz beim Ausbau von Windenergie auf Ebene der Landkreise auf der OpenEnergyPlatform

id	quellen	qualitat...	region...	name
1	BR 2014...			
2	http://www...			
3	http://www...			
4	http://www...			
5	http://www...			
6	http://www...	windfrei...	09577	Weißerb...
7	http://www...	windfrei...	09576	Roth
8	http://www...	nicht win...	09777	Erding
9	http://www...	nicht win...	09188	Starnberg
10	http://www...	nicht win...	09186	Pfaffenh...
11	http://www...	nicht win...	09185	Neuburg...
12	http://www...	nicht win...	09190	Weilheim...
13	http://www...	nicht win...	09777	Ostallgäu
14	http://www...	nicht win...	09700	Oberallgäu
15	http://www...	nicht win...	09772	Augsburg
16	http://www...	nicht win...	09276	Straubing
17	NaN	Alpervor...	09172	Berchtes...
18	NaN	Alpervor...	09182	Miesbach
19	NaN	Alpervor...	09189	Traunstein
20	NaN	Alpervor...	09187	Rosenheim
21	NaN	Alpervor...	09173	Bad Tolz...
22	NaN	Alpervor...	09180	Garmisc...
23	NaN	Alpervor...	09190	Weilheim...
24	NaN	Alpervor...	09776	LiNDau (...)
25	Städtisc...	Windpar...	05636	Wierra-M...
26	Mammes...	verring...	03454	Emstland
27	http://www...	16 Wind...	05366	Euskirchen

Quelle: Projektbericht igt bzw. <http://oep.iks.cs.ovgu.de>

Im Anschluss an den Workshop erarbeitete die Europa-Universität Flensburg gemeinsam mit dem KWI die Aufarbeitung und Veröffentlichung der qualitativen Informationen zu informellen Planungsprozessen in Form von „je..., desto“ Sätzen. Hierfür wurden die ursprünglichen „je..., desto“-Aussagen in vier Felder unterteilt um sie maschinenlesbar ablegen zu können.

Diese thesenhaften Aussagen wurden im Form einer Comma-Separated-Values (.csv) Datei auf der Open Science Framework Plattform veröffentlicht³¹ (Abbildung 5-3).

³¹ <https://osf.io/htfrw/> (bürgen - je...desto...)

Abbildung 5-3: Darstellung von "Je...desto" Aussagen im Open Science Framework (OSF)

Delete Download Toggle view: View Edit Revisions

Sheet_1

Show rows with cells including:

JE	BEDINGUNG	DESTO	FOLGE / AUSSAGE / ?
Je	stärker Akzeptanz als Ziel der Bürgerbeteiligung wahr...	desto	geringer werden die Akzeptanz des Beteiligungsverfa...
Je	transparenter und nachvollziehbarer der Entscheidung...	desto	wahrscheinlicher steigen die Akzeptanz des Beteiligun...
Je	repräsentativer die Teilnehmer des Beteiligungsprozes...	desto	wahrscheinlicher sind eine breite Akzeptanz des Betei...
Je	repräsentativer die Teilnehmer des Beteiligungsprozes...	desto	länger dauern Vorbereitung und Durchführung des Bet...
Je	exakter der Wirkungskreis des Projektes bestimmbar is...	desto	höher sind die Wahrscheinlichkeit der Akzeptanz des ...
Je	kleiner der Wirkungskreis des Projektes gefasst wird	desto	mehr steigt die Gefahr von Protest und Widerstand na...
Je	größer der Wirkungskreis gefasst	desto	langwieriger ist der Auswahlprozess der potentiell Teil...
Je	größer der Wirkungskreis des Projektes gefasst wird	desto	langwieriger gestaltet sich der Beteiligungsprozess.
Je	früher der Beteiligungsprozess initiiert wird	desto	niedriger ist die Bereitschaft der Bürger sich daran zu ...
Je	später der Beteiligungsprozess initiiert wird	desto	höher ist die Bereitschaft der Bürger sich daran zu bet...
Je	später der Beteiligungsprozess initiiert wird	desto	geringer sind die Einflussmöglichkeiten durch Bürgerbe...
Je	früher der Beteiligungsprozess initiiert wird	desto	höher sind die Einflussmöglichkeiten durch Bürgerbetei...
Je	mehr zeitlicher Puffer im Beteiligungsprozess eingela...	desto	besser kann man auf politische Unwägbarkeiten reagl...
Je	weniger zeitlicher Puffer im Beteiligungsprozess einge...	desto	schlechter kann man auf politische Unwägbarkeiten re...
Je	mehr zeitlicher Puffer im Beteiligungsprozess eingela...	desto	geringer ist die Bereitschaft der Bürger sich zu beteilig...
Je	weniger zeitlicher Puffer im Beteiligungsprozess einge...	desto	höher ist die Bereitschaft der Bürger sich zu beteiligen.
Je	höher das Maß ist, indem den Moderatoren und Initiator...	desto	höher sind die Akzeptanz des Beteiligungsverfahrens ...
Je	höher das Maß ist, indem den Moderatoren und Initiator...	desto	geringer ist der Zeitraum, welcher der Beteiligungspro...
Je	stärker auf die Bedürfnisse aller Zielgruppen eingegan...	desto	länger dauert der Beteiligungsprozess.
Je	stärker auf die Bedürfnisse aller Zielgruppen eingegan...	desto	höher liegt die Wahrscheinlichkeit partizipative Formate...

