

VerNetzen

Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende

Projektabschlussbericht



Dagmar Zechel/pixelio.de

AutorInnen:

Melanie Degel, Marion Christ, Liv Becker, Judith Grünert und Clemens Wingenbach

unter Mitwirkung von:

Martin Soethe, Wolf-Dieter Bunke, Karoline Mester und Frauke Wiese

Projektleitung:

izt

Melanie Degel

Institut für Zukunftsforschung und Technologiebewertung Berlin

Projektpartner:



Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Marion Christ

Europa-Universität Flensburg



Deutsche Umwelthilfe

Dr. Peter Ahmels, Liv Becker, Judith Grünert

Deutsche Umwelthilfe e.V.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Oktober 2016

Abschlussbericht:

„Vernetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende“

Förderkennzeichen:

03SF0460A (IZT Berlin), 03SF0460B (Europa-Universität Flensburg), 03SF0460C (DUH, Berlin)

Forschungsbeiträge 4

ISSN: 2196-7164

Europa-Universität Flensburg

Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES)

Energie- und Umweltmanagement

Munketoft 3b

24937 Flensburg

www.uni-flensburg.de/eum

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03SF0460 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Zusammenfassung

Hintergrund und Zielsetzung des Projekts

Mit Energieszenarien werden die Rahmenbedingungen der Energieversorgung beschrieben. Ihr zentraler Gegenstand ist das Energiesystem, dessen Komplexität mit Modellen möglichst gut erfasst werden soll. Energiesystemmodelle sind deshalb ein wichtiges Instrument im politischen Diskurs der Energiewende. AkteurInnen fordern immer wieder einen einzigen gültigen Umsetzungsplan als Grundlage für die Transformation. Einen solchen statischen Masterplan können Modelle aber nicht liefern. Das hat viele Gründe, vor allem aber liegt es an den bereits dynamischen und komplexen Eingangsdaten, aufgrund derer es unendlich viele Lösungsmöglichkeiten zur Gestaltung unserer zukünftigen Energielandschaft gibt. Ein Dialog mit allen 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 Kriterien. 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 dem Stromübertragungsnetz deutlich. Daher sind diese Themenfelder Hauptgegenstand des Forschungsprojektes VerNetzen, anhand derer ein Ansatz zur Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Modellierung erarbeitet wird. Im Anschluss daran werden mit dem entwickelten Verfahren die Effekte auf die Verteilung der Windenergieleistung und den Netzausbau untersucht und erste Schlussfolgerungen abgeleitet. 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 miteinander zu diskutieren. Mittelfristig werden sie somit ein Instrument für eine partizipative

Zielgestaltung der Energiewende. Die Ergebnisse im Forschungsprojekt bilden hierfür eine Grundlage.

Ziel des Projekts ist die methodische Integration sozial-ökologischer Faktoren gesellschaftlicher Akzeptanz, beim Windenergie- und Netzausbau, in ein Strommarktmodell sowie die Entwicklung von Ausbauszenarien bis 2050. Die Basis hierfür sind qualitative Untersuchungen heutiger lokaler Akzeptanzprobleme und quantitative ökonomische und technische Daten. Konkret werden im Projekt zwei Forschungsfragen beantwortet:

- Wie kann gesellschaftliche Akzeptanz beim Ausbau der Windenergie und beim Netzausbau in die Modellierung integriert werden?
- Welche Effekte ergeben sich auf die Verteilung der Windenergieleistung und die verfügbaren Netzkapazitäten?

Die Bearbeitung ist gegliedert in drei inhaltliche Teile:

1. Die Erhebung von Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz von Windenergie und beim Netzausbau sowie die Analyse politisch-rechtlicher Rahmenbedingungen.
2. Die Integration von den Schlüsselfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz in das Strommarktmodell.
3. Definition von Zukunftsszenarien und Simulation des Energiesystems.

Methodik

Abbildung 0.1 zeigt einen Überblick der angewandten Methodik im Projekt. Dargestellt sind die Vorgehensweisen in den beiden Bereichen Netz und Wind, jeweils gegliedert in einen qualitativen und die quantitativen Analyseteil. Im Rahmen der qualitativen Untersuchung werden die Einflussfaktoren der gesellschaftlichen Akzeptanz erhoben. Ihre Fülle wird im Bereich Netz auf Widerstands- und Engagentraten und im Bereich Wind auf Schlüsselfaktoren reduziert. Mithilfe dieser Komplexitätsreduktion kann beim Windausbau der Parameter Belastungsgrad, und beim Netzausbau die Verzögerungszeit von Kapazitäten definiert werden. Neben den qualitativen Erhebungen beruhen diese Parameter auch auf quantitativen Untersuchungen. In den folgenden Arbeitsschritten werden die Szenarien für den Netz- und Windenergieausbau definiert, die dann in das Strommarktmodell integriert werden. Abschließend werden damit Simulationsrechnungen durchgeführt, anhand derer

Effekte im Energiesystem, wie z.B. die Deckung der Stromnachfrage und die Stromtransportmengen deutlich werden.

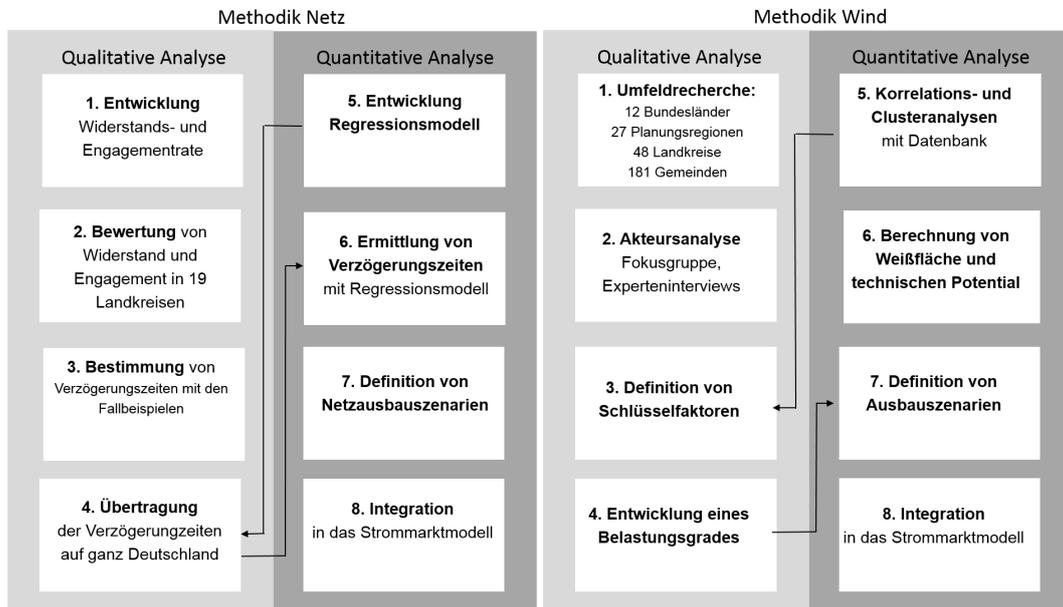


Abbildung 0.1: Übersicht zur Vorgehensweise bei der Erstellung von Netz- und Windausbauszenarien. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg, IZT

Mit den Projektergebnissen kann gezeigt werden, dass die Berücksichtigung gesellschaftlicher Akzeptanz in der Energiesystemmodellierung möglich ist. Hierfür ist vor allem die Reduktion der Komplexität der zahlreichen sozialen und ökologischen Einflussfaktoren erforderlich. Entscheidend dabei ist die Bestimmung von relevanten und weniger relevanten Einzelheiten. Dazu wurden die Einflussfaktoren eingehend von sozialwissenschaftlicher Seite betrachtet, während die ingenieurwissenschaftliche Seite parallel die Modellintegration vorbereitete. Die entwickelten Parameter, Verzögerungszeit und Belastungsgrad, dürfen nicht direkt mit gesellschaftlicher Akzeptanz gleichgesetzt werden. Sie sind als Dimensionen zu verstehen, mit denen Effekte gesellschaftlicher Akzeptanz im Energiesystem sichtbar werden können.

Projektdatenbank

Ein wesentliches Projektergebnis ist die entwickelte Datenbank mit georeferenzierten Inhalten, womit geografische Darstellungen und geometrische Operationen ermöglicht werden. Mit der Bereitstellung von hoch aufgelösten Informationen auf Landkreis- oder Gemeindeebene können detaillierte lokale Informationen bereits bei

der Szenarientwicklung berücksichtigt werden und dann entsprechend in die Modellierung einfließen.

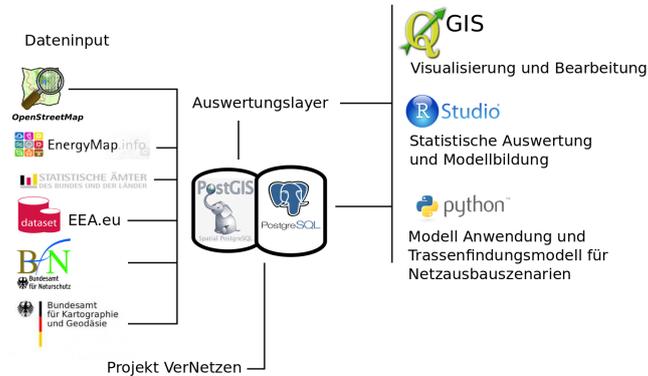


Abbildung 0.2: Aufbau und Nutzung der Projektdatenbank. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

In der Datenbank enthalten sind quantitative Daten des Energiebereichs, z.B. Stromnetz und Kraftwerkspark, Strukturdaten wie z.B. Landschaft und Siedlungen sowie sozial-ökonomische Größen wie z.B. Bevölkerung und Tourismus. Daneben sind auch qualitative Projektergebnisse auf Ebene der Landkreise aus den Untersuchungen gesellschaftlicher Akzeptanz im Wind- und Netzbereich Bestandteil der Datenbank. Die Verwaltung Daten erfolgt mit PostgreSQL, dargestellt in Abbildung 0.2.

Einflussfaktoren gesellschaftliche Akzeptanz Windenergie

Im Windbereich erfolgte die Untersuchung gesellschaftlicher Akzeptanz nicht in Einzelprojekten, sondern auf übergeordneter Ebene. Insgesamt wurden 12 Bundesländer, 27 Planungsregionen, 48 Landkreise und 181 Gemeinden betrachtet (siehe Abbildung 0.3).

Identifizierte Einflussfaktoren in den Bundesländern adressieren vor allem Einflussfaktoren, die Prozessgerechtigkeit und Nutzen betreffen, hierzu gehören z.B. Maßnahmen zur Einbindung, Kommunikation und zur finanziellen Beteiligung der Bevölkerung. Die Bandbreite reicht vom Beteiligungsgesetz in Mecklenburg-Vorpommern, bis zu eingerichteten Bürgerforen zur professionellen Konfliktregelung in Hessen. Deutschlandweit ist die Regionalplanung in den Bundesländern zwar unterschiedlich, aber nahezu flächendeckend organisiert. In den windstarken Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Schleswig-Holstein und Niedersachsen besteht hoher Flächendruck. Gesellschaftlich steigt der Bedarf, bereits während der Regionalplanung, frühzeitig politischen Einfluss zu nehmen.

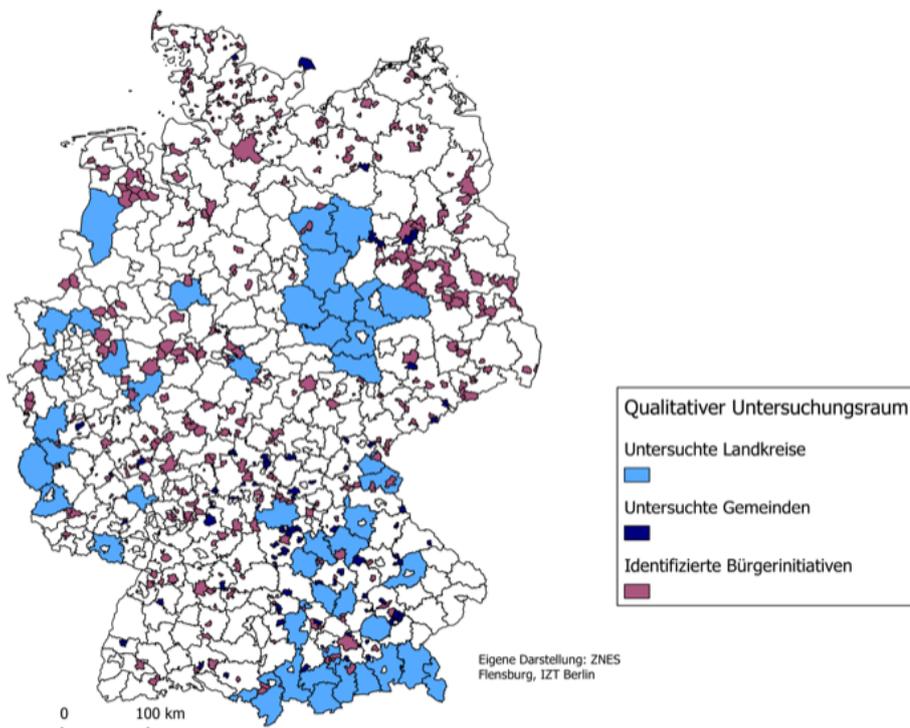


Abbildung 0.3: Untersuchungsraum zu Windenergie: Qualitativ untersuchte Regionen auf Kreis- und Gemeindeebene. Eigene Darstellung EUF

Auf Landkreis- und Gemeindeebene sind die Wahrnehmungen von Windanlagen, selbst auf engstem geografischem Raum, oft sehr unterschiedlich. Es gibt z.B. innovative Aktivitäten beim Windenergieausbau in einigen Landkreisen Bayerns, in denen die landespolitische Abstandsregelung nicht zum völligen Baustopp geführt hat. Gleichwohl traten auch gut organisierte Proteste rund um Waldflächen und Naturparks bspw. in mehreren Landkreisen in Rheinland-Pfalz auf.

Insgesamt werden vor allem kleine Projekte bei transparenter, frühzeitiger und beständiger Beteiligung der lokalen Bevölkerung akzeptiert. Besonders negativ wirken mangelnde Erfolgsbeteiligung und ausbleibende Gewerbesteuereinnahmen. Alle erhobenen Informationen wurden zusammengefasst in der Projektdatenbank abgelegt, Abbildung 0.4 zeigt einen Auszug daraus.

region_key	district_name	qualitative_information_wind	information_source
09373	Neumarkt in der Oberpfalz	Östlich von der Stadt Berching Bayerns größter Bürgerwindpark Okt 2012, sechs modernen Binnenland-Windkraftwerken der Drei-Megawatt-Klasse, insgesamt knapp 20 MW Vorzeigeprojekt mit über 1.300 Personen an diesem Projekt direkt oder indirekt über Energiegenossenschaften sowie den Oberpfälzer Windfonds beteiligt	BR 2014: Sendung des Bayerischen Rundfunks, online: http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/faszination-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html , abgerufen Dezember 2014.
07233	Vulkaneifel	verstärkte Bürgerproteste bezogen auf Soonwald und Pfälzerwald überregionale Vernetzung von 35 Bürgerinitiativen zum Bündnis "Energievide für Mensch und Natur in Rheinland Pfalz"	
07232	Bitburg-Prüm	windstarker Kreis	immit 2014
07235	Trier-Saarburg	windstarker Kreis	immit 2014
07331	Alzey-Worms	windstarker Kreis	
07340	Südwestpfalz	Landkreis Südwestpfalz besonders betroffen von der Entscheidung gegen Windkraft in der Kernzone des Pfälzer Waldes, da bereits Planungen begonnen wurden, und damit geplante Einnahmen wegfallen. Ein Vorschlag aus der Kernzone ist die Gründung einer Solidargemeinschaft der Gemeinden im Pfälzerwald, damit auch jene von den Windrädern profitieren, die keine aufstellen dürfen.	SWR 2015
09377	Tirschenreuth	gilt als windfreundlicher Landkreis	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/faszination-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html
09371	Amberg-Weilburg	gilt als windfreundlicher Landkreis	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/faszination-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html
09479	Wunsiedel im Fichtelgebirge	gilt als windfreundlicher Landkreis, drei Windparks Braunergrün, Stemmiasgrün, Blausülenlinie, lokale Wertschöpfung trotz externer Betreiber, Gewerbesteuererhöhungen stabilisieren Gemeindehaushalte, Beteiligung der Bürger im Nachgang durch Nachangeboten, Kommunalpolitiks sponser Unterstützer, Bürger wurden per Informationsveranstaltungen einbezogen, Kohlekraftwerk in der Region wurde geschlossen, WKA verliehen dem Landkreis neues Image und gelten als positives Signal, die Region gilt als Windstützpunkt es gibt sogar Energietourismus	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/faszination-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html Interview Zukunfts Energie Fichtelgebirge GmbH
09575	Neustadt an der Aisch-Bad Windsheim	gilt als windfreundlicher Landkreis	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/faszination-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html



Abbildung 0.4: Auszug aus der Projektdatenbank. Beispielregion Südwestpfalz. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

Einflussfaktoren gesellschaftliche Akzeptanz Netzausbau

Im Netzbereich bildeten Praxiserfahrungen aus Fallbeispielen die Grundlage der Untersuchungen. Hier konnte in 13 Teilabschnitten, der EnLAG Vorhaben 1-6 und des BBPIG-Vorhabens 8, die gesellschaftliche Akzeptanz systematisch erhoben werden. Mithilfe eines umfangreichen Indikatorensystems wurde für jeden der 19 betroffenen Landkreise eine Widerstands- und eine Engagementrate bestimmt (Abbildung 0.5).

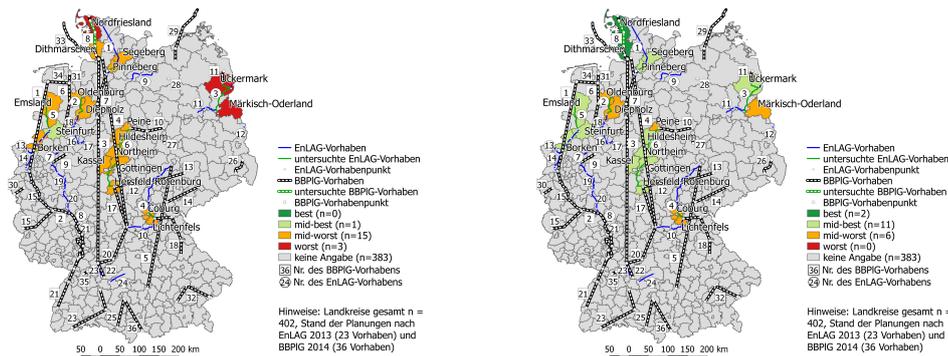


Abbildung 0.5: Geographische Darstellung der Ergebnisse der Widerstands- (linke Grafik) und Engagementrate (rechte Grafik) im Untersuchungsraum. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

Ermittelt wurden sechs Landkreise mit hohen Widerständen und mittlerem Engagement mit Verzögerungszeiten von durchschnittlich ca. sechs Jahren bei der Vorha-

benrealisierung. Schon geringer, mit vier Jahren, sind die durchschnittlichen Verzögerungszeiten in den zwölf Landkreisen, die zwar mit vergleichbaren Widerständen, aber höherem Engagement bewertet wurden.

Integration der Schlüsselfaktoren in das Modell

Wie zu erwarten, zeigt sich bei den verschiedenen Einflussfaktoren eine große Bandbreite, geprägt von regionalen Unterschieden. Beispielsweise sind die Bedingungen einer erfolgreichen finanziellen Beteiligung in Schleswig Holstein nicht mit denen in Brandenburg vergleichbar. Trotz solcher Unterschiede sollen für das Simulationsmodell Faktoren festgelegt werden, die generell zur Darstellung der Dimension gesellschaftliche Akzeptanz geeignet sind. Wie die bisherigen Ergebnisse hierfür zusammengefasst und in einen einzigen Parameter überführt werden, der direkt in ein Modell einfließen kann, wird nachfolgend beschrieben.

Windausbau

Gesellschaftliche Akzeptanz steht i.d.R. im Zusammenhang mit der genutzten Fläche für Windenergie, genannt werden: Die Flächengröße, Art der Flächen, wie bspw. Wald, Naturparks sowie dazugehörige naturschutzrechtliche Belange. Ebenfalls, im Zusammenhang mit Flächen, häufig angeführt, sind die Nutzung angrenzender Flächen wie bspw. Erholungsflächen für den Tourismus sowie der Anteil zur verfügbaren Gesamtfläche. Allgemeiner, aber auch im Zusammenhang mit Fläche, gelten das Landschaftsbild sowie steigender Flächendruck (auch in windstarken Regionen) als wichtige Einflussfaktoren. Aufgrund all dieser Faktoren wird, die mit Windanlagen bebaute Fläche als Schlüsselfaktor identifiziert. Allerdings ist sie als absolute Größe für einen Vergleich nicht zielführend, sondern erst relativ zur Gesamtfläche eines Landkreises. Die Definition des Schlüsselfaktors lautet demzufolge: Anteil bebauter (Wind)Fläche im Verhältnis zur Gesamtfläche eines Landkreises.

Der zweite Schlüsselfaktor bildet den starken Zusammenhang zwischen gesellschaftlicher Akzeptanz und der Partizipation der Bevölkerung von der Planung bis zur Umsetzung von Windprojekten ab. Die Ergebnisse der qualitativen Untersuchungen zeigen, dass positive und negative Partizipation bei Planungsprozessen häufig bereits auf Ebene der Regionalplanung auf Zustimmung oder Kritik der Bevölkerung trifft. Partizipation findet in Form formeller und informeller Beteiligung statt. Sie tritt aber auch in Form eingereichter Bedenken beim Planfeststellungsverfahren auf, oder als aktive Bürgerinitiativen bei der Umsetzung bereits genehmigter Windparks. Eingeschlossen ist auch der vielfach genannte Nutzen für die Bevölkerung durch finanzielle Beteiligungskonzepte, von Steuereinnahmen auf Gemeindeebene,

bis hin zur konkreten Beteiligung der lokalen Bevölkerung an den Projekten. Die Bevölkerung muss eingebunden werden, deshalb wird die Bevölkerungsdichte eines Landkreise als zweiter Schlüsselfaktor definiert.

Mit den definierten Schlüsselfaktoren konnte die Bandbreite der Einflussfaktoren reduziert und gleichzeitig eine Definition von gesellschaftlicher Akzeptanz für die Modellierung festgelegt werden. Die wesentliche Schwäche der Schlüsselfaktoren liegt in ihrer Unschärfe, trotzdem hat ihre Auswahl zwei wichtige Vorteile: 1. die Schlüsselfaktoren sind numerisch und können damit für alle Landkreise berechnet werden, 2. ihre Anzahl ist in einem Modell gut handhabbar. Die Schlüsselfaktoren sollen als Repräsentation der Belastung in Form eines Belastungsgrads in einem Landkreis durch Windenergie verstanden werden. Mathematisch umgesetzt durch die Multiplikation beider Schlüsselfaktoren:

$$\text{Belastungsgrad} = \frac{\text{bebauteWindfläche}}{\text{FlächeLandkreis}} \cdot \text{BevölkerungsdichteLandkreis} \quad (0.1)$$

Beide Größen, Flächenanteil und Bevölkerungsdichte beeinflussen die Belastung gleichermaßen. Bei nur geringer Bevölkerungsdichte steigt die Belastung durch zunehmende Flächenanteile, bei hoher Bevölkerungsdichte hingegen steigt die Belastung bereits bei geringen Flächenanteilen. Die Belastung ist nicht direkt mit gesellschaftlicher Akzeptanz gleichzusetzen. Denn es gibt z.B. Landkreise in Schleswig Holstein mit hoher Belastung und hoher gesellschaftlicher Akzeptanz oder Landkreise in Brandenburg mit geringer Belastung und schwacher gesellschaftlicher Akzeptanz. Der Faktor dient als Dimension gesellschaftlicher Akzeptanz, die zur Verteilungsregelung von Windenergieleistung in Modellen herangezogen werden kann, aber gleichzeitig mit qualitativen Ergebnissen betrachtet werden muss. Die Berechnungsgrößen sind flächendeckend für alle deutschen Landkreise verfügbar, wodurch für jeden Landkreis die heutige Belastung (Ist-Belastungsgrad) ermittelt werden kann. Ferner bietet die Berechnungsweise die Möglichkeit eine maximale Belastung pro Landkreis zu bestimmen (Belastungsgrad MAX). Ist- und MAX-Wert bilden damit, neben den technischen und ökonomischen, weitere Grenzen für jeden einzelnen Landkreis, zwischen denen die zukünftige Bebauung festgelegt werden kann.

In Abbildung 0.6 sind die Ist-Belastungsgrade und die maximalen Belastungsgrade dargestellt als Isolinien, d.h. Linien gleicher Belastung. Die Ist-Belastung basiert auf der Datengrundlage von 2014. Die maximale Belastung basiert auf der Annahme, dass die gesamte zur Verfügung stehende Weißfläche für Windenergie genutzt wird. Dargestellt als Punkte sind die deutschen Landkreise (abzüglich der deutschen Städ-

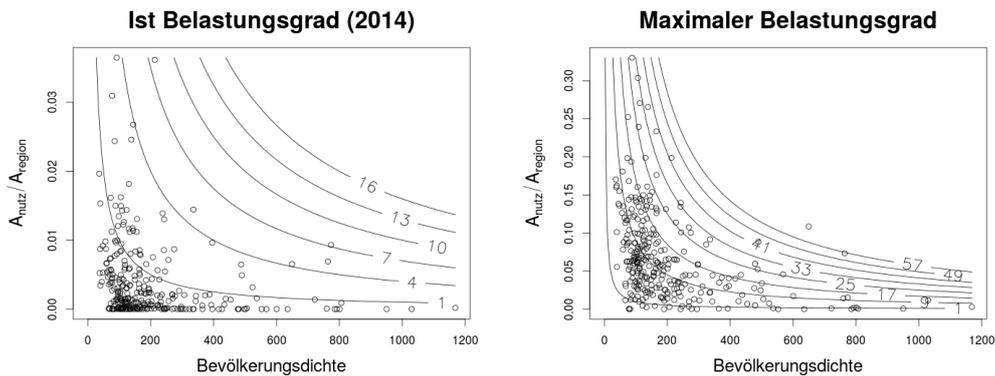


Abbildung 0.6: Ist Belastungsgrad im Jahr 2014 und maximaler Belastungsgrad, wenn die gesamte Weißfläche für Windenergie genutzt wird. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

te) anhand ihrer genutzten Fläche für Windenergie zu ihrer gesamten Landesfläche und ihrer Bevölkerungsdichte, also mit ihren Belastungsgraden.

Netzausbau

Parallel dazu wurden für den Bereich Netzausbau mit einer Regressionsanalyse rein statistische Zusammenhänge zwischen Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz und den realen Verzögerungszeiten aller EnLAG-Vorhaben untersucht. Den stärksten Einfluss haben demnach die Faktoren Bruttoinlandsprodukt pro Kopf und die Bestandsstromtrassen. Ziel der Analyse war eine Prognose von Verzögerungszeiten für alle Landkreise anhand der vorliegenden Daten. Berechnet wurden durchschnittlich 4,5 Jahre. Die konkreten Ergebnisse zeigt Abbildung 0.7.

Im Osten ergaben sich deutlich höhere Verzögerungsrisiken als im Süden. Da im Süden bisher allerdings weniger Vorhaben realisiert wurden, flossen auch keine Verzögerungszeiten in die Analyse ein. Mit einer Kombination der Ergebnisse aus der Fall- und der Regressionsanalyse wurden Verzögerungszeitspannen festgelegt, die auf alle Landkreise Deutschlands übertragen werden konnten. Neben den realen Verzögerungszeiten wurden auch Engagementraten für alle deutschen Landkreise erhoben. Für die Mehrheit wird mittleres Engagement prognostiziert. Aus Verzögerungsprognosen und Engagementraten werden Widerstandsraten für alle Landkreise abgeleitet, die zur Erstellung von den drei Netzszenarien low, mid und high für alle EnLAG- und BBPIG-Vorhaben genutzt werden. Die geringste Verzögerungszeitspanne mit 0, 2 und 5 Jahren liegt im Szenario low vor, eine mittlere mit 1, 3,5 und 7 Jahren im Szenario mid und die höchste mit 2, 5 und 9 Jahren im Szenario high, dargestellt in Abbildung 0.8.

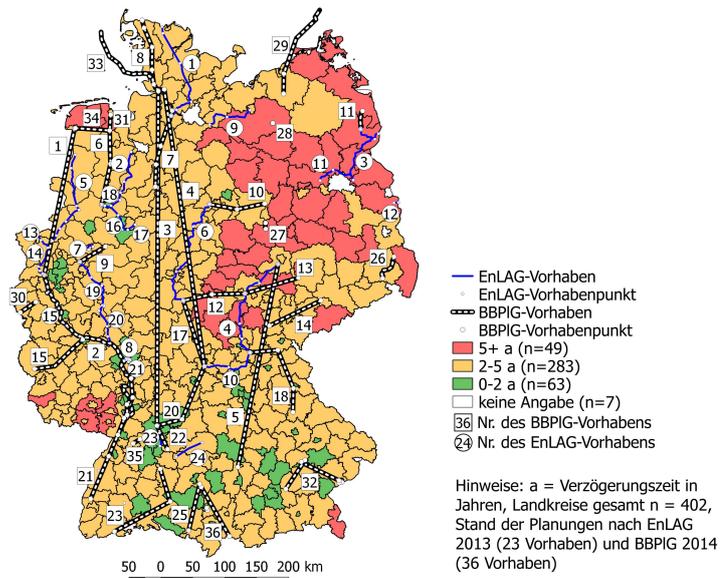


Abbildung 0.7: Verzögerungsprognosen je Landkreis auf Basis des Regressionsmodells. Eigene Darstellung IZT Berlin

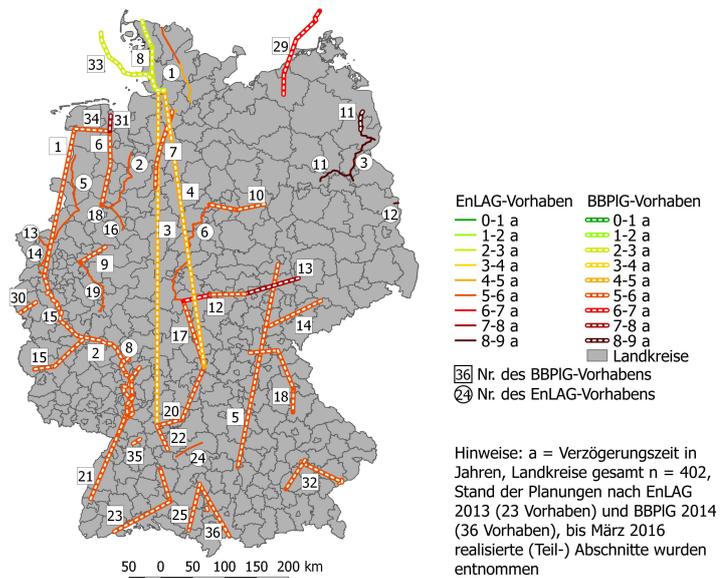


Abbildung 0.8: Verzögerungsannahmen pro Vorhaben im Netzscenario high. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

Mithilfe der breiten qualitativen Untersuchungen werden die zahlreichen sozial-ökologischen Einflussfaktoren auf jeweils eine Dimension gesellschaftlicher Akzeptanz in den Netz- und Windausbauszenarien reduziert, die in der Energiesystemmo-

dellierung nutzbar sind. Für den Netzausbau ist diese Dimension als Zeitverzögerung gegenüber der ursprünglich geplanten Inbetriebnahme definiert, ermittelt aus Widerstand und Engagement. Beim Windausbau ist diese der Belastungsgrad, berechnet aus dem Produkt von Flächenanteil und Bevölkerungsdichte. Beide Dimensionen sind natürlich nicht direkt mit gesellschaftlicher Akzeptanz gleichzusetzen, sondern Variablen in Energieszenarien, mit denen Effekte simuliert werden können. Nach ihrer Definition mussten die Dimensionen in Energieszenarien bestimmt werden, d.h. es musste ein Belastungsgrad pro Landkreis festgelegt und die Verzögerungszeiten der Netzszenarien auf alle Netzausbauvorhaben verteilt werden. Anschließend wurden Energiesystemsimulationen bis zum Zieljahr 2050 durchgeführt. Wind- und Netzszenarien wurden getrennt analysiert, d.h. variiert wurde immer nur eine Dimension pro Szenario, damit die Effekte dem Belastungsgrad oder den Zeitverzögerungen zugeordnet werden konnten.

Zukunftsszenarien und Simulation mit dem Strommarktmodell

Windausbau

Vor den Simulationsrechnungen zum Windausbau konnten, mit der gegebenen Definition, die heutigen Belastungen durch Windenergie in allen Landkreisen berechnet werden. Sie liegen zwischen 0,00 - 7,71 *Einwohner/km²*. Es zeigt sich, dass 57 % der installierten Gesamtleistung in 85 % aller Landkreise mit Belastungsgrad kleiner 1,00 *Einwohner/km²* stehen. Somit stehen 43 % der installierten Leistung in nur 15 % aller Landkreise, mit bis zu sechsmal höheren Belastungsgraden. Abbildung 0.9 zeigt die heutigen Belastungsgrade durch Windenergie auf Basis der installierten Windleistung im Jahr 2014.

Allerdings zeigen die qualitativen Untersuchungen, dass eine hohe Belastung nicht zwangsläufig schlechte Akzeptanz bedeutet. Genauso wenig sind Landkreise mit niedrigen Belastungen frei von Akzeptanzproblemen. Ein einfacher Kausalzusammenhang zwischen Belastung und Akzeptanz ist nicht nachweisbar, sondern nur sinnvoll mit den qualitativen Untersuchungsergebnissen zu interpretieren.

Um Verteilungseffekte auf die Windenergieleistung im Jahr 2050 zu untersuchen, musste für jeden Landkreis ein zukünftiger Belastungsgrad eingesetzt werden. Dieser sollte alle Landkreise fair belasten, d.h. verfügbare Flächen aller, und nicht nur der windstärksten Landkreise für den Ausbau nutzen. Deshalb wurde ein identischer Belastungsgrad berechnet, mit dem die Zielleistung von ca. 100 GW im Jahr 2050 erreicht werden kann. Mit diesem gleichverteilten Belastungsszenario wird eine Entwicklung bis zum Jahr 2050 abgebildet, bei der der Belastungsgrad in den

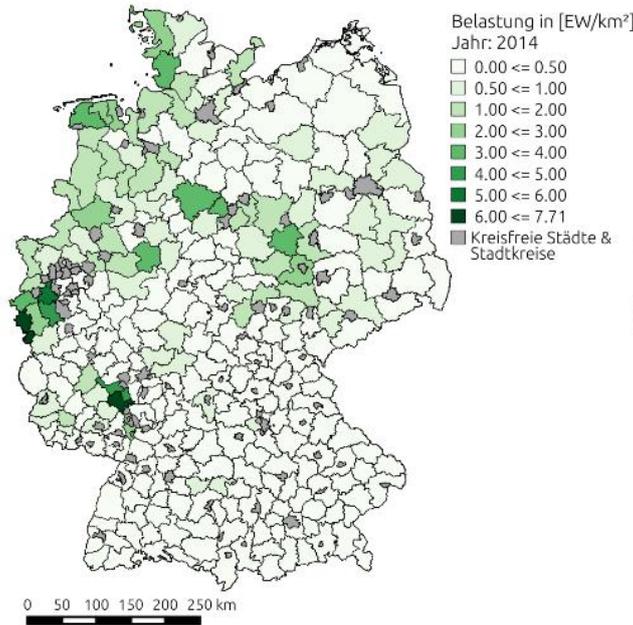


Abbildung 0.9: Ist-Belastungsgrade je Landkreis in Bezug auf Windenergie im Jahr 2014. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

Landkreisen das einzige Ausbaukriterium der Windkraft darstellt. Das bedeutet, das technische Potenzial wurde durch einen vorgegebenen Belastungsgrads b_{bal} begrenzt (Gleichung 0.2). Dieser vorgegebene Belastungsgrad wird entsprechend der zu installierenden Gesamtleistung so berechnet, dass er in allen Landkreisen gleich groß ist und eine gleichverteilte gesellschaftliche Belastung darstellt. In Landkreisen, in denen dieser vorgegebene Belastungsgrad die maximale Belastung übersteigt, ist der Ausbau auf die verfügbare Weißfläche begrenzt (Gleichung 0.3). Im Rahmen dieses Szenarios wurde mit Gleichung 0.4 die heute bereits installierte Windleistung berücksichtigt.

$$b_i = b_{bal} = \frac{\sum P_{bal,i}}{\sum \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot p_i}}, \forall i \in R_{bal} \quad (0.2)$$

$$b_i = b_{max,i}, \forall i \in \{R \mid b_{bal} > b_{max,i}\} \quad (0.3)$$

$$b_i = b_{ist,i}, \forall i \in \{R \mid b_{bal} < b_{ist,i}\} \quad (0.4)$$

mit:

b_{bal}	<i>Einwohner/km²</i>	Gleichverteilter Belastungsgrad
P_{bal}	<i>MW</i>	Entsprechende gleichverteilte installierte Windleistung
R_{bal}	-	Menge der Regionen mit gleichverteiltem Belastungsgrad

Der bei einem Ausbau von 100 GW Windleistung ermittelte Belastungsgrad beträgt $1,25 \text{ Einwohner/km}^2$. Dieses Szenario wird mit dem verglichen, das nur nach ökonomischen Kriterien definiert ist (siehe Abbildung 0.10). Es zeigt sich, dass dieser Ansatz zu einer Umverteilung von Windleistung primär von Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen nach Bayern und Mecklenburg-Vorpommern führt. Trotz des teilweise deutlichen Zubaus blieb der Flächenanteil zur Windenergienutzung in allen Bundesländern bei unter 2 %. Der gewählte Belastungsgrad führt allerdings in zwei Landkreisen Mecklenburg-Vorpommerns zu einem enormen Zubau, was vor allem auf die geringe Bevölkerungsdichte zurückzuführen ist. In Bayern hingegen findet auch eine Umverteilung zwischen den Landkreisen statt. So geht der Zubau in der Hälfte der Landkreise zurück, in den restlichen aber kommt es zu einer erheblichen Steigerung. Diesen Ergebnissen zufolge, führt selbst ein vergleichsweise niedriger Belastungsgrad in Landkreisen mit geringer Bevölkerungsdichte zu sehr hohen Zubauraten. Diese sind zwar theoretisch möglich, aus heutiger Perspektive gesellschaftlich aber wenig plausibel, denkbar sind Optimierungen per Zubaugrenzen. Prinzipiell gibt es aufgrund der großen potentiellen Flächen für Windenergie in Deutschland, auch bei vollständig erneuerbarer Stromversorgung immer noch enorm viele Möglichkeiten zur Verteilung der Anlagen. Die Herausforderung besteht deshalb darin, plausible regionale Verteilungen zu finden. Hierfür sind die qualitativen Untersuchungsergebnisse eine wichtige Basis. Zukünftig könnten partizipative Verfahren die Optimierungen ergänzen, indem z.B. Grenzwerte direkt mit Akteuren der Landkreise festgelegt werden können. Eine deutschlandweite Simulation bietet dabei den Vorteil, dass die Auswirkungen von Entscheidungen einer Region direkt in anderen Regionen sichtbar werden.

Neben der Begrenzung der Flächen durch eine identische Belastung in allen Landkreisen, wurde zusätzlich untersucht, ob der Ausbau ohne Nutzung von Naturparkflächen möglich ist. Denn aus den Untersuchungen wurde deutlich, dass die Bebauung von Naturparks immer wieder Grundlage aktiven Widerstandes gegen die Windenergie darstellt. Hier zeigen die Simulationsergebnisse, dass in allen Bundesländern (außer dem Saarland), auch nach Abzug der Naturparkflächen noch deutlich mehr Weißfläche als notwendig zur Verfügung steht. Mithilfe der Simulationen wurde bestätigt, dass auch unter verstärkter Berücksichtigung der gesellschaftlichen Akzeptanz im Bereich Windenergie, hier bei gleicher Belastung aller Landkreise, und ohne Bebauung weiterer Naturparkflächen eine größtenteils erneuerbare Energieversorgung bis 2050 möglich ist. Insgesamt sind die Unterschiede bei aggregierter Betrachtung von

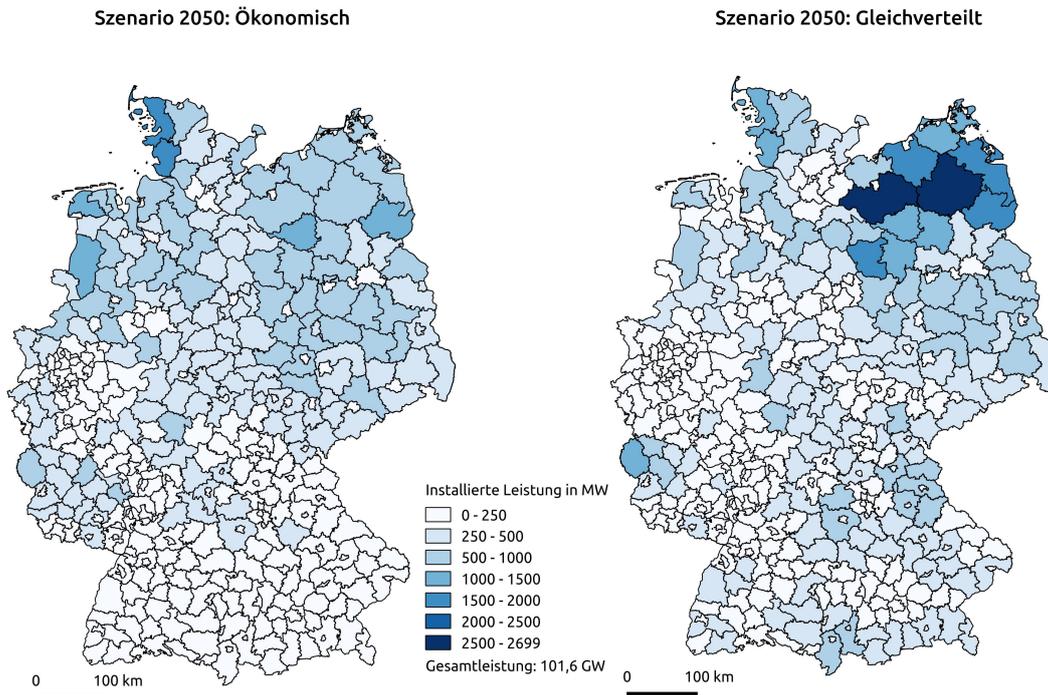


Abbildung 0.10: Installierte Windleistung in 2050 für alle deutschen Landkreise in MW mit einer Gesamtleistung von 101,6 GW: Ökonomisches Szenario und gleichverteiltes Belastungsszenario: Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

erzeugter Strommenge, Transit und Export im Vergleich zum ökonomischen Szenario gering. Mit der höheren regionalen Auflösung in beiden Szenarien werden die zum Teil deutlichen Unterschiede beim Ausbau in den Landkreisen sichtbar. Entsprechend der höheren Ausbauraten steigen produzierte Strommenge und Export besonders in Mecklenburg-Vorpommern und Bayern. Die Standortverluste aufgrund der Restriktion durch den Belastungsgrad führen verglichen mit dem ökonomischen Szenario mit einer Windstromproduktion von 219 TWh zu einer geringeren Stromproduktion von ca. 17 TWh. Hierfür konnten mithilfe von Stromgestehungskosten zwischen 5 - 8 ct/kWh in 2050 spezifische Mehrkosten von 0,16-0,25 ct/kWh (bei einem Stromverbrauch von 518 TWh in 2050) kalkuliert werden.

Netzausbau

Aus den Projektergebnissen lässt sich schlussfolgern, dass starkes Engagement, unabhängig vom zu erwartenden Widerstand, zu einer geringeren Zeitverzögerung führt. Da für die Mehrheit der Landkreise mittleres Engagement ermittelt wurde, können sich je nach Fortentwicklung des Engagements geringe oder hohe Zeitverzögerungen

ergeben. Verringert sich das Engagement, drohen in der Mehrheit der Landkreise Zeitverzögerungen von mehr als zwei Jahren. Da in 49 Landkreisen zudem die Gefahr starker Widerstände besteht, können leicht Verzögerungen von mehr als fünf Jahren auftreten. Hierbei ist zusätzlich zu bedenken, dass die in den Netzszenarien low, mid und high eingesetzten Zeiten auf heutigen Daten basieren und zukünftig vermutlich höhere Verzögerungen vorkommen werden. Vor allem Erfahrungen aus BBPIG-Vorhaben sind bisher kaum in die Entwicklung der Netzszenarien eingeflossen.

Da die Mehrheit der Landkreise mittleres Engagement aufweist, lag es nahe zu überprüfen, ob und wodurch das Engagement gesteigert werden könnte. Hierfür wurde, im Modell, eine umfangreichere Öffentlichkeitsbeteiligung angenommen, wodurch sich die Engagementrate überall erhöhte, allerdings nur in drei Landkreisen soweit, dass sich dadurch niedrigere Verzögerungszeiten ergaben. Dies legt die Vermutung nahe, dass nicht einzelne Maßnahmen sondern Maßnahmenbündel Verzögerungsrisiken verringern.

In allen drei Netzszenarien waren Simulationen nur bis zum Jahr 2039 notwendig, weil mit dem aktuellen Datensatz bei den höchsten Verzögerungen von neun Jahren im höchsten Verzögerungsszenario die letzte Trasse 2039 in Betrieb ist. Gegenstand der Betrachtung waren die nicht gedeckte Last, der Stromtransit und die konventionelle Erzeugung. Bis zum Jahr 2026 bestehen in keinem Szenario Probleme bei der Nachfragedeckung, erst ab 2030 steigt die ungedeckte Last an, vor allem aufgrund des im Szenariorahmen angenommenen Braunkohle- und Atomausstiegs. Insgesamt sind die Unterschiede aller Netzszenarien im Vergleich zum Basisszenario gering. Selbst bei der höchsten Zeitverzögerung können insgesamt bis 2050 nur 2,5 % des Gesamtstrombedarfs nicht gedeckt werden, nur 0,1 Prozentpunkte mehr als im Basisszenario. Am deutlichsten sichtbar sind die Unterschiede bei den Stromtransitmengen. Hier ist die Menge bei den höchsten Verzögerungen um 46 % höher als im Basisszenario. Im Basisszenario beträgt die von 2015 bis 2039 erzeugte konventionelle Strommenge 5.158 TWh, im Szenario mit den höchsten Zeitverzögerungen müssen 19 TWh mehr produziert werden. Bereits diese geringe Menge führt in 25 Jahren zu 15 Mio. Tonnen mehr CO₂ als im Basisszenario. Die Auswirkungen der Netzszenarien sind in den berechneten Simulationen zwar vorhanden, aber noch gering. Dies ist auch auf die immer noch sehr optimistischen Annahmen für den Erfolg des Netzausbaus in Deutschland zurückzuführen. Demnach treten im Mittel, bis maximal ins Jahr 2039, Verzögerungen von fünf Jahren auf.

Erkenntnisse zur methodischen Einbindung qualitativer Faktoren

Verknüpfung von sozial- und ingenieurwissenschaftlicher Forschung und Praxispartnern: Die Integration qualitativer Faktoren erfordert eine Verknüpfung sozial- und ingenieurwissenschaftlicher Forschung, um eine gemeinsame Verwendung von Forschungsergebnissen zu gewährleisten. Daneben müssen frühzeitig Praxispartner eingebunden werden, um die Ergebnisse zu reflektieren und zu validieren. Transdisziplinäre Forschungsprojekte sind eine geeignete Plattform für die erforderliche Kommunikation.

Entwicklung eines Datenkonzeptes: Abgestimmt werden müssen Ablageformate, Umfang und Aussagekraft der Daten um daraus ein Verwaltungskonzept (z.B. in Form einer Datenbank) zu entwickeln. Auch hier sollten die Informationen der Praxispartner einbezogen und “übersetzt” werden.

Entwicklung eines Ablage- und Verwendungskonzeptes qualitativer Daten: Die Nutzung qualitativer Informationen für die Modellierung erfordert einheitliche Datenformate. Ziel ist die Verringerung von Komplexität und gleichzeitig wenig Informationsverlust. Zusätzlich muss die Datenablage erlauben auch umfangreiche Informationen abrufen zu können, um die Modellergebnisse zu interpretieren.

Bereitstellung hoch aufgelöster quantitativer Datensätze: Eine möglichst hohe regionale Auflösung der quantitativen Daten gewährleistet einen möglichst hohen Nutzungsgrad der qualitativen Daten.

Hohe Transparenz hinsichtlich Grenzen der Modellrechnungen gewährleisten: Die Integration gesellschaftlicher Akzeptanz in die Modellrechnungen hat methodische Grenzen. Menschliches Verhalten ist nicht modellierbar, so dass die Modellergebnisse immer von sozial- und ingenieurwissenschaftlicher Seite und von den Praxispartnern interpretiert werden sollten.

Vorteile integrierter Modelle nutzen: Neben allen Schwierigkeiten haben integrierte Modelle den entscheidenden Vorteil, die Details der Wirklichkeit präziser zu erfassen, da zuvor nicht erfasste Effekte sichtbar werden.

Innovationspotential integrierter Modelle ausbauen: Mit integrierten Modellen können Auswirkungen gesellschaftlicher und technischer Effekte direkt simuliert werden. Gleichermaßen können sozialwissenschaftliche Falluntersuchungen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem untersucht werden. Solche Modelle bieten das Potential als Partizipationsinstrument in Kommunen und Landkreisen eingesetzt zu werden.

Erkenntnisse für die Energiewende

Windenergie

- Die Verteilung der Windenergieleistung nach Kriterien gesellschaftlicher Akzeptanz führt zu keiner wesentlichen Effizienzverschlechterung bei der Stromerzeugung. Das bedeutet die ökonomischen Vorteile überwiegen nicht die von gesellschaftlicher Akzeptanz. Es ist daher nicht notwendig einzelne Landkreise, aufgrund von hoher Wirtschaftlichkeit, überproportional zu erträglichen Belastungen zu bebauen.
- In einem Windausbauszenario mit einer gleichen Belastung aller Landkreise entsteht in den Landkreisen Mecklenburg-Vorpommerns ein erheblicher Leistungszubau. Allerdings erfordert das Ziel einer nahezu vollständigen erneuerbaren Stromversorgung in keinem Bundesland Flächenanteile zum Ausbau der Windenergie von mehr als zwei Prozent der Landesfläche.
- Der Ausbaus der Windenergie zur vollständigen erneuerbaren Stromversorgung erfordert in keinem Landkreis die Bebauung von Naturparks oder Waldflächen.
- Trotz des Ansatzes der gleichen Belastung ist es fraglich, ob in einigen Landkreisen die entsprechende Leistung installiert werden kann. Es ist demzufolge denkbar, trotz des enormen technischen Potentials, dass die erforderliche Zielgröße für eine vollständig erneuerbare Stromversorgung in Deutschland, aufgrund von gesellschaftlicher Akzeptanz, nicht erreicht werden kann.

Netzausbau

- Unabhängig vom erwarteten Widerstand verringert starkes Engagement in den Landkreisen die Verzögerungsrisiken beim Netzausbau.
- Aktuell liegt in der Mehrheit aller deutschen Landkreise mittleres Engagement für den Netzausbau vor. Demzufolge ist die Höhe der Verzögerungszeiten auch davon abhängig wie sich das Engagement zukünftig entwickeln wird.
- Verschlechtert sich das heute mittlere Engagement in den Landkreisen, können leicht Verzögerungen von mehr als fünf Jahren auftreten.
- In die Analysen flossen mehrheitlich Informationen aus den EnLAG-Vorhaben ein. Bei den BBPIG-Vorhaben bestehen vor allem aufgrund ihrer Ausmaße erhebliche Verzögerungsrisiken, die hier noch nicht in die Analysen integriert sind.

- Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zeigen, dass mit steigenden Verzögerungszeiten vor allem die Stromtransitmengen und die Abschaltung von erneuerbaren Energien zunehmen.
- Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zeigen bei steigenden Verzögerungszeiten einen verstärkten Einsatz fossiler Kraftwerke, was zu steigenden CO₂-Emissionen führt.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	I
Abkürzungsverzeichnis	XXIII
Abbildungsverzeichnis	XXV
Tabellenverzeichnis	XXIX
1 Einführung	1
1.1 Ziel des Projektes	2
1.2 Aufbau des Projektes	2
1.3 Mathematische Modelle	3
1.4 Gesellschaftliche Akzeptanz	4
2 Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz von Windenergie	7
2.1 Methodik	7
2.2 Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz	8
2.3 Schlüsselfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz	9
2.4 Ergebnisse der Umfeldrecherche	10
2.4.1 Ebene der Bundesländer	10
2.4.2 Ebene der Planungsregionen	12
2.4.3 Ebene der Landkreise	13
2.4.4 Ebene der Gemeinden	13
2.5 Ergebnisse Akteursanalyse	15
2.5.1 Fokusgruppe	15
2.5.2 ExpertInneninterviews	15
2.5.3 Thesenauswertung	16
2.6 Methoden-Workshop	18
3 Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz beim Netzausbau	19
3.1 Methodik	19
3.2 Übergeordnete Erkenntnisse aus der Praxis	21
3.3 Erkenntnisse aus zwei Fallbeispielen	23
3.3.1 Fallbeispiel 1: Westküstenleitung Schleswig-Holstein	23
3.3.2 Fallbeispiel 2: Leitung Walle-Mecklar, Niedersachsen/Hessen	27

3.3.3	Schlussfolgerungen aus Fallbeispielen und Studien	29
3.4	Fokusgruppe	29
3.5	Systematische Erhebung gesellschaftlicher Akzeptanz	30
3.5.1	Indikatoren Widerstandsrate	33
3.5.2	Indikatoren Engagemtrate	36
3.6	Ergebnisse der Bewertungen in den ausgewählten Landkreisen	38
4	Analyse politisch-rechtlicher Rahmenbedingungen gesellschaftlicher Akzeptanz	43
4.1	Die Förderung Erneuerbarer Energien	43
4.2	Planung und Zulassung von Netzausbauprojekten	44
4.2.1	Stromnetzausbau nach EnLAG	45
4.2.2	Stromnetzausbau nach EnWG / NABEG	47
4.2.3	Beschleunigungswirkung der neuen Planungsverfahren	51
4.3	Politikempfehlungen aus Plan N und Plan N 2.0	51
4.3.1	Plan N im Jahr 2010 und die Bilanz 2012	52
4.3.2	Plan N 2.0 von 2013	54
4.3.3	Akzeptanzfaktoren aus Plan N und Plan N 2.0	57
4.4	Politisch-rechtliche Einflussfaktoren	57
5	Auswertung und Integration sozial-ökologischer Schlüsselfaktoren in das Strommarktmodell	61
5.1	Aufbau einer Datenbank im Projekt	61
5.1.1	Datengrundlage	62
5.1.2	Entity-Relationship-Modell	67
5.1.3	Verwendungsmöglichkeiten der Projektdatenbank	69
5.1.4	Integration qualitativer Untersuchungen	69
5.2	Statistische Auswertungen	71
5.2.1	Netz: Regressionsmodell	72
5.2.1.1	Akzeptanzfaktoren	72
5.2.1.2	Erhebung Verzögerungszeiten der EnLAG Vorhaben	75
5.2.1.3	Räumliches Untersuchungsraaster	80
5.2.1.4	Modellformulierung	84
5.2.1.5	Verzögerungszeiten pro Rasterfeld	90
5.2.2	Wind	92
5.2.2.1	Korrelationsanalysen	92
5.2.2.2	Clusteranalysen	94
5.2.2.3	Belastungsgrad	98
5.3	Integration in die Modellierung	100
5.3.1	Szenarienmodul	100

5.3.2	Szenarioparameter Verzögerungszeit und Belastungsgrad . . .	101
5.4	Vorarbeiten für Netzausbauszenarien	102
5.4.1	Verknüpfung qualitativer und quantitativer Analysen	102
5.4.2	Überprüfung der Verzögerungsannahmen	104
5.5	Vorarbeiten für Windszenarien	105
5.5.1	Kartierung der Weißfläche	106
5.5.1.1	Erweiterte Datengrundlage	106
5.5.1.2	Bestimmung der Weißfläche	107
5.5.2	Technisches Ausbaupotenzial	109
5.5.2.1	Erweiterte Datengrundlage	110
5.5.2.2	Ausbaualgorithmus: Flowchart	110
5.5.2.3	Ergebnisse	116
5.5.3	Ermittlung des aktuellen und maximalen Belastungsgrads . .	116
6	Definition und Simulation von Zukunftsszenarien im Strommarktmodell	119
6.1	Erweiterung von renpass zu renpassGIS	120
6.1.1	Open Energy System Modeling Framework (oemof)	120
6.1.2	Entwicklung der Applikation renpassGIS	123
6.2	Szenarientwicklung	125
6.2.1	Definition allgemeiner Szenarioparameter	125
6.2.1.1	Basisszenario	126
6.2.1.2	VerNetzen-100 Szenario	126
6.2.1.3	Erneuerbare Energien	128
6.2.1.4	Speicher	130
6.2.1.5	Konventioneller Kraftwerkspark	131
6.2.1.6	Netzstruktur	133
6.2.1.7	Weitere Parameter	134
6.2.2	Definition Netzausbauszenarien	135
6.2.2.1	Trassenfindung zur Szenarioentwicklung	135
6.2.2.2	Verzögerungen in den Netzausbauszenarien	138
6.2.3	Definition Windszenarien	143
6.2.3.1	Ökonomischer Windausbau	143
6.2.3.2	Windausbau nach gleichverteilter Belastung	144
6.3	Sozial-ökologische Effekte der Szenarien	146
6.3.1	Netz	146
6.3.2	Wind	150
6.4	Simulationsergebnisse	160
6.4.1	Kraftwerkseinsatz	162
6.4.2	Netzausbau	165
6.4.3	Windausbau	170

7 Fazit	175
7.1 Wichtigste Ergebnisse	175
7.2 Ausblick	183
8 Handlungsempfehlungen	187
Literaturverzeichnis	191

Abkürzungsverzeichnis

AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
AGS	Amtlicher Gemeindeschlüssel
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BBSR	Bundesministerium für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BFP	Bundesfachplanung
BI	Bürgerinitiative
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BKG	Bundesamt für Kartographie und Geodäsie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CLC	Corine Land Cover
CoastDat2	Klimadatensatz des Helmholtzzentrums Geesthacht
DBMS	Datenbankmanagementsystem
dena	Deutsche Energie-Agentur
DKRZ	Deutsches Klimarechenzentrum
DLM	Digitales Landschaftsmodell
DUH	Deutsche Umwelthilfe e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMF	Elektromagnetische Felder
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ER	Entity Relation
FFH-Gebiet	Flora-, Fauna-, Habitatgebiet
FG UPSY	Forschungsgruppe Umweltpsychologie
GEM	Gemeinde
GIS	Geoinformationssystem

GPS	Global Positioning System
IZES	Institut für Zukunftsenergiesysteme
IZT	Institut für Zukunftstechnologien und Technologiebewertung
KR	Kreis
kV	Kilovolt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LK	Landkreis
MELUR	Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
oemof	Open Energy Modelling Framework
OSM	Open Street Map
OVGU	Otto-von-Guericke-Universität
PFV	Planfeststellungsverfahren
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
renpass	Renewable Energy Pathways Simulation System
RLI	Reiner Lemoine Institut
ROV	Raumordnungsverfahren
SPA	Special Protection Area
SQL	Structured Query Language
TÖB	Träger öffentlicher Belange
UBA	Umweltbundesamt
UTM	Universal-Transversal-Mercator
UW	Umspannwerk
WKA	Windkraftanlage
ZNES	Zentrum für nachhaltige Energiesysteme
ÖSM	Ökologisches Schienenmanagement
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Abbildungsverzeichnis

0.1	Übersicht zur Vorgehensweise bei der Erstellung von Netz- und Windausbauszenarien	III
0.2	Projektdatenbank	IV
0.3	Untersuchungsraum zu Windenergie	V
0.4	Auszug aus Projektdatenbank	VI
0.5	Ergebnis der Widerstands- und Engagementrate im Untersuchungsraum	VI
0.6	Belastungsgrade: Ist und Max	IX
0.7	Verzögerungsprognosen je Landkreis auf Basis des Regressionsmodells	X
0.8	Netzscenario „high“: Verzögerungsannahmen pro Vorhaben	X
0.9	Belastungsgrade je Landkreis im Jahr 2014	XII
0.10	Vergleich Windszenarien ökonomisch und gleichverteilte Belastung .	XIV
3.1	Indikatorensystem Widerstandsrate	36
3.2	Indikatorensystem Engagementrate	38
3.3	Ergebnisse Widerstands- und Engagementrate in den 19 untersuchten Landkreisen	39
3.4	Gesamt Widerstands- und Engagementraten und Verzögerungszeiten aller EnLAG Vorhaben	40
3.5	Widerstands- und Engagementraten aufgeschlüsselt nach Einzelindi- katoren	41
3.6	Häufigkeiten der Kombination von Engagement und Widerstandstypen	41
3.7	Durchschnittliche Verzögerungszeit pro Vorhaben pro Typen Kombi- nation	41
3.8	Ergebnis der Widerstands- und Engagementrate im Untersuchungsraum	42
4.1	Planungsverfahren für Stromleitungen	47
4.2	Die fünf Planungsstufen für zentralen Stromtrassen	48
4.3	Plan N (2010), Bilanz Plan N (2012), Plan N 2.0 (2013)	52
5.1	Kreistabelle des BKG - Datensatzes in UTM Zone 32	64
5.2	ER - Modell des VN - Datenbankschemas	68
5.3	Verknüpfung statistischer Daten der Regionaldatenbank mit der Krei- stabelle des BKG	70
5.4	Untersuchungsraum zu Windenergie	70

5.5	EnLAG-Vorhaben akzeptanzbedingten Verzögerungen	77
5.6	EnLAG-Verzögerungszeiten der Teilabschnitte im Vergleich	78
5.7	Verzögerungen nach Akzeptanzmeldung und Erhebungsebene	80
5.8	Rasterzuweisung von Statistiken der Verwaltungsgebiete	81
5.9	Rasterfeldzuweisung der Trassendaten	82
5.10	Rasterfeldzuweisung von Polygonflächen	82
5.11	Beispiel des Rastergitters mit Datenerhebung	84
5.12	Modellauswahl des multiplen Regressionsmodells	87
5.13	Auswahl Modellvariablen zur Verzögerungsprognose	90
5.14	Ergebniskarte zur Zeitverzögerungsprognose „Modell 3“	91
5.15	Korrelationen nach pearson und spearman	93
5.16	Entwicklung der Windenergieleistung und Entwicklung der Bauland- preise	94
5.17	Auswahl an Regionsclustern	96
5.18	Entwicklung des Windenergieausbaus in Deutschland bis 2015	97
5.19	Windentwicklungen der Cluster early, constant und late	97
5.20	Prozentualer Anteil verbindlicher Flächenausweisungen zur Windenergie- bebauung an der Landkreisfläche	98
5.21	Szenarienmodul	101
5.22	Verzögerungsprognosen pro Kreis	104
5.23	Verwendung ähnlicher Objektkategorien zur Erhöhung der Datenqua- lität	107
5.24	Programmablaufdiagramm - Ermittlung des theoretisch - technischen Potentials	112
5.25	Programmablaufdiagramm - Suchalgorithmus	115
5.26	Identifikation von Standorten auf der Weißfläche	115
5.27	Belastungsgrade: Ist und Max	118
6.1	Konzept des Energiesystemmodellierungsframeworks	121
6.2	Modellierung eines einfachen Energiesystems innerhalb des Frame- works oemof	123
6.3	Regionale Auflösung der Applikation renpassG!S	124
6.4	Szenarienvergleich: Installierte Leistung EE 2050	127
6.5	Modellübersicht zur Szenarioerstellung des Netzausbaus	137
6.6	Veranschaulichung der Suchumfeldbestimmung zur Trassenfindung .	137
6.7	Graphenerstellung für die Trassenfindung	138
6.8	Netzscenario „low“: Verzögerungsannahmen pro Vorhaben	140
6.9	Netzscenario „mid“: Verzögerungsannahmen pro Vorhaben	140
6.10	Netzscenario „high“: Verzögerungsannahmen pro Vorhaben	141
6.11	Übertragungskapazitäten zwischen Austauschregionen	142

6.12	Ergebniskarte zur Zeitverzögerungsprognose „Modell 3“	147
6.13	Ergebniskarte zur Engagementsrate in allen Landkreisen	148
6.14	Ergebniskarte zur Engagementsrate in allen Landkreisen nach modifizierter Bewertung	149
6.15	Belastungsgrad 2014 und 2050: Belastung nach ökonomischem Ausbau und nach gleichverteilter Belastung	151
6.16	Belastungsgrade je Landkreis im Jahr 2014	152
6.17	Belastungsgrade je Landkreis im Jahr 2050	153
6.18	Installierte Leistung der Windszenarien pro Bundesland 2050	154
6.19	Für Windenergie genutzter Anteil der Landesfläche 2050	154
6.20	Anteil an genutzter Weißfläche zur gesamten Potenzialfläche 2050	155
6.21	Installierte Leistung der Windszenarien pro Planungsregion 2050	156
6.22	Vergleich Windszenarien „ökonomisch“ und „gleichverteilte“ Belastung	157
6.23	Differenz der installierten Leistung pro Kreis der Windszenarien 2050	158
6.24	Differenz der Anzahl an Windenergieanlagen 2050 pro Kreis	159
6.25	Differenz der Anzahl an Windenergieanlagen 2050 in Bayern	160
6.26	Anzahl der installierten Windenergieanlagen in Mecklenburg-Vorpommern 2050	161
6.27	Kraftwerkseinsatz 2025: Szenario base und Szenario high	162
6.28	Kraftwerkseinsatz 2035: Szenario base und Szenario high	163
6.29	Kraftwerkseinsatz 2050: Ökonomisches und gleichverteiltes Belastungsszenario	164
6.30	Simulationsergebnisse Netzszenarien: Nicht gedeckte Last in Deutschland in TWh	166
6.31	Simulationsergebnisse Netzszenarien: Summe der ggü. dem Basisszenario im Szenariozeitraum nicht gedeckte Last	167
6.32	Simulationsergebnisse Netzszenarien: Transportierte Strommenge (Transit) in Deutschland	168
6.33	Simulationsergebnisse Netzszenarien: Differenz des aggregierten Transits zum Basisszenario im Szenariozeitraum	169
6.34	Simulationsergebnisse Netzszenarien: Aus konventionellen Kraftwerken erzeugte Strommenge in Deutschland	169
6.35	Simulationsergebnisse Netzszenarien: Differenz der aggregierten Summe der konventionell erzeugten Strommengen der ggü. dem Basisszenario	170
6.36	Differenz der installierten Windleistung pro Dispatch-Region	171
6.37	Differenz elektrischer Strommengen pro Dispatch-Region	172
7.1	Projektdatenbank	175
7.2	Untersuchungsraum zu Windenergie	176
7.3	Auszug aus Projektdatenbank	177

7.4	Ergebnis der Widerstands- und Engagementrate im Untersuchungsraum	178
7.5	Verzögerungsprognosen je Landkreis auf Basis des Regressionsmodells	179
7.6	Netzscenario „high“: Verzögerungsannahmen pro Vorhaben	180
7.7	Belastungsgrade je Landkreis im Jahr 2014	181

Tabellenverzeichnis

1.1	Dimensionen der Akzeptanz	5
2.1	Beschlüsse und Maßnahmen der Bundesländer zur gesellschaftlichen Akzeptanz mit dem Fokus Windenergie	10
3.1	Die Netzentwicklungsinitiative in Schleswig-Holstein	24
4.1	Empfehlungen des Plan N 2.0 zu den 5 Stufen der Stromnetzplanung nach EnWG/NABEG	55
4.2	Einflussfaktoren Um- und Ausbau der Stromnetze	58
5.1	Importierte Tabellen der Regionaldatenbank auf Kreis- & Gemeindeebene	63
5.2	Übersicht Akzeptanzfaktoren	72
5.3	Untersuchungskriterien	73
5.4	EnLAG-Vorhaben mit akzeptanzbedingte Verzögerungen	78
5.5	Auswertung Prognosemodell zur Verzögerung	88
5.6	Verzögerungsannahmen Widerstand- und Engagement	103
5.7	Mindestabstände für Ausschlussgebiete	108
6.1	Installierte Leistung EE 2050 der Anrainerstaaten	126
6.2	Basisszenario und VerNetzen-100 Szenario: Installierte Leistung EE für Deutschland 2050	127
6.3	Wirkungsgradklassen konventioneller Kraftwerke	132
6.4	Technische Nutzungsdauer konventioneller Kraftwerke	133
6.5	CO ₂ Emissionswerte	134
6.6	O&M Kosten der Kraftwerke	135
6.7	Rohstoffpreise 2014 und 2050	136

1 Einführung

Mit Energieszenarien werden die Rahmenbedingungen der Energieversorgung beschrieben. Ihr zentraler Gegenstand ist das Energiesystem, dessen Komplexität mit Modellen möglichst gut erfasst werden soll. Energiesystemmodelle sind deshalb ein wichtiges Instrument im politischen Diskurs der deutschen Energiewende. AkteurInnen fordern immer wieder einen einzigen gültigen Umsetzungsplan als Grundlage für die Transformation des Energiesystems. Einen solchen statischen Masterplan können Modelle aber nicht liefern. Dies begründet sich wesentlich durch die bereits dynamischen und komplexen Eingangsdaten, aufgrund derer es unendlich viele Lösungsmöglichkeiten zur Gestaltung unseres zukünftigen Energiesystems gibt. Ein Dialog mit allen AkteurInnen der Energiewende ist daher unumgänglich. Dabei sollten zur Diskussion gestellt werden, die Annahmen der Modellrechnungen, die generierten Lösungen sowie der bestehende Kontext. Der Anspruch von Energiesystemmodellierung besteht darin, stetig die Berechnungsmethoden weiterzuentwickeln. Daneben zeigt sich der Mehrwert eines Modells aber darin Komplexitäten auf das Wesentliche zu reduzieren. Grundsätzlich sollten Arbeiten mit Szenarien, Modellen und Simulationen wissenschaftlich valide, transparent und ergebnisoffen sein (acatech, 2015).

Gegenwärtige Modelle zur Simulation des zukünftigen Energiesystems beruhen überwiegend auf technischen und ökonomischen Kriterien. Aktuelle Entwicklungen zeigen jedoch, dass soziale und ökologische Faktoren zunehmend an Bedeutung gewinnen. Dies zeigt insbesondere die gesellschaftliche Akzeptanz beim Ausbau der Windenergie und dem Stromübertragungsnetz in Deutschland. Daher sind diese Themenfelder Hauptgegenstand des Forschungsprojektes VerNetzen, anhand derer ein Ansatz zur Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Modellierung erarbeitet wird. Im Anschluss daran werden mit dem entwickelten Verfahren die Effekte auf die Verteilung der Windenergieleistung und den Netzausbau untersucht und Schlussfolgerungen abgeleitet. Neben den quantitativen Ergebnissen der Modellrechnungen, wird ihre Verwendbarkeit bei gesellschaftlichen Dialogen ein weiteres Qualitätsmerkmal werden. In der Energiesystemmodellierung sind zukünftig interaktive Modelle denkbar, die AkteurInnen befähigen eigene Lösungsentwürfe miteinander zu diskutieren. Mittelfristig stellen sie damit ein Instrument für eine partizipative Zielgestaltung der

Energiewende dar. Die Ergebnisse im Forschungsprojekt bilden hierfür eine Grundlage.

1.1 Ziel des Projektes

Ziel des Projekts ist die methodische Integration sozial-ökologischer Faktoren gesellschaftlicher Akzeptanz, beim Windenergie- und Netzausbau, in ein Strommarktmodell sowie die Entwicklung von Ausbauszenarien bis 2050. Die Basis hierfür sind qualitative Ergebnisse heutiger lokaler Akzeptanzprobleme und quantitative ökonomische und technische Daten. Zukünftig sollen durch derartig gezielte Verknüpfungen sozial- und ingenieurwissenschaftlicher Perspektiven in Energiesystemmodellen, umfassendere Entwicklungspfade für die politische Diskussion bereit gestellt werden. Konkret werden im Projekt zwei Forschungsfragen beantwortet:

- Wie kann gesellschaftliche Akzeptanz beim Ausbau der Windenergie und beim Netzausbau in die Modellierung integriert werden?
- Welche Effekte ergeben sich auf die Verteilung der Windenergieleistung und die verfügbaren Netzkapazitäten?

1.2 Aufbau des Projektes

Die Durchführung des Projekts erfolgte in enger Zusammenarbeit der drei Kooperationspartner Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT), der Europa-Universität Flensburg (EUF) und der Deutschen Umwelthilfe e.V. (DUH). Das Projekt ist in drei inhaltliche Teile gegliedert:

1. Die Erhebung von Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz von Windenergie und beim Netzausbau und die Analyse politisch-rechtlicher Rahmenbedingungen
2. Die Integration von Schlüsselfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz in das Strommarktmodell
3. Die Entwicklung von Zukunftsszenarien und die Simulation des Energiesystems

In den Kapiteln 2 bis 3 werden unter Federführung des IZT zu Beginn Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz beim Windenergie- und Netzausbau recherchiert und daraus Schlüsselfaktoren abgeleitet. Parallel dazu werden durch die DUH, mit Fokus auf den Netzausbau, politisch-rechtliche Rahmenbedingungen analysiert und

wichtige Einflussfaktoren herausgearbeitet (Kapitel 4). Im zweiten Teil wird in Kapitel 5 die Vorgehensweise der Europa-Universität Flensburg zur Integration der ermittelten Schlüsselfaktoren in das Strommarktmodell erläutert. Zunächst werden der Aufbau der Datenverwaltung und die durchgeführten statistischen Auswertungen beschrieben. Angeschlossen daran werden die konkrete Modellintegration und die Vorbereitungen der Szenariorechnungen erläutert. Im letzten Teil wird in Kapitel 6 die Definition verschiedener Szenarien getrennt für die Bereiche “Wind” und “Netz”, mit den entwickelten Dimensionen gesellschaftlicher Akzeptanz, von der EUF und dem IZT umgesetzt. Die an der EUF durchgeführten Simulationsrechnungen dieser Szenarien werden mit technisch-ökonomischen Szenarien verglichen. Im Anschluss an das Fazit in Kapitel 7 werden die abgeleiteten Handlungsempfehlungen in Kapitel 8 dargestellt.

1.3 Mathematische Modelle

Wie Crilly (2012) erklärt, kann mithilfe eines mathematischen Modells eine Situation aus der realen Welt übertragen und in Form von Variablen und Gleichungen ausgedrückt werden. Um das Wesentliche mit dem Modell abbilden zu können, müssen Annahmen darüber getroffen werden, welche Einzelheiten relevant sind und welche ignoriert werden können. Modelliert werden können Anwendungen in vielen Gebieten, z.B. Medizin, Geografie und Ingenieurwissenschaften und ebenso zahlreich sind die eingesetzten Methoden. Fundamental verbunden mit der Modellierung sind allerdings Begriffe wie Wahrscheinlichkeit, Statistik, Mengenlehre und Optimierung. Doch vor allem wenn menschliches Verhalten Teil der Modellierung ist, können selten übergeordnete Theorien verwendet werden. Trotzdem ist es mit Hilfe umfangreicher numerischer Daten und mit der Anwendung statistischer Methoden möglich Trends aufzuspüren. Die Genauigkeit hergestellter mathematischer Zusammenhänge sollten anschließend anhand der Ereignisse in der realen Welt überprüft werden.

Im richtigen Zusammenhang und unter Berücksichtigung von Grenzen können mithilfe mathematischer Modelle durchaus aussagekräftige und zielgerichtete Aussagen über die Zukunft getroffen werden. Auch wenn exakte Vorhersagen nicht immer möglich sind, setzt bereits der Versuch eine Aussage zu treffen eine intensive Auseinandersetzung mit einem Sachverhalt voraus. So dass durch die Identifikation wesentlicher Variablen und ihres Zusammenwirkens ein tieferes Problemverständnis erlangt, und die Analysekompetenz erhöht werden kann. Dies betrifft insbesondere das bessere Verständnis für die Gültigkeit der getroffenen Annahmen, welches eine Grundvoraussetzung genauerer Zukunftsszenarien ist.

1.4 Gesellschaftliche Akzeptanz

Der Begriff Akzeptanz ist definiert als eine „positive Bewertung eines Akzeptanzobjektes durch ein Akzeptanzsubjekt“ (Wunderlich, 2012, S. 4). Dies bedeutet die „Annahme von etwas Angebotenem, Vorhandenem, Vorgeschlagenem“ (Schäfer u. Keppler, 2013, S. 19) wie z.B. Gegenständen, Sachverhalten (Objekten) durch einzelne AkteurInnen oder Gruppen (Subjekte). Das Forschungsfeld ist breit, mit bisher wenig zusammenfassenden Übersichten über das gesamte Spektrum (Schäfer u. Keppler, 2013). Die oben genannte Definition des Akzeptanzbegriffs umfasst, nach Auffassung von Rau u. a. (2011), sowohl die aktive Befürwortung oder Unterstützung eines Subjektes, als auch die passive Befürwortung, oder das Ausbleiben von Widerstand.

Die Entstehung der sozialwissenschaftlichen Akzeptanzforschung allgemein und speziell in Verbindung mit Objekten aus dem Bereich Technik wird auf die Mitte der 1970er Jahre zurückgeführt (Petermann u. Scherz, 2005). Im Energiesektor gab es zu dieser Zeit zunehmend Widerstände gegen Atomenergie oder große Staudämme von Wasserkraftwerken (Petermann u. Scherz, 2005; Wüstenhagen u. a., 2007). Akzeptanz von Erneuerbaren Energien (EE) fand bis in die 1990er Jahre aufgrund der zunächst breiten Unterstützung in der Bevölkerung kaum Beachtung. Dies änderte sich ab Mitte der 2000er Jahre vor dem Hintergrund der Debatten um die Energiewende (Schäfer u. Keppler, 2013). Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken haben EE-Anlagen meist eine geringere Energiedichte, wodurch ein höherer Flächenbedarf entsteht und ihre Sichtbarkeit zunimmt (Wüstenhagen u. a., 2007). Insgesamt werden aktuell drei unterschiedliche, sich aber gegenseitig beeinflussende Ebenen der Akzeptanz von EE unterschieden (Wüstenhagen u. a., 2007; Wunderlich, 2012):

Sozio-politisch: Akzeptanz von erneuerbaren Energietechnologien und Gesetzen von der Bevölkerung allgemein und politischen EntscheidungsträgerInnen.

Gemeinschaftlich/Projekt-bezogen: Akzeptanz von Entscheidungen zu konkreten EE-Projekten durch lokale Interessengruppen wie AnwohnerInnen oder VertreterInnen der Kommune.

Markt-bezogen: Marktdiffusion der erneuerbaren Energietechnologien, oder des regenerativen Strombezugs auf der Nachfrageseite.

Die Forschungsgruppe Umweltpsychologie (FG UPSY) der Universität Magdeburg hat durch die Betrachtung der Bewertungs- und Handlungsebene ein Akzeptanzmodell mit vier Dimensionen entwickelt, das einen zentralen Beitrag zur Konkretisierung und Präzisierung des Akzeptanzbegriffs leistet (siehe Tabelle 1.4):

Tabelle 1.1: Dimensionen der Akzeptanz. Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an Wunderlich (2012)

Bewertungsebene	Handlungsebene	
	passiv	aktiv
positiv	Befürwortung	Engagement/Unterstützung
negativ	Ablehnung	Widerstand

Der Schwerpunkt in diesem Forschungsprojekt liegt auf der Betrachtung von gemeinschaftlicher, projektbezogener Akzeptanz von Wind- und Netzausbauvorhaben in allen vier Dimensionen des Akzeptanzmodells.

2 Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz von Windenergie

Gegenstand dieses Kapitels ist die Erhebung sozial-ökologischer Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz beim Ausbau von Windenergie an Land zur methodischen Integration in ein Strommarktmodell. Hierfür wurde untersucht wie Erkenntnisse gesellschaftlicher Akzeptanz in einem Strommarktmodell abgebildet werden können. Weiterhin wurde betrachtet wie der heutige Wissenstand auf die Zukunft übertragen werden kann. Der hierbei verwendete Akzeptanzbegriff beinhaltet sowohl aktiven als auch passiven Widerstand bzw. Engagement für oder gegen die Umsetzung von Windenergieprojekten (siehe Kapitel 1.4).

2.1 Methodik

Die Durchführung der Forschungsarbeiten erfolgte transdisziplinär, d.h. es wurden sowohl qualitativ-partizipative Methoden der Sozialforschung, als auch quantitative Verfahren zur Datenverwaltung und -analyse aus der Energiesystemmodellierung eingesetzt. Um die Energiesystemanalyse insgesamt zu verbessern, wurden die Ergebnisse aus beiden Forschungsbereichen verbunden. Folgende Schritte bilden die methodische Basis: Erarbeitung des Wissenstandes zu Einflussfaktoren der gesellschaftlichen Akzeptanz und Durchführung von Umfeldrecherchen und Akteursanalysen zur eigenen Erhebung von Einflussfaktoren. Im Rahmen der Akteursanalysen wurden eine Fokusgruppe, neun leitfadengestützte Interviews und vier ExpertInneninterviews durchgeführt. Parallel zu den qualitativen Arbeiten wurde das verwendete Simulationsmodell mit dem Aufbau einer Datenbank zur Einbindung der quantitativen und qualitativen Datenbasis weiterentwickelt. Schwerpunkt der Auswertungen der Einflussfaktoren war die Definition von Schlüsselfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz, die zur Modellintegration herangezogen werden können. Auf diese Weise enthalten die berechneten Windausbauszenarien bis 2050 erstmals auch die Auswirkungen einer sozial-ökologischen Dimension.

2.2 Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz

Erster Schritt der Erhebung von Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz von Windenergie war eine umfangreiche Literaturrecherche zur Wiedergabe des heutigen Forschungsstandes. Daneben wurden zentrale Thesen gesellschaftlicher Akzeptanz von Windenergie aus wissenschaftlichen Studien zusammengestellt. Die im Anschluss durchgeführten Umfeldrecherchen und Akteursanalysen bauen auf den Rechercheergebnissen auf.

Da die Mehrheit der Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz projektspezifisch ist, war ihre Erhebung im ursprünglichen Untersuchungsdesign auf Ebene von Einzelprojekten geplant. Pro Einflussfaktor wurden Indikatoren aufgestellt, die Einheitlichkeit und Vergleichbarkeit gewährleisten sollten. Diese Vorgehensweise musste jedoch aus zwei Gründen angepasst werden. Erstens lag aufgrund der Vielzahl von Einflussfaktoren eine noch deutlich höhere Anzahl von Indikatoren vor als vermutet, so dass eine vollständige Erhebung aus Zeitgründen nicht realisierbar war. Hinzu kam die Unklarheit, ob diese Informationen tatsächlich direkte Zusammenhänge zur gesellschaftlichen Akzeptanz aufzeigen. Zweitens waren nicht genügend Einzelprojekte mit den benötigten Informationen zugänglich, da auf dieser Ebene wenig einheitliche Datenerfassung erfolgt.

Das Untersuchungsdesign wurde daher so angepasst, dass die Erfassung anstatt auf Basis der Einzelprojekte auf den übergeordneten Ebenen Bundesländer, Landkreise, Planungsregionen und Gemeinden stattfand. Dabei können unter anderem auch Einzelprojekte enthalten sein. Die Erfassung der Daten orientierte sich weiterhin an den gebildeten Indikatoren, eine Quantifizierung war allerdings nicht mehr vorgesehen. Stattdessen wurde anhand der Untersuchung von Becker u. a. (2014) folgende Kategorien strukturiert: technisch-ökonomisch (installierte Leistung, Ausbaupotential, Volllaststunden u.a.), sozio-ökonomisch (regionale Strukturdaten, Informationen zu Bürgerwindparks, Energiegenossenschaften, Gemeindesteuereinnahmen), sozial-ökologisch (Art der Flächennutzung, Naturräume, weitere infrastrukturelle Belastungen), planungsrechtlich (Struktur der Planungsregionen, Besonderheiten der Regionalplanung) und politisch-institutionell (Anzahl Bürgerinitiativen, Konflikte, Organisationsstrukturen). Erfasst wurden direkte und indirekte Indikatoren von Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz in Form statistischer oder qualitativer Informationen. Genutzt wurden beispielsweise Regionalstatistiken, Daten der Bundesministerien und Open StreetMap Daten. Weiterhin wurden Informationen lokaler Medien (z.B. Lokalzeitungen, TV-Beiträge) sowie Berichte und Dokumentationen von regionalen Planungsstellen und Landesministerien verwendet. Insgesamt beinhaltet die untersuchte Stichprobe des überarbeiteten Untersuchungsdesigns zwölf Bundesländer, 27 Planungsregionen, 48 Landkreise und 181 Gemeinden.

Ergänzt wurden die Erhebungen durch partizipative Akteursanalysen in Form einer Fokusgruppe und leitfadengestützten ExpertInneninterviews. Im Rahmen der Fokusgruppe diskutierten sieben ausgewählte AkteurInnen auf einer moderierten Veranstaltung ihre Praxiserfahrungen zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie. Durch die konstruktive Auseinandersetzung im Gruppenprozess konnten weitere Spezifizierungen gemacht und fehlende Aspekte ergänzt werden (IZT, 2015). Adressiert wurden vor allem die übergeordneten Ebenen der Planungsregionen und Landkreise, aber auch Einzelprojekte. Vier ExpertInneninterviews wurden mit übergeordneten AkteurInnen wie z.B. Planungsstellen oder Interessenverbänden geführt. Einen Schwerpunkt auf Einzelprojekte setzten die leitfadengestützten Befragungen von neun ausgesuchten Einzelprojekten in den Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg, Hessen, Rheinland Pfalz, Brandenburg und Schleswig-Holstein. Inhaltlich lag der Fokus vor allem auf Kosten- und Nutzeneffekten von Windenergieprojekten (wie bspw. Gewerbesteuererinnahmen, Beteiligungsformate der lokalen Bevölkerung oder Gründe lokaler Proteste).

2.3 Schlüsselfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz

Die so hergestellte Informationsbasis wurde vor allem hinsichtlich möglicher Zusammenfassungen oder Reduktionen auf Schlüsselfaktoren überprüft. Dabei sollte der Informationsgehalt erhalten bleiben, gleichzeitig aber weniger projekt-, lokal- oder regionsspezifisch und stärker allgemeingültig sein. Um Schlüsselfaktoren zur Modellierung einsetzen zu können, ist vor allem ihre Übertragbarkeit vom Untersuchungsobjekt auf bspw. alle Landkreise Deutschlands ein wichtiges Qualitätsmerkmal. Darüber hinaus sollten die Schlüsselfaktoren auch zukünftig relevant sein, da sie in Langfristszenarien einfließen sollen. Die Auswahl der Schlüsselfaktoren fand qualitativ statt. Hierfür wurden die Ergebnisse aller Ebenen, also Bundesländer, Planungsregionen, Landkreise und Gemeinden auf Schlüsselfaktoren untersucht und im Anschluss zusammengeführt.

Da die Auswirkungen gesellschaftlicher Akzeptanz vor allem auf lokaler Ebene sichtbar werden, sollte zur Modellierung eine Datenbasis mit entsprechend hoher Auflösung angelegt werden. Dies ist grundlegend, um Informationen statistischer Daten mit qualitativen lokalen oder regionalen Informationen zukünftig stärker zu verknüpfen. Hierfür wurde ein vollständig neues Ablagesystem in Form einer PostgreSQL verwalteten Datenbank aufgebaut, deren Inhalte durch die Verwendung von PostGIS zusätzlich geografisch darstellbar sind und auch geometrische Operationen erlauben. Die verwendeten statistischen Daten liegen, wenn vorhanden, deutschlandweit auf

Landkreisebene vor. Daneben sind auch die qualitativen Ergebnisse aus den Erhebungen zur gesellschaftlichen Akzeptanz zusammengefasst geografisch zugeordnet in der Datenbank abrufbar.

2.4 Ergebnisse der Umfeldrecherche

Die Ergebnisse der qualitativen Untersuchungen werden in den folgenden Abschnitten für die einzelnen Ebenen Bundesland, Planungsregion, Landkreis und Gemeinde vorgestellt.

2.4.1 Ebene der Bundesländer

Nahezu alle Bundesländer haben Maßnahmen unterschiedlicher Stärke ergriffen um die gesellschaftliche Akzeptanz für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und speziell der Windenergie zu unterstützen. In den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt wurden keine Maßnahmen genannt. In Tabelle 2.1 sind die Maßnahmen der Bundesländer zusammengefasst aufgeführt.

Tabelle 2.1: Beschlüsse und Maßnahmen der Bundesländer zur gesellschaftlichen Akzeptanz mit dem Fokus Windenergie. Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis von Diekmann u. a. (2014a)

Bundesland	Beschlüsse und Maßnahmen zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Windenergie und der Erneuerbaren Energien generell
BW	Schaffung von Beratungsstellen in Regierungspräsidien, hohes Engagement aller AkteurInnen (Planungsträger, Behörden, Projektierer) bei der Standortsuche Wind, Artenkartierung (Rot- und Schwarzmilan, Fledermaus).
BY	Energiedialog zur Gestaltung der Energiepolitik, Einführung einer Abstandsregelung zu Windenergieanlagen in Höhe des zehnfachen zur Anlagenhöhe (10H-Regelung), Blockade beim Netzausbau: „Wir werden keiner Leitung zustimmen, die nicht für die Versorgung Bayerns, sondern zum Export von überschüssigem Windstrom gedacht ist“ (Ilse Aigner).
BB	Akzeptanz gilt als ein weiterer Pfeiler der Energiepolitik, vom Dreieck zum Quadrat.
HE	Bürgerforum Energieland Hessen: Aufarbeitung von Konflikten unter professioneller Moderation (in 3 Modulen Dialog, Beratung, Schlichtung), Expertenhearings Thema Infraschall, Hessen-Forst entwickelt Modelle um Kommunen am wirtschaftlichen Erfolg der Windenergieanlagen (WEA) im Staatswald zu beteiligen, Beteiligung der betroffenen Kommunen an Pachteinnahmen aus der Windnutzung soll Akzeptanz erhöhen.

Fortsetzung von Tabelle 2.1

Bundesland	Beschlüsse und Maßnahmen zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Windenergie und der Erneuerbaren Energien generell
MV	Bürger- und Kommunalbeteiligungsgesetz: Die unmittelbaren Nachbarn, die in einem Abstand von fünf Kilometern, rund um eine zu errichtende Windenergieanlage leben sowie die Standort- und Nachbarkommunen, erhalten eine Offerte zur Beteiligung. Das Gesetz verpflichtet künftig jeden Vorhabenträger, dessen Anlagen einer Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz unterliegen, zu einer Offerte zur Beteiligung an insgesamt mindestens 20 Prozent seines Projektes. Neben der Offerte kann der Vorhabenträger den Kaufberechtigten eine alternative Möglichkeit wirtschaftlicher Teilhabe, insbesondere einen vergünstigten lokalen Stromtarif, offerieren. Andere freiwillige Modelle sind demnach auch möglich.
NI	Dialogprozess zur Zukunft der Energieversorgung: Runder Tisch Energiewende, 50 gesellschaftliche AkteurInnen diskutieren regionalspezifische Zielvorgaben.
RP	Neugegründete Energieagentur gilt bundesweit mit Konzept der Regionalbüros als einzigartig und trägt zur Akzeptanz bei.
SN	Hohes Beteiligungsmaß angestrebt; mehr Bürgerdialoge und Beteiligungsverfahren gefordert.
SH	Führt breite Dialogverfahren. Bürgerenergie im Fokus: unterstützt werden neue und stärkere Formen der finanziellen Beteiligung. Setzt sich dafür ein, dass auch bei EEG-Umstellung auf Ausschreibungen Bürgerprojekte möglich bleiben müssen. Netzausbau: transparentes Dialogverfahren vor dem formellen Planungsverfahren, Dialog auch mit anderen vom Netzausbau betroffenen Bundesländern.
TH	Unterstützung des Landes bei Versorgung mit EE und Umsetzung kommunaler Klimaschutzkonzepte (durch Thüringer Energie und Green Tech Agentur). Erarbeitung eines Codex mit verbindlichen Grundsätzen zu Organisation und Zeitablauf von Bürgerbeteiligungen. Zusätzlich Initiierung von Dialogen bei strittigen Projekten

Die Bandbreite der Maßnahmen weist darauf hin, dass die gesellschaftliche Akzeptanz in der Mehrheit der Bundesländer an Gewicht gewonnen hat. Die genannten Maßnahmen der Bundesländer lassen sich in konkrete Maßnahmen (geplante Gesetze, Kartierungen etc.), kommunikative Maßnahmen (Energiedialoge und Beteiligungsverfahren etc.) und Maßnahmen zur politischen Zielsetzung (Akzeptanz als Pfeiler der Energiepolitik, Bürgerenergie im Fokus etc.) unterteilen.

Die windstärksten Bundesländer Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Brandenburg ergreifen vor allem Maßnahmen zur Planung des weiteren Ausbaus. Die gesellschaftliche Akzeptanz hat dort bereits heute einen erkennbaren Stellenwert in der Energiepolitik. In Mecklenburg-Vorpommern wird dies mit

der Planung eines Bürger- und Kommunalbeteiligungsgesetzes am deutlichsten. In Bayern und Baden-Württemberg betreffen die Maßnahmen die Standortsuche oder auch, wie in Bayern mit der Abstandsregelung zu Windenergieanlagen von der zehnfachen Höhe der Anlage (10H-Regelung), Einschränkungen des Ausbaus.

Viele Bundesländer treffen Maßnahmen zum Umgang mit Konflikten, bspw. wurde in Hessen ein Bürgerforum zur Aufarbeitung von Konflikten unter professioneller Moderation eingerichtet. Je nach den Gegebenheiten vor Ort ergreifen die Bundesländer auch spezifische Maßnahmen, wie Rheinland Pfalz, Nordrhein Westfalen und Hessen mit Vorbereitungen zur Bebauung freigegebener Waldflächen und dadurch erwarteten Konflikten (Diekmann u. a., 2014a).

2.4.2 Ebene der Planungsregionen

In allen Bundesländern, auch in denen mit bisher wenig installierter Windleistung, konnten windstarke Planungsregionen identifiziert werden. Genauso gibt es aber auch Planungsregionen, die als „nicht windfreundlich“ beschrieben werden.

Die Regionalplanung ist in den Bundesländern unterschiedlich vorangeschritten, jedoch besteht i.d.R. ein organisiertes Verfahren zur Teilfortschreibung von Windenergie. Besonders in den stark ausgebauten Bundesländern (Mecklenburg Vorpommern, Brandenburg, Schleswig Holstein und Niedersachsen) ist bereits auf der Ebene der Regionalplanung verstärkt Flächendruck festzustellen. Entsprechend bestehen auf dieser Ebene sichtbare Widerstände im Rahmen der gesellschaftlichen Akzeptanz. In Brandenburg und Mecklenburg Vorpommern bspw. haben sich zahlreiche Bürgerinitiativen zu größeren Bündnissen zusammengeschlossen, um ihren politischen Einfluss zu steigern. Weiterhin zeigt sich die Aktivität kommunaler AkteurInnen durch die steigende Anzahl eingehender Bedenken und Stellungnahmen. In der Planungsregion Havelland Fläming (Brandenburg) wurden bspw. ca. 95.000 Bedenken im Rahmen des Planaufstellungsverfahrens eingereicht. Widerstand und Engagement erfolgen nicht mehr nur vereinzelt projektspezifisch in Form von z.B. Bürgerinitiativen, sondern bereits auf Ebene der Regionalplanung, um frühzeitig Einfluss bei der Ausweisung von Windeignungsgebieten nehmen zu können. Diese verstärkte Organisation zivilgesellschaftlicher AkteurInnen auf kommunalpolitischer Ebene zeigt sich besonders in Planungsregionen mit einer Ausbaugeschichte von mittlerweile 20 Jahren und länger.

Einige Regionen hoher Befürwortung von Windenergie, wie Niedersachsen und Schleswig-Holstein, die bisher von der Entwicklung des Windenergieausbaus profitieren, stoßen zunehmend an Grenzen. Verstärkt treten auch hier Akzeptanzprobleme auf und es

wird Bedarf nach innovativen Beteiligungskonzepten auch auf Ebene der Planung geäußert.

Insbesondere in Planungsregionen mit zur Windbebauung freigegebenen Waldflächen und Naturparks treten starke und gut organisierte Proteste auf. Deutlich wird dies in zwei Planungsregionen in Rheinland Pfalz mit erfolgreichen Protesten gegen den Windausbau in den Kernzonen des Pfälzer Waldes, aber auch in vielen weiteren Planungsregionen mit Naturparks.

2.4.3 Ebene der Landkreise

Auf der Ebene der Landkreise differenziert sich das Bild der gesellschaftlichen Akzeptanz weiter. Durch die Betrachtung einzelner Landkreise in Bayern bspw., wird das breite aktive Engagement für den Ausbau der Windenergie vor Einführung der 10H-Regelung durch die Landespolitik deutlich. In einigen Landkreisen wie in Weilheim-Schongau herrscht große Unzufriedenheit, da aufgrund dieser Regelung trotz vollständig durchgeführter Planungen keine Anlage mehr umsetzbar war. Das Landschaftsbild hingegen ist vor allem in den Landkreisen des bayrischen Alpenvorlandes ein erheblicher Widerstandsfaktor. Daneben zeigen sich auch auf Ebene der Landkreise Widerstände verstärkt in der Nähe von Naturparks, aktuell verstärkt in Rheinland Pfalz und Bayern. Vereinzelt wird Windenergie aber auch als Teil einer Imageverbesserung eines Landkreises genannt, wie im Landkreis Wunsiedel im Fichtelgebirge.

Insgesamt sind in zahlreichen Landkreisen mindestens kleine Windprojekte durchgeführt worden. Neben den vielerorts erzielten positiven Effekten der regionalen Wertschöpfung, ist eine frühzeitige, dauerhafte und transparente Beteiligung der lokalen Bevölkerung ein wesentlicher Erfolgsfaktor. Regional sind die Partizipationsvoraussetzungen jedoch verschieden, in einigen Landkreisen konnten Beteiligungsangebote aufgrund der ausgeschriebenen Anteilshöhe oder zu hoher Risikoeinschätzung nicht umgesetzt werden.

2.4.4 Ebene der Gemeinden

Die Einschätzungen der gesellschaftlichen Akzeptanz auf den vorgelagerten Ebenen wird nochmals anhand der Untersuchung von insgesamt 180 Gemeinden differenziert.

In Brandenburg wird durch die Betrachtung neun verschiedener Gemeinden deutlich, dass der Rückgang gesellschaftlicher Akzeptanz auch mit negativen Erfahrungen mit externen BetreiberInnen ohne lokale Bindung zusammenhängt. Denn einige

Gemeinden konnten bis heute nur geringe oder gar keine Gewerbesteuererinnahmen erzielen, da die Gewerbe meist in anderen Bundesländern angesiedelt sind. Neben den fehlenden finanziellen Vorteilen, fehlten vielerorts Ansprechpersonen bei Problemen mit Windparks. Daher besteht bei den breit organisierten Initiativen nicht nur Skepsis hinsichtlich der Ausweisung neuer Eignungsgebiete, sondern auch gegenüber externen InvestorInnen und ProjektentwicklerInnen.

Die genauere Betrachtung bayrischer Kommunen unterstützt die Ergebnisse der vorgelagerten Ebenen. Widerstände sind häufig mit dem Landschaftsbild, insbesondere Naturparks, verbunden. Die Untersuchung von Kommunen in Rheinland Pfalz und Hessen zeigt hohes Engagement gegen den Windausbau im Wald.

In den windstarken Kommunen Schleswig-Holsteins und Niedersachsens treten aufgrund des ansteigenden Flächendrucks öfter Widerstände bezüglich der Anlagenhöhe auf, da die Kommunen, anstatt der weiteren Flächenausweisung, die Aufrüstung bestehender Anlagen (Repowering) priorisieren. Insbesondere Kommunen in Sachsen Anhalt sind von Widerständen gegen zunehmende Anlagenhöhen betroffen. Zusätzlich wird die Ausweisung von Neuflächen hier auch landespolitisch wenig unterstützt.

Auf Gemeindeebene wird sichtbar, dass der Erfolg von Beteiligungskonzepten auch vom Engagement der Kommunen, bei der Entwicklung und Umsetzung, abhängt. Insbesondere kommunale AkteurInnen, die breite Beteiligung vorantreiben, fördern positive Erfahrungen mit Windenergie und damit gesellschaftliche Akzeptanz vor Ort. In vielen Gemeinden ist die Eigenverantwortung bei der Steuerung des Windausbaus mittlerweile bekannt. Probleme mit angrenzenden Gemeindeflächen, unterschiedlichen Flächennutzungsplanungen, Verteilungen von Kosten und Nutzen werden vielerorts interkommunal angegangen. Dies fördert Akzeptanz in der Bevölkerung durch Effizienz bei Planung und Betrieb.

Erfolgreiche Gesamtkonzepte konnten ganze Regionen wirtschaftlich stabilisieren, wie z.B. die Region Weser-Ems in Niedersachsen. Anders als in Brandenburg konnten hier Unternehmen angesiedelt und Arbeitsplätze geschaffen werden. Die wirtschaftlichen Vorteile beim Windenergieausbau überzeugen kommunalpolitische AkteurInnen. Mehrere Kommunen in Rheinland-Pfalz sind unzufrieden mit erfolgreichen Protesten gegen den Ausbaus. Lösungen bei solchen Problemen stellen Solidaritätskonzepte in Aussicht. Ziel ist eine Gewinnbeteiligung von Kommunen, die aufgrund ihrer landschaftlichen Rahmenbedingungen nicht von der Windkraft profitieren können.

2.5 Ergebnisse Akteursanalyse

Neben den Recherchen zur Abbildung von gesellschaftlicher Akzeptanz auf Ebene der Bundesländer, Planungsregionen, Landkreise und Gemeinden wurden zusätzlich weitere Untersuchungen durchgeführt. Hierzu gehören die Durchführung einer Fokusgruppe, eines Methoden-Workshops zum Thema qualitative Daten und quantitative Modellierung, Experteninterviews, das Herausarbeiten von Thesen anhand durchgeführter Studien zur gesellschaftlichen Akzeptanz sowie die Diskussion der Vorgehensweise in einem wissenschaftlichen Beirat. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen werden im Folgenden vorgestellt.

2.5.1 Fokusgruppe

Das Ziel der Fokusgruppe war die Bewertung von Einflussfaktoren der gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie. Die TeilnehmerInnen setzten sich aus AkteurInnen der Landes- und Regionalplanung der Bundesländer Brandenburg und Schleswig-Holstein und AkteurInnen aus der Projektentwicklung und -planung zusammen. Die Diskussion hat gezeigt, dass Verzögerungseffekte in der Genehmigungsphase, bei der Planung in Windeignungsgebieten, nur selten zu Umsetzungsproblemen der Projekte führen. Die Akzeptanz auf dieser Ebene hat nach Meinung der Anwesenden nur einen geringen Zeit- oder Kosteneffekt, entscheidend sind vor allem die vorgelagerten Planungsstufen der Flächenausweisung. Eine erfolgreiche Flächenausweisung wird demzufolge von der Akzeptanz zahlreicher AkteurInnen auf verschiedenen Handlungsebenen (Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene) beeinflusst. Die Diskussion der Verfahren, mit Vertretern aus zwei der windstärksten Länder, Brandenburg und Schleswig-Holstein, hat gezeigt, dass vor allem die Verzahnung der Landes- und Kommunalebene eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung der landespolitisch geplanten Ausbauziele ist.

2.5.2 ExpertInneninterviews

Insgesamt wurden im Rahmen des Projektes 13 ExpertInneninterviews durchgeführt, neun davon mit AkteurInnen konkreter Windprojekte. Der Schwerpunkt in den Interviews lag auf der Erfassung von Nutzen und Widerständen. Erfragt wurden der finanzielle Nutzen, Beteiligungsformen bei der Planung sowie verschiedene Dimensionen von Betroffenheit, wie bspw. naturschutzrechtliche Belange, Landschaftsbild, Tourismus u.ä.. Die, nach Auswertung der Interviews, positivsten Projekte kommen aus den windschwächsten Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg. Erfolgsfaktoren in allen Projekten sind der finanzielle Nutzen durch Steuereinnahmen und

die Beteiligung der lokalen Bevölkerung sowie die Unterstützung durch die Kommunalpolitik. Weiterhin positiv wirkt sich eine frühzeitige Planungsbeteiligung aus sowie informelle Informationsmaßnahmen. Die höchste Betroffenheit geben die Befragten beim Thema Gesundheit und Landschaftsbild an.

2.5.3 Thesenauswertung

Mit dem Ziel den Status Quo zu erfassen wurden bestehende Thesen gesellschaftlicher Akzeptanz von Windenergie erfasst. Insgesamt wurden zwölf Studien, im Zeitraum von 2006–2014, mit einem Schwerpunkt sozial-wissenschaftlicher Untersuchungen im Bereich Windenergie ausgewertet (von Falkenstein, 2006; Schweizer-Ries, 2008, 2009; Kurreck u. a., 2009; Walter u. a., 2011; Musall u. Kuik, 2011; Walter, 2012; Schmid u. Zimmer, 2012; Huber u. Horbaty, 2013; Hübner u. Löffler, 2013; Hall u. a., 2013; Arndt u. a., 2014). Ihnen wurden 23 Thesen entnommen, besonders häufig in den Bereichen Landschaftsbild, finanzielle Beteiligung und Partizipation, Standortwahl und Tourismus. Nachfolgend sind die Thesen thematisch sortiert aufgelistet.

Thesen allgemein

- **Erfahrungen** mit Windprojekten in einer Gemeinde senken bzw. erhöhen die Akzeptanz.
- Die **Wohndauer** in einer Ortschaft hat direkten Einfluss auf die Akzeptanz.
- Die **Auslastung** von Windenergieanlagen (Volllaststunden) erhöht die Akzeptanz.
- Es gibt eine höhere Akzeptanz für **kleine Windparks** mit einer Anlagenanzahl unter zwölf.

Thesen Landschaftsbild

- Die Veränderung des **Landschaftsbildes** hat einen höheren Einfluss auf zugezogene als auf langansässige EinwohnerInnen
- Windenergieanlagen können als Bereicherung für das **Landschaftsbild** angesehen werden.

Thesen Beteiligung und Partizipation

- **Finanzielle Beteiligung** in Form kommunaler Fonds erhöht die Akzeptanz von Windenergieanlagen.

- **Finanzielle Beteiligung** in Form freiwilliger monetärer Unterstützung der Gemeinde erhöht die Akzeptanz.
- **Finanzielle Beteiligung** in Form von Bürgerbeteiligung schafft Akzeptanz.
- Hohes Umweltbewusstsein erhöht die **Partizipations**bereitschaft.
- **Partizipation** in Form von Kommunikation und eines bürgernahen Planungsprozesses erhöht Akzeptanz von Windenergieanlagen.

Thesen Standortwahl

- Bei der **Standortwahl** erhöht/senkt der Grad der Sichtbarkeit von Windenergieanlagen die Akzeptanz.
- Bei der **Standortwahl** kann die Bündelung von Infrastrukturmaßnahmen Akzeptanz senken.
- Bei der **Standortwahl** werden Windenergieanlagen an Autobahnen eher akzeptiert und nicht als störend empfunden.
- Generelle Akzeptanz ggü. Windkraft ist vorhanden, allerdings sinkt die Akzeptanz ggü. Windkraft bei **Standorten** innerhalb der eigenen Region.
- Bei der **Standortwahl** gibt es eine höhere Akzeptanz für Offshore-, als für Onshore-Windenergieanlagen
- Bei der **Standortwahl** muss die Hörbarkeit von Windenergieanlagen eher vermieden werden als ihre Sichtbarkeit.
- Bei der **Standortwahl** hat die Sichtbarkeit von Windenergieanlagen nur geringen Einfluss auf Akzeptanz.

Thesen Tourismus

- Die Stimmung in der Gemeinde ggü. Windenergieanlagen überträgt sich auf den **Tourismus**, sowohl negativ als auch positiv.
- Windenergieanlagen können sich positiv auf den **Tourismus** auswirken und dadurch die Akzeptanz in der Gemeinde erhöhen.
- Berufszugehörigkeit zu der Branche **Tourismus** kann die Aufgeschlossenheit gegenüber Windenergieanlagen erhöhen.
- Ein Großteil der **Touristen** fühlt sich kaum bis gar nicht von Windenergieanlagen in der Nordeifel gestört.

2.6 Methoden-Workshop

Im Rahmen des Projektes wurde ein Workshop zur Verwendung qualitativer Daten in quantitativen Modellen durchgeführt. Dabei zeigte sich, dass die methodische Vorgehensweise abhängig vom verwendeten Modelltyp sein muss. Man unterscheidet Bottom-up-Modelle, Systemsimulations- und/oder Optimierungsmodelle sowie agentenbasierte Modelle. In diesem Zusammenhang wurde auch die Erhebung und das Format der verwendeten Inputdaten sowie die Qualität und Aussagekraft der möglichen Outputdaten diskutiert. Bisher werden qualitative Daten für Energiesystemmodelle überwiegend in Form von getroffenen Vorannahmen als Rahmendaten integriert, z.B. als externe Kontextszenarien (Weimer-Jehle u. a., 2013), oder sie fließen nachgelagert in Form einer Multikriterien-Analyse in die Ergebnisse der Modellierung ein. Der hier im Projekt verwendete Ansatz versucht qualitative Daten so aufzubereiten, dass diese direkt in die Modellierung integriert werden können. Hierfür müssen aus den qualitativen Daten quantitative Variablen abgeleitet werden. Je breiter dabei die qualitative Datenbasis ist, desto besser ist auch die Plausibilität der Ergebnisse.

3 Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz beim Netzausbau

Das Kapitel zeigt, wie durch die Analyse von Fallbeispielen, also konkreten Vorhaben, Einflussfaktoren herausgearbeitet wurden, die die Akzeptanz und Umsetzung von Netzausbauvorhaben in Deutschland maßgeblich beeinflusst haben. Trotz der zum Teil sehr komplexen Planungsprozesse und der fast unüberschaubaren Vielfalt von Einflussfaktoren und deren Wechselwirkungen zeigt sich, dass bestimmte Aspekte in den Diskussionen wiederkehren und somit offensichtlich für die Akzeptanz der Projekte in den (betroffenen) Regionen von besonderer Bedeutung sind.

3.1 Methodik

Das Ziel besteht darin, gesellschaftliche Akzeptanz als Dimension in Form von Verzögerungszeiten der Netzausbauvorhaben in die Ausbauszenarien der Modellierung zu integrieren. Hierfür wurden zuerst Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz herausgearbeitet um danach eine Methode zur systematischen Erfassung zu erstellen. Grundlage dafür sind die langjährigen Praxiserfahrungen der Deutschen Umwelthilfe (DUH) bei der Begleitung von Planungsverfahren für Höchstspannungsleitungen in verschiedenen Regionen Deutschlands. Zunächst werden zwei Fallbeispiele von Informations- und Dialogveranstaltungen ausgewertet und für die Verwendung im Projekt aufbereitet. Dies ist erstens die geplante 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar, Vorhaben 6 des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) von 2009. Das zweite Beispiel ist die 380-kV-Westküstenleitung in Schleswig-Holstein, ein Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) von 2012. Zudem wurden die Erkenntnisse aus zwei umweltpsychologischen Gutachten im Auftrag der DUH hinzugezogen. Konkret handelt es sich um eine Studie der Forschungsgruppe Umweltpsychologie (FG-UPSY) der Universität Magdeburg bzw. des IZES im Saarland zur Untersuchung der Akzeptanz der geplanten 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar in Niedersachsen und Hessen im Jahr 2010. Sowie eine Untersuchung der Arbeitsgruppe Gesundheits- und Umweltpsychologie der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg zur Akzeptanz des

Stromnetzausbaus in Schleswig-Holstein im Jahr 2013. Außerdem wurden die Einflussfaktoren in einer Fokusgruppe mit AkteurInnen aus Wirtschaft, Politik und Wissenschaft diskutiert.

Angeschlossen an diese Arbeiten erfolgt die systematische Erhebung gesellschaftlicher Akzeptanz in einem Untersuchungsraum mit 13 Teilabschnitten von EnLAG und BBPIG-Vorhaben. Das methodische Vorgehen dabei besteht aus zwei Teilen: erstens, die Entwicklung und Implementierung eines Ansatzes, mit dem sich die gesellschaftliche Akzeptanz quantifizieren lässt; zweitens, die Integration der Ergebnisse in die Modellierung. Die Vorgehensweise beinhaltet qualitative Erhebungs- und Auswertungstechniken und quantitative Analysestrategien. Die Gewinnung von Daten beruht auf Sekundär- und Primärerhebungen. Sekundäre Daten werden mithilfe der Untersuchung von Fachpublikationen (z.B. Monographien, Zeitschriftenaufsätze, Arbeitspapiere, Berichten oder Studien) als auch durch die internetbasierte Recherche generiert. Die Basis für die Analyse und Bewertung von Primärmaterialien bilden Erhebungen der DUH. Es liegen vor allem qualitative Erhebungen und Einschätzungen zur Akzeptanz von Netzausbauvorhaben im Untersuchungsraum vor. Die Expertise der Europa-Universität Flensburg besteht in der quantitativen Analyse zur Integration in die Modellierung. Der erste Teil der systematischen Erhebung umfasst die Entwicklung eines Schemas zur Erfassung von Akzeptanz, in Form von Widerstand gegen und Engagement für Netzausbauvorhaben, in einer Region. Um ein Maß für die gesellschaftliche Akzeptanz von Netzausbauvorhaben zu entwickeln, müssen Widerstand und Engagement erfasst werden. Entwickelt wurde ein Maß der Aktivitäten verschiedener AkteurInnen. Zur Quantifizierung werden zwei Aktivitätsraten, jeweils eine Widerstands- und eine Engagementrate erhoben, die wie folgt definiert sind:

Widerstandsrate: Maß für die Aktivitäten von AkteurInnen im Bereich Widerstand, die den Zeitpunkt der ursprünglich geplanten Inbetriebnahme eines Vorhabens verzögern könnten.

Engagementrate: Maß für die Aktivitäten von AkteurInnen im Bereich Engagement, die zur Einhaltung des ursprünglich geplanten Inbetriebnahmezeitpunktes eines Vorhabens beitragen könnten.

Gleichzeitig wurden mit einer Regressionsanalyse (siehe Kapitel 5.2.1) die Zusammenhänge von lokalem Engagement und Widerstand mit den bestehenden Verzögerungszeiten aktueller Vorhaben untersucht. Das Ergebnis sind definierte Verzögerungszeiten pro Landkreis, die auf zukünftige Trassen übertragen werden und in die Szenarioentwicklung einfließen.

3.2 Übergeordnete Erkenntnisse aus der Praxis

Die Fragen und Themen, die von den Bürgerinnen und Bürgern in Gesprächen und bei Info- und Dialogveranstaltungen adressiert werden, sind nach Erfahrungen der DUH in allen Regionen sehr ähnlich. Sie lassen sich in drei Gruppen einteilen:

1. Fragen des „Ob“ - Brauchen wir diese Leitung wirklich?
2. Fragen des „Wie“ - Gibt es technische oder räumliche Alternativen? Nach welchen Kriterien wird der Verlauf der Trasse bestimmt?
3. Fragen zu den Beteiligungsmöglichkeiten im Planungsverfahren - Wann und wie kann ich mich einbringen?

Fragen des „Ob“

Häufig wird vor Ort bezweifelt, dass die Leitung überhaupt notwendig ist, vor allem wenn auch andere AkteurInnen (Wissenschaft, Umweltverbände, Politik u.a.) öffentlich die Planungen der Netzbetreiber angreifen. Dabei spielt es keine Rolle, dass der Bedarf gesetzlich festgestellt wurde. Im Gegenteil, die Entscheidungshoheit und auch Kompetenz von Politik und Behörden wird in der Gesellschaft vermehrt infrage gestellt. Zudem ist den BürgerInnen zumeist der Ablauf der zentralen Netzplanung nicht bekannt. Häufig besteht ein großes Misstrauen gegenüber den Netzbetreibern, denen einseitige wirtschaftliche Interessen unterstellt werden und denen eine objektive Planung nicht zugetraut wird. Erschwerend kommt hinzu, dass nicht alle Daten und Planungsgrundsätze bei der Netzentwicklungsplanung öffentlich zugänglich sind, das Thema sehr komplex ist und selbst ExpertInnen nicht alles nachvollziehen können.

Fragen des „Wie“:

Der Verlauf der Trasse und die technische Ausgestaltung sind die nächsten Punkte, die die BürgerInnen interessieren. Sie fordern die Prüfung technischer Alternativen wie z.B. Erdkabel und möchten Vor- und Nachteile klar erläutert bekommen. Vorfestlegungen auf eine Technik werden nicht akzeptiert.

Des Weiteren geht es um den Trassenverlauf: Wie ist das Vorgehen bei der Ermittlung einer Trasse? Welche Alternativen werden geprüft? Wichtig sind hier vor allem die Kriterien, nach denen die Trassen bewertet werden und die zur Wahl einer Vorzugstrasse führen. In der Bundesfachplanung und Planfeststellung ist dann vor allem das Verfahren der Abwägung erklärungsbedürftig: Nach welchem Schema wägt die Bundesnetzagentur die verschiedenen Interessen ab und kommt zu einer Entscheidung?

In diesem Zusammenhang formulieren die BürgerInnen ihre konkreten Sorgen und Nöte, die sie mit der neuen Leitung verbinden und fordern Sachinformationen und eine Berücksichtigung ihrer Interessen ein. Besonders relevant sind diese Themen:

- Gesundheitsschutz: Gefährdet die Leitung meine Gesundheit? Was wird zum Schutz vor gesundheitlichen Schäden getan?
- Wohnumfeldschutz: Wie dicht kommt die Leitung an mein Haus? Gibt es Abstandsvorgaben? Was wird getan, um das Wohnumfeld möglichst wenig zu beeinträchtigen?
- Wertverlust: Habe ich mit einem Wertverlust meines Grundstücks zu rechnen? Gibt es Entschädigungen?
- Landschaftsbild/Ortsbild: Ist eine Verlegung als Erdkabel möglich? Welche Varianten des Trassenverlaufs gibt es? Kann die Sichtbarkeit durch Maßnahmen wie Bepflanzung oder technische Ausgestaltung der Leitung verringert werden?
- Einschränkungen der Bewirtschaftung (Landwirtschaft): Kann ich die Fläche wie zuvor nutzen oder gibt es Einschränkungen? Welche Einschränkungen sind während des Baus zu erwarten? Gibt es Entschädigungen?
- Bündelung/Überbündelung: Ist die Bündelung mit gleicher oder anderer Infrastruktur sinnvoll oder führt das zu einer nicht mehr akzeptablen Belastung?
- Mitnahme/Rückbau: Können zwei Leitungen (380 kV und 110 kV) auf einem Gestänge geführt werden? Wird durch die neue Leitung eine andere überflüssig und kann abgebaut werden?
- Vogelschutz: Werden Vögel und ihre Schutzgebiete unzumutbar beeinträchtigt? Welche Maßnahmen werden zum Schutz der Vögel ergriffen?

Hinzu kommen lokal spezifische Themen, die ebenfalls berücksichtigt werden sollten. Häufig kommen auch aus der Bürgerschaft Ideen, wie Trassen alternativ verlaufen können, die diskutiert werden sollen.

Fragen zu den Beteiligungsmöglichkeiten

Den meisten BürgerInnen ist das Planungsverfahren nicht geläufig und muss erläutert werden. Welche Verfahrensschritte gibt es und wo stehen wir gerade? Dabei sind für sie vor allem auch die Einflussmöglichkeiten in den einzelnen Planungsschritten interessant:

- Wie und wann kann ich mich einbringen?

- Welchen Entscheidungsspielraum gibt es jeweils?
- Was kann ich erreichen und wer kann mir dabei helfen?

Bürgerfragen und Akzeptanz

Die Fragestellungen der BürgerInnen weisen klar auf die Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz hin. Sie zeigen, welche Aspekte die BürgerInnen kritisch sehen und was sie sich wünschen. So ist vor Ort bspw. der Schutz der Gesundheit ein häufig angesprochenes Thema. Viele haben Angst vor der Wirkung elektromagnetischer Felder, können diese aufgrund fehlenden Wissens schlecht einschätzen und sind unsicher. Daraus lässt sich ableiten, dass ein nicht überzeugendes Schutzkonzept und eine mangelhafte Kommunikation zu elektromagnetischen Feldern die Akzeptanz sinken lässt. Wird dagegen gut informiert, werden Messungen vor Ort durchgeführt und sorgt die Gesetzgebung für überzeugende Grenzwerte und Vorsorgemaßnahmen, steigt die Akzeptanz. Solche Zusammenhänge lassen sich auch für die anderen Themen ableiten.

3.3 Erkenntnisse aus zwei Fallbeispielen

3.3.1 Fallbeispiel 1: Westküstenleitung Schleswig-Holstein

Die geplante 380-kV-Westküstenleitung von Brunsbüttel bis Niebüll in Schleswig-Holstein (Landkreise Dithmarschen und Nordfriesland) ist ca. 150 km lang und in vier Planungsabschnitte unterteilt. Vorhabenträger ist der Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH (TenneT). Die Leitung ist im Bundesbedarfsplangesetz aufgeführt (BBPlG Nr. 8, Brunsbüttel – Bundesgrenze (DK)), die zuständige oberste Genehmigungsbehörde ist das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (MELUR). Bis Ende 2017 sollen die Bauarbeiten auf allen Abschnitten der Westküstenleitung begonnen werden. Eine Inbetriebnahme der gesamten Leitung ist bis 2018 geplant.

Planungsverfahren

Im nördlichen Teil zwischen Heide und Niebüll wurde nach Beschluss der Landesregierung auf ein formales Raumordnungsverfahren verzichtet. Stattdessen wurde die Planung durch einen intensiven informellen Bürgerdialog begleitet, der nachfolgend kurz beschrieben wird. Das Vorgehen wurde politisch von einer Realisierungsvereinbarung zwischen Landesregierung Schleswig-Holstein, Netzbetreibern und weiteren

Akteuren flankiert, die eine vorangegangene Beschleunigungsvereinbarung der Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein¹ weiter konkretisiert (siehe Tabelle 3.1).

Tabelle 3.1: Die Netzentwicklungsinitiative in Schleswig-Holstein

Herbst 2010	August 2011	März 2013	März - Dezember
Netzentwicklungsinitiative	Beschleunigungsvereinbarung	Realisierungsvereinbarung	Dialogprozess
Ministerien, Verbände, Behörden und Unternehmen formulieren das gemeinsame Ziel, den Ausbau des Stromnetzes in Schleswig-Holstein zügig voran zu bringen	Beteiligte der Initiative verpflichten sich, alles für eine Beschleunigung des Netzausbaus zu tun, u.a. einen Dialog- und Kommunikationsprozess einzuleiten	Zeitplan für den Planungsprozess und Durchführung eines Dialogprozesses vereinbart	Durchführung des Dialogprozesses mit Konferenzen, Bürger- und Fachdialogen

Quelle: Eigene Darstellung DUH.

Zu den Abschnitten der Leitung zwischen Heide und Niebüll, hat die DUH im Auftrag des Energiewendeministeriums Schleswig-Holstein und in enger Kooperation mit TenneT, von März bis Dezember 2013 einen ausführlichen Dialogprozess in den Landkreisen Dithmarschen und Nordfriesland moderiert.

Dialogprozess

Im Rahmen des „Westküsten-Dialogs“ wurden in den Kreisen Nordfriesland und Dithmarschen im April 2013 zehn Dialogveranstaltungen in Form von „Runden Tischen“ organisiert. Bei den Bürgerdialogveranstaltungen des Westküsten-Dialogs, aber auch bereits bei den Informationsabenden in Dithmarschen und Nordfriesland 2012, hat sich bestätigt, dass die AnwohnerInnen der geplanten Leitungstrasse vor allem Fragen nach dem grundsätzlichen Bedarf der Leitung stellen („Ob“-Fragen), nach den gesundheitlichen Auswirkungen und technischen Alternativen („Wie“-Fragen) sowie nach ihren konkreten Einflussmöglichkeiten (Fragen nach Beteiligungsmöglichkeiten). An der Westküste Schleswig-Holsteins fanden ergänzend zu den zehn Bürgerdialogen zudem vertiefende Fachdialogveranstaltungen mit jeweils 15 bis 30 Vertreterinnen und Vertretern aus der Verwaltung, von Verbänden, aus der Land- und Forstwirtschaft sowie aus Bürgerinitiativen statt. Auf vier Fachdialogen wurden in diesem Rahmen die Auswirkungen der geplanten Westküstenleitung auf

¹ Es wurden drei Vereinbarungen zweier Landesregierungen mit Netzbetreibern und Kreisen u.a. Akteuren zum Stromnetzausbau getroffen: Die Netzentwicklungsinitiative im Herbst 2010, gefolgt von einer Beschleunigungsvereinbarung im August 2011 (CDU-/FDP-Regierung), sowie die Beschleunigungsvereinbarung im Herbst 2012 (SPD-Grüne-Regierung).

die Bereiche Arten- und Naturschutz, Städtebau, Kulturraum und Denkmalpflege und Land- und Forstwirtschaft diskutiert. Zu zwei Themen, die sich im Verlauf des Dialogprozesses auf Wunsch von Betroffenen herauskristallisierten, wurden zusätzliche Fachdialoge angeboten. Dies waren die Möglichkeit der Erdverkabelung und elektromagnetische Felder.

Fazit zum Dialog

Insgesamt hat das Dialogverfahren geholfen, das Leitungsbauprojekt in der Region bekannter zu machen und viele konkrete Fragen und Probleme zu beantworten. Daneben hat sich die Ausgangssituation in Schleswig-Holstein als positiv erwiesen. Denn das Land verfolgt schon seit vielen Jahren eine ehrgeizige Politik zum Ausbau der Windenergie und unterstützt seit 2010 parteiübergreifend einen zügigen Um- und Ausbau der Stromnetze durch Netzentwicklungsinitiativen und Vereinbarungen. Grundlegend besteht, aus wirtschafts- und umweltpolitischer Sicht, ein überparteilicher Konsens über die wichtige Rolle und den weiteren Ausbau der Windenergie sowie den damit verbundenen Infrastrukturmaßnahmen. Der Dialog führte zu einer Versachlichung der Diskussion, die es ermöglichte die Spielräume auszuloten und Planänderungen zu erreichen. Auch bei den Fachdialogen waren AnwohnerInnen vertreten (= Vertrauenspersonen aus den vorherigen Veranstaltungen, Vertreter von Bürgerinitiativen). Themen, die üblicherweise im Raumordnungsverfahren von Fachbehörden und Verbänden erörtert werden, waren dadurch transparenter.

Weitere Erkenntnisse der Akzeptanzforschung in Schleswig-Holstein

Im Auftrag der DUH befragte die Arbeitsgruppe Gesundheits- und Umweltpsychologie der Universität Halle-Wittenberg 2012/2013 Menschen in Ostholstein, Dithmarschen und Nordfriesland, die innerhalb oder im Umkreis von einem Kilometer der Trassenkorridore von geplanten Leitungen leben. Gegenstand der Umfrage Hübner u. Hahn (2013) waren auch die vor Ort durchgeführten Informations- und Dialogveranstaltungen zum Netzausbau. Ziel war es herauszufinden, welche Faktoren die lokale und regionale Akzeptanz der Stromtrassen hemmend oder fördernd beeinflussen und wie wirksam die eingesetzten Kommunikationsmaßnahmen zur frühzeitigen Bürgerbeteiligung sind.

Insgesamt wurden in der Studie von Hübner u. Hahn (2013) 381 Personen (28,3 % weiblich, 71,7 % männlich) mit einem Fragebogen in persönlichen Gesprächen oder per Online-Umfrage befragt. Zusätzlich wurden 18 ExpertInneninterviews durchgeführt. Folgende Ergebnisse zeigen, dass der Stromnetzausbau in den Regionen eine hohe Relevanz besitzt:

- Trotz der frühzeitigen Infoveranstaltungen, die positiv bewertet werden, fühlen sich die Befragten allgemein wenig informiert.
- Die Trasse insgesamt wird positiver bewertet als ein konkreter Abschnitt in der unmittelbaren Umgebung.
- Nach ihren Befürchtungen befragt, nannten die AnwohnerInnen am häufigsten eine Beeinträchtigung des Orts- und Landschaftsbildes. Zudem erwarten sie negative Auswirkungen auf die Wirtschaft, wie Wertverlust von Grundstücken, Abschreckung von Touristen und Beeinträchtigung der Landwirtschaft.
- 71,6 % der Befragten wünschen sich Mitsprache bei der Trassenführung, 36,2 % der Befragten möchten bei der Wahl der Technologie (Freileitung oder Erdkabel) mitentscheiden können.

Die Auswertung der 18 ExpertInneninterviews zeigt, wie schwierig das rechtliche und planerische Umfeld der Stromnetzplanung im Übertragungsnetz ist.

- Viele der Befragten betonen, dass die komplexe Rechtslage die Kommunikation erschwert.
- Einige kritisieren die gesetzliche Festlegung auf die Freileitungstechnologie und wünschen sich mehr Flexibilität in Bezug auf (Teil-)Erdverkabelungsoptionen.
- Als weiteres Hemmnis des Netzausbaus nennen mehrere Fachleute eine Ungleichgewichtung bei der Schutzgüterabwägung im Planungsverfahren. Immer wieder führe es zu Irritationen, dass der „Menschenschutz“ gesetzlich weniger stark verankert sei als der Naturschutz. Einige Befragte fordern daher eine stärkere Gewichtung des Schutzguts Mensch, um größere Abstände zur Wohnbebauung zu erreichen.

Den Bürgerdialog zur Westküstenleitung bewerten manche der Befragten kritisch. Dieser wird demnach als eine Scheinbeteiligung empfunden, da bereits zu viele Festlegungen vorab getroffen worden seien. Nach ihrer Meinung zur finanziellen Bürgerbeteiligung an Höchstspannungsleitungen gefragt, bewerteten die Befragten die Möglichkeit „Bürgerleitung“ nur vorsichtig positiv. Allerdings war das von TenneT angebotene Beteiligungsmodell für die Westküstenleitung in Form einer nachrangigen Bürgeranleihe zum Zeitpunkt der Befragung noch nicht detailliert ausgearbeitet (TenneT TSO GmbH, 2013a). In der tatsächlichen Umsetzung erwies sich das Projekt „Bürgerleitung“ der TenneT als wenig erfolgreich, mit nur 142 Haushalten in Nordfriesland und Dithmarschen, die bis Ende 2013 die Bürgeranleihe gezeichnet

haben (IWR, 2013). Grund für das geringe Interesse an der Anleihe war nach Befragungsergebnissen von TenneT laut IWR (2013) unter anderem die öffentliche Debatte um das Beteiligungsmodell, in der die Komplexität und das Risiko der Anleihe kritisiert wurden.

3.3.2 Fallbeispiel 2: Leitung Wahle-Mecklar, Niedersachsen/Hessen

Die insgesamt 230 km lange 380-kV-Leitung vom Umspannwerk (UW) Wahle in Niedersachsen bis zum UW Mecklar in Hessen ist Vorhaben Nr. 6 des EnLAG.

Bürgerinformation und Dialogveranstaltungen

Der für das Wahle-Mecklar Projekt zuständige Netzbetreiber TenneT TSO, damals noch E.ON Netz, hat bereits im Sommer 2007 einen Antrag auf Raumordnung für das Leitungsvorhaben gestellt. Zu dieser Zeit war das Thema Bürgerbeteiligung beim Stromnetzausbau in der öffentlichen Debatte noch nicht so präsent wie heute und die Vorhabenträger hielten sich mit Ihrem Informationsangebot vor allem an die gesetzlich vorgeschriebenen Maßnahmen (z.B. Antragskonferenzen, Gespräche mit betroffenen GrundstückseigentümerInnen). Mit der Verabschiedung des EnLAG, sowie in Folge der Debatte um Stuttgart 21, hat das Thema (frühzeitige) Bürgerinformation und -beteiligung auch bei Netzbetreibern stärkeres Gewicht bekommen (DUH, eigene Einschätzung). Der überregionale, teilweise gut organisierte Protest an der Strecke, mit ca. 22.000 Einwendungen Betroffener gegen das Raumordnungsverfahren hat auch den Netzbetreiber TenneT in den folgenden Jahren zu verstärkten Informationsbemühungen veranlasst (Neukirch, 2014). So eröffnete dieser 2012 ein Projektbüro in Göttingen, als direkte Anlaufstelle für BürgerInnen und veranstaltete eine Reihe von Runden Tischen zur Diskussion mit GemeindevertreterInnen und Bürgerinitiativen. Im Rahmen des Projekts „Forum Netzintegration Erneuerbare Energien“ (Netzintegration) führte die DUH, in den Jahren 2010 und 2012, mehrere öffentliche Informationsveranstaltungen für AnwohnerInnen durch (2010 in Meißner und Melsungen / Hessen sowie Delligsen/ Niedersachsen, 2012 in Vechelde, Göttingen und Einbeck / Niedersachsen). Die drei Veranstaltungen im Jahr 2012 wurden in Kooperation mit dem Niedersächsischen Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz durchgeführt.

Fazit

Die Veranstaltungen der DUH zur Wahle-Mecklar Leitung waren vor allem für die Vermittlung von Informationen konzipiert. Die Möglichkeit, Anregungen abzugeben war zwar durch eine Diskussion mit der Bevölkerung stets gegeben, stand aber nicht im Vordergrund, zumal die DUH als unabhängige Moderation keinen Einfluss auf

die Trassenplanung hatte. Während der Veranstaltungen wurde teilweise kritisiert, dass zu spät im Planungsprozess zu wenig echte Bürgerbeteiligung stattfinden würde. Die Frage des „Ob“, also nach dem Bedarf der Leitung, wurde nicht (mehr) oder nur vereinzelt gestellt. Dies kann als grundsätzliche Akzeptanz, oder als Zeichen von „Resignation“, der lokal betroffenen BürgerInnen, gewertet werden, da das Planungsverfahren bereits so weit fortgeschritten war, dass Betroffene keine Möglichkeit der Einflussnahme mehr sahen.

Weitere Erkenntnisse der Akzeptanzforschung in Niedersachsen/Hessen

In der Studie der FG-UPSY von Schweizer-Ries u. a. (2010) wurde die Akzeptanz der geplanten 380-kV-Neuleitungen sozialwissenschaftlich untersucht. Sie wurde im Rahmen des Projekts „Forum Netzintegration Erneuerbare Energien“ beauftragt. Ihr Ziel bestand darin die Diskussionen zwischen politischen AkteurInnen und Stromversorgung, Naturschutz, Wissenschaft und Bürgerinitiativen innerhalb des Forums mit sachlichen Argumenten zu unterstützen.

Am Beispiel von Teilabschnitten wurde der Akzeptanzbildungsprozess exemplarisch dargestellt. Insgesamt wurden 450 AnwohnerInnen mit einem standardisierten Fragebogen und 12 Einzelpersonen in qualitativen Interviews aus verschiedenen Akteursgruppen befragt. Erhoben und analysiert wurden sowohl die Bewertung technologiebezogener Eigenschaften, als auch die Wahrnehmung des Planungsprozesses. Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass neue Stromleitungen als prinzipiell notwendig anerkannt werden, neue Freileitungen aber sehr negativ bewertet werden:

- Gesundheitliche Befürchtungen sowie die erwarteten negativen landschaftlichen Effekte stehen dabei als Argumente der befragten BürgerInnen im Vordergrund.
- Erdkabel werden gegenüber Freileitungen deutlich bevorzugt, zudem wird ein Bau der neuen Leitungen entlang von bereits bestehenden Infrastrukturtrassen befürwortet.
- Generell werden von den AnwohnerInnen der geplanten Trasse mehr Informationen, sowohl über die Technologien als auch den Planungsprozess gewünscht.

Hier wird die Bedeutsamkeit eines konstruktiven Kommunikationsprozesses zwischen den beteiligten Akteursgruppen offensichtlich. Dieser war, zum Zeitpunkt der Studie, in den untersuchten Gemeinden nicht durchgehend gegeben.

3.3.3 Schlussfolgerungen aus Fallbeispielen und Studien

Aus den Erfahrungen der Bürgerdialoge, zu Formaten und diskutierten Themen, lassen sich bereits Einflussfaktoren und entsprechende Indikatoren herleiten. Vor allem informelle Informations- und Dialogangebote, ergänzend zum formalen Planungsverfahren, sind wichtig und sinnvoll. Kommunikation ist entscheidend für die Akzeptanz. Dabei spielen Maßnahmen, wie eine unabhängige Moderation, die Einbeziehung von ExpertInnen und Antworten auf die Fragen der BürgerInnen eine große Rolle. Entscheidend sind nachvollziehbare Auseinandersetzungen mit allen vorgebrachten Argumenten der BürgerInnen und die klare Kommunikation des Handlungsspielraums. Zusätzlich wurde an der Westküstenleitung deutlich, dass eine parteiübergreifende politische Unterstützung sowie die Unterstützung der lokalen Windmüller (die profitieren, wenn ihr Strom abgeleitet werden kann) zu höherer Akzeptanz geführt hat. Auch in beiden beauftragten Studien finden sich Hinweise auf Einflussfaktoren. So lässt die Aussage, dass Erdkabel gegenüber Freileitungen deutlich bevorzugt werden, den Schluss zu, dass die Möglichkeit der Erdverkabelung und ihre Nutzung positiv auf die Akzeptanz wirken. Wenn kritisiert wird, dass der Mensch im Rahmen der Schutzgüterabwägung nicht ausreichend geschützt wird, kann zum einen eine transparente Erläuterung der Abwägungskriterien aber auch ein möglichst großer Abstand der Leitung zur Wohnbebauung zu mehr Akzeptanz führen.

3.4 Fokusgruppe

Im Rahmen einer Fokusgruppe wurden die Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz beim Netzausbau mit AkteurInnen aus Wirtschaft, Politik und Wissenschaft diskutiert. Ziel war, aus der Fülle bekannter Einflussfaktoren, die für die heutige Praxis relevantesten herauszuarbeiten. Es wurde deutlich, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) informellen Kommunikations- und Beteiligungsmaßnahmen eine hohe Bedeutung für die Akzeptanz zusprechen. So verfährt 50Hertz Transmission GmbH in Planungsprozessen nach einem eigens entwickelten internen Standard. Dieser gilt nicht als Reaktion auf Protest, sondern grundsätzlich für jedes Projekt. Alle ÜNB engagieren sich verstärkt proaktiv in der Kommunikation ihrer Projekte und führen zudem auch eigene Untersuchungen der gesellschaftlichen Akzeptanz durch. Die stetig weiter entwickelten Maßnahmen zur Gewährleistung gesellschaftlicher Akzeptanz zeichnen sich durch Flexibilität aus, die sich an lokalen Gegebenheiten orientiert. Inwiefern die getroffenen Maßnahmen eine Bauverzögerung der Projekte verringern, wird regelmäßig evaluiert. Aus Sicht der ÜNB ist das gemeinsame Vorgehen mit der

Landes- und der Kommunalpolitik ein zentraler Erfolgsfaktor beim Einsatz informeller Maßnahmen. Auch frühzeitige Projektinformationen gelten als Erfolgsfaktor, auch wenn die Häufigkeit von Klagen nicht unmittelbar sinkt. Die Professionalität von Protesten ist angestiegen, da rechtzeitige Vorabinformationen konstruktive Stellungnahmen betroffener AkteurInnen unterstützen. Daneben nennen die ÜNB aber auch Faktoren, denen mit diesen Maßnahmen nicht begegnet werden kann. Hemmend wirkt z.B. eine zu geringe Kapazität der Planungsbehörden, die zu erheblichen Zeitverzögerungen führen kann, und auf die die ÜNB keinen Einfluss haben. Darüber hinaus bestehen Vermutungen, nach denen sich vor allem strukturschwache Regionen generell „ungerecht“ behandelt fühlen, und die ergriffenen Maßnahmen somit eher zweitrangig sind. Beim zukünftigen Ausbau der Übertragungsnetze betonen die ÜNB vor allem den Einfluss äußerer Rahmenbedingungen auf die Akzeptanz, wie das Marktdesign, das EEG, Änderungen von Planungs- und Genehmigungsverfahren, Umwelt- und Naturschutzanforderungen und die Verknüpfung der nationalen mit der europäischen Politikebene.

Seitens der ÜNB besteht Skepsis, ob sich technologische Innovationen wie bspw. Erdkabel positiv auf die gesellschaftliche Akzeptanz auswirken. Nach ihrer Einschätzung bleibt die gesellschaftliche Akzeptanz beim Ausbau der Übertragungsnetze in den kommenden Jahren eine zentrale Größe. Aufgrund bisheriger Erfahrungen gehen sie von einer Zunahme der bereits bestehenden Kluft zwischen den Zeithorizonten in Planung und Praxis aus. Schlimmstenfalls, so die Befürchtung eines ÜNB, stellen betroffene Akteure verstärkt singuläre Interessen in den Vordergrund, während sie demokratische Planungsverfahren und behördliche Entscheidungen als nachrangig bewerten. Weiterhin entscheidend für die Akzeptanz ist nach Ansicht der ÜNB die zukünftige Rolle der Braunkohle in der Energieversorgung.

Die TeilnehmerInnen nennen folgende Indikatoren zur Einschätzung gesellschaftlicher Akzeptanz:

- Vorbelastung durch Netzinfrastruktur
- Besiedlungsdichte
- Anteil Bürgerwindparks und EE generell im Einzugsgebiet eines Korridors
- Andere Infrastrukturen (z.B. Autobahn)

3.5 Systematische Erhebung gesellschaftlicher Akzeptanz

Einflussfaktoren der gesellschaftlichen Akzeptanz können zu Verzögerungen, zur Einhaltung von Zeitplänen oder sogar zu Beschleunigungen beim Netzausbau beitragen.

Um die gesellschaftliche Akzeptanz als Teil der Szenarioentwicklung für den Netzausbau verwenden zu können, wird sie als Zeitverzögerung zur ursprünglich geplanten Inbetriebnahme dargestellt. Durch die Verknüpfung der qualitativen Untersuchungen gesellschaftlicher Akzeptanz mit Zeitverzögerungsanalysen, können voraussichtliche zeitliche Verzögerungen aller geplanter EnLAG- oder BBPIG-Vorhaben berechnet werden.

Die Methodik zur Berechnung basiert auf zwei Teilen:

1. Entwicklung und Durchführung eines Ansatzes zur Quantifizierung gesellschaftlicher Akzeptanz in ausgewählten Landkreisen.
2. Integration der Ergebnisse in die Energiesystemmodellierung, akzeptanzbasierte Verzögerungserwartungen für Deutschland und die darauf aufgebaute Entwicklung von Netzausbauszenarien.

Grundlage der nachfolgenden Untersuchungen ist eine Studie von Neukirch (2014), die erste systematische Ansätze zur Erhebung gesellschaftlicher Akzeptanz in Netzausbauvorhaben enthält. Die dortigen Auswertungen von Protesten bei Netzausbauvorhaben erfolgten qualitativ, Bewertungen von Engagement für den Netzausbau wurden nicht betrachtet. Die eigene Entwicklung eines Verfahrens zur Erhebung von Widerstand und Engagement in Netzausbauvorhaben basiert auf elf Teilabschnitten der EnLAG-Vorhaben 1-6 und zwei Teilabschnitten im BBPIG-Vorhaben 8, in insgesamt 19 Landkreisen. Der Untersuchungsraum umfasst konkret:

- BBPIG 8 (Westküstentrasse: Brunsbüttel-Bundesgrenze (DK))
- EnLAG 1 (Kassø (DK)-Dollern)
- EnLAG 2 (Ganderkesee-Wehrendorf)
- EnLAG 3 (Neuenhagen-Krajnik)
- EnLAG 4 (Lauchstädt-Redwitz)
- EnLAG 5 (Diele-Niederrhein)
- EnLAG 6 (Wahle-Mecklar)

Diese Auswahl orientiert sich an den Aktivitäten der DUH. Alle Teilabschnitte wurden hinsichtlich gesellschaftlicher Akzeptanz mit folgenden Schwerpunkten untersucht: Inhalte von Protesten, regionale Ausbreitung der Proteste, ProtestakteurInnen und angewandte Methoden zur Beteiligung der Öffentlichkeit. Das erhobene qualitative Datenmaterial wurde strukturiert und in Tabellen mit den folgenden

Spaltenüberschriften übertragen: allgemeine Projektinformationen, spezifische Interessenspunkte einzelner Stakeholder pro Landkreis sowie Beteiligungsformate. So entstand ein Datensatz mit 356 Einträgen, für den folgende Hinweise gelten:

- alle Einträge basieren auf subjektiven Einschätzungen der DUH
- Für jeden Landkreis liegt eine unterschiedliche Anzahl an Einträgen vor

Der Datensatz wurde anschließend mit definierten Unterkategorien weiter strukturiert. Damit konnten Widerstände und Beteiligungsprozesse in jedem der ausgewählten 19 Landkreise analysiert werden.

Die Erhebung von Engagement basiert nicht auf den spezifischen Teilabschnitten, sondern erfolgte übergeordnet auf Bundes- und Landesebene mittels Internet- und Literaturrecherche. Die Ergebnisse sind ebenfalls als Datensatz angelegt, und orientieren an den von der DUH genannten Faktoren für erfolgreiches Engagement:

- konsistente Energiewendepolitik.
- Bekenntnis zum Netzausbau Bundeslandebene.
- Bekenntnis zum Netzausbau Landkreisebene.
- Umfangreiche und frühzeitige Beteiligung der Öffentlichkeit.

Konkret wurden aus diesen Datensätzen die beiden Indikatorsysteme, Widerstands- und Engagementrate, mit jeweils sieben Einzelindikatoren erarbeitet. Mit der Widerstandsrate wird das Ausmaß der Aktivitäten, die zu einer Verzögerung des ursprünglichen Jahres der Inbetriebnahme geführt haben können, definiert. Sie umfasst folgende Indikatoren: Inhalte der Widerstände (Bandbreite, Art, aktuelle regionalen Ausbreitung), AkteurInnen (Bandbreite, Art, Grad der Einflussnahme) und tatsächlich durchgeführte Protestaktionen (z.B. gesetzliche Klagen). Sie basiert vor allem auf Material der DUH, lediglich die tatsächlichen Protestaktionen wurden extern recherchiert. Die Engagementrate eines Vorhaben definiert Aktivitäten, die dazu führen sollen das geplante Jahr der Inbetriebnahme zu erreichen. Ihre Indikatoren beziehen sich auf die Aktivitäten der Bundesländer (Ausbau der EE und Bekenntnis zum Netzausbau), der Landkreise (Ausbau der EE und Bekenntnis zum Netzausbau) und der Netzbetreiber (Grad und Zeitpunkt der öffentlichen Beteiligung, Aufbereitung von Informationen und Anstrengungen für den Dialog).

Zur Erstellung beider Raten wurde folgende Vorgehensweise angewandt:

- Entwurf nominaler Merkmale pro Indikator mit Punktbewertung (z.B. ein Punkt pro Merkmal oder zunehmende Punktzahl bei zunehmendem Merkmalsgewicht)

- Auswertung von Widerstand und Engagement in Punkten pro Landkreis (je mehr Punkte umso stärker)
- Normierung, Gewichtung pro Indikator und Gesamtberechnung einer Widerstands- und Engagementrate pro Landkreis
- Typisierungen der absoluten Werte in vier Wertebereiche: „best“, „mid-best“, „mid-worst“ und „worst“

Mit „best“ bewertet werden der geringste Widerstand und das höchste Engagement. Für jeden der 19 Landkreise wurde eine Widerstands- und eine Engagementrate bestimmt. In den folgenden zwei Kapiteln werden alle Indikatoren beider Raten einzeln beschrieben. Eine umfangreiche Beschreibung des gesamten Verfahrens erfolgte in der im Rahmen des Projektes am IZT entstandenen Masterarbeit „Entwicklung einer Methodik zur Integration gesellschaftlicher Akzeptanz in die Strommarkt-Modellierung am Beispiel ausgewählter Netzausbauvorhaben in Deutschland“ (Mester, 2016).

3.5.1 Indikatoren Widerstandsrate

Breite der Protestinhalte (Indikator 1) Der Indikator erfasst die Protestinhalte innerhalb eines Landkreises in den vier Kategorien technische Planung, Standort/-Entwicklung der Region, Verteilungs- und Verfahrensgerechtigkeit und Bedarf. Zur Erfassung wird jeder Protestinhalt mit einem Punkt bewertet. Es ergeben sich absolut Merkmalsausprägungen von „0“ (keine Inhalte) bis maximal „5“ (fünf Inhalte) und normiert Werte von 0.00 bis 1.00. D.h. je höher die Punktzahl, desto mehr Protestinhalte innerhalb eines Vorhabens.

Beispiel: Eine Bewertung mit „4“ bedeutet, dass innerhalb eines Landkreises vier von den fünf möglichen Protestinhaltskategorien diskutiert werden. Der normierte Indikatorwert ergibt 0.80 als Quotient aus $4/5$.

Normierte Werte von 0-1 entsprechen dem Typ „best“, genau 2 entspricht dem Typ „mid-best“, genau 3 „mid-worst“, 4-5 entsprechen „worst“.

Radikalität der Protestinhalte (Indikator 2) Dieser Indikator bewertet die Intensität der Protestinhalte. Bewertet werden die Kategorien, Protestinhalte in den Kategorien technische Planung sowie Standort/Entwicklung der Region gelten als wenig radikal und werden mit einem Punkt bewertet. Mit zwei Punkten bereits gravierender bewertet werden Proteste in der Kategorie Verteilungs- und Verfahrensgerechtigkeit. Maximale Intensität haben Proteste der Kategorie Bedarf. Denn

hier wird der Bedarf des Ausbauvorhabens generell in Frage gestellt, sie erhalten daher die Höchstpunktzahl vier. Ein Landkreis kann zwischen null und zehn Punkte erhalten. Die Merkmalsausprägungen und normierten Indikatorwerte ergeben sich aus den Kombinationsmöglichkeiten der zutreffenden Protestinhalte.

Beispiel: Werden in einem Landkreis der Bedarf (F=4 Punkte), das Verfahren (E=2 Punkte) und die technische Planung (B=1 Punkt) eines Vorhabens kritisiert ergibt sich ein normierter Indikatorwert von $((4+2+1)/10) = 0.70$.

In Bezug auf die Zuordnung der Merkmale zu den Widerstandstypen wurde folgendes festgelegt: Kombinationen von Protestinhalten, die die Ausprägung F „Bedarf“ beinhalten wurden aufgrund der Stärke des Protests mindestens dem Typ „mid-worst“ zugeteilt. Alle anderen Inhalte der Intensität „A-E“, die nicht den Bedarf des Vorhabens betreffen, werden mit „best oder mid-best“ bewertet.

Ausbreitung der Protestinhalte (Indikator 3) Anhand des Indikators Ausbreitung der Protestinhalte wird bewertet, ob die Proteste eher regional oder überregional sind. Der Indikator ergibt sich aus dem Verhältnis der Anzahl regionaler Protestinhalte und der Anzahl der gesamten Protesteinträge in einem Landkreis (Regionalitätsrate). Je höher die Regionalitätsrate, desto höher ist der Anteil regionaler Proteste und desto höhere Punktzahl erhält der Indikator.

Beispiel: Zwei Drittel der Protestinhalte eines Landkreises sind regional ausgebreitet die normierte Regionalitätsrate beträgt dann 0.67 (2/3) und gehört zum Typ „mid-worst“.

Breite der Protestakteure (Indikator 4) Der Indikator Breite der ProtestakteurInnen ist analog zum Indikator 1 aufgebaut.

Art der Protestakteure (Indikator 5) Die Art der Protestakteure nimmt Bezug auf die Relevanz der ProtestakteurInnen und ist analog zu Indikator 2 aufgebaut.

Aktionsebene der Protestakteure (Indikator 6) Der sechste Indikator basiert auf der Aktionsebene der ProtestakteurInnen. Die Merkmalsausprägungen sind lokal (ein Punkt), regional (zwei Punkte) und bundesweit (drei Punkte). Verwendet wird immer der größte Aktionsradius eines Landkreises.

Beispiel: In einem bestimmten Landkreis sind AkteurInnen der Kategorien BI/Anwohnerschaft (lokal, regional), Kommunalpolitik (lokal, regional) und

Wissenschaft (bundesweit) vertreten. Aufgrund der bundesweit tätigen AkteurInnen der Wissenschaft, mit dem größten Radius, wird der Landkreis mit drei Punkten bewertet. Der normierte Indikatorwert beträgt 1.00 und repräsentiert den Typ „worst“.

Tatsächliche Protestaktionen (Indikator 7) Für den Indikator „tatsächliche Protestaktionen“ gibt es die vier Merkmalsausprägungen von „0“ (keine Aktionen) bis „3“ (Klagen vor Gericht), gemäß ihrer Relevanz steigt die Punktzahl. Jeder der vier Widerstandstypen „best - worst“ entspricht genau einer Merkmalsausprägung.

Beispiel: Wenn gegen ein Vorhaben Einwendungen eingereicht und gleichzeitig privatrechtliche Verhandlungen geführt werden, ergeben sich absolut 2 Punkte und normiert 0.67. Diese Protestaktionen werden mit dem Widerstandstyp „mid-worst“ gekennzeichnet.

Bei der Anwendung und Bewertung der Indikatoren 1-6 ist die unterschiedliche verfügbare Datenmenge in den Landkreisen zu berücksichtigen. Würden ausschließlich Häufigkeiten erhoben, wären die Indikatoren 1,2,4 und 5 überbewertet. Dem soll mithilfe der Kategorien aller Indikatoren entgegen gewirkt werden. Zur Erfassung von Indikator 2 bspw. wird nicht gezählt wie oft der Inhalt „Bedarf“ geäußert wurde, sondern lediglich, ob dieser für den ausgewählten Landkreis zutrifft.

Gewichtung der Indikatoren Die Indikatoren der Widerstandsrate sind eingeteilt in die Untergruppen: Inhalte (Indikator 1-3), AkteurInnen (Indikator 4-6) und Aktionen (Indikator 7). Um eine Über- oder Untergewichtung bestimmter Indikatoren zu vermeiden, wird eine Gleichgewichtung angestrebt (vgl. Diekmann u. a., 2014b, S. 6). Inhaltlich unterscheidet sich der siebte jedoch von den übrigen Indikatoren, weil dieser tatsächliche Aktivitäten von ProtestakteurInnen widerspiegelt, die geplante Inbetriebnahmezeitpunkte verzögern. Deshalb wird dieser mit 25 % doppelt so stark gewichtet, wie die restlichen Indikatoren. Diese beziehen sich vornehmlich auf Beweggründe, Kritikpunkte, Organisation und Reichweite von Protesten und werden mit jeweils 12,5 % gewichtet. Dies wurde mit der DUH abgestimmt und transparent im Indikatorensystem eingetragen (s. Abbildung 3.1).

Aggregation und Typisierung Die Summe der normierten und gewichteten Indikatoren ergibt die Widerstandsrate (einen Gesamtindikator). Das Ergebnis der Widerstandsrate wird einem der vier Typen „best“, „mid-best“, „mid-worst“ und „worst“ zugewiesen. Die Wertebereiche (s. Abbildung 3.1) ergeben sich entsprechend der minimalen und maximalen Merkmalsausprägungen.

Indikatorensystem Widerstandsrate

	Indikator 1	Indikator 2	Indikator 3	Indikator 4	Indikator 5	Indikator 6	Indikator 7	Gesamt-indikator
Indikatoren	Breite der Protestinhalte (12,9%)	Radikalität der Protestinhalte (12,9%)	Ausbreitung des Protestinhalts (12,9%)	Breite der Protestakteure (12,9%)	Art der Protestakteure (12,9%)	Aktionsebene der Protest-akteure (12,9%)	Tatsächliche Protest-Aktionen (25,0%)	Widerstandsrate (100,0%)
Minimal [Indikatorwert]	A [0.00] B [0.20]	A [0.00] B/C [0.10]	Regionalitätsrate: -0.00-0.25 [0.00]	A [0.00] B [0.20]	A [0.00] F [0.08] D/E [0.15]	A [0.00]	A [0.0]	Typ: best [0.00-0.24]
Minimal [Indikatorwert]	C [0.40]	D/E bzw. B+C [0.20] B/C+D/E [0.30]	Regionalitätsrate: -0.26-0.50 [0.33]	C [0.40]	F+D/E [0.23] B/C [0.31] F+B/C [0.38] D/E+B/C [0.46]	B [0.50]	B [0.33]	Typ: mid-best [0.25-0.49]
Minimal [Indikatorwert]	D [0.60]	F bzw. D+E bzw. D+E+B+C [0.40] F+B/C bzw. D+E+B/C [0.50] F+B+C bzw. F+D/E [0.60] F+D+E+B/C [0.70]	Regionalitätsrate: -0.51-0.75 [0.67]	D [0.60]	F+D+E+B/C [0.54] B+C bzw. B/C+D+E [0.62] B+C+F [0.69] B+C+D/E [0.77]	B [0.50]	C [0.67]	Typ: mid-worst [0.50-0.79]
Minimal [Indikatorwert]	E [0.80] F [1.00]	F+D+E bzw. F+D+E+B+C [0.80] F+D+E+B/C [0.90] F+D+E+B+C [1.00]	Regionalitätsrate: -0.76-1.00 [1.00]	E [0.80] F [1.00]	B+C+D+E+F [0.85] B+C+D+E [0.92] B+C+D+E+F [1.00]	C [1.00]	D [1.00]	Typ: worst [0.80-1.00]
Bezeichnung der Merkmale (Bewertungsgrundlage)	A: kein Inhalt B: 1 Inhalt C: 2 Inhalte D: 3 Inhalte E: 4 Inhalte F: 5 Inhalte pro zutreffendem Inhalt: 1 Pkt.	A: kein Inhalt (0 Pkt.) B: Technische Planung (1 Pkt.) C: Standort/Entwicklung der Region (1 Pkt.) D: Verteilungsgerechtigkeit (2 Pkt.) E: Verfahrensgerechtigkeit (2 Pkt.) F: Bedarf (4 Pkt.)	Regionalitätsrate von 0 bis 1: Anzahl regionale Proteste/ Anzahl Proteste gesamt 0.00-0.25 (1 Pkt.) 0.26-0.50 (2 Pkt.) 0.51-0.75 (3 Pkt.) 0.76-1.00 (4 Pkt.)	A: kein Akteur B: 1 Akteur C: 2 Akteure D: 3 Akteure E: 4 Akteure F: 5 Akteure pro zutreffendem Akteur: 1 Pkt.	A: kein Akteur (0 Pkt.) B: BI/ Anwohner (4 Pkt.) C: NGO/ Verband (4 Pkt.) D: Kommunalpolitik (2 Pkt.) E: Wissenschaft (2 Pkt.) F: Unternehmen/ Sonstige (1 Pkt.)	A: Vorkommen lokaler Akteure (1 Pkt.) B: Vorkommen regionaler Akteure (2 Pkt.) C: Vorkommen bundesweit agierender Akteure (3 Pkt.)	A: keine Aktion (0 Pkt.) B: nicht zwingend verfahrensverzögernd, z.B. Internetpräsenz (1 Pkt.) C: Einwendungen/ Stellungnahmen, zus. Variantenprüfungen, privatrecht. Verfs. (2 Pkt.) D: Klagen vor Gericht (3 Pkt.)	Betrifft Indikatoren 2 und 5: „-“ steht für „oder“
MIN	MIN: 0	MIN: 0	MIN: 1	MIN: 0	MIN: 0	MIN: 1	MIN: 0	
MAX	MAX: 5	MAX: 10	MAX: 4	MAX: 5	MAX: 13	MAX: 3	MAX: 3	

Abbildung 3.1: Indikatorensystem Widerstandsrate. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin (Mester, 2016)

3.5.2 Indikatoren Engagementrate

Ausbau EE im Bundesland (Indikator 1) Zur Erfassung der EE-Ausbauaktivitäten der Bundesländer wird das Ranking einer Studie im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) genutzt (Diekmann u. a., 2014b). Die normierten Werte der Studie fließen direkt in die Engagementrate ein. Entsprechend des Wertebereichs sind diese zu gleichen Anteilen von je 25 % auf die Engagementtypen „worst“ (0-25 %) bis „best“ (75-100 %) übertragen worden (siehe Abbildung 3.2).