Quelle: Projektbericht izt

Unter Anwendung des entwickelten Strukturierungskonzepts können alle beteiligten Partner ihre qualitativen Ergebnisse nun einheitlich aufbereiten und für Dritte nutzbar machen. Die veröffentlichten qualitativen Aussagen (vgl. Anhang 7.2) könnten z.B. als Grundlage für ein onlinebasiertes Tool zur Unterstützung von Kommunen bei Beteiligungsprozessen verwendet werden. Diese Anwendungsmöglichkeit sollte in einem Folgeprojekt weiter untersucht werden.

5.2. Workshop 2: Zusammenarbeit mit Nordwestmecklenburg

Im Rahmen eines Workshops wurde zum Thema gesellschaftliche Akzeptanz beim Ausbau der Windenergie mit Akteuren der Regionalplanung zusammengearbeitet, um Forschungsergebnisse vorzustellen und die Nutzbarkeit von Datenbanken und Modellen in der Praxis zu diskutieren. Neben den Projektmitarbeiterinnen und Mitarbeitern des IZT, der Europa-Universität Flensburg, des Fraunhofer ISE und des KWI haben der Leiter aus dem Amt für Raumordnung und Landesplanung Westmecklenburg, ein Mitarbeiter der Regionalplanung vom Landkreis, ein Vertreter der Arbeitsgruppe Daseinsvorsorge Klimaschutzkonzept und ein Vertreter der Hochschule Wismar vom Kopenikusprojekt „ENavi“ teilgenommen. Es wurden die Ergebnisse der vom BMBF geförderten Forschungsprojekte „VerNetzen“, „KomMa-P“ und „Demoenergie“ genutzt.

Ziel der Vorstellung war das Feedback von praktischen Akteuren zur Nutzbarkeit der Ergebnisse und zu weiteren Bedarfen bei der Weiterentwicklung von Methoden, mit denen gesellschaftliche Akzeptanz beim Ausbau von erneuerbaren Energien berücksichtigt und gestärkt werden kann.

Im Rahmen der Regionalplanung Nordwestmecklenburg gibt es bereits einige Prozesse zur Zielfindung zur Ausbausteuerung der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie. Momentan verlaufen die Zielfindungsprozesse meist auf verschiedenen Ebenen ohne Gesamtkoordination ab. So besteht z.B. Handlungsbedarf die Ideen der kommunalpolitischen Ebene und die Zielfindungsprozesse der Landes- und Bundesebene zusammen zu führen. Im Rahmen der Arbeitsgruppe „Daseinsvorsorge“ wird ein Klimaschutzkonzept für die Region erstellt, mit der Zielstellung „Welche (Energie)zukunft ist wünschenswert?“. Weiterhin werden auf Ebene der Regionalplanung bereits zahlreiche Daten erhoben und im täglichen Arbeitsprozess verwendet, z.B. bei der Energieversorgung des Landkreises, insbesondere im Bereich Windenergie.

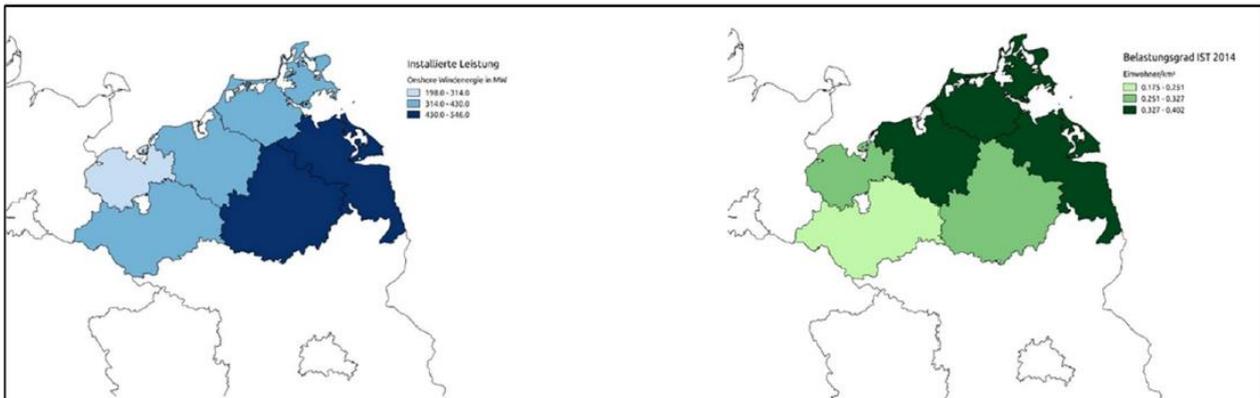
Von Seiten der Verwaltung besteht großes Interesse die Nutzung vorhandener Daten auszubauen und die Datensätze selbst auszuweiten. Hierfür besteht hoher Wissensbedarf im Bereich Digitalisierung und Anwendungsmethoden. Erforderlich sind demnach Räume/Plattformen zum Austausch von Wissen und zum Umgang mit Daten für Verwaltungen, ehrenamtliche Kommunalpolitiker und aktive Bürger vor Ort und auch für die wissenschaftlichen Akteure.