Beispiel: Ein Landkreis in Schleswig-Holstein hat im Bundesländerranking den Indikatorwert [0.47] und den Engagementtyp „mid-worst“.

Bekanntnis zum Netzausbau im Bundesland (Indikator 2) Das Bekanntnis zum Netzausbau eines Bundeslandes wird mit den Merkmalsausprägungen „kein Bekanntnis“ (0 Punkte) und „Online Informationen/Links“, „Erklärungen zu Netzausbauvorhaben allgemein Aufforderungen“ und „Initiierung z.B. von Netzausbauinitiativen“ bewertet (je 1 Punkt). Es können null (Typ „worst“) bis drei Punkte (Typ „best“) erreicht werden.

Beispiel: Wenn eine Landesregierung der Öffentlichkeit, in einem eigenen Internetportal, Informationen und Erklärungen zum Ausbaubedarf bereitstellt, und zusätzlich eine Aktionsplattform zur Beschleunigung des Netzausbaus in Kooperation mit dem ÜNB (Netzausbauinitiative) initiiert, erhält sie drei Punkte und den Typ „best“.

Ausbau EE im Kreis, Bekenntnis zum Netzausbau im Kreis; Informationen von Netzbetreiber, Dialog durch Netzbetreiber (Indikatoren 3, 4, 6, 7) Die Typenzuordnung ist angelehnt an die von Indikator 2.

Zeitpunkt bzw. Grad der Beteiligung (Indikator 5) Dieser Indikator beinhaltet die Kategorien „Formell Standard“, „Formell Information“, „Formell Dialog“, „Informell Information“ und „Informell Dialog“ zur Bewertung von Beteiligung am Planungsprozess. Die verschiedenen Stufen der Beteiligung werden mit fünf Merkmalsausprägungen bewertet, wovon „Formell Standard“ als die geringste Stufe gilt mit 0 Punkten, jede weitere Stufe erhält einen weiteren Punkt bis zur höchsten Stufe „Informell Dialog“ mit 4 Punkten. Die ersten beiden Stufen entsprechen dem untersten Engagementtyp.

Beispiel: Wird die Öffentlichkeitsbeteiligung eines Vorhabens dem Format „Informell Information“ zugeordnet, ergibt sich ein Indikatorwert von 0.75. Das vom ÜNB gezeigte Engagement ist daher dem Typ „mid-best“ zugewiesen.

Gewichtung der Indikatoren Die Indikatoren der Engagementrate sind den drei Akteursgruppen Bundesländer (Indikator 1-2), Landkreise (Indikator 3-4) und ÜNB (Indikatoren 5-7) zugewiesen. Ihre Gewichtung erfolgt jeweils mit 50 %. Innerhalb der Gruppen sind alle Indikatoren mit 12,5 % gleich gewichtet. Bei den Aktivitäten des ÜNB sind die konkreten Beteiligungsaktivitäten (Indikator 5) mit 30 % stärker gewichtet, als Information und Dialogbemühungen (Indikatoren 6 und 7) mit insgesamt nur 20 %.

Die Aggregation und Typisierung der Engagementrate entspricht dem Verfahren bei der Widerstandsrate. Die Wertebereiche der vier Engagementtypen sind der letzten Spalte der Abbildung 3.2 zu entnehmen.

Indikatorensystem Engagemtrate

	Indikator 1	Indikator 2	Indikator 3	Indikator 4	Indikator 5	Indikator 6	Indikator 7	Gesamt-indikator
Indikatoren	Ausbau EE im BL* (12,5%)	Bekanntnis zum Netzausbau im BL (12,5%)	Ausbau EE im Kreis (12,5%)	Bekanntnis zum Netzausbau im Kreis (12,5%)	Zeitpunkt/ Grad der Beteiligung (30,0%)	Information vom Netzbetreiber (10,0%)	Dialog durch Netzbetreiber (10,0%)	Engagemtrate (100,0%)
Merkmal (Indikator-wert)	erreichter Wert im BL: 0.00 – 0.25 [Ergebnis des BL]	A [0.00]	A [0.00]	A [0.00]	A [0.00] B [0.25]	A [0.00]	A [0.00] Ein zutreffendes Merkmal aus B-E [0.25]	Typ: worst [0.00-0.24]
Merkmal (Indikator-wert)	erreichter Wert im BL: 0.26 – 0.50 [Ergebnis des BL]	Ein zutreffendes Merkmal aus B-D [0.33]	Ein zutreffendes Merkmal aus B-D [0.33]	Ein zutreffendes Merkmal aus B-D [0.33]	C [0.50]	Ein zutreffendes Merkmal aus B-D [0.33]	Zwei zutreffende Merkmale aus B-E [0.50]	Typ: mid-worst [0.25-0.54]
Merkmal (Indikator-wert)	erreichter Wert im BL: 0.51 – 0.75 [Ergebnis des BL]	Zwei zutreffende Merkmale aus B-D [0.67]	Zwei zutreffende Merkmale aus B-D [0.67]	Zwei zutreffende Merkmale aus B-D [0.67]	D [0.75]	Zwei zutreffende Merkmale aus B-D [0.67]	Drei zutreffende Merkmale aus B-E [0.75]	Typ: mid-best [0.55-0.84]
Merkmal (Indikator-wert)	erreichter Wert im BL: 0.76 – 1.00 [Ergebnis des BL]	Alle Merkmale B-D treffen zu [1.00]	Alle Merkmale B-D treffen zu [1.00]	Alle Merkmale B-D treffen zu [1.00]	E [1.00]	Alle Merkmale B-D treffen zu [1.00]	Alle Merkmale B-E treffen zu [1.00]	Typ: best [0.85-1.00]
Bedeutung der Merkmale (Bewertung und Lage)	Ergebnisse der AEE-Studie** werden übernommen. Werte: BB: 0.49 B: 0.16 BW: 0.55 HB: 0.36 BY: 0.60 HH: 0.31 HE: 0.31 NI: 0.41 MVP: 0.52 NRW: 0.30 RP: 0.38 S: 0.38 SA: 0.43 SK: 0.47 SL: 0.27 TH: 0.52	A: kein Bekanntheit (0 Pkt.) B: Online Informationen/ Links C: Erklärung zu Netzausbauvorhaben allgemein, Auf-forderungen D: Initiierung z.B. von Netzausbauinitiativen pro zutreffendem Merkmal B-D: 1 Pkt.	A: keine Maßnahmen (0 Pkt.) B: Klimaschutz- oder Energiekonzept (auch geplant), NKI-Projekte, Sonstige (regionales Konzept) C: Energiekommune D: 100%-EE-Region pro zutreffendem Merkmal B-D: 1 Pkt.	A: kein Bekanntheit (0 Pkt.) B: Online Informationen/ Links C: Erklärung zu Netzausbauvorhaben allgemein, Auf-forderungen D: Teilnahme an Netzausbauinitiativen pro zutreffendem Merkmal B-D: 1 Pkt.	A: Formell Standard (0 Pkt.) B: Formell Information (1 Pkt.) C: Formell Dialog (2 Pkt.) D: Informell Information (3 Pkt.) E: Informell Dialog (4 Pkt.) pro zutreffendem Merkmal B-D: 1 Pkt.	A: keine Information (0 Pkt.) B: Inf. zum Hintergrund (Energie-wende, Gesetze) C: Inf. zum Netzaus-bau (Planung, Genehmigung, Technik, Natur...) D: Inf. zu den einzelnen Projekten pro zutreffendem Merkmal B-D: 1 Pkt.	A: kein Dialog (0 Pkt.) B: Newsletter bzw. Angebot aktueller Informationen C: Telefonische Ansprechpartner-Innen D: BürgerInnen-sprechstunde oder Infomärkte vor Ort E: ständige Ansprechpartner-Innen vor Ort, z.B. durch Projektbüro pro zutreffendem Merkmal B-E: 1 Pkt.	BB: Brandenburg BW: Baden-Württemberg BY: Bayern HE: Hessen MVP: Mecklenburg-Vorpommern NI: Niedersachsen NRW: Nordrhein-Westfalen RP: Rheinland-Pfalz S: Sachsen SA: Sachsen-Anhalt SK: Schleswig-Holstein SL: Saarland TH: Thüringen B: Berlin HB: Bremen HH: Hamburg * Bundesland ** Diekmann et al. (2014): Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2014, Indikatoren und Ranking, Endbericht, Berlin und Stuttgart.
MIN/MAX	MIN: 0 MAX: 1	MIN: 0 MAX: 3	MIN: 0 MAX: 3	MIN: 0 MAX: 3	MIN: 0 MAX: 4	MIN: 0 MAX: 3	MIN: 0 MAX: 4	

Abbildung 3.2: Indikatorensystem Engagemtrate. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin (Mester, 2016).

3.6 Ergebnisse der Bewertungen in den ausgewählten Landkreisen

Die Ergebnisse für den Untersuchungsraum zeigt Tabelle 3.3. Enthalten sind die berechneten Widerstands- und Engagemtraten pro Landkreis und die daraus abgeleiteten Typen. Darüber hinaus sind die aktuellen Verzögerungszeiten pro Vorhaben sowie die durchschnittliche Verzögerung aller EnLAG-Vorhaben pro Landkreis abgebildet. Die bisherigen Verzögerungsjahre wurden aus der Differenz zwischen den ursprünglich und den aktuell von der Bundesnetzagentur (BNetzA) angegebenen Zieljahren der Vorhaben errechnet (BNetzA, 2011, 2015). Die Durchschnittswerte wurden aus allen EnLAG-Vorhaben, mit insgesamt 66 Teilabschnitten in insgesamt 81 Landkreisen, von der Europa-Universität Flensburg berechnet (siehe Kapitel 5.2.1.2 und Bunke (2015)). Durchschnittswerte und tatsächliche Verzögerungszeiten der Einzelvorhaben in den betrachteten Landkreisen unterscheiden sich höchstens um zwei Jahre. Die Schwankungen der Verzögerungen aller EnLAG-Vorhaben betragen 1–8 Jahre, und durchschnittlich 5 Jahre. Innerhalb eines Vorhabens sind unterschiedliche Verzögerungszeiten pro Teilabschnitt möglich. In den Vorhaben EnLAG

3.6 Ergebnisse der Bewertungen in den ausgewählten Landkreisen

5 liegen die Schwankungen innerhalb der Teilabschnitte zwischen 1-4 Jahren, im Vorhaben EnLAG 6 zwischen 3-5 Jahren.

Landkreis	Vorhaben	Vorhaben-Nr	Teilabschnitt		Ursprüngliches Ziel-jahr	Aktuelles Zieljahr	EnLAG Nr	Aktuelle Verzögerung der Vorhaben [a]		Durchschnittliche EnLAG-Verzögerung aller Vorhaben im Kreis [a]	Ergebnis Widerstandsrate	Widerstandstyp	Ergebnis Engagementrate	Engagementtyp
			+	-				+	-					
Diepholz	EnLAG	2	3	2010	2018	EnLAG_2_3	8		6	0,67	Mid-worst	0,48	Mid-worst	
Oldenburg	EnLAG	2	3	2010	2018	EnLAG_2_3	8		7	0,67	Mid-worst	0,45	Mid-worst	
Märkisch-Oderland	EnLAG	3	1	2010	2017	EnLAG_3_1	7		8	0,87	Worst	0,51	Mid-worst	
Uckermark	EnLAG	3	1	2010	2017	EnLAG_3_1	7		6	0,87	Worst	0,60	Mid-best	
Coburg	EnLAG	4	5	2010	2016	EnLAG_4_5	6		8	0,70	Mid-worst	0,47	Mid-worst	
Lichtenfels	EnLAG	4	5	2010	2016	EnLAG_4_5	6		6	0,70	Mid-worst	0,47	Mid-worst	
Northeim	EnLAG	6	3	2015	2020	EnLAG_6_3	5		3	0,74	Mid-worst	0,57	Mid-best	
Göttingen	EnLAG	6	3	2015	2020	EnLAG_6_3	5		3	0,67	Mid-worst	0,57	Mid-best	
Pinneberg	EnLAG	1	2	2010	2015	EnLAG_1_2	5		4	0,56	Mid-worst	0,70	Mid-best	
Segeberg	EnLAG	1	2	2010	2015	EnLAG_1_2	5		4	0,56	Mid-worst	0,66	Mid-best	
Hersfeld-Rotenburg	EnLAG	6	4	2015	2019	EnLAG_6_4	4		3	0,67	Mid-worst	0,64	Mid-best	
Kassel	EnLAG	6	4	2015	2019	EnLAG_6_4	4		3	0,67	Mid-worst	0,64	Mid-best	
Emsland	EnLAG	5	7	2015	2019	EnLAG_5_7	4		3	0,59	Mid-worst	0,63	Mid-best	
Emsland	EnLAG	5	8	2015	2019	EnLAG_5_8	4		3	0,59	Mid-worst	0,63	Mid-best	
Steinfurt	EnLAG	5	7	2015	2019	EnLAG_5_7	4		2	0,50	Mid-best	0,57	Mid-best	
Northeim	EnLAG	6	2	2015	2018	EnLAG_6_2	3		3	0,74	Mid-worst	0,57	Mid-best	
Peine	EnLAG	6	1	2015	2018	EnLAG_6_1	3		2	0,74	Mid-worst	0,53	Mid-worst	
Hildesheim	EnLAG	6	1	2015	2018	EnLAG_6_1	3		2	0,74	Mid-worst	0,57	Mid-best	
Hildesheim	EnLAG	6	2	2015	2018	EnLAG_6_2	3			0,74	Mid-worst	0,57	Mid-best	
Borken	EnLAG	5	2	2015	2016	EnLAG_5_2	1		2	0,61	Mid-worst	0,57	Mid-best	
Nordfriesland	BBPIG	8	3	2018	2018	BBPIG_8_3	0		0	0,83	Worst	0,93	Best	
Nordfriesland	BBPIG	8	4	2018	2018	BBPIG_8_4	0		0	0,83	Worst	0,93	Best	

Abbildung 3.3: Ergebnisse Widerstands- und Engagementrate in den 19 untersuchten Landkreisen. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin (Mester, 2016)

In Abbildung 3.4 sind alle EnLAG-Vorhaben im Untersuchungsraum abgebildet, geordnet nach Verzögerungszeiten. Die Zeit in Jahren ist auf der rechten Sekundärachse abzulesen. Weiterhin zeigt die Abbildung die Summe der erstellten Widerstands- und Engagementraten pro Landkreis. Die Anzahl der abgebildeten Vorhaben-Teilabschnitte entspricht der Anzahl der durchquerten Landkreise. Insgesamt neun Teilabschnitte durchqueren zwei Landkreise, kein Teilabschnitt durchquert mehr als zwei Landkreise. Im Vorhaben EnLAG 6 durchqueren die vier Teilabschnitte sechs Landkreise. Je höher die Widerstandsrate, desto mehr Widerstand wurde festgestellt. Die Schwankungsbreite der normierten Widerstandsrate liegt zwischen 0,48–0,87, der Mittelwert beträgt 0,68. Je höher das Engagement, desto höher die Rate. Die Schwankungsbreite der normierten Engagementrate liegt zwischen 0,45–0,70 und ihr Durchschnitt beträgt 0,57. Insgesamt zeigt die Abbildung einen schwachen Trend von abnehmenden Verzögerungszeiten bei abnehmenden Widerständen. Nur geringfügig stärker ausgeprägt, ist der Trend der Abnahme der Verzögerungszeiten bei höherem Engagement.

Abbildung 3.5 zeigt die Widerstands- und Engagementraten der Landkreise in gleicher Reihenfolge und enthält zusätzlich die Aufschlüsselung der sieben Einzelindikatoren pro Rate. Die Grafik enthält ganz rechts zwei Balken mit den Höchstwerten der Einzelindikatoren pro Rate, um die Ergebnisse besser einordnen zu können.

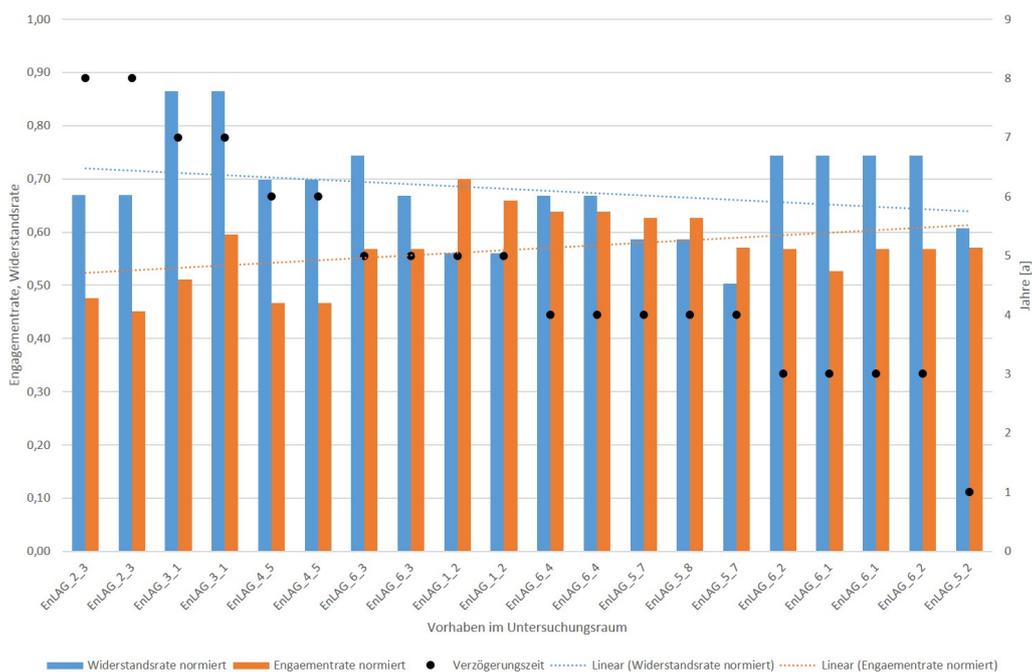


Abbildung 3.4: Gesamt Widerstands- und Engagementraten und Verzögerungszeiten aller EnLAG Vorhaben pro Landkreis im Untersuchungsraum. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

Hier zeigt sich, dass inhaltlich kein Einzelindikator überwiegt, die Raten setzen sich demnach recht gleichmäßig aus allen zusammen. Auffällig ist allerdings, dass in den vier Landkreisen mit den höchsten Verzögerungszeiten der Einzelindikator „tatsächliche Protestaktionen“ den Höchstwert hat. Weiterhin ist in der Abbildung zu erkennen, dass der Indikator „Pro Netzausbau im Landkreis (LK)“ in den untersuchten Beispielen nur selten vorkommt. Aufgrund der niedrigen Fallzahl im Untersuchungsraum können keine validen Kausalzusammenhänge festgestellt werden. Die absoluten Werte beider Raten wurden in Typ-Kategorien eingeordnet, die Häufigkeitsverteilung ihrer Kombinationen zeigt Tabelle 3.6.

Den Auswertungen in den Tabellen 3.6 und 3.7 ist zu entnehmen, dass 17 Landkreise mit dem Widerstandstyp „mid-worst“, also sehr hohen Widerständen, bewertet wurden. In fünf dieser Landkreise lag niedriges Engagement des Typs „mid-worst“ vor. Die durchschnittlichen Verzögerungszeiten dieser Kombination betragen sechs Jahre. Deutlich geringer, mit vier Jahren, sind die durchschnittlichen Verzögerungszeiten in den zwölf Landkreisen, die zwar mit dem gleichen Widerstand-Typ, aber mit höherem Engagement bewertet wurden.

3.6 Ergebnisse der Bewertungen in den ausgewählten Landkreisen

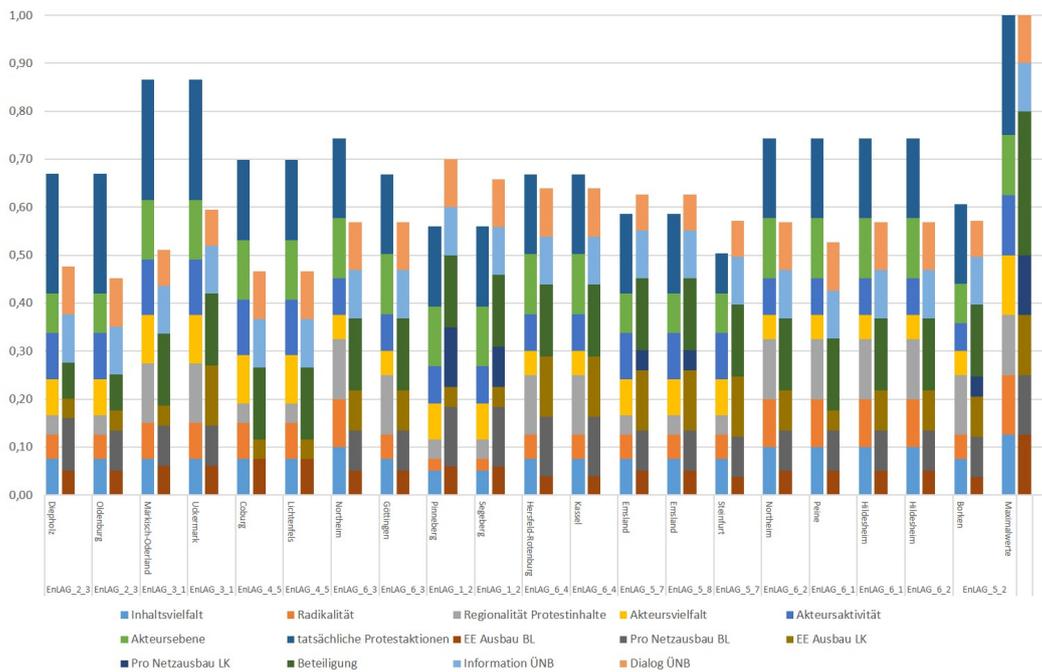


Abbildung 3.5: Widerstands- und Engagementraten aufgeschlüsselt nach Einzelindikatoren, sowie die Maximalwerte der Einzelindikatoren zum Vergleich. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

Widerstandstyp \ Engagementtyp	worst	Mid-worst	Mid-best	Best
Worst	0	1	1	2
Mid-worst	0	5	12	1
Mid-best	0	0	1	0
best	0	0	0	0

Abbildung 3.6: Häufigkeiten der Kombination von Engagement und Widerstandstypen. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

Widerstandstyp \ Engagementtyp	worst	Mid-worst	Mid-best	Best
Worst	0	7	7	0
Mid-worst	0	6	4	0
Mid-best	0	0	4	0
best	0	0	0	0

Abbildung 3.7: Durchschnittliche Verzögerungszeit pro Vorhaben pro Typen-Kombination in Jahren. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

Neben den tabellarischen und grafischen Auswertungen ist zusätzlich eine geographische Ergebnisdarstellung der Widerstand- und Engagement Typisierung innerhalb der untersuchten Landkreise in Abbildung 3.8 dargestellt. Im Gegensatz zu den tabellarischen Auswertungen ist hier zusätzlich die Bewertung von BBPIG 8 enthalten. Diese wurden vorher nicht berücksichtigt, da aufgrund des Zieljahres noch keine Verzögerungen auftreten konnten.

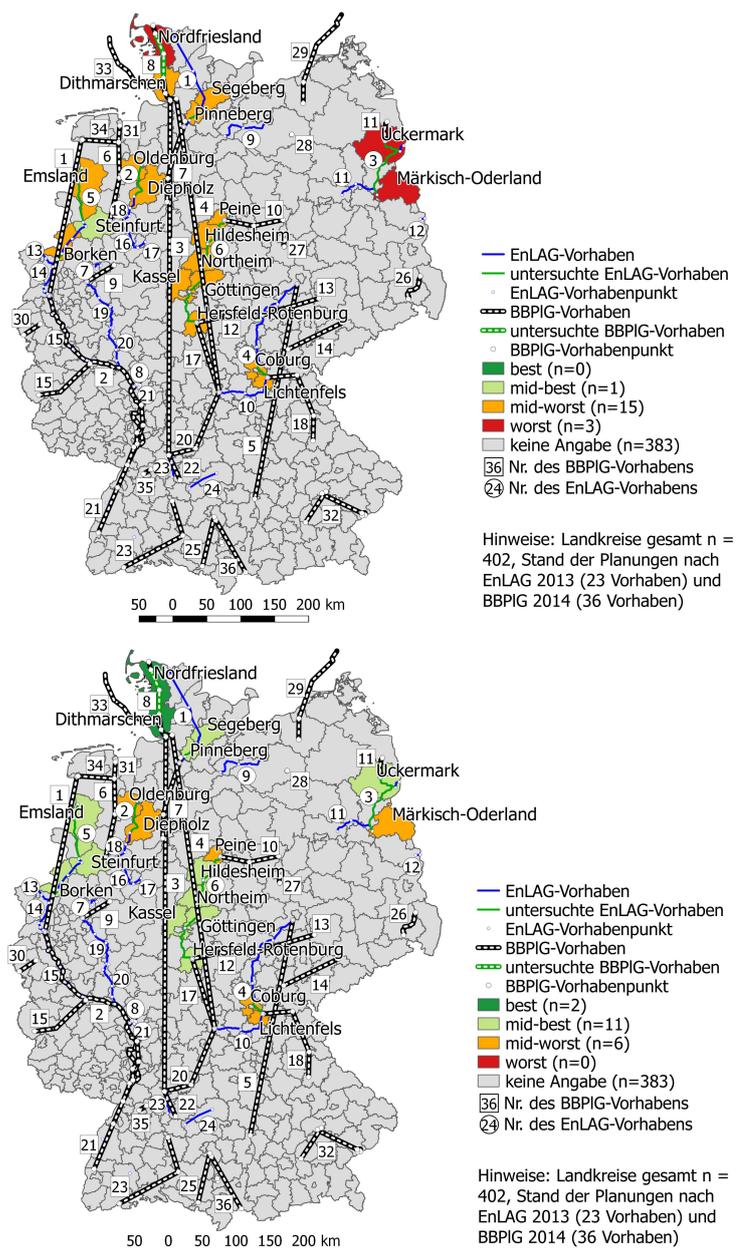


Abbildung 3.8: Geographische Darstellung der Ergebnisse der Widerstands- und Engagementrate im Untersuchungsraum. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin (Mester, 2016)

4 Analyse politisch-rechtlicher Rahmenbedingungen gesellschaftlicher Akzeptanz

Einflussfaktoren für die Akzeptanz sind nicht nur bei der konkreten Projektplanung zu suchen, sondern auch auf der übergeordneten Ebene, z.B. bei der Energiegesetzgebung. So ist ein klares politisches Bekenntnis zur Energiewende und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien förderlich für konkrete Projekte vor Ort. Dementsprechend wurden im Rahmen dieses Kapitels neben den technologie- und regionspezifischen, die übergeordneten sozialen und gesellschaftspolitischen Faktoren betrachtet.

4.1 Die Förderung Erneuerbarer Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine zentrale Säule der Energiewende. In diesem Zusammenhang wurde ein erfolgreiches Instrument zur Förderung des Ökostroms konzipiert: das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2014), welches erstmals im Jahr 2000 in Kraft getreten ist und mit dem ein Dreiklang von Anschluss-, Abnahme- und Mindestvergütungsverpflichtung für Erneuerbare Energien implementiert wurde (Obermann, 2014). Der Ausbau der Erneuerbaren Energien hat dadurch eine rasante Entwicklung genommen. Es wurde durch Novellen in den Jahren 2004, 2009 und 2012 stetig weiterentwickelt. Mit der Novelle von 2014 gab es einen Wandel in der Förderphilosophie. Die Bundesregierung will damit „den Anteil erneuerbarer Energien ausbauen, den Kostenanstieg bremsen, die Kosten gerechter verteilen, Arbeitsplätze und wirtschaftlichen Erfolg sichern“ (Bundesregierung, 2014). Dafür ist vorgesehen, die Vergütungen schrittweise zu senken und den jährlichen Zubau zu steuern, indem konkrete Mengen für den Neubau (Gigawatt Leistung) für die einzelnen Energieträger festgelegt werden (atmender Deckel). Zudem ist nach einer Probephase bei Freiflächen-Solaranlagen die Einführung des Ausschreibungsmodells auch für die anderen Energieträger vorgesehen. Dann gibt es keine feste Vergütung mehr, sondern die zu installierende Leistung wird ausgeschrieben und der Preis im Wettbewerb ermittelt. Überschüssiger Strom von neuen Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 Kilowatt muss verkauft und an der Strombörse, i.d.R. durch Direktvermarktung, gehandelt werden (Dagasan u. a., 2014). KritikerInnen sehen

hierin eine Abkehr vom weiteren schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien. Und gerade kleinere InvestorInnen fürchten, dass sie bei einem Ausschreibungsmodell nicht mit den großen Energieunternehmen konkurrieren können. Sollte das der Fall sein, wäre es das Ende der Bürgerenergie. Die Energiewende ist aber gerade deshalb so erfolgreich, weil es eine „Energiewende von unten“ ist, weil viele kleine AnlegerrInnen und Kommunen davon profitieren und weil sie strukturschwachen Regionen neue Einnahmequellen beschert.

Förderung von EE und Akzeptanz für den Stromnetzausbau

Die Akzeptanz der Energiewende beeinflusst auch die Akzeptanz von Netzausbauprojekten für die Energiewende. Bei Betrachtung verschiedener Netzausbauvorhaben wird deutlich, dass neue Leitungen eher akzeptiert werden, wenn die Region vom Ausbau der Erneuerbaren Energien profitiert. D.h. die Leitung nimmt den Strom aus der Region auf, wie bspw. an der Westküste in Schleswig-Holstein (DUH, eigene Beobachtung). Sie wird abgelehnt, wenn die betroffene Region kaum Vorteile von der Energiewende hat, wie zum Beispiel Nordbayern. Hier wird der Ausbau der Windenergie durch Abstandsregelungen stark eingeschränkt, die Region kann deshalb kaum profitieren und lehnt die Leitung ab, die „fremden Strom“ durchleitet. Die Bayerische Landesregierung hat im November 2014 eine Abstandsregelung von WKA zu Wohnbebauungen beschlossen. Nach der sogenannten 10H Regel muss der Abstand einer WKA zu Wohnhäusern mindestens das zehnfache ihrer Höhe betragen, d.h. bei einer modernen Anlage von 200 m Höhe muss ein Abstand von 2 km eingehalten werden. Von Seiten der politischen Opposition sowie von Erneuerbaren-Verbänden gibt es starke Kritik an der Abstandsregelung, nach der nun kaum noch ein Windkraftausbau in Bayern möglich ist.

Wie die erneuerbaren Energien über das EEG gefördert werden und wer genau davon profitiert, hat damit indirekten, aber nicht unwesentlichen Einfluss auf die Akzeptanz von neuen Stromleitungen.

4.2 Planung und Zulassung von Netzausbauprojekten

Die gesetzlichen Grundlagen für die Planung und Zulassung von Netzausbauvorhaben sind in den letzten Jahren starken Veränderungen unterzogen worden. Grund war nach Schirmer u. Seiferth (2013) das Bemühen der Gesetzgebung, den Ausbau der Energienetze zu beschleunigen, nachdem mit den bisherigen Verfahren der gewünschte und für die Energiewende notwendige Netzausbau nicht realisiert werden konnte. Zur Beschleunigung der Verfahren wurde 2009 zunächst das Gesetz zum

Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG) verabschiedet, das den vordringlichen Bedarf für die wichtigsten Leitungen festlegte, der dann im Verfahren nicht mehr geprüft werden musste. Die erwartete Beschleunigung blieb allerdings aus, so waren laut Monitoring der Bundesnetzagentur nach dem 3. Quartal 2014 erst rund ein Viertel der, laut EnLAG benötigten, Leitungskilometer realisiert (BNetzA, 2014c).

Mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) (und dem daran anknüpfenden Bundesbedarfsplangesetz - BBPlG) wurde versucht, den mit der Energiewende dringender werdenden Netzausbaubedarf großräumig zu steuern und zu beschleunigen (Schirmer u. Seiferth, 2013). Im Jahr 2011 wurden daher die Planungsgrundlagen mit einem neuen Gesetzespaket aufgestellt. Paragraph 12a bis f des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) regeln nun die Planungen der Stromübertragungsnetze.

Dies hat zur Folge, dass bei den derzeitigen Vorhaben im Hoch- und Höchstspannungsbereich (>110 kV) zwei verschiedene Planungsverfahren zum Einsatz kommen, die im Folgenden näher beschrieben werden. Zum einen das herkömmliche, zweistufige Verfahren aus Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren für regionale Leitungen und Stromleitungen nach Energieleitungsausbaugesetz. Zum anderen das neuere Verfahren für sogenannte „Stromautobahnen“ nach NABEG und EnWG.

4.2.1 Stromnetzausbau nach EnLAG

Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen wurde 2009 von Bundestag und Bundesrat beschlossen und trat am 26. August 2009 in Kraft. Ausgangslage für die Verabschiedung des Gesetzes waren der zügige Ausbau des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, der verstärkte grenzüberschreitende Stromhandel, neue konventionelle Kraftwerke und der damit dringend erforderliche Bau neuer Höchstspannungsleitungen.

Die Leitungen aus dem EnLAG von 2009 unterliegen den dort festgesetzten Regelungen und werden nicht nach NABEG geplant. Das EnLAG legt in der aktuellen Fassung von 2013 für 23 (ursprünglich 24, die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von Vorhaben Nr. 22 wurde nach einer Prüfung im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2012 nicht mehr gesehen) Leitungsbauvorhaben mit einer Gesamtlänge von 1.887 km im Höchstspannungsbereich die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und ihren vordringlichen Bedarf fest. Mit Ende des dritten Quartals 2014 waren laut Monitoring der BNetzA erst insgesamt 438 km und damit erst ca. ein Viertel der erforderlichen Leitungskilometer realisiert (BNetzA, 2014c).

Für die Planung von Stromleitungen nach EnLAG gibt es in der Regel zwei Verfahrensschritte (siehe Abbildung 4.1:

1. Das **Raumordnungsverfahren (ROV)** zur Festlegung des Trassenkorridors.
2. Das **Planfeststellungsverfahren (PFV)** zur Festlegung des genauen Trassenverlaufs sowie der grundstücksscharfen Trassenplanung.

Die Durchführung der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren liegt in der Verantwortung der betroffenen Bundesländer. Grundlage für die im Bedarfsplan (im Anhang des EnLAG) aufgeführten Vorhaben sind die TEN-E-Leitlinien, d.h die Leitlinien der EU für Transeuropäische Energienetze (EU, 2006) und die dena-Netzstudie I (dena, 2005). Eine eigene Bedarfsermittlung durch staatliche Stellen hat nicht stattgefunden. Zudem regelt das EnLAG den Einsatz von Erdkabeln im Übertragungsnetz. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) können eine Teilverkabelung auf vier im Gesetz benannten Ausbaustrecken vorsehen, wenn Mindestabstände zu Wohnbauungen (400 Meter innerhalb und 200 Meter außerhalb geschlossener Ortschaften) nicht eingehalten werden können. Die im EnLAG benannten Leitungsbauvorhaben sind im NEP als Startnetz enthalten.

Im **Raumordnungsverfahren (ROV)** beantragt der Netzbetreiber die Erlaubnis für den Bau der geplanten Freileitung bei der zuständigen Landesplanungsbehörde, die verschiedene Trassenkorridore betrachtet und prüft, ob das Vorhaben mit anderen Interessen der Landesplanung kollidiert. Die Behörde stellt verwaltungsintern fest, ob das Vorhaben raumverträglich ist oder nicht. Diese Feststellung muss zwar im anschließenden Planfeststellungsverfahren berücksichtigt werden, ist aber nicht rechtsverbindlich. Sie kann also nicht beklagt werden.

Im **Planfeststellungsverfahren (PFV)** wird der genaue Trassenverlauf festgelegt und grundstücksscharf geplant. AnwohnerInnen, GrundeigentümerInnen und andere unmittelbar von dem Bau Betroffene können ihre Positionen einbringen. Die zuständige Behörde wägt die Belange ab. Die abschließende Entscheidung (Planfeststellungsbeschluss) kann gerichtlich überprüft werden. Nach EnLAG können BürgerInnen allerdings nur noch vor dem Bundesverwaltungsgericht klagen, d.h. der Instanzenweg wurde von ursprünglich drei auf eine Instanz verkürzt (VwGO, 1960, § 50 Abs. 1 Nr. 6).

Aus Akzeptanzsicht lässt sich für das EnLAG-Verfahren folgendes feststellen:

Förderlich für die Akzeptanz sind:

- Bedarf gesetzlich festgestellt; damit politisches Bekenntnis zum Netzausbau.
- Möglichkeit der Erdverkabelung auf einigen Pilotstrecken.

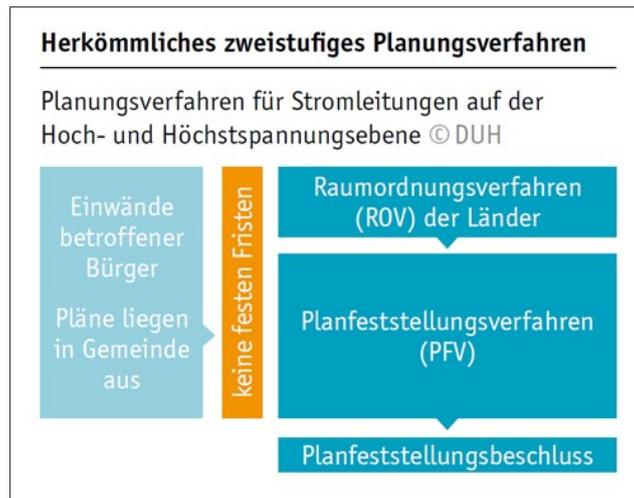


Abbildung 4.1: Planungsverfahren für Stromleitungen nach EnLAG. Quelle: Eigene Darstellung DUH

Hinderlich für die Akzeptanz sind:

- Übertragungsbedarf für die Öffentlichkeit nicht nachgewiesen.
- Verwendung von Erdkabeln auf bestimmte Vorhaben beschränkt.
- Zu wenig Bürgerbeteiligung im Verfahren.

4.2.2 Stromnetzausbau nach EnWG / NABEG

Mit dem Energiegesetzespaket von 2011 wurden neue rechtliche Grundlagen für die Stromnetzplanung auf der Höchstspannungsebene (380 kV) festgesetzt. Ziel war es, den Netzausbau zu beschleunigen und höhere Akzeptanz in den betroffenen Regionen zu erreichen. Dafür sollte es eine koordinierte Gesamtplanung geben, die den Anforderungen an das künftige Stromnetz möglichst effizient gerecht wird. Informationsrechte und Beteiligungsmöglichkeiten wurden erweitert. Zentrale Bausteine sind § 12a bis f EnWG und das NABEG (EnWG, 2005; NABWG, 2011). Die Planung prioritärer Netzausbauprojekte, also der großen „Stromautobahnen“, wurde in diesem Zuge von der Länder- auf die Bundesebene verlagert. Dies betrifft nicht nur die übergeordnete Planung, sondern auch die Planfeststellung. Sie wurde mit der Planfeststellungszuweisungsverordnung (PlfZV, 2013) vom 23. Juli 2013 für den überwiegenden Teil der Leitungen an die Bundesnetzagentur übertragen. Die Planung neuer 380-kV-Stromleitungen erfolgt damit zentral und fast vollständig auf Bundesebene. Die Netzbetreiber sind wichtige AkteurInnen, da sie die eigentliche Planung machen, die dann von der BNetzA geprüft und bestätigt wird.

Zunächst wird für ganz Deutschland ein Plan erstellt, wo genau Stromübertragungsbedarf besteht (von welchem Punkt zu welchem Punkt). Dann wird unter Berücksichtigung raumordnerischer Belange zwischen zwei Punkten ein Trassenkorridor festgelegt. Innerhalb des Trassenkorridors wird dann der genaue Verlauf der Stromleitung bestimmt. Die fünf Planungsstufen sind in Abbildung 4.2 dargestellt.

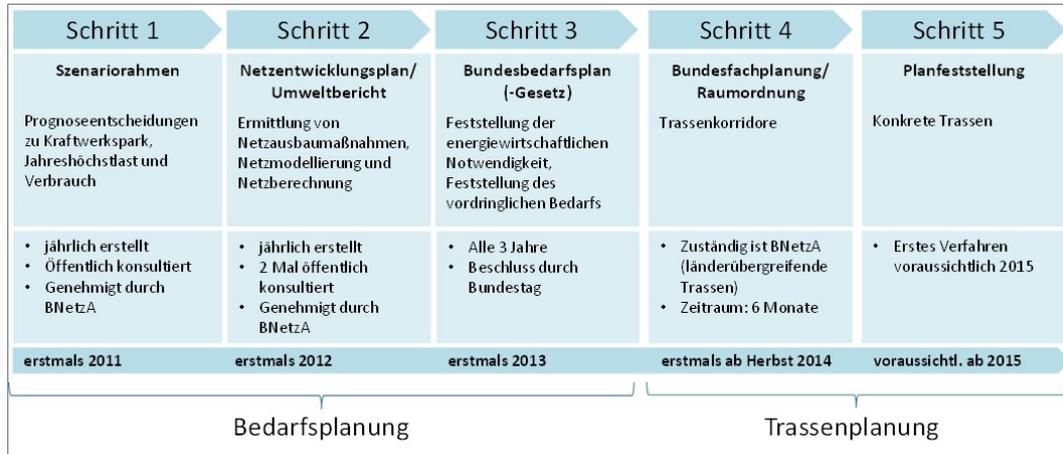


Abbildung 4.2: Die fünf Planungsstufen für zentralen Stromtrassen. Quelle: Eigene Darstellung DUH

Insgesamt gibt es folgende Verfahrensschritte nach EnWG / NABEG:

1. **Szenariorahmen** – Prognose des energiewirtschaftlichen Rahmens, auf dessen Basis das Netz geplant wird (zukünftiger Energiebedarf; Art, Anzahl und Standorte der Kraftwerke etc.)
2. **Nationaler Netzentwicklungsplan** – Darstellung der Netzbetreiber, wo Übertragungsbedarf besteht, also Leitungen verstärkt oder neu gebaut werden müssen
3. **Bundesbedarfsplangesetz** – Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs von Netzausbauprojekten durch den Bundestag; fußt auf dem Netzentwicklungsplan der Netzbetreiber
4. **Bundesfachplanung** - Festlegung der Trassenkorridore (500 – 1000 m breit), in denen die späteren Leitungen verlaufen²
5. **Planfeststellung** – Festlegung des genauen Trassenverlaufs innerhalb der Trassenkorridore; mündet im **Planfeststellungsbeschluss**

² Die erste Antragskonferenz zur Bundesfachplanung für das Vorhaben Nr. 11 des Bundesbedarfsplangesetzes, eine 30 km lange 380-kV-Leitung von Bertikow in Brandenburg nach Pasewalk in Mecklenburg-Vorpommern, fand am 24.09.2014 in Torgelow statt

Der **Szenariorahmen**, der den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie die Menge an fossiler Energie und den Energiebedarf für die Zukunft prognostiziert, entscheidet darüber, welche Aus- und Umbaunotwendigkeiten im Stromnetz notwendig sind. Er wird von den Netzbetreibern erarbeitet. Die Bundesnetzagentur konsultiert die Öffentlichkeit und genehmigt letztendlich den Szenariorahmen.

Auf dessen Grundlage erarbeiten wiederum die Netzbetreiber den **Netzentwicklungsplan (NEP)**. Die Öffentlichkeit wird einmal durch die Netzbetreiber und dann – nach Überarbeitung – noch einmal durch die Bundesnetzagentur an der Erstellung beteiligt.

Der durch die Bundesnetzagentur genehmigte NEP wird der Bundesregierung als Entwurf für ein **Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG)** übergeben und – ggf. mit Änderungen – mindestens alle drei Jahre vom Bundestag beschlossen. Damit wird der energiewirtschaftliche Bedarf für die späteren Leitungen gesetzlich festgelegt und muss im späteren Verfahren nicht noch einmal nachgewiesen werden.

Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan werden jährlich neu erstellt, um schnell auf Änderungen der Rahmenbedingungen reagieren zu können. Mindestens alle 3 Jahre wird ein Bundesbedarfsplan aufgestellt. Das erste Bundesbedarfsplangesetz wurde 2013 verabschiedet.

Auf Antrag des Netzbetreibers beginnt dann – einzeln für jedes Netzausbauvorhaben – die **Bundesfachplanung (BFP)**. Sie entspricht der Raumordnung im herkömmlichen Planungsverfahren, allerdings wird der Trassenkorridor für die spätere Leitung hier **verbindlich** für die anschließende Planfeststellung festgelegt. Dazu werden raumordnerische und andere raumbedeutsame Belange geprüft und Trassenalternativen einbezogen. In einer Antragskonferenz, bei der neben den betroffenen BürgerInnen auch Vereinigungen und Träger öffentlicher Belange (TÖB) beteiligt werden, wird genau bestimmt, was vor der Festlegung untersucht werden muss. Wenn alle Untersuchungen erfolgt sind, wird die Öffentlichkeit noch einmal beteiligt. Die letztendliche Entscheidung über den Trassenkorridor liegt bei der Bundesnetzagentur. Mit der verbindlichen Festlegung des Korridors wird für die Vorhabenträger, die Länder und Gemeinden sowie die betroffenen BürgerInnen schon frühzeitig ein hohes Maß an Planungs- und Rechtssicherheit gewährleistet.

Der letzte Schritt ist das **Planfeststellungsverfahren (PFV)**. Auch hier stellt der Netzbetreiber einen Antrag bei der Bundesnetzagentur und stellt eine Vorzugstrasse und Trassenalternativen vor. In einer Antragskonferenz, bei der neben den betroffenen BürgerInnen wieder auch Vereinigungen und TÖB beteiligt werden, wird wiederum der Untersuchungsrahmen festgelegt. Nach Fertigstellung dieser sehr detaillierten Untersuchungen wird die Öffentlichkeit noch einmal konsultiert. Wenn alle

Maßgaben erfüllt sind, stellt die Bundesnetzagentur nach Abwägung aller Interessen den Planfeststellungsbeschluss für einen konkreten Leitungsverlauf mit konkreten Maststandorten (bei Freileitungen) etc. aus. Damit hat der Netzbetreiber die Genehmigung, die Leitung zu bauen. Der Planfeststellungsbeschluss ist beklagbar.

Nach dem herkömmlichem Planungsverfahren und dem EnLAG-Verfahren gibt es damit nun einen dritten Rechtsrahmen mit erhöhter Komplexität. Betrachtet man das neue Verfahren dahingehend, ob es Akzeptanz fördert oder nicht, lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten:

Förderlich für die Akzeptanz sind:

- Zentrale Bedarfsplanung.
- Prüfung und Genehmigung durch Bundesbehörde.
- Im gesamten Verfahren Beteiligungsmöglichkeiten für die Öffentlichkeit.
- Gesetzliche Feststellung des Bedarfs (Bundesbedarfsplangesetz).
- In der Bundesfachplanung ermittelter Trassenkorridor hat Bindungswirkung, daher gibt es frühzeitig Planungs- und Rechtssicherheit.
- Bundesfachplanung und Planfeststellung sind in einer Hand, dadurch gibt es ein einheitliches Vorgehen.

Hinderlich für die Akzeptanz sind:

- Berechnungen der Netzbetreiber sind hochkomplex und nicht alle Daten öffentlich einsehbar.
- Szenariorahmen bildet energiepolitische Ziele nicht ab.
- Sehr komplexes Planungsverfahren.
- Verwendung von Erdkabeln ist eingeschränkt.
- Verschiedene Planungsverfahren verwirren, Ungleichbehandlung führt zu Verzögerung.
- Keine Aussage, in welcher Form auf Stellungnahmen der BürgerInnen reagiert wird.
- Bundesfachplanung und Planfeststellung sind in einer Hand, dadurch Konzentration der Zuständigkeit bei der Bundesnetzagentur.

Planungsverfahren und Akzeptanz

Die Analyse und der Vergleich der verschiedenen Planungsverfahren und ihrer Wirkungen vor Ort offenbaren zahlreiche Einflussfaktoren auf die Akzeptanz. Ein wichtiger Einflussfaktor ist zum Beispiel der Grad der Bürgerbeteiligung im Verfahren. Je mehr die BürgerInnen in die Planungen einbezogen werden, desto höher ist die Akzeptanz. Denn durch Beteiligung wird zum einen eine gemeinsame Wissensbasis geschaffen, die eine sachgerechte Bewertung des Vorhabens ermöglicht. Zum anderen ermöglicht sie, Spielräume auszuloten und Planänderungen zu erreichen. Auch andere Faktoren, wie die Möglichkeit der Erdverkabelung oder die zentrale Bedarfsermittlung sind wesentlich für die Akzeptanz.

4.2.3 Beschleunigungswirkung der neuen Planungsverfahren

Mit der Verabschiedung des EnLAG und später des NABEG sowie der Neuregelung des EnWG hatte die Gesetzgebung eine beschleunigende Wirkung auf die Verfahren beabsichtigt, der Rechtsrahmen für den Ausbau der Höchstspannungsnetze wurde aber gleichzeitig auch sehr viel komplexer (Schirmer u. Seiferth, 2013). Bei den EnLAG-Verfahren konnte wie erwähnt bisher keine Beschleunigung festgestellt werden, die meisten Vorhaben sind weit hinter ihrer ursprünglichen Planung zurück. Ob die Planung nach NABEG und § 12a bis f EnWG zu weniger Verzögerungen oder gar zu einer besonders zügigen Umsetzung des Netzum- und -ausbaus führt, kann zum derzeitigen Zeitpunkt noch nicht gesagt werden. Hier müssen die laufenden Verfahren abgewartet werden.

Insgesamt sind aber die Einflüsse auf die Planung auch sehr vielfältig und Verzögerungen daher aus verschiedensten Gründen immer möglich. Politische Einwände wie zum Beispiel aus Bayern erzeugen derzeit großen Druck auf die Netzentwicklungsplanung und können diese verzögern. Sie haben auch dazu geführt, dass der Netzbetreiber Amprion 2015 seine Planungen zur Süd-Ost-Passage (Gleichstrom-Korridor D) zunächst zurückgestellt hatte.

4.3 Politikempfehlungen aus Plan N und Plan N 2.0

Im Projekt „Forum Netzintegration Erneuerbare Energien“ (Netzintegration), das 2008 von der Deutschen Umwelthilfe e.V. (DUH) initiiert und vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert wurde, hat ein breiter Kreis von InteressenvertreterInnen in einem gut fünfjährigen, intensiven Dialogprozess umfangreiche Handlungsempfehlungen an die Politik zum Um- und Ausbau der Stromnetze erarbeitet. Der Teilnehmerkreis des Forums Netzintegration umfasste

Netzbetreiber, VertreterInnen des Natur- und Umweltschutzes, Schutzgebietsverwaltungen, PlanerInnen, Behörden und Verwaltungen, Kommunen, betroffene BürgerInnen sowie VertreterInnen der Branche Erneuerbare Energien.



Abbildung 4.3: Plan N (2010), Bilanz Plan N (2012), Plan N 2.0 (2013). Quelle: Eigene Darstellung DUH

Im Dezember 2010 wurde „Plan N – Handlungsempfehlungen an die Politik zur zukünftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze“ (DUH, 2010) veröffentlicht. In einer „Bilanz“ von Plan N im April 2012 (DUH, 2012) hat die DUH Fortschritte, z. B. in der Transparenz der Stromnetzplanung und bei zentralen Konflikten, wie z. B. dem Schutz des Wohnumfelds von AnwohnerInnen, evaluiert und bewertet. Schließlich wurde „Plan N 2.0 - Politikempfehlungen zum Um- und Ausbau der Stromnetze“ (DUH, 2013) im Dezember 2013 vom Forum Netzintegration vorgestellt. Die Empfehlungen hatten stets das Ziel, einen zügigen, sozial und ökologisch verträglichen Netzausbau zu erwirken und sollten damit auch gesellschaftliche Akzeptanz schaffen. Im Folgenden werden die Empfehlungen aus Plan N, der Bilanz des Plan N und aus Plan N 2.0 dargestellt (Abbildung 4.3).

4.3.1 Plan N im Jahr 2010 und die Bilanz 2012

In **Plan N** forderten 77 unterzeichnende Organisationen, Verbände und Privatpersonen die Politik auf, beim Um- oder Ausbau der Stromnetze, unter anderem, mehr Transparenz und eine sehr frühzeitige Einbindung und Beteiligung der BürgerInnen bei der Planung. Insgesamt sind 81 Maßnahmen enthalten, u.a. dezentrale, regenerative Stromerzeugung mit Speichern zu fördern, die AnwohnerInnen vor neuen Freileitungen durch Abstandsregelungen besser zu schützen oder die Umsetzung weitgehender Vogelschutzmaßnahmen. Zudem werden, je nach Spannungsebene, detaillierte Empfehlungen zur Freileitungs- und Erdkabeltechnologie formuliert. Die formulierten Kernforderungen lauten:

- EU-weit abgestimmte Grundkonzeption des Netzausbaus (EU-Netzausbauplan auf Grundlage von strategischen Umweltverträglichkeitsprüfungen) ENTSO-E, 3. EU-Binnenmarktpaket.
- Transparenz des Verfahrens, frühzeitige Information und Beteiligung in den Regionen sowie Planung der Trassenverläufe u.a. nach nachvollziehbaren ökologischen Kriterien. In einem informellen Prozess soll vor Verfahrenseröffnung unter Berücksichtigung aller Beteiligten ein informeller Masterplan zur Trassenfindung erstellt werden.
- Regelmäßige Offenlegung von standardisierten Planungsdaten (z. B. Vorgabe durch BNetzA) und von sachverständigen Dritten nachprüfbar Planrechtfertigung im Verfahren als Beleg für die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von Leitungsbauvorhaben.
- Online-Veröffentlichung der Planunterlagen mit Zugriff für alle, ggf. Fachanleitung auf Ebene der Landkreise bzw. der Kommunen zur Verfahrensbeschleunigung und Transparenzsicherung.
- Bei länderübergreifenden Vorhaben Federführung durch Behörde des am meisten betroffenen Landes auf Grundlage von einheitlichen Leitlinien, z.B. zu entwickelnden Musterplanungsleitlinien zur Vereinheitlichung der ROV und PFV der Länder.
- Gebiete, die eine herausragende Bedeutung für den Naturschutz haben, müssen individuell behandelt werden. Sollten sich keine räumlichen Planungsalternativen ergeben, sind die Leitungen in diesen Bereichen als Erdkabel auszuführen. Sachlich nicht geboten ist eine Erdverkabelung in naturschutzfachlich sensiblen Ökosystemen, wie Mooren und Feuchtgebieten.
- Die Möglichkeiten zur ökologischen Optimierung von Freileitungstrassen sind weitestgehend auszuschöpfen. Dazu bietet das ökologische Schneisenmanagement (ÖSM) die notwendigen Planungsleitlinien.
- Öffentlichkeitskampagne zur Aufklärung über Notwendigkeiten des Netzausbaus und neuer Speicher für den Umbau des Energiesystems.

Durch das Energiewende-Gesetzespaket von 2011, mit der Novelle des EnWG und der Verabschiedung des NABEG, wurden einige in Plan N geforderte Maßnahmen zur Stromnetzplanung auf der Höchstspannungsebene umgesetzt. Die **Bilanz des Plan N** vom April 2012 stellt die Fortschritte bei der Transparenz und Bürgerbeteiligung im Rahmen der Planung heraus und weist gleichzeitig auf noch bestehende Verbesserungsmöglichkeiten hin:

So werden durch das novellierte EnWG und das NABEG frühzeitige Formen der Bürgerinformation und, im optimalen Fall, der Bürgerbeteiligung bei der bundesländerübergreifenden Trassenplanung prioritärer Stromtrassen durch die Bundesnetzagentur möglich. Allerdings gelten die neuen Regelungen weder für die bereits 2011 in Planung befindlichen Stromtrassen nach EnLAG, noch für alle anderen nicht priorisierten Höchstspannungstrassen, die teilweise durchaus konfliktträchtig sind.

Als weiteres Problem identifiziert die Bilanz des Plan N lange Bearbeitungszeiträume bei der Planung durch Personalmangel in den Planungsbehörden. Zudem wird herausgestellt, dass Bürger grundsätzlich in den Entscheidungsprozess zur Trassenplanung einzubeziehen sind. Informelle Verfahren mit neuen Formaten der Bürgerbeteiligung sind zu erproben und umzusetzen, z.B. durch die Trennung der Moderation eines informellen Bürgerdialogs von der Entscheidung durch die Behörde im formalen Verfahren, durch leicht zugängliche Veröffentlichung des Diskussionsprozesses und der Planunterlagen.

Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes vom Sommer 2011 schafft eine höhere Transparenz von Planungsdaten. Auf Antrag kann die BNetzA die Überprüfung der Daten, die der Planung des Übertragungsnetzes zugrunde liegen, durch fachkundige Dritte erlauben (EnWG, 2005, § 12f Abs. 2). Auch die öffentliche Konsultation des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan nach § 12 a Abs. 2 EnWG durch die BNetzA schafft mehr Transparenz der Stromnetzplanung durch den Anstoß einer fachwissenschaftlichen Debatte um die energiewirtschaftlichen Berechnungsgrundlagen für die zukünftige Netzplanung.

4.3.2 Plan N 2.0 von 2013

Plan N 2.0 vom Dezember 2013 befasst sich wieder schwerpunktmäßig mit dem Übertragungsnetz, nimmt aber auch Herausforderungen auf Verteilnetzebene und Fragen des Naturschutzes, insbesondere des Vogelschutzes, in den Blick. Ein Kernthema ist die Bürgerbeteiligung im Planungsverfahren:

In allen Phasen sollten demnach Höchstspannungsleitungen mit intensiver Beteiligung betroffener BürgerInnen, Städte, Gemeinden und Kreise geplant werden. Dabei sind die Planungsstufen „Szenariorahmen“ und „Bundesfachplanung“ besonders wichtig. Der Szenariorahmen muss in einem intensiven gesellschaftlichen Dialog erarbeitet werden, da hier bereits entscheidende Weichenstellungen für die Aus- und Umbaunotwendigkeiten der Netze erfolgen. Die Bundesfachplanung sollte, schon vor der Antragskonferenz, durch informelle Beteiligung gestärkt werden. Die Politikempfehlungen lauten im Einzelnen:

- **Bürgerbeteiligung und -information im formalen Planverfahren:**
 - Auf allen Planungsstufen transparente, nachvollziehbare und frühzeitige Beteiligung und Information der Träger öffentlicher Belange, der Kommunen, der breiten Öffentlichkeit sowie – soweit möglich – der GrundeigentümerInnen.
 - Klare Darstellung der Entscheidungsgrundlagen und Abwägungskriterien.
- **Bürgerbeteiligung und -information im informellen Verfahren:** Intensivierung der informellen Bürgerbeteiligung im gesamten Planungsprozess und Verzahnung mit dem formalen Planverfahren bei klar kommunizierten Regeln (z.B. Alternativen-Dialog zum Szenariorahmen, Bürgerbeteiligung bei der Bundesfachplanung).
- **Feedback-Kultur:** Transparente Darstellung, ob und wie Bürgeranliegen und Stellungnahmen in den verschiedenen Planungsstufen ins Verfahren einfließen.
- **Gestaltungsspielraum:** Vollständige und sorgfältige Darstellung der Möglichkeiten der Einflussnahme auf die Planung für BürgerInnen und lokale AkteurInnen auf allen Stufen des Planungsprozesses.
- **Zeitintervall Konsultationen:** Erstellung und öffentliche Konsultation von Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan im 2-Jahres-Rhythmus.
- **NABEG-Beteiligungsmöglichkeiten** auf alle neuen Höchstspannungsvorhaben ausweiten.
- **Personal:** Angemessene personelle und finanzielle Ausstattung bei Planungs-, Genehmigungs-, Umwelt- und Naturschutzbehörden und Netzbetreibern.

Bezüglich der fünf Planungsstufen bei der zentralen Stromnetzplanung nach EnWG/NABEG gibt Plan N 2.0 detaillierte weitergehende Empfehlungen für alle Stufen, dargestellt in Tabelle 4.1:

Tabelle 4.1: Empfehlungen des Plan N 2.0 zu den 5 Stufen der Stromnetzplanung nach EnWG/NABEG.

Ist-Stand Bürgerinformation & -dialog	Weitergehende Empfehlungen Plan N 2.0
	1.Szenariorahmen
1 x jährlich: öffentliche Konsultation durch BNetzA	Intensiver zivilgesellschaftlicher Dialog zu Sensitivitätenprüfung bei Erstellung des Szenariorahmens, um Bürgern Hilfestellung zum Verständnis dieses entscheidenden Planungsschritts zu geben.

Fortsetzung von Tabelle 4.1

Ist-Stand Bürgerinformation & -dialog Weitergehende Empfehlungen Plan N 2.0

2.NEP Strom / Umweltbericht

2 x jährlich: öffentliche Konsultationen durch a) ÜNB und b) Bundesnetzagentur	Transparente Kommunikation der Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung zum Aufzeigen künftiger, potenzieller Konfliktschwerpunkte einschließlich sich daraus ergebender Maßgaben für die nächste Planungsstufe. Verstärkte Nutzung von Visualisierungen (Karten, Diagramme) zur Darstellung von NEP und Umweltbericht.
--	---

3.BBPIG

Festlegung durch das Parlament im Bundesbedarfsplangesetz	Zivilgesellschaftlicher Dialog zu den Auswahlkriterien für die Leitungen für ein stabiles Gesamtsystem, die in das Bundesbedarfsplangesetz einfließen.
---	--

4.BFP oder ROV

Öffentliche Antragskonferenz, Veröffentlichung der Unterlagen im Internet, Vorschlagsrecht der Länder, auf deren Gebiet die Trassenkorridore voraussichtlich verlaufen werden § 7 Abs. 3 NABEG	BFP: Antragsunterlagen zur Bundesfachplanung: Allgemein verständliche Darstellung des Antrags, z. B. durch Kartenmaterial und Zusammenfassung der Antragsunterlagen. Diese sollten der Öffentlichkeit rechtzeitig vor der Antragskonferenz zur Verfügung gestellt werden. Frühzeitige Information und Beteiligung von Trägern öffentlicher Belange, regionalen Stakeholdern, Verbänden, Landwirtschaftskammern und Bürgern sowie Einbindung in die Diskussion von Korridorvarianten. Antragskonferenz BFP: (Räumliche) Erreichbarkeit der Antragskonferenz für Bürger und Bürgerinnen ermöglichen (z. B. durch mehrere Veranstaltungsorte oder Internetübertragung der Antragskonferenz). Klare Information über Entscheidungsspielräume. Einräumung von Rederecht für die breite Öffentlichkeit.
--	--

ROV: Beteiligung der Öffentlichkeit über TÖB und im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung nach § 16 Abs. 4 i. V. m. § 9 UVPG	ROV: Beteiligungsstandards analog zu NABEG-Verfahren
---	--

5. PFV

Fortsetzung von Tabelle 4.1

Ist-Stand	Bürgerinformation & -dialog	Weitergehende Empfehlungen Plan N 2.0
Einwendungen Betroffener. Erstinstanz Bundesverwaltungsgericht bei BBPlG- und EnLAG-Verfahren. Beteiligung der (Fach-) Öffentlichkeit über Stellungnahmen von TÖB	konkret Rechtsweg: Beteiligung der Öffentlichkeit über Stellungnahmen	Weitreichende Kommunikation zum Verfahren: Verständliche Zusammenfassung der Planfeststellungsunterlagen. Klare Darstellung der Rechtsgrundlagen und Prinzipien bei der Schutzgüterabwägung und -bewertung. Bürgerbüro bei den Genehmigungsbehörden.

4.3.3 Akzeptanzfaktoren aus Plan N und Plan N 2.0

Die Empfehlungen aus Plan N und Plan N 2.0 weisen unmittelbar auf Akzeptanzfaktoren beim Netzausbau hin. In Bezug auf das Planungsverfahren sind die wichtigsten:

- Frühe Bürgerinformation und -beteiligung im informellen Verfahren.
- Möglichkeiten für Beteiligung auch für die breite Öffentlichkeit im formellen Verfahren.
- Offenlegung und verständliche Erklärung der Planungsgrundlagen und Abwägungskriterien.
- Feedbackkultur.
- Gleiche Beteiligungsmöglichkeiten in allen Verfahren (EnLAG und NABEG).

4.4 Politisch-rechtliche Einflussfaktoren

Wie sich gezeigt hat, gibt es eine nahezu unüberschaubare Vielfalt an Faktoren, die die Akzeptanz des Netzausbaus beeinflussen. Nachfolgende Übersicht zeigt die aus den vorherigen Kapiteln herausgezogenen wichtigsten Einflussfaktoren. Sie werden in zeit- und ortsbezogene sowie projektbezogene Einflussfaktoren unterschieden. Die Unterscheidung folgt den Vorarbeiten zu Akzeptanzfaktoren des Projekts (siehe Kapitel 3 und Bunke u. a. (2015)). Sie wurde zur besseren Vergleichbarkeit beibehalten. Die Schlüsselfaktoren werden in der Übersicht hervorgehoben (siehe Tabelle 4.2).

Tabelle 4.2: Einflussfaktoren Um- und Ausbau der Stromnetze; Die Schlüsselfaktoren sind hervorgehoben

Zeit- und ortsbezogene Einflussfaktoren	Projektbezogene Einflussfaktoren
Konsistente Energiewende-Politik	
<p>Klare politische Ziele für ein Energiesystem auf Basis Erneuerbarer Energien.</p> <p>Klare politische Maßnahmen, zur Umsetzung des Ziels.</p> <p>Verlässlichkeit des politischen Ziels auch über Wahlperioden hinweg.</p> <p>Gemeinsames, abgestimmtes Vorgehen aller Bundesländer.</p> <p>Unterstützung der Energiewende auf allen politischen Ebenen.</p> <p>Szenariorahmen muss energiepolitischen Zielen entsprechen.</p>	<p>Unterstützung des Projektes auf allen politischen Ebenen durch:</p> <p>Politisches Bekenntnis zum Projekt.</p> <p>Unterstützung der Kommunikation des Projekts.</p> <p>Angemessene Ausstattung der zuständigen Behörden.</p>
Transparenz und Beteiligung	
<p>Gesetzliche Grundlagen für eine umfassende Bürgerbeteiligung.</p> <p>Gesetzliche Grundlagen für die öffentliche Bereitstellung aller Planungsunterlagen, –daten und Berechnungsmodellen.</p>	<p>Frühzeitig Information und Dialog im informellen, vorgelagerten Verfahren durch unabhängige Dritte.</p> <p>Beteiligung zumindest soweit, dass Anregungen nachvollziehbar geprüft und alle Spielräume für Planänderungen genutzt werden.</p> <p>Verständliche Darstellung der Planungsgrundlagen und Abwägungskriterien.</p> <p>Zugang zu allen Daten und Planungsgrundlagen.</p>
Gerechtigkeit/Gleichbehandlung	
<p>Einheitliches Planungsverfahren (statt EnLAG + NABEG) mit gleichen Planungsgrundsätzen und Beteiligungsrechten sowie Erdkabelregelungen für alle.</p> <p>Überlastung mit Infrastruktur durch gesetzliche Regelungen verhindern.</p> <p>Regelung für möglichst große Abstände zwischen Leitung und Wohnbebauung.</p> <p>Förderkonzept für Erneuerbare Energien, dass KleinanlegerInnen nicht ausschließt.</p>	<p>Erläuterung der verschiedenen Planungsverfahren (EnLAG, NABEG) .</p> <p>Erläuterung der Notwendigkeit des Leitungsprojektes.</p> <p>Finanzielle Beteiligung an der Leitung.</p> <p>Finanzielle Beteiligung an EE-Anlagen.</p> <p>Entschädigung/Ausgleich für GrundbesitzerInnen, PächterInnen und Kommunen.</p> <p>Grenze der Belastung mit Infrastruktur nicht überschreiten.</p>

Fortsetzung von Tabelle 4.2

Zeit- und ortsbezogene Einflussfaktoren	Projektbezogene Einflussfaktoren
Bedarfsklärung und Alternativenprüfung	
3	
<p>Systemalternativen zum Netzausbau müssen nachvollziehbar geprüft und Entscheidungsgrundlagen dargelegt werden.</p> <p>Zentrale Bedarfsplanung unter Beachtung der europäischen Anforderungen.</p>	<p>Nachvollziehbare Prüfung technischer Alternativen.</p> <p>Nachvollziehbare Prüfung räumlicher Alternativen.</p>
Schutz der Gesundheit	
<p>Nachvollziehbares Konzept zum Schutz vor elektromagnetischen Feldern (Grenzwerte, Vorsorgewerte, Abstände).</p>	<p>Kommunikation des Schutzkonzeptes der Bundesregierung.</p> <p>Messungen der Belastung mit Elektromagnetischen Feldern (EMF) vor Ort und Ausschöpfen technischer Möglichkeiten zur Minimierung dieser.</p> <p>So große Abstände von der Wohnbebauung wie möglich.</p>
Schutz von Landschaft und Natur	
<p>Minimierung des Netzausbaus. Erdverkabelung ermöglichen.</p> <p>Vogelschutzmarkierungen an Freileitungen regeln.</p> <p>Angemessene Gewichtung der Abwägungskriterien bei der Planung.</p>	<p>Ausschöpfen der Möglichkeiten der Erdverkabelung</p> <p>Vogelschutzmarkierungen an Freileitungen anbringen.</p> <p>Kommunikation zum Trassenverlauf mit Naturschutz und ortskundigen ExpertInnen.</p> <p>Kommunikation zum Trassenverlauf mit BürgerInnen und Kommunen.</p>

Die Einflussfaktoren können die gesellschaftliche Akzeptanz positiv oder negativ beeinflussen. Im vorliegenden Projekt sind vor allem relevant:

- Auswirkungen auf die Kosten des Netzausbaus (positiv: Kosten senkend oder negativ: Kosten treibend) und
- Auswirkungen auf die Dauer des Planungsprozesses (positiv: beschleunigend oder negativ: verzögernd).

³ Es muss stets klar werden, dass Alternativen geprüft und die beste gewählt wurde.

5 Auswertung und Integration sozial-ökologischer Schlüsselfaktoren in das Strommarktmodell

Im folgenden Kapitel wird die Vorgehensweise zur Nutzung der vorgelagerten qualitativen Ergebnisse aus Kapitel 2 bis Kapitel 4 beschrieben. Beschrieben werden die aufgebaute Datenbasis und die durchgeführten statistischen Verfahren als Grundlage der anschließend aufgeführten Modellintegration. Ferner erläutert werden in diesem Kapitel konkrete Vorarbeiten der Szenarioentwicklungen in Kapitel 6.

5.1 Aufbau einer Datenbank im Projekt

Grundlage zur Übertragung der sozial-ökologischen Schlüsselfaktoren in das Strommarktmodell ist der Aufbau einer georeferenzierten Datenbank. Durch die Bereitstellung von hoch aufgelösten Informationen auf Landkreis- oder Gemeindeebene können regionale Informationen bei der Szenarientwicklung und nachfolgend in der Modellierung berücksichtigt werden. Die aufgebaute Datenbank beinhaltet Angaben zum deutschen Stromnetz und Kraftwerkspark, Strukturdaten wie z.B. Landschaft, Siedlungen, Naturschutzgebiete sowie sozial-ökonomische Größen wie z.B. Bevölkerung, Einkommen, Tourismus und Landnutzung. Daneben sind auch Ergebnisse der qualitativ erhobenen Daten eingetragen. Im Folgenden werden ihr Aufbau und die gesamte Datengrundlage erläutert.

Die Datenbank wird mit PostgreSQL verwaltet. PostgreSQL ist nach Oracle, MySQL und Microsoft SQL Server eines der aktuell meistgenutzten relationalen Datenbankmanagementsystemen (DBMS) (solid-IT, 2015), dessen Nutzung einige Vorteile hat. Diese Software arbeitet im Vergleich zu freien, und zu proprietären DBMS sehr performant (vgl. Obe u. Hsu, 2012, Preface), ist selbst jedoch nicht proprietär. Die freie Nutzung von PostgreSQL ist geschützt durch die PostgreSQL-Lizenz, einer freien Open-Source-Lizenz (PgSQL - GDG, 2015a). Die Datenbank im Projekt wird mit der bei Projektbeginn aktuellsten Version 9.3 des DBMS verwaltet. Daher entspricht die SQL-Implementierung weitestgehend dem derzeit gültigen internationalen Standard der Datenbanksprache SQL (IEC/ISO 9075:2011), festgelegt von der Internationalen Organisation für Normung und der Internationalen Elektrotechnischen Kommission

(vgl. PostgreSQL - GDG, 2015b). Der einheitliche SQL-Standard erleichtert u.a. die Kommunikation zwischen Software-Drittanbietern und dem DBMS (vgl. TERADATA, 2013). Darüber hinaus ermöglicht die Programmierung von PostgreSQL einfache Installationen zusätzlicher Erweiterungen. Eine Installation der PostGIS-Erweiterung in PostgreSQL bspw. erlaubt es, räumliche Daten zu speichern und somit geometrische Operationen durchzuführen (Obe u. Neufeld, 2015). Die Zusatzfunktion eines geografischen Informationssystems ist für das Projekt von zentraler Bedeutung, so dass die Nutzung von PostGIS - 2.1 von Projektbeginn erfolgt. Außerdem ist es vorteilhaft, dass in PostgreSQL jede Datenbank-Relation einem bestimmten Schema und das Schema je einer Datenbank zugeordnet wird (Obe u. Hsu, 2012, S. 3, 7). Das im Projekt verwendete PostgreSQL-DBMS arbeitet auf einem Server der Europa-Universität Flensburg. Serverseitig werden derzeit sechs PSQL-Datenbanken verwaltet. Zwar sind die Projektdaten ohne Ausnahme einer dieser Datenbanken zugeordnet, aber der Inhalt dieser Datenbank ist nicht auf ein einzelnes Projekt beschränkt. Daher werden projektbezogene Schemata semantisch durch ein möglichst kurzes Präfix, das Präfix „vn“, abgegrenzt.

5.1.1 Datengrundlage

Regionaldatenbank: Dieses Schema beinhaltet u.a. Daten der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, die nach Themenbereichen kategorisiert sind und online in einer GENESIS-Datenbank veröffentlicht werden (DESTATIS, 2015b; STAEBL, 2015a). Die Regionaldatenbank enthält u.a. Statistiken zu den Themen Umwelt, Bevölkerung, Flächennutzung, Tourismus und Steuern (STAEBL, 2015a). Dabei liegen je nach Statistik unterschiedliche zeitliche Abstände zwischen den Erhebungsjahren vor, d.h. nicht alle Daten werden jährlich erhoben (STAEBL, 2015b, S. 7). Darüber hinaus ist nicht jede Statistik auf Gemeindeebene verfügbar, d.h. auch die Tiefe regionaler Ebenen sind unterschiedlich (ebd.). In Tabelle 5.1 sind die für das Projekt ausgewählten Statistiken aufgelistet. Die Bearbeitung der einzelnen Datensätze konnte nicht gänzlich automatisiert erfolgen, da die Daten, vorliegend im CSV-Format, unterschiedlich organisiert sind. Ziel der Aufbereitung ist eine fehlerfreie Vereinheitlichung des Formats vom Amtlichen Gemeindeschlüssel (AGS), der in allen Datentabellen angegeben ist. Der AGS besteht aus acht Kennziffern, wovon jede eine der Verwaltungsebenen Deutschlands repräsentiert (BVA, ohne Jahresangabe,a), wodurch die eindeutige Identifizierung eines Verwaltungsgebiets gewährleistet ist. Daher ist der AGS zentral im erläuterten Datenbankkonzept.

Auftretende Schwierigkeiten bei der Bearbeitung der Daten können exemplarisch anhand eines Beispiels erläutert werden: Daten zu verschiedenen Kennzahlen der Tourismusbranche stellen die statistischen Ämter u.a. auf Gemeindeebene bereit. Bei

Tabelle 5.1: Importierte Tabellen der Regionaldatenbank auf Kreis- & Gemeindeebene

Tabellenname	Verfügbarer Zeitraum	Zeitraum importierter Daten	Regionalebene	Periodizität
Einkommen der priv. Haushalte	2000 - 2012	2000 - 2012	KR	Jährlich
Bundestagswahl	1994 - 2013	2013	KR	Wahljahre
Bruttoinlandsprodukt	2000 - 2012	2000 - 2012	KR	Jährlich
Bodenfläche - Nutzung	2013	2013	KR	2013
Lohn- & Einkommenssteuer	1992 - 2010	1992 - 2010	KR	3-Jährlich
Bevölkerungsstand	1995 - 2013	2013	KR	Jährlich
Realsteuervergleich	2013	2013	KR	2013
Tourismus	2012	2012	KR	2012
Bodenfläche - Nutzung	2012	2012	GEM	2012
Bevölkerungsstand	2008 - 2012	2012	GEM	Jährlich
Tourismus	2012	2012	GEM	2012

Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg auf Basis der Regionaldatenbank Deutschland (STAEBL, 2015a)

der Bearbeitung richtet sich der Fokus stets auf die Stellenanzahl des AGS innerhalb der Datenquelle. Um einen einheitlich achtstelligen AGS zu erhalten, müssen die im Datensatz enthaltenen fünfstelligen Schlüssel der Stadtteile Berlins ebenso wie die siebenstelligen Schlüssel rheinland-pfälzischer Verbandsgemeinden entfernt werden. Jene Gemeinden, die zu diesen rheinland-pfälzischen Verbandsgemeinden gehören, haben einen zehnstelligen Schlüssel, da die Verbandsgemeindennummer Bestandteil des AGS ist (Statistisches Landesamt - RP, 2009). Entsprechend muss diese entfernt werden. Innerhalb der Menge der achtstelligen AGS sind Samtgemeinden aus Niedersachsen gelistet. Diese tragen statt der Gemeindenummer an 6.-8. Stelle des AGS die Nummer der entsprechenden Samtgemeinde. Dies ist bereits aus den Daten ersichtlich. Diese Einträge werden ebenfalls entfernt. Dafür werden die in einer Samtgemeinde zusammengefassten Gemeinden Niedersachsens, die einen elfstelligen Gemeindegemeinschaftsschlüssel aufweisen, um die Nummer der Samtgemeinde gekürzt, sodass alle verbliebenen AGS achtstellig sind. Alle Einträge ohne Informationen werden abschließend ebenfalls aus dem Datensatz gelöscht.

BKG: Weiterhin enthält das Datenbankschema Daten des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie (BKG). Das BKG erarbeitet umfangreiche geografische Datensätze, die vom Dienstleistungszentrum des Bundes für Geoinformation und Geodäsie online bereitgestellt werden (BKG, 2015a). Enthalten ist auch ein Datensatz mit der Bezeichnung „VG250“, welcher die Verwaltungsgebiete Deutschlands auf verschiedenen regionalen Ebenen abbildet (BKG, 2015c). Dieser wird, unter Zugriff auf ak-

tuelle Informationen der statistischen Ämter und Landesvermessungsverwaltungen, laufend in der Redaktionsdatenbank des BKG aktualisiert und veröffentlicht (BKG, ohne Jahresangabe). Abbildung 5.1 zeigt die Kreistabelle des BKG-Datensatzes. Die Projektion heißt Universal-Transversal-Mercator (UTM) und nutzt deutschlandweite Datenbestände des BKG (BKG, 2009). Die Genauigkeit ist dabei immer von der angegebenen UTM-Zone abhängig. Für eine genaue Projektion müssen geografische Daten daher in der angegebenen Zone liegen. Deutschland liegt überwiegend in Zone 32 (Killet, 2010), da jede Zone eine geografische Länge von 6 ° hat, liegt der Osten Deutschlands bereits in Zone 33 (ebd.). Auf Datenbankebene ist die Verwendung einer Projektion hilfreich, weil dann zur Speicherung von geografischen Objekten der Geometry-Datentyp verwendet werden kann. Berechnungen mit diesem Datentyp sind sehr performant und es steht, gegenüber Berechnungen mit geografischen Koordinaten, ein größerer Funktionsumfang zur Verfügung (Obe u. Neufeld, 2015, S. 27).

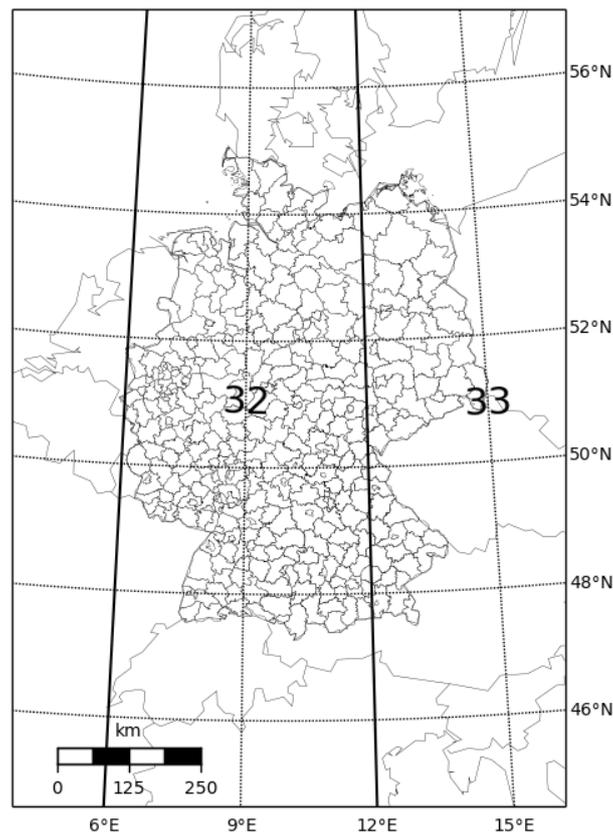


Abbildung 5.1: Kreistabelle des BKG - Datensatzes in UTM Zone 32. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Söthe, 2015)

In der Projektdatenbank ist der VG250-Datensatz vom 31.12.2013 gespeichert, und es sind mehrere Relationen vorhanden, die jeweils eine regionale Ebene abbilden. Dabei ist entscheidend, dass diese Tabellen neben den geometrischen Objekten ebenfalls

das Attribut Regionalschlüssel oder AGS enthalten. Der Regionalschlüssel enthält bereits die Angaben des amtlichen Gemeindegemeinschaftsschlüssels, und wird um die Nummern der Gemeindeverbände erweitert, sodass ein zwölfstelliger Schlüssel entsteht (BVA, ohne Jahresangabe,b). Auch in den Datensätzen des BKG wird der Schlüssel, der die Zuordnung der Daten gewährleistet, bearbeitet. Das Ziel der Bearbeitung besteht darin Duplikate von Regionalschlüsseln zu entfernen und eindeutige Attribute zu erzeugen. Insbesondere in den Küstenregionen sind Mehrfachvergaben vorhanden. Der Landkreis Dithmarschen, ein zugehöriger Abschnitt der Elbe und die Insel Trischen vor der Meldorfer Bucht haben beispielsweise den gleichen Regionalschlüssel. Ihre entsprechenden geometrischen Objekte werden in ein einziges Objekt überführt und dann einem einzigen Regionalschlüssel zugeordnet. Um Fehler zu vermeiden, werden zuerst nur Duplikate zusammengefasst, deren Geometrien zumindest teilweise eine gemeinsame Grenze haben.

BfN: Auf Anfrage stellte das Bundesamt für Naturschutz (BfN) einen Datenträger mit den geografischen Daten der Schutzgebiete Deutschlands zur Verfügung. Enthalten sind Naturschutzgebiete, die durch einen ausdrücklich besonderen Schutz der Natur und Landschaft gekennzeichnet sind (BNatSchG, 2015, §23). Gemäß der Definition sind „die Erhaltung, Entwicklung und Wiederherstellung von Lebensstätten, Biotopen oder Lebensgemeinschaften [...]“ oder „die Seltenheit, besondere[n] Eigenart oder hervorragende[n] Schönheit“ des Gebiets, sowie der besondere Schutz „aus wissenschaftlichen, naturgeschichtlichen oder landeskundlichen Gründen“ maßgeblich (BNatSchG, 2015, §23). Naturschutzgebiete sind allerdings nur eine Kategorie von Schutzgebieten, außerdem gibt es Landschaftsschutzgebiete, Nationalparke, Biosphärenreservate, Naturparks, Ramsargebiete sowie die Natura-2000 Gebiete, die komplett auf dem Datenträger eingetragen sind.

Natura - 2000: Das Natura-2000 Gebietssystem beinhaltet zwei unterschiedliche Schutzzonen. Erstens die so genannten SPA-Gebiete (Special Protected Area), mit einem Schutzzweck zur Erhaltung von wildlebenden Vogelarten innerhalb der EU, deren gesetzliche Umsetzung mit der Richtlinie 2009/147/EC geregelt ist (Dir. 2009/147/EC, 2009). Zweitens, Gebiete von gemeinschaftlicher Interesse (Sites of Community Importance) und besondere Schutzgebiete (Special Areas of Conservation) zur Erhaltung natürlicher Lebensräume sowie die FFH-Gebiete (Flora, Fauna, Habitat). Das Natura-Netzwerk ist maßgeblich geregelt mit der EU-Richtlinie 92/43/EEC (Dir. 92/43/EEC, 1992).

CLC - 2006: Das CORINE-Programm (Coordination of Information on the Environment) hat die Aufgabe den Zustand der Umwelt in Europa festzustellen und wird von der Europäischen Umweltagentur betreut (Büttner u. a., 2014, S. 3). Im Projekt Corine-Land-Cover werden auf dem Gebiet der Europäischen Union, u.a. auf Grund-

lage von Satellitenfotos und Orthokorrektur, Umfang und Art der Flächennutzung festgestellt (Büttner u. a., 2014, S. 6). Erstmals wurde diese Erhebung 1990 durchgeführt und ist im CLC-2000 sowie im CLC-2006 Projekt wiederholt worden (ebd.: S.4).

Planungsregionen: Auf Anfrage wurden vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) die Planungsregionen der Regionalplanung für Windenergie, als geografischer Datensatz, zur Verfügung gestellt. Dieser enthält alle Planungsregionen in Deutschland, vom Stand 2013 (BBSR, 2013). Aus datenschutzrechtlichen Gründen hat das BBSR die geografischen Informationen zu den definierten Eignungsflächen für Windenergie nicht zur Verfügung gestellt.

EEG - Anlagenregister: Das EEG-Anlagenregister enthält die in Deutschland installierten EE Anlagen und wird bereitgestellt vom Projekt „energymap.info“ (vgl. energymap.info, 2015). Erstellt werden die Daten auf Grundlage der veröffentlichten Anlagendaten von den Netzbetreibern. Diese waren, bis zum Inkrafttreten der EEG-Novelle im August 2014, zur online Bereitstellung der Daten verpflichtet (energymap.info, 2014) (EEG, 2014, §77(4)). Einträge nach August 2014 im EEG-Anlagenregister umfassen ausschließlich Kraftwerke im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers TenneT, da dieser auch nach Inkrafttreten der EEG-Novelle Daten zur Verfügung stellt (energymap.info, 2015). In der Projektdatenbank ist das vollständige EEG-Anlagenregister mit Stand November 2014 enthalten. Sofern die Standortdaten als GPS-Koordinaten vorliegen, werden sie in ein PostGIS-Format überführt. Wenn keine GPS-Koordinaten hinterlegt sind, wurde die Georeferenzierung mit den Adressdaten der Anlagen durchgeführt. In beiden Fällen sind die Standortdaten geografisch inkorrekt, da auch die vorhandenen GPS-Koordinaten aus den Ortsmittelpunkten der Anlagen ermittelt werden (energymap.info, 2015).

Netz: Auf Anfrage übermittelte die Bundesnetzagentur (BNetzA) georeferenzierete Datensätze der BBPIG- und EnLAG-Vorhaben vom Stand 28.08.2014 (BNetzA, 2014d), so dass diese in die Datenbank aufgenommen werden konnten. Den bereitgestellten Geometrien wurden weitere Informationen wie z.B. die Inbetriebnahmezeit hinzugefügt. Alle Datensätze mit den Linienverläufen der Trassen- und Teilabschnitte wurden von der BNetzA anhand öffentlicher verfügbarer Dokumente nachvollzogen, mit einem Bezugsmaßstab von maximal 1 : 2.500.000.

EnLAG-Vorhaben: Der Datensatz umfasst 23⁴ EnLAG-Vorhaben, die in insgesamt 66 Teilabschnitte unterteilt sind, bestehend aus Vorhabenpunkten und geplanten Trassenverläufen. Die Vorhabenpunkte repräsentieren entweder Netzanschlusspunkte (Transformatoren) oder Übergabepunkte, an denen die Zuständigkeit für

⁴ Die ursprünglich 24 EnLAG-Vorhaben sind, aufgrund der Entfernung von Vorhaben Nr. 22, im Rahmen der Bundesbedarfsplan-Gesetzgebung 2013, auf 23 reduziert worden.

das Vorhaben oder einen Teilabschnitt auf eine andere Landesbehörde übergeht. Neben den Standortinformationen haben alle Vorhabenpunkte eine eindeutige Geo-ID-Nummer und einen Namen. Attribute eines Linienverlauf-Eintrages umfassen dementsprechend die EnLAG-Nummerierung des Vorhabens, Namen von Vorhaben und Teilabschnitt, eine Geo-ID-Nummer („trassen_id“) sowie die Länge des Teilabschnitts.

Neben diesen Informationen wurden den Linienverläufen der Teilabschnitte weitere hinzugefügt. Dazu gehören Steckbriefe und Meldungen zu den jeweiligen Abschnitten aus dem Monitoringbericht des zweiten Quartals 2014 der BNetzA und dem Bericht zur Auswertung vom Netzzustand und -ausbau der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (BNetzA, 2011, 2014b,c). Weiterhin wurden die Befragungen zum Stand der Genehmigungsverfahren der EnLAG-Vorhaben der Deutschen Energieagentur (dena, 2012) sowie relevante technische Daten zur Berechnung von Netzkapazitäten aus dem ersten Entwurf vom Netzentwicklungsplan 2014 (vgl. 50Hertz Transmission GmbH u. a., 2014a) und aus dem 10-Year Network Development Plan 2014 (vgl. ENTSO-E, 2014a) aufgenommen.

Der Datensatz aller 66 Teilabschnittsverläufe beinhaltet dementsprechend die Attribute Geo-ID, Teilabschnittsname, EnLAG-Nr., Verantwortliches Bundesland, ÜNB des Vorhabens, und die Länge in Metern. Weitere Attribute sind das Datum der ersten Inbetriebnahme nach BNetzA-Meldung 2014, das Datum der ersten Inbetriebnahme nach BNetzA-Meldung 2014 mit erwarteter Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf, das Datum der ursprünglich geplanten Inbetriebnahme nach Dena 2012 und BNetzA 2011. Zusätzlich technische Attribute sind Spannungsebene, Übertragungskapazität, Angabe von Gleich- oder Wechselstrombetrieb, Art des Leitungsbaus als Trasse oder Erdkabel, Anzahl der Stromkreise und Bündelleiter sowie die Zuweisung zur Modellregion.

BBPIG-Vorhaben: Der Datensatz mit den BBPIG-Vorhaben enthält analog zu den EnLAG-Vorhaben Vorhabenpunkte und -linien. Alle 36 BBPIG-Vorhaben sind in insgesamt 60 Teilabschnitte unterteilt. Die Vorhabenlinien sind allerdings keine Verlaufslinien, sondern lediglich direkte Luftlinien von zwei Vorhabenpunkten eines Vorhabens. Den Linien eines BBPIG-Vorhabens bzw. Abschnittes sind, wie bei den EnLAG-Vorhaben bereits beschrieben weitere Attribute aus den gleichen Quellen hinzugefügt.

5.1.2 Entity-Relationship-Modell

Abbildung 5.2 zeigt das Entity-Relationship-Modell des VN-Datenbankschemas der Projektdatenbank. Das Modell zeigt allerdings nur einen Ausschnitt der Daten-

bankstruktur, nicht angezeigte Entitäten sind jedoch ähnlich verknüpft. Bei solchen Entitäten handelt es sich meist um weitere Statistiken, die entweder mit der Kreis- oder Gemeindeentität verknüpft sind. Auf Landesebene sind derzeit keine statistischen Daten hinterlegt. Im übertragenen Sinne „erheben“ die Verwaltungsebenen Statistiken.

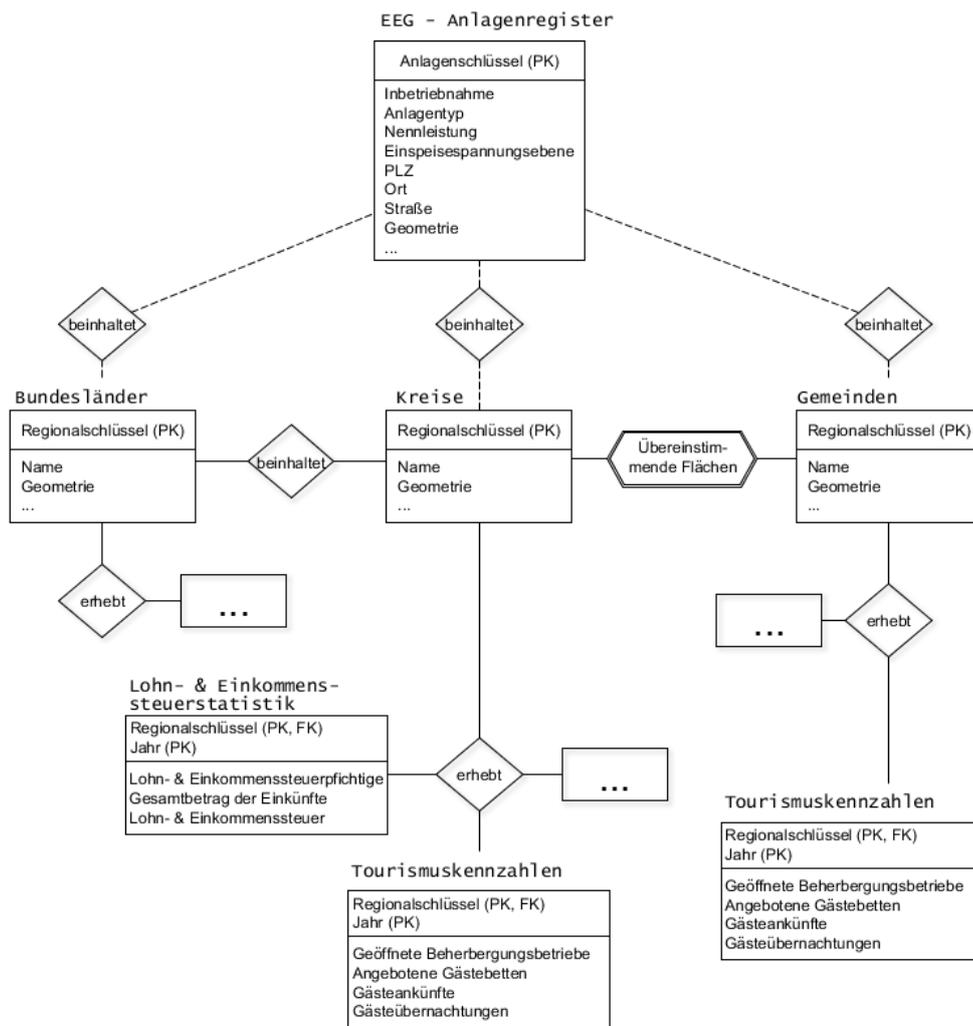


Abbildung 5.2: ER - Modell des VN - Datenbankschemas. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Söthe, 2015)

Die Integrität der Daten wird u.a. durch die Verwendung des Regionalschlüssels in den Datenbankrelationen gewährleistet. Indem dieser auf eine eindeutige Kennung in der Kreis- bzw. Gemeindetabelle zugreift, und als so genannter Fremdschlüssel fungiert. Regionalschlüssel und Jahr ergeben zusammen einen Primärschlüssel, in der Länder-, Kreis- bzw. Gemeindetabelle jedoch ist nur der Regionalschlüssel der Primärschlüssel. Hierin besteht eine merkliche Schwäche der Datenbank. Der Da-

tensatz des BKG z.B. ist nur für ein einzelnes Jahr angegeben, die statistischen Daten der Regionaldatenbank aber üblicherweise für mehrere Jahre verfügbar. Verwaltungsgebiete auf Kreis-, und insbesondere auf Gemeindeebene verändern sich laufend (DESTATIS, 2015a). Eine eins zu eins Zuordnung der Regionalschlüssel ist also nur dann möglich, wenn das Erhebungsjahr einer Statistik dem des BKG-Datensatzes entspricht. Da die Daten des BKG jährlich veröffentlicht werden, ist eine solche Verknüpfung theoretisch möglich (vgl. BKG, 2014b, Archiv). Die Kreis- und die Gemeindetabellen sind nicht über einen Regionalschlüssel, sondern räumliche Beziehungen miteinander verbunden. Zwischen diesen Tabellen besteht also eine Beziehung von „übereinstimmenden Flächen“. Dies ist aufgrund der hohen Datenqualität des BKG möglich, da für jeden Kreis geprüft werden konnte, ob dessen geometrische Daten mit denen der zugehörigen Gemeinden übereinstimmen. Auch das EEG-Anlagenregister ist über eine räumliche Beziehung verknüpft, da die Anlagenstandorte i.d.R. innerhalb der Verwaltungsgebiete Deutschlands liegen. Tatsächlich befinden sich insgesamt 0,12 % der Anlagen außerhalb der Landesgrenzen, was höchstwahrscheinlich auf fehlerhafte Daten zurückzuführen ist. Im ER-Modell ist das, durch eine gestrichelte Linie zwischen den Entitäten, dargestellt.

5.1.3 Verwendungsmöglichkeiten der Projektdatenbank

Durch die Verknüpfung von statistischen Daten der Regionaldatenbank Deutschland und den Daten des BKG wird prinzipiell eine geografische Einordnung von Informationen ermöglicht. Die Statistiken sind in den Rohdaten bereits durch den AGS georeferenziert. Sie müssen jedoch noch in ein Format umgewandelt werden, um Zugriff und Nutzung von weiteren Programmen zu vereinfachen. Diese Funktion leistet die Datenbank im Projekt. Alle georeferenzierten Statistiken der PostgreSQL-Datenbank können damit für eine systematische, wissenschaftliche Bearbeitung verschiedener Fragestellungen herangezogen werden. Abbildung 5.3 zeigt exemplarisch eine mögliche Darstellung enthaltener Daten der Datenbank, durch die Verknüpfung mit der Kreistabelle des BKG.

5.1.4 Integration qualitativer Untersuchungen

Neben den genannten statistischen Datensätzen wurden auch Ergebnisse der qualitativen Untersuchungen gesellschaftlicher Akzeptanz der Windenergie bereits in die Datenbank aufgenommen. Ihre Einbindung erfolgt mit dem Regionalschlüssel, der zur Georeferenzierung der regionalen Informationen dient. Abbildung 5.4 zeigt die Landkreise und Gemeinden, für die Untersuchungsergebnisse eingetragen wurden.

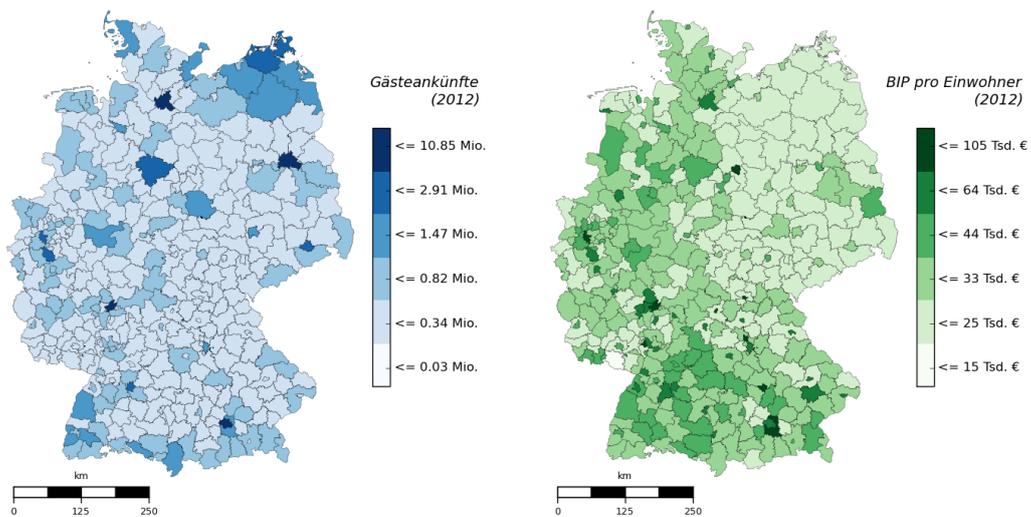


Abbildung 5.3: Verknüpfung statistischer Daten der Regionaldatenbank mit der Kreistabelle des BKG. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Söthe, 2015)

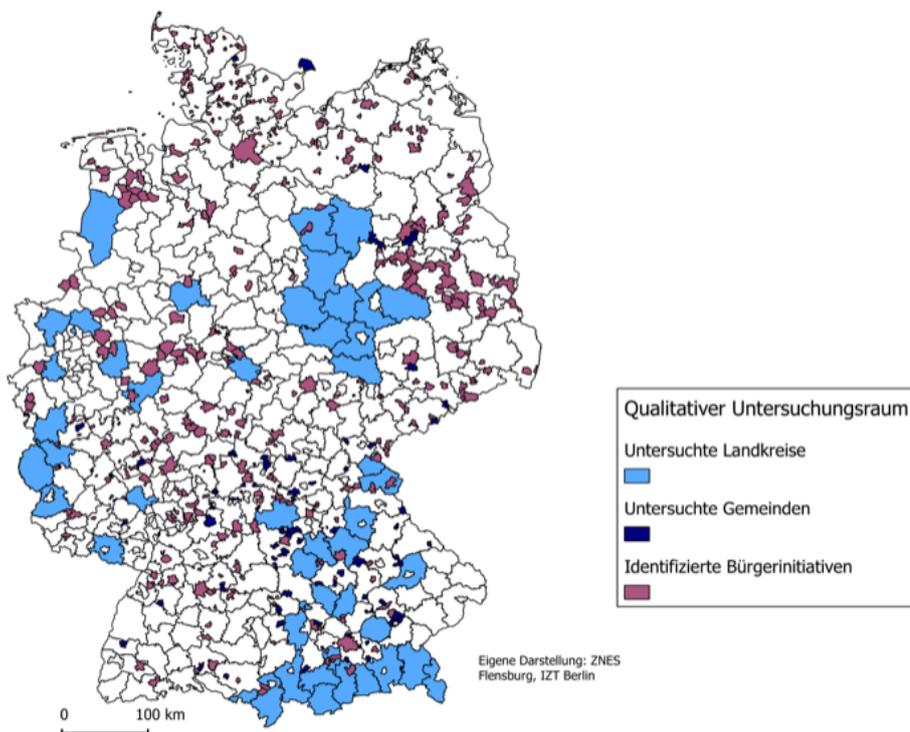


Abbildung 5.4: Untersuchungsraum zu Windenergie: Qualitativ untersuchte Regionen auf Kreis- und Gemeindeebene. Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg, IZT

Wie 5.4 zeigt, sind für jede Untersuchungsregion verfügbare Informationen hinterlegt, die bereits komprimiert wurden, aber noch keinem einheitlichen Standard bei der Datenqualität entsprechen. Zusätzlich sind Standorte von Bürgerinitiativen gegen Windenergie abgebildet, die inhaltlich aber nicht betrachtet wurden. Diese qualitative Datengrundlage ist als dynamische Datentabelle zu verstehen. Das bedeutet mit der bereitgestellten Grundstruktur (Regionalschlüssel, Formate) soll es ermöglicht werden nach und nach weitere qualitative Ergebnisse lokaler Untersuchungen in die Datenbank aufzunehmen und die bestehenden zu aktualisieren.

5.2 Statistische Auswertungen

Auf Grundlage der angelegten statistischen Datenbasis wurden Analysen durchgeführt, mit dem Ziel, Zusammenhänge zwischen quantitativen Daten zu untersuchen, welche auch mit qualitativen lokalen Erhebungen gesellschaftlicher Akzeptanz kombiniert werden können.

Im Bereich Netz wurde ein multiples Regressionsmodell entwickelt. Damit werden bestehende Verzögerungszeiten bisher geplanter Netzausbauvorhaben mit ausgesuchten regionalen Parametern (wie bspw. Einkommen) verbunden. Zudem konnte damit, ausgehend von bestehenden Vorhaben, eine deutschlandweite Prognose entwickelt werden. Ergebnis sind berechnete Verzögerungszeiten für ganz Deutschland, übertragen auf ein 400×400 Meter Rasterfeld, die zur Bestimmung von Verzögerungszeiten zukünftiger Trassen genutzt werden, die in die Modellierung integriert werden können.

Im Bereich Windenergie wurden, mit einer Korrelationsanalyse, Abhängigkeiten zwischen ausgesuchten statistischen Größen und der Ausbaudichte von Windenergie in MW/km^2 auf Landkreisebene durchgeführt. Hierbei war von Interesse, ob zwischen dem bisherigen Ausbau und den Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz Zusammenhänge aufgezeigt werden können. Die Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz sind statischen Größen zugeordnet worden und deshalb nur indirekt enthalten. Beispielsweise wurde der Einflussfaktor Tourismus der statistischen Größe Betten/Kopf zugeordnet. Zusätzlich zu den Korrelationsanalysen wurden Clusterungen von ausgesuchten Merkmalen erstellt um so regionale Häufigkeiten sichtbar zu machen. Gemeinsam mit den qualitativen Untersuchungen einzelner Regionen wurde ein Belastungsgrad für Windenergie entwickelt, der in die Modellierung integriert werden kann.

5.2.1 Netz: Regressionsmodell

Zur statistischen Berechnung möglicher Verzögerungszeiten zukünftiger Netzausbauprojekte, wurde ein multiples Regressionsmodell entwickelt und verwendet. Es wurde mit Akzeptanzfaktoren gearbeitet, die gesellschaftliche Akzeptanz beeinflussen könnten und ihr Zusammenhang zu aktuellen Zeitverzögerungen untersucht. Ein solcher Akzeptanzfaktor besteht aus mindestens einer statistischen Größe oder Variable. Außerdem wurden für die geplanten EnLAG-Vorhaben die bestehenden Verzögerungszeiten, bezogen auf ihren geplanten Inbetriebnahmezeitpunkt, erhoben. Verzögerte Trassenabschnitte, für die akzeptanzbedingte Meldungen vorlagen, wurden inhaltlich genauer betrachtet. Akzeptanzfaktoren und Verzögerungszeiten pro Trassenabschnitt wurden dann auf ein 400×400 Meter Vektorrastergitter übertragen. Ausgehend davon wurde das multiple Regressionsmodell formuliert. Um das beste Modell mit dem höchsten Modellgütwert zu finden, wurde das korrigierte oder adjustierte Bestimmtheitsmaß $adjR^2$ angewendet. Auf Basis der Akzeptanzfaktoren mit den stärksten Wirkungen auf die Zeitverzögerungen wurden Verzögerungszeiten für alle Rasterfelder Deutschlands berechnet. Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise ist in der im Rahmen des Projektes an der Europa-Universität Flensburg entstandenen Masterarbeit von Bunke (2015) nachzulesen.

5.2.1.1 Akzeptanzfaktoren

Für die statistischen Auswertungen zwischen Akzeptanzfaktoren und Zeitverzögerungen der EnLAG-Vorhaben wurden folgende Größen und Variablen ausgewählt. Tabelle 5.2 zeigt alle Faktoren mit einer kurzen Erläuterung, die zur Untersuchung verwendet wurden.

Tabelle 5.2: Übersicht der ausgewählten Akzeptanzfaktoren

Name	Beschreibung
Bevölkerungsdichte	Anzahl der EinwohnerInnen pro Gemeindefläche
Menge von EE und Windenergie	Menge der installierten Leistung der Energieträger pro Gemeinde sowie die installierte Leistung pro Gemeindefläche
Vorbelastung durch Infrastrukturmaßnahmen	Bündelung von Infrastrukturen anhand von Eisenbahnstrecken, Autobahn- und Stromtrassenverläufen

Fortsetzung von Tabelle 5.2

Name	Beschreibung
Touristische Faktoren	Anzahl der touristischen Betriebe und Betten pro Kreis
Flächennutzung	Anteil der Flächennutzung pro Gemeinde von Agrar-, Wald, Siedlungs-, Industrie- und Gewerbeflächen, versiegelter Flächen
Ökonomische Faktoren	Bruttoeinkommen pro Person und Bruttoinlandsprodukt pro Kreis
Räumliche Nähe zu Siedlungsflächen	Abstände und geplante Trassenführung durch Siedlungsgebiete
Räumliche Nähe zu Schutzgebieten	Abstände und Zerschneidung von Schutzgebieten

Insgesamt werden 29 Variablen hinsichtlich ihrer zeitlichen Verzögerungswirkung untersucht. Tabelle 5.3 zeigt alle verwendeten Variablen, sie sind zusätzlich in Raumwiderstands- und sozio-ökologische Kriterien kategorisiert. Datenbasis ist die zuvor beschriebene Projektdatenbank.

Tabelle 5.3: Auflistung der Akzeptanzfaktoren zur Bewertung der Vorhaben.

Variablenname	Bezeichnung und Datenquelle
Raumwiderstandskriterien	
Siedlung und Erholung	
ort_uf	Ortsflächen ≥ 40 ha, DLM-250
sied_clc_uf	Wohn- und Mischbauflächen ≥ 25 ha. CLC-2006
ind_gew_uf	Industrie- und Gewerbeflächen ≥ 40 ha. DLM-250
indgew_clc_uf	Industrie- und Gewerbeflächen ≥ 25 ha. CLC-2006
Biotop- und Gebietsschutz	
ffh_uf	FFH-Gebiete, Stand:09.2013 BfN
vglenschutz_uf	Europäische Vogelschutzgebiete, Stand:09.2013 BfN
biospha_uf	Biosphärenreservate, Stand:12.2013 BfN
nationpark_uf	Nationalparks, Stand:01.2014 BfN
natschutz_uf	Naturschutzgebiete, Stand:01.2013 BfN

Fortsetzung von Tabelle 5.3

Name	Bezeichnung und Datenquelle
naturpark_uf	Nationalparks, Stand:12.2013 BfN
wald_uf	Wälder ≥ 40 ha, DLM-250
Infrastruktur	
motorway_uf	Autobahn, DLM-250
rail_line_uf	Eisenbahntrassenverläufe, DLM-250
power_line_uf	Bestandsstromtrassen ≥ 110 kV, DLM-250
Sozio-ökologische Kriterien	
Erneuerbare und Windenergie	
wind_mw_gem	installierte Windleistung in MW pro Gemeinde
wind_mw_km2	installierte Windleistung in MW pro Gemeindefläche km^2
eeg_mw_gem	installierte EEG-Leistung in MW pro Gemeinde
eeg_mw_km2	installierte EEG-Leistung in MW pro Gemeindefläche km^2
Bevölkerungsdichte	
gem_einwo	EinwohnerInnen pro Gemeinde
einwo_km2	EinwohnerInnen pro Gemeindefläche in km^2
Touristische Faktoren	
tou_accom_gem	Anzahl der Tourismusbetriebe je Gemeinde
tou_bed_gem	Anzahl der Betten von Tourismusbetrieben je Gemeinde
tou_bed_einwo	Dichte der Betten pro EinwohnerIn je Gemeinde
Ökonomische Faktoren	
dis_income_capita	Durchschnittliches Einkommen pro Person je Kreis
bip_pp_krs	Bruttoinlandsprodukt des Kreises pro Person
Nähe zu Schutzgebieten	
natura_gem	Gemeindeflächenanteil von Natura-2000 Schutzgebieten
Flächennutzung	
anteil_Wald	Anteil Wald pro Gemeindefläche
anteil_Sied	Anteil Siedlungsfläche pro Gemeindefläche
anteil_ind_gewer	Anteil von Industrie- und Gewerbeflächen pro Gemeindefläche
anteil_Agrar	Anteil Landwirtschaftsfläche pro Gemeindefläche ohne Moor- und Heideflächen

Fortsetzung von Tabelle 5.3

Name	Bezeichnung und Datenquelle
anteil_versiegelung	Anteil der versiegelten Fläche pro Gemeindefläche, Siedlungsfläche, Industrie- und Gewerbeflächen und Verkehrsflächen

5.2.1.2 Erhebung Verzögerungszeiten der EnLAG Vorhaben

Die verwendeten Verzögerungszeiten der EnLAG-Vorhaben basieren auf den Angaben im Monitoringbericht vom zweiten Quartal 2014 und vom dritten Quartal 2011 (BNetzA, 2011, 2014b,c). Zudem sind die Befragungen zum Stand der Genehmigungsverfahren der EnLAG-Vorhaben von der dena (2012) herangezogen worden. Nachfolgend werden die wichtigsten Verzögerungsgründe, die Methodik der Datenerhebung sowie die abgeleiteten Ergebnisse dargestellt und diskutiert.

Verzögerungsgründe beim Netzausbau

Für die Verzögerungen werden zahlreiche Gründe angegeben, so hat sich in den letzten Jahren bspw. der Planungszeitraum vom Planungsbeginn bis zur Inbetriebnahme deutlich verlängert. Anfang der 90er Jahre bspw. dauerte der Trassenausbau „Redwitz–Remptendorf“, mit ca. 50 km Länge, von der Planung bis zur Fertigstellung anderthalb Jahre (Schossig, 2005; Frantzen u. Guss, 2012). Im Vergleich dazu beträgt die Dauer beim EnLAG-Vorhaben Nr. 2 „Wehrendorf-Ganderkesee“ seit Beginn des ROV im Jahr 2004, bis zur momentan geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2017, 13 Jahre (dena, 2012; BNetzA, 2014b). Frantzen u. Guss nennen, neben der gesellschaftlichen Akzeptanz, weitere Gründe zeitlicher Verzögerungen, hierzu gehören „Anpassung von Antragsunterlagen an aktuelle Gesetzesänderungen bzw. aktuelle Gerichtsentscheidungen“, „Klage gegen einen Planfeststellungsbeschluss“ aufgrund „formaler Fehler“ und „Verzögerungen bei der Planung über die Grenze zweier Bundesländer“ (Frantzen u. Guss, 2012, S.20-21).

Akzeptanzmeldungen bei EnLAG-Vorhaben

Den Monitoringberichten aller EnLAG-Vorhaben sind, bezogen auf alle 66 Teilabschnitte, insgesamt 14 Formulierungen mit Hinweisen für akzeptanzbedingte Verzögerungen zu entnehmen. Dabei wurden folgende Formulierungen als „akzeptanzbedingt“ interpretiert:

- (7) „Akzeptanzprobleme“⁵

⁵ Vgl. BNetzA (2011), S.60 EnLAG 9; BNetzA (2014c), S. 8, 10, 12, 13, 26; EnLAG 2, 3, 4, 11

- (1) „Bürgerinitiativen beauftragten einen Gutachter“⁶
- (2) „Einwendungen zu bearbeiten“⁷
- (1) „zusätzliche Varianten geprüft, die von Gemeinden und Bürgerinitiativen vorgeschlagen wurden“⁸
- (1) „zeitlichen Verzögerungen, da ...neues akzeptanzförderndes Mastdesign entwickelt wird“⁹
- (1) „Probleme bezüglich der Trassenführung im bebauten Bereich“¹⁰
- (1) „aufgrund von Bürgeranregungen eine Umtrassierung durchgeführt“¹¹

In Klammern ist jeweils die Anzahl der genannten Formulierungen angegeben. Meldungen zukünftig möglicher Probleme, wie zum Beispiel „privatrechtliche Verhandlungen“ sowie mögliche Verzögerungen aufgrund weiterer „Gutachten“ (vgl. BNetzA, 2014c, S. 21, 24) wurden nicht aufgenommen, da keine Verzögerung aufgetreten oder beziffert ist.

Im Rahmen der weiteren empirischen Analyse und Modellbildung wurde den Trassenabschnitten mit akzeptanzbedingten Meldungen der Wert [1] für die Variable *akzeptanz* zugewiesen. Alle Teilabschnitte ohne Meldungen erhielten den Wert [0]. Abbildung 5.5 zeigt die Verteilung der so markierten Teilabschnitte innerhalb der aufeinanderfolgenden Planungsphasen¹². Es wird deutlich, dass die Mehrheit der EnLAG-Vorhaben im zeitlichen Planungsverlauf relativ weit fortgeschritten ist. Im zweiten Quartal 2014 wurden 15 aller 66 Teilabschnitte realisiert. Ein Großteil der noch nicht realisierten Teilabschnitte befinden sich in der Phase „vor oder im Planfeststellungsverfahren“. Hier beträgt das Verhältnis der Trassenabschnitte mit und ohne Akzeptanzmeldung ca. 1/3. Das bedeutet bei ca. 30 Prozent aller Teilabschnitte in dieser Planungsphase liegen Hinweise für Verzögerungen aufgrund gesellschaftlicher Akzeptanz vor.

Verzögerungen der EnLAG-Vorhaben

Die Berechnungen der Verzögerungszeiten basieren auf den Angaben im Monitoringbericht (S. 1-2) der BNetzA (2014b), Meldungen aus dem dritten Quartalsbericht der BNetzA (2011) (Stand Ende 2010, S. 55-65) sowie der dena (2012) (Befragung, S. 7-8).

⁶ BNetzA (2014c), S. 13; EnLAG 4

⁷ BNetzA (2014c), S. 18; EnLAG 6

⁸ BNetzA (2014c), S. 19; EnLAG 6

⁹ BNetzA (2014c), S. 29; EnLAG 13

¹⁰ BNetzA (2014c), S. 41; EnLAG 19

¹¹ BNetzA (2014c), S. 31; EnLAG 14

¹² Keine Doppelzählung

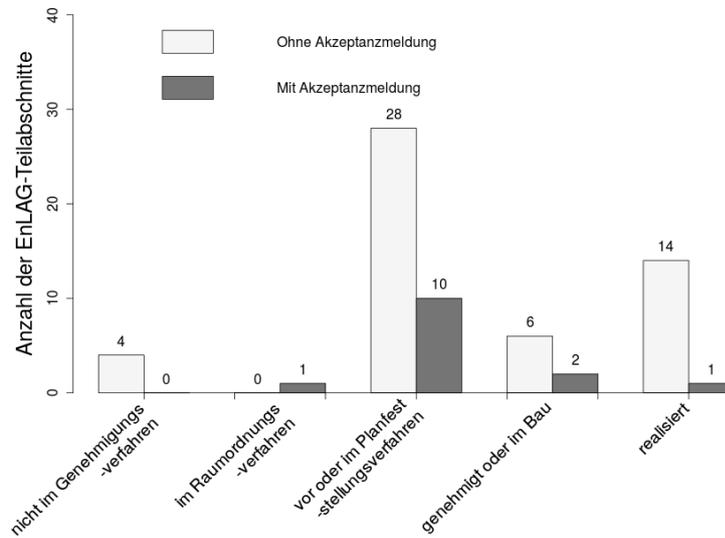


Abbildung 5.5: Darstellung der Verteilung der erhobenen akzeptanzbedingten Meldungen pro Teilabschnitt aller EnLAG-Vorhaben in den fünf Planungsphasen. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015), auf Basis der Meldungen des Monitoring Bericht 2. Quartal und 3. Quartal 2011 BNetzA (2014c, 2011)

Als Verzögerungszeit wird die Differenz zwischen dem ursprünglich geplanten Inbetriebnahmejahr eines Vorhabens oder seiner Teilabschnitte und dem aktuell genannten Inbetriebnahmejahr bezeichnet. Auf Basis der drei verwendeten Veröffentlichungen, Befragung der Dena 2012, Quartalbericht 2011 und Monitoringbericht 2014 der BNetzA, ergeben sich verschiedene Verzögerungsdauern. Wenn dabei negative Beträge berechnet wurden, oder beschleunigte Ausbauten vorliegen, wurden diese mit einer Verzögerung von Null Jahren gewertet.

Abbildung 5.6 zeigt die Häufigkeitsverteilung der berechneten Verzögerungszeiten aller Teilabschnitte für jede der drei Quellen. Dabei unterscheiden sich besonders die Angaben aus dem Jahr 2014 von denen in den Jahren 2011 und 2012. Grund hierfür ist vermutlich die Neubewertung der Messzeitpunkte nach Verabschiedung der EnLAG-, BBPlG- und NABEG-Gesetze nach 2010. Demzufolge wurden vor allem Vorhaben, die bis fünf Jahre verzögert waren „neu gestartet“.

Auf Basis der Daten von 2011 wurde bei einem Teilabschnitt eine maximale Verzögerungszeit von neun Jahren festgestellt. Insgesamt waren vor den Angaben von 2014 ca. die Hälfte aller 66 Teilabschnitte zeitlich verzögert. Tabelle 5.4 zeigt die neun

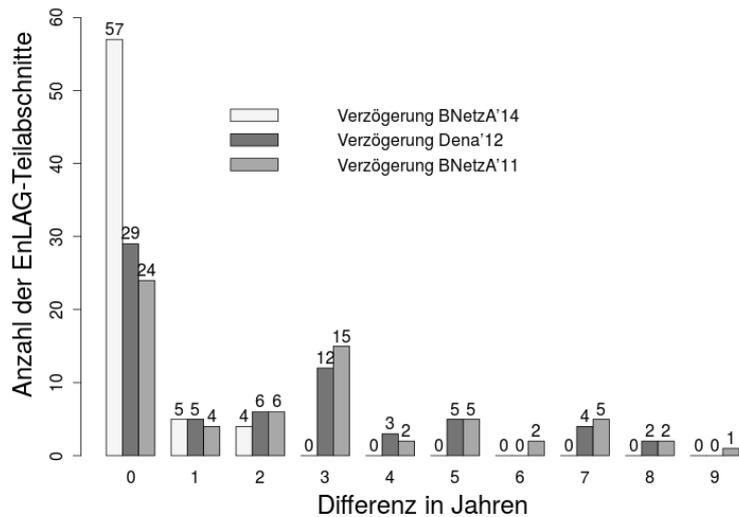


Abbildung 5.6: Vergleich der gebildeten EnLAG-Verzögerungszeiten pro Teilabschnitt. Quelle: eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015), basierend auf (dena, 2012; BNetzA, 2011, 2014c)

EnLAG-Vorhaben, für deren vierzehn verzögerte Teilabschnitte gleichzeitig akzeptanzbedingte Meldungen vorliegen, sowie die Spannbreite der Verzögerungen.

Tabelle 5.4: Übersicht der akzeptanzbedingten Verzögerungen der EnLAG-Vorhaben mit Teilabschnitten basierend auf der Differenz der BNetzA Angaben von 2014 und 2011 (BNetzA, 2011, 2014c).

Vorhaben			
Name	EnLAG Nr.	Anzahl der Teilabschnitte	Min. und max. Verzögerung
Ganderkesee – Wehrendorf	2	2 v. 3	6 a
Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL)	3	1 v. 3	7 a
Lauchstädt - Redwitz	4	2 v. 5	7 - 9 a
Wahle - Mecklar	6	3 v. 4	2 - 3 a
Hamburg/Krümmel – Schwerin	9	1 v. 2	5 a
Neuenhagen – Wustermark	11	2 v. 2	8 a
Niederrhein / Wesel – Landesgrenze NL	13	1 v. 2	3 a
Niederrhein – Utfoot – Osterath	14	1 v. 2	0 a
Kruckel - Dauersberg	19	1 v. 5	0 a
Gesamt: 9 von 23 Vorhaben		14 v. 28 (66)	Ø 4.71 a

Für neun von 23 Vorhaben, in 14 Teilabschnitten, liegen mit den Verzögerungen auch Akzeptanzmeldungen vor. In dieser Gruppe treten auch die maximalen Verzögerungszeiten von neun Jahren auf (zur Basis 2011). Bei den Vorhaben ohne Akzeptanz-

tanzmeldungen beträgt die Dauer maximal fünf Jahre. Durchschnittlich haben die 14 Teilabschnitte, mit Akzeptanzmeldungen, Verzögerungszeiten von 4,71 Jahren.

In der weiteren Analyse werden die als „BNetzA'11“ ermittelten Werte den Trassenverläufen der EnLAG-Teilabschnitte als Variable *delay* zugewiesen und bei der Modellbildung als zu beschreibende Variable *Y* verwendet.

Erste Erkenntnisse der EnLAG-Vorhaben

Mit den Auswertungen der vorangegangenen zwei Unterkapitel können erste Erkenntnisse zur Verzögerung der EnLAG-Vorhaben und ihrer Teilabschnitte abgeleitet werden. Die durchschnittliche Verzögerungszeit aller 66 Teilabschnitte beträgt 2,52 Jahre. Teilabschnitte ohne akzeptanzbedingte Verzögerungsmeldungen haben eine durchschnittliche Verzögerung von 1,92 Jahren, die Teilabschnitte mit Meldung 4,71 Jahre, die Differenz beträgt also 2,79 Jahre. Demzufolge sind, auf Basis der Daten bis 2014, die Teilabschnitte mit akzeptanzbedingten Meldungen im Durchschnitt 2,79 Jahre länger verzögert als ohne.

Bei der Übertragung der erhobenen Verzögerungszeiten auf das Rastergitter (Erläuterung des räumlichen Untersuchungsrasters im folgenden Kapitel 5.2.1.3), können Verzerrungen auftreten. Es kann bspw. zu Redundanzen bzw. Mehrfachzuweisung der Werte auf die geschnittenen Rasterfelder kommen. Die Häufigkeit der übertragenen Werte ist hierbei direkt abhängig von der Länge des Trassenabschnittes. Das bedeutet je länger ein Abschnitt, desto mehr Rasterfelder werden geschnitten und mit den entsprechenden Informationen besetzt.

In den insgesamt 5.922 geschnittenen Rasterfelder von den geplanten Verlaufslinien aller EnLAG-Vorhaben wird eine durchschnittliche Verzögerung von 3,12 Jahren berechnet. Die durchschnittliche Verzögerung von Abschnitten mit akzeptanzbedingten Meldungen ist 5,02 und ohne Meldung 2,32 Jahre. Damit beträgt Differenz beider Werte 2,70 Jahre und liegt somit 0,09 Jahre unterhalb des tatsächlichen Wertes. Tendenziell erhöht sich, durch die Methodik der Übertragung auf das Rastergitter, die durchschnittliche Gesamtverzögerung um 0,60 Jahre. Bezogen auf Akzeptanzmeldungen wurden 1.754 Felder mit und 4.168 ohne Meldung auf das Rastergitter übertragen. Im Vergleich haben ca. 21 % aller 66 Teilabschnitte eine Akzeptanzmeldung, bezogen auf die Rasterfelder, sind es 29 %, also ca. 8 % mehr. Die Auswirkungen der methodischen Übertragungen der Verzögerungszeiten auf Rasterfelder sind zusätzlich mit Abbildung 5.7 dargestellt. Angezeigt werden die Mittelwerte und die prozentualen Häufigkeiten der Verzögerungszeiten. Das linke Histogramm zeigt die Verteilung bei den 66 EnLAG-Teilabschnitten, das rechte die Verteilung nach der Zuweisung auf 5.922 Rasterfelder.

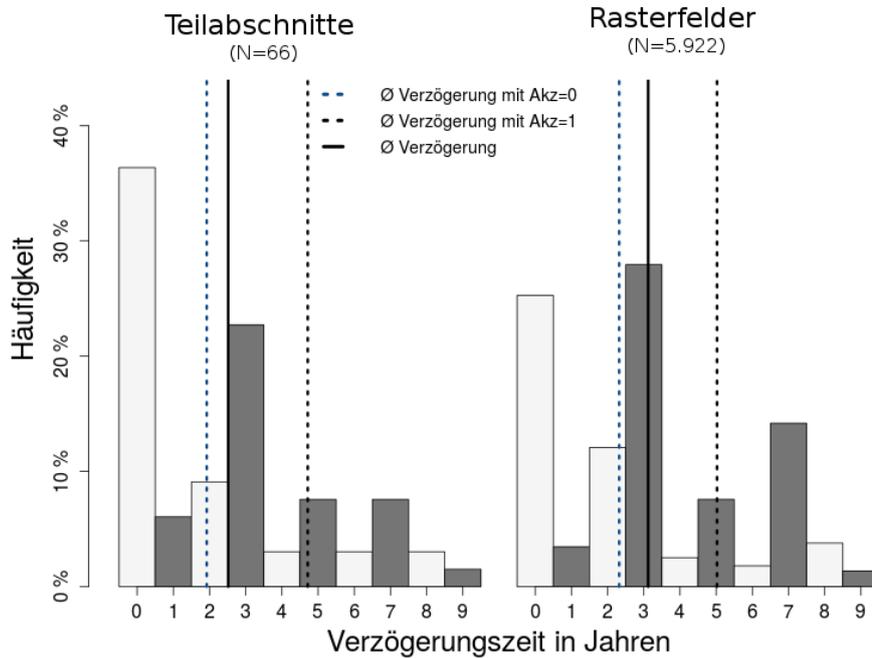


Abbildung 5.7: Gegenüberstellung der tatsächlichen EnLAG Verzögerungen pro Trassenabschnitt und den auf Rasterfelder übertragenen Verzögerungszeiten. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

Aufgrund dieser entstehenden Verzerrungen werden Trassenverlauf und -länge über Häufigkeit und Verteilung bei der Übertragung im Regressionsmodell indirekt berücksichtigt.

5.2.1.3 Räumliches Untersuchungs raster

Die erhobenen Daten der Akzeptanzfaktoren werden auf ein Vektorrastergitter übertragen, welches mit Hilfe des GIS-Programms QGIS 2.6 und dem Plugin „fTools“ erstellt wird (QGIS Development Team, 2015, S. 718). Das Untersuchungs raster besteht aus einzelnen Quadraten mit einem zugewiesenen Maß von 400×400 Metern. Diese Rasterfeldgröße ist angelehnt an die Abstände zwischen zwei Strommasten bei heutigen Trassenvorhaben, der Spannungsebene von 380 kV, von 300 m bis 450 m (TenneT TSO GmbH, 2013b, S. 5). Allen Daten liegen geometrische Formen, wie Polygone, Linien und Punkte zugrunde, deren Informationen, mittels GIS-Berechnungen, auf das Untersuchungs raster übertragen werden.

Zuweisung statistischer Daten der Verwaltungsgebiete

Basis der Zuweisung der Daten der statistischen Bundes- und Landesämter sind die Verknüpfungen der Flächenpolygone der Verwaltungsgebiete mit dem Amtlichen Gemeindeschlüssel (AGS) (siehe Kap. 5.1.1). Die Zuordnung der Verwaltungsgebiete zu den jeweiligen Rasterfeldern wird über den Flächenanteil des Polygons eines Verwaltungsgebiets zum geschnittenen Rasterfeld realisiert. Schneidet ein Rasterfeld zwei oder mehr Verwaltungsgebietspolygone, gelten im Rasterfeld die Werte des Polygons mit dem größten Flächenanteil. Weil die Verwaltungsgebiete die komplette Fläche von Deutschland abdecken, hat jedes Rasterfeld einen eindeutigen Gemeindeschlüssel. Womit nun alle erhobenen Daten auf das Rastergitter übertragbar sind.

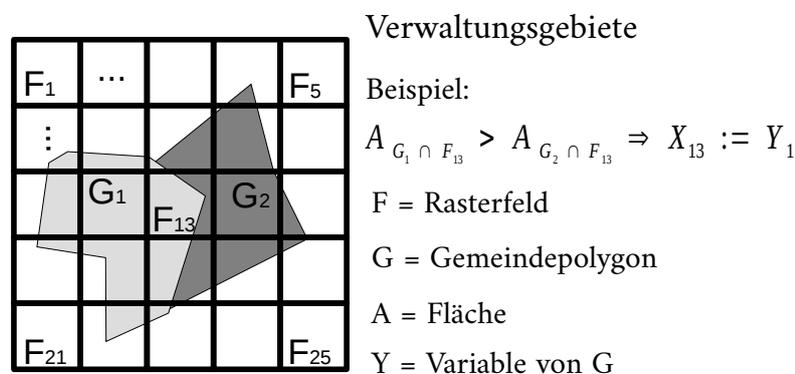


Abbildung 5.8: Zuweisung der Datenerhebungen auf das Untersuchungsraaster: Der geschnittene Flächenanteil des Polygons A_{G_1} ist größer als der von A_{G_2} , sodass die Rasterfeldvariable X_{13} der Variable Y_1 vom Polygon G_1 zugewiesen wird. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

Zuweisung linienförmiger Infrastrukturen

Die vorliegenden linienförmigen Infrastrukturen sind unterteilt in die Objekte Autobahnnetz, bestehendes Stromnetz bis zur 110 kV Spannungsebene, Eisenbahnstreckennetz sowie die geplanten Streckenverläufe der EnLAG-Vorhaben. Bis auf die EnLAG-Vorhaben wurden alle Infrastrukturen dem jeweiligen schneidenden Rasterfeld binär zugewiesen. Das heißt, wenn eine Linie ein Rasterfeld schneidet, wird der Objektvariable des Rasterfelds der Wert 1 zugewiesen, andernfalls erhält das Feld den Wert 0. Hauptbestandteil zur Analyse und Modellbildung der EnLAG-Vorhaben sind die übermittelten Linienverläufe der geplanten Trassen und Teilabschnitte von der Bundesnetzagentur (siehe Kapitel 5.1.1). Schneidet eine Linie, die aus zwei oder

mehr Trassenabschnitten zusammengesetzt ist, ein Rasterfeld, gilt der Abschnitt mit den meisten Akzeptanzmeldungen. Liegt die gleiche Anzahl Akzeptanzmeldungen vor, wird das Feld nach der höchsten Verzögerungszeit vergeben (siehe Kapitel 5.2.1.2). Sollte diese wiederum gleich sein, gilt die kleinere eindeutige ID der Trasse.

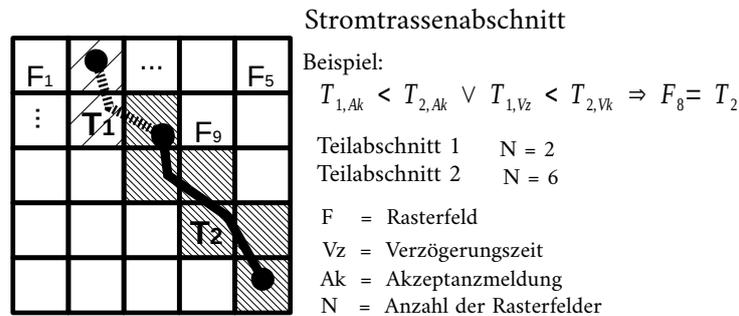


Abbildung 5.9: Die erhobenen EnLAG-, Trassen- und Teilabschnittsdaten werden auf jedes Rasterfeld übertragen, das eine Trassenverlaufslinie schneidet. Rasterfelder die mehrere Linien schneiden werden nach ihrem Informationsgehalt gewichtet und einmalig vergeben. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

Zuweisung von verschieden ausgewählten Flächen

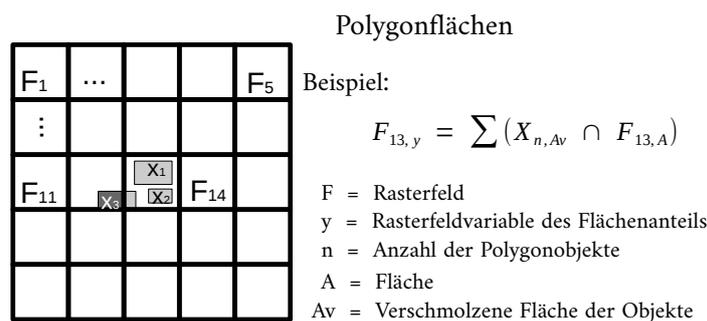


Abbildung 5.10: Die Gesamtfläche der erhobenen Polygonflächen werden nach ihrer Objektart dem jeweiligen geschnittenen Rasterfeld prozentual zu diesem zugewiesen. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

Von den erhobenen Polygonflächen der verschiedenen Objekte, wie zum Beispiel Natura 2000-Naturschutzflächen, Siedlungsflächen, Wälder, Vogelschutzgebiete und Häuser wird der prozentuale Anteil der jeweiligen Fläche zum Rasterfeld gebildet und zugewiesen. Hierfür werden alle Flächen innerhalb eines Rasterfeldes summiert.

Zuweisung von Punktkoordinaten ausgewählter Objekte

Objekte mit Punktkoordinaten sind bspw. Objekte des Datensatzes „Standort von Windkraftanlagen“ sowie einzelne Einträge aus dem EEG-Anlagenregister. Die Einträge werden über ihre Punktkoordinaten den Gemeindepolygonen zugewiesen, so dass jeweilige Untersuchungskriterien pro Gemeinde aufsummiert werden, wie z.B. die Summe der installierten Leistung je nach Energieträger (z.B. Windkraft). Anhand der zuvor beschriebenen Zuweisung von Verwaltungsgebieten werden die gemeindespezifischen Daten dem entsprechenden Rasterfeld zugewiesen. Anschließend wird um die Windkraftanlagenstandorte ein Abstrahradius gelegt und die daraus resultierende Polygonfläche nach ihrem Flächenanteil den Rasterfeldern zugewiesen.

Übersicht des erstellten Rastergitters

Das gesamte Rastergitter für die Fläche Deutschlands besteht aus etwas mehr als zwei Millionen Rasterfeldern, der Größe 400×400 Meter. Diesen sind die jeweils einzeln erhobenen Akzeptanzfaktoren zugewiesen. Zur Analyse der EnLAG-Vorhaben werden die Werte der geschnittenen Rasterfelder mit den restlichen Rasterfeldwerten verglichen. Insgesamt werden bei 23 EnLAG-Vorhaben mit 66 Teilabschnitten (vgl. Kapitel 5.1.1) die Werte von ca. 5.900 Rasterfeldern zur Analyse und Modellbildung verwendet. Die Daten sind verschiedenen geografischen Ebenen zugeordnet, von den Linienverläufen der 66 Teilabschnitte sind 88 von insgesamt 402 Landkreislflächen und 567 von insgesamt 11.379 Gemeindeflächen betroffen (deutschlandweit im Jahr 2013). Hierfür liegen die Akzeptanzfaktoren in 5.922 Untersuchungsfeldern zugrunde.

Abbildung 5.11 zeigt den Ausschnitt vom Rastergitter des EnLAG-Vorhabens Nr.6 „Wahle-Mecklar“, mit dem Vorhabenpunkt „Wahle“. Mit der Grafik wird die beschriebene Methodik zur Erhebung der Akzeptanzfaktoren und weiterer auf ein Rasterfeld bezogener Merkmale verdeutlicht. Die dünnen schwarzen Linien sind die Grenzlinien der Gemeindeflächen, die schwarze gestrichelte Linie ist der geplante Trassenverlauf und hellblau hervorgehoben sind die geschnittenen Rasterfelder, die zur Modellbildung verwendet werden. Dunkel- und hellgrau eingezeichnet, sind die Siedlungs- sowie Industrie- und Gewerbeflächen, hellgrün die Flora-Fauna-Habitats und hellgrün gepunktet die Vogelschutzgebiete, aus dem Cornine-Land-Cover 2006

Datensatz. Die dunkelgrünen Rasterfelder repräsentieren Rasterfelder, deren Waldflächenanteile größer als 1 % sind.

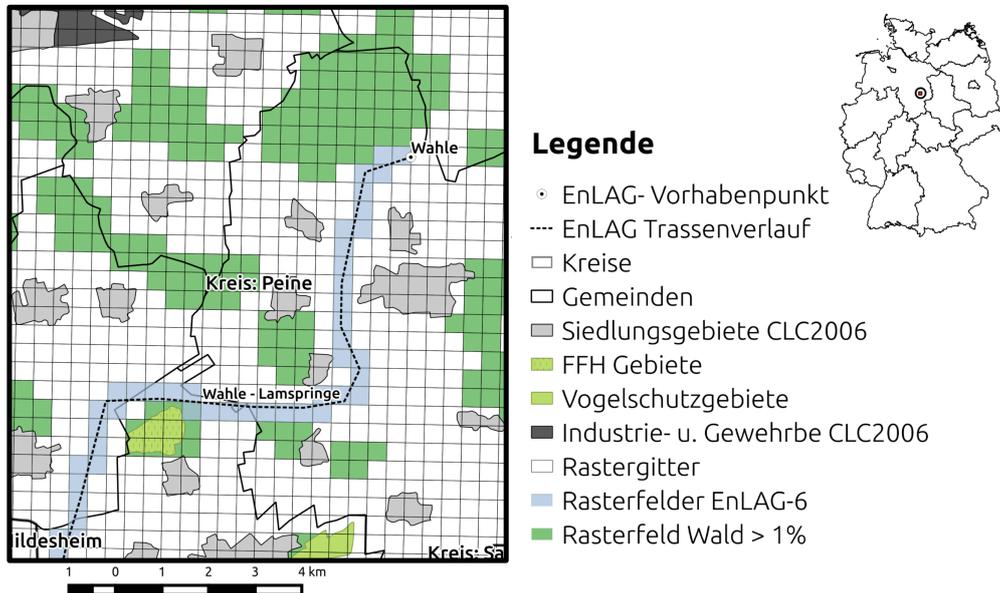


Abbildung 5.11: Methodik der Datenzuweisung auf das Rastergitter sowie die Erhebung der Daten der EnLAG-Vorhaben zur Modellbildung. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

5.2.1.4 Modellformulierung

Ziel der Modellformulierung ist die Untersuchung von Zusammenhängen zwischen den erhobenen Akzeptanzfaktoren und den bestehenden Verzögerungszeiten um damit Rückschlüsse auf mögliche Verzögerungsrisiken zu ziehen. Zur Modellbildung wird eine Funktion namens lm im multiplen Regressionsmodell zur Abbildung der Verzögerungszeit verwendet. Die Funktionen sind in der eingesetzten Software R unter Ihaka (Version 2.15.3) und Davies u. Ihaka (Version 2.15.3) beschrieben.

Die Modellformel 5.1 bildet einen multiplen Zusammenhang zwischen den Teilabschnitten und Durchschnittswerten \bar{X}_n der Rasterfelder. Mit der Anzahl $i = (1, \dots, 66)$ für die Anzahl EnLAG-Teilabschnitte und n für die verschiedenen eingesetzten Variablen. Der Regressionskoeffizient der Gleichung ist β . Die beschreibende Variable „Verzögerung“ in Jahren ist Y_{Vrz} .

$$Y_{Vrz} = \beta_0 + \beta_1 \bar{X}_{1,i} + \dots + \beta_n \bar{X}_{n,i} \quad (5.1)$$

Multiples Regressionsmodell

Die Regressionsanalyse wird zur Schätzung funktionaler Beziehungen zwischen zwei oder mehreren metrisch skalierten Merkmalen, die als Modell aufgestellt werden können eingesetzt (von der Lippe, 1993, S. 258). Multiple Regressionsmodelle, zur Regressionsanalyse werden häufig in der empirischen Sozialforschung sowie in der Marktforschung verwendet. Sie werden zur Vorhersage von Wirkungszusammenhängen, Ursachenanalysen, für Prognosen zur Betrachtung der Ausprägungen der abhängigen Variable eingesetzt (siehe Schwarz, 2015, Multiple Regression).

Im Rahmen dieses Projektes wird das Regressionsmodell zur Bestimmung zukünftiger Verzögerungszeiten verwendet. Um die Wirkungszusammenhänge zwischen den gebildeten Akzeptanzfaktoren und den ermittelten Verzögerungszeiten mittels Regressionsanalyse zu bestimmen, werden alle Variablen mit der genannten Formel 5.2 innerhalb eines ersten Modells in Zusammenhang gebracht. Die Regressionskoeffizienten (β) werden hierbei, mit der gegebenen Datengrundlage, geschätzt.

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{1,i} + \dots + \beta_n x_{n,i} \quad (5.2)$$

- y = abhängige Variable
- x_n = beschreibende unabhängige Variable
- i : = Erhebungsebene $i = (1, \dots, N)$
- β_0 = Konstante
- β_n = Regressionskoeffizienten der unabhängigen Variable x_n
- n = Anzahl der Variablen

Bei der Modellanalyse und -bewertung werden alle Variablen ausgeschlossen, bei denen, nach den statistischen Regeln, keine Unabhängigkeit oder Signifikanz zur abhängigen Variable besteht. Wurde, auf Basis der Datengrundlage, ein optimales Modell gefunden, wird die entstandene Schätzfunktion 5.3 auf die Rasterfelder angewendet, und ermöglicht so eine Prognose der Verzögerung.

$$\hat{y}_i = \beta_0 + \beta_1 x_{1,i} + \dots + \beta_n x_{n,i} \quad (5.3)$$

Modellprüfung und -bewertung

Zur Prüfung, wie gut die Regressionsfunktion das Modell beschreibt, werden bei der multiplen Regression die zwei Gütemaße Bestimmtheitsmaß R^2 und die F-Statistik berechnet. Mit dem Bestimmtheitsmaß R^2 (R-squared) wird angezeigt, wie gut die

Regressionsgerade des Modells zu den ermittelten Daten passt. Hierzu werden die Werte des erstellten Modells herangezogen. Es gilt dabei, je näher das Bestimmtheitsmaß an 1 liegt, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit eines linearen Zusammenhangs. Zudem bedeutet ein Wert für R^2 von bspw. 0,75, dass 75 % der Varianz der erhobenen Daten durch das Modell erklärbar ist (Schwarz, 2015). Für Modelle mit mehreren Variablen wird das korrigierte Bestimmtheitsmaß $adjR^2$ (adjusted R-squared) verwendet, womit die Anzahl der Variablen und somit die Komplexität des Modells berücksichtigt werden. Die Effektskala wurde zur Bewertung sozialwissenschaftlicher Regressionsmodelle gebildet, die in der Regel schwächere Varianzaufklärungen liefern. Cohen (1992) gibt auf Basis der R^2 Werte so genannte Effektskalen an, anhand derer Aussagen über die Stärke des Effekts eines Modells gemacht werden können. Die Effektskala wurde zur Bewertung sozialwissenschaftlicher Regressionsmodelle gebildet, da diese in der Regel schwächere Varianzaufklärungen liefern. Cohen unterteilt in die Effektgrößen „Small“ ($R^2 = 0,0196$), „Medium“ ($R^2 = 0,1300$) und „Large“ ($R^2 = 0,2600$), entnommen aus Schwarz (2015). Zur Modellauswahl hier, wird ein Bestimmtheitsmaß von mindestens 0,26 gewählt.

Beim zweiten Gütemaß der F-Statistik wird überprüft, ob das Bestimmtheitsmaß zufällig oder aufgrund des Datenzusammenhangs entstanden ist. Die Funktion `anova()` im Programm R gibt diese Werte als Signifikanz $\text{Pr}(> F)$ aus. Beträgt der Wert der F-Statistik bspw. 13,791 und eine Signifikanz $\text{Pr}(> F)$ von 0,0006708, ist ein statistisch signifikanter Zusammenhang der Variablen im Modell wahrscheinlich (vgl. Schwarz (2015) und Holtmann (2010), S.109). Ein weiterer Indikator ist das $\text{Pr}(> |z|)$ Signifikanzniveau der Regressionskoeffizienten, der z-Wert ist die Standardisierung einer Variable. Dieser wird gebildet, indem vom Erwartungswert eine Zufallsvariable subtrahiert wird durch die entsprechende Standardabweichung dividiert wird (Holtmann, 2010, S. 79-81).

Modellauswahl

Zu Beginn wird mit allen Akzeptanzkriterien das „Modell 0“ gebildet. Das heißt es wird versucht mit allen Variablen X die gebildeten Verzögerungszeiten Y zu beschreiben bzw. zu erklären. Die Akzeptanzfaktoren und Verzögerungszeiten werden in Form einer Matrix aufgestellt und in die Regressionsgleichung 5.2 eingesetzt um damit nach Umformung Regressionskoeffizienten zu berechnen. Durch Angabe der erlaubten Variablenanzahl zur Modellbildung, kann nach dem besten Modellgütemaß optimiert werden. Als Modellfindungsmethode wird der „exhaustive“ Algorithmus verwendet, ein „effektiver branch-and-bound“ Algorithmus (siehe leaps, von Lumley, 2015, S.1). Mit der Funktion `regsubsets()` werden „interne“ Modelle aller Variablenkombinationen erstellt (siehe Lumley, 2015, S.5). Das korrigierte

Bestimmtheitsmaß $adjR^2$ dient als Modellgütwert, bei dem das beste Modell den höchsten Modellgütwert aufweist.

Neben dem besten Modell werden weitere Modelle mit abnehmender Modellgüte ausgegeben, die hinsichtlich der verwendeten Variablen untersucht werden. Ausgewählt werden alle Modelle, deren $adjR^2$ bis zu 5 % unterhalb des besten Modells liegt. So sind aufgrund der Häufigkeit der Variablenverwendung Rückschlüsse einzelner Variablen für die Modellbedeutung möglich. Beispielsweise kann untersucht werden, welche Variablen einfach substituiert und welche immer oder sehr häufig im Kontext aller Variablen in den Modellen verwendet werden. Als Gesamtbedingung zur Auswahl für die Anwendung eines Modells wird das korrigierte R Quadrat von $adjR^2 = 0,26$ bestimmt, angelehnt an der Effektstärke „Large“ von Cohen (1992). Für die modellbildenden Variablen wird eine hohe Signifikanz von $Pr(>z)$ bzw. $Pr(>|t|) < 0,001$ vorausgesetzt. Da die Funktion zur Modellsuche die Signifikanz der einzelnen Modellvariablen nicht berücksichtigt, wird die Modellfindung schrittweise vorgenommen. Abbildung 5.12 zeigt das schematische Vorgehen der Modellfindung und Auswahl für das multiple Regressionsmodell.

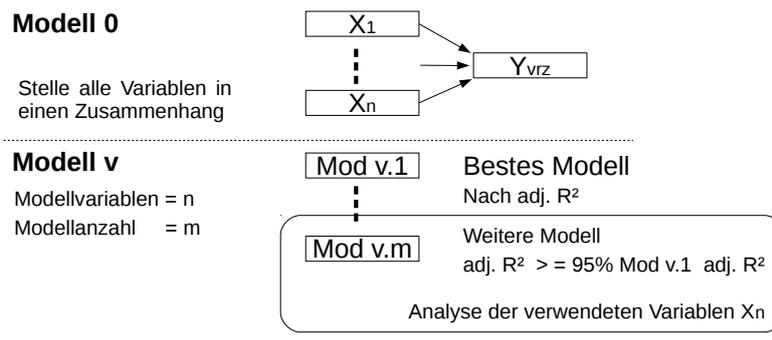


Abbildung 5.12: Schema zur Modellauswahl des optimalen multiplen Regressionsmodells. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

Ausgangslage zur Modellfindung und Auswahl ist „Modell 0“, das alle Variablen über die Gleichung 5.2 in einen Zusammenhang setzt. „Modell v“ beschreibt die aus dem „Modell 0“ folgenden Schritte aller Suchabfragen nach dem besten Modell. Mit dem Schritt $v=1$ folgt das „Modell 1“, bei dem keine Limitierung der Variablen vorgenommen wird. Das „Modell 1“ wird auf die Signifikanz der Variablen überprüft, sind die Bedingungen nicht erfüllt wird die Anzahl der Variablen mit jedem Schritt „v“ verkleinert bis ein optimales Modell gefunden ist. Bei der Auswertung der Variablen werden alle Modelle, die im Quartilsbereich von 95 % ihres Gütemaßes liegen, ausgegeben.

Modell 0 wird mit allen 29 Variablen der Akzeptanzfaktoren gebildet. Die Variablen sind untereinander nicht signifikant, das Modell ist deshalb nicht anwendbar.

Modell 1 ist das Modell mit dem höchst möglichen Modellgütwert des korrigierten Bestimmtheitsmaß $adjR^2$ von 0,312. Zur Modellformulierung wurden 23 Variablen verwendet, die in sich nicht signifikant sind. Daher wird die Variablenanzahl im nächsten Modell auf 12 begrenzt.

Modell 2 besteht aus zehn Variablen und enthält damit zwei weniger als vorgegeben. Der Modellgütwert von $adjR^2$ beträgt 0,296. Die Variable *vglenschutz_uf* hat einen negativen Regressionskoeffizienten. Theoretisch bedeutet dies die Verringerung von Verzögerungszeiten, durch den Trassenbau in Vogelschutzgebieten. Da so etwas aber aufgrund von Planungsleitsätzen für Trassenverläufe ausgeschlossen werden kann (die voraussichtlich nicht durch Vogelschutzgebiete verlaufen), wird die Variable *vglenschutz_uf* für die Modellformulierung entnommen.

Modell 3 ist das Modell zur Prognose von Verzögerungszeiten. Automatisiert nach dem höchsten Bestimmtheitsmaß, der Suchvorgabe von maximal 12 Variablen und dem Ausschluss der Variablen *vglenschutz_uf* erstellt. Es besteht aus den zehn Variablen *wind_mw_gem*, *dis_income_capita*, *natura_mun_rate*, *biospha_uf*, *anteil_wald*, *naturpark_uf*, *bip_pp_krs*, *power_lines_uf*, *motorway_uf*, *tour_beds_gem* und der Konstanten. Das Modell hat einen Standardfehler von 2,12 Jahren und weist 5.911 Freiheitsgrade auf, mit den Gütwerten $R^2 = 0,295$ bzw. $adj.R^2 = 0,294$, sowie dem F-Test mit einem Wert von 247. Es ergibt sich ein Signifikanzniveau von p-value: $< 2.2e-16$, womit die aufgestellten Forderungen nach einem $R^2 \geq 0,26$, einem Signifikanzniveau des Modells von $p - value \geq 0,001$ erfüllt sind. Die Verteilung der Residuen befindet sich im Bereich von $Min = -5,07$, $Q_{,25} = -1,62$, $Q_{,5} = -0,04$, $Q_{,75} = 1,43$ und $Max = 10,63$ Jahren.

Tabelle 5.5 zeigt die verwendeten Variablen im „Modell 3“ mit Regressionskoeffizienten, den Skalenbereichen der Eingabedaten, Standard Fehler, dem t-value und das Signifikanzniveau. Gemäß dem Regressionskoeffizienten im Modell wirken die Bestandstrassen (*power_lines_uf*), das Einkommen pro Kopf (*dis_income_capita*) und das Bruttoinlandsprodukt eines Kreises verzögerungssenkend. Bei den anderen Variablen ist es umgekehrt.

Tabelle 5.5: Modellauswertung zur Verzögerungszeitprognose für das ausgewählte „Modell 3“. Aufgeteilt in Variablenname, Regressionskoeffizient, Skalenbereich, Standard Fehler, t-value und Signifikanzniveau $Pr(>|t|)$ für die verwendeten Modellvariablen.

Variablen	Reg.Koeffizient	Skalenbereich	Std. Fehler	t-value	$Pr(> t)$
-----------	-----------------	---------------	-------------	---------	------------

Fortsetzung von Tabelle 5.5

Variablen	Reg.Koeffizient	Skalenbereich	Std. Fehler	t-value	Pr(> t)
Konstante	9,74E+00	1	3,39E-01	28,73	2,00E-16
wind_mw_gem	2,79E-02	0 – 151	2,14E-03	12,91	2,00E-16
dis_income_capita	-1,77E-04	16.220 – 26.120	1,71E-05	-10,22	2,00E-16
natura_mun_rate	1,08E-02	0 – 96	1,83E-03	5,90	3,76E-09
biospha_uf	2,41E-02	0 – 100	2,58E-03	9,33	2,00E-16
anteil_wald	1,14E-02	0 – 85	1,70E-03	6,70	2,24E-11
naturpark_uf	5,01E-03	0 – 100	6,90E-04	7,27	4,06E-13
bip_pp_krs	-1,24E-04	16.430 – 78.880	4,29E-06	-28,78	2,00E-16
power_lines_uf	-8,78E-01	[0, 1]	6,24E-02	-14,06	2,00E-16
motorway_uf	6,47E-01	[0, 1]	9,52E-02	6,79	1,20E-11
tour_beds_gem	5,59E-05	0 – 125.170	4,02E-06	13,89	2,00E-16

Einordnung der verwendeten Modellvariablen

Nachfolgend wird geprüft inwieweit die verwendeten Variablen austauschbar sind und nicht verwendete zu ähnlichen Resultaten führen. Hierfür werden alle Modelle, die mit 12 Variablen arbeiten, hinsichtlich ihrer Variablenvariation überprüft. Untersucht werden alle generierten Modelle, die bis zu 5 % vom Optimum abweichen. Anhand der Verwendungshäufigkeit der Variablen kann deren Bedeutung für eine hohe Modellgüte abgeschätzt werden. Weiterhin wird untersucht, welche der, im optimalen Modell angewandten Variablen, häufig auftaucht. Abbildung 5.13 zeigt die Ergebnisse der Auswertung.