Der durchgeführte Workshop im Rahmen dieses BuergEN Projektes stellt eine solche Plattform zum Austausch und zur Aneignung von Wissen dar und arbeitet dabei mit konkret ausgewählten Beispielen aus der Praxis. Ein Schwerpunkt des Workshops lag auf der Erläuterung der theoretischen Ansätze aus den Projekten „VerNetzen“, „KomMa-P“ und „Demoenergie“ zur Verteilung von Windenergie unter Berücksichtigung von gesellschaftlicher Akzeptanz. Darüber hinaus erprobte die Europa-Universität Flensburg einen IT-gestützten Visualisierungsansatz für den Landkreis Nordwestmecklenburg. Dieser stellte die Diskussionsgrundlage zur Datennutzung, zum Datenaustausch und zur Datenanwendung dar. Das Ziel der Veranstaltung bestand darin ein Feedback der Akteure einzuholen, um die konzeptionelle Arbeit in den Forschungsprojekten gezielt mit den Anforderungen in der praktischen Arbeit der Akteure zu verbinden.

Nach der Vorstellung der Projektergebnisse der Forschungsprojekte KomMa-P, Demoenergie und VerNetzen stellte die Europa-Universität Flensburg eine eigens für den Workshop entwickelte softwaregestützte Demoversion zur gezielten Betrachtung des Landkreises Nordwestmecklenburg vor. Mit dieser praxisorientierten Herangehensweise wurden den Akteuren Lösungsansätze präsentiert, die zur Ausbaugestaltung der Windenergie im Klimaschutzkonzept nutzbar sind. Mit der Demoversion werden verschiedene Datensätze auf Gemeindeebene visualisiert. Die EUF hat hierfür Datensätze aus dem VerNetzen Projekt und verfügbare Datensätze für den Landkreis Nordwestmecklenburg herangezogen. Das entwickelte Tool lag auf einem externen Server und konnte über einen Standard-Browser von einem Internet-tauglichen Endgerät gestartet und genutzt werden. Exemplarisch wurden für Wind Onshore Anlagen die Indikatoren Belastungsgrad, installierte Leistung, maximale Leistung etc. auf Ebene der 86 Gemeinden des Landkreises Nordwestmecklenburg abgebildet.

In Abbildung 5-4 ist beispielsweise links die installierte Leistung von Wind Onshore im Jahr 2014 dargestellt (Nordwestmecklenburg mit 198 MW in einziger Kategorie hellblau) und rechts der dazugehörige Belastungsgrad 2014 (Nordwestmecklenburg mittlere Kategorie (0,251-0,327)).

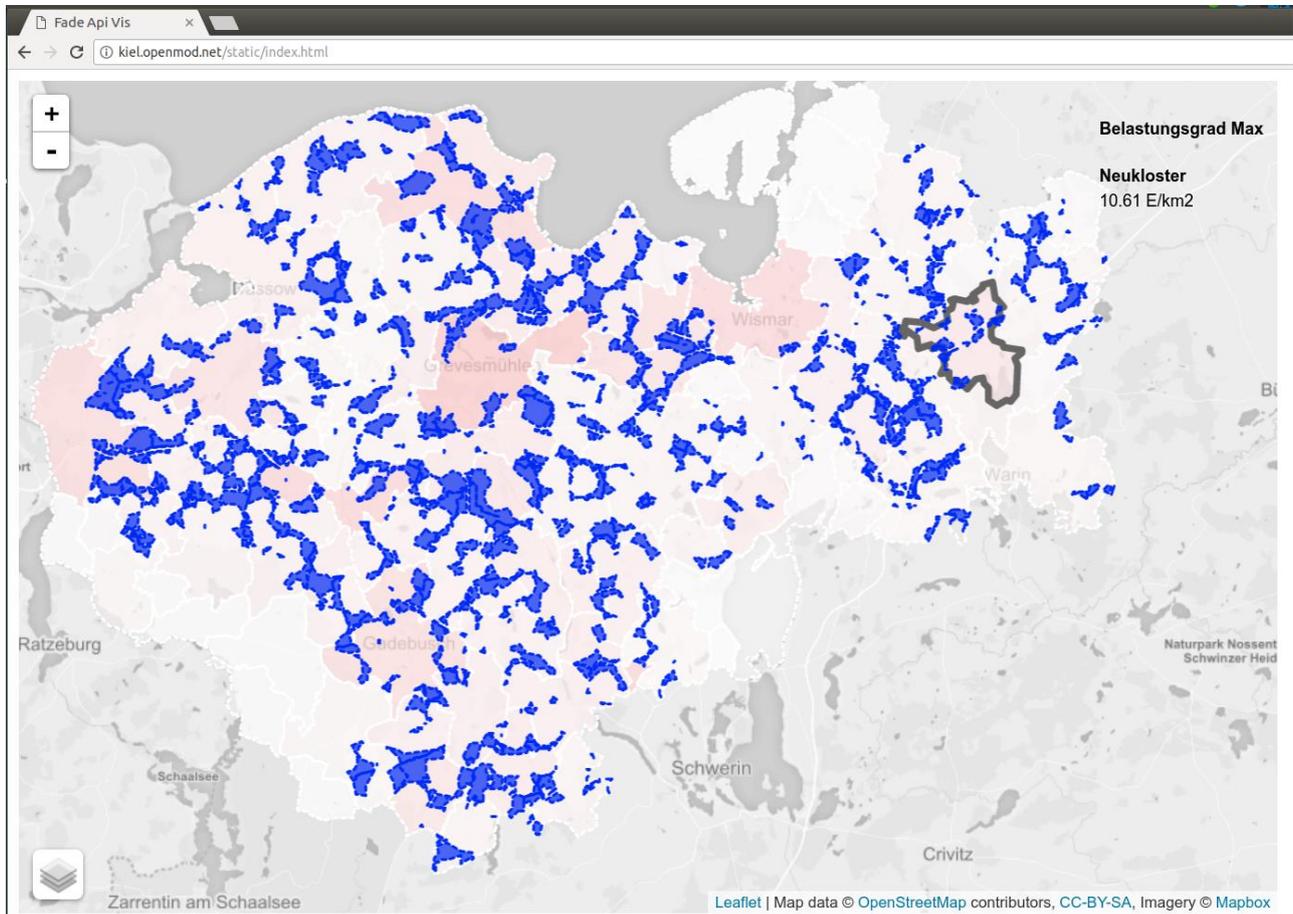
Abbildung 5-4: Installierte Leistung Wind Onshore 2014 und zugehöriger Belastungsgrad 2014 für Mecklenburg-Vorpommern