Mit zwei Balkendiagrammen wird die Verwendungshäufigkeit aller Akzeptanzfaktoren in Prozent angezeigt. Grau-schraffiert dargestellt sind alle Variablen im optimalen Modell. Insgesamt liegen, innerhalb des 5 % Bereichs der Modellgüteabweichung, 117 Modellvariationen, die mit einem vergleichbarem Resultat zum optimalen Modell führen. Hervorzuheben sind die fünf Variablen BIP pro Kopf und Kreis, Bestandstromtrassen ≥ 110 kV, Durchschnittseinkommen pro Kopf und Kreis, Windleistung pro Gemeinde und Biosphärenreservate, die immer verwendet werden. Generell gilt, je höher die Prozentangabe, desto häufiger wurden die Variablen zur Modellbildung verwendet.

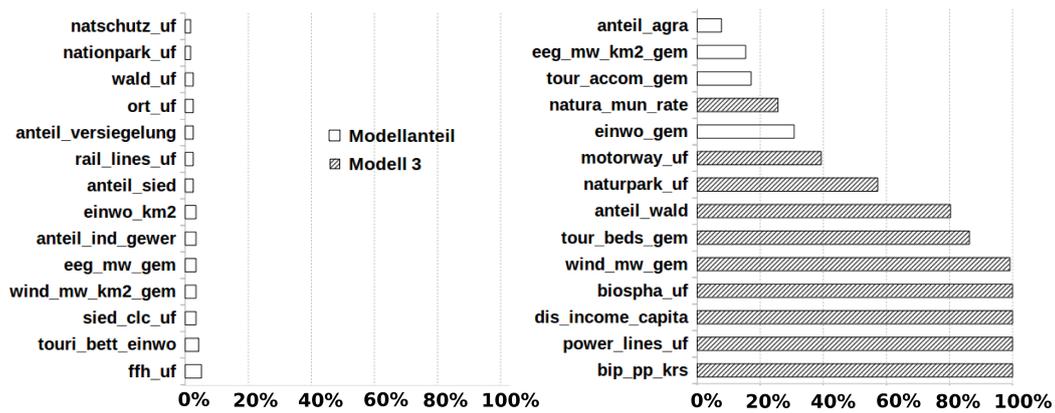


Abbildung 5.13: Vergleich der Variablen in 117 Modellen mit einer Variation der Modellgüte um bis zu 5 % ggü. dem optimalen Modell. Die Variablenanzahl ist auf maximal 12 begrenzt, der Modellgütewert im optimalen Modell beträgt $adj R^2 = 0,2935$ Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

5.2.1.5 Verzögerungszeiten pro Rasterfeld

Abbildung 5.14 zeigt die Ergebnisse des Regressionsmodells auf einer Deutschlandkarte. Alle 23 EnLAG-Vorhaben mit allen Teilabschnitten sind in ihrem geplanten Verlauf als Linien abgebildet. Die Verzögerungszeiten sowie der Status der Akzeptanzmeldungen werden als Zahl pro Teilabschnitt angezeigt. Weiß-schwarz umrandet sind die Vorhabenpunkte aller Teilabschnitte hervorgehoben. Die berechneten Zeitprognosen sind in acht Klassen eingeordnet, mit unterschiedlicher farblicher Kennzeichnung.

Die geringste prognostizierte Zeitverzögerung beim Netzausbau in Deutschland beträgt etwa minus 3,3 Jahre, der höchste Wert circa 10,4 Jahre. Durchschnittlich wird eine Verzögerung von 4,5 Jahren berechnet. Durch die Betrachtung der Regressionskoeffizienten (siehe Tabelle 5.5) und der Gewichtung der Modellvariablen werden regionale Unterschiede sichtbar. Der „t-value“ zeigt die Gewichtung einer Variable im Gesamtmodell an. Dabei gilt je höher der absolute Betrag, desto mehr beeinflusst diese Variable das Modellergebnis. Im „Modell 3“ hat die Variable BIP pro Kopf und Kreis mit einem „t-value“ von ca. |28| den höchsten Einfluss. Gefolgt von den Variablen Bestandsstromtrassen ≥ 110 kV, Bettenanzahl der Betriebe pro Gemeinde, Windleistung pro Gemeinde und Durchschnittseinkommen pro Kopf und Kreis mit „t-value“ Werten von (|14| bis |10|) mit mittlerem Einfluss. Neben der Konstante β_0 haben somit das Bruttoinlandsprodukt pro Kreis und der Bau in Bestandstrassen den größten Modelleffekt. Die beiden zugehörigen Regressionskoef-

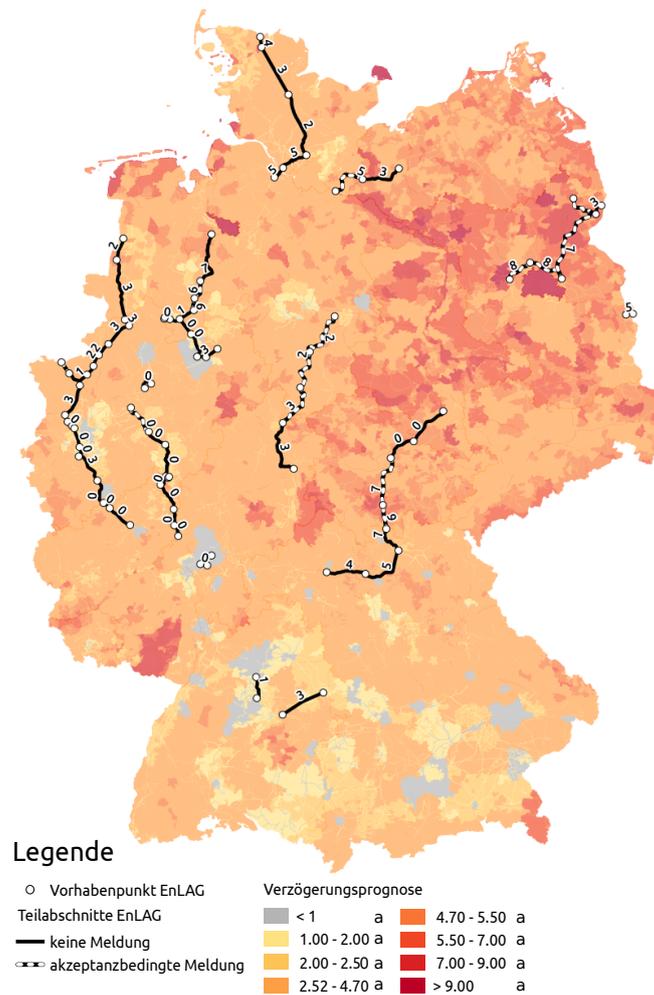


Abbildung 5.14: Die Ergebniskarte zur Zeitverzögerungsprognose von „Modell 3“ ist für die Prognosewerte kleiner ein Jahr (hellgrau) bis größer neun Jahre (dunkelrot) für alle Rasterfelder Deutschlands dargestellt. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

fizienten sind negativ und verringern den Verzögerungswert. Den insgesamt kleinsten Einfluss hat die Variable zu den Flächenanteilen der Natura-2000 Schutzgebiete pro Gemeindefläche mit einem „t-value“ von ca. |6|.

Mit der Entwicklung eines multiplen Regressionsmodells konnten auf Basis bisheriger Verzögerungszeiten der EnLAG-Vorhaben Prognosen für ganz Deutschland erstellt werden. Wie Abbildung 5.14 veranschaulicht, treten vor allem im Osten Deutschlands hohe Verzögerungsrisiken auf, während im Süden verhältnismäßig geringe Verzögerungen zu erwarten sind. Dieses Ergebnis basiert allerdings auf der heutigen

Datengrundlage. Das bedeutet da z.B. in Bayern keine EnLAG-Vorhaben geplant sind, liegen dort auch keine historischen Verzögerungszeiten vor, so dass weiterhin geringe Verzögerungen prognostiziert werden. Trotz dieser Schwächen ermöglicht diese Methode die Erstellung von Verzögerungsprognosen zukünftiger Vorhaben, in Abhängigkeit vom Trassenverlauf. Da die hier berechneten Zeiten ausschließlich auf statistischen Daten basieren, ist eine Validierung mit qualitativen Untersuchungsergebnissen, wie sie in 5.4 vollzogen wird, sinnvoll.

5.2.2 Wind

Zur Untersuchung von Zusammenhängen zwischen einzelnen ausgewählten statistischen Größen im Bereich Windenergie wurden Korrelations- und Clusteranalysen mit den verfügbaren Informationen aus der Datenbank durchgeführt.

5.2.2.1 Korrelationsanalysen

Die Korrelationsanalyse gehört zu den multivariaten Analysemethoden, sie bezeichnet ein Verfahren zur Untersuchung der Stärke des Zusammenhangs von zwei quantitativen Merkmalen. Der Korrelationskoeffizient ist ein Maß zur Darstellung von Stärke und Richtung des linearen Zusammenhangs. Es ergeben sich Werte zwischen -1 und 1. Dabei bedeuten Werte im Bereich -1 einen starken negativen, Werte im Bereich +1 einen starken positiven und Werte im Bereich von 0 keinen Zusammenhang. Im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchung werden die Korrelationskoeffizienten nach Pearson und nach Spearman berechnet. Der Pearson-Korrelationskoeffizient wird verwendet, wenn die Daten normalverteilt sind und zwischen den zu prüfenden Variablen ein linearer Zusammenhang besteht. Bei der Spearman-Korrelation wird der Zusammenhang nicht direkt aus den Messungen, sondern aus den Rängen der Daten berechnet. Dadurch ist es möglich nicht lineare Zusammenhänge zu erkennen, darüber hinaus ist diese Korrelation nicht auf normalverteilte Daten begrenzt.

Bei der Untersuchung soll festgestellt werden, ob zwischen der Variable installierte Windleistung pro Quadratkilometer auf Landkreisebene und den Variablen Landwirtschaftsfläche pro Kreis, Gästeankünfte pro Jahr und Kreis, Mittelwert privates Einkommen pro Person und Kreis sowie Waldfläche pro Kreis jeweils Korrelationen bestehen. Die Ergebnisse der berechneten Korrelationskoeffizienten sind in Abbildung 5.15 pro Variable, jeweils in einem Punkt-Streu-Diagramm dargestellt.

Den Ergebnissen der Abbildungen zufolge bestehen nur schwach ausgeprägte Zusammenhänge. Am deutlichsten sind sie zwischen der installierten Windleistung

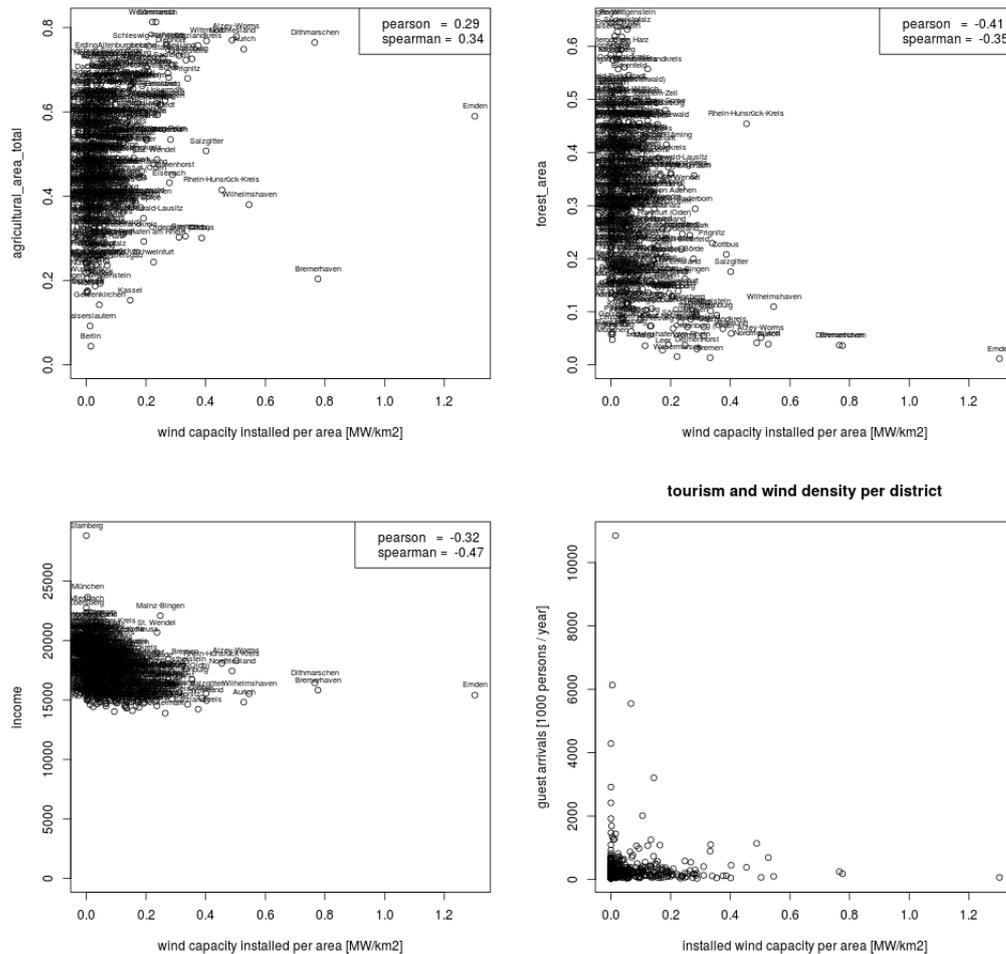


Abbildung 5.15: Punkt-Streu-Diagramme für die Variablen Anteil Landwirtschaftsfläche, Anteil Waldfläche, mittleres Einkommen pro Kopf, jährliche Gästeankünfte jeweils pro Kreis zur installierten Windleistung pro Kreisfläche. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

und den Flächenvariablen, Landwirtschafts- und Waldfläche. Zur genutzten landwirtschaftlichen Fläche besteht eine positive Korrelation, d.h. je größer die Landwirtschaftsfläche, desto höher die installierte Leistung. Zur Waldfläche ist die Korrelation negativ, d.h. je weniger Waldfläche pro Landkreis, desto mehr installierte Windleistung. Durch die Ergebnisdarstellung in Punkt-Streu-Diagrammen werden, in beiden Fällen, einzelne Ausreißer sichtbar, wie bspw. der Rhein-Hunsrück-Kreis, der trotz relativ hohem Waldflächenanteil einen hohen Anteil installierter Windleistung aufweist. Neben den erwarteten Korrelationen zur Flächennutzung ist eine negative Korrelation zum verfügbaren privaten Einkommen pro Person (Mittelwert aus den Daten von 2000 bis 2011) nachweisbar. Demzufolge haben viele Landkrei-

se mit geringen mittleren Einkommen höhere installierte Leistungen. Im Diagramm sind allerdings einige Ausreißer sichtbar. Zwischen den jährlichen Gästeankünften, als Indikator für den Tourismus, konnte keine Korrelation zur Windleistung festgestellt werden. Neben diesen Korrelationsanalysen wurde der vorliegende Datensatz verwendet, um die These: “mit zunehmender Windenergieichte steigt der Wertverlust von Grundstücken”, statistisch zu untersuchen. Hierzu wurden die Windleistung pro Quadratkilometer und die durchschnittlichen Preise für Baulandflächen in Euro pro Quadratmeter pro Jahr betrachtet. Die Abbildung 5.16 zeigt das Ergebnis deutschlandweit (links) und exemplarisch für den Landkreis Alzey-Worms (rechts). Mit den verwendeten Daten ist kein Zusammenhang ersichtlich. Da weitere Untersuchungen mit bereinigten Datensätzen nicht durchgeführt wurden, liegt kein fundiertes Ergebnis vor.

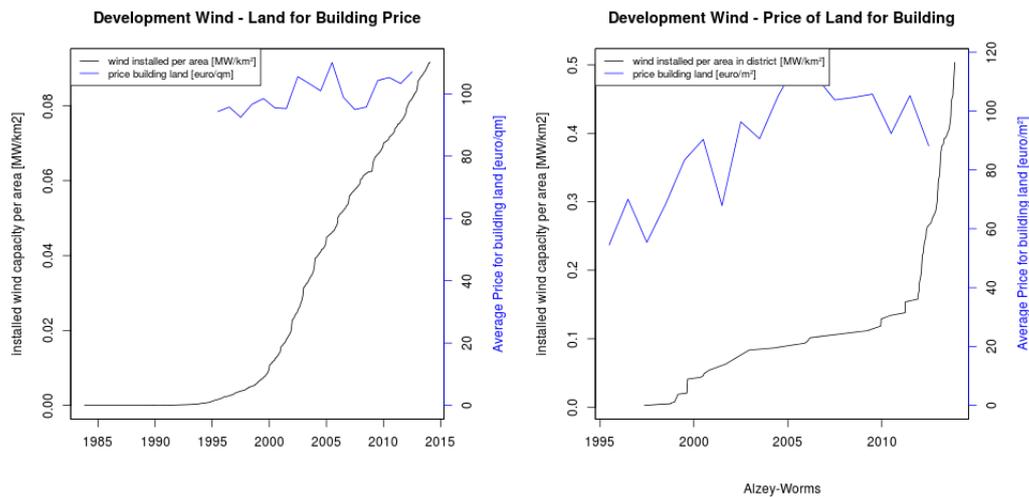


Abbildung 5.16: Darstellung der aggregierten Windenergieleistung und der Baulandpreise über die Zeit in Deutschland (links) und im Landkreis Alzey-Worms. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

5.2.2.2 Clusteranalysen

Eine Clusteranalyse ist ein Verfahren zur Einteilung einer Anzahl von Objekten in homogene Gruppen. Ziel der Einteilung sind möglichst ähnliche Objekte innerhalb einer Gruppe und möglichst unterschiedliche Objekte zwischen den Gruppen. Die Gruppen werden Cluster, Klassen oder Typen genannt. Eines, der am häufigsten verwendeten Verfahren, zur Clusteranalyse ist der k-Means-Algorithmus. Hierbei wird aus einer Menge ähnlicher Objekte eine vorher bekannte Anzahl von Gruppen gebildet. Mit dem Algorithmus wird die Summe der quadrierten Abweichungen von den Mittelpunkten der Cluster minimiert (Varianzminimierung) (Ester u. Sander,

2000). Mit der hier durchgeführten k-means-Clusteranalyse sollen vor allem regionale Unterschiede einzelner Variablen im Datensatz sichtbar gemacht werden. Dazu wurde jeder Datensatz in eine vorgegebene Anzahl von Gruppen geteilt. Mit folgenden Variablen, auf Landkreisebene, wurden Clusteranalysen durchgeführt:

1. Installierte Windenergieleistung absolut, pro Fläche und pro Kopf (MW, MW/km², MW/Kopf)
2. Installierte Leistung EE absolut, pro Fläche und pro Kopf (MW, MW/km², MW/Kopf)
3. Entwicklung des Windenergieausbaus pro Jahr (MW/Jahr)
4. Entwicklung der Regionalplanung für Windenergie (Ausgewiesene Windeignungsflächen in %)
5. Bevölkerungsdichte (Einwohner/km²)
6. Mittleres Einkommen pro Kopf (Euro/Kopf)
7. Bruttoinlandsprodukt pro Fläche (Euro/km²)
8. Tourismus (Anzahl an Betten, Betten/Kopf)
9. Anteil Landwirtschaftsfläche an Kreisfläche (%)
10. Anteil an Erholungsfläche an Kreisfläche (%)
11. Anteil an Naturschutzfläche an Kreisfläche (%)
12. Anteil an Waldfläche an Kreisfläche (%)

Zur Clusterung wurden die drei Gruppen „high“ „mid“ und „low“ vorgegeben. Abbildung 5.17 zeigt die Ergebnisse für sechs Datensätze. Mithilfe dieser Clusterungen werden die Unterschiede der Variablen auf Ebene der Landkreise deutschlandweit ersichtlich.

Parallel zu diesen Clusteranalysen wurde die zeitliche Entwicklung des Windenergieausbaus in Gruppen eingeteilt. In diesem Fall wurden allerdings fünf statt nur drei Gruppen vorgegeben. Landkreise ohne Windenergieanlagen gehören zur Gruppe „none“ und Landkreise mit nur einer Windenergieanlage zur Gruppe „once“. Alle anderen gehören zu den Gruppen „early“, „constant“ und „late“. Im Cluster „early“ sind alle Landkreise enthalten, deren Windenergieausbau überwiegend vor dem Jahr 2006 stattfand und anschließend abnahm. Das Cluster „constant“ enthält die Landkreise mit einem konstanten Ausbau. Alle Landkreise mit Ausbauspitzen nach 2006 sind dem Cluster „late“ zugeordnet. Das Jahr 2006 kann als Trennjahr definiert

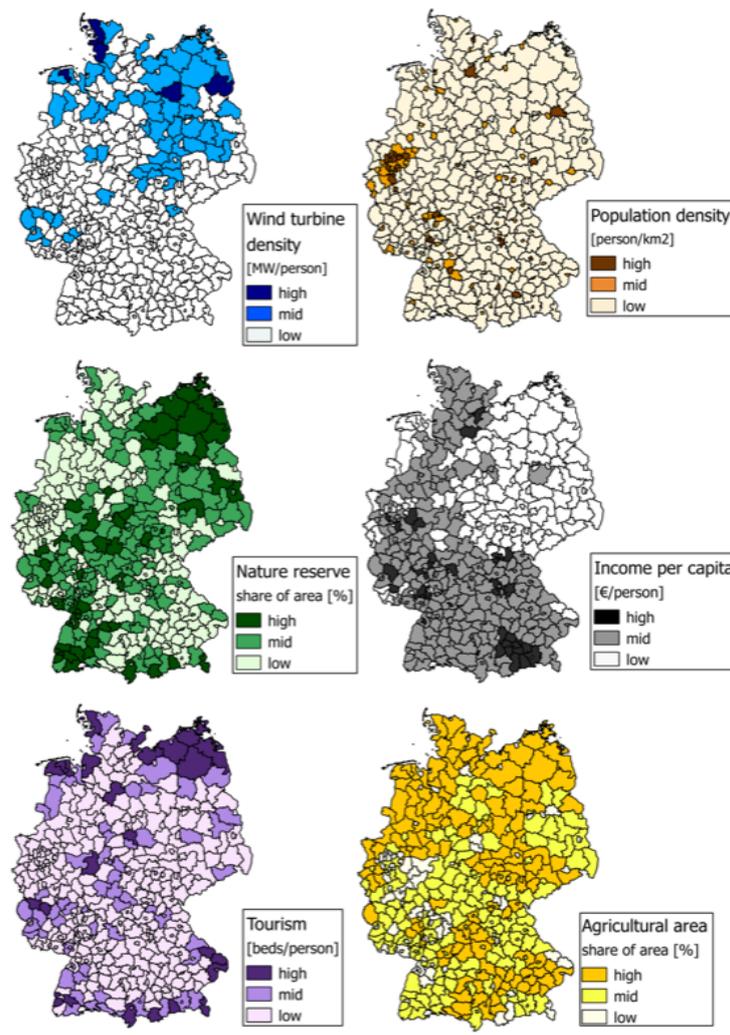


Abbildung 5.17: Auswahl Clusterergebnisse: Dichte an installierter Windleistung pro Kopf, Bevölkerungsdichte, Anteil Naturschutzgebiete pro Kreisfläche, Einkommen pro Kopf, Tourismus in Betten pro Kopf, Anteil an Landwirtschaftsfläche pro Kreisfläche. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

werden, mit jeweils drei Spitzenjahren vor und nach 2006 (Abbildung 5.18). Ausbauspitzen gab es deutschlandweit in den Jahren 2001 - 2003, 2006, 2009 und 2012. Eine Ausbauspitze wurde definiert als die zweifache Menge der durchschnittlichen Ausbaurrate in einem Landkreis (horizontale Linie in Abbildung 5.18). Abbildung 5.19 stellt exemplarisch die Ergebnisse für je ein Cluster „early“, „constant“ und „late“ in drei verschiedenen Landkreisen dar.

Eine weitere Clusteranalyse wurde zum Stand der Regionalplanung der Windenergie gemacht, diese basiert auf einer Auswertung aller ausgewiesenen Windeignungsgebiete vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung von 2014, dargestellt

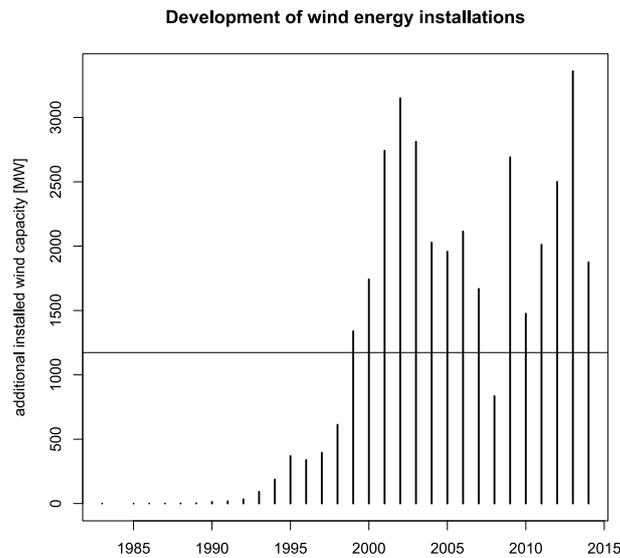


Abbildung 5.18: Entwicklung des Windenergieausbaus in Deutschland bis 2015: Neu installierte Windleistung in MW pro Jahr. Die horizontale Linie zeigt die durchschnittlich installierte Windleistung im betrachteten Zeitraum. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

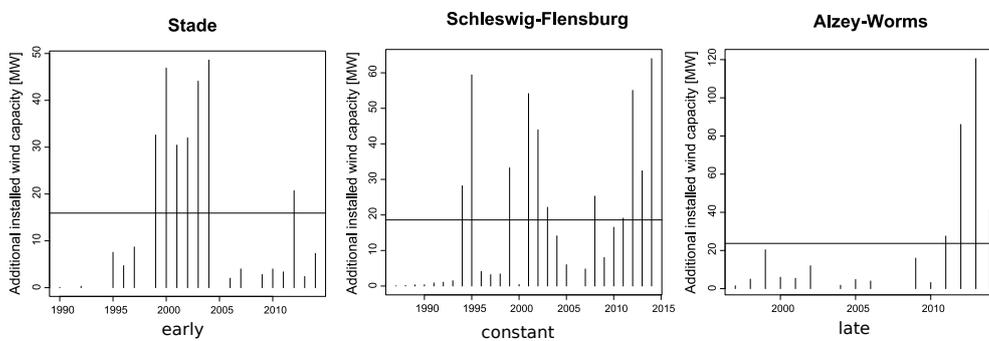


Abbildung 5.19: Windentwicklungen der Cluster early, constant und late am Beispiel der Landkreise Stade, Schleswig-Flensburg und Alzey-Worms. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

in Abbildung 5.20 (BBSR, 2013; Einig u. Zaspel-Heisters, 2014). Der Anteil der verbindlichen Flächenausweisungen für die Windenergiebebauung im Verhältnis zur gesamten Fläche eines Landkreises wurde in die vier Gruppen „2 % und mehr“, „0,5 % bis unter 2 %“, „unter 0,5 %“ und „keine Planung“ klassifiziert.

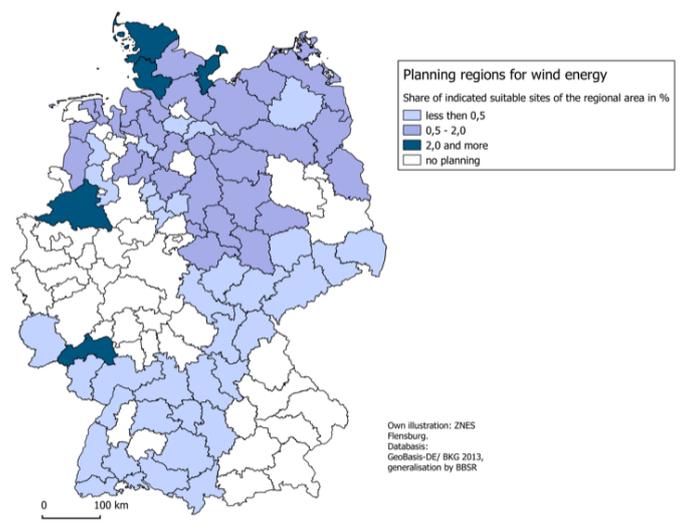


Abbildung 5.20: Prozentualer Anteil verbindlicher Flächenausweisung für Windenergie an der Planungsregionsfläche. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg basierend auf (BBSR, 2013; Einig u. Zaspel-Heisters, 2014)

Die statistischen Instrumente Cluster- und Korrelationsanalyse wurden eingesetzt, um regionale Unterschiede und Schwerpunkte ausfindig zu machen. Sie sind ein geeignetes Instrument, um gemeinsam mit den qualitativen Untersuchungsergebnissen Schlüsselfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz für die Modellierung zu definieren.

5.2.2.3 Belastungsgrad

Wie zu erwarten, zeigt sich bei den verschiedenen Einflussfaktoren eine große Bandbreite, geprägt von regionalen Unterschieden. Die Bedingungen einer erfolgreichen finanziellen Beteiligung sind beispielsweise in Schleswig-Holstein nicht mit denen in Brandenburg vergleichbar. Trotz solcher Unterschiede sollen für das Simulationsmodell Faktoren festgelegt werden, die zur Darstellung der Dimension gesellschaftliche Akzeptanz geeignet sind. Wie die bisherigen Ergebnisse zusammengefasst und in einen einzigen Parameter überführt werden, der direkt in ein Modell einfließen kann, wird nachfolgend beschrieben.

Gesellschaftliche Akzeptanz steht i.d.R. im Zusammenhang mit der genutzten Fläche für Windenergie, genannt werden: Flächengröße, Art der Flächen, wie bspw. Wald, Naturparks sowie dazugehörige naturschutzrechtliche Belange. Ebenfalls, im Zusammenhang mit Flächen, häufig angeführt, sind die Nutzung angrenzender Flächen wie bspw. Erholungsflächen für den Tourismus sowie deren Anteile zur verfügbaren Gesamtfläche. Allgemeiner, aber auch im Zusammenhang mit Fläche, gelten das Landschaftsbild sowie steigender Flächendruck (auch in windstarken Regionen)

als wichtige Einflussfaktoren. Aufgrund all dieser Faktoren wird die mit Windanlagen bebaute Fläche als Schlüsselfaktor identifiziert. Allerdings ist sie als absolute Größe für einen Vergleich nicht zielführend, sondern erst relativ zur Gesamtfläche eines Landkreises. Die Definition des Schlüsselfaktors lautet: Anteil bebauter (Wind)Fläche im Verhältnis zur Gesamtfläche eines Landkreises.

Der zweite Schlüsselfaktor bildet den starken Zusammenhang zwischen gesellschaftlicher Akzeptanz und der Partizipation der Bevölkerung von der Planung bis zur Umsetzung von Windprojekten ab. Die Ergebnisse der qualitativen Untersuchungen zeigen, dass positive und negative Partizipation bei Planungsprozessen häufig bereits auf Ebene der Regionalplanung auf Zustimmung oder Kritik der Bevölkerung trifft. Partizipation findet in Form formeller und informeller Beteiligung statt. Sie tritt aber auch in Form eingereichter Bedenken beim Planfeststellungsverfahren auf, oder als Aktivität von Bürgerinitiativen bei der Umsetzung bereits genehmigter Windparks. Eingeschlossen ist auch der vielfach genannte Nutzen für die Bevölkerung durch finanzielle Beteiligungskonzepte, von Steuereinnahmen auf Gemeindeebene, bis hin zur konkreten Beteiligung der lokalen Bevölkerung an den Projekten. Die Bevölkerung muss eingebunden werden, deshalb wird die Bevölkerungsdichte eines Landkreises als zweiter Schlüsselfaktor bestimmt.

Mit den definierten Schlüsselfaktoren konnte die Bandbreite der Einflussfaktoren reduziert und gleichzeitig eine Definition von gesellschaftlicher Akzeptanz für die Modellierung festgelegt werden. Die wesentliche Schwäche der Schlüsselfaktoren liegt in ihrer Unschärfe, trotzdem hat ihre Auswahl zwei wichtige Vorteile: 1. die Schlüsselfaktoren sind numerisch und können damit für alle Landkreise berechnet werden, 2. ihre Anzahl ist in einem Modell gut handhabbar. Die Schlüsselfaktoren repräsentieren den Belastungsgrad eines Landkreises durch Windenergie, mathematisch umgesetzt durch die Multiplikation beider Faktoren:

$$\text{Belastungsgrad} = \frac{\text{bebauteWindfläche}}{\text{FlächeLandkreis}} \cdot \text{BevölkerungsdichteLandkreis} \quad (5.4)$$

Beide Größen, Flächenanteil und Bevölkerungsdichte beeinflussen die Belastung. Bei nur geringer Bevölkerungsdichte steigt die Belastung durch zunehmende Flächenanteile, bei hoher Bevölkerungsdichte hingegen steigt die Belastung bereits bei geringen Flächenanteilen. Die Belastung ist nicht direkt mit gesellschaftlicher Akzeptanz gleichzusetzen. Denn es gibt z.B. Landkreise in Schleswig Holstein mit hoher Belastung und hoher gesellschaftlicher Akzeptanz oder Landkreise in Brandenburg mit geringer Belastung und schwacher gesellschaftlicher Akzeptanz. Der Faktor dient als

Dimension gesellschaftlicher Akzeptanz, die zur Verteilungsregelung von Windenergieleistung in Modellen herangezogen werden kann, aber gleichzeitig mit qualitativen Ergebnissen betrachtet werden muss. Sein Vorteil liegt darin, dass die Berechnungsgrößen flächendeckend vorhanden sind, und sich deshalb für jeden Landkreis die heutige Belastung (Belastungsgrad IST) ermittelt werden kann. Ferner bietet die Berechnungsweise die Möglichkeit eine maximale Belastung pro Landkreis zu ermitteln, indem als bebaute Windfläche die insgesamt verfügbare Weißfläche eingesetzt wird (Belastungsgrad MAX). IST- und MAX-Wert bilden damit, neben den technischen und ökonomischen, weitere Grenzen für jeden einzelnen Landkreis, zwischen denen die zukünftige Bebauung festgelegt werden kann.

Zur Bestimmung des IST- und MAX-Belastungsgrads muss zum einen die zur Verfügung stehende bebaubare Fläche, sowie das technische Ausbaupotenzial von Windenergie innerhalb Deutschlands vorliegen (Kapitel 5.5). Nachfolgend kann der Belastungsgrad als ein Szenarioparameter in die Modellierung integriert werden (Kapitel 6.2.3).

5.3 Integration in die Modellierung

5.3.1 Szenarienmodul

Aktuell werden Szenarien, zur Modellierung von Energiesystemen, meist getrennt mit qualitativen und quantitativen Methoden entwickelt. Häufig basieren die quantitativen Parameter dabei ausschließlich auf definierten technischen und ökonomischen Annahmen, die mit computergestützten Berechnungen generiert werden. Die Bestimmung qualitativer Parameter erfolgt hingegen mithilfe von Stakeholdern in Form von ExpertInnenworkshops oder Fokusgruppen. Ergebnisse sind bspw. narrative „Storylines“ oder Schlüsselfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz, die Entwicklungspfade ergänzen. Eine Verknüpfung beider Methoden findet bisher kaum statt.

Eine Integration qualitativer Untersuchungsergebnisse in die Struktur des Strommarktmodells *renpass* erfolgt mit einem vorgelagerten „Szenarien-Modul“, vorangestellt als modulare Erweiterung, und damit unabhängig vom Modellcode. Grundlage der Option: gesellschaftlich verträglicher Ausbau im „Szenario-Modul“ sind die Parameter „Verzögerungszeit“ zur Entwicklung der Netzausbauszenarien und für die Windausbauszenarien „Belastungsgrad“. Da beide Parameter numerisch vorliegen, haben sie auch direkte Effekte in den Modellierungen. Abbildung 5.21 zeigt den geschilderten Ablauf der Integration mit „Szenarien-Modul“ als Input zur Modellierung mit *renpass*.

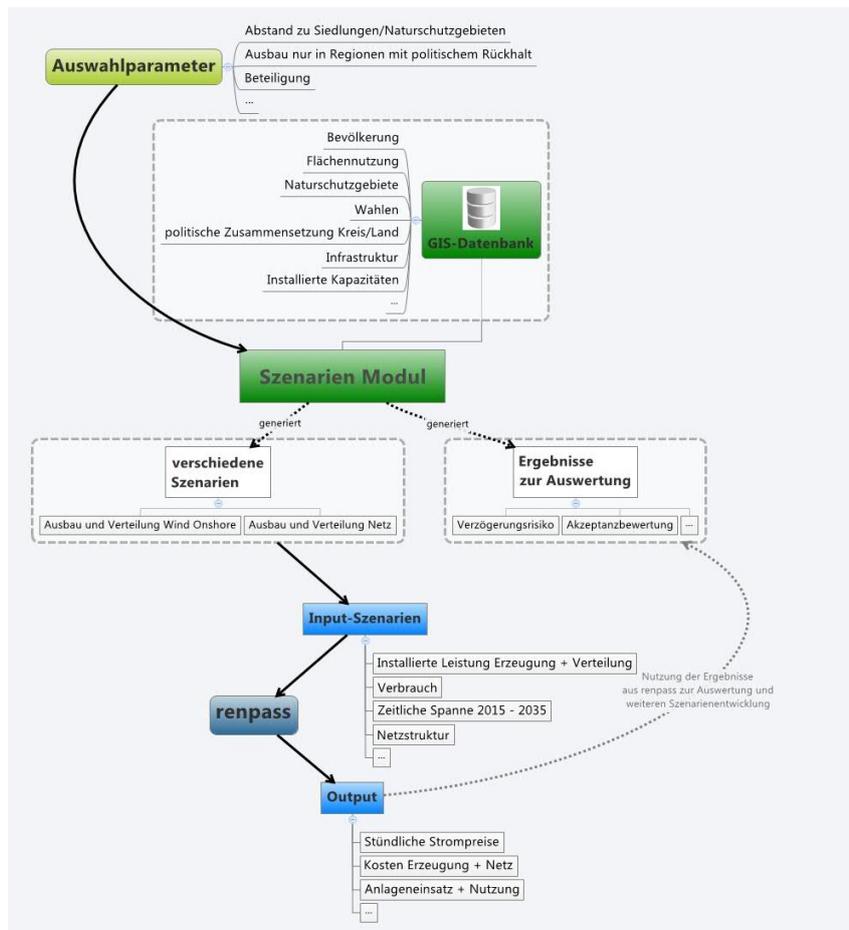


Abbildung 5.21: Szenarien-Modul: Vorgelagerte Szenarientwicklung mit Parametern gesellschaftlicher Akzeptanz zur Erstellung von Inputdaten zur Modellierung. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

5.3.2 Szenarioparameter Verzögerungszeit und Belastungsgrad

Mit dem Parameter „Verzögerungszeit“ können zukünftige Trassenverläufe mit unterschiedlichen Inbetriebnahmezeitpunkten modelliert werden. Hierfür werden verfügbare Netzkapazitäten mit entsprechenden Jahresangaben verwendet. Ergebnis ist die Simulation des deutschen Stromsystems unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ausbaupunkte der Trassen. Die Vergleiche unterschiedlicher Simulationen ermöglicht eine Untersuchung verzögerungsbedingter Effekte, z.B. die Abschaltungen erneuerbarer Leistung aufgrund von Netzengpässen, durch den verzögerten Netzausbau. Eine ausführliche Darstellung der Simulationsergebnisse enthält Kapitel 6.

Um den zukünftigen Ausbau der Windenergie zu modellieren, muss im Szenario der Parameter installierte Leistung für das Zieljahr 2050 angegeben werden. Zusätzlich muss auch eine regionale Verteilung der Anlagen festgelegt werden, die bisher hauptsächlich von technischen und ökonomischen Kriterien abhängt. Auf Basis sozial-ökologischer Einflüsse wurde ein Belastungsrad definiert, der nun zusätzlich die zu installierende Leistung beeinflusst. Mit den verwendeten Daten werden Ausbauszenarien mit einer regionalen Auflösung auf Kreisebene erstellt. Mit einem Vergleich der simulierten Jahresenergiemengen verschiedener Ausbauszenarien können die Effekte verschiedener Verteilungen betrachtet werden. Eine detaillierte Beschreibung der Simulationsergebnisse erfolgt in Kapitel 6.

5.4 Vorarbeiten für Netzausbauszenarien

Zur Entwicklung von Netzausbauszenarien mit Verzögerungsprognosen werden die qualitativen Ergebnisse einzelner Untersuchungsregionen in Form der Widerstands- und Engagementraten mit den berechneten Verzögerungszeiten der Regressionsanalyse verknüpft. Durch die Kombination von Widerstands- und Engagementraten wurden Zeitverzögerungen basierend auf den Ergebnissen der untersuchten Fallbeispiele bestimmt. Das entwickelte Verfahren zur Ermittlung einer Engagementrate (siehe Kapitel 2) kann von den Fallbeispielen auf alle Landkreise Deutschlands übertragen werden. Die Widerstandsrate hingegen kann nur für den Untersuchungsraum erhoben werden. Zur Erstellung von Verzögerungsprognosen werden allerdings Engagement- und Widerstandsrate benötigt. Deshalb wird der zukünftige Widerstand mithilfe der Zeitprognosen aus der Regressionsanalyse für alle Landkreise hergeleitet. Dies ist die Basis der Netzausbauszenarien mit Verzögerungszeiten pro Stromtrasse. Die notwendigen Vorarbeiten ihrer Erstellung sind in diesem Kapitel und ihre konkrete Definition in Kapitel 6 beschrieben.

5.4.1 Verknüpfung qualitativer und quantitativer Analysen

Für alle Landkreise wurden Engagementraten ermittelt. Daneben liegen die mit dem Regressionsmodell berechneten Verzögerungszeiten (siehe Abschnitt 5.2.1.5) auf Ebene der gebildeten Rasterfelder vor. Um Kombinationen von Widerstand und Engagement pro Kreis zu bilden, müssen die Verzögerungszeiten auf die Ebene der Landkreise aggregiert werden. Die Ergebnisse aus Kapitel 3 auf Basis der Kombination von Widerstand und Engagement der Verzögerung in Jahren zeigt Tabelle 5.6.

Tabelle 5.6: Verzögerungen nach Kategorie und in Jahren nach der Kombination von Widerstand- und Engagement. Quelle: Eigene Darstellung IZT

Widerstand	Engagement	Verzögerungs-kategorie	Verzögerung in Jahren
stark	mittel	high	5-9 a
	stark	low	0-2 a
mittel	mittel	mid	2-5 a
	stak	low	0-2a

Um die Plausibilität dieser Ergebnisse zu prüfen, werden die rechnerisch ermittelten Widerstandsraten auf Basis der Werte der Regressionsanalyse mit den qualitativ ermittelten Widerstandsraten in den untersuchten 19 Landkreisen verglichen. Von den 19 Landkreisen wurden drei dem höchsten Widerstandstyp „worst“ zugeordnet, mit Verzögerungszeiten aus dem Regressionsmodell von 3-7 Jahren. Der Widerstand im Großteil der qualitativ untersuchten Landkreise wurde dem Typ „mid-worst“ zugewiesen, mit berechneten Verzögerungszeiten von 3-5 Jahren. Nur ein Landkreis wurde dem Widerstandstyp „mid-best“ zugeordnet und hat eine berechnete Verzögerungszeit von vier Jahren. Bei der qualitativen Analyse wurde kein Landkreis dem Widerstandstyp „best“ zugewiesen. Dieser Abgleich zeigt, dass die im Regressionsmodell berechneten hohen Verzögerungszeiten den starken Widerstandstypen der qualitativen Analyse entsprechen. Die Typisierung ist demnach plausibel, aufgrund der geringen Fallzahl aber nicht valide. Gemäß den gebildeten Widerstandstypen werden Landkreise mit weniger als fünf Jahren Zeitverzögerung dem Typ „mittel“, und alle mit höheren Verzögerungszeiten dem Typ „stark“ zugewiesen. Die Übertragung dieser Typen unter der Verwendung der berechneten Verzögerungen des Regressionsmodells sind für die Mehrheit aller deutschen Landkreise mittlere Widerstände zu erwarten. In 49 Landkreisen allerdings, mehrheitlich im Osten Deutschlands, sind starke Widerstände zu erwarten. Hier muss berücksichtigt werden, dass die zugehörigen Verzögerungszeiten auf der aktuellen Datenlage beruhen und daher mit starken Unsicherheiten verbunden sind. Denn bisher ist ein Großteil aller Vorhaben beim Netzausbau noch nicht vollständig realisiert worden, das bedeutet die tatsächlichen Verzögerungszeiten können noch deutlich höher liegen. Neben den Widerständen fließen die Engagementraten aller Landkreise in die Berechnungen der Verzögerungen für die Netzausbauszenarien ein. Erst daraus werden die Annahmen zur zeitlichen Wirkung pro Landkreis getroffen, die in Tabelle 5.6 als Verzögerung in Jahren eingetragen sind.

Unter Berücksichtigung von erwarteten Widerständen und Engagement treten nur in den zwei Landkreisen Dithmarschen und Nordfriesland geringe Verzögerungen von null bis zwei Jahren auf. Grund hierfür ist, parallel zu den hohen Widerständen, das außerordentlich hohe Engagement für den Netzausbau in diesen beiden Landkreisen.

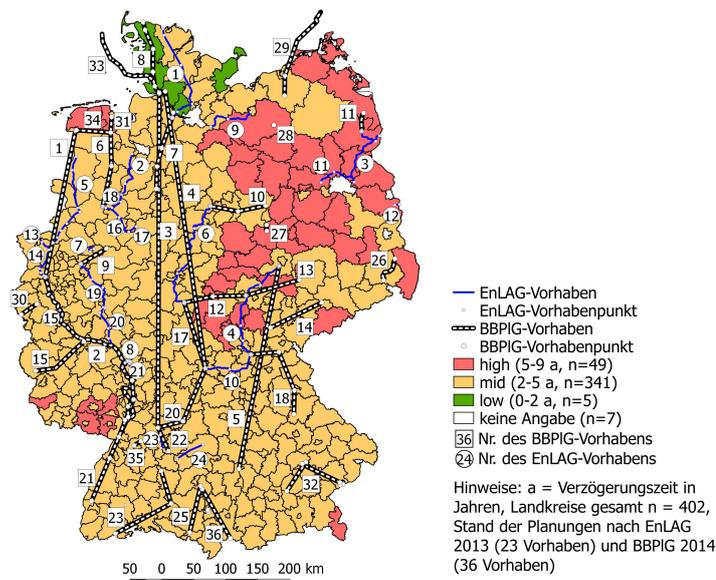


Abbildung 5.22: Modifizierte Verzögerungsprognosen pro Landkreis, basierend auf qualitativen Untersuchungen von Einzelregionen unter der Annahme höchster Öffentlichkeitsbeteiligung vom Format „informell Dialog“ in allen Landkreisen. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin (Mester, 2016)

Den meisten Landkreisen ($n = 344$) werden mittlere Verzögerungen von zwei bis fünf Jahren zugewiesen, weil bei mittleren Widerständen auch nur mittleres Engagement festgestellt wurde. Da in den 49 Landkreisen mit starken erwarteten Widerständen ebenfalls nur mittleres Engagement vorliegt, ergeben sich die höchsten Verzögerungen von fünf bis neun Jahren. Das Ergebnis der so verteilten Verzögerungsannahmen in allen Landkreisen unter Annahme gesteigerter Öffentlichkeitsbeteiligung zeigt Abbildung 5.22. Ein Vergleich der damit ermittelten Verzögerungsannahmen zeigt, im Gegensatz zur aktuellen Situation, eine Verringerung der erwarteter Verzögerung auf null bis zwei Jahre in nur drei weiteren Landkreisen. Dies legt die Schlussfolgerung nahe, dass eine Verringerung von Verzögerungen sowohl eine Steigerung des Engagements als auch den Rückgang erwarteter Widerstände erforderlich macht.

5.4.2 Überprüfung der Verzögerungsannahmen

Im Rahmen der bisherigen Analyse liegen zwei verschiedene Verzögerungsannahmen vor: (1) die Verzögerungsannahmen für die 19 Landkreise im Untersuchungsraum erhoben auf Basis von Widerstands- und Engagementrate, und (2) die deutschlandweit ermittelten Verzögerungsannahmen basierend auf den qualitativen Ergebnissen und den Berechnungen des Regressionsmodells. Die Analyse der nach (1) generierten Verzögerungsannahmen hat gezeigt, dass die Mehrzahl der tatsächlichen Verzö-

gerungszeiten in den 19 untersuchten Landkreisen in drei Verzögerungskategorien („low 0-2 Jahre“, „mid 2-5 Jahre“, „high >5 Jahre“) liegen. Anschließend wurde überprüft, ob mit dem Verfahren nach (2) die tatsächlichen Verzögerungszeiten in den 19 untersuchten Landkreisen wiedergeben und diese übertragbar sind.

Beim Vergleich der Verzögerungszeiten in den 19 untersuchten Landkreisen nach (1) und (2) stimmen die zugeordneten Verzögerungskategorien mit den in (2) ermittelten Verzögerungszeiten überein. Zusätzlich werden die nach (2) ermittelten Verzögerungswerte anhand einer erweiterten Stichprobe verfügbarer, tatsächlicher Verzögerungszeiten überprüft. Verwendet werden hierfür die durchschnittlichen EnLAG-Verzögerungen in insgesamt 82 Landkreisen. Das Ergebnis dieses Vergleichs belegt eine hohe Ähnlichkeit zwischen den tatsächlichen Verzögerungszeiten und den abgeleiteten Verzögerungsannahmen der Kategorien „low“, „mid“ und „high,“. Am häufigsten, in 69 Landkreisen, ist die Kombination mittlerer Widerstand und mittleres Engagement mit Verzögerungszeiten von null bis neun Jahren und einem Durchschnitt von zwei bis drei Jahren. Das passt zur Spanne der Kategorie „mid“ von zwei bis fünf Jahren. In elf Landkreisen treffen starker Widerstand auf mittleres Engagement. Dort liegt die gleiche Spannbreite tatsächlicher Verzögerungszeiten von null bis neun Jahren vor, allerdings sind die Mittelwerte von sechs bis sieben Jahren deutlich höher. Diese passen zur Kategorie „high“ mit fünf bis neun Jahren. Mittlerer Widerstand kombiniert mit starkem Engagement liegt in zwei Landkreisen ohne tatsächliche Verzögerungen vor, und passen damit zur Kategorie „low“ mit null bis zwei Jahren. Laut diesem Vergleich sind die Verzögerungsannahmen auf Basis des ursprünglichen Untersuchungsraums ($n = 19$) plausibel. Diese Angaben sind aber nur unsichere Erwartungswerte, da Einzelwerte in den Kategorien deutliche Abweichungen aufweisen.

5.5 Vorarbeiten für Windszenarien

Grundlage zur Entwicklung regional hoch aufgelöster Windausbauszenarien ist die Ermittlung des deutschlandweiten technischen Ausbaupotenzials. Um in den Windausbauszenarien gesellschaftliche Akzeptanz als Dimension zu berücksichtigen, wird der maximale Belastungsgrad pro Landkreis berechnet. Zunächst wird eine detaillierte Weißflächenkartierung durchgeführt, also die verfügbare Fläche für zukünftige Windenergieanlagen ermittelt. Auf Basis festgelegter Abstandskriterien wurden davon ungeeignete Flächen abgezogen. Das technische Potential wird anschließend mit Hilfe eines entwickelten Ausbaualgorithmus ermittelt, indem Stark- und Schwachwindanlagen auf dieser Fläche platziert werden, bis keine weitere verfügbar ist. Basierend auf der so berechneten maximalen Bebauung aller Flächen, konnte für

jeden Landkreis der maximale Belastungsgrad bestimmt werden. Eine detaillierte Beschreibung ist in der im Rahmen des Projektes an der Europa-Universität Flensburg entstandenen Masterarbeit von Söthe (2015) zu entnehmen. Aufbauend darauf werden in Kapitel 6 verschiedene Ausbauszenarien für die Modellierung erstellt.

5.5.1 Kartierung der Weißfläche

Die Kartierung der Weißfläche, also jener Fläche, die nach dem Ausschluss ungeeigneter Flächen, potentielle Standorte für Windkraftanlagen aufzeigt, wird mit Hilfe der PostGIS-Erweiterung in der PostgreSQL - Datenbank durchgeführt. Die Qualität des Ergebnisses ist vor allem von der Qualität der Datenbasis abhängig. Für die Berechnungen im Projekt bilden veröffentlichte geprüfte Daten staatlicher Einrichtungen das Fundament, ergänzt von frei verfügbaren, geografischen OpenStreetMap Daten.

5.5.1.1 Erweiterte Datengrundlage

BKG: Das BKG stellt neben den geografischen Daten der Verwaltungsgebiete den online Datensatz „Digitales - Landschaftsmodell“ bereit, der topografische Objekte innerhalb Deutschlands abbildet (BKG, 2015b). Tatsächlich wird der Datensatz „VG250“ aus den Daten des Digitalen Landschaftsmodells „DLM250“ erzeugt (BKG, ohne Jahresangabe). Hierbei handelt es sich um einen umfassenden Datenbestand, der bspw. Infrastruktur, gewerbliche Anlagen, Siedlungsflächen oder Gewässer in Deutschland enthält (BKG, 2015b). Allerdings unterscheidet sich die Aktualität der Daten, je nach Objektkategorie. Gemäß der Datensatzbeschreibung sind von den insgesamt 70 Objektarten 37 auf dem Stand des Jahres 2013, die übrigen entsprechen einem Stand zwischen 2006 und 2012. (BKG, 2014a).

OSM - Daten: Der umfangreichste Datensatz zur Weißflächenberechnung ist ein Auszug aus OpenStreetMap. Auf der Internetpräsenz *www.geofabrik.de* werden diese für verschiedene Regionen angeboten (Geofabrik GmbH, 2015). Der Datensatz kann mit entsprechenden Einstellungen in „osm2pgsql“, dem Programm zum Datenimport in das DBMS, nach bestimmten „Keys“ durchsucht werden. Diesen Schlüsseln wie z.B. *landuse, building, highway, railway, waterway, natural, amenity* werden in der Datenbank Attribute zugewiesen, wodurch das *Data - Handling* sehr erleichtert wird. Ihre Auswahl wurde fast gänzlich von Bons übernommen (vgl. Bons, 2014, S. 14), da dadurch Ausschlussflächen definiert werden können. Die Bedeutung der einzelnen Keys ist nahezu selbsterklärend, jedoch zu beachten, dass der *highway* - Key nicht nur größere, sondern Straßen jeglicher Art kennzeichnet (OSM, 2015a). Weiterhin kann der *natural* - Key sowohl ein Merkmal der Vegetation in einem Gebiet, bspw.

Grasflächen, als auch die physikalische Beschaffenheit beschreiben (OSM, 2015b). Da der Key ebenfalls Gewässer markiert, ist er für die Kartierung der Weißfläche hilfreich (OSM, 2015b).

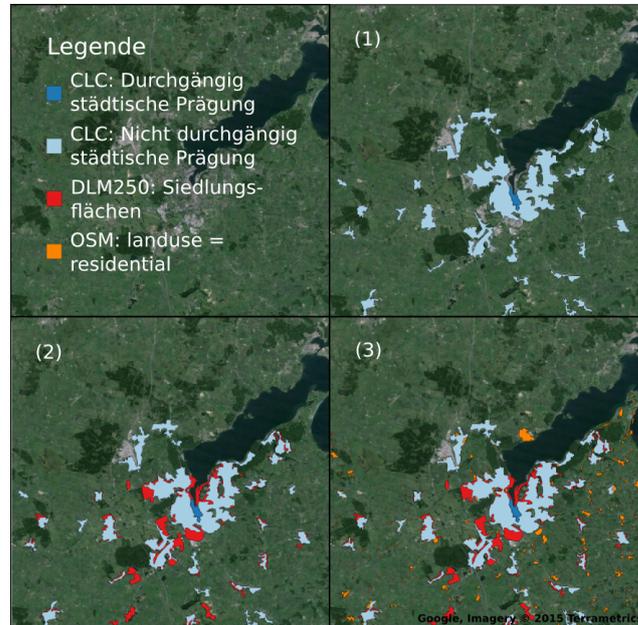


Abbildung 5.23: Verwendung ähnlicher Objektkategorien zur Erhöhung der Datenqualität. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Söthe, 2015)

Beurteilung der erweiterten Datengrundlage: Insgesamt konnte eine umfassende Datensammlung mit Informationen zu Umwelt, Infrastruktur und bebauten Flächen innerhalb Deutschlands angelegt werden. Die Datenqualität wurde geprüft und konnte durch das Zusammenstellen von geografischen Objekten, zur Abdeckung von Flächen ähnlicher Kennzeichnung, zusätzlich erhöht werden. Abbildung 5.23 zeigt die Kombination von Gebieten „Durchgängig städtischer Prägung“ und Gebieten „Nicht durchgängig städtischer Prägung“ aus dem Corine-Land-Cover - Programm. Weiterhin zeigt die Abbildung die Kombination von „Siedlungsflächen“, aus dem DLM250 vom BKG, und OSM - Daten, mit dem Key-Value Paar *landuse = residential* zur lückenlosen Generierung der Siedlungsflächen Deutschlands. In Teilbild (3) ist gut zu erkennen wie, insbesondere der OSM-Datensatz, die Zusammenstellung um eine Vielzahl, von bis dahin unberücksichtigten kleinen Flächen, ergänzt.

5.5.1.2 Bestimmung der Weißfläche

Zur Bestimmung einer Weißfläche werden alle ungeeigneten Flächen zur Windenergiebebauung von der Landesfläche abgezogen. Zusätzlich werden die Flächen ab-

gezogen, die aufgrund von Abstandsregeln nicht genutzt werden können. Die im Projekt definierten Abstandskriterien sind an die Studie des Umweltbundesamtes „Potential der Windenergie an Land“ aus dem Jahr 2013 angelehnt (Lütkehus u. a., 2013). Entgegen den Annahmen in der UBA-Studie werden Waldflächen im Projekt VerNetzen nicht als Eignungsflächen angesehen. Tabelle 5.7 zeigt eine Auflistung aller Flächen mit den zugehörigen Mindestabständen, wie sie zur Bestimmung der Weißfläche verwendet wurden.

Die, basierend auf diesen Abstandskriterien, erstellte Fläche hat einen Flächeninhalt von 27.244 km², das entspricht 7,6 % der gesamtdeutschen Fläche. Insgesamt haben die norddeutschen Bundesländer ((BE, BB, HB, HH, MV, NI, ST, SH) mit 58,7 % den höchsten Anteil an der Weißfläche. Der Anteil der südlichen Bundesländer (BW, BY, SL) an der Weißfläche beträgt 18,6 %. 22,8 % der Weißfläche liegt in der Mitte Deutschlands (HE, NW, RP, SN, TH).

Tabelle 5.7: Mindestabstände für Ausschlussgebiete

Flächen	Mindestabstand*	Quelle
Siedlungsflächen & Einzelhäuser	600 m	OSM, DLM250
Industrie - und Gewerbeflächen	250 m	OSM, DLM250
Pflegeeinrichtungen	900 m	OSM
Bundesautobahnen	100 m	OSM, DLM250
Bundesstraßen	80 m	OSM, DLM250
Landesstraßen	80 m	OSM, DLM250
Kreisstraßen	80 m	OSM, DLM250
Gemeindestraßen (unvollständig)	80 m	DLM250
Bahnverkehr	250 m	OSM, DLM250
Flughäfen	5000 m	DLM250
Flugplätze	1760 m	DLM250
Freileitungen	120 m	OSM, DLM250
Nationalparke	200 m	BfN
Landschaftsschutzgebiete	200 m	BfN
Vogelschutzgebiete	200 m	BfN
FFH - Gebiete	200 m	BfN
Ramsargebiete	0 m	BfN
Biosphärenreservate	0 m	BfN
Wald	0 m	OSM, DLM250
Stehende Gewässer	5 m	OSM, DLM250
Fliessgewässer	5 m	OSM, DLM250
Meer	5 m	DLM250

*Mindestabstände zu linienförmigen Objekten werden erhöht um die Breite des linienförmigen Objekts.

Die Methode zur Erstellung der Weißfläche ist flexibel, so dass die Flächen potentiell geeigneter Standorte auch auf Ebene beliebiger Regionen ermittelt werden können. Dabei können die Abstandskriterien frei gewählt und verändert werden. Dieses Verfahren kann auch für andere Erzeugungstechnologien angewendet werden. Es besteht darüber hinaus die Möglichkeit den Datensatz auch nach seiner Erstellung anzupassen. In Anlage 3 der „Richtlinie zum Zwecke der Neuaufstellung, Änderung und Ergänzung Regionaler Raumentwicklungsprogramme in Mecklenburg Vorpommern“ wird beispielsweise eine Mindestgröße von 35 ha für die Festlegung eines Eignungsgebietes gefordert (VM, 2012). Um in Mecklenburg - Vorpommern Flächen kleiner 35 ha aus dem Datenbestand zu nehmen, genügt eine Anfrage 5.1 an die Datenbank. Diese Flexibilität, die allein der PostGIS - PostgreSQL - Datenbank geschuldet ist, bietet umfangreiche Möglichkeiten für die Szenarienerstellung .

Programmcode - Beispiel 5.1: SQL - Query zum Ausschluss von Flächen < 35 ha in Mecklenburg - Vorpommern

```

1 update vn_wind.geo_pot_area t1 -- rel of whitearea
2 set geom =
3 t2.geom from
4 (select
5     sq.region_key,
6     ST_collect(sq.geom)::geometry(Multipolygon, 25832) geom -- aggregation of Polygons
7 from (select
8     region_key,
9     (st_dump(geom)).geom::geometry(Polygon, 25832) as geom -- splitting up Multipolygons
10 from vn_wind.geo_pot_area
11 where region_key Like '13%' -- Mecklenburg - Vorpommern
12 ) as sq
13 where st_area(sq.geom) > 350000 -- restriction
14 group by sq.region_key) t2
15 where t1.region_key = t2.region_key

```

5.5.2 Technisches Ausbaupotenzial

Das theoretisch erreichbare technische Potential umfasst die Windkraftanlagen, die bei der vollständigen Nutzung der geeigneten Flächen in Deutschland betrieben werden können. Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass es sich ausschließlich um einen theoretischen Ansatz zur Abschätzung verfügbarer Potentiale handelt. Die Errichtung einer Windkraftanlage, deren Gesamthöhe 50 m übersteigt, ist gemäß der vierten Verordnung zur Durchführung des BundesImmissionsschutzgesetzes (BImSchG) bereits genehmigungsbedürftig (26. BImSchV, 2013, Anhang 1, Nr. 1.6). Unabhängig vom Potential, ist jede Projektbewilligung eine Einzelfallentscheidung. Umfasst ein Projekt mindestens drei Windkraftanlagen ist zusätzlich die standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls gemäß Anlage 2 des Gesetzes über die Umweltverträg-

lichkeitsprüfung durchzuführen, um die Zulässigkeit des Projekts zu gewährleisten (UVPG, 2015, Anlage 1, Nummer 1.6.3, 2).

5.5.2.1 Erweiterte Datengrundlage

CoastDat2: Die Europa-Universität Flensburg und die Fachhochschule Flensburg können Wetterdaten des Zentrums für Material- und Küstenforschung in Geesthacht nutzen, die in der CERA - Datenbank des DKRZ (Deutsches Klimarechenzentrum) gespeichert sind (DKRZ, ohne Jahresangabe). Enthalten sind u.a. die atmosphärischen Daten des CoastDat2 - Datensatzes (ebd.), die mit dem Klimamodell COSMO - CLM generiert wurden (Geyer, 2014, S. 147). Genutzt werden Windgeschwindigkeits- und Rauigkeitszeitreihen, *gemessen* in einer Höhe von zehn Metern. Für die Berechnung von Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe ist das logarithmische Windprofil maßgeblich. Auf Grundlage der CoastDat2 - Windgeschwindigkeiten werden sehr hohe Werte ermittelt, die mit einem Korrekturfaktor abgemildert werden. Dies entspricht der Herangehensweise, die bereits in der Simulationssoftware „renpass“ umgesetzt wurde (vgl. Wiese, 2015, S. 83).

Referenzanlagen: Die Windkraftanlagen werden von der Vestas Wind Systems A/S gebaut. Der Anlagenhersteller hatte, gemessen an der Anzahl der betriebenen Anlagen, im Jahr 2014 in Deutschland einen Marktanteil von 26 % (Statista, 2014). Die Vestas „V-126-3.3“ ist eine Schwachwindanlage, die bei einer Nabenhöhe von 137 m der IEC Klasse IIIA zugeordnet wird, d.h. dass die Windkraftanlage auf eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 7,5 m/s und eine Turbulenzintensität von 18,0 % ausgelegt ist (Vestas, ohne Jahresangabe, b) (vgl. Bade u. a., 2010, S. 320). Die Nennleistung der Anlage beträgt 3,3 MW (Vestas, ohne Jahresangabe, b). Die Starkwindanlage trägt die Bezeichnung „V-112-3.3“, ist u.a. der IEC Klasse IB mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 10,0 m/s und IEC Standard IIA mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 8,5 m/s zugeordnet und hat ebenfalls eine Nennleistung von 3,3 MW (vgl. Bade u. a., 2010, S. 320) (Vestas, ohne Jahresangabe, a). Die Nabenhöhe der Referenzanlage beträgt 84 m. Die Rotordurchmesser der Schwach- und Starkwindanlage werden mit 126 m bzw. 112 m angegeben (Vestas, ohne Jahresangabe, b,o).

5.5.2.2 Ausbualgorithmus: Flowchart

Anhand des Flowcharts in Abbildung 5.24 können die Strukturen des Programms zur Bildung des technischen Potentials erläutert werden. Ausgangspunkt sind die Einstellungen für die Parameter (- Daten). In dem Parameter (- Modul) können

vom Benutzer u.a. die Anlagentypen, das der Berechnung zugrundeliegende Wetterjahr, die erwähnte Wetterkorrektur und der Abstand zwischen mehreren Anlagen angegeben werden. Neben der Stark- bzw. Schwachwindanlage gibt der Benutzer die Höhe der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit an, ab der die Starkwindanlage eingesetzt werden soll. Dieser Punkt wird im Programm als „Tipping Point“ bezeichnet. Der Abstand zwischen mehreren Anlagen ist, unter Vernachlässigung der Haupt- bzw. Nebenwindrichtung, als ein Vielfaches des Rotordurchmessers anzugeben (vgl. Lütkehus u. a., 2013, S. 16). Voreingestellt ist die Vier, sodass im Radius vom Vierfachen des Rotordurchmessers, bezogen auf den jeweiligen Anlagentyp, keine andere Anlage aufgestellt werden kann. Dabei kann die Distanz vom Mittelpunkt der Anlagen gemessen werden (Bertelt, 2015). Im Bereich Infrastruktur werden die Mindestabstände ausgehend vom Fundament der Anlage festgelegt (Lütkehus u. a., 2013, S. 19). Diese Annahme kann über den Parameterwert „margin“ abgebildet werden. Die Weißfläche kann dann innerhalb der Programmumgebung um den hier eingetragenen Wert verkleinert werden. Um die CoastDat2-Wetterdaten zu beziehen, gibt der Benutzer das gewünschte Wetterjahr an und das Programm schreibt eine entsprechende Anfrage an die Datenbank. Dabei wird direkt auf das CoastDat2-Datenbankschema zugegriffen, sodass diese, bei einer Aktualisierung oder Erweiterung des Datenbestandes, sofort berücksichtigt wird. Die erwähnte Wetterkorrektur kann über einen Korrekturfaktor und über die Angabe der Höhe des Messpunktes erfolgen (vgl. Wiese, 2015, S. 83). Des Weiteren ist der Name jener Relation zu wählen, die die Ergebnisse der Berechnung aufnehmen wird. In den Parametern können drei weitere Einstellungen vorgenommen werden, die den internen Berechnungsprozess beeinflussen. Alle vorgenommenen Einstellungen werden im Flowchart als Datenobjekt „parameter“ repräsentiert.

Die in Abbildung 5.24 blau umrandeten Elemente beschreiben die Nutzung der CoastDat2-Daten im Programmablauf. In der so genannten Subroutine „read coast-Dat2 data“ werden für die Datenpunkte, mit Koordinaten innerhalb Deutschlands, die zugehörigen Jahreswind- und Jahresrauhigkeitszeitreihen abgefragt. Noch in der Subroutine werden die mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten für jeden Datenpunkt auf Nabenhöhe der Starkwindanlage über das logarithmische Windprofil berechnet, um unter Berücksichtigung des Tipping Points, die jeweils geeignete Anlage zu ermitteln. Die Parametereinstellung zur Höhe der CoastDat2 Messung kann das Ergebnis beeinflussen. Die CoastDat2-Daten werden an eine Schleife übergeben und jeder Datenpunkt einzeln bearbeitet. Die Subroutine „add power yield to cdat“ greift erstens auf die Datenbank zu, um die Leistungskurve für den bevorzugten Anlagentyp an dem CoastDat2-Datenpunkt abzufragen. Zweitens wird auf Grundlage der Leistungskurve, der Windgeschwindigkeits- und Rauigkeitszeitreihe der Jahresstromertrag gemindert um die Coastdat2-Korrektur berechnet. Um auch zwischen den

nen im Programmablauf, d.h. Abfragen an die Datenbank, reduziert werden, was die Programmierung insgesamt erleichtert. Nach dem Zugriff auf die Datenbank sind die Flächen in Polygonobjekten in der Programmumgebung gespeichert. In einer Schleife werden daraus alle enthaltenen Polygone nacheinander aufgerufen. Das Programmende ist dann erreicht, wenn diese Schleife stoppt. In der Subroutine „create sorted 200x200 m grid for poly“ werden mehrere Prozessschritte zusammengefasst. Auf die Fläche des zuletzt aufgerufenen Polygons wird ein Raster aus quadratischen Polygonen, den sogenannten Rasterzellen, gelegt. Die Auflösung des Rasters ist in den Parametereinstellungen anzugeben. Die Bezeichnung der Subroutine soll lediglich zu einem besseren Verständnis im Programmablaufplan beitragen. Jeder Zelle des Rasters kann über eine Datenbankabfrage u.a. der Stromertrag des nächstliegenden CoastDat2-Messpunktes zugeordnet werden, wodurch die Zellen entsprechend ihres Potentials in absteigender Reihenfolge sortiert werden können. Die Indexierung beginnt bei Null.

Die orange umrandeten Elemente des Flowcharts beschreiben die Auswahl des ersten Standortes einer Anlage auf dem zuletzt aufgerufenen Polygon. Zu Beginn wird die Zelle des Rasters über den Index Null angesprochen, in der eine Anlage den höchsten Stromertrag erzielen könnte. Ein beliebiger Flächenbestandteil der Zelle ist dann zulässig, wenn Standorte auf angrenzenden Polygonen diese Fläche nicht überlagern, aber die Teilfläche Bestandteil des Polygons ist: „area on grid cell not occupied by plants on adjacent polygons & same area part of polygon“. Es ist somit sichergestellt, dass die Teilfläche für die Zuweisung der ersten Anlage geeignet ist. Werden die Bedingungen von keiner Teilfläche der Zelle erfüllt, wird der Index um eins erhöht und die nächste Zelle, d.h. jene Zelle, auf denen die Anlagen des technischen Potentials den nächsthöheren möglichen Stromertrag erzielen, aufgerufen. Wenn eine Fläche als Standort der ersten Anlage identifiziert werden kann, wird durch die Shapely-Funktion „representative point“ eine XY-Koordinate, die sich innerhalb der Teilfläche befindet, an die Übergangsstelle B übergeben. Für den Fall, dass auf keiner Zelle des Rasters eine Fläche gefunden wird, die die Bedingungen erfüllt, erreicht das Programm Übergangsstelle A. Für die Wahl des ersten Standorts auf einem beliebigen Bereich der Weißfläche ist somit zuerst die Wirtschaftlichkeit maßgeblich. Die orange umrandeten Elemente des Flowcharts stellen diesen Zusammenhang dar. Innerhalb des Programms erfüllen wenige Zeilen Code die detailliert beschriebenen Prozessschritte.

Programmcode - Beispiel 5.2: Auswahl des ersten Anlagenstandorts auf einem Polygon

```

1 # deciding on the first cell to build on, it should not intersect
2 # with a neighbour (area of plants on adjacent polygons)
3 # pod: part of district
4 try:
5     start = next(x for x in grid if not
6                 pod.intersection(
7                 x.geom.difference(neighbours)).is_empty)
8
9 point = pod.intersection(start.geom.difference(neighbours)).\
10     representative_point()
11
12 except StopIteration:
13     continue

```

Die Hauptschleife ab der Übergangsstelle B kann anhand von Abbildung 5.25 erläutert werden. Zu Beginn der Schleife wird geprüft, ob die angegebenen XY-Koordinaten auf der Eignungsfläche und nicht im Einzugsbereich von Anlagen angrenzender Gebiete liegen: „point is on polygon and on unoccupied area“. Ist die Bedingung erfüllt, werden Anlagentyp, Stromertrag und die XY-Koordinaten des Standorts in einem Datenobjekt „plant data“ gespeichert. Darüber hinaus werden XY-Koordinaten auf der Grenze eines Kreises mit einem Radius von vier Rotordurchmessern, dessen Mittelpunkt der Anlagenstandort ist, in die Liste möglicher Standorte aufgenommen: „add points to boundary“. Der Suchalgorithmus besteht darin, solange Koordinaten in dieser Liste ungeprüft sind („more points on boundary“), diese nacheinander auszugeben („loc:= next point on boundary“) und zu prüfen („point is on polygon and on unoccupied area“). Das heißt, es wird immer auf den Grenzen der Fläche bestehender Anlagen bzw. minimal darüberhinausgehend nach möglichen, neuen Standorten gesucht. Können keine weiteren Standorte geprüft werden, wird an Übergangsstelle A übergeben. Die Übergangsstelle fragt, bevor ein neues Polygon aufgerufen wird, ob der gesamte Suchalgorithmus beginnend bei der Wahl des ersten Standortes wiederholt werden soll. Eine Schwäche des Algorithmus besteht darin in Ausnahmefällen ein Polygon nicht vollständig zu besetzen, obwohl Teilflächen des Polygons frei sind. Dies kann immer dann passieren, wenn Anlagenstandorte auf angrenzenden Polygonen die Fläche so überlagern, dass das Polygon theoretisch geteilt wird. Der Suchalgorithmus prüft, wie o.a., die Grenzen der bestehenden Anlagenstandorte in der ersten Teilfläche, wird die zweite Teilfläche aber nicht als Standort identifizieren, da auf dem Weg dorthin Teile des Polygons nicht zu besetzen sind. Das Problem wird fast vollständig gelöst, indem der Suchalgorithmus mehrfach gestartet wird. Der Sachverhalt ist in Abbildung 5.26 dargestellt.

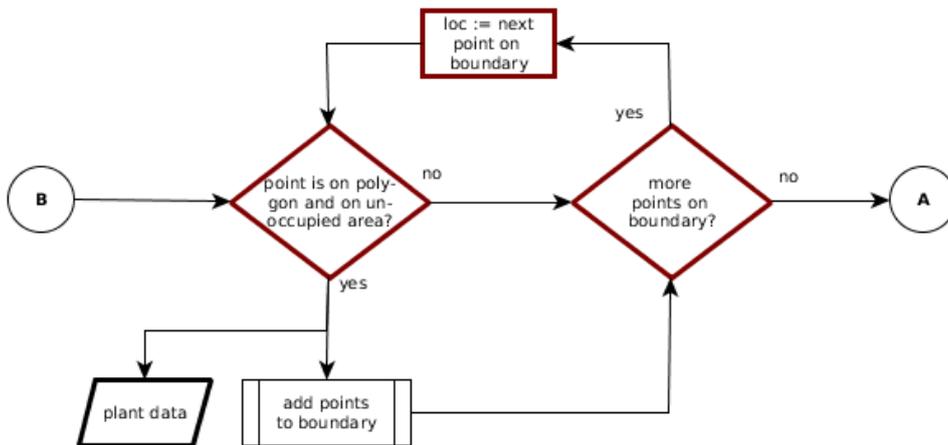


Abbildung 5.25: Programmablaufdiagramm - Suchalgorithmus. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Söthe, 2015)

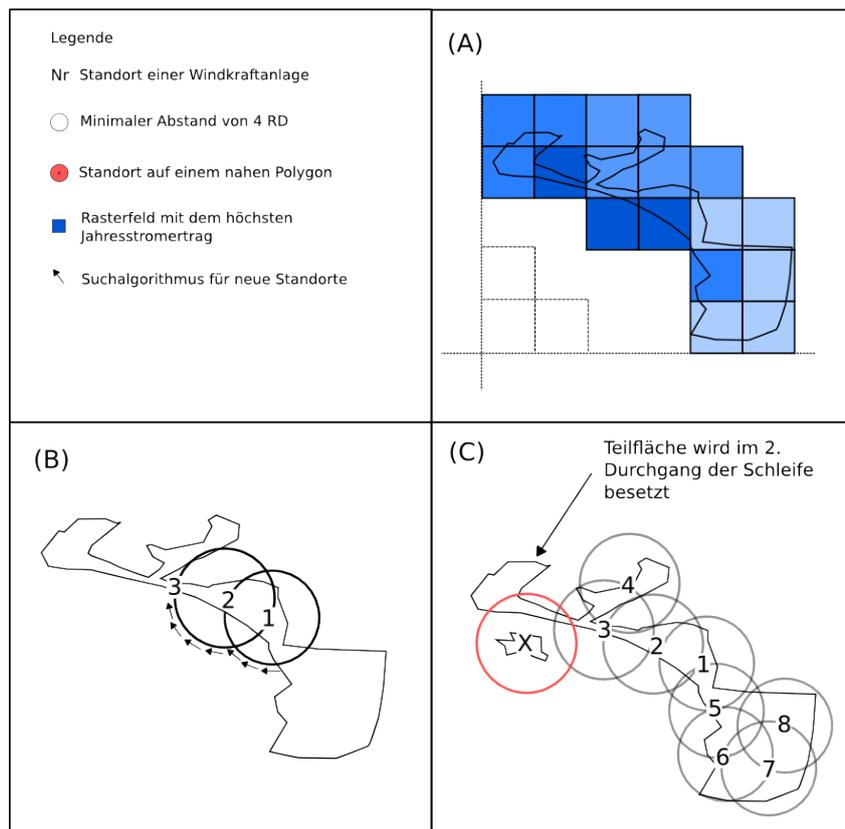


Abbildung 5.26: Identifikation von Standorten auf der Weißfläche. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Söthe, 2015; Christ u. a., 2016a,b)

5.5.2.3 Ergebnisse

Für das VerNetzen-Projekt werden die folgenden Parameter gewählt. Die Stark- und die Schwachwindanlage sind moderne Windkraftanlagen des Herstellers Vestas, mit der o.a. Vestas-V112 und Vestas-V126. Die Abstände der Anlagen zueinander betragen das Vierfache des Rotordurchmessers (vgl. Lütkehus u. a., 2013, S. 16). Aus den CoastDat2-Daten werden die Zeitreihen des Jahres 2011 abgefragt. Die Wetterdaten werden mit dem Korrekturfaktor 0,9 korrigiert, da sich andernfalls eine zu hohe jährliche Strommenge für die Onshore-Windkraftanlagen ergibt (vgl. Wiese, 2015, S. 82 ff). Die Auflösung des Rasters ist mit 200×200 m so gewählt, dass die Zuordnung zu CoastDat2-Datenpunkten möglichst genau ist. Die Bedeutung der Grenzpunkte für den Suchalgorithmus ist in Abschnitt 5.5.2.2 beschrieben worden. Die Anzahl der Punkte, die das Programm verwendet, um einen Kreis darzustellen, kann in den Parametereinstellungen verändert werden. In der Beispielrechnung beträgt die Anzahl 1.600, sodass bei einem Radius des Vierfachen des Rotordurchmessers der Schwachwindanlage, ca. alle 2 m auf dem Kreisumfang geprüft wird, ob der Standort verfügbar ist. Abschließend wird eine „margin“ von 11,25 m in den Parametereinstellungen angegeben, da der Fundamentdurchmesser der Schwachwindanlage 22,5 m betragen kann (Juwi, 2014). Dadurch beziehen sich die Mindestabstände der Weißfläche auf den Beginn des Fundaments der Anlage.

Die Ermittlung des technischen Potentials ergibt ein hohes gesamtdeutsches Leistungspotential von 617,91 GW. Im THG95 - Szenario der Leitstudie des Umweltbundesamtes für Deutschland, welches von einer Reduktion der Treibhausgasemissionen von 95 % bis zum Jahr 2060 ausgeht, wird im Jahr 2060 beispielsweise ein Potential von 71,8 GW installierter Windleistung an Land genutzt (IWES, DLR, IFNE, 2012, S. 92). Das entspräche lediglich 11,6 % des hier ermittelten technischen Gesamtpotentials.

5.5.3 Ermittlung des aktuellen und maximalen Belastungsgrads

Basierend auf der Definition des Belastungsgrads (siehe Abschnitt 5.2.2.3) anhand der Schlüsselfaktoren „Verhältnis genutzter Fläche durch Windenergie zu Gesamtfläche“ und „Bevölkerungsdichte“ kann nun basierend auf der berechneten Weißfläche und des technischen Potentials der Ist-Belastungsgrad sowie der maximale Belastungsgrad berechnet werden. Die genutzte Fläche A_{nutz} kann mit Gleichung 5.5 berechnet werden. Die maximal installierbare Windleistung ist die, auf Landkreisebene, summierte Anlagennennleistung des technischen Potentials. Die installierte Windleistung ergibt sich aus den Daten des EEG - Anlagenregisters.

$$A_{nutz,i} = P_i \cdot a_i, \forall i \in R \quad (5.5)$$

mit:

A_{nutz}	km^2	Genutzte Weißfläche
P	MW	Installierte Windleistung, z.B Ist, Max oder Szenario
a	km^2/MW	Spezifisch genutzte Fläche pro Windkapazität
R	-	Menge der Regionen

Der Ist-Belastungsgrad b_{ist} ergibt sich aus dem Flächenverhältnis von genutzter Fläche zu der Fläche des Landkreises multipliziert mit der Bevölkerungsdichte. Der Zusammenhang ist in Gleichung 5.6 dargestellt. Die Einheit des Belastungsgrads ist immer Einwohner pro Quadratkilometer, weshalb der Belastungsgrad ein Dichtemaß der betroffenen Bevölkerung darstellt. Der maximale Belastungsgrad b_{max} eines Landkreises wird in kongruenter Weise berechnet. Die durch Windkraftanlagen beanspruchte Fläche ist dann allerdings gleich der Weißfläche (siehe Gleichung 5.7).

$$b_{ist,i} = \frac{A_{nutz,i}}{A_{region,i}} \cdot p_i, \forall i \in R \quad (5.6)$$

$$b_{max,i} = \frac{A_{max,i}}{A_{region,i}} \cdot p_i, \forall i \in R \quad (5.7)$$

mit:

b	$Einwohner/km^2$	Belastungsgrad
A_{max}	km^2	Gesamte Weißfläche
A_{region}	km^2	Landkreisfläche
p	$Einwohner/km^2$	Bevölkerungsdichte

In Abbildung 5.27 sind die Ist-Belastungsgrade und die maximalen Belastungsgrade dargestellt als Isolinien, d.h. Linien gleicher Belastung. Die Ist-Belastung basiert auf der Datengrundlage von 2014. Die maximale Belastung basiert auf der Annahme, dass die gesamte zur Verfügung stehende Weißfläche für Windenergie genutzt wird. Dargestellt als Punkte sind die deutschen Landkreise (abzüglich der deutschen Städte) anhand ihrer genutzten Fläche für Windenergie zu ihrer gesamten Landesfläche und ihrer Bevölkerungsdichte, also mit ihren Belastungsgraden.

Der aktuell höchste Belastungsgrad im Jahr 2014 liegt mit 7,7 $Einwohner/km^2$ im Landkreis Alzey-Worms. In 2014 liegen 75 % der Belastungsgrade zwischen 0,02 und 0,66 $Einwohner/km^2$. Der Median der Ist-Belastung beträgt 0,23 $Einwohner/km^2$,

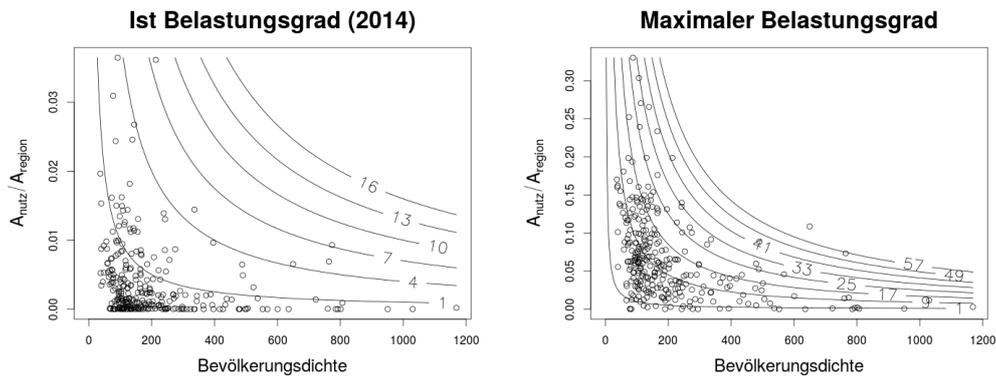


Abbildung 5.27: Ist Belastungsgrad im Jahr 2014 und maximaler Belastungsgrad, wenn die gesamte Weißfläche für Windenergie genutzt wird. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Christ u. a., 2016a,b)

d.h. die gleiche Anzahl an Kreisen besitzt eine Belastung unterhalb und überhalb dieses Wertes. Der Median erhöht sich bei der maximal möglichen Belastung auf den Maximalwert der Ist-Belastung von $7,7 \text{ Einwohner}/\text{km}^2$. Hier liegen 75 % der Kreise bei einer Belastung zwischen $4,39$ und $13,12 \text{ Einwohner}/\text{km}^2$. Der Maximalwert wird im Rhein-Erft-Kreis mit $70,55 \text{ Einwohner}/\text{km}^2$ erreicht. Bei diesem Kreis handelt es sich um einen stadtnahen Kreis bei Köln mit einer verhältnismäßig hohen Bevölkerungsdichte und geringem Flächenpotenzial.

Die Spanne zwischen dem Ist-Belastungsgrad und dem maximalen Belastungsgrad bildet die Grundlage für die Erstellung von Ausbauszenarien unter Berücksichtigung der lokalen Belastung durch Windenergie. Die Definition des Belastungsgrads schafft eine Möglichkeit lokale sozial-ökologische Gegebenheiten in der Szenarienentwicklung und somit in der Modellierung des zukünftigen Energiesystems zu berücksichtigen. Es wird nochmals ausdrücklich darauf hingewiesen, dass der Belastungsgrad nicht die gesellschaftliche Akzeptanz darstellt, sondern lediglich ein Maß der lokalen Belastung durch Windenergie aufzeigt. Auf Basis des Belastungsgrads werden im Kapitel 6 Windausbauszenarien definiert und in die Modellierung des deutschen Stromsystems bis 2050 integriert.

6 Definition und Simulation von Zukunftsszenarien im Strommarktmodell

Gegenstand des folgenden Kapitels ist die Definition von sozial-ökologischen Ausbauszenarien für den Windenergie- und Netzausbau in Deutschland. Diese sind die Grundlage der anschließenden Simulationsrechnungen mit dem Strommarktmodell. Die Auswertung dieser Modellierungen zeigt mögliche Auswirkungen von stärker sozial-ökologisch ausgeprägten Ausbauszenarien auf das Energiesystem im Jahr 2050.

Für den Ausbau von Windenergie an Land werden zwei Ausbauszenarien für das Jahr 2050 definiert. Das sogenannte „ökonomische Szenario“ basiert ausschließlich auf ökonomischen Ausbaukriterien, das andere Szenario „gleichverteilte Belastung“ berücksichtigt sozial-ökologische Faktoren in Form des in Kapitel 5.2.2.3 definierten Belastungsgrades. Hierin wird der Ausbau von Windenergieanlagen so optimiert, dass im Jahr 2050 in allen deutschen Landkreisen der selbe Belastungsgrad vorliegt. Beim Netzausbau werden für die Simulationsrechnungen mit sozial-ökologischen Faktoren drei Ausbauszenarien mit verschiedenen Verzögerungszeiten für jede geplante Trasse für jedes Jahr im Zeitraum von 2015 bis 2039 erstellt. Diese Szenarien basieren auf den aus 13 Fallbeispielen entwickelten Engagements- und Widerstandsraten, die auf jeden Landkreis Deutschlands übertragen wurden.

Das Ergebnis ist der Vergleich zwischen den Ausbauszenarien mit sozial-ökologischen Effekten und den Szenarien ohne diese Effekte. Mit den Simulationsrechnungen werden die Auswirkungen auf das deutsche Stromsystem betrachtet. Konkret werden bei den Simulationsrechnungen mit den Netzausbauszenarien die nicht gedeckte Last, die transportierte Strommenge und die konventionelle Stromerzeugung im Gesamtsystem für den Zeitraum von 2015 bis 2039 analysiert. Bei den Simulationsrechnungen mit den Windausbauszenarien werden die erzeugte Strommenge und die Abschaltungen von erneuerbaren Energien im Jahr 2050 untersucht.

6.1 Erweiterung von renpass zu renpassG!S

Das, an der Europa-Universität Flensburg entwickelte, open source Strommarktmodell renpass (Wiese, 2015) wurde zur Simulation mit der georeferenzierten Datenbank erweitert und heißt nun renpassG!S. Es wurde neu aufgesetzt, um die Vorteile räumlicher Details zu nutzen. Diese Maßnahme fiel mit der Entwicklung eines institutsübergreifenden Energiesystemmodells, innerhalb eines offenen Frameworks (oemof), zusammen. Nachfolgend werden zunächst Aufbau des Frameworks und der Applikation renpassG!S erläutert. Anschließend werden die entwickelten Szenarienparameter beschrieben, danach erfolgt die Auswertung der Simulationsergebnisse.

6.1.1 Open Energy System Modeling Framework (oemof)

Modelle für die Abbildung und Analyse von Energiesystemen haben häufig keinen öffentlich zugänglichen Quelltext, keine frei verfügbaren Daten und sind schlecht dokumentiert. Diese Intransparenz verlangsamt den wissenschaftlichen Diskurs zur Modellqualität bezogen auf bestimmte Aufgabenstellungen. Zudem werden im Bereich der Energiesystemanalyse Modelle häufig nur für eine bestimmte Anwendung entworfen und erlauben keine bzw. nur eine aufwendige Anpassung an andere Anforderungen. Das Open Energy Modelling Framework (OEMOF, 2015) adressiert dieses Problem durch die Bereitstellung eines freien, quelloffenen und sauber dokumentierten Frameworks für die Energiesystemmodellierung. Der transparente Ansatz erlaubt einen fundierten wissenschaftlichen Diskurs über die zu Grunde liegenden Modelle und Daten und verbessert somit die Qualität und Aussagekraft der durchgeführten Analysen. Zudem lässt sein modularer Aufbau die Anpassung an eine Vielzahl von Anwendungszwecken zu. Das Zentrum für nachhaltige Energiesysteme Flensburg (ZNES) entwickelt das Framework gemeinsam mit dem Reiner Lemoine Institut (RLI) in Berlin und der Otto-von-Guericke-Universität (OVGU) Magdeburg. Oemof bietet dabei, in einer Art Baukastensystem, eine Vielzahl von Funktionalitäten, die zur Erstellung von Energiesystemmodellen, in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung genutzt werden können. Hierzu zählt etwa die Simulation der Windenergieeinspeisung einer beliebig wählbaren Region auf Basis von Wetterdaten, die Berechnung des CO₂ minimalen Einsatzes von Biomassekraftwerken oder die Simulation der zukünftigen Energieversorgung in Europa.

Das Framework besteht aus verschiedenen Paketen, die über geeignete Schnittstellen miteinander kommunizieren können. Ein Paket ist eine Sammlung verschiedener Module, die eine definierte Aufgabenstellung in verschiedener Weise lösen. Die Verknüpfung ausgewählter Funktionalitäten durch die Module der einzelnen Pakete wird in

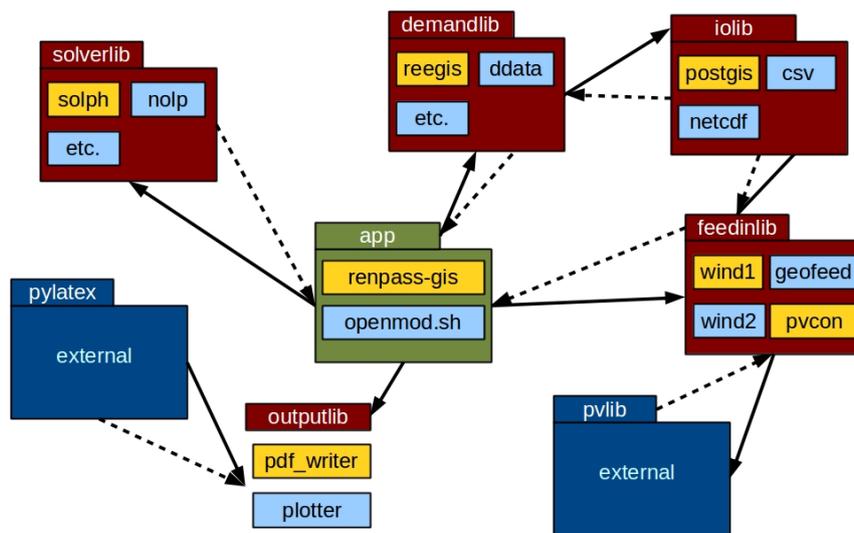


Abbildung 6.1: Konzept des Energiesystemmodellierungsframeworks. Quelle: Europa-Universität Flensburg OEMOF (2015)

oemof als Applikation (App) bezeichnet und stellt beispielsweise ein konkretes Energiesystemmodell dar. Abbildung 6.1 veranschaulicht das zugrunde liegende Konzept. So wird neben anderen beispielsweise auch „renpassGIS“ als Applikation innerhalb des Frameworks entwickelt. Die Endung „GIS“ ergibt sich durch die Erweiterung des Funktionsumfangs, der die Nutzung eines Geoinformationssystems (GIS) umfasst. Somit können im Rahmen der Modellierung auch räumliche Daten genutzt werden. Allgemein ist durch den modularen Ansatz eine Anwendung für sehr unterschiedliche Anwendungszwecke möglich. Die kollaborative Entwicklung und Nutzung eines Frameworks für das Forschungsprojekt „VerNetzen“ bietet verschiedene Vorteile:

- **Synergien** Bei der gemeinsamen Entwicklung können Synergien zwischen den beteiligten Instituten genutzt werden.
- **Kontrolle** Fehler werden aufgrund mehrerer Entwickler und Nutzer schneller identifiziert und behoben.
- **Verbesserung** Die auf oemof basierende Applikation profitiert von Weiterentwicklungen des Frameworks.

Die Modellierung von Energiesystemen mit ihrer Vielzahl an benötigten Objekten folgt innerhalb des Frameworks einer klaren, hierfür entwickelten, Methodik. Dabei lassen sich beliebig komplexe Energiesysteme stets auf die gleichen Grundbausteine zurückführen. Diese bilden zusammen wiederum eine universelle Grundstruktur. Eine Entität (Entity) stellt entweder eine Sammelschiene (Bus) oder eine Komponente (Component) dar. Ein Bus steht dabei in Verbindung mit einer oder mehreren Komponenten. Zudem ist er durch einen eindeutigen Bezeichner und Typ (z.B. Elektrizi-

tät, Gas, Wärme) charakterisiert. Komponenten können Ressourcen aus einem Bus entnehmen oder zu diesem hinzufügen. Alle Entnahmen aus einem Bus stellen dabei die Eingangsgrößen für Komponenten dar. Analog dazu stellen alle Eingangsgrößen eines Busses wiederum die Ausgangsgrößen von Komponenten dar. Eine Komponente steht immer in Verbindung mit einem oder mehreren Bussen. Aufgrund ihrer Eigenschaften werden Komponenten in verschiedene Untertypen aufgeteilt. Ein Wandler (Transformer) hat einen Eingang und einen Ausgang. Eine Gasturbine z.B. entnimmt aus einer Sammelschiene des Typs Gas und speist in eine Sammelschiene des Typs Elektrizität ein. Wandler verfügen zudem über zusätzliche Informationen, die in Übertragungsfunktionen genutzt werden können. Bei einer Gasturbine z.B. kann mit Hilfe des Wirkungsgrades eine Beziehung zwischen dem Ressourcenverbrauch (Eingang) und der bereitgestellten Endenergie (Ausgang) modelliert werden. Eine Senke (Sink) verfügt stets über genau einen Eingang und hat keinen Ausgang. Mit diesen Objekten können einzelne Verbraucher wie bspw. Haushalte dargestellt werden. Eine Quelle (Source) verfügt über genau einen Ausgang und hat keinen Eingang. Auf diese Weise können beispielsweise Windenergie- oder Photovoltaikanalagen modelliert werden. Objekte des Typs Transport verfügen wiederum wie Transformer über einen Eingang und einen Ausgang. Allerdings haben hier die dazugehörigen Sammelschienen immer denselben Typ (z.B. Elektrizität). Mit Objekten dieses Typs können so bspw. Stromleitungen modelliert werden. Komponenten und Busse lassen sich zu einem Energiesystem verbinden. Die Verbindung der Busse untereinander als sogenannte Knoten (Nodes) erfolgt über Kanten (Edges), welche die Eingänge und Ausgänge der Entitäten darstellen. Ein so erstelltes Modell lässt sich mathematisch als bipartiter Graph interpretieren, da Sammelschienen ausschließlich mit Komponenten verbunden sind und umgekehrt. Die Ein- und Ausgänge der Komponenten stellen dabei die (gerichteten) Kanten des Graphs dar. Die Busse selbst entsprechen den Knoten.

Neben der Möglichkeit zur Verwendung von Basiskomponenten, besteht die Möglichkeit auf deren Grundlage speziellere Komponenten zu erstellen und diese innerhalb der Modellierung einzusetzen. Abbildung 6.2 illustriert den Aufbau eines einfachen Energiesystems auf Basis der zuvor erläuterten Grundstruktur. Das Framework ist in Python programmiert und stellt unter Zuhilfenahme diverser Module für wissenschaftliche Anwendungen (Mathematische Optimierung, Netzwerkanalyse, Datenanalyse) im Zusammenhang mit einer PostgreSQL/PostGIS Datenbank eine Vielzahl an mächtigen Funktionalitäten bereit. Es handelt sich um eine Zusammenstellung von Python-Modulen, die in Form von Paketen gruppiert werden. Um das Framework möglichst zugänglich zu gestalten, ist jedes Modul ausführlich dokumentiert. Dies stellt zudem die Nachvollziehbarkeit der durchgeführten Analysen sicher.

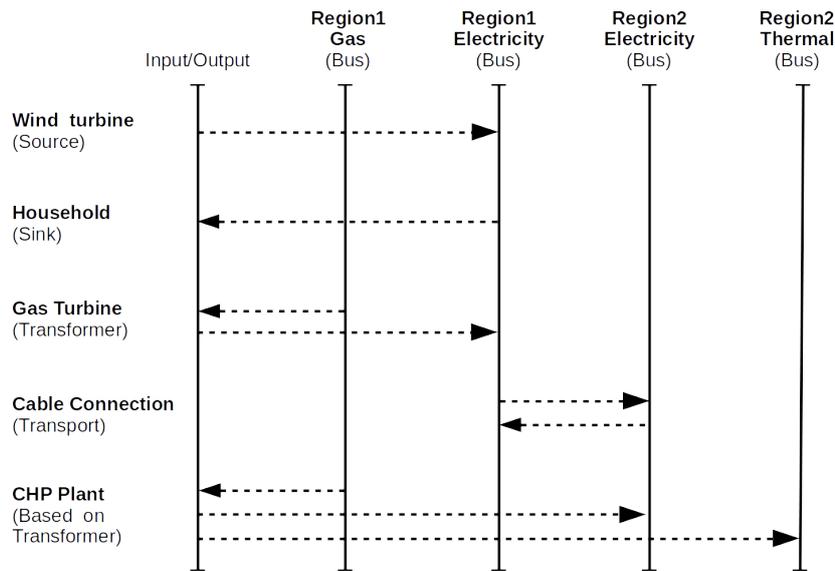


Abbildung 6.2: Modellierung eines einfachen Energiesystems innerhalb des Frameworks. Quelle: Europa-Universität Flensburg OEMOF (2015)

6.1.2 Entwicklung der Applikation renpassG!S

RenpassG!S ist die Neuentwicklung der Simulation renpass, die am ZNES Flensburg vorangetrieben wird. Diese wurde, anders als das Programm renpass (Renewable Energy Pathways Simulation System) in der objektorientierten Programmiersprache python entwickelt. Die Applikation ermöglicht die Abbildung zukünftiger Entwicklungen innerhalb des europäischen Stromversorgungssystems mit hoher regionaler und zeitlicher Auflösung. Grundlage hierfür ist die Verknüpfung mit einer Datenbank, mit der die umfangreichen Daten zukünftiger Energieszenarien verwaltet werden. Die räumliche Auflösung dieser Daten ist bestimmt durch das Mehr-Regionen-Stromsystem. Während Deutschland aus 21 Regionen besteht, werden die Nachbarstaaten Deutschlands und Norwegen in den entwickelten Szenarien über je eine Energieregion abgebildet. Abbildung 6.3 zeigt die innerhalb der Applikation gebildeten Regionen. Die hier genutzte Einteilung des deutschen Stromsystems in 21 Regionen geht zurück auf eine Netzstudie der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) aus dem Jahr 2010 (dena, 2010).

Die Modellierung erfolgt ausgehend von dem Jahr 2014 bis in das Jahr 2050. Als Grundannahmen werden hierbei stündlich aufgelöste Wetterdaten und ENTSO-E Lastzeitreihen aus dem Jahr 2011 verwendet. Dabei werden die Lastzeitreihen regional auf den jeweiligen zukünftigen regionalen Verbrauch skaliert.

Ausgehend von einer Gesamtperspektive werden z.B. Kraftwerksleistungen, variable Kosten der Stromerzeugung und interregionale Austauschkapazitäten bestimmt.



Abbildung 6.3: Regionale Auflösung der Applikation renpassG!S. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

Diese Annahmen werden in den im Projekt definierten Szenarien mit Beginn im Jahr 2014 fortgeschrieben. Zusätzlich werden sowohl die Primärenergieträger -als auch die CO₂-Kosten in zeitlicher Auflösung betrachtet. Möglichkeiten eines Transshipments, also eines Ausgleichs der Strommengen, zwischen den verwendeten Regionen werden mit Nettoübertragungskapazitäten dargestellt.

Ziel der Applikation ist die Optimierung von Kraftwerks- und Speichereinsatz zum Auffinden der kostenminimalen Lösung pro Szenariojahr. Deshalb werden die Gas-, Stein- und Braunkohle-, Atom- und Biomassekraftwerke in den Regionen flexibel eingesetzt. Dabei ist nur die Biomasseverfügbarkeit regional beschränkt, andere Primärenergieträger sind theoretisch unbegrenzt einsetzbar. Da eine Lastunterdeckung mit extremen Kosten verbunden ist, würde diese Option für ein kostenminimales Ergebnis im Optimierungsprozess zuletzt gewählt.

Die stündlichen Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Kraftwerke, wie die Laufwasser- und die geothermischen Kraftwerken sowie die Photovoltaik- und Windkraftanlagen sind festzulegende Parameter. Für Windenergie und Photovoltaik werden die mit

den python - Paketen pvlib und feedinlib berechnet (pvlib python, 2015; feedinlib, 2015).

Um die zukünftig steigende Auslastung von Onshore-Windkraftanlagen abzubilden, werden einzelne Spezifikationen im Zeitverlauf angepasst. Zur Berücksichtigung von technischen Entwicklungen werden die Höhe und der Rotordurchmesser der Anlagen bis zum Jahr 2050 erhöht.

Die Applikation kann verschiedene Solver, bspw. den glpk - Solver, für das Auffinden der optimalen Lösung nutzen. Alle Ergebnisse werden automatisch, unter Angabe des Szenarionamens und -jahres, auf der Festplatte gespeichert und können anschließend ausgewertet werden.

6.2 Szenarientwicklung

6.2.1 Definition allgemeiner Szenarioparameter

Zur Darstellung der Entwicklung der installierten Leistung verschiedener Technologien in Deutschland und den angrenzenden Ländern, wurden verschiedene Szenarien erstellt. Neben dem konventionellen Kraftwerkspark, werden die Erneuerbaren Energien mit der Unterteilung in onshore- und offshore-Wind, Photovoltaik, Geothermie, Biomasse und Laufwasserkraftwerke abgebildet. Die installierten Kapazitäten der Jahre 2014 bis 2050 beziehen sich auf den Szenarioannahmen im Jahr 2050. Sie werden zeitlich und räumlich in der Modellregion verteilt. Grundannahme für die Höhe des Stromverbrauchs im Jahr 2050 ist der Status Quo im Jahr 2014 (ENTSO-E, 2014b). Hierbei wird davon ausgegangen, dass dieser aufgrund von Ausgleichseffekten zwischen Demand-Side-Management, Elektromobilität und Energieeffizienzmaßnahmen konstant bleibt. Im Folgenden werden die zugrundeliegenden Daten für jede, im Rahmen der Szenariodefinition, verwendete Technologie beschrieben und ihre zeitliche und räumliche Verteilung erläutert.

Die derzeit in Deutschland installierte Gesamtleistung erneuerbare Energien entspricht den Angaben im EEG-Anlagenregister, vom Stand November 2014 (energymap.info, 2015). Durch die Verwendung der BnetzA-Kraftwerksliste (BNetzA, 2014e) werden die installierten konventionellen Kraftwerke und die Wasserkraftwerke berücksichtigt. Angaben zur installierten Leistung in den Nachbarländern basieren auf den Eurostat-Daten, vom Stand 2013 (eurostat, 2015). Dort nicht enthalten sind die Angaben für die Länder Schweiz und Norwegen. Die in 2014 installierten Leistungen in der Schweiz basieren daher auf der Schweizer Gesamtenergiestatistik (BFE, 2015) sowie der Statistik der Wasserkraftwerke der Schweiz (BfE, 2015). Die

installierten Leistungen in Norwegen wurden der Dissertation “Rolle der Norwegischen Wasserkraftwerke in zukünftigen Erneuerbaren Energiesystemen” entnommen (Bökenkamp, 2014).

6.2.1.1 Basisszenario

Grundlage des im Projekt verwendeten Basisszenarios für Deutschland ist das Szenario A aus der Leitstudie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und vom Fraunhofer IWES aus dem Jahr 2012 (Nitsch u. a., 2012). Basis für die Parameter der Nachbarländer ist das Szenario A aus der Langzeitstudie „EU Longterm Scenarios 2050“ des Fraunhofer ISI (Pfluger u. a., 2011). Hierin wird der als „hydro“ bezeichnete Ausbau auf Pumpspeicher und nicht auf Laufwasserkraftwerke bezogen. Daher werden die fehlenden Angaben für Laufwasserkraftwerke und darüber hinaus für Biomasse für Norwegen separat festgelegt. Weiterhin wurde in Norwegen kein Wind- und Solarausbau angenommen (Bökenkamp, 2014). In Tabelle 6.1 sind in den Anrainerstaaten Deutschlands alle Annahmen für die installierten EE-Leistungen im Jahr 2050 abgebildet.

Tabelle 6.1: Installierte Leistung Erneuerbare Energien der Anrainerstaaten in GW im Jahr 2050

Land	Wind onshore <i>GW</i>	Wind offshore <i>GW</i>	PV <i>GW</i>	Bio- masse <i>GW</i>	Geo- thermie <i>GW</i>	Wasser- kraft <i>GW</i>	Pump- speicher <i>GW</i>
DK	5,1	2,6	0,571	3,1	0	0,009	0,87
SE	20,3	1,9	0,043	3,2	0	16.395	3,317
PL	43,1	0,6	0,002	4,6	0	0,573	4,517
CZ	12	0	11,4	1	0	1,08	2,453
AT	3,2	0	1,1	1,5	0,001	8,038	4,022
CH	0,4	0	4,4	0	0	4,828	2,108
FR	59,3	12,9	33,8	9,4	0,002	18,198	3,429
LU	0,6	0	1,2	0,1	0	0,034	1,196
BE	4,4	6,7	2,912	2,6	0	0,119	0,317
NL	16,3	10	7,8	3,2	0	0,037	1,342
NO	0,001	0	0	3,4	0	23	24,344

Länderkürzel nach ISO-3166

6.2.1.2 VerNetzen-100 Szenario

Das erstellte Vernetzen-100 Szenario, mit dem Ziel einer vollständigen erneuerbaren Energieversorgung baut auf den Angaben im o.g. Basisszenario auf. Da der dortige Ausbau keine 100-prozentige Deckung der Stromnachfrage gewährleistet, werden die Wind- und PV-Leistungen erhöht. Neben der reinen Leistungserhöhung gilt

die grundlegende Annahme, dass in einem Energiesystem mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien die Summe der Stromproduktion über der des Strombedarf liegen sollte (Bökenkamp, 2014). In einem stabilem Energiesystem muss ein angemessenes Verhältnis bei 1,3 liegen (Alonso u. a., 2011). Mit der Annahme eines gleichbleibenden Stromverbrauchs und der angenommenen Stromproduktion im Jahr 2050, werden die Leistungsangaben aus dem Szenario A der Leitstudie entsprechend erhöht. Das Verhältnis von 1,3 wird erreicht, indem die Kapazitäten von Wind onshore um Faktor 2, von Wind offshore um Faktor 1,5 und die von Photovoltaik um Faktor 2 erhöht werden. Tabelle 6.2 zeigt im Vergleich die Angaben der installierten Leistungen im Basisszenario der Leitstudie und im VerNetzen-100 Szenario für Deutschland im Jahr 2050.

Tabelle 6.2: Basisszenario und VerNetzen-100 Szenario: Installierte Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2050

Erneuerbare Energien	Basisszenario	VerNetzen-100 Szenario
	GW	GW
Wind onshore	50,8	101,6
Wind offshore	32	48
Photovoltaik	67,2	134,4
Biomasse	10,4	10,4
Geothermie	3,0	3,0
Wasserkraft	5,2	5,2
Pumpspeicher	5,8	5,8

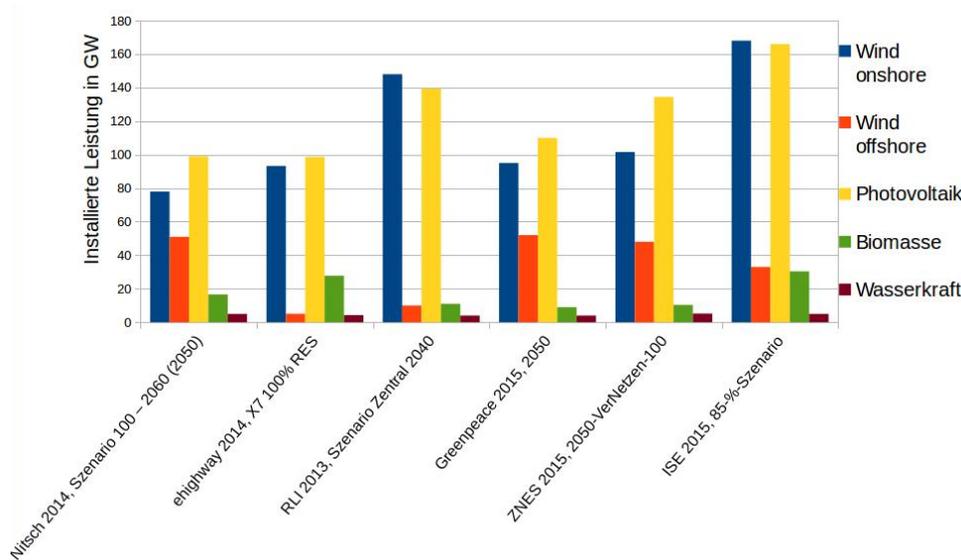


Abbildung 6.4: Szenarienvergleich der installierten Leistung EE in 2050 verschiedener Studien. Quelle Vergleichstudien: ENTSO-E (2015); Greenpeace (2015); Nitsch (2014); RLI (2013); Henning u. Palzer (2015)

In Abbildung 6.4 sind die Annahmen installierter Leistungen von Wind on- und offshore, Photovoltaik, Biomasse und Wasserkraft aus fünf 100 % Studien und denen des Vernetzen-100 Szenarios für das Jahr 2050 nebeneinander gestellt. Die für das Vernetzen-100 Szenario angenommene Leistung Wind onshore wird im Vergleich von zwei Szenarien deutlich übertroffen und ist mit drei Szenariowerten vergleichbar. Beim Ausbau der Wind offshore Leistung treffen zwei weitere Studien ähnlich hohe Annahmen wie im Vernetzen-100 Szenario. Auch für den Ausbau PV treffen nur zwei weitere Studien höhere Annahmen. Im Bereich Biomasse sind die geschätzten Ausbauleistungen in allen Studien gering, die Vernetzen-100 Annahmen gehören allerdings zu den geringsten. Die Ausbaupotentiale der Wasserkraft werden in allen Studien gering eingeschätzt.

6.2.1.3 Erneuerbare Energien

Je nach Energieträger erfolgt die räumliche und zeitliche Verteilung der installierten Leistungen mit unterschiedlichen Methoden, die nachfolgend kurz beschrieben sind.

Wind onshore Die Verteilung der installierten Windleistung erfolgt auf Ebene der Landkreise, die Szenarien hierfür werden im anschließenden Kapitel 6.2.3 ausführlich beschrieben. Die Leistung in den Nachbarländern wurde mit einer linearen Interpolation zwischen dem Status quo und der Kapazität in 2050 berechnet.

Wind offshore Die installierte offshore-Windkapazität in Deutschland wird zwischen drei geographischen Regionen verteilt, zwei in der Nordsee und eine in der Ostsee. Hierbei sind die beiden Regionen der Nordsee anhand ihrer Netzanschlusspunkte in eine in Region Schleswig-Holstein und eine an der Niedersächsischen Küste aufgeteilt (Wiese, 2014). Da diese Regionen keine eindeutige Bezeichnung in der Statistik der europäischen Union (NUTS-ID) haben, wurden sie manuell bestimmt: die südliche Nordseeregion mit „DEow19“, die nördliche Nordseeregion mit „DEow20“ und die Ostseeregion mit „DEow21“. Die derzeit installierte Leistung in diesen Regionen ist den Angaben der Windguard 2014 (DWG, 2014) entnommen. Betrachtet wurde die installierte Leistung von Offshore Windenergieanlagen mit und ohne Netzeinspeisung (Nordsee: mit Netzeinspeisung 998,4 MW, ohne Netzeinspeisung 1180,7 MW; Ostsee: mit Netzeinspeisung 50,8 MW, ohne Netzeinspeisung 122,4 MW). In den Nachbarländern wird derzeit eine offshore Windleistung von Null angenommen. Die Aufteilung der festgelegten installierten offshore Windleistung auf die drei Regionen im Jahr 2050 beträgt 80 % Nordsee und 20 % Ostsee und entspricht dem offshore Netzentwicklungsplan 2014 (50Hertz Transmission GmbH u. a., 2014b). Durch die Aufteilung der Nordsee in zwei Regionen ergibt dies eine Verteilung von jeweils

40 % und 20 % für die Ostseeregion. Dementsprechend wird die installierte Leistung im Jahr 2050 in diesem Verhältnis auf die Regionen verteilt und wird ab 2014 linear interpoliert. Zusätzlich zum Leistungsausbau wird die Netzkapazität zwischen den Regionen und dem Festland äquivalent erhöht. Im Basisszenario sind im Jahr 2050 in Deutschland insgesamt 32 GW offshore Wind installiert.

Photovoltaik, Geothermie Die zu installierende Photovoltaik- und Geothermieleistung wird in allen Regionen proportional zur existierenden Leistung über die Jahre verteilt. Demzufolge wird auch zukünftig nur in den Regionen Photovoltaik und Geothermie installiert sein, in denen bereits heute Kapazitäten bestehen. In den Ländern, bei denen die PV-Zielwerte der Langzeitstudie des Fraunhofer ISI bereits unterhalb des Status Quo der Eurostat-Daten liegen, werden die Zielwerte angepasst worden. Dies betrifft vor allem Länder, für die in der Langzeitstudie keine Ausbauziele angenommen wurden. In den Anrainerstaaten wurde kein Ausbau der Geothermie festgelegt, weil hier keine Angaben aus der Langzeitstudie entnommen werden können und auch weiterhin von geringen Potenzialen ausgegangen werden kann.

Biomasse Im Basisszenario sind in Deutschland 10,4 GW Leistung aus Biomasse installiert. Diese wurde für den Zeitraum von 2014 bis 2050 proportional zur installierten Leistung in den Landkreisen Deutschlands verteilt. In den Nachbarländern wurde ausgehend vom derzeitigen Ausbau linear bis zum Zielwert in 2050 interpoliert. Zudem kann die Menge nutzbarer Biomasse mit einem jährlichen Maximalwert limitiert werden. Die Menge bezieht sich auf die Biomasse, die zur Stromerzeugung verwendet wird. Mit den installierten Leistungen und den vorgegebenen maximalen Volllaststunden werden die Biomassenmengen zur Stromerzeugung pro Land definiert und begrenzt. Für Deutschland ist für 2050 in der Leitstudie eine Stromproduktion aus Biomasse von 89,3 GWh angegeben, bezogen auf die installierte Leistung von 10,4 GW ergibt sich eine Volllaststundenzahl von 5.710 Stunden. Die nutzbare Menge Biomasse in den VerNetzen Szenarien bezieht sich die auf diese Volllaststundenzahl.

Die Wirkungsgrade der Biomasseanlagen werden anhand der eingesetzten Energieträger (flüssig, gasförmig, fest) und mit der Annahme von 100 % KWK-Anlagen im Jahr 2050 definiert. Bei einer Nutzung von 70 % Biogas und 30 % Biomasse liegt der durchschnittliche Wirkungsgrad bei 38 % im Jahr 2015 und 42 % in 2050 (Energinet.dk, 2012). Zwischen den Jahren wurde der Wirkungsgrad linear interpoliert.

Wasserkraft Zur Ermittlung der derzeit installierten Leistung von Laufwasserkraftwerken in Deutschland wurden die Laufwasserkraftwerke aus der Kraftwerksliste der BNetzA und die EEG-vergüteten Laufwasserkraftwerke im EEG-Anlagenregister pro Kreis erhoben. Zusätzlich wurde die, regional nicht zuordenbare Leistung in der

Kraftwerksliste von 217 MW, der nicht EEG-Anlagen kleiner 10 MW, proportional verteilt. Danach erfolgte die Verteilung der bis 2050 zu installierenden Leistung proportional zum derzeitigen Ausbau. Da es sich hierbei nur um eine geringfügige Leistungssteigerung handelt, die primär auf Effizienzsteigerungen beruht. In den Nachbarländern wurde kein weiterer Ausbau der Laufwasserkraft angenommen, abgesehen von Norwegen, mit 4,2 GW geplanter Laufwasserkraftwerke bis zum Jahr 2050 (Bökenkamp, 2014). Zusätzlich dazu wurden die norwegischen Wasserkraftwerke ohne Pumpleistung, mit einer Gesamtkapazität von 23 GW, betrachtet.

6.2.1.4 Speicher

Die Annahmen zum Ausbau der Speichertechnologien im Jahr 2050 ist größtenteils angelehnt an Cebulla (2015a,b). Dabei wurden getroffene Annahmen mit Hilfe der Studien von Pape u. a. (2014); Energinet.dk (2012); AEE (2012); Fuchs u. a. (2012) verifiziert. Betrachtete Speichertechnologien sind Pumpspeicherkraftwerke (PSW), adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (A-CAES), Wasserstoffspeicher auf Basis von Salzkavernen, Lithium-Ionen- sowie Redox-Flow-Batterien.

Die Parametrierung der verschiedenen Speichertechnologien erfolgt über die installierte Ein- und Ausspeicherleistung, die damit verbundenen Wirkungsgrade, die Speicherkapazität sowie die Selbstentladung des Speichers. Im Rahmen der Szenarioerstellung sind die Ein- und Ausspeicherleistung und die entsprechenden Wirkungsgrade im Betrag gleich. Darüber hinaus wird die Kapazität der jeweiligen Speichertechnologien über einen angenommenen C-Faktor skaliert, der sich an den Angaben in AEE (2012) orientiert. Mit Bezug zur gleichen Quelle kann die Selbstentladung im Rahmen der Berechnungen vernachlässigt werden. Derzeit installierte Leistungen der einzelnen Technologien entsprechen den Werten aus dem Jahr 2014. Bei Wasserstoffspeichern, Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Batterien wird davon ausgegangen, dass derzeit keine nennenswerten Leistungen installiert sind. Bei den Werten von Pumpspeicherkraftwerken hingegen werden die Einträge in der Datenbank des Energiesystemsimulationsmodells „renpass“ (Wiese, 2015; Bökenkamp, 2014) genutzt, die eine passende regionale Aufteilung der Anlagen beinhalten. Außerdem wird das derzeit einzige bestehende Druckluftspeicherkraftwerk, im niedersächsischen Huntorf, zugeordnet.

Für die Entwicklung der zukünftigen Ausbaupfade der einzelnen Technologien gilt die Annahme, dass die in Cebulla (2015a) berechneten Ausbaukapazitäten im Jahr 2050 in der entsprechenden Region erreicht werden. Diese decken sich, zumindest in grober Näherung, mit dem berechneten langfristigen Speicherbedarf der einzelnen Länder in Pape u. a. (2014) und gelten daher als plausibel. Insgesamt werden in

Cebulla (2015a) mehrere Speicheroptionen betrachtet, während in Pape u. a. (2014) nur Batterie- und Wasserstoffspeicher analysiert werden. Allerdings ist die regionale Auflösung in Cebulla (2015a) durch aggregierte Regionen geringer. Insgesamt umfasst die regionale Auflösung zehn Regionen, wobei Deutschland mit weiteren 20 Unterregionen detaillierter abgebildet ist. Zudem werden mehrere Länder in weiteren vier Modellregionen zusammengefasst. So beinhaltet die Region „Alpen“ die Länder Schweiz und Österreich, die Region „Norden“ die Länder Finnland, Schweden und Norwegen, die Region „East“ die Länder Polen, Tschechien und Slowakei und die Region „BeNeLux“ die BeNeLux-Staaten. Die Verteilung der Speicherleistung im Jahr 2050 von diesen aggregierten Regionen auf die darin enthaltenen Länder setzt daher einen geeigneten Ansatz voraus. Hierfür gilt, die Installation von Speichertechnologien erfolgt an Orten mit entsprechend hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Die Verteilung erfolgt deshalb über den jeweiligen prozentualen Anteil installierter Wind- und Photovoltaikleistung im Jahr 2050 im Verhältnis zur Gesamtregion. Die Berechnung des Ausbaupfades der jeweiligen Technologie erfolgt anschließend linear ab Jahr 2014.

6.2.1.5 Konventioneller Kraftwerkspark

Der Ausbau bzw. Fortbestand der konventionellen Kraftwerke für Deutschland basiert auf der Datenbank der aktuellen Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2014e). Da diese Liste zum Teil unvollständig bzw. inkonsistent ist, wurden Annahmen getroffen um die Liste zu vervollständigen. In die Simulationen fließen folgende Kraftwerkstypen und Rohstoffe ein:

- Gas: Gasturbine (gt), Kombikraftwerk (cc), KWK-Anlage (chp)
- Steinkohle: Dampfturbine (st), KWK-Anlage (chp)
- Braunkohle: Dampfturbine (st), KWK-Anlage (chp)
- Uran: Dampfturbine (st)
- Müll: KWK-Anlage (chp)

Alle KWK-Anlagen mit einer Kapazität über 300 MW laufen stromgeführt, die restlichen wärmegeführt. Ölkraftwerke sind nicht mehr Bestandteil des Kraftwerksparks, da diese größtenteils nur wenige Stunden im Jahr laufen und zukünftig nicht mehr verwendet werden. Alle Kraftwerke aus der BnetzA-Kraftwerksliste mit dem Hauptrohstoff Abfall sind zusammengefasst als KWK-Müllverbrennungsanlagen. Der konventionelle Kraftwerkspark der Anrainerstaaten basiert auf Daten von Eurostat, die

vom Potsdamer Institut für Klimafolgenforschung aufgearbeitet wurden (Nahmacher u. a., 2014).

Wirkungsgrade Die Bestimmung der elektrischen Wirkungsgrade der einzelnen Kraftwerkstypen in Deutschland erfolgte anhand der Altersstruktur der Anlagen. Hierfür wurde eigens eine Literaturrecherche durchgeführt. Anschließend konnten allen bestehenden und zukünftigen Kraftwerken, mit Hilfe einer Regressionsgleichung, altersabhängige Wirkungsgrade zugewiesen werden. Die Datengrundlage an der Regression umfasst folgende Literatur: Schu u. Leithner (2008); BMWI (1999); Wissel u. a. (2010); Spiegel (2000); UBA (2009); Lutsch u. a. (2004a,b); Energinet.dk (2012). Bei Müllverbrennungsanlagen wird keine Regression angewandt, sondern der Wirkungsgrad aller Anlagen auf 26 % gesetzt. Für Atomkraftwerke wird ein Wirkungsgrad von 36 % angenommen (Wissel u. a., 2010). Eine Zuordnung altersspezifischer Wirkungsgrade in den Anrainerstaaten war aufgrund der fehlenden Daten zu den Inbetriebnahmejahren der Kraftwerke nicht möglich. Aus diesem Grund wurden durchschnittliche Wirkungsgrade verwendet, wobei bei Stein- und Braunkohle-Kraftwerken ein Mittelwert aus neuen und alten Anlagen gebildet wurde (Nahmacher u. a., 2014).

Zur Modellierung wurden alle Einzelanlagen für alle Jahre von 2014 bis 2050 entsprechend der installierten Leistung jedes Kraftwerkstyps in Wirkungsgradklassen pro Modellregion aufsummiert. Die Wirkungsgradklassen wurden für jeden Rohstoff- und Kraftwerkstyp in 5 % Schritten erstellt. Tabelle 6.3 zeigt die Aufteilung der Wirkungsgradklassen.

Tabelle 6.3: Wirkungsgradklassen konventioneller Kraftwerke

Gas (cc)	Gas (gt)	Gas (chp)	Stein- kohle (st)	Stein- kohle (chp)	Braun- kohle (st)	Braun- kohle (chp)	Uran (st)	Müll (chp)
(0.55,0.6]	(0.3,0.35]	(0.45,0.5]	(0.35,0.4]	(0.3,0.5]	(0.3,0.35]	(0.3,0.35]	(0.35,0.4]	(0.25,0.3]
	(0.35,0.4]	(0.5,0.55]	(0.4,0.45]	(0.35,0.4]	(0.35,0.4]			
	(0.4,0.45]		(0.4,0.45]		(0.4,0.45]			
					(0.45,0.5]			

Quelle: Eigene Berechnungen basieren auf (Schu u. Leithner, 2008; BMWI, 1999; Wissel u. a., 2010; Spiegel, 2000; UBA, 2009; Lutsch u. a., 2004a,b; Energinet.dk, 2012)

Technische Nutzungsdauer Zur Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland bis 2050 wurde die technische Nutzungsdauer der Anlagen bestimmt. Tabelle 6.4 bildet die Grundlage der Annahmen für die Lebensdauer je nach Kraftwerkstyp, basierend auf Konstantin (2007).

Tabelle 6.4: Technische Nutzungsdauer konventioneller Kraftwerke

Brennstoff	Jahr
Gas (cc)	25
Gas (gt)	25
Steinkohle	35
Braunkohle	35
Uran	50
Müll	20

Quelle: Konstantin (2007).

Die Kraftwerke mit Abschaltdatum in der BnetzA-Kraftwerksliste werden in dem entsprechenden Jahr abgeschaltet. Alle anderen Kraftwerke werden, entsprechend ihrer technischen Nutzungsdauer in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmejahr abgeschaltet. Atomkraftwerke werden bis spätestens 2022 abgeschaltet und Braunkohlekraftwerke gehen spätestens im Jahr 2030 vom Netz.

In den Anrainerstaaten waren Annahmen, zum Rückbau des konventionellen Kraftwerksparks anhand der technischen Nutzungsdauern, aufgrund fehlender Inbetriebnahmejahre, nicht möglich. Darum wurde die Basis des deutschen Rückbaus angenommen, zu der sich die ausländischen Kapazitäten linear verhalten. So wurde anhand des jährlichen prozentualen Rückbaus eine lineare Regression für die Nachbarländer durchgeführt. Hierbei sind die Annahmen zum Atom- und Kohleausstieg nicht übernommen worden.

6.2.1.6 Netzstruktur

Die Modellierung der Netzstruktur erfolgt analog zum Kraftwerkspark mit einer hohen Detailtiefe in Deutschland und einer angepassten Auflösung für die weiteren europäischen Länder. Zum jetzigen Entwicklungsstand der Applikation werden alle Leitungen auf Höchstspannungsebene erfasst. Die Netzentwicklung innerhalb Deutschlands umfasst alle Vorhaben des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG, 2009) und alle Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG, 2013; BNetzA, 2014d). Die Bestandsdaten des deutschen Stromnetzes stützen sich auf Ergebnisse des Forschungsprojektes SciGRID (2015), das über die openstreetmap-Plattform Daten sammelt, strukturiert und als georeferenzierte Datensätze zur Verfügung stellt. Diese wurden zudem um weitere Trassen aus der Netzkarte der ENTSO-E (2014a) erweitert. Hiermit werden bei der Modellierung des Stromnetzes alle aktuell öffentlich zugänglichen Daten berücksichtigt. Im Rahmen der Modellierung werden die verfügbaren Kapazitäten zwischen den Austauschre-

gionen (dispatch-regions) betrachtet, die auf Basis der Netzstruktur berechnet werden.

6.2.1.7 Weitere Parameter

Ein Großteil der im Projekt verwendeten CO₂ Emissionsfaktoren basiert auf den Angaben des Bundesumweltamtes (UBA, 2005). Ausgenommen sind der Faktor von Müll, der dem IPCC Report von 2006 (IPCC, 2006) entnommen wurde und der Faktor von Biomasse, der auf Annahmen von DEFRA basiert, und den gesamten Produktionszyklus umfasst (defra, 2012). Die Tabelle 6.5 enthält eine Übersicht aller verwendeten CO₂ Emissionsfaktoren.

Tabelle 6.5: CO₂ Emissionsfaktoren

Brennstoff	Emissionsfaktor <i>tCO₂/GJ</i>
Gas	0,0559
Steinkohle	0,0934
Braunkohle	0,1051
Öl	0,0733
Uran	0,00
Müll	0,0917
Biomasse	0,002

Quelle: UBA (2005); IPCC (2006); defra (2012).

Der Großteil der fixen und variablen Kostenannahmen der Kraftwerke basieren auf Daten von Wissel u. a. (2010). Kosten von Gasturbinen wurden von Nahmmacher u. a. (2014) und Kosten für Müllverbrennungs- und Biogasanlagen wurden von Energinet.dk (2012) entnommen. In Tabelle 6.6 sind die angenommenen O&M Kosten aller Kraftwerke aufgelistet.

Die Entwicklung aller Rohstoff- und CO₂-Preise im Zeitraum von 2014 bis 2050 basiert auf den Annahmen von mittleren Preissteigerungen (Szenario „mid“). Die Preisentwicklungen von Steinkohle, Gas, Öl und CO₂ basieren auf den Annahmen in der Leitstudie. Alle Annahmen für weiterer Brennstoffe, nutzen andere Quellen, die in Tabelle 6.7 für den jeweiligen Brennstoff aufgeführt sind. Tabelle 6.7 zeigt alle Preise mit dem Eurowert des Basisjahrs 2014, die mit der Barwertmethode und den jährlichen Inflationsraten bestimmt wurden. Zur Modellierung wird eine lineare Preisentwicklung zwischen 2014 und 2050 angenommen.

Tabelle 6.6: O&M Kosten der Kraftwerke

Brennstoff	Kraftwerkstyp	opex_fix <i>Euro/MW/a</i>	opex_var <i>Euro/MWh</i>
Gas	cc	19000	2,0
Gas	gt	24000	0,5
Gas	chp	19000	2,0
Steinkohle	st, chp	35000	4,0
Braunkohle	st, chp	39000	4,4
Uran	st	55000	0,5
Müll	chp	16500	23
Biomasse	biomass	29000	3,9
Wind Onshore	onshore	50000	0
Wind Offshore	offshore	120000	0
Solar	solar	29000	3,9

Quelle: Wissel u. a. (2010); Nahmmacher u. a. (2014); Energinet.dk (2012).

6.2.2 Definition Netzausbauszenarien

Die Entwicklung der Netzausbauszenarien basiert auf einem Trassenfindungsalgorithmus, mit dem Verzögerungszeiten für Trassenabschnitte bestimmt werden. Daneben kann damit auch der Verlauf zukünftiger Trassen festgelegt werden. Szenarien mit exakten Trassenverläufen sind aber vor allem bei detaillierten Simulationen von Stromnetzen notwendig. Grundlage der Simulationen in renpassG!S ist ein so genanntes Transshipment Modell. Da die Berechnungen mit Netzkapazitäten zwischen aggregierten Austauschregionen durchgeführt werden, sind keine exakten Trassenverläufe notwendig. Deshalb wurden mit dem Trassenfindungsalgorithmus nur die Verzögerungszeiten aller Trassen und nicht ihr Verlauf bestimmt. Insgesamt wurden drei Netzausbauszenarien mit verschiedenen Verzögerungszeiten der Stromtrassen erstellt. Die ermittelten Inbetriebnahmezeitpunkte der Vorhaben wurden, für die Modellrechnungen, anschließend auf die Kapazitäten der Austauschregionen übertragen. Nachfolgend wird die gesamte Funktionsweise des Trassenfindungsalgorithmus erläutert, da die entwickelte Methodik in Modellen mit detaillierten Strominfrastrukturen auch zur Simulation von Netzflüssen genutzt werden kann.

6.2.2.1 Trassenfindung zur Szenarioentwicklung

Grundlage des Trassenfindungsalgorithmus sind die ermittelten Verzögerungszeiten und die Flächenanteile der geografischen Objekte je Rasterfeld. Gesetzlich-planerische Bedingungen sowie Annahmen zur gesellschaftlichen Akzeptanz werden durch die Entnahme entsprechender Rasterfelder integriert. Die bisher verwendeten Kriterien

Tabelle 6.7: Rohstoffpreise 2014 und 2050: Szenario „mid“

Brennstoff	Szenario	Preis 2014	Preis 2050	Quelle
		<i>Euro/GJ</i>	<i>Euro/GJ</i>	
Gas	mid	6,71	11,54	Nitsch u. a. (2012)
Steinkohle	mid	3,61	6,97	Nitsch u. a. (2012)
Braunkohle	mid	1,15	1,15	Pfluger u. a. (2011)
Müll	mid	1,86	1,86	IRENA (2015)
Biomasse	mid	5,56	7,58	Prognos (2013)
Uran	mid	1,11	1,11	Pfluger u. a. (2011)
Schadstoff				
		<i>Euro/tCO₂</i>	<i>Euro/tCO₂</i>	
CO ₂	mid	18,43	62,05	Nitsch u. a. (2012)

und Bedingungen können jederzeit ergänzt oder aktualisiert und auf das Rastergitter übertragen werden. Das Schema des mehrstufigen Szenarioaufbaus zeigt Abbildung 6.5. Zu Beginn werden aus dem gesamten Rastergitter, zur Abbildung von Deutschland, Felder entnommen, die aufgrund von gesetzlich-planerischen Vorgaben für eine Trassenführung ungeeignet sind. Die danach noch verbleibenden Rasterfelder werden dem entwickelten Modul zur Trassenfindung als Graph übergeben. Durch Einstellungen beim Suchumfeld der jeweiligen Vorhaben können die Datenmenge und Trassenführung eingegrenzt werden. Je nach Voreinstellung wird anschließend ein Trassenpfad nach minimaler Verzögerungszeit, oder kürzester Strecke optimiert. Im Rahmen dieses Forschungsprojekts werden Verzögerungszeiten aller geplanten EnLAG- und BBPIG-Vorhaben berechnet. Um darüber hinaus Pfade und Verzögerungszeiten zukünftiger noch ungeplanter Vorhaben zu berechnen, müssen zusätzlich Annahmen zu Start- und Endpunkten sowie den technisch relevanten Faktoren getroffen werden.

Trassenfindung

Die Ermittlung der Verzögerungszeit und des Verlaufs einer Trasse erfolgt mit einem in der Software Python entwickelten Programm. Hierfür wurden Funktionalitäten aus den Python-Modulen `NetworkX` und `Psycopg2` genutzt (Aric Hagberg u. a., 2014; Di Gregorio u. Varrazzo, 2015). Dabei ist die Abgrenzung des Suchumfelds eines Vorhabens vergleichbar mit der Grobkorridorfindung des Bundesbedarfplans (vgl. BNetzA, 2014a, S. 4-5). Hierbei wird entlang einer Luftlinie zwischen Start- und Endpunkt ein Buffer als Polygonfläche gebildet. Ist die Länge der Luftlinie kleiner

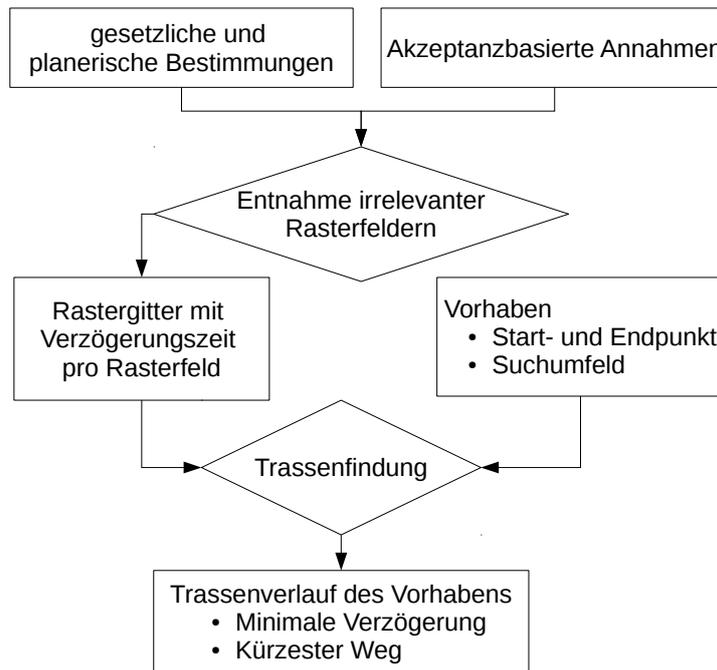


Abbildung 6.5: Modellübersicht der Szenarioerstellung des Netzausbaus. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

oder gleich 15 km, beträgt der Bufferradius 7,5 km, ist sie größer, ist der Bufferradius immer die Hälfte der Luftlinienlänge.

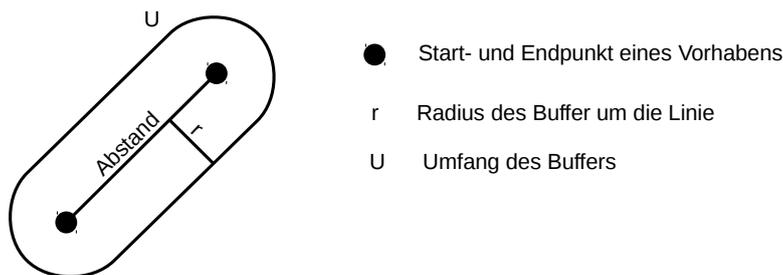


Abbildung 6.6: Darstellung und Veranschaulichung der Suchumfeldbestimmung zur Trassenfindung. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

Zur Trassenfindung wird der Dijkstra-Algorithmus verwendet (beschrieben unter: Aric Hagberg u. a., 2014, S. 316). Dieser berechnet aus einem Start- und Endknoten

alle Pfade eines ungerichteten Graphen. Der Graph ist kantengewichtet und wird aus den Rasterfeldern des Suchumfeldes gebildet. Mit einem PostGIS Befehl werden aus den Rasterfeldern Knoten und Kanten mit den jeweiligen benötigten Parametern gebildet.

Ein Knoten ist der Mittelpunkt eines Rasterfeldes, die Kanten haben die Attribute Länge (distance) und den gebildeten Modellprognosewert (value) des Rasterfeldes. Zwischen jedem Knoten (node) eines vorhandenen angrenzenden Rasterfeldes werden gewichtete Kanten gebildet. Die Kantenlänge entspricht der direkten Distanz zu den angrenzenden Knotenpunkten. Ihre Gewichtung entspricht dem Prognosewert des zweiten Knotens als value-Parameter, der Verzögerungszeit. Die Abbildung 6.7 zeigt die Bildung eines ungerichteten Graphen zur Trassenfindung, mit den Punkten als Knoten und den Verbindungslinien als Kanten mit den Prognosewerten zur Gewichtung. Graue Felder wurden bereits nach den Szenariovoreinstellungen ausgeschlossen, bspw. aufgrund eines Siedlungsflächenanteils von 100 %. Entlang der schraffierten Felder verläuft der optimale Pfad mit den geringsten aufsummierten Prognosewerten.

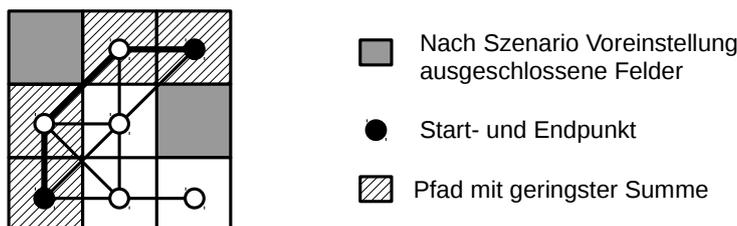


Abbildung 6.7: Darstellung eines Graphen mit Knoten und Kanten nach der Szenariovoreinstellung für den Trassenfindungs-Algorithmus. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

6.2.2.2 Verzögerungen in den Netzausbauszenarien

Mit dem entwickelten Trassenfindungsalgorithmus wurden, die in Kapitel 5.4 entwickelten Verzögerungsprognosen auf Landkreisebene auf die geplanten EnLAG- und BBPIG-Vorhaben übertragen. Hierfür wurden die Verzögerungsprognosen aus der systematischen Analyse gesellschaftlicher Akzeptanz auf Kreisebene auf das in Kapitel 5.2.1.3 erläuterte 400×400 Meter Rastergitter übertragen. Die Verzögerungszeiten pro Rasterfeld wurden mit den Eingangsdaten (Start- und Endpunkt, das Suchumfeld bzw. der Korridor, in dem sich die zukünftige Stromleitung befinden könnte

und das geplante Inbetriebnahmejahr des Vorhabens) aller geplanten EnLAG- und BBPIG-Vorhaben auf diese übertragen. Damit kann die minimale Verzögerungszeit zwischen Start- und Endpunkt einer geplanten Trasse innerhalb eines Korridors bestimmt werden. Auf Basis der ursprünglich geplanten Inbetriebnahmejahre und der prognostizierten Verzögerungszeiten wurden pro Vorhaben neue Inbetriebnahmezeitpunkte berechnet. Da hierbei keine weiteren gesetzlich-planerischen Bedingungen beachtet werden, wurden auch keine zusätzlichen Rasterfelder entnommen. Spezifischere Betrachtung sind vor allem zur Ermittlung des genauen Trassenverlaufs notwendig. Da dieser für die Simulation mit `renpassGIS` nicht benötigt wird, reicht die Verzögerungszeit pro Trasse als Ergebnis aus.

Die Spannbreiten der Verzögerungsannahmen in den drei Kategorien low (0, 1 oder 2 Jahre), mid (2; 3,5 oder 5 Jahre) und high (5, 7 oder 9 Jahre) dienen zur Erstellung von drei Netzausbauszenarien: Zur Generierung werden jeweils die unteren Werte einer Kategorie berücksichtigt. Je nach Verzögerungskategorie pro Landkreis umfasst das Szenario low also Zeitverzögerungen zwischen 0, 2 oder 5 Jahren. Im Szenario mid wurden die mittleren Werte (1; 3,5; 7) verwendet. Die höchsten Verzögerungszeiten aller drei Kategorien (2, 5, 9 Jahre) werden im Szenario high verwendet. Die Darstellung der entsprechenden Zeitverzögerungen aller Vorhaben zeigen die nachfolgenden Abbildungen. Abbildung 6.8 zeigt das Szenario low, Abbildung 6.9 das Szenario mid und Abbildung 6.10 das Szenario high.

Die einzigen Vorhaben, die in jedem der drei Szenarien, die geringsten Verzögerungen von null (im Szenario low) bis zwei Jahren (im Szenario high) aufweisen, sind die BBPIG-Vorhaben 8 und 33, in den Landkreisen Dithmarschen und Nordfriesland. Maximale Verzögerungszeiten entstehen vor allem im Osten Deutschlands (z.B. BBPIG 11). Die durchschnittlichen Verzögerungszeiten aller Vorhaben variieren je nach Szenario: von zwei (Szenario low) über vier (Szenario mid) bis fünf Jahre (Szenario high).

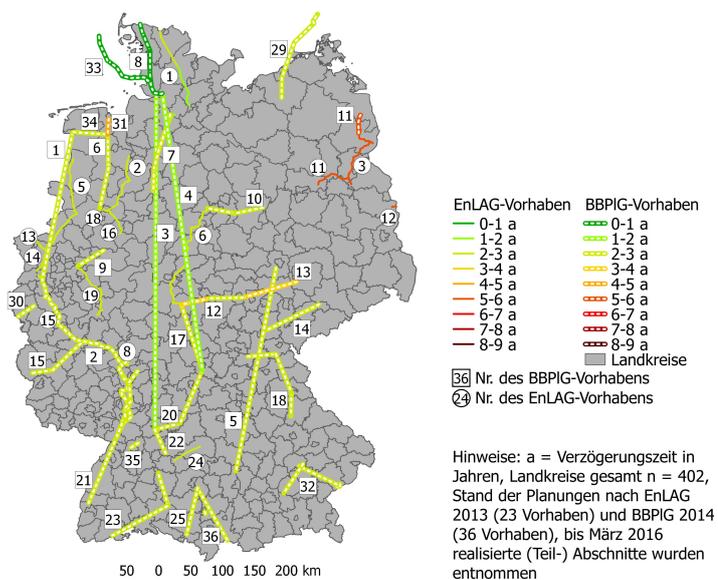


Abbildung 6.8: Verzögerungsannahmen pro Vorhaben im Netzscenario low. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin (Mester, 2016)

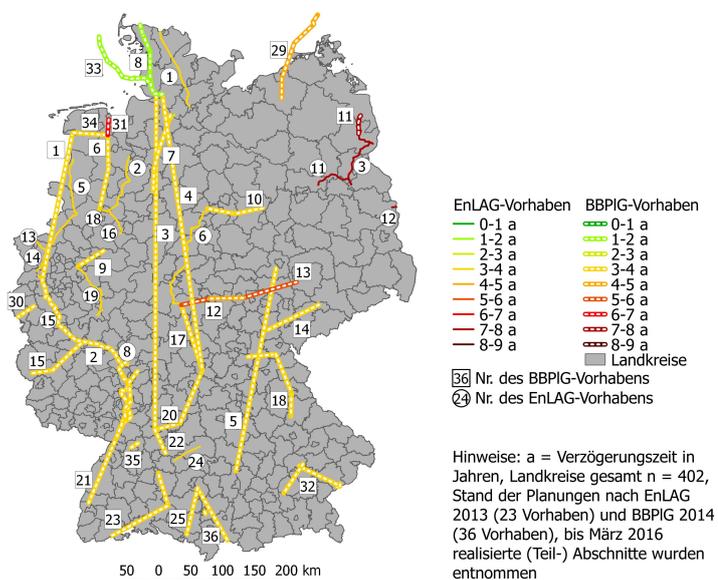


Abbildung 6.9: Verzögerungsannahmen pro Vorhaben im Netzscenario mid. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin (Mester, 2016)

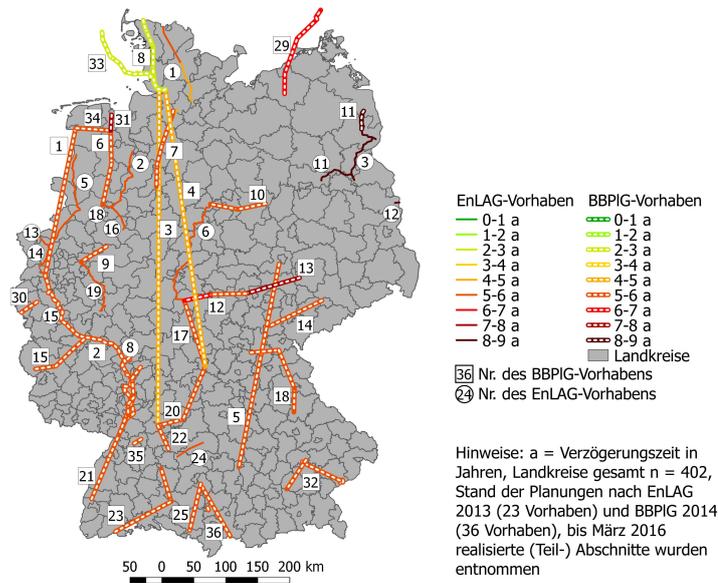


Abbildung 6.10: Verzögerungsannahmen pro Vorhaben im Netzscenario high. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin (Mester, 2016; Mester u. a., 2016)

Um die entwickelten Netzausbauszenarien im Modell nutzen zu können, müssen die Verzögerungszeiten pro Vorhaben auf die Austauschkapazitäten der im Modell renpassGIS genutzten Austauschregionen übertragen werden (siehe Kapitel 6.1.2, Abbildung 6.3). Mit den Szenarien wird bestimmt, ab welchem Inbetriebnahmejahr ein Vorhaben seinen Anteil zur entsprechenden Austauschkapazität beiträgt. Mit den erstellten Szenarien können die Effekte, die durch Verzögerungen von Leitungen entstehen, die zum Stromaustausch zwischen Regionen vorgesehen sind, aufgezeigt werden. Verzögerte Vorhaben, die nur innerhalb einer Austauschregion liegen und deshalb keine Austauschkapazitäten beisteuern, werden in der Modellierung nicht betrachtet.

Neben den drei Netzausbauszenarien mit Verzögerungen wurde ein Basisszenario ohne Verzögerungen erstellt, in dem alle Netzkapazitäten zum geplanten Inbetriebnahmejahr vorhanden sind. Insgesamt wurden zur Simulation des Energiesystems und zur Interpretation der Effekte von Verzögerungen, aufgrund gesellschaftlicher Akzeptanz, insgesamt folgende vier Netzausbauszenarien verwendet:

- vernetzten-base
- vernetzen-delay_low
- vernetzen-delay_mid

- vernetzten-delay_high

In Abbildung 6.11 sind die vorhandenen Netzkapazitäten zwischen den Austauschregionen im Jahr 2050 dargestellt. Zu diesem Zeitpunkt sind alle Vorhaben umgesetzt, im Rahmen der Modellierung wird die letzte verzögerte Trasse im Szenario „high“ im Jahr 2039 in Betrieb genommen.

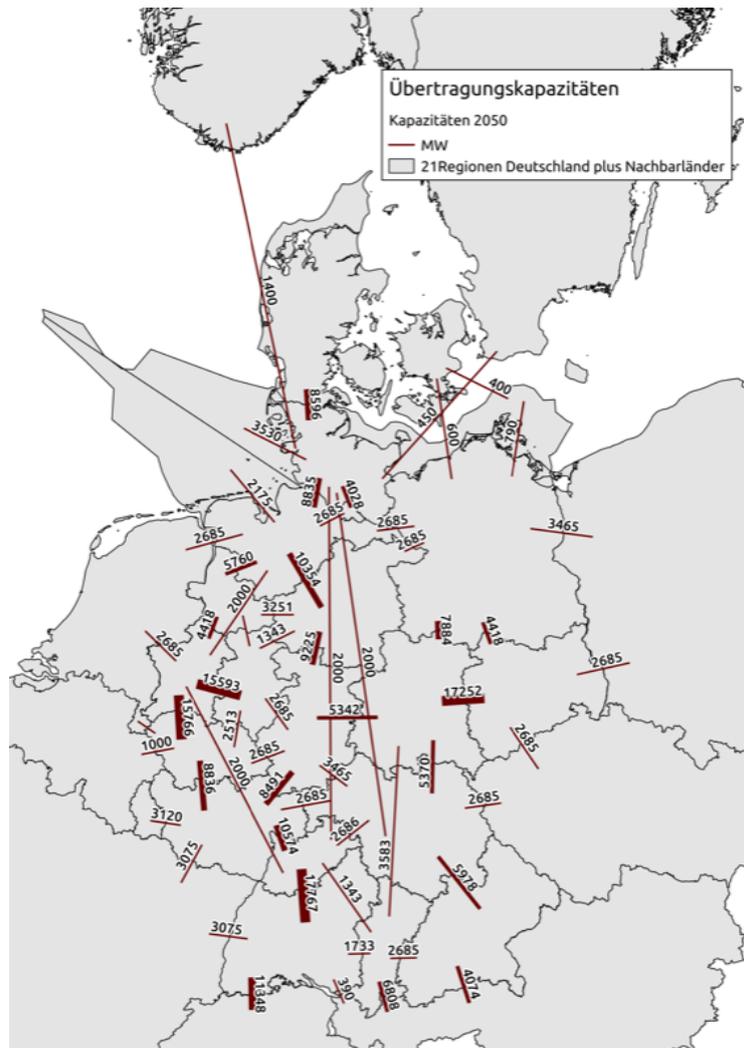


Abbildung 6.11: Übertragungskapazitäten zwischen Austauschregionen im Jahr 2050, nachdem alle geplanten Vorhaben umgesetzt wurden. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

6.2.3 Definition Windszenarien

Aufbauend auf dem technischen Ausbaupotenzial zukünftiger Windenergieanlagen und der Definition eines Belastungsgrads als Dimension gesellschaftlicher Akzeptanz auf Ebene der Landkreise, wurden zwei Ausbauszenarien definiert. Hierfür wurde ein Algorithmus entwickelt, mit dem die vorgegebene installierte Gesamtleistung in Deutschland im Jahr 2050 regional über die Zeitspanne von 2014-2050 verteilt werden kann. Im VerNetzen-100 Szenario beträgt die Gesamtleistung 101,6 GW Windenergie onshore. Beim ökonomischen Ausbau werden neben der verfügbaren Fläche zusätzlich ökonomische Rahmenbedingungen gesetzt. Im so genannten gleichverteilten Ausbauszenario wird, neben technischen Restriktionen, die Dimension der gesellschaftlichen Akzeptanz in Form eines identischen Belastungsgrades pro Landkreis integriert. Im Folgenden wird die Erstellung beider Ausbauszenarien beschrieben und diese im Anschluss verglichen.

6.2.3.1 Ökonomischer Windausbau

Mit dem ökonomischen Szenario wird eine Entwicklung des Windenergieausbaus bis zum Jahr 2050 abgebildet, bei der die Wirtschaftlichkeit der potentiellen Standorte das alleinige Ausbaukriterium ist. Demzufolge werden ab dem Jahr 2015 Leistungen entsprechend der mittleren Volllaststunden in den Landkreisen zugebaut, hierbei bereits installierte Leistungen berücksichtigt. Da der regionale Zubau abhängig von den durchschnittlichen Volllaststunden ist, bekommen Landkreise mit höheren durchschnittlichen Volllaststundenzahlen entsprechend höhere jährliche Zubauanteile. Der Belastungsgrad ist in diesem Szenario ohne Bedeutung. Es kann bis zur maximalen Belastung ausgebaut werden, die dann eintritt, wenn das gesamte technische Potential (Weißfläche) in einem Landkreis realisiert wird. Der Zubau ist durch das technisch-ökonomische Potential begrenzt, d.h. insgesamt können nur Windkraftanlagen mit einer Mindestauslastung von 1.300 äquivalenten Volllaststunden zugebaut werden. Eine vergleichbare Potentialstudie des Fraunhofer IWES im Auftrag des Bundesverbands Windenergie aus dem Jahr 2011 weist einen potentiellen Standort ab einer Mindestauslastung von 1.600 äquivalenten Volllaststunden als geeignet aus (BWE, 2011, S. 13). In einer Potentialstudie des Umweltbundesamtes wird eine Sensitivitätsanalyse zur Mindestauslastung von Windenergieanlagen durchgeführt. Es wurde untersucht inwiefern sich vorgegebene Mindestauslastungen von 1.600, 2.200 und 2.800 Volllaststunden auf Potential und Ertrag auswirken (Lütkehus u. a., 2013, S. 38 f). Grund der hier verwendeten, vergleichsweise niedrigen, Mindestauslastungen sind die Ergebnisse aus der Ertragsberechnung in Kapitel 5.5.2. Hierbei ergibt sich, aufgrund der CoastDat2-Daten, eine sehr geringe durchschnittliche Anzahl äquivalenter Volllaststunden von 1.574 für die süddeutschen Bundesländer. Demgegenüber

stehen die Ergebnisse der UBA-Studie mit 2.108 Volllaststunden in jenen Bundesländern (Lütkehus u. a., 2013, S. 36). Auch in der Potentialstudie des Fraunhofer IWES werden 1.948, 1.953 und 1.933 Volllaststunden in Bayern, Baden-Württemberg und dem Saarland erzielt (BWE, 2011, S. 15), sodass in der vorliegenden Arbeit von einer Unterschätzung der Mindestauslastung ausgegangen wird. In Anlehnung an vorgenannte Studien werden 1.300 Volllaststunden, d.h. ~83 % gemessen an der mittleren Volllaststundenanzahl in den südlichen Bundesländern, als Untergrenze der Wirtschaftlichkeit angesehen, da 1.600 Volllaststunden 79 % - 82 % der durchschnittlichen Auslastung in den genannten Studien repräsentieren.