Quelle: Projektabschlussbericht des izt

Ein Screenshot des Workshop-Tools ist in Abbildung 5-5 dargestellt. Die interaktive Visualisierung wurde von den Akteuren sehr positiv aufgenommen. Eine Weiterentwicklung des Tools kann eventuell in Folgeaktivitäten im Rahmen des transdisziplinären Reallabors „Modellregion Mecklenburg“ als Teil des ENavi-Projektes im Kopernikus Forschungsprogramm eingesetzt werden.

Abbildung 5-5: Screenshot des Workshop-Tools. Beispielhafte Visualisierung der Weißflächen für Windenergie (in blau) und farblich abgestufte maximale Belastungsgrade für die Gemeinden in Nordwestmecklenburg im Hintergrund (von weiß bis rot).



Quelle: Europa Universität Flensburg 2017

6. Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030 Szenariorahmen Version 2017. Ausführliche Fassung. 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, zuletzt geprüft am 06.10.2017.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2016): Methodenbeschreibung der Maßnahmenbewertung. Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, zuletzt geprüft am 23.07.2018.

Allianz der deutschen Wissenschaftsorganisationen (2012): Schwerpunktinitiative „Digitale Information“ - Leitbild 2013-2017. Alexander von Humboldt-Stiftung; Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina; Deutsche Forschungsgemeinschaft; Deutscher Akademischer Dienst; Fraunhofer-Gesellschaft; Helmholtz-Gemeinschaft; Hochschulrektorenkonferenz; Leibniz-Gemeinschaft; Max-Planck-Gesellschaft; Wissenschaftsrat. München. Online verfügbar unter https://www.allianzinitiative.de/fileadmin/user_upload/www.allianzinitiative.de/Schwerpunktinitiative_2013-2017.pdf, zuletzt geprüft am 05.07.2018.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2018): Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bonn, zuletzt geprüft am 05.07.2018.

Christ, Marion; Soethe, Martin; Wingenbach, Clemens; Hilpert, Simon (2017): BuergEN - Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen. Modul 3: Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren bei der Entwicklung der Stromnetze. Projektabschlussbericht. Europa-Universität Flensburg, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES). Flensburg, zuletzt geprüft am 05.07.2018.

Degel, Melanie; Christ, Marion; Becker, Liv; Grünert, Judith; Wingenbach, Clemens (2016): Ver-Netzen. Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende. Projektabschlussbericht. Hg. v. Europa-Universität Flensburg, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES) (ISSN: 2196-7164), zuletzt geprüft am 10.01.2018.

Fuchs, Doris A.; Gölz, Sebastian; Graf, Antonia; Gumbert, Tobias; Klobasa, Marian; Ruddat, Michael; Sonnberger, Marco (2016): Abschlussbericht. Komplementäre Nutzung verschiedener Energieversorgungskonzepte als Motor gesellschaftlicher Akzeptanz und individueller Partizipation zur Transformation eines robusten Energiesystems. entwicklung eines integrierten Versorgungsszenarios, zuletzt geprüft am 05.07.2018.

Glauer, Martin; Günther, Stephan; Huelk, Ludwig; Bunke, Wolf-Dieter (2017): An Open Database Concept for Open Energy Modelling. From Science to Society: The Bridge provided by Environmental Informatics - Adjunct Proceedings of the 31st EnviroInfo conference, zuletzt geprüft am 05.07.2018.

Koch, Matthias; Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; Ritter, David; Vogel, Moritz; Tröster, Eckehard (2015): Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. In: *ZfE* 39 (1), S. 1–17. DOI: 10.1007/s12398-015-0147-2.

Koch, Matthias; Flachsbarth, Franziska; Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; Ritter, David; Winger, Christian et al. (2017): Dispatch of Flexibility Options, Grid Infrastructure and Integration of Renewable Energies Within a Decentralized Electricity System. In: Valentin Bertsch, Wolf Fichtner, Vincent Heuveline und Thomas Leibfried (Hg.): *Advances in energy system optimization. Proceedings of the first International Symposium on Energy System Optimization*. Cham, Switzerland: Birkhäuser (Trends in Mathematics), S. 67–86.

Mester, K. A.; Christ, Marion; Degel, Melanie; Bunke, Wolf-Dieter: Integrating Social Acceptance of Electricity Grid Expansion into Energy System Modeling: A Methodological Approach for Germany. In: Advances and New Trends in Environmental Informatics. Stability, Continuity, Innovation.

Molinengo, Giulia; Danelzik, Mathis (2016): Bürgerbeteiligung zur Stromtrasse „Ostbayernring“. Das Projekt Demoenergie wurde vom Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert. Hg. v. Kulturwissenschaftliches Institut Essen. Essen, zuletzt geprüft am 05.07.2018.

Rost, Dietmar (2015): Konflikte auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung - Perspektiven und Erkenntnisse aus dem Streit um die Carbon Capture and Storage-Technologie (CCS). Hg. v. Kulturwissenschaftliches Institut Essen. Essen, zuletzt geprüft am 05.07.2018.

Timpe, Christof; Bauknecht, Dierk; Flachsbarth, Franziska; Koch, Matthias (2018): Transparenz Stromnetze, Stakeholder-Diskurs und Modellierung zum Netzausbau und Alternativen, zuletzt geprüft am 23.07.2018.

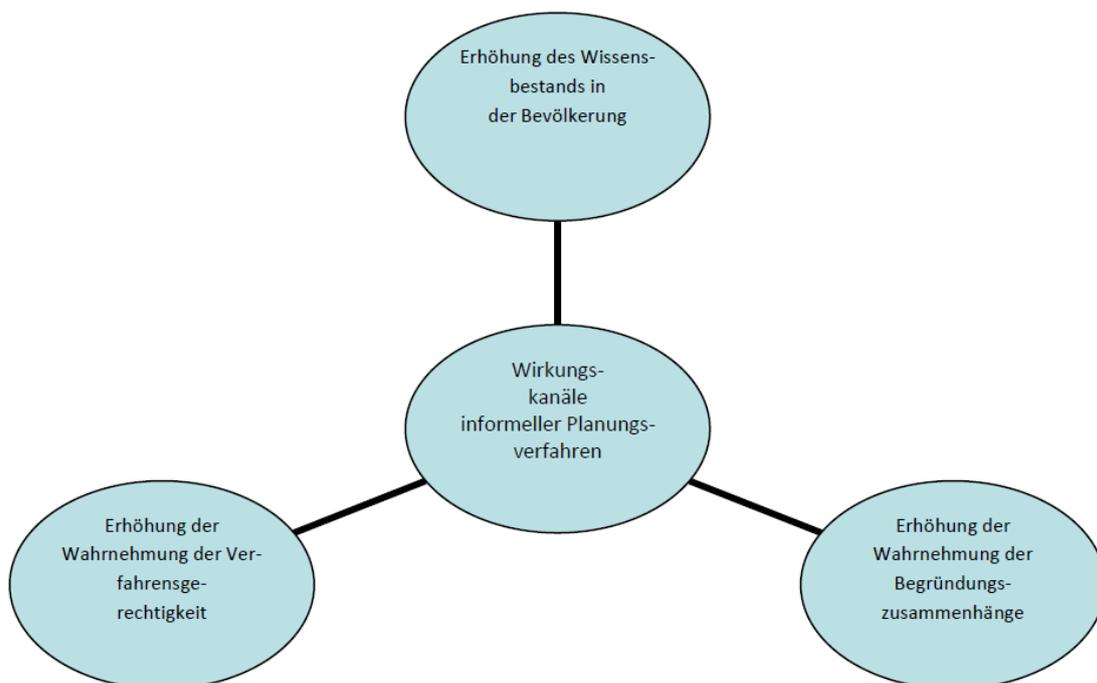
7. Anhang

7.1. Thesenpapier des Kulturwissenschaftlichen Instituts Essen

Gegenstand des Thesenpapiers sind informelle Planungsverfahren und ihre Auswirkungen auf die Akzeptabilität auf Infrastrukturmaßnahmen für die Umsetzung der Energiewende (Abbildung 7-1). Alle drei Wirkungskanäle können die Anerkennungswürdigkeit (Akzeptabilität) von Vorhaben erhöhen.

Jedoch ist dies nur unter bestimmten Prämissen der Fall. Für diese Prämissen werden hier in Thesenform zehn Punkte aufgeführt, die dazu führen können, dass Energiewendeprojekte, die in die Landschaft und damit in die nahe Lebenswelt der Menschen eingreifen, eine höhere Akzeptabilität erreichen.

Abbildung 7-1: Informelle Planungsverfahren und ihre Auswirkungen auf die Akzeptabilität auf Infrastrukturmaßnahmen für die Umsetzung der Energiewende



Quelle: Kulturwissenschaftliches Institut Essen 2017

7.1.1. Erzählerische Legitimation

These 1: Wenn Akzeptanz der alleinige Zweck der Beteiligung ist, gefährdet dies die erzählerische Legitimation des Beteiligungsprozesses.

- Um erzählerische Legitimation zu produzieren muss den Beteiligten deutlich gemacht werden, in welchem Entscheidungsspielraum sie hineinwirken können. Dabei gilt auch, dass je geringer der Entscheidungsspielraum ist, desto geringer sind die Chancen, Akzeptanz/ zu erreichen, bzw. aus den Augen eines vollkommen rationalen Subjekts hinter einem Schleier des Nichtwissens, ob der eigenen Position in der Welt (Rawls 1979), die Akzeptabilität zu erhöhen. Der Entscheidungsspielraum kann jedoch aufgewertet werden, indem man z.B. die Menschen – möglichst kostenneutral – auch am Prozess des Produktdesigns beteiligt (Schweiger/Kamlage/Engler 2018: 433 - 447).
- Die Ergebnisse müssen für die Verantwortlichen des Verfahrens bindend sein und möglichst zeitnah umgesetzt werden.
- Bleibt die Partizipation bei der Information stehen oder ist sie erkennbar nur persuasiv, dann kann dies zu Frustration führen. Diese Frustration kann sich in Protest und Widerstand äußern. Um diesen Protest zu organisieren, hat man mit dem Beteiligungsprozess eine Plattform für die Bildung eines Netzwerkes geschaffen.
- Letzteres kann zur Erhöhung der/des Radikalität der Protestinhalte führen und Grades der tatsächlichen Protestinhalte führen.