6.2.3.2 Windausbau nach gleichverteilter Belastung

Basierend auf den in Kapitel 5.5.3 erläuterten Gleichungen 6.1 und 6.2 zur Bestimmung des Belastungsgrades wurde ein gleichverteilter Belastungsgrad entwickelt. Die Herleitung der Gleichung 6.4 ist in 6.3 dargestellt.

$$A_{nutz,i} = P_i \cdot a_i, \quad \forall i \in R \quad (6.1)$$

mit:

A_{nutz}	km^2	Genutzte Weißfläche
P	MW	Installierte Windleistung, z.B Ist, Max oder Szenario
a	km^2/MW	Spezifisch genutzte Fläche pro Windkapazität
R	-	Menge der Regionen

$$b_{ist,i} = \frac{A_{nutz,i}}{A_{region,i}} \cdot p_i, \quad \forall i \in R \quad (6.2)$$

mit:

b	$Einwohner/km^2$	Belastungsgrad
A_{max}	km^2	Gesamte Weißfläche
A_{region}	km^2	Landkreisfläche
p	$Einwohner/km^2$	Bevölkerungsdichte

$$b_i = \frac{P_i \cdot a_i}{A_{region,i}} \cdot \forall i \in R \quad (6.3)$$

$$P_{sum} = \sum P_i, \quad \forall i \in R$$

$$P_{sum} = \sum b_i \cdot \frac{A_{region,i}}{a_i} \cdot p_i \cdot \forall i \in R$$

$$P_{sum} = b_i \cdot \sum \frac{A_{region,i}}{a_i} \cdot p_i \cdot \forall i \in R$$

$$b_i = \frac{P_{sum}}{\sum \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot p_i}}, \forall i \in R$$

Mit dem gleichverteilten Belastungsszenario wird eine Entwicklung bis zum Jahr 2050 abgebildet, bei der der Belastungsgrad in den Landkreisen das einzige Ausbaukriterium der Windkraft darstellt. Das bedeutet, das technische Potenzial wurde durch einen vorgegebenen Belastungsgrads b_{bal} begrenzt (Gleichung 6.4). Dieser vorgegebene Belastungsgrad wird entsprechend der zu installierenden Gesamtleistung so berechnet, dass er in allen Landkreisen gleich groß ist und eine gleichverteilte gesellschaftliche Belastung darstellt. In Landkreisen, in denen dieser vorgegebene Belastungsgrad die maximale Belastung übersteigt, ist der Ausbau auf die verfügbare Weißfläche begrenzt (Gleichung 6.5). Im Rahmen dieses Szenarios wurde mit Gleichung 6.6 die heute bereits installierte Windleistung berücksichtigt.

$$b_i = b_{bal} = \frac{\sum P_{bal,i}}{\sum \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot p_i}}, \forall i \in R_{bal} \quad (6.4)$$

$$b_i = b_{max,i}, \forall i \in \{R \mid b_{bal} > b_{max,i}\} \quad (6.5)$$

$$b_i = b_{ist,i}, \forall i \in \{R \mid b_{bal} < b_{ist,i}\} \quad (6.6)$$

mit:

b_{bal}	<i>Einwohner/km²</i>	Gleichverteilter Belastungsgrad
P_{bal}	<i>MW</i>	Entsprechende gleichverteilte installierte Windleistung
R_{bal}	-	Menge der Regionen mit gleichverteiltem Belastungsgrad

Zur Berechnung des Gesamtausbaus mit gleichen Belastungsgraden in allen Landkreisen wurden die bestehenden Leistungen von 2014 einkalkuliert, so dass nur die Differenz zwischen der heute bereits installierten Gesamtleistung und dem vorgegebenen Zielwert von 101,6 GW ausgebaut wurden. Es gibt Landkreise, deren aktueller Belastungsgrad heute bereits oberhalb des berechneten gleichen Belastungsgrades

liegt. Für diese Landkreise gilt die Annahme, dass sie aufgrund von Erfahrung und Repowering-Projekten auch weiterhin vergleichsweise höhere Anteile tragen.

6.3 Sozial-ökologische Effekte der Szenarien

Mit der Definition von Netzausbauszenarien mit Zeitverzögerungen und Windausbauszenarien mit Belastungsgraden können sozial-ökologische Einflussfaktoren in die Modellierung integriert werden. Sie sind das zentrale Ergebnis im Forschungsprojekt. Sie stellen die Verknüpfung von qualitativer Sozialforschung und quantitativen ingenieurwissenschaftlichen Analysen dar. Mit diesen Szenarien können die Effekte von unterschiedlichen Zeitverzögerungen beim Netzausbau und hohen Belastungen einzelner Landkreise aufgrund ausgewiesener Windflächen und gleichzeitig hoher Bevölkerungsdichte bei der Modellierung des erneuerbaren Energiesystems berücksichtigt werden.

6.3.1 Netz

Mithilfe einer deutschlandweiten Einschätzung von Engagement und Verzögerungszeiten konnten zukünftige Widerstände für alle heute geplanten Vorhaben abgeleitet werden. Die Bestimmung konkreter Inbetriebnahmezeitpunkte bei verschiedenen zeitlichen Verzögerungen mit dem `renpassG!S`-Modell basiert auf folgenden Schritten: Erfassung von Widerstands- und Engagementraten in ausgewählten Vorhaben (Fallbeispiele), Ableitung von Verzögerungskategorien auf Landkreisebene, Erfassung von Engagementraten in allen Landkreisen, Ermittlung zukünftiger Widerstände mithilfe der berechneten Zeitverzögerung der Regressionsanalyse, Erstellung von Netzausbauszenarien durch die Kombination der Ergebnisse der Fallbeispiele und der Regressionsanalyse.

Widerstand aus Zeitverzögerungen und Engagement

Um eine Widerstandsrate, analog der Vorgehensweise in den 13 Fallbeispielen, deutschlandweit zu bestimmen, liegen nicht genügend Daten vor. Deshalb wurden die ermittelten Verzögerungszeiten der multiplen Regressionsanalyse als Grundlage weiterer Widerstandsraten genutzt. Diese basieren auf einer Analyse ausgewählter Faktoren mit den tatsächlichen Zeitverzögerungen aller 23 EnLAG-Vorhaben. Abbildung 6.12 zeigt die berechneten Zeitverzögerungen des Regressionsmodells, für alle Rasterfelder, auf einer Deutschlandkarte, in einer Variation von acht Klassen. Zusätzlich sind alle Vorhaben mit Teilabschnitten und geplanten Linienverlauf sowie ihre Verzögerungszeiten und Akzeptanzmeldungen angezeigt.

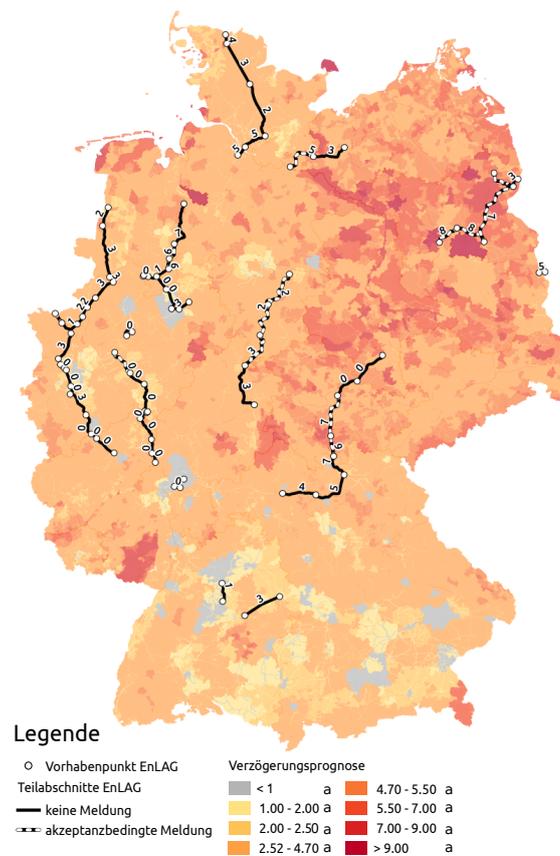


Abbildung 6.12: Die Ergebniskarte stellt die Zeitverzögerungsprognose für Werte unter einem Jahr in hellgrau, bis mehr als neun Jahre in dunkelrot für alle Rasterfelder Deutschlands dar. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Bunke, 2015)

Die per Regression prognostizierte geringste Zeitverzögerung beim Netzausbau in Deutschland beträgt minus 3,3 Jahre, die höchste circa 10,4 Jahre. Durchschnittlich wird eine Verzögerung von 4,5 Jahren berechnet. Vor allem für den Osten Deutschlands werden hohe Verzögerungen berechnet, im Süden hingegen deutlich geringere. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass dieses Ergebnis auf der heutigen Datengrundlage basiert. Das bedeutet Bundesländer ohne geplante EnLAG-Vorhaben wie Bayern haben keine Verzögerungszeiten und entsprechend niedrige Verzögerungsprognosen. Trotz solcher Schwächen ermöglicht die Methode eine Verteilung von Verzögerungsprognosen zukünftiger Vorhaben und ihre Integration in den Algorithmus der Trassenfindung.

Eine Erhebung des Engagements in allen deutschen Landkreisen erfolgte wie in den 13 Fallbeispielen. Das Ergebnis des bestehenden Engagements für den Netzausbau in Deutschland zeigt Grafik 6.13. Die Resultate bekräftigen die der Stichprobe. Denn

die Mehrheit aller Landkreise ($n = 393$ von 402) werden dem Typ „mittleres Engagement“ zugeordnet, eine Zusammenfassung der Unterkategorien „mid-best“ und „mid-worst“. Nur in den zwei Landkreisen Dithmarschen und Nordfriesland wird der stärkste Engagementstyp „best“ vergeben.

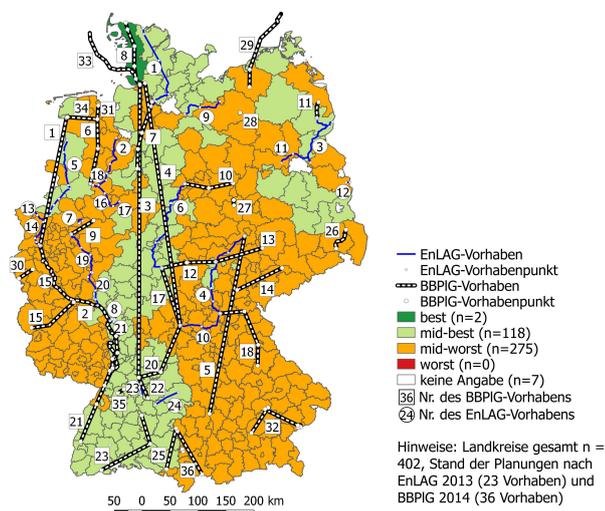


Abbildung 6.13: Ergebniskarte zur Engagementsrate in allen Landkreisen: Kategorisierung der Landkreise anhand ihres Engagements in „best“, „mid-best“, „mid-worst“ und „worst“. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin (Mester, 2016)

Zeitverzögerungen

Aus der Kombination von Zeitverzögerungen und Engagement wurde die Stärke des zu erwartenden Widerstandes abgeleitet. Grundlage ist ein Vergleich der berechneten Verzögerungszeiten der Regressionsanalyse mit den ermittelten Widerstandstypen der Fallbeispiele. Das Ergebnis zeigt hohe Widerstände und hohe Zeitverzögerungen treten gemeinsam auf. Trotz der geringen Anzahl von Fallbeispielen bilden diese Ergebnisse die Basis folgender Kategorien:

- mittleres Engagement, starker Widerstand: 5-9 Jahre Zeitverzögerung
- mittleres Engagement, mittlerer Widerstand: 2-5 Jahre Zeitverzögerung
- starkes Engagement, mittlerer Widerstand: 0-2 Jahre Zeitverzögerung
- starkes Engagement, starker Widerstand: 0-2 Jahre Zeitverzögerung

Demzufolge führt starkes Engagement, unabhängig vom zu erwartenden Widerstand zu einer geringeren Zeitverzögerung. Bei schwächerem Engagement drohen einer

Vielzahl von Landkreisen Zeitverzögerungen von mehr als zwei Jahren, in 49 Landkreisen besteht die Gefahr starker Widerstände und damit einhergehende Verzögerungen von mehr als fünf Jahren. Vor allem in diesen Regionen sollte das Engagement verstärkt werden. Bisher sind Dithmarschen und Nordfriesland die einzigen Landkreise, mit herausragenden Aktivitäten auf Kreis- und Landesebene. Die Teilnahme des Bundeslandes Schleswig-Holstein an der Netzentwicklungsinitiative und die frühe Öffentlichkeitsbeteiligung beim Bau der Westküstentrasse verdeutlichen das starke Engagement und die bisher niedrigen Verzögerungen.

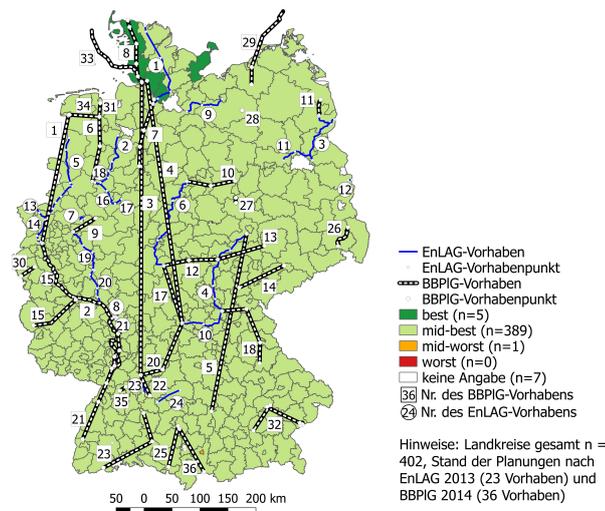


Abbildung 6.14: Erhöhte Engagementrate in allen Landkreisen: Kategorisierung der Landkreise anhand ihres Engagements in „best“, „mid-best“, „mid-worst“ und „worst“. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin (Mester, 2016)

Aufgrund dieser Ergebnisse liegt es nahe zu überprüfen, wie das Engagement in den Landkreisen von mittel auf stark erhöht werden könnte. Hierfür wird mit Erhöhung des Indikator 5 der Engagementrate „Zeitpunkt und Grad der Beteiligung“ eine umfangreichere Öffentlichkeitsbeteiligung simuliert. Die Grafik 6.14 zeigt das Ergebnis für die gesamte Engagementrate. Diese erhöht sich zwar in allen Landkreisen, erreicht die Bewertung „best“ aber nur in drei weiteren Landkreisen Schleswig-Holsteins (Ostholstein, Pinneberg und Steinburg).

Netzszenerien

Zur Erstellung der drei Netzszenerien low, mid und high wurden die Jahre aus den o.g. Kombinationen, aus Widerstand und Engagement, auf alle EnLAG- und BBPIG-Vorhaben verteilt. Die geringsten Verzögerungen aller möglichen Kombinationen, also 0, 2 und 5 Jahre ergeben das Szenario low, die mittleren 1, 3,5 und 7

mid und die höchsten 2, 5 und 9 Jahre ergeben das Szenario high. Da 20 von 23 EnLAG-Vorhaben der Kombination mittleres Engagement und mittlerer Widerstand entsprechen, betragen die Zeitverzögerungen zwei bis maximal fünf Jahre.

Insgesamt sind die Spannbreiten der Verzögerungszeiten aller drei Szenarien optimistisch. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Verzögerungsprognosen vor allem auf den tatsächlichen Verzögerungszeiten der EnLAG-Vorhaben basieren, die größtenteils noch nicht abgeschlossen sind. Auch die BBPIG-Vorhaben wurden deshalb auf dieser Datengrundlage prognostiziert. Aus diesem Grund können die Verzögerungszeiten deutlich über den bisherigen Zeitspannen der drei Szenarien liegen. Darüber hinaus sind die tatsächlichen Verzögerungen zusätzlich vom Umfang der Maßnahmen abhängig, bei einer Erweiterung können auch realisierte Teilabschnitte bereits in Betrieb genommen werden, während bei Neubaumaßnahmen Akzeptanzprobleme in einem Teilabschnitt die Inbetriebnahme in allen anderen Abschnitten gefährden können, auch wenn dort wenig lokale Probleme vorhanden sind. Neben diesen Zuordnungen von Zeitverzögerungen in allen Landkreisen besteht durch die qualitativen Falluntersuchungen die Möglichkeit den Einfluss konkreter Aktivitäten quantitativ einzuschätzen.

6.3.2 Wind

Mit dem definierten Belastungsgrad werden sozial-ökologische Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz in die Windausbauszenarien integriert. Abbildung 6.15 zeigt eine Auswertung der Belastungsgrade aller Landkreise (ohne Städte) anhand der Faktoren Bevölkerungsdichte und dem Verhältnis der genutzten Fläche für Windenergieanlagen zur gesamten Kreisfläche. Die Verteilung der Belastungsgrade wird mithilfe von Isolinien angezeigt. Verschiedene Kombinationen von Flächenanteil und Bevölkerungsdichte ergeben entlang dieser Linien immer denselben Wert des Belastungsgrades.

Insgesamt enthält die Abbildung drei Grafiken, oben links dargestellt die aktuellen Belastungsgrade aller Landkreise im Jahr 2014. Oben rechts das Ergebnis der Belastungsgrade in den Landkreisen im Jahr 2050, im ökonomischen Szenario. Darunter befindet sich das Ergebnis der Belastungsgrade aus dem Szenario „gleichverteilte Belastung“ in dem die im Jahr 2014 bereits installierte Windleistung als weiterhin bestehend berücksichtigt wurde.

Im Jahr 2014 liegen die Belastungsgrade zwischen 0,00 - 7,71 *Einwohner/km²*, insgesamt 85 % aller 295 Landkreise haben Werte kleiner 1,00. In den restlichen 45 Landkreisen mit Belastungsgraden über 1,00 sind mit 15 GW ca. 43 % der gesamten

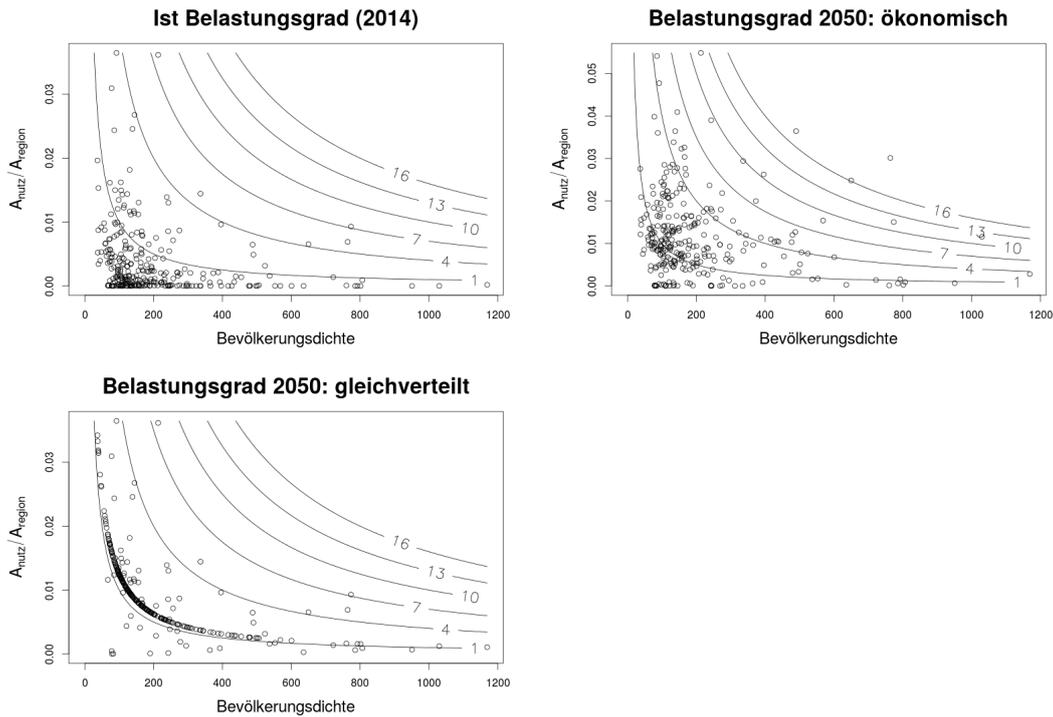


Abbildung 6.15: Belastungsgrade im Jahr 2014 und 2050 für alle deutschen Landkreise, ausgenommen Städte: Ist-Belastungsgrad, Belastungsgrad 2050 im ökonomischen Szenario und Belastungsgrad 2050 im gleichverteilten Belastungsszenario. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg (Christ u. a., 2016a).

heutigen Windleistung installiert, davon rund 10 GW in 34 Landkreisen in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt. Die Verteilung der aktuellen Belastungsgrade zeigt Abbildung 6.16.

Im ökonomischen Szenario sind nicht die Belastungsgrade der Landkreise, sondern ausschließlich wirtschaftliche Kriterien ausbaurelevant. Eine Auswertung der resultierenden Belastungsgrade im Jahr 2050 zeigt eine Bandbreite von Werten zwischen 0,00-20,48 *Einwohner/km²*. In diesem Szenario haben 57 % aller Landkreise (168) Werte größer 1,00, davon 34 Landkreise sehr hohe Werte größer 4,00 *Einwohner/km²*. Bezogen auf die installierten Gesamtleistung von 100 GW stehen dort ca. 15 %. Maximal werden, in diesem Szenario, 380 MW in einem Landkreis zugebaut. Der Kreis Nordfriesland hat im Jahr 2050 mit 1.681 MW die höchste installierte Leistung. Das entspricht gegenüber dem Jahr 2014 einem Zuwachs von 373,6 MW. Daneben haben Dithmarschen, Uckermark und Prignitz, wie in 2014 die höchsten installierten Leistungen von zusammen 4.172 MW, und vereinen 5.564 MW im Jahr 2050. In 140 Kreisen wurde in diesem Szenario, vor allem im Süden aufgrund schlechterer Windverhältnisse die technisch-ökonomische Potentialgrenze erreicht.

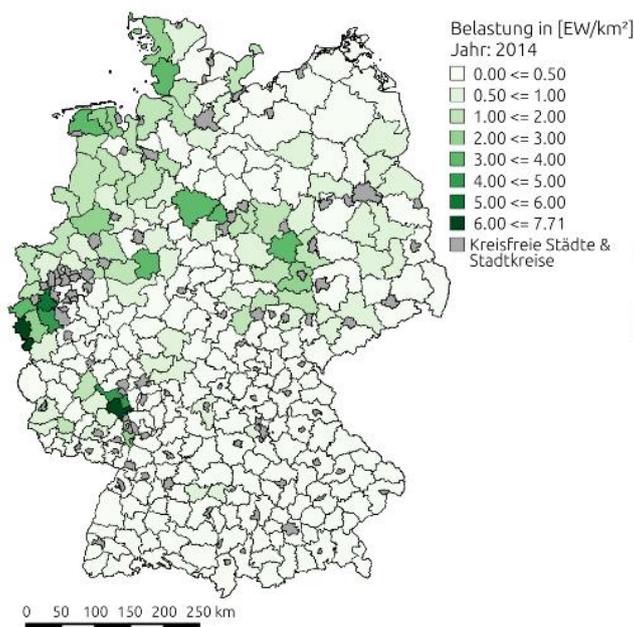


Abbildung 6.16: Ist-Belastungsgrade je Landkreis in Bezug auf Windenergie im Jahr 2014. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

Die Belastung im Jahr 2050 anhand des ökonomischen Ausbaus ist in Abbildung 6.17 dargestellt.

Das Ziel des Szenarios „gleichverteilte Belastung“ besteht darin allen Landkreisen einen möglichst gleichen Belastungsgrad zuzuweisen und damit die installierbare Windenergieleistung zu begrenzen. Damit ist die Verteilung der Gesamtleistung auch von gesellschaftlichen Kriterien abhängig. Mit diesem Ansatz wird ein vergleichsweise niedriger Belastungsgrad von ca. $1,25 \text{ Einwohner}/\text{km}^2$, pro Landkreis berechnet. Dargestellt analog den Abbildungen 6.16 und 6.17 hätten alle Landkreise die gleiche Färbung, abgesehen, von denen, die bereits heute Belastungsgrade oberhalb $1,25 \text{ Einwohner}/\text{km}^2$ haben. Trotzdem führt dieser zu teilweise erheblichen Zubauten von maximal 2.257 MW in einem Landkreis. Dies ist vor allem auf die Kombination hoher Flächenanteile und niedriger Bevölkerungsdichten zurückzuführen. Die höchsten installierten Windleistungen pro Landkreis im gleichverteilten Belastungsszenario liegen in den Landkreisen Mecklenburgische Seenplatte mit 2.699 MW und in Ludwigslust-Parchim mit 2.627 MW. Da diese mit 5.501 km^2 und 4.767 km^2 die flächenmäßig größten Landkreise Deutschlands bei gleichzeitig geringer Bevölkerungsdichte sind werden selbst mit einem vergleichsweise niedrigen Belastungsgrad enorme Zubauraten erreicht.

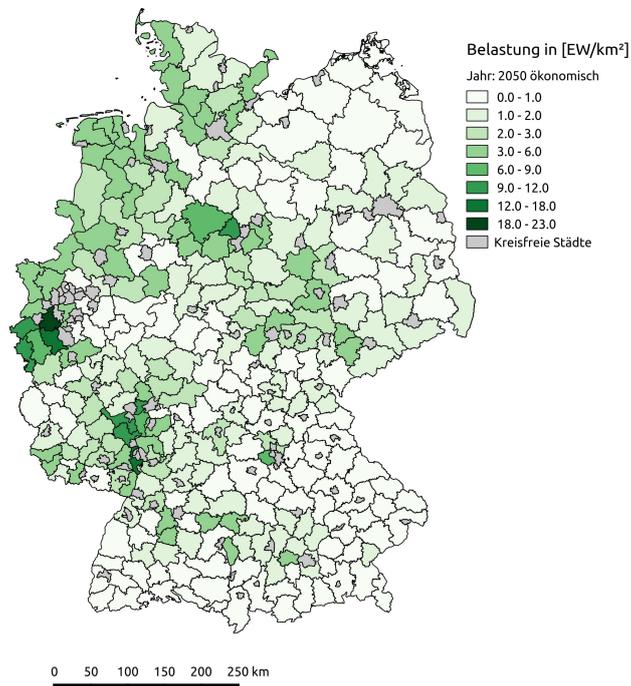


Abbildung 6.17: Belastungsgrade je Landkreis in Bezug auf Windenergie im Jahr 2050 nach ökonomischer Verteilung unter Berücksichtigung der bereits heute installierten Leistung. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg.

Nachfolgend werden wesentliche Unterschiede beider Szenarien auf Ebene der Bundesländer, Planungsregionen und Landkreise beschrieben.

Vergleich auf Ebene der Bundesländer : Ein Vergleich der installierten Leistung in beiden Szenarien im Jahr 2050 auf Ebene der 16 Bundesländer zeigt Abbildung 6.18. Wie die Grafik veranschaulicht, besteht eine sehr deutliche Differenz zwischen Niedersachsen und Bayern. In Bayern und Mecklenburg-Vorpommern kommt es zu erheblichem Mehrausbau, weniger stark ausgebaut werden Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein und Rheinland-Pfalz. Dabei wird deutlich, dass dieser Ansatz zu einer Umverteilung der installierten Leistung von den bevölkerungsreichen Bundesländern im Nordwesten zu bevölkerungsärmeren Bundesländern im Nordosten mit hohen Flächenpotentialen führt. Zusätzlich wird im Süden vor allem in Bayern aufgrund hoher noch ungenutzter Flächenpotentiale stärker bebaut. Der gesamte Mehrausbau in Bayern summiert sich auf rund 10 GW. Demzufolge trägt der Ansatz dazu bei, die Kapazitäten im Süden auf mehr Landkreise aufzuteilen.

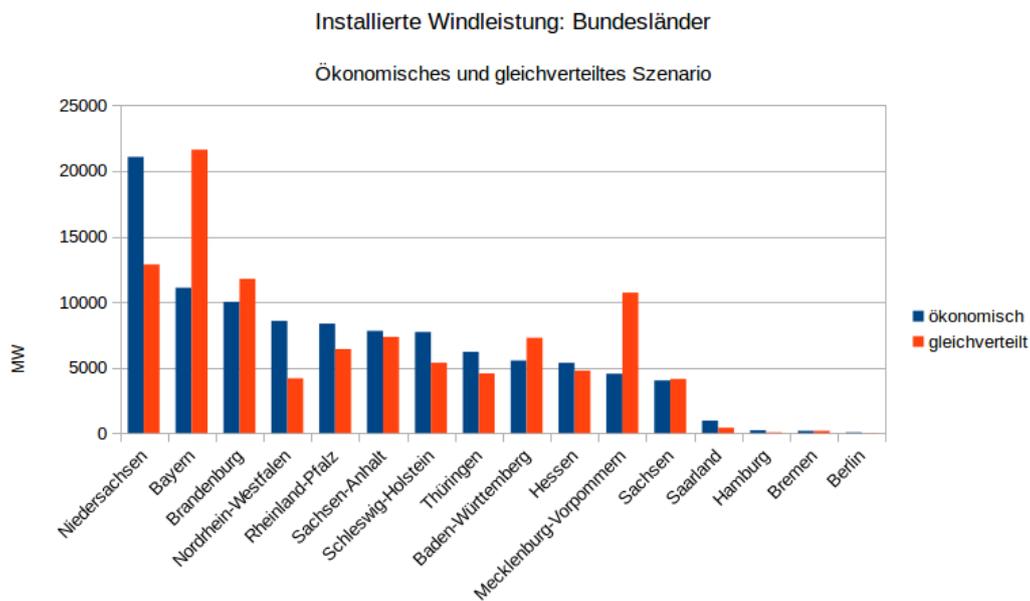


Abbildung 6.18: Installierte Leistung pro Bundesland 2050: Ökonomisch und gleichverteilte Belastung. Quelle: Eigene Darstellung EUF

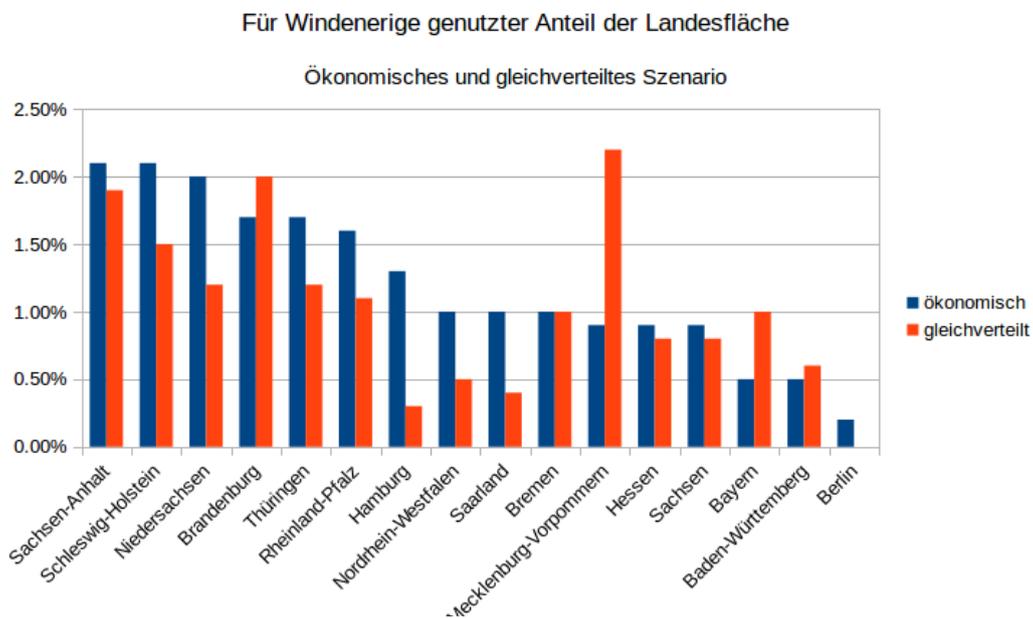


Abbildung 6.19: Für Windenergie genutzter Anteil der Landesfläche 2050 auf Bundeslandebene. Ökonomisch und gleichverteilte Belastung. Quelle: Eigene Darstellung EUF

Durch die deutlich höheren Zubaumengen in Mecklenburg-Vorpommern erhöhte sich der Anteil genutzter Landesfläche für Windenergie von 0,9 % im ökonomischen Szenario auf 2,2 % im gleichverteilten Szenario. Auch in allen anderen Bundesländern liegt der für Windenergie genutzte Anteil der Landesfläche in keinem Szenario oberhalb von 2,2 %, wie Abbildung 6.19 veranschaulicht.

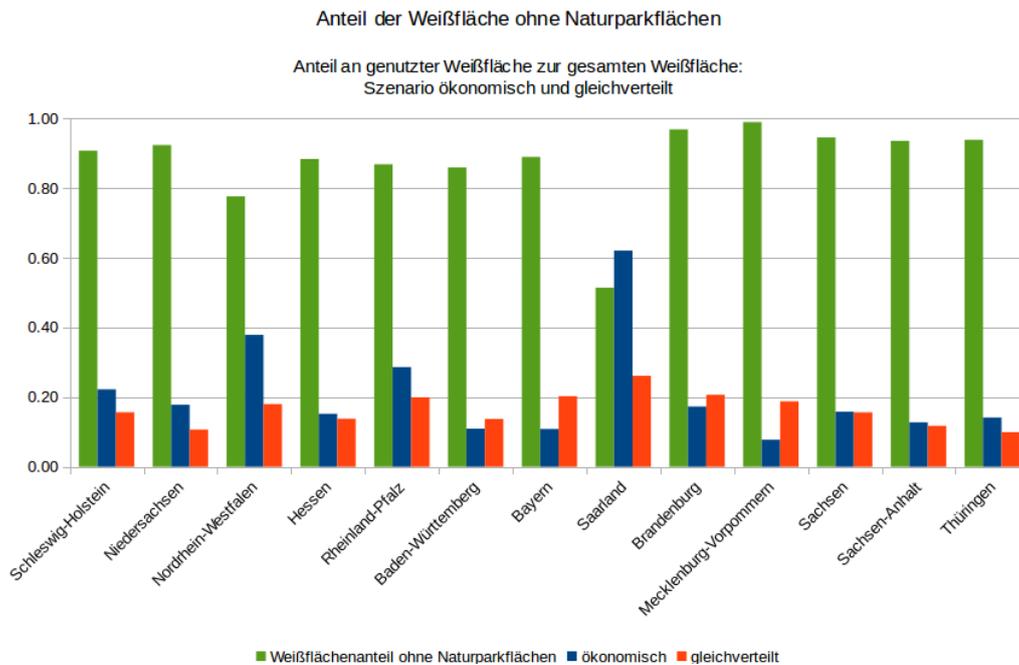


Abbildung 6.20: Anteil der Weißfläche ohne Naturparkflächen: Genutzte Weißfläche im ökonomischen Szenario und im gleichverteilten Belastungsszenario im Jahr 2050. Quelle: Eigene Darstellung EUF

Im Szenario „gleichverteilte Belastung“ sinkt der Flächenanteil in allen Bundesländern, außer in Brandenburg, Bayern und Mecklenburg-Vorpommern. Dieses Ergebnis zeigt damit eine plausible Bandbreite des Ausbaus, die den aktuellen Zielkorridoren auf Ebene der Bundesländer entspricht. Abbildung 6.20 zeigt das Verhältnis der genutzten Weißflächen in beiden Szenarien pro Bundesland. Die Differenz des Weißflächenanteils bis 1,00, also der vollständigen Weißfläche, entspricht dem Flächenanteil mit Naturparks. Dieser ist im Saarland mit über 40 % am höchsten und liegt in allen anderen Bundesländern meist unterhalb von 20 %. Das Saarland ist damit das einzige Bundesland, in dem die Weißfläche im ökonomischen Szenario ohne die Nutzung von Naturparkflächen nicht für den Ausbau ausreicht.

Demzufolge ist in keinem weiteren Bundesland die Bebauung von Naturparkflächen notwendig. Ein zusätzlicher Ausschluss von diesen Flächen, neben den Naturschutzgebieten und Waldflächen als weiteres ökologisches Kriterium ist deshalb plausibel.

Neben den Naturparkanteilen verdeutlicht diese Grafik die enormen Flächenpotentiale in Deutschland. In beiden Szenarien liegen die genutzten Flächen für eine nahezu vollständig regenerative Energieversorgung noch erheblich unterhalb des Gesamtpotentials. Daraus werden die umfassenden Möglichkeiten zur Verteilung der benötigten Windleistung ersichtlich.

Die auf Kreisebene auffälligen Unterschiede mancher Landkreise in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern verlieren sich bei der Betrachtung auf der Ebene der Bundesländer.

Insgesamt erzielt dieser Ansatz plausible Umverteilungen zwischen den Bundesländern. Allerdings stellen die präsentierten Szenarien eine Spannbreite dar. Die Ergebnisse des Szenarios mit gleichverteilter Belastung kann als sozial-ökologisches Grenzszenario angesehen werden und zeigt primär die Unterschiede zum ökonomischen Ausbau auf. Die ermittelten Ausbautzahlen werden demzufolge nicht als Zielwerte interpretiert.

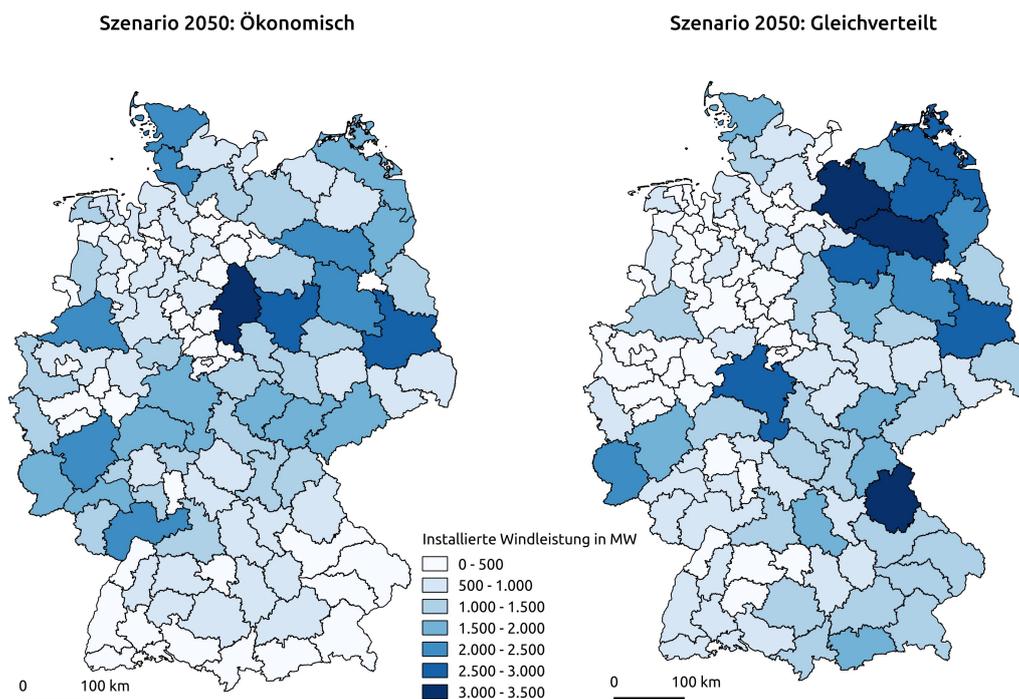


Abbildung 6.21: Installierte Leistung an Windenergie in MW pro Planungsregion 2050: Ökonomisches Szenario und gleichverteiltes Belastungsszenario Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

Vergleich auf Ebene der Planungsregionen : Ein Vergleich der installierten Leistungen beider Szenarien auf Ebene der Planungsregionen zeigt Abbildung 6.21. We-

sentliche Umverteilungen entsprechen den Ergebnissen auf Bundeslandebene. Daher werden, ggü. dem ökonomischen Szenario, im gleichverteilten Belastungsszenario vor allem Planungsregionen in Niedersachsen entlastet. Die im ökonomischen Szenario anteilig am meisten genutzten Planungsregionen sind „Wittmund“ mit 5,4 % und „Aurich“ mit 4,1 %. Die größten Flächenanteile für Windenergie im Szenario „gleichverteilte Belastung“ liegen mit 3,1 % in der Planungsregion „Lüchow-Dannenberg“ in Schleswig-Holstein und mit 3 % in der Planungsregion „Altmark“ in Sachsen-Anhalt. Auch die Planungsregionen „Westmecklenburg“ in Mecklenburg-Vorpommern, „Prignitz-Overhavel“ in Brandenburg und „Oberpfalz-Nord“ in Bayern erreichen mit 2,4 %, 2,7 % und 1,4 % hohe Flächenanteile.

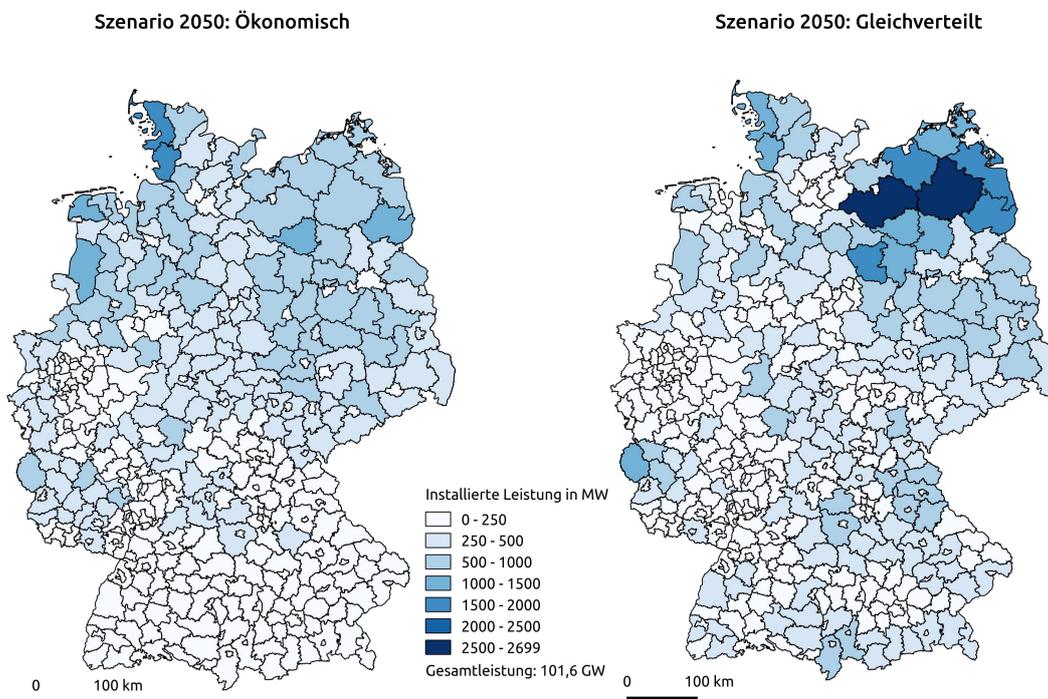


Abbildung 6.22: Installierte Windleistung in 2050 für alle deutschen Landkreise in MW mit einer Gesamtleistung von 101,6 GW: Ökonomisches Szenario und gleichverteiltes Belastungsszenario: Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

Vergleich auf Ebene der Landkreise : Abbildung 6.22 zeigt geografisch für beide Szenarien die absolute installierte Windleistung auf Ebene der Landkreise im Jahr 2050 im Vergleich. Zusätzlich ist im Balkendiagramm 6.23 ein Vergleich der installierten Leistungsdifferenz zwischen beiden Szenarien pro Landkreis im Jahr 2050 abgebildet. Negativ dargestellt sind die Kreise mit weniger Windleistung im gleich-

verteilten Belastungsszenario, die also ggü. dem ökonomischen Ausbau „entlastet“ wurden. Im positiven Bereich liegen die Kreise mit entsprechender Leistungsmehrbelastung. Anhand dieser Grafik wird deutlich, dass ein vorgegebener Belastungsgrad in einigen wenigen Landkreisen zu erheblich mehr installierter Leistung führt.

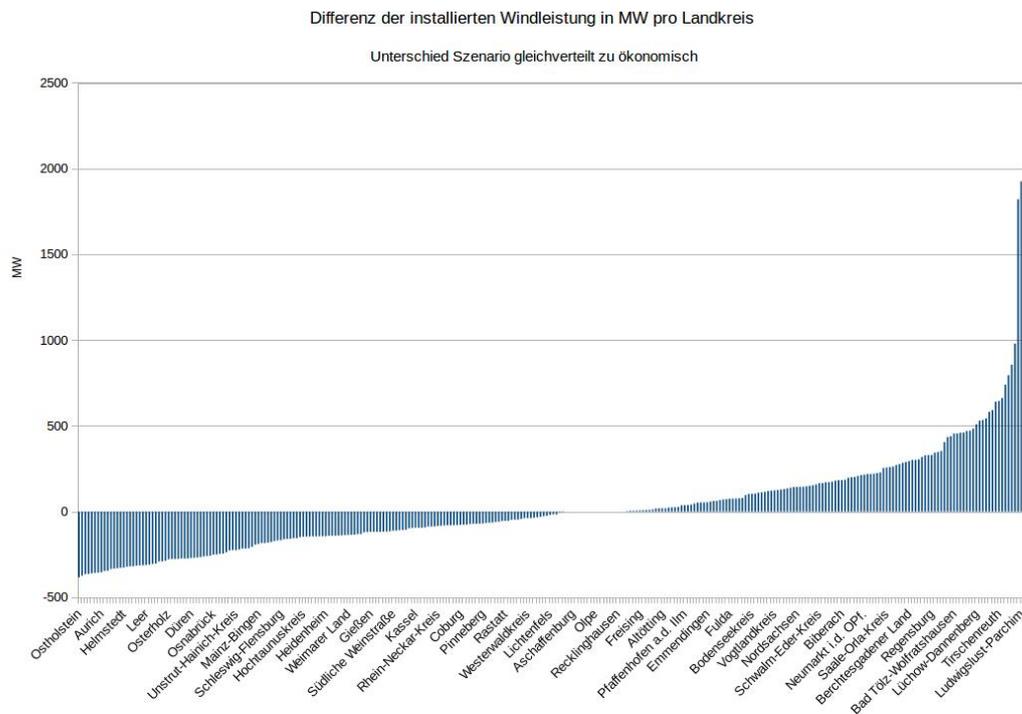


Abbildung 6.23: Differenz der installierten Leistung pro Kreis der Windszenarien 2050. Unterschied des gleichverteilten Belastungsszenarios zum ökonomischen Ausbau. Quelle: Eigene Darstellung EUF

Welche Auswirkungen solche Zubauraten auf die Anlagenzahlen haben, verdeutlicht Abbildung 6.24. Hier sind nur die Landkreise abgebildet, in denen eine Umverteilung nach dem Ansatz im gleichverteilten Belastungsszenario im Jahr 2050 zu mindestens 100 Windenergieanlagen mehr führen würde. Dies entspräche bei durchschnittlich 3,3 MW pro Windanlage fünf großen Windparks mit jeweils ca. 20 MW.

Am Beispiel der Landkreise in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern und Bayern werden die Auswirkungen genauer dargestellt. In Abbildung 6.25 ist die Differenz der Anlagenanzahl zwischen gleichverteilter Belastung und ökonomischem Szenario im Jahr 2050 in allen 71 Landkreisen Bayerns (mit den 25 kreisfreien Städten) aufgetragen. Dabei wird deutlich, dass im Szenario „gleichverteilte Belastung“ auch eine Umverteilung innerhalb des Bundeslandes erfolgt. Neben dem Zubau werden in 31 Landkreisen weniger Anlagen installiert als im ökonomischen Ansatz. Ver-

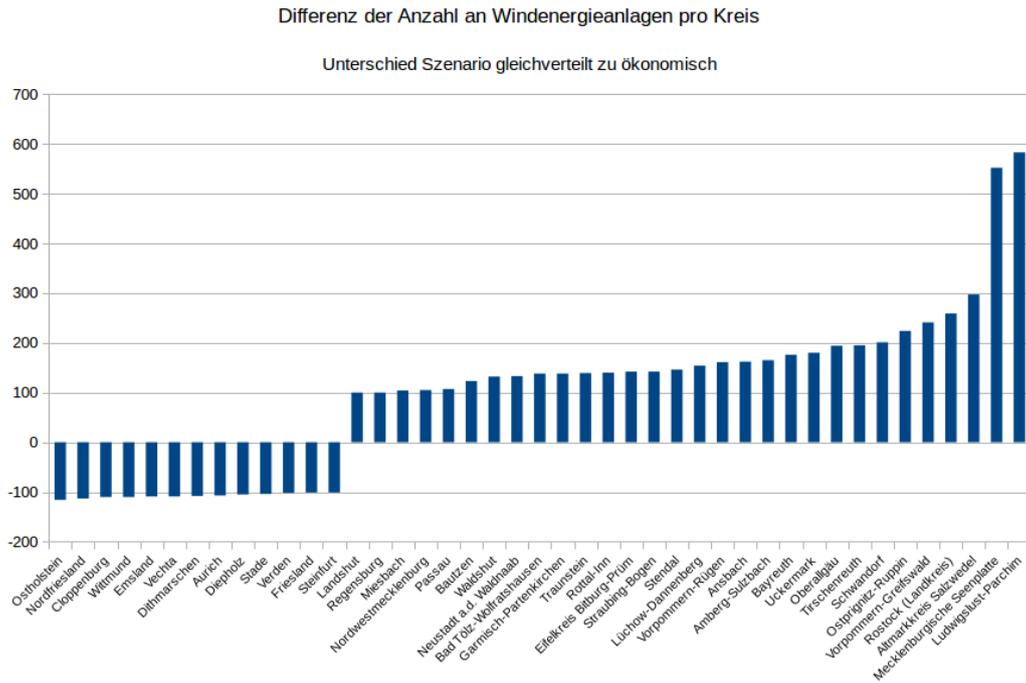


Abbildung 6.24: Differenz der Anzahl an Windenergieanlagen 2050 pro Kreis: Unterschied des gleichverteilten Belastungsszenarios zum ökonomischen Ausbau. Auswahl der Kreise mit einer Differenz zwischen den beiden Szenarien von mindestens 100 Anlagen. Quelle: Eigene Darstellung EUF

lichen mit dem ökonomischen Szenario werden maximal 200 Anlagen pro Landkreis mehr gebaut. Das entspricht allerdings 10 Windparks in einem Landkreis. Der hohe Gesamtleistungszuwachs im Bundesland ist auf die große Anzahl an Landkreisen, die alle einen kleinen Beitrag leisten, zurückzuführen.

Abbildung 6.26 zeigt den Vergleich installierter Anlagen zwischen beiden Szenarien in den Landkreisen Mecklenburg-Vorpommerns. Hier beträgt die Differenz zu den installierten Anlagen im ökonomischen Szenario bis zu 600 Anlagen. Das entspräche 30 Windparks zusätzlich zu den 10 Windparks, die ein ökonomischer Ausbau erforderte. Dies ist durch das Verhältnis von großen Flächen zu geringen Bevölkerungsdichten zu erklären. Der bisherige Ansatz des geringsten gemeinsamen Belastungsgrads aller Landkreise entlastet zwar einige Landkreise, zeigt aber insbesondere beim Zubau pro Landkreis noch zu starke Extremwerte auf.

Diese Ergebnisse enormer Umverteilung erfüllen zunächst noch nicht den Anspruch aus Gesamtsystemperspektive zur Erhöhung gesellschaftlicher Akzeptanz beizutragen. Gleichwohl ist der erste Schritt und das primäre Projektziel ein Verteilungs-

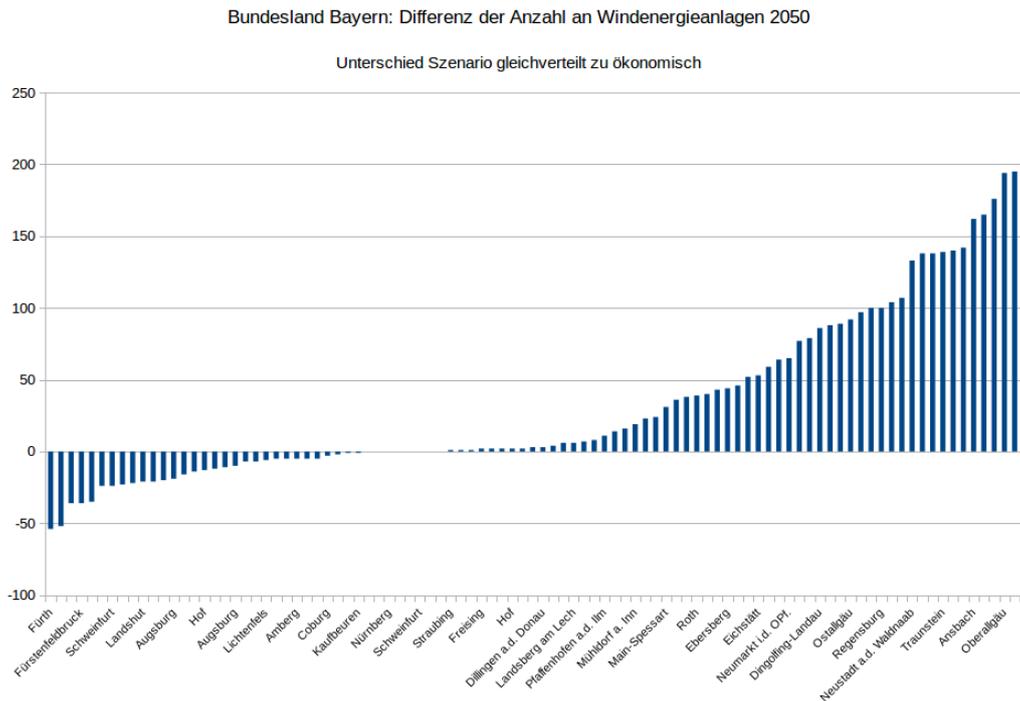


Abbildung 6.25: Differenz der Anzahl an Windenergieanlagen 2050 pro Kreis im Bundesland Bayern: Unterschied des gleichverteilten Belastungsszenarios zum ökonomischen Ausbau. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

algorithmus zu entwickeln, der es ermöglicht gesellschaftliche Kriterien zu berücksichtigen gelungen. Nachfolgend muss der Ansatz weiter entwickelt und optimiert werden. Das bedeutet bspw. Ausbaugrenzen in den Landkreisen mit geringer Bevölkerungsdichte und hohen Flächenpotentialen festzulegen und gleichzeitig noch mehr Landkreise mit noch wenig genutzten Flächenpotentialen im Süden Deutschlands zu integrieren. Wenn dies gelingt, können solche hoch aufgelösten Szenarien dazu beitragen regional differenzierte Ausbauziele festzulegen.

6.4 Simulationsergebnisse

Basierend auf den entwickelten sozial-ökologischen Wind- und Netzausbauszenarien, wurden an der Europa-Universität Flensburg mit dem Modell renpassG!S Simulationen des Energiesystems von Deutschland und den Anrainerstaaten durchgeführt. Dabei wurden die Simulationen separat entweder mit einem sozial-ökologischen Wind- oder Netzscenario durchgeführt. Das bedeutet bei Verwendung der Windausbauszenarien gelten beim Netzausbau die Annahmen aus dem Basisszenario ohne Verzöge-

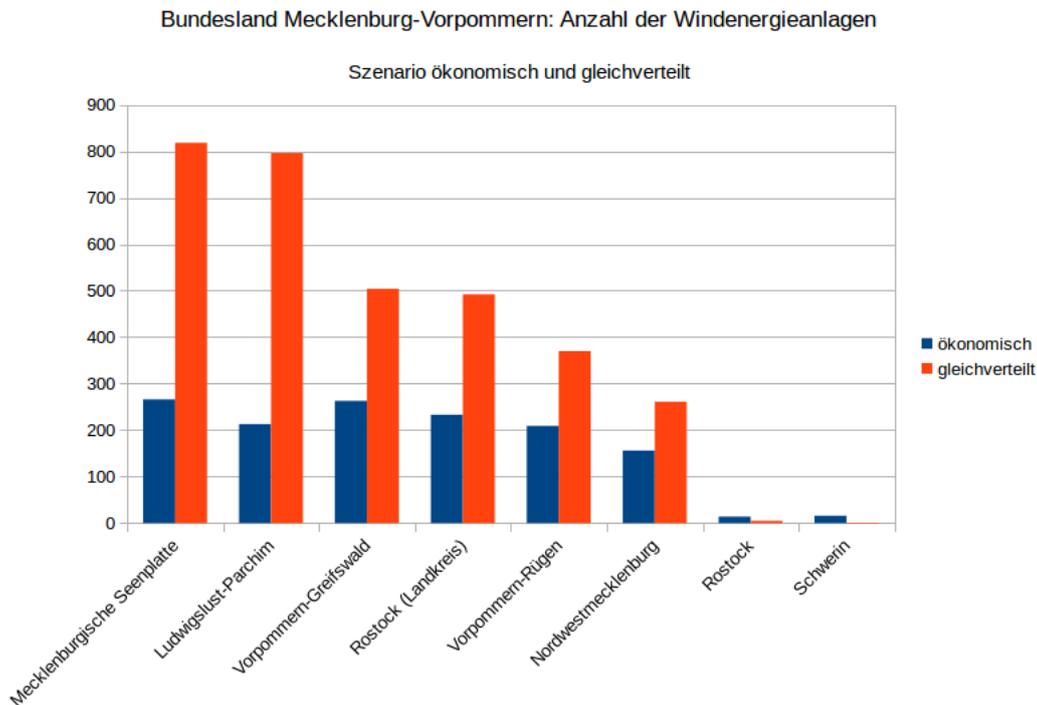


Abbildung 6.26: Anzahl der installierten Windenergieanlagen pro Kreis in Mecklenburg-Vorpommern 2050: Ökonomisches Szenario und gleichverteiltes Belastungsszenario. Quelle: Eigene Darstellung EUF

rungen. Entsprechend wird in den Simulationen mit den Netzverzögerungsszenarien ein ökonomischer Windausbau von insgesamt 58 GW des Basisszenarios angenommen. Grundsätzlich ist es möglich beide sozial-ökologischen Szenarien miteinander zu kombinieren, dann allerdings sind die Auswirkungen auf das Gesamtsystem nicht direkt auf den veränderten Netz- oder Windausbau zurückzuführen. Bei den Simulationen mit den Netzszenarien wird nur für den Zeitraum von 2015 bis 2039 mit Verzögerungen gerechnet, da selbst bei den höchstmöglichen Rückständen die letzten, der heute geplanten Trassen, bis 2039 in Betrieb gehen. Für die Windsimulationen hingegen wurde das Jahr 2050 gerechnet, mit den Annahmen des VerNetzen-100 Szenarios und dem entsprechenden Windausbauvolumen von ca. 100 GW. Nachfolgend werden der Kraftwerkseinsatz der Simulationsergebnisse dargestellt und die Ergebnisse anschließend separat für die Bereiche Netzausbau und Windenergie erläutert.

6.4.1 Kraftwerkseinsatz

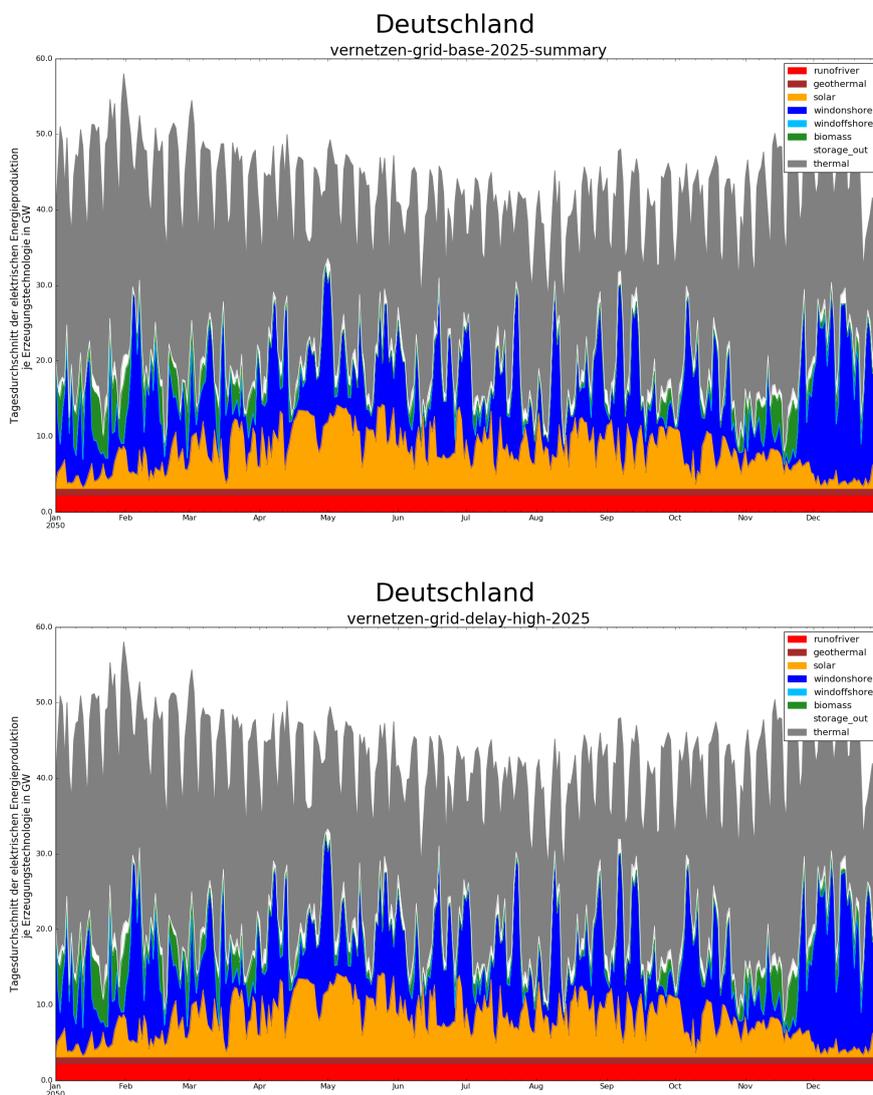


Abbildung 6.27: Kraftwerkseinsatz 2025: Szenario base (keine Verzögerung) und Szenario high (hohe Verzögerung). Quelle: Eigene Darstellung EUF

Die Abbildungen 6.27, 6.28 und 6.29 zeigen den Kraftwerkseinsatz für die Stromerzeugung zur Deckung der Stromnachfrage in Deutschland in den Jahren 2025, 2035 und 2050. In den ersten beiden Abbildungen 6.27 und 6.28 sind die Simulationsergebnisse bei Verwendung zeitverzögerter Netzszenarien für die Jahre 2025 und 2035 denen des Basisszenarios gegenübergestellt. Oben abgebildet der Kraftwerkseinsatz im Basisszenario „base“ ohne Verzögerungen darunter im Szenario „high“ mit den höchsten angenommenen zeitlichen Verzögerungen der geplanten Trassen. Die Si-

Simulationsergebnisse der entwickelten Windausbauszenarien sind für das Jahr 2050 gegenübergestellt.

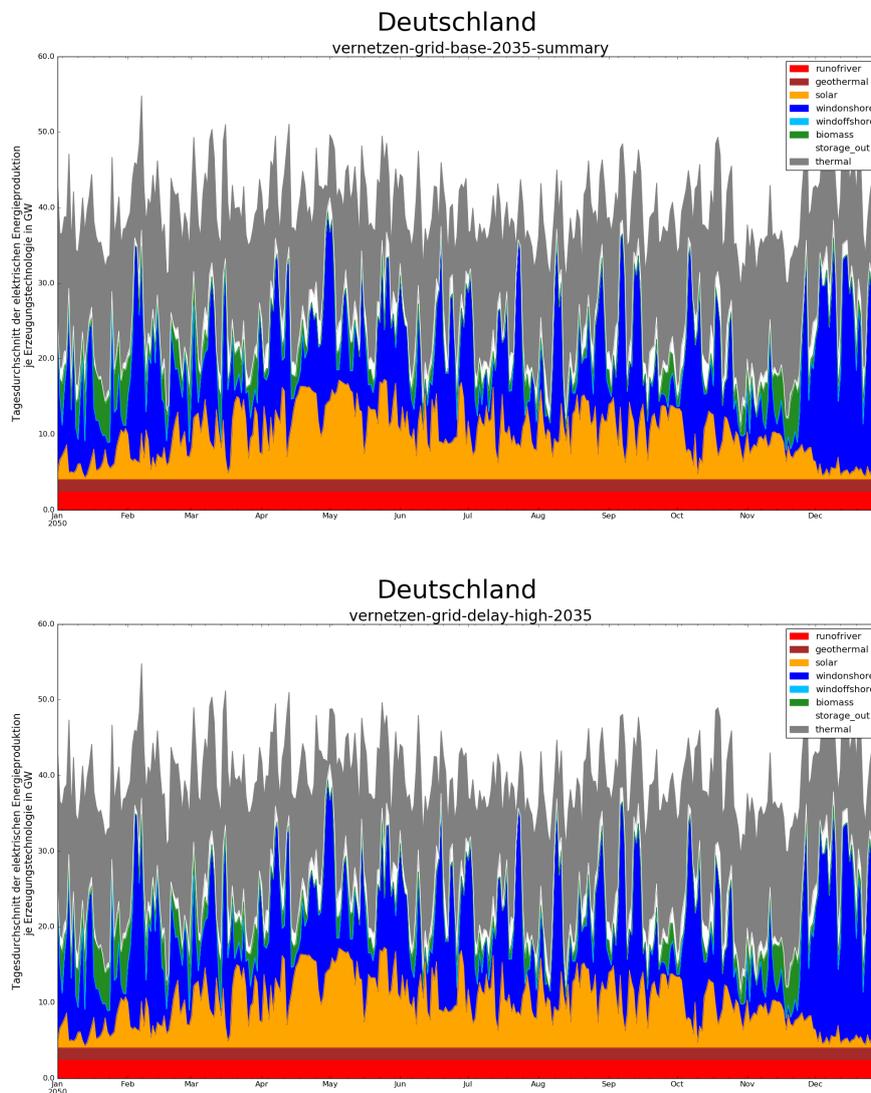


Abbildung 6.28: Kraftwerkseinsatz 2025: Szenario base (keine Verzögerung) und Szenario high (hohe Verzögerung). Quelle: Eigene Darstellung EUF

Oben abgebildet der Kraftwerkseinsatz im Szenario mit ökonomischem Windausbau „ökonomisch“ und darunter im sozial-ökologischen Szenario „gleiche Belastung“. Die Betrachtung des gesamten Kraftwerkseinsatzes zeigt die Auswirkungen der Simulationen auf das Gesamtsystem. Dargestellt in allen Abbildungen 6.27, 6.28 und 6.29 sind Tagesdurchschnittswerte der elektrischen Energieproduktion je Erzeugungstechnologie in GW. Die konventionellen Stromerzeugungstechnologien sind in „thermal“

gebündelt. Zusätzlich zu der konventionellen und erneuerbaren Erzeugung ist die Speicherauspeisung aufgetragen.

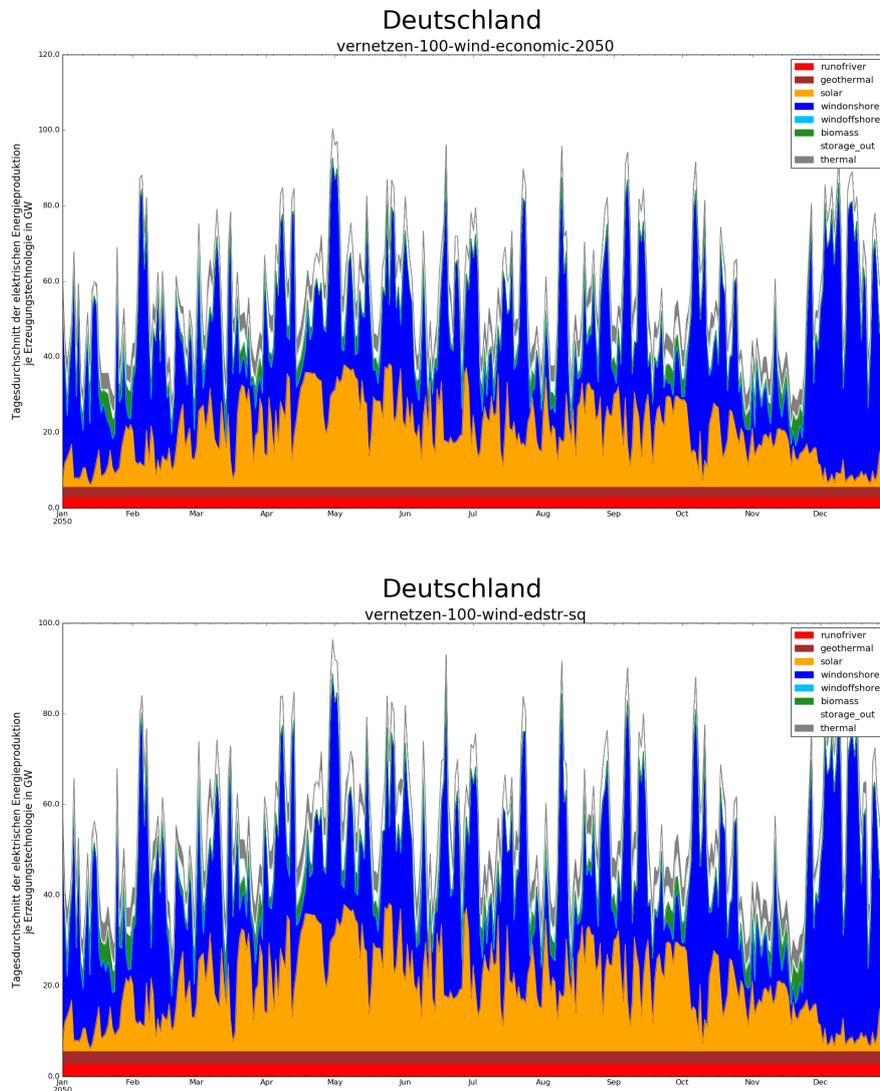


Abbildung 6.29: Kraftwerkseinsatz 2050: Ökonomisches Szenario (vernetzen-100-wind-economic-2050) und gleichverteiltes Belastungsszenario (vernetzen-100-wind-edstr-sq). Quelle: Eigene Darstellung EUF

Grundsätzlich wird deutlich, dass zwischen den sozial-ökologischen und den unveränderten Szenarien, hinsichtlich des gesamten Kraftwerkseinsatzes, kaum Unterschiede bestehen. Deutlich sichtbar ist der Rückgang konventioneller und der Anstieg der erneuerbaren Energieerzeugung im Zeitraum von 2025 bis 2050. Die bisher angenommenen Verzögerungen einzelner Stromtrassen oder die regionaler Verteilung der Windenergie nach Kriterien gleicher Belastung fallen nur geringfügig ins Gewicht. Insgesamt führt die Windverteilung bei gleicher Belastung im Jahr 2050 zu einem

leicht geringeren gesamten Jahresstromertrag als bei einem Ausbau nach rein ökonomischen Kriterien. Zudem sind in Abbildung 6.29 im ökonomischen Szenario teilweise höhere Windspitzen zu erkennen als im Szenario mit gleicher Belastung.

6.4.2 Netzausbau

Zur Analyse von Auswirkungen durch Zeitverzögerungen beim Bau der geplanten Stromtrassen in Deutschland wurden Simulationen mit dem Strommarktmodell *renpassG!S* durchgeführt. Hierfür wurde das Stromsystem Deutschland und seine Anrainerstaaten für jedes Jahr von 2015 bis 2039 simuliert. Der Zeitraum orientiert sich an den Annahmen der im Projekt erstellten sozial-ökologischen Netzszenarien. In diesen sind die am längsten verzögerten Trassen im kritischsten Szenario „high“ spätestens 2039 in Betrieb. Dementsprechend bestehen ab dem Jahr 2040 keine Unterschiede mehr zu den Netzausbauszenarien ohne sozial-ökologische Kriterien. Grund hierfür sind die in der Szenarientwicklung berücksichtigten heutigen geplanten EnLAG- und BBPIG-Vorhaben und keine weiteren Trassenplanungen bis zum Jahr 2050. Es gibt insgesamt drei Netzausbauszenarien „vernetzen-grid-delay-low“, „vernetzten-grid-delay-mid“ und „vernetzen-grid-delay-high“ mit Verzögerungszeiten der geplanten Vorhaben in unterschiedlicher Höhe (vgl. Kapitel 6.2.2.2), die mit dem Basisszenario „vernetzen-grid-base“ ohne Verzögerungen verglichen werden. Bei der Simulation gelten ansonsten die Annahmen des Basisszenarios. Nachfolgend werden die Simulationsergebnisse erläutert.

Die Unterschiede zwischen den Szenarien werden mit den Parametern „nicht gedeckte Last“, „Stromtransit“ und „konventionelle Erzeugung“ abgebildet. Dargestellt sind die zeitlichen Verläufe pro Szenario von 2015-2039 für alle Parameter sowie die aggregierten Summen aller Parameter pro Szenario im Vergleich zum Basisszenario.

Die Abbildung 6.30 zeigt die nicht gedeckte Last in Deutschland in TWh für alle Verzögerungsszenarien von 2015 bis 2039. Daraus ist ersichtlich, dass der Stromverbrauch in allen Ausbauszenarien bis zum Jahr 2026 zu jeder Stunde gedeckt werden kann. Ab 2030 steigt die nicht gedeckte Last in allen Szenarien an. Im Szenario „base“ steigt, bei einem Stromverbrauch von 518 TWh pro Jahr, die nicht gedeckte Menge von 0 % auf 13 % im Jahr 2039 an.

Eine Erklärung für den starken Anstieg ab dem Jahr 2030 ist der auslaufende konventionelle Kraftwerkspark, bspw. sind dann im Basisszenario keine deutschen Braunkohlekraftwerke mehr in Betrieb. Die bestehenden deutschen Atomkraftwerke sind bereits ab 2022 nicht mehr am Netz. Außerdem liegt der Ausbau erneuerbarer Energien im Basisszenario deutlich unterhalb dem im VerNetzen-100 Szenario. Neben

dem Ergebnis der deutlich steigenden ungedeckten Last ab dem Jahr 2030 in allen Netzszenarien, sind Unterschiede zu erkennen. Bis zum Jahr 2035 bestehen zwischen allen drei Netzszenarien kaum Unterschiede. Die jährlich nicht gedeckte Last ist in allen drei Szenarien höher als im Basiszenario. Im Jahr 2035 gleicht sich das Szenario mit der geringsten Verzögerung an das Szenario „base“ an, ab 2037 passt sich auch das mittlere an, und das höchste ab 2039, wenn alle geplanten Netzkapazitäten vorhanden sind.

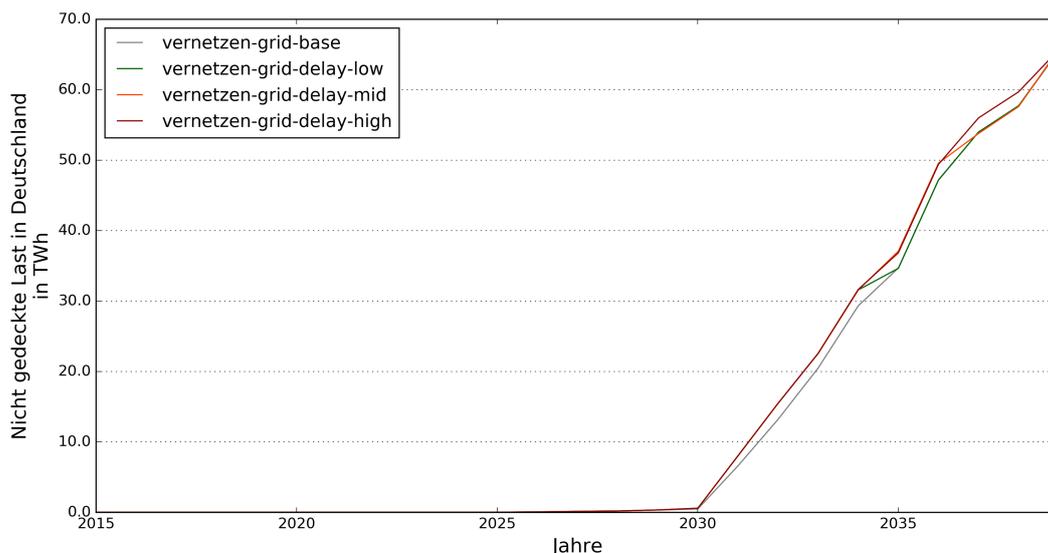


Abbildung 6.30: Simulationsergebnisse Netzszenarien: Nicht gedeckte Last in Deutschland in TWh für den Simulationszeitraum 2015 bis 2039. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

Abbildung 6.31 zeigt die Summe der Differenz der nicht gedeckten Last pro Verzögerungsszenario im Zeitraum 2015-2039 gegenüber dem Basiszenario. Im Basiszenario beträgt diese Summe 330 TWh, dies entspricht 2,4 % des Gesamtstromverbrauchs. Im Ausbauszenario „low“ liegt die Summe mit 338 TWh um 8 TWh höher, im Szenario „mid“ 13 TWh höher und in dem mit den höchsten Zeitverzögerungen „high“ um 17 TWh darüber. Dies sind verglichen mit dem Basiszenario 0,13 % mehr also 2,53 % vom Gesamtstromverbrauch. Das bedeutet Verzögerungen geplanter Vorhaben, aufgrund mangelnder lokaler Akzeptanz, erhöhen die Herausforderung die Stromnachfrage zu jeder Stunde zu decken ohne auf Reservekraftwerke zurückgreifen zu müssen. Da ausschließlich die Netzszenarien variiert wurden, und die Erzeugungsinfrastruktur sonst unverändert bleibt, wird deutlich, dass bereits eine geringe Zeitverzögerung dazu führt, dass mindestens 8 TWh weniger erzeugter Strom zur Nachfragedeckung genutzt werden kann. Bei einer höheren Verzögerung einzelner Stromtrassen steigt die nicht gedeckte Last. Akzeptanzbedingte Verzögerungen können somit zu steigenden Kosten im Energiesystem führen, da zur Deckung

der fehlenden Last entweder mehr Erzeugungs- oder Speicherkapazitäten notwendig sind.