These 2: Erzählerische Legitimation erhält der Beteiligungsprozess, wenn dieser in seinen Verfahrensschritten und Zielsetzungen transparent und nachvollziehbar gestaltet ist.

- Es ist nicht nur notwendig, alle Interessen der am Prozess Beteiligten offenzulegen, sondern auch diejenigen Interessen der sogenannten „schweigenden Mehrheit“, aber auch der Menschen, die noch nicht geboren sind oder aber auch Menschen, die nicht in der Region angesiedelt sind, aber z.B. durch Tourismus potentiell Interesse an der Gestaltung von Windkraftanlagen u.ä. haben.
- Es ist notwendig, die Entscheidungspfade zu dokumentieren, um die Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten.
- Ersteres ist notwendig, um antizipativ und präventiv die zukünftige Ausbreitung der Protestinhalte (von lokal zu regional) geringzuhalten. Verbreitet sich die Skepsis gegenüber Beteiligung, wird es sonst schwerer, erzählerische Legitimation zu erhalten, was die Dauer des Verfahrens verlängert, da vertrauensbildende Maßnahmen langwieriger werden.
- Letzteres ist notwendig, um den Grad der tatsächlichen Protestaktionen geringzuhalten und damit die Wahrnehmung der Klagemöglichkeiten durch Offenlegung der Daten zur Bestimmung der Verfahrensgerechtigkeit innerhalb des Beteiligungsprozesses offenzulegen.

7.1.2. Auswahlverfahren

These 3: Je repräsentativer die Bürgerinnen und Bürger im Beteiligungsprozess zusammengesetzt sind und dementsprechend ausgewählt werden müssen, desto länger dauert die Vorbereitungsphase und desto aufwändiger gestaltet sich die Informationsvermittlung zu Beginn.

- In der zweiten These wurde darauf hingewiesen, dass alle Interessen, einschließlich derer der Nichtanwesenden, offengelegt werden müssen, um möglichen Widerstand niedrigzuhalten.

- Durch ein aleatorisch angelegtes Verfahren wird die Wahrscheinlichkeit erhöht, aus allen Milieus und Schichten Vertreter zu finden. Ein aleatorisches Auswahlverfahren kostet Ressourcen (Geld und Zeit) und verlangsamt den Prozess, da zufällig ausgewählte Personen in der Regel hohe Unterschiede im Wissen um die Infrastrukturmaßnahme haben und auch unterschiedliche Fähigkeiten und Fertigkeiten mitbringen, Sachverhalte zu verstehen und richtig einordnen zu können.
- Dies führt dazu, dass unterschiedliche Wege der Informationsvermittlung gefunden werden müssen.
- Wird diese Vermittlung jedoch respektvoll, angemessen und zielgruppenorientiert durchgeführt, kann sich dadurch die Engagementrate erhöhen.
- Zudem steigt so das Ausmaß an Akzeptanz und Fairness.
- Stärkere Repräsentativität führt zu friedvolleren Veranstaltungen, da auf diese Weise auch viele gemäßigte Stimmen lauter werden, die sonst schweigen würden. Dies führt dann zu einem Prozess, bei dem die Lauten leiser und die Leisen lauter werden, ohne dass von Seiten der Moderation eingegriffen werden muss. Dies senkt die Widerstandsrate innerhalb des Beteiligungsprozesses.

These 4: Der Wirkungskreis der Infrastrukturmaßnahme muss ausgelotet werden, um den Kreis der Beteiligten genau zu bestimmen.

- Die Ausbreitung möglicher Proteste muss antizipiert werden, um das Auswahlverfahren auf ein begründet bestimmbares Gebiet einzugrenzen.
- Dabei sollte im Vorfeld das lokale Wissen der Menschen als Experten ihrer Lebenswelt genutzt werden. Gerade in ländlichen Gebieten bestehen ökonomische, politische, familiäre und freundschaftliche Verbindungen, die bedacht werden müssen und ohne Werkzeuge aus dem ethnografischen Methodenset nicht erkannt werden können.

7.1.3. Faktor Zeit

These 5: Je früher der Beteiligungsprozess initiiert wird, desto niedriger ist die Bereitschaft der Bürgerinnen und Bürger zur Teilnahme daran (Beteiligungsparadoxon).

- Das Interesse, das Engagement und der Widerstand wachsen mit dem Fortschreiten der Infrastrukturmaßnahme, jedoch sinken mit dem Fortschreiten auch die Einflussmöglichkeiten.
- Je später der Beteiligungsprozess initiiert wird, desto eingeschränkter ist der tatsächliche Gestaltungsspielraum der Bürgerinnen und Bürger.
- Um die Widerstandsrate niedrig zu halten, gilt es offensiv und gezielt auch schon frühzeitig auf die Gruppen zuzugehen, die im späteren Verlauf der Infrastrukturmaßnahme Protest äußern könnten; insbesondere können dies Gruppen sein, die dem kommunalpolitischen Prozess wenig Interesse entgegenbringen, aber intersubjektiv fassbare Interessen haben.

These 6: Ein Beteiligungsprozess lässt sich durch ein dreifaches Spannungsverhältnis zwischen detaillierter Planung sowie zeitlicher Limitierung und unerwarteten Entwicklungen kennzeichnen. Zeitliche Puffer sind deswegen einzuplanen.

- Die Kontextbedingungen, unter denen Beteiligungsprozesse stattfinden, lassen sich räumlich nicht begrenzen. So können politische Statements auf Bundes- oder Landesebene starke Wirkung auf kommunale Prozesse haben. Im Falle von Demoenergie betraf dies Aussagen von Horst

Seehofer, dem damaligen Ministerpräsidenten des Bundeslandes Bayern, über den Trassenausbau.

- Es kostet Zeit, z.B. solche Äußerungen einzuordnen und ihre faktische Wirksamkeit abzuschätzen und diese Einschätzung in den Prozess einfließen zu lassen. Deswegen müssen immer zeitliche Puffer eingebaut werden, um reagieren zu können.
- Dies gilt auch für mögliche Ausweitungen, wenn (siehe These 4) der räumlich gezogene Kreis zu eng gezogen wurde und die Gruppe erweitert werden muss. Die Ausbreitung der Protestinhalte könnte sonst auch von außen nach innen erfolgen.

7.1.4. Moderation/Initiation

These 7: Wenn sich die Moderation durch Qualitätskriterien wie Unparteilichkeit, die Berücksichtigung aller (konfliktiven) Positionen, die Aktivierung der Bürgerinnen und Bürger und die offene sowie verständliche Kommunikation über Verfahrensschritte und (Teil-) Ergebnisse auszeichnet, dann wird eine vertrauensvolle und produktive Zusammenarbeit zwischen den Beteiligten begünstigt.

- Wer Interessen hat, kann kein Urteil fällen (Hannah Arendt). Dieser Grundsatz weist daraufhin, dass die Moderation nicht durch den/die Betreiber durchgeführt werden kann. Diesem wird grundsätzlich unterstellt, dass er an Profitmaximierung interessiert ist. So büßt das Beteiligungsverfahren erzählerische Legitimation ein und dient schlechtestenfalls als Treiber für eine Vernetzung von Protest und Widerstand
- Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler gelten in der Bevölkerung hinlänglich als „objektiv“, auch wenn dieser Begriff von Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler kaum mehr gebraucht wird.
- Es ist auch möglich, die Verwaltung mit der Moderation zu beauftragen, um die Widerstandsrate nicht zu erhöhen. Jedoch ist es stets von Vorteil, wenn die Moderatoren den Beteiligten unbekannt sind und den Bürgerinnen und Bürger keine Vorgeschichte bekannt ist.
- Das Problem der Initiation ist hingegen kaum lösbar, da das Beteiligungsformat in der Regel vom Betreiber finanziert wird. Wichtig ist hier nur, dies offenzulegen und Mittel und Wege zu finden, die Menschen von der Unabhängigkeit der Moderation zu überzeugen.

These 8: Eine qualitativ hochwertige Moderation zeichnet sich durch folgende Punkte aus:

- Allparteilichkeit, am besten Moderation durch „neutrale Instanz“ statt durch Externe gewährleisten; es darf nicht den Eindruck machen, dass die Interessen des Vorhabenträgers bevorzugt werden.
- Personen, die in der Verwaltung arbeiten, werden in der Regel nicht als allparteilich gerahmt.
- Wichtig ist, dass alle Positionen grundsätzlich diskursfähig sind. Bezeichnungen wie NIMBY³² o.ä. gilt es dringend zu vermeiden. Es ist auch notwendig, Raum zu geben, um Unmut in unterschiedlichen ausdrücken zu können.
- Offene Kommunikation: Rückkoppelung von Ergebnissen, Entwicklungen und Informationen.

³² Not in my backyard

- Die Schritte im Beteiligungsprozess sollten fortwährend in den Gesamtprozess eingebettet werden.

7.1.5. Beteiligungsformat

These 9: Je diversifizierter die eingesetzten Beteiligungsformate sind, desto aufwendiger gestaltet sich die Planung und Durchführung des Beteiligungsprozesses.

- Je mehr unterschiedliche Formate angeboten werden, desto mehr Planung ist im Vorfeld erforderlich. Stellt sich jedoch heraus, dass sich die Individuen nach Bildungsgrad und anderen soziodemographischen Daten stark unterscheiden, die Interessenlagen weit auseinandergehen, Vorkonflikte bestehen oder bestimmte Partizipationsformate von den Teilnehmerinnen und Teilnehmern nicht positiv angenommen werden, dann kann es besser sein, die längere Planung in Kauf zu nehmen, da später auftretende Konflikte wesentlich langwieriger sind, da sie sich verhärten können. Es gilt, dass verlorenes Vertrauen nur sehr schwer wieder aufgebaut werden kann.

- Unterschiedliche Formate benötigen mehr Rückkopplungsschleifen zwischen den einzelnen Parteien und Individuen. Diese müssen so gestaltet sein, dass möglichst alle nahezu zeitgleich informiert werden, damit sich niemand übervorteilt vorkommt.

- Eine Verschränkung verschiedener Beteiligungsformate mit unterschiedlicher Gruppengröße und Arbeitsintensität begünstigt eine tiefergehende Auseinandersetzung mit dem Sachstand.

- Jedoch muss Transparenz darüber vorherrschen, wie die Formate besetzt wurden und zusammengesetzt sind (selektive Auswahl begründen; Interessen müssen in kleinen Gruppen von der übrigen Öffentlichkeit als abgedeckt beurteilt werden).

- Die Diversifikation von Formaten muss genau durchdacht werden und jedes neue Format muss gut begründet sein. Eine allzu hohe Zahl von unterschiedlichen Formaten kann Verwirrung stiften und den Anschein erwecken, nur als Alibiveranstaltung zu dienen. Diesen Eindruck gilt es unbedingt zu vermeiden, da sonst das Widerstandspotential zunehmen könnte.

These 10: Je detaillierter sich die Planung des Beteiligungsdesigns und die Konfliktantizipation in der Anbahnungsphase des Beteiligungsprozesses ausgestaltet, desto bedarfsgerechter kann der Beteiligungsprozess umgesetzt und mögliche Konfliktherde vermieden werden.

- Bürgerinnenwissen und Bürgerwissen sollte bereits im Vorfeld genutzt werden. (Die Menschen sind Experten ihrer Lebenswelt, nicht der Prozessdienstleisterinnen und Prozessdienstleister, nicht die Wissenschaft, nicht die Verwaltung und auch nicht die Politik.)

- Hot-Spots von Identifikationsräume lokalisieren und thematisieren
- Vorkonflikte feststellen, um Stellvertreterkonflikte zu vermeiden (Im Optimalfall durch ethnografische Methoden)

- Überblick über Wirtschaftsstruktur und sozio-demografische Daten schaffen

- Was könnten mögliche Entschädigungsleistungen sein (z.B. Arbeitsplätze, etc.)

7.2. Umarbeitung der oben aufgeführten Thesen in eine maschinenlesbare Form

- Je stärker Akzeptanz als Ziel der Bürgerbeteiligung wahrgenommen wird, desto geringer werden die Akzeptanz des Beteiligungsverfahrens und die Akzeptanz des Ergebnisses des Beteiligungsverfahrens.
- Je transparenter und nachvollziehbarer der Entscheidungsprozesse offengelegt werden, desto wahrscheinlicher steigen die Akzeptanz des Beteiligungsverfahrens und die Akzeptanz des Ergebnisses des Beteiligungsverfahrens.
- Je repräsentativer die Teilnehmer des Beteiligungsprozesses ausgewählt werden, desto wahrscheinlicher sind eine breite Akzeptanz des Beteiligungsverfahrens und die Akzeptanz des Ergebnisses des Beteiligungsverfahrens.
- Je repräsentativer die Teilnehmer des Beteiligungsprozesses ausgewählt werden, desto länger dauern Vorbereitung und Durchführung des Beteiligungsverfahrens.
- Je exakter der Wirkungskreis des Projektes bestimmbar ist und bestimmt wird und das Auswahlverfahren der Teilnehmer darauf abgestimmt wird, desto höher sind die Wahrscheinlichkeit der Akzeptanz des Beteiligungsverfahrens und die Akzeptanz des Ergebnisses des Beteiligungsverfahrens.
- Je kleiner der Wirkungskreis des Projektes gefasst wird, desto mehr steigt die Gefahr von Protest und Widerstand nach Durchführung des Beteiligungsprozesses.
- Je größer der Wirkungskreis gefasst, desto langwieriger ist der Auswahlprozess der potentiell Teilnehmenden.
- Je größer der Wirkungskreis des Projektes gefasst wird, desto langwieriger gestaltet sich der Beteiligungsprozess.
- Je früher der Beteiligungsprozess initiiert wird, desto niedriger ist die Bereitschaft der Bürger sich daran zu beteiligen.
- Je später der Beteiligungsprozess initiiert wird, desto höher ist die Bereitschaft der Bürger sich daran zu beteiligen.
- Je später der Beteiligungsprozess initiiert wird, desto geringer sind die Einflussmöglichkeiten durch Bürgerbeteiligung.
- Je früher der Beteiligungsprozess initiiert wird, desto höher sind die Einflussmöglichkeiten durch Bürgerbeteiligung.
- Je mehr zeitlicher Puffer im Beteiligungsprozess eingeplant wird, desto besser kann man auf politische Unwägbarkeiten reagieren.
- Je weniger zeitlicher Puffer im Beteiligungsprozess eingeplant wird, desto schlechter kann man auf politische Unwägbarkeiten reagieren.
- Je mehr zeitlicher Puffer im Beteiligungsprozess eingeplant wird, desto geringer ist die Bereitschaft der Bürger sich zu beteiligen.
- Je weniger zeitlicher Puffer im Beteiligungsprozess eingeplant wird, desto höher ist die Bereitschaft der Bürger sich zu beteiligen.

- Je höher das Maß ist, indem den Moderatoren und Initiatoren, Objektivität und Unparteilichkeit unterstellt wird, desto höher sind die Akzeptanz des Beteiligungsverfahrens und die Akzeptanz des Ergebnisses des Beteiligungsverfahrens.
- Je höher das Maß ist, indem den Moderatoren und Initiatoren, Objektivität und Unparteilichkeit unterstellt wird, desto geringer ist der Zeitraum, welcher der Beteiligungsprozess andauert.
- Je stärker auf die Bedürfnisse aller Zielgruppen eingegangen wird, desto länger dauert der Beteiligungsprozess.
- Je stärker auf die Bedürfnisse aller Zielgruppen eingegangen wird, desto höher liegt die Wahrscheinlichkeit partizipative Formate auszuwählen, die den Prozess gefährden können.