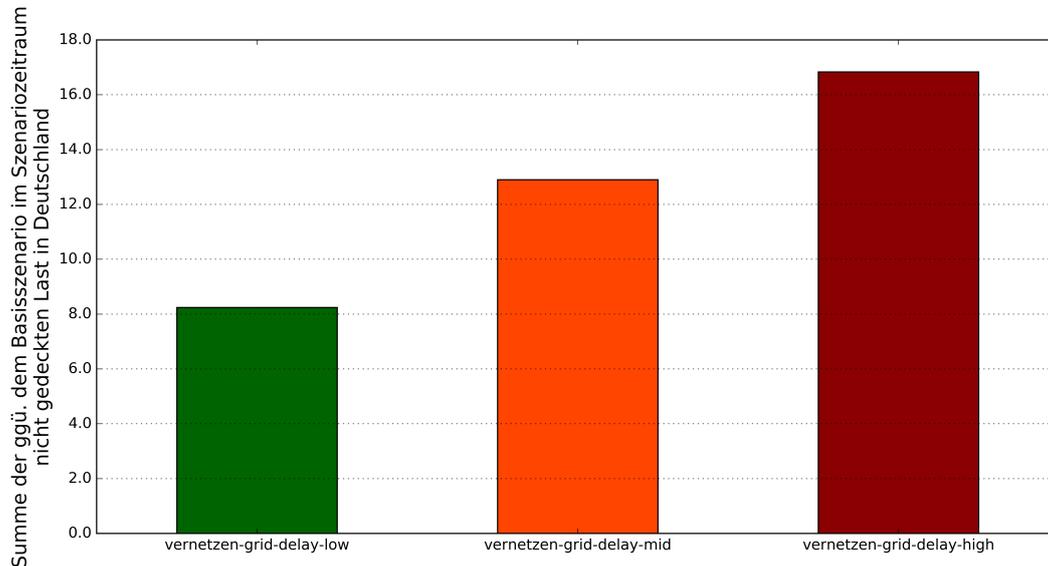


Abbildung 6.31: Simulationsergebnisse Netzscenarien: Summe der ggü. dem Basisszenario im Szenariozeitraum nicht gedeckte Last in Deutschland in TWh. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

Der nächste Parameter, der zwischen den Szenarien verglichen wird, ist die transportierte Strommenge in TWh, der so genannte Transit in Deutschland. Abbildung 6.32 zeigt den Transit aller drei Netzscenarien und des Basisszenarios von 2015 bis 2039. Es wird deutlich, dass dieser durch fehlende Netzkapazitäten steigt. Der starke Abfall des Transits zwischen den Jahren 2022 und 2027 ist auf die verschiedenen Inbetriebnahmezeitpunkte der Vorhaben je nach Netzscenario zurückzuführen. In allen Varianten steigt der Transit danach wieder an. Im Szenario „high“ steigt der Transit am längsten und höchsten und fällt im Vergleich zum Basisszenario erst fünf Jahre später wieder ab. Der Sachverhalt von höheren Transitmengen aufgrund fehlender Netzkapazitäten, kann mit den dadurch entstehenden Ringflüssen (loop-flows) begründet werden. Weil benötigte Kapazitäten fehlen, fließt der erzeugte Strom nicht direkt in die Bedarfsregion, sondern über verfügbare Leitungen, den Weg des geringsten Widerstands. Mit der Länge der Transportstrecke des produzierten Stroms steigen die Netzverluste, zudem erhöhen sich die Engpässe zwischen anderen Austauschregionen. Kommt es zu Engpässen, wird der Strom so lange transportiert, bis keine Kapazitäten mehr vorhanden sind, um die Nachfrage zu decken. Zeitverzögerungen führen demzufolge zu weiteren Engpässen und erhöhten Netzverlusten. Stehen innerhalb von Regionen aufgrund von Engpässen zu wenig Strom und au-

ßerdem keine weiteren Kraftwerke zur Verfügung, steigt der Anteil nicht gedeckter Last.

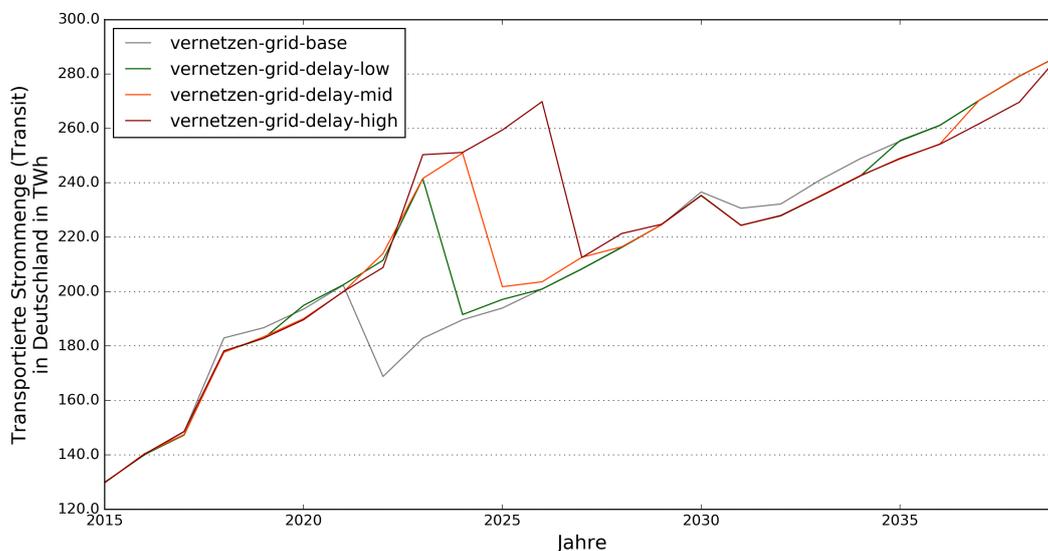


Abbildung 6.32: Simulationsergebnisse Netzszenarien: Transit in Deutschland in TWh im Simulationszeitraum 2015 bis 2039. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

In Abbildung 6.33 ist die Differenz des aggregierten Transits zum Basisszenario von 2015-2039 in Deutschland in TWh für alle drei Netzszenarien dargestellt. Im Szenario „low“ ist der Transit um 74 TWh, d.h um 14 % höher als im Basisszenario. Der Transit erhöht sich im Szenario 'mid' um 24 % und im Szenario „high“ um 46 % gegenüber dem Basisszenario, ohne Verzögerungen beim Trassenbau.

Die aufgrund von Zeitverzögerungen beim Netzausbau verursachten Netzverluste und Engpässe erfordern erhöhte Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken zur lokalen Nachfragedeckung. Abbildung 6.34 zeigt den letzten betrachteten Parameter, die aus konventionellen Kraftwerken erzeugte Strommenge in Deutschland in TWh. Diese geht im Betrachtungszeitraum deutlich zurück. In allen Szenarien sind zwei Sprünge erkennbar, der erste im Jahr 2022, aufgrund des Atomausstiegs, und der zweite im Jahr 2030, aufgrund des Kohleausstiegs. Der Unterschied zwischen den Netzszenarien ist zwar gering, dennoch ist erkennbar, dass geringe Verzögerungen weniger konventionelle Kraftwerke erfordern.

Um den Unterschied der konventionellen Stromerzeugung zwischen den Netzszenarien deutlich zu machen, ist in Abbildung 6.35 die Differenz der aggregierten Summe zusätzlich konventioneller Erzeugung in Deutschland von 2015-2039 gegenüber dem Basisszenario dargestellt. Gingen alle geplanten EnLAG- und BBPlG-Vorhaben ohne Verzögerung in Betrieb, würden im Zeitraum von 25 Jahren insgesamt 5.158 TWh

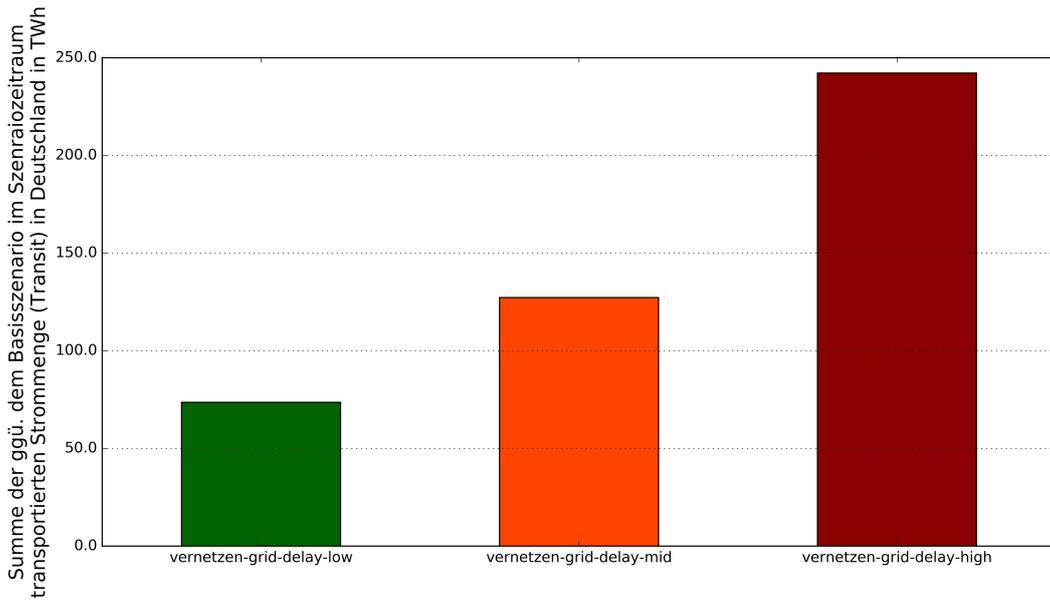


Abbildung 6.33: Simulationsergebnisse Netzszenarien: Differenz des aggregierten Transits zum Basisszenario im Szenariozeitraum in Deutschland in TWh. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

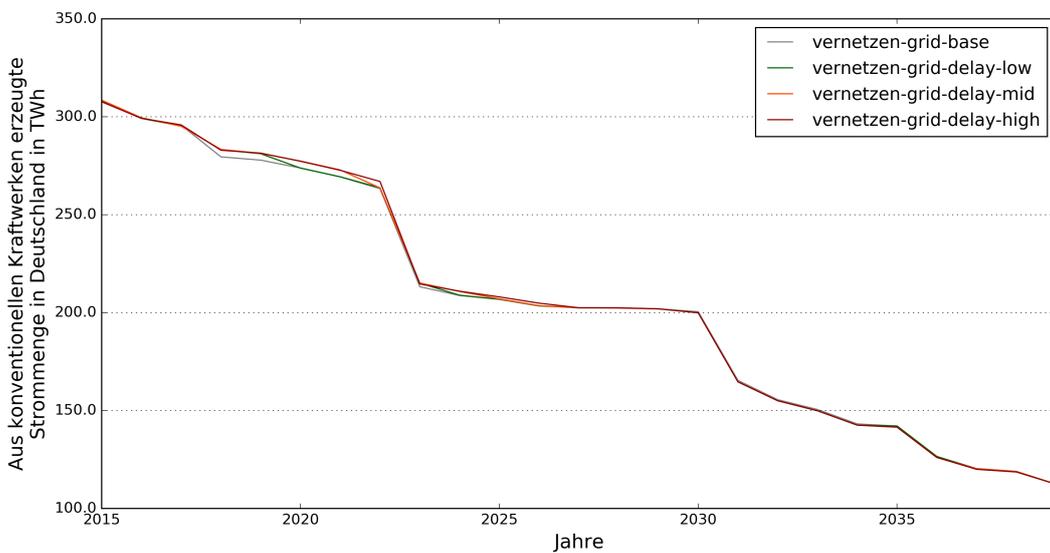


Abbildung 6.34: Simulationsergebnisse Netzszenarien: In konventionellen Kraftwerken erzeugte Strommenge in Deutschland in TWh. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

Strom aus konventionellen Kraftwerken produziert. Das entspricht 40 % des gesamten Stromverbrauchs. Eine bereits geringe Verzögerung der geplanten Vorhaben führt zu einer Mehrproduktion von 6 TWh, eine mittlere Verzögerung zu 15 TWh

und eine starker zu 19 TWh. Das bedeutet bei einer starken Verzögerung werden 0,3 % mehr konventionelle Kraftwerke, als im Basisszenario, benötigt.

Die Mehrproduktion von Strom aus konventionellen Kraftwerken führt entsprechend zu einem erhöhten Ausstoß an CO₂. Insgesamt ergibt die Simulation des Basisszenarios Emissionen von 2.381 Mio. t CO₂ über den Zeitraum von 25 Jahren, das entspricht im Durchschnitt rund 95 Mio. t CO₂/Jahr. Aufgrund von Verzögerungen steigt die Emissionen im Szenario „low“ um 5 Mio. t CO₂, im „mid“ um 11 Mio. t CO₂ und im „high“ um 15 Mio. t CO₂. Verglichen mit dem Basisszenario sind die Gesamtemissionen im Szenario „high“ um 0,63 % höher.

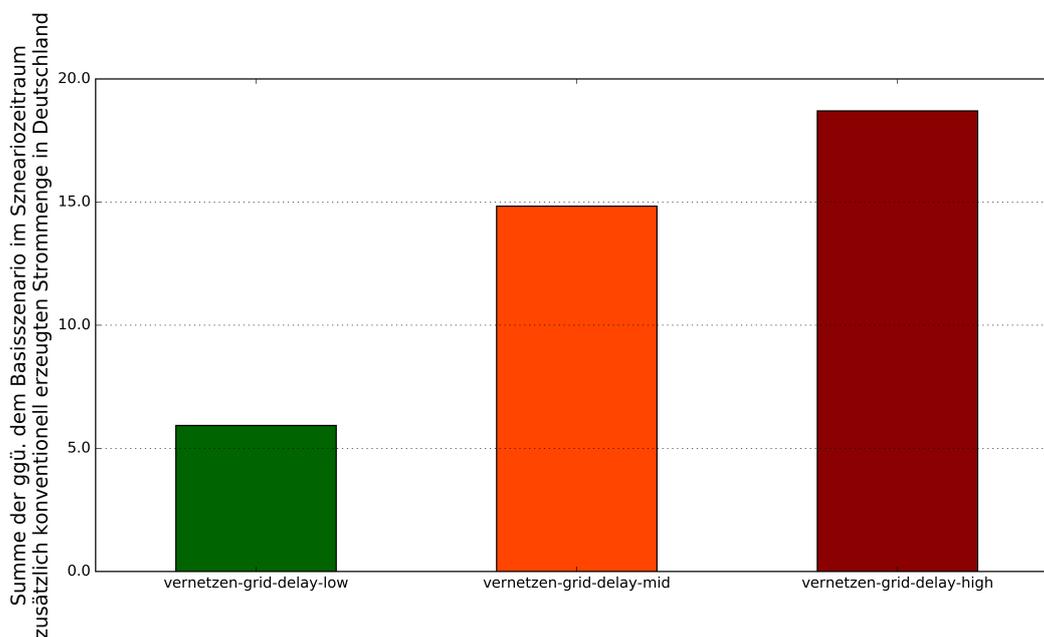


Abbildung 6.35: Simulationsergebnisse Netzszenarien: Differenz der aggregierten Summe der konventionell erzeugten Strommengerder ggü. dem Basisszenario von 2015-2039 in Deutschland in TWh. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

6.4.3 Windausbau

Zur Analyse der Auswirkungen der Windausbauszenarien auf das gesamte Stromsystem wurden für das Jahr 2050 Simulationen mit renpassG!S durchgeführt. Als Rahmen wurden die Annahmen aus dem VerNetzen-100 Szenario verwendet. Das Stromsystem wurde jeweils mit dem ökonomischen und dem Szenario gleiche Belastung modelliert. Dabei ist der Ausbau auf Kreisebene modelliert und die erzeugte Windstrommenge wird entsprechend auf diesem Level berechnet. Anschließend werden die Strommengen auf die Ebene der Austauschregionen (Dispatch-Regionen)

agreggiert, um den Austausch zu simulieren. In Abbildung 6.36 sind die Differenzen der installierten Windleistung zwischen beiden Szenarien in GW in jeder der insgesamt 18 Dispatch-Regionen dargestellt. Links beginnen die Regionen, mit weniger Windleistung im Szenario mit gleicher Belastung, rechts entsprechend sind die Regionen aufgeführt die deutlich mehr installierte Windleistung vorweisen.

Weiterhin sind in Abbildung 6.37 Differenzen zwischen den Szenarien verschiedener Strommengen in ausgewählten Dispatch-Regionen dargestellt. Abgebildet sind die Differenzen der Import-, Export-, Transit-, Windstrommengen sowie die gesamte abgeschaltete Strommenge.

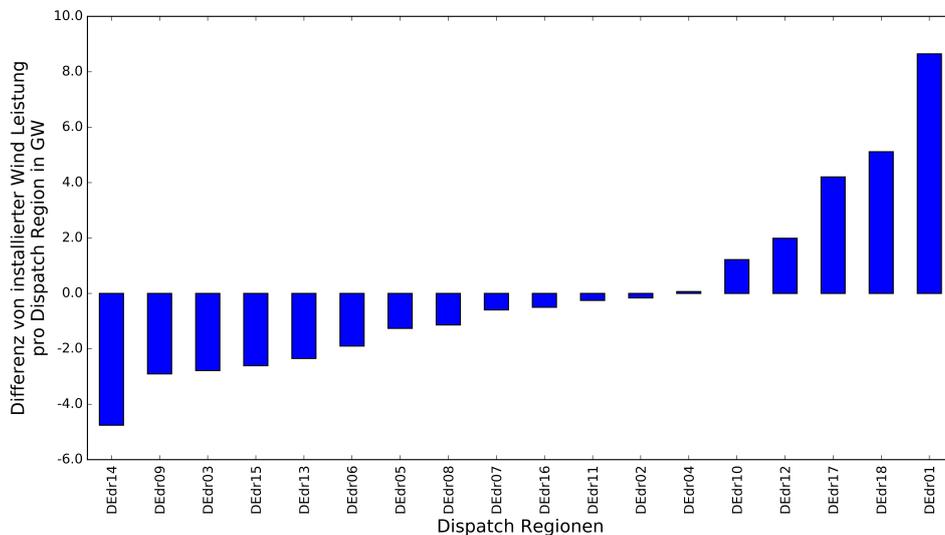


Abbildung 6.36: Differenzen installierte Windleistung zwischen den Szenarien gleiche Belastung und ökonomisch in GW pro Dispatch-Region. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

Der größte Unterschied ist in der Dispatch-Region DEdr01 zu erkennen. Sie enthält die Daten der Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg (Nord,Mitte) und Sachsen-Anhalt (Nord). Bei einem Ausbau mit gleicher Belastung ist die Windstromerzeugung dort 25 TWh höher als beim ökonomischen Ausbau. Dadurch nimmt der Stromexport zu und die Abschaltung steigt um 5 TWh. Allerdings sinkt der Transit, also die Strommenge der Region, die weder dort produziert noch verbraucht wird, sondern nur durchgeleitet wird bei gleicher Belastung. In den Regionen DEdr03 (Sachsen-Anhalt Süd, Thüringen), DEdr07 (Nordrhein-Westfalen Mitte-Ost), DEdr13 (Schleswig-Holstein) und DEdr14 (Niedersachsen Nord) sinkt die Windstrommenge bei gleicher Belastung verglichen mit dem ökonomischen Ausbau. Daneben sinkt auch der Export. Vor allem in DEdr13 wird mit 7 TWh wesentlich weniger abgeschaltet. In den südlichen Regionen DEdr12 (Baden-Württemberg Süd) und DEdr17 (Bayern Nord) sind die Unterschiede zum ökonomischen Ausbau rela-

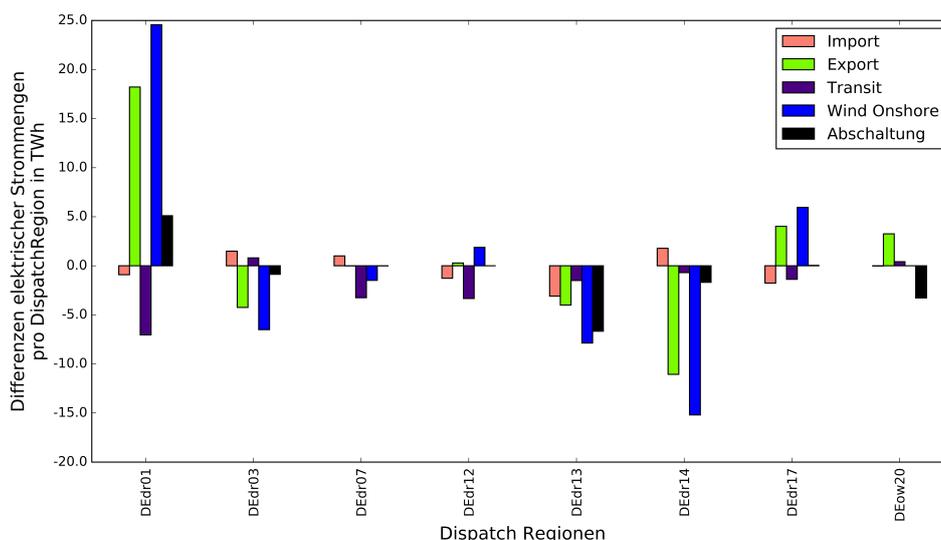


Abbildung 6.37: Differenz elektrischer Strommengen des gleichverteilten Belastungszenarios zum ökonomischen Szenario für ausgewählte Dispatch-Regionen in TWh im Jahr 2050: Jahressumme von Import, Export, Transit, Windproduktion Onshore und gesamte abgeschaltete Strommenge. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

tiv gering. Insgesamt wird hier bei gleicher Belastung mehr Windstrom produziert und die Transitmenge geht zurück. In der Offshore-Region DEow20 (Nordsee) bestehen hinsichtlich der installierten Leistung keine Unterschiede, allerdings bei Export und Abschaltung. Das bedeutet bei gleicher Belastung muss weniger Erzeugung aus Offshore-Windenergie abgeschaltet werden, da diese exportiert werden kann.

Insgesamt ist die erzeugte Strommenge aus Windenergie im Jahr 2050, bei gleicher installierter Gesamtleistung von 102 GW, im Szenario bei gleicher Belastung mit 219 TWh um 17 TWh geringer als im ökonomischen Ausbau. Dies liegt vor allem daran, dass der Ausbau primär der Belastung und erst danach wirtschaftlichen Kriterien folgt. Die Verteilung der Anlagen kann deshalb als Extremwert mit maximalen sozial-ökologischen Kriterien angesehen werden, die zusammen mit dem ökonomischen Ausbau die mögliche Spannbreite des Windausbaus bis 2050 aufzeigt.

Zur Einschätzung der Auswirkungen eines stärkeren sozial-ökologischen Windausbaus werden die Kosten der Standortverluste kalkuliert. Gerechnet wird hierfür mit Stromgestehungskosten der Windenergie Onshore im Jahr 2050 zwischen 5 ct/kWh bis 8 ct/kWh (AEE, 2014, Studienvergleich), die mit der Erzeugungsdifferenz von 17 TWh multipliziert zu Mehrkosten zwischen 818 Mio.Euro bis $1,3 \text{ Mrd.Euro}$ führen. Werden diese auf den deutschen Jahresstromverbrauch von 518 TWh (Stromverbrauch im Jahr 2014 (ENTSO-E, 2014b)) umgelegt, ergeben sich spezifische

Mehrkosten zwischen $0,16 \text{ ct/kWh}$ bis $0,25 \text{ ct/kWh}$. Zum Vergleich, die EEG-Gesamtvergütungsleistung im Jahr 2014 betrug 24 Mrd.Euro , davon $5,4 \text{ Mrd.Euro}$ für Windenergie Onshore. Wird diese auf die Jahresstrommenge umgelegt, betragen die spezifischen Kosten $1,00 \text{ ct/kWh}$ (BMW, 2015). Bei dieser Betrachtung ist zu beachten, dass die so berechneten Mehrkosten Maximalwerten entsprechen, die auf Jahressummen beruhen und keine stündlichen Unterschiede von Angebot und Nachfrage berücksichtigen. Die Kostenspanne von 818 Mio.Euro bis $1,3 \text{ Mrd.Euro}$ der Integration sozial-ökologischer Kriterien beim Ausbau ist maximal, die nicht verbrauchte Strommengen aus Windenergie im ökonomischen Szenario in Form von Abschaltungen noch nicht beinhaltet. In der Simulation bspw. ist die Abschaltung 2050 im ökonomischen Szenario 7 TWh höher als im Szenario mit gleicher Belastung. Bei einem ökonomischen Ausbau müssen insgesamt 35 TWh abgeschaltet werden und im anderen Szenario nur 28 TWh . Grund der Abschaltungen sind zu geringe Netzkapazitäten zur Weiterleitung lokaler Überschüsse zwischen den Regionen. Im verwendeten VerNetzen-100 Szenario wurde zusätzlich zum bestehenden Stromnetz mit den geplanten EnLAG- und BBPIG-Vorhaben ohne Zeitverzögerungen gerechnet. Zur Verringerung von Abschaltungen sind Kapazitäten darüber hinaus erforderlich.

Die geringe Abschaltung im Szenario mit gleicher Belastung ist vor allem durch einen stärkeren Ausbau im Süden Deutschlands zu erklären. Dadurch kann die Nachfrage mit lokaler Stromerzeugung gedeckt werden, wodurch weniger Verteilung und entsprechend weniger Netzkapazitäten notwendig sind. Die nicht gedeckte Last beträgt im Jahr 2050 in beiden Szenarien ca. 11% des Jahresstromverbrauchs. Das sind im ökonomischen Windausbau ca. 56 TWh und ist im Szenario bei gleicher Belastung mit 58 TWh etwas höher. Gründe hierfür sind das schnelle Auslaufen der konventionellen Kraftwerke in Deutschland und analog dazu in den Anrainerstaaten, methodisch angelehnt an die Sterbelinien für Deutschland. Dadurch beträgt der Anteil an erneuerbarer Stromproduktion im Jahr 2050, nicht nur in Deutschland, sondern auch in den Nachbarländern über 90% . Des Weiteren wurden, wie bereits erwähnt, nur die heute bereits geplanten EnLAG- und BBPIG-Vorhaben berücksichtigt. Bei der Simulation eines 100% erneuerbare Stromsystems müssen zukünftig weitere Netzausbaumaßnahmen in den Szenarien berücksichtigt werden.

7 Fazit

7.1 Wichtigste Ergebnisse

Ziel des Projektes war die methodische Integration sozial-ökologischer Faktoren gesellschaftlicher Akzeptanz in ein Strommarktmodell und die Entwicklung von Ausbauszenarien bis 2050. Die Projektergebnisse zeigen, dass es möglich ist gesellschaftliche Akzeptanz als Dimension in der Energiesystemmodellierung zu berücksichtigen. Hierfür musste vor allem die Komplexität der zahlreichen sozialen und ökologischen Einflussfaktoren der Akzeptanz reduziert werden. Entscheidend war es, relevante und weniger relevante Einzelheiten zu bestimmen. Dazu wurden die Einflussfaktoren eingehend von sozialwissenschaftlicher Seite betrachtet, während die ingenieurwissenschaftliche Seite parallel die Modellintegration vorbereitete. Die Zusammenführung der Ergebnisse war aber nur aufgrund einer intensiven Zusammenarbeit möglich. Ein daraus resultierendes Projektergebnis ist die georeferenzierte Datenbank mit geografisch darstellbaren Inhalten, die geometrische Operationen ermöglichen.

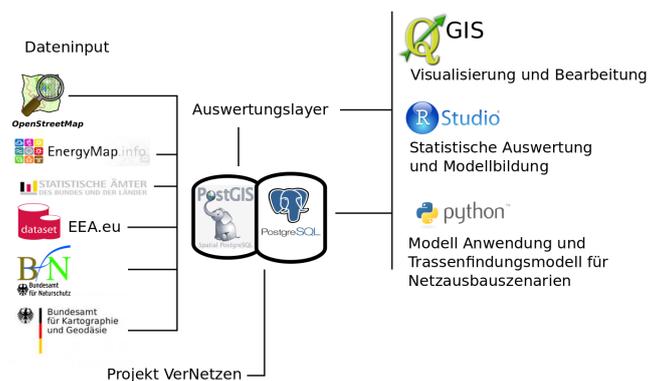


Abbildung 7.1: Aufbau und Nutzung der Projektdatenbank. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

In der Datenbank enthalten sind quantitative Daten des Energiebereichs, z.B. Stromnetz und Kraftwerkspark, Strukturdaten wie z.B. Landschaft und Siedlungen sowie sozial-ökonomische Größen wie z.B. Bevölkerung und Tourismus. Daneben sind auch

qualitative Projektergebnisse auf Ebene der Landkreise aus den Untersuchungen gesellschaftlicher Akzeptanz im Wind- und Netzbereich Bestandteil der Datenbank. Ihre Verwaltung erfolgt mit PostgreSQL, wie in Abbildung 7.1 dargestellt ist.

Schwerpunkt der sozialwissenschaftlichen Auswertungen war es, aus den erhobenen Daten Schlüsselfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz beim Wind- und Netzausbau zu definieren, die zur Energiesystemmodellierung herangezogen werden können. Damit Schlüsselfaktoren in der Modellierung verwendet werden können, ist vor allem ihre Übertragbarkeit von den Untersuchungsobjekten auf eine größere Gruppe von Objekten ein wichtiges Qualitätsmerkmal. Zusätzlich sollten sie zukünftig relevant sein, da sie in Langfristszenarien einfließen.

Im Windbereich erfolgte die Untersuchung gesellschaftlicher Akzeptanz nicht in Einzelprojekten, sondern auf übergeordneter Ebene. Insgesamt wurden 12 Bundesländer, 27 Planungsregionen, 48 Landkreise und 181 Gemeinden betrachtet (siehe Abbildung 7.2).

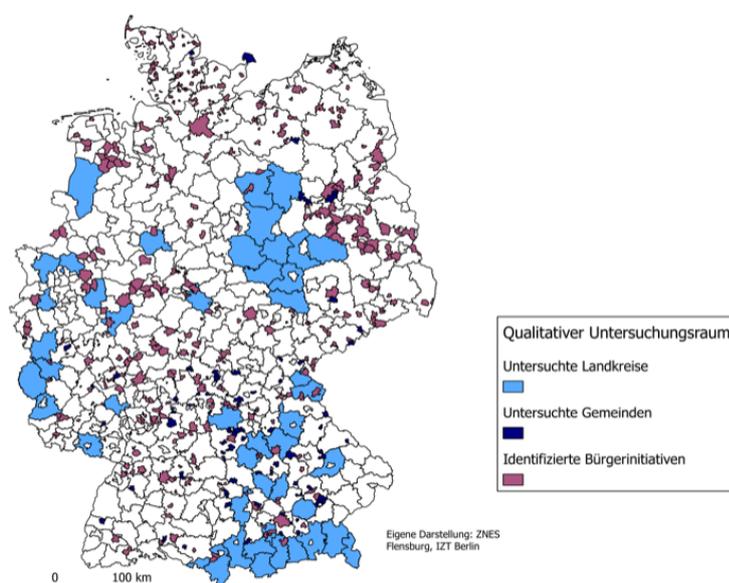


Abbildung 7.2: Untersuchungsraum zu Windenergie: Qualitativ untersuchte Regionen auf Kreis- und Gemeindeebene. Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

Identifizierte Einflussfaktoren in den Bundesländern adressieren vor allem Prozessgerechtigkeit und Nutzen, hierzu gehören z.B. Maßnahmen zur Einbindung, Kommunikation und zur finanziellen Beteiligung der Bevölkerung. Die Bandbreite reicht vom Beteiligungsgesetz in Mecklenburg-Vorpommern, bis zu eingerichteten Bürgerforen zur professionellen Konfliktregelung in Hessen. Deutschlandweit ist die Regionalplanung in den Bundesländern zwar unterschiedlich, aber nahezu flächendeckend organi-

7.1 Wichtigste Ergebnisse

siert. In den windstarken Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Schleswig-Holstein und Niedersachsen besteht hoher Flächendruck. Gesellschaftlich steigt der Bedarf, bereits während der Regionalplanung, frühzeitig politischen Einfluss zu nehmen. Auf Landkreis- und Gemeindeebene sind die Wahrnehmungen von Windanlagen, selbst auf engstem geografischem Raum, oft sehr unterschiedlich. Es gibt z.B. innovative Aktivitäten beim Windenergieausbau in einigen Landkreisen Bayerns, in denen die landespolitische 10H Abstandsregelung nicht zum völligen Baustopp geführt hat. Gleichwohl traten auch gut organisierte Proteste rund um Waldflächen und Naturparks bspw. in mehreren Landkreisen in Rheinland-Pfalz auf. Insgesamt werden vor allem kleine Projekte bei transparenter, frühzeitiger und beständiger Beteiligung der lokalen Bevölkerung akzeptiert. Besonders negativ wirken mangelnde Erfolgsbeteiligung und ausbleibende Gewerbesteuererinnahmen. Alle erhobenen Informationen wurden zusammengefasst in der Projektdatenbank abgelegt, Abbildung 7.3 zeigt einen Auszug daraus.

region_key	district_name	qualitative_information_wind	Information_source
09373	Neumarkt in der Oberpfalz	Östlich von der Stadt Berching Bayerns größter Bürgerwindpark Okt 2012, sechs modernen Binnenland-Windkraftwerken der Drei-Megawatt-Klasse, insgesamt knapp 20 MW Vorzeigeprojekt mit über 1.300 Personen an diesem Projekt direkt oder indirekt über Energiegenossenschaften sowie den Oberpfälzer Windfonds beteiligt	BR 2014: Sendung des Bayerischen Rundfunks, online: http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/realisation-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html , abgerufen Dezember 2014.
07233	Vulkaneifel	verstärkte Bürgerproteste bezogen auf Soonwald und Pfälzerwald Überregionale Vernetzung von 55 Bürgerinitiativen zum Bündnis "Energielebens für Mensch und Natur in Rheinland Pfalz"	
07232	Bitburg-Prüm	windstarker Kreis	inmit 2014
07235	Trier-Saarburg	windstarker Kreis	inmit 2014
07331	Alzey-Worms	windstarker Kreis	inmit 2014
07340	Südwestpfalz	Landkreis Südwestpfalz besonders betroffen von der Entscheidung gegen Windkraft in der Kernzone des Pfälzer Waldes, da bereits Planungen begonnen wurden, und damit geplante Erneuerlichen wegfallen. Ein Vorschlag aus der Kommunalpolitik ist die Gründung einer Solidargemeinschaft der Gemeinden im Pfälzerwald, damit auch jene von den Windrädern profitieren, die keine aufstellen dürfen.	SWR 2015
09377	Tirschenreuth	gilt als windfreundlicher Landkreis	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/realisation-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html
09371	Amberg-Weilburg	gilt als windfreundlicher Landkreis	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/realisation-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html
09479	Wunsiedel im Fichtelgebirge	gilt als windfreundlicher Landkreis, drei Windparks Braunergrün, Stemmgrün, Blausulenteinlie, lokale Wertschöpfung trotz externer Betreiber, Gewerbesteuererinnahmen stabilisieren Gemeindehaushalte. Beteiligung der Bürger im Nachgang durch Nachrangdarlehen, Kommunalpolitik starker Unterstützer, Bürger wurden per Informationsveranstaltungen einbezogen, Kohlekraftwerk in der Region wurde geschlossen, WKA vertreiben dem Landkreis neues Image und gelten als positives Signal, die Region gilt als Windstützpunkt es gibt sogar Energietourismus	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/realisation-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html interview Zukunfts Energie Fichtelgebirge GmbH
09575	Neustadt an der Aisch-Bad	gilt als windfreundlicher Landkreis	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/realisation-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html



Abbildung 7.3: Auszug aus der Projektdatenbank. Beispielregion Südwestpfalz. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

Aus den Untersuchungsergebnissen geht hervor, dass die für Windenergie beanspruchte Fläche und die Höhe der betroffenen Bevölkerung besonders relevant für die gesellschaftliche Akzeptanz der Windenergie sind. Deshalb wurden der Anteil mit Windenergie bebauter Fläche im Verhältnis zur Gesamtfläche eines betrachteten Landkreises und die Bevölkerungsdichte eines Landkreises als Schlüsselfaktoren definiert. Diese Auswahl hat zwei Vorteile: 1. die Schlüsselfaktoren sind numerisch und können damit für alle Landkreise berechnet werden, 2. die Anzahl ist in einem Modell gut handhabbar. Mathematisch umgesetzt durch die Multiplikation beider Faktoren repräsentieren sie die Belastung oder den Belastungsgrad durch Windenergie in einem Landkreis. Bei nur geringer Bevölkerungsdichte steigt die Belastung

durch zunehmende Flächenanteile, bei hoher Bevölkerungsdichte hingegen steigt die Belastung bereits bei geringen Flächenanteilen.

Im Netzbereich bildeten Praxiserfahrungen aus Fallbeispielen die Grundlage der Untersuchungen. Hier konnte in 13 Teilabschnitten, der EnLAG Vorhaben 1-6 und des BBPIG-Vorhabens 8, die gesellschaftliche Akzeptanz systematisch erhoben werden. Mithilfe eines umfangreichen Indikatorensystems wurde für jeden der 19 betroffenen Landkreise eine Widerstands- und eine Engagementrate bestimmt (Abbildung 7.4).

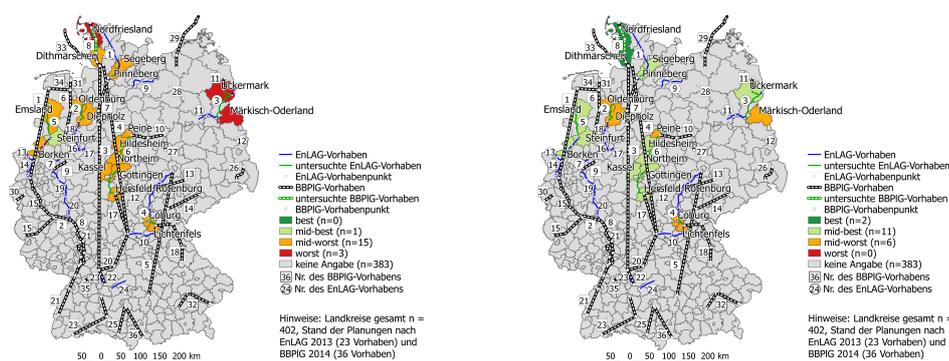


Abbildung 7.4: Geographische Darstellung der Ergebnisse der Widerstands- (linke Grafik) und Engagementrate (rechte Grafik) im Untersuchungsraum. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

Ermittelt wurden sechs Landkreise mit hohen Widerständen und mittlerem Engagement mit Verzögerungszeiten von ca. sechs Jahren bei der Vorhabenrealisierung. Schon geringer, mit vier Jahren, sind die durchschnittlichen Verzögerungszeiten in den zwölf Landkreisen, die zwar mit vergleichbaren Widerständen, aber höherem Engagement bewertet wurden. Parallel dazu wurden mit einer Regressionsanalyse rein statistische Zusammenhänge zwischen Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz und den realen Verzögerungszeiten aller EnLAG-Vorhaben untersucht. Den stärksten Einfluss haben demnach die Faktoren BIP pro Kopf und die Bestandstromtrassen. Ziel der Analyse war eine Prognose von Verzögerungszeiten für alle Landkreise anhand der vorliegenden Daten. Berechnet wurden durchschnittlich 4,5 Jahre. Die konkreten Ergebnisse zeigt Abbildung 7.1.

Im Osten ergaben sich deutlich höhere Verzögerungsrisiken als im Süden. Da im Süden bisher allerdings weniger Vorhaben realisiert wurden, flossen auch keine Verzögerungszeiten in die Analyse ein. Mit einer Kombination der Ergebnisse aus der Fall- und der Regressionsanalyse wurden Verzögerungszeitenspannen festgelegt, die auf alle Landkreise Deutschlands übertragen werden konnten. Neben den realen Verzögerungszeiten wurden auch Engagementraten für alle deutschen Landkreise erhoben.

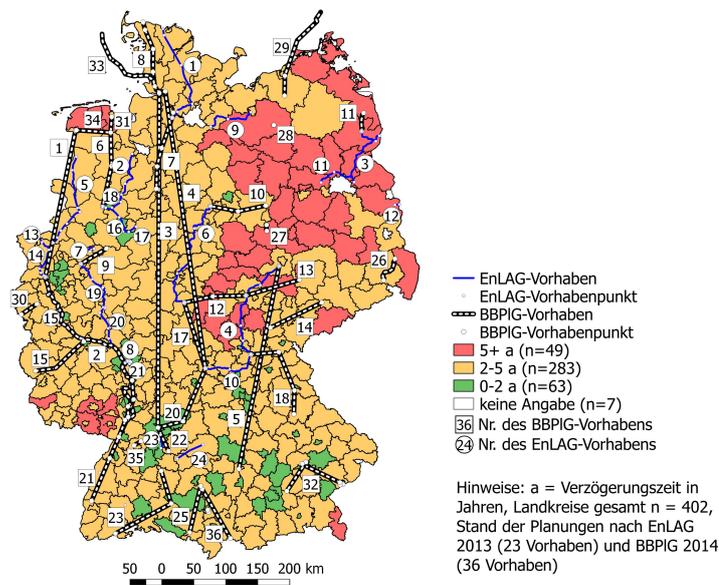


Abbildung 7.5: Verzögerungsprognosen je Landkreis auf Basis des Regressionsmodells. Eigene Darstellung IZT Berlin

Für die Mehrheit wird mittleres Engagement prognostiziert. Aus Verzögerungsprognosen und Engagementraten werden Widerstandsraten für alle Landkreise abgeleitet, die zur Erstellung von den drei Netzszenarien low, mid und high für alle EnLAG- und BBPIG-Vorhaben genutzt werden. Die geringste Verzögerungszeitenspanne mit 0, 2 und 5 Jahren liegt im Szenario low vor, eine mittlere mit 1, 3,5 und 7 Jahren im Szenario mid und die höchste mit 2, 5 und 9 Jahren im Szenario high, dargestellt in Abbildung 7.6.

Mithilfe der breiten qualitativen Untersuchungen wurden die zahlreichen sozial-ökologischen Einflussfaktoren auf jeweils eine Dimension gesellschaftlicher Akzeptanz in den Netz- und Windausbauszenarien reduziert, die in der Energiesystemmodellierung nutzbar sind. Für den Netzausbau ist diese Dimension als Zeitverzögerung gegenüber der ursprünglich geplanten Inbetriebnahme definiert, ermittelt aus Widerstand und Engagement. Beim Windausbau ist diese der Belastungsgrad, berechnet aus dem Produkt von Flächenanteil und Bevölkerungsdichte. Beide Dimensionen sind natürlich nicht direkt mit gesellschaftlicher Akzeptanz gleichzusetzen, sondern Variablen in Energieszenarien, mit denen Effekte simuliert werden können. Nach ihrer Definition mussten die Dimensionen in Energieszenarien bestimmt werden, d.h. es musste ein Belastungsgrad pro Landkreis festgelegt und die Verzögerungszeiten der Netzszenarien auf alle Netzausbauvorhaben verteilt werden. Anschließend wurden Energiesystemsimulationen bis zum Zieljahr 2050 durchgeführt. Wind- und Netzszenarien wurden getrennt analysiert, d.h. variiert wurde immer nur eine Dimension

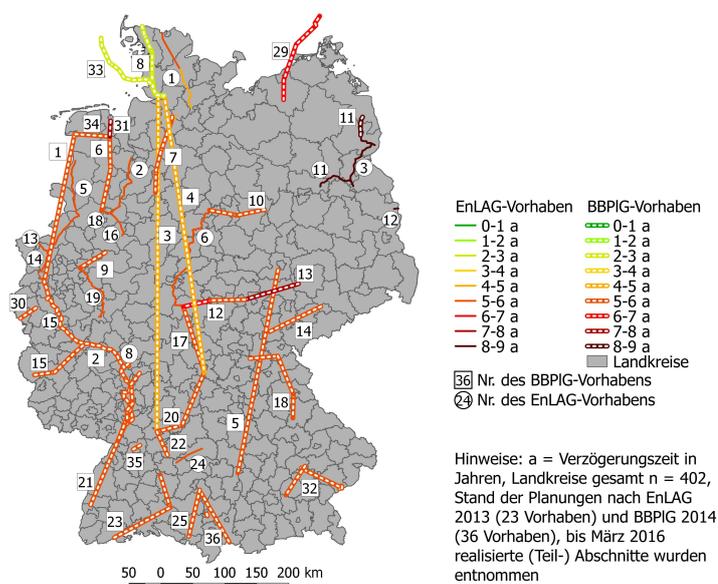


Abbildung 7.6: Verzögerungsannahmen pro Vorhaben im Netzscenario high. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

pro Szenario, damit die Effekte dem Belastungsgrad oder den Zeitverzögerungen zugeordnet werden konnten.

Ergebnisse Windenergie

Vor den Simulationsrechnungen zum Windausbau konnten, mit der gegebenen Definition, die heutigen Belastungen durch Windenergie in allen Landkreisen berechnet werden. Sie liegen zwischen $0,00 - 7,71 \text{ Einwohner}/\text{km}^2$. Es zeigt sich, dass 57 % der installierten Gesamtleistung in 85 % aller Landkreise mit Belastungsgrad kleiner $1,00 \text{ Einwohner}/\text{km}^2$ stehen. 43 % der Leistung steht in nur 15 % aller Landkreise, mit bis zu sechsmal höheren Belastungsgraden. Abbildung 7.7 zeigt die heutigen Belastungsgrade durch Windenergie auf Basis der installierten Windleistung im Jahr 2014.

Allerdings zeigen die qualitativen Untersuchungen, dass eine hohe Belastung nicht zwangsläufig schlechte Akzeptanz bedeutet. Genauso wenig sind Landkreise mit niedrigen Belastungen frei von Akzeptanzproblemen. Ein einfacher Kausalzusammenhang zwischen Belastung und Akzeptanz ist nicht nachweisbar, sondern nur sinnvoll mit den qualitativen Untersuchungsergebnissen zu interpretieren.

Um Verteilungseffekte auf die Windenergieleistung im Jahr 2050 zu untersuchen, musste für jeden Landkreis ein zukünftiger Belastungsgrad eingesetzt werden. Dieser sollte alle Landkreise fair belasten, d.h. verfügbare Flächen aller, und nicht nur

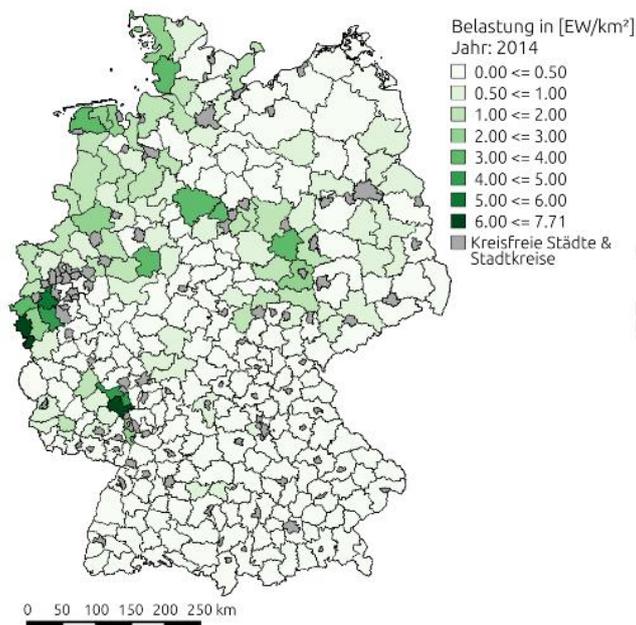


Abbildung 7.7: Ist-Belastungsgrade je Landkreis in Bezug auf Windenergie im Jahr 2014. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

der windstärksten Landkreise für den Ausbau nutzen. Deshalb wurde ein identischer Belastungsgrad berechnet, mit dem die Zielleistung von ca. 100 GW im Jahr 2050 erreicht und gleichzeitig auf viele Landkreise verteilt werden kann. Der ermittelte Belastungsgrad beträgt $1,25 \text{ Einwohner}/\text{km}^2$. Dieses Szenario wird mit dem verglichen, das nur nach ökonomischen Kriterien definiert ist. Es zeigt sich, dass dieser Ansatz zu einer Umverteilung von Windleistung primär von Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen nach Bayern und Mecklenburg-Vorpommern führt. Trotz des teilweise deutlichen Zubaus blieb der Flächenanteil zur Windenergienutzung in allen Bundesländern bei unter 2 %. Der gewählte Belastungsgrad führt allerdings in zwei Landkreisen Mecklenburg-Vorpommerns zu einem enormen Zubau, was vor allem auf die geringe Bevölkerungsdichte zurückzuführen ist. In Bayern hingegen findet auch eine Umverteilung zwischen den Landkreisen statt. So geht der Zubau in der Hälfte der Landkreise zurück, in den restlichen aber kommt es zu einer erheblichen Steigerung. Diesen Ergebnissen zufolge, führt selbst ein vergleichsweise niedriger Belastungsgrad in Landkreisen mit geringer Bevölkerungsdichte zu sehr hohen Zubauraten. Diese sind zwar theoretisch möglich, aus heutiger Perspektive gesellschaftlich aber wenig plausibel, denkbar sind Optimierungen per Zubaugrenzen. Prinzipiell gibt es aufgrund der großen potentiellen Flächen für Windenergie in Deutschland, auch bei vollständig erneuerbarer Stromversorgung immer noch enorm viele Möglichkeiten zur Verteilung der Anlagen. Die Herausforderung besteht des-

halb darin, plausible regionale Verteilungen zu finden. Hierfür sind die qualitativen Untersuchungsergebnisse eine wichtige Basis. Zukünftig könnten partizipative Verfahren auf Simulationsebene die Optimierungen ergänzen, indem z.B. Grenzwerte direkt mit Akteuren der Landkreise festgelegt werden können. Eine deutschlandweite Simulation bietet dabei den Vorteil, dass die Auswirkungen von Entscheidungen einer Region direkt in anderen Regionen sichtbar werden.

Neben einer einfachen Begrenzung der Flächen durch eine identische Belastung in allen Landkreisen, wurde zusätzlich untersucht, ob der Ausbau ohne Nutzung von Naturparkflächen möglich ist. Denn aus den Untersuchungen wurde deutlich, dass die Bebauung von Naturparks immer wieder Grundlage aktiven Widerstandes gegen die Windenergie darstellt. Hier zeigen die Simulationsergebnisse, dass in allen Bundesländern (außer dem Saarland), auch nach Abzug der Naturparkflächen noch deutlich mehr Weißfläche als notwendig zur Verfügung steht. Mithilfe der Simulationen wurde bestätigt, dass die Stromversorgung, also die zeitgleiche Deckung von Angebot und Nachfrage zu jeder Stunde am Tag, in Deutschland bis 2050 mit den definierten Szenarien gewährleistet werden kann. Das bedeutet, auch unter verstärkter Berücksichtigung der gesellschaftlichen Akzeptanz im Bereich Windenergie, hier bei gleicher Belastung aller Landkreise, und ohne Bebauung weiterer Naturparkflächen ist eine größtenteils erneuerbare Energieversorgung bis 2050 möglich. Insgesamt sind die Unterschiede bei aggregierter Betrachtung von erzeugter Strommenge, Transit und Export im Vergleich zum ökonomischen Szenario gering. Mit der höheren regionalen Auflösung in beiden Szenarien werden die zum Teil deutlichen Unterschiede beim Ausbau in den Landkreisen sichtbar. Entsprechend der höheren Ausbauraten steigen produzierte Strommenge und Export besonders in Mecklenburg-Vorpommern und Bayern. Die Standortverluste aufgrund der Restriktion durch den Belastungsgrad führen verglichen mit dem ökonomischen Szenario mit einer Windstromproduktion von 219 TWh zu einer geringeren Stromproduktion von ca. 17 TWh. Hierfür konnten mithilfe von Stromgestehungskosten zwischen 5 - 8 ct/kWh in 2050 spezifische Mehrkosten von 0,16-0,25 ct/kWh (bei einem Stromverbrauch von 518 TWh in 2050) kalkuliert werden.

Ergebnisse Netzausbau

Aus den Projektergebnissen lässt sich schlussfolgern, dass starkes Engagement, unabhängig vom zu erwartenden Widerstand, zu einer geringeren Zeitverzögerung führt. Da für die Mehrheit der Landkreise mittleres Engagement ermittelt wurde, können sich je nach Fortentwicklung des Engagements geringe oder hohe Zeitverzögerungen ergeben. Verringert sich das Engagement, drohen in der Mehrheit der Landkreise Zeitverzögerungen von mehr als zwei Jahren. Da in 49 Landkreisen zudem die Gefahr starker Widerstände besteht, können leicht Verzögerungen von mehr als fünf

Jahren auftreten. Hierbei ist zusätzlich zu bedenken, dass die in den Netzszenarien low, mid und high eingesetzten Zeiten auf heutigen Daten basieren und zukünftig vermutlich höhere Verzögerungen vorkommen werden. Vor allem Erfahrungen aus BBPIG-Vorhaben sind bisher kaum in die Entwicklung der Netzszenarien eingeflossen.

Da die Mehrheit der Landkreise mittleres Engagement aufweist, lag es nahe zu überprüfen, ob und wodurch das Engagement gesteigert werden könnte. Hierfür wurde, im Modell, eine umfangreichere Öffentlichkeitsbeteiligung angenommen, wodurch sich die Engagementrate überall erhöhte, allerdings nur in drei Landkreisen soweit, dass sich dadurch niedrigere Verzögerungszeiten ergaben. Dies legt die Vermutung nahe, dass nicht einzelne Maßnahmen sondern Maßnahmenbündel Verzögerungsrisiken verringern.

In allen drei Netzszenarien waren Simulationen nur bis zum Jahr 2039 notwendig, weil mit dem aktuellen Datensatz bei den höchsten Verzögerungen von neun Jahren im höchsten Verzögerungsszenario die letzte Trasse 2039 in Betrieb ist. Gegenstand der Betrachtung waren die nicht gedeckte Last, der Stromtransit und die konventionelle Erzeugung. Bis zum Jahr 2026 bestehen in keinem Szenario Probleme bei der Nachfragedeckung, erst ab 2030 steigt die ungedeckte Last an, vor allem aufgrund des im Szenariorahmen angenommenen Braunkohle- und Atomausstiegs. Insgesamt sind die Unterschiede aller Netzszenarien im Vergleich zum Basisszenario gering. Selbst bei der höchsten Zeitverzögerung können insgesamt bis 2050 nur 2,5 % des Gesamtstrombedarfs nicht gedeckt werden, nur 0,1 Prozentpunkte mehr als im Basisszenario. Am deutlichsten sichtbar sind die Unterschiede bei den Stromtransitmengen. Hier ist die Menge bei den höchsten Verzögerungen um 46 % höher als im Basisszenario. Im Basisszenario beträgt die von 2015 bis 2039 erzeugte konventionelle Strommenge 5.158 TWh, im Szenario mit den höchsten Zeitverzögerungen müssen 19 TWh mehr produziert werden. Bereits diese geringe Menge führt in 25 Jahren zu 15 Mio. Tonnen mehr CO₂ als im Basisszenario. Die Auswirkungen der Netzszenarien sind in den berechneten Simulationen zwar vorhanden, aber noch gering. Dies ist auch auf die immer noch sehr optimistischen Annahmen für den Erfolg des Netzausbaus in Deutschland zurückzuführen. Demnach treten im Mittel, bis maximal ins Jahr 2039, Verzögerungen von fünf Jahren auf.

7.2 Ausblick

Neben den im Projekt untersuchten Schwerpunkten Netzausbau und Wind gibt es weitere zukünftig relevante Technologien, wie Hochspannungsgleichstromleitungen (HGÜ-Leitungen), großflächige PV Anlagen (im Ausland auch solarthermische

Kraftwerke (CSP)) mit hohem Flächenbedarf. Hinzu kommen zahlreiche Speichertechnologien. Biomasse als flexible erneuerbare Erzeugungstechnologie wird zukünftig eine wichtigere Rolle spielen, relevant sind dann vor allem die Substrate Mais und Wildpflanzen. Die entwickelte Methode zur Integration einer sozial-ökologischen Dimension in Form von Verzögerungszeiten pro Landkreis zur Ermittlung von Trassenverläufen mit niedrigen Verzögerungsrisiken ist übertragbar. Bspw. ist es möglich die Trassenverläufe mit den geringsten möglichen Verzögerungen auf noch nicht geplante HGÜ-Vorhaben zu übertragen und diese in die Netzszenarien zu integrieren. Die Verwendung der sozial-ökologischen Dimension Belastungsgrad, wie sie im Projekt in den Szenarien zum Ausbau der Windenergie erfolgte, ist auch auf Solar-, Bio- oder Speichertechnologien übertragbar, da es sich ebenfalls um flächenintensive Technologien handelt. Zusätzlich sollten auch für diese Technologien qualitative Untersuchungen durchgeführt werden, um die berechneten Belastungen gut interpretieren zu können. Entscheidend sind plausible Darstellungen von Wechselwirkungen zwischen den Energieträgern Wind, Sonne, Biomasse und der Infrastruktur. Da die regionale Verteilung Erneuerbarer Leistung und die von Speichertechnologien voneinander abhängig sind, beeinflussen Windausbauszenarien bspw. gleichzeitig den Ausbau zukünftiger Speichertechnologien. Regionen mit hoher Belastung durch Erneuerbare Energien werden dementsprechend zusätzlich durch Speicher belastet. Wenn dadurch allerdings weniger Netzausbau notwendig ist, könnten trotzdem positive Wechselwirkungen zur gesellschaftlichen Akzeptanz möglich sein. Um die Dimension Belastungsgrad in der Szenarienentwicklung des Biomasseausbaus zu verwenden, ist vor allem der Flächenbedarf der eingesetzten Substrate relevant. So könnten beispielsweise maximale Anteile der Gesamtackerfläche für Energiepflanzen festgelegt werden, ggf. auch ein maximaler Anteil speziell für Energiemais, da dieser in der öffentlichen Wahrnehmung besonders kritisch gesehen wird. Aus diesen und ggf. weiteren Faktoren könnte so ein Belastungsgrad für Biomasse entwickelt werden. Unter Berücksichtigung der sozial-ökologischen Dimensionen bei der Szenarienentwicklung Erneuerbarer Energien können sich auch neue Notwendigkeiten für den Netzausbau ergeben, da dieser von der regionalen Verteilung der Technologien und Speicher abhängt.

Insgesamt wird heute, mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, bereits ein großer Beitrag zur Reduktion von Kohlendioxid und damit zur Verlangsamung des Klimawandels geleistet. In den letzten Jahren wurden hierbei technologisch und ökonomisch zahlreiche Fortschritte erzielt. Im Technologiebereich, aber vor allem beim Netzausbau wurde in Deutschland zudem eine beispielhafte Partizipationskultur etabliert. Erneuerbare Energien kamen aus einer Nische und wurden ökonomisch so erfolgreich, dass heute auch die großen Unternehmen der Energiewirtschaft die Transformation nicht mehr umgehen können. Die dafür erforderlichen langfristigen

Strategieentwicklungen basieren auf Modellrechnungen und Simulationen, die in der Politikberatung ein wichtiges Instrument geworden sind. Allerdings zeigen die gesellschaftlichen Ereignisse, dass Berechnungen allein eine solche Transformation nicht tragen können. Zukünftig sind transdisziplinäre Perspektiven notwendig, die zum einen sozial- und naturwissenschaftliche Erkenntnisse und zum anderen die Erfahrungen und das Wissen von Praxispartnern aus Gesellschaft, Politik, Bildung und Wirtschaft in die Forschung integrieren. Dementsprechend müssen die beteiligten gesellschaftlichen Akteure Teil des Forschungsprozesses sein. Ihre Problemsichten und ihr Alltags- und Praxiswissen werden mit wissenschaftlichen Problemstellungen und Erkenntnissen zusammengeführt. Mit einer solchen Wissensintegration entsteht das Potential neue wissenschaftliche Erkenntnisse und Fragestellungen und praxisrelevante Handlungs- und Lösungsstrategien zu verbinden, um Aufgaben, wie die einer Transformation des Energiesystems langfristig umzusetzen. Entscheidend bei der Entwicklung des zukünftigen Energiesystems ist nicht, ob die berechneten Werte tatsächlich eintreten, sondern vielmehr ob die beteiligten Akteure soviel gegenseitiges Verständnis aufbringen werden, um sich auf eine gemeinsame Strategie einigen zu können. Gesellschaftliche Akzeptanz ist ein Schlüssel für innovative technologische Vorhaben und wirtschaftliche Effizienz. Es geht darum, wieviel vom technisch Möglichen, gesellschaftlich umgesetzt wird. Gleichzeitig ist die Bürgerschaft gefordert prinzipielle Widerstände abzubauen und konstruktive Diskussionsräume zu gestalten. Jeder Landkreis mit Potentialflächen sollte entscheiden und begründen wieviel Windenergie machbar ist, wenn gleichzeitig die Auswirkungen der eigenen Entscheidung auf andere Regionen sichtbar werden. Für solche partizipativen Modellierungsansätze hat das VerNetzen Projekt erfolgreiche Ansätze formulieren können, deren Weiterentwicklung spannend und notwendig ist.

8 Handlungsempfehlungen

Die technisch-ökonomische Umsetzung der Energiewende ist möglich, wie zahlreiche bestehende Energiesystemmodellierungen zeigen. Doch bisher werden qualitative Einflüsse, wie z.B. sozial-ökologische Faktoren der gesellschaftlichen Akzeptanz wenig in solchen Modellen berücksichtigt. Das Ziel des Projekts VerNetzen bestand deshalb darin beide Perspektiven bei der Szenarioentwicklung des deutschen Energiesystems einzunehmen, da eine erfolgreiche Transformation zunehmend von qualitativen Faktoren abhängig ist. Methodisch ist die Integration qualitativer Faktoren eine Herausforderung, die transdisziplinäre Ansätze erfordert. Im Projekt ist es gelungen, Dimensionen gesellschaftlicher Akzeptanz direkt in ein Energiesystemmodell zu integrieren. Im Rahmen des Projektverlaufes wurden durchgehend Akteure mittels Fokusgruppen, Interviews und Methodenworkshops eingebunden, um partizipativ Lösungsansätze zu entwickeln. Die Teilergebnisse und Endergebnisse wurden in zwei wissenschaftlichen Beiräten, auf einer wissenschaftlichen Konferenz und im Rahmen einer Abschlussveranstaltung präsentiert. Aus den gewonnenen Erkenntnissen werden nachfolgend die wesentlichen Handlungsempfehlungen zur Weiternutzung und Fortentwicklung des Ansatzes präsentiert.

Verknüpfung von sozial- und ingenieurwissenschaftlicher Forschung und Praxispartnern: Die Integration qualitativer Faktoren erfordert eine Verknüpfung sozial- und ingenieurwissenschaftlicher Forschung. Um eine gemeinsame Verwendung von Forschungsergebnissen zu gewährleisten, ist eine konstruktive Zusammenarbeit notwendig. Dies erfordert von Anfang an eine intensive inhaltliche Kommunikation. Transdisziplinäre Forschungsprojekte sind eine geeignete Plattform, um einen solchen Austausch zu organisieren und so die zahlreichen vorliegenden Einzelergebnisse nutzbar zu machen und weiterzuentwickeln. Gleichzeitig ist die frühzeitige Einbindung von Praxispartnern wichtig, um die wissenschaftlich erarbeiteten Ergebnisse regelmäßig mit Akteuren aus der Planung, dem Umwelt- und Naturschutz sowie der Zivilgesellschaft zu reflektieren und zu validieren.

Entwicklung eines Datenkonzeptes: Erstes Ergebnis einer Zusammenarbeit, sollte ein gemeinsames Verständnis der jeweils vorliegenden Daten und Materialien sowie ihrer Interpretation und Anwendung sein. Gemeint sind damit Ablageformate, Umfang und Aussagekraft der Daten sowie ein Verwaltungskonzept (z.B. in Form einer Datenbank). Auch hier sollte besonderes Augenmerk auf die Einbeziehung der

Praxispartner gelegt werden, die häufig einen nicht wissenschaftlichen Blick auf die Dinge haben. Erkenntnisse aus der Praxis müssen daher meist erst „übersetzt“ werden, sind aber wertvolle Daten, die sonst nicht leicht auffindbar sind.

Entwicklung eines Ablage- und Verwendungskonzeptes qualitativer Daten: Um qualitative Ergebnisse in einer Modellierung verwenden zu können, sollte geprüft werden, inwieweit diese in einheitliche Datenformate überführt werden können. Dabei soll die Komplexität verringert werden, indem z.B. mit einer Verschlagwortung Sachverhalte in Kategorien eingeordnet werden. Gleichzeitig sollen so wenig Informationen wie möglich verloren gehen. Daneben empfiehlt sich auch eine Prüfung, inwiefern vorliegende qualitative Ergebnisse bereits quantifiziert sind. Bspw. kann der Widerstand gegen Windkraft in einzelnen Kommunen mit einer einfachen ja/nein Antwort abgebildet werden. Danach kann geprüft werden, inwiefern weitere Spezifizierungen, wie bspw. Art des Widerstands, nutzbar sind. Ziel sind also so viele Kategorien wie nötig und so wenig wie möglich. Neben einheitlichen Formaten muss das Datenkonzept erlauben, alle Spezifizierungen abrufen und einsehen zu können. Nur dann können Modellergebnisse entsprechend auch qualitativ interpretiert werden.

Bereitstellung hoch aufgelöster quantitativer Datensätze: Eine möglichst hohe regionale Auflösung der quantitativen Daten gewährleistet einen möglichst hohen Nutzungsgrad der qualitativen Daten. Nur so kann z.B. die Höhe der installierten Windleistung innerhalb eines Bundeslandes mit regionalen Problem- oder Vorzeigezonen in Zusammenhang gebracht werden.

Hohe Transparenz hinsichtlich Grenzen der Modellrechnungen gewährleisten: Obwohl das Ziel darin besteht Dimensionen gesellschaftlicher Akzeptanz in die Modellrechnungen zu integrieren, bestehen methodische Grenzen. Nur aufgrund der enormen Komplexitätsreduktion können überhaupt Entwicklungskorridore mit dem Modell unter Hinzunahme gesellschaftlicher Akzeptanz betrachtet werden. Diese sind allerdings nicht mit der Realität gleichzusetzen. So kann bspw. eine rechnerisch vergleichbare Belastung durch Windkraft in verschiedenen Landkreisen völlig unterschiedliche Reaktionen hervorrufen. Menschliches Verhalten ist nicht modellierbar und die Ergebnisse der Modellrechnungen erfordern deshalb immer Interpretationen von sozial- und ingenieurwissenschaftlicher Seite und Praxispartnern.

Vorteile integrierter Modelle nutzen: Neben allen Schwierigkeiten, begonnen bei der Datenerhebung, —ablage und -verwaltung bis hin zur Interpretation der Ergebnisse haben integrierte Modelle den entscheidenden Vorteil, die Details der Wirklichkeit präziser zu erfassen. Auch wenn die errechneten Korridore der Windleistung und der Verfügbarkeit der Netzkapazitäten breit sind, werden zuvor nicht erfasste Effekte sichtbar. Erkennbar sind beispielsweise Einflüsse von einzelnen Landkreisen

beim Ausbau der Windenergie, so dass gezielte Konzepte für Regionen ausgearbeitet werden können. Zudem könnten mit solchen Modellen Ausbauziele auf der Ebene von Landkreisen definiert werden.

Innovationspotential integrierter Modelle ausbauen: Neben der Darstellung von Entwicklungsoptionen für die Politikberatung, machen solche integrierten Modelle ein ganzheitliches Systemverständnis transportierbar. Auswirkungen gesellschaftlicher und technischer Effekte könnten direkt simuliert werden. Bspw. könnten die, von ingenieurwissenschaftlicher Seite aufgrund technisch-ökonomischer Vorteile empfohlenen Ausbauziele direkt mit Schwierigkeiten gesellschaftlicher Akzeptanz verbunden werden. Gleichermaßen könnten sozialwissenschaftliche Falluntersuchungen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem untersucht werden. Solche Modelle können demzufolge ein transdisziplinäres Arbeitsinstrument werden, um eine ganzheitliche Perspektive auf die Energiewende auszubauen. Daneben bieten sie zusätzlich das Potential als Partizipationsinstrument in Kommunen und Landkreisen eingesetzt zu werden. Sie können z.B. lokale Besonderheiten mit Auswirkungen auf das Energiesystem verbinden, wodurch z.B. Ausbauziele wesentlich konkreter mit den Betroffenen diskutiert werden könnten.

Erkenntnisse für die Energiewende

Zur Anwendung und Prüfung des methodischen Ansatzes wurden im Projekt einige Simulationen durchgeführt. Aus den beobachteten Effekten können folgende Aussagen zum Windausbau abgeleitet werden:

- Die Verteilung der Windenergieleistung nach Kriterien gesellschaftlicher Akzeptanz führt zu keiner wesentlichen Effizienzverschlechterung bei der Stromerzeugung. Das bedeutet die ökonomischen Vorteile überwiegen nicht die von gesellschaftlicher Akzeptanz. Es ist daher nicht notwendig einzelne Landkreise, aufgrund von hoher Wirtschaftlichkeit, überproportional zu erträglichen Belastungen zu bebauen.
- In einem Windausbauszenario mit einer gleichen Belastung aller Landkreise entsteht in den Landkreisen Mecklenburg-Vorpommerns ein erheblicher Leistungszubau. Allerdings erfordert das Ziel einer nahezu vollständigen erneuerbaren Stromversorgung in keinem Bundesland Flächenanteile zum Ausbau der Windenergie von mehr als zwei Prozent der Landesfläche.
- Der Ausbaus der Windenergie zur vollständigen erneuerbaren Stromversorgung erfordert in keinem Landkreis die Bebauung von Naturparks oder Waldflächen.

- Trotz des Ansatzes der gleichen Belastung ist es fraglich, ob in einigen Landkreisen die entsprechende Leistung installiert werden kann. Es ist demzufolge denkbar, trotz des enormen technischen Potentials, dass die erforderliche Zielgröße für eine vollständig erneuerbare Stromversorgung in Deutschland, aufgrund von gesellschaftlicher Akzeptanz, nicht erreicht werden kann.

Aus den beobachteten Effekten können folgende Aussagen zum Netzausbau abgeleitet werden:

- Unabhängig vom erwarteten Widerstand verringert starkes Engagement in den Landkreisen die Verzögerungsrisiken beim Netzausbau.
- Aktuell liegt in der Mehrheit aller deutschen Landkreise mittleres Engagement für den Netzausbau vor. Demzufolge ist die Höhe der Verzögerungszeiten auch davon abhängig wie sich das Engagement zukünftig entwickeln wird.
- Verschlechtert sich das heute mittlere Engagement in den Landkreisen, können leicht Verzögerungen von mehr als fünf Jahren auftreten.
- In die Analysen fließen mehrheitlich Informationen aus den EnLAG-Vorhaben ein. Bei den BBPlG-Vorhaben bestehen vor allem aufgrund ihrer Ausmaße erhebliche Verzögerungsrisiken, die hier noch nicht in die Analysen integriert sind.
- Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zeigen, dass mit steigenden Verzögerungszeiten vor allem die Stromtransitmengen und die Abschaltung von erneuerbaren Energien zunehmen.
- Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zeigen bei steigenden Verzögerungszeiten einen verstärkten Einsatz fossiler Kraftwerke, was zu steigenden CO₂-Emissionen führt.

Literaturverzeichnis

- [26. BImSchV 2013] 26. BImSchV: *Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV*. Bundestag, 2013. – 6 S. http://www.gesetze-im-internet.de/bimsv_26/BJNR196600996.html. – Neugefasst durch Bek. v. 14.8.2013 I 3266;
- [50Hertz Transmission GmbH u. a. 2014a] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GMBH: *Netzentwicklungsplan 2014, erster Entwurf*. 2014 <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-erster-entwurf>. – Entnommen des Anhang: Projektsteckbriefe Startnetz und Projektsteckbriefe Zubaunetz. Stand: 16. April 2014.
- [50Hertz Transmission GmbH u. a. 2014b] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GMBH: *Offshore-Netzentwicklungsplan. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 2014 http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/ONEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf
- [acatech 2015] ACATECH: *Mit Energieszenarien gut beraten. Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung*. acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, 2015 https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2015_12_Stellungnahme_Energieszenarien.pdf
- [AEE 2012] AEE: *Strom speichern*. Agentur für Erneuerbare Energien, 2012 http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/160.57_Renews_Spezial_Strom_speichern_mar13_online.pdf
- [AEE 2014] AEE: *Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien*. Agentur für Erneuerbare Energien, 2014 http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf
- [Alonso u. a. 2011] ALONSO, Oscar ; GALBETE, Santiago ; SOTÉS, Miriam: Sizing and Management of Energy Storage for a 100% Renewable Supply in Large Electric Systems. In: CARBONE, Rosario (Hrsg.): *Energy Storage in the emerging era of smart grids*. InTech, Croatia, 2011, Kapitel 15, S. 321–348

- [Aric Hagberg u. a. 2014] ARIC HAGBERG ; DAN SCHULT ; PIETER SWART: *Documentation: NetworkX Reference - Release 1.9.1*. 2014 http://networkx.github.io/documentation/networkx-1.9.1/_downloads/networkx_reference.pdf
- [Arndt u. a. 2014] ARNDT, Melanie ; FORMOWITZ, Beate ; GAMPE, Daniel ; GÜNZEL, Julia ; HIENDLMEIER, Sabine ; KILBURG, Sebastian ; KOPFINGER, Maria ; KRAPP, Gilbert ; LEUCHTWEIS, Christian ; MÜLLER, Thimo ; MATERNE, Franziska ; PILLICHSHAMMER, Carolin ; POUR-SARTIP, Keywan ; SCHRÖTER, Christian ; SCHULTE, Ursula ; WAGNER, Robert ; ZETTINIG, Christoph: *Akzeptanz für Erneuerbare Energien – Ein Leitfaden*. C.A.R.M.E.N. e.V., 2014 https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Akzeptanz/Akzeptanzbroschuere.pdf
- [Bade u. a. 2010] BADE, P. ; CONRAD, W. ; GASCH, R. ; HEILMANN, C. ; KAISER, K. ; ROBERT GASCH, Jochen T. (Hrsg.): *Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*. Vieweg + Teubner, 2010
- [BBPIG 2013] BBPLG: *Gesetz über den Bundesbedarfsplan*. Bundestag, 2013 <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bbplg/gesamt.pdf>
- [BBSR 2013] BBSR: *GeoBasis-DE/ BKG 2013, Generalisierung durch BBSR*. Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, 2013. – Email vom 15.02.2016
- [Becker u. a. 2014] BECKER, Sören ; BUES, Andrea ; NAUMANN, Mathhias: *Die Analyse lokaler energiepolitischer Konflikte und das Entstehen neuer Organisationsformen: Theoretische Zugänge und aktuelle Herausforderungen*. EnerLOG: Lösung von lokalen energiepolitischen Konflikten und Verwirklichung von Gemeinwohlzielen durch neue Organisationsformen im Energiebereich, 2014 (EnerLOG Working Paper). <https://www.zab-energie.de/de/system/files/media-downloads/EnerLOG%20Working%20Paper%201-7941.pdf>
- [Bertelt 2015] BERTELT, Philipp: *Gespräch vom 21. November 2015*. Projektentwicklung - GP Joule, 2015
- [BFE 2015] BFE: *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014*. Bundesamt für Energie, 2015 http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00631/index.html?lang=de&dossier_id=00763
- [BFE 2015] BFE: *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz*. Bundesamt für Energie, 2015 http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier_id=01049
- [BKG 2009] BKG: *ATKIS Basis-DLM in UTM Abbildungen*. http://www.bkg.bund.de/nm_184086/DE/Aktu/01Meldungen/M2009/090107ATKIS_20in_20UTM.html. Version: 2009, Abruf: 2. November 2015

- [BKG 2014a] BKG: *aktualität.txt - Datei ist Bestandteil des DLM250 - Datensatzes*. http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz_rahmen.gdz_div?gdz_spr=deu&gdz_akt_zeile=5&gdz_anz_zeile=1&gdz_unt_zeile=1&gdz_user_id=0.
Version: 2014
- [BKG 2014b] BKG: *Verwaltungsgebiete 1:250000 - Stand 31.12.2014*. http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz_rahmen.gdz_div?gdz_spr=deu&gdz_akt_zeile=5&gdz_anz_zeile=1&gdz_unt_zeile=13&gdz_user_id=0.
Version: 2014, Abruf: 5. Dezember 2015
- [BKG 2015a] BKG: *Das Dienstleistungszentrum*. http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz_rahmen.gdz_div?gdz_spr=deu&gdz_user_id=0&gdz_akt_zeile=7&gdz_anz_zeile=1. Version: 2015, Abruf: 26. Oktober 2015
- [BKG 2015b] BKG: *Digitales Landschaftsmodell 1:250000*. http://sg.geodatenzentrum.de/web_download/dlm/dlm250-aaa/dlm250-aaa.pdf.
Version: 2015, Abruf: 1. November 2015
- [BKG 2015c] BKG: *Verwaltungsgebiete 1 : 250000 - VG250 und VG250-EW*. http://sg.geodatenzentrum.de/web_download/vg/vg250_3112/vg250_3112.pdf. Version: 2015, Abruf: 26. Oktober 2015
- [BKG ohne Jahresangabe] BKG: *Verwaltungsgebiete*. http://www.bkg.bund.de/nr_147352/DE/Bundesamt/Geoinformation/Geoinformation-Produktion/Verwaltungsgrenzen/Verwaltungsgrenzen__node.html__nnn=true.
Version: ohne Jahresangabe, Abruf: 28. Oktober 2015
- [BMWI 1999] BMWI: *Kohlekraftwerke der Zukunft: sauber und wirtschaftlich*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 1999 http://www.herzo-agenda21.de/_PDF/kohlekraftwerke.pdf
- [BMWI 2015] BMWI: *EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2016*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015 https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- [BNatSchG 2015] BNATSCHG: *Bundesnaturschutzgesetz*. <http://dejure.org/gesetze/BNatSchG/>. Version: 2015, Abruf: 5. November 2015
- [BNetzA 2011] BNETZA: *Bericht gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber*. Bonn : Bundesnetzagentur, 2011 <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/>

- 20110314BerichtNetzzustandNetzausbaupdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2. – S. 60 EnLAG 9 Probleme mit verzögernder Wirkung
- [BNetzA 2014a] BNETZA: *Broschuere Netzausbau Bundesfachplanung*. Bundesnetzagentur, 2014 <http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2014/BundesfachplanungBroschuere.pdf>
- [BNetzA 2014b] BNETZA: *EnLAG-Balkendiagramm -Bauliche Fertigstellung der EnLAG-Vorhaben*. Bundesnetzagentur, 2014 http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Balkendiagramm.pdf?__blob=publicationFile
- [BNetzA 2014c] BNETZA: *EnLAG-Monitoring: Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum zweiten Quartal 2014*. Bundesnetzagentur, 2014 <http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Gesamtuebersicht.pdf>
- [BNetzA 2014d] BNETZA: *Georeferenzierte Datensätze der Vorhaben zum Netzausbau EnLAG und BBPlG*. Bundesnetzagentur, 2014. – Erhalt per E-Mail, nach Anfrage
- [BNetzA 2014e] BNETZA: *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 29.10.2014*. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html. Version: 2014
- [BNetzA 2015] BNETZA: *EnLAG-Monitoring: Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum zweiten Quartal 2015*. Bundesnetzagentur, 2015 <http://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>
- [Bons 2014] BONS, Marian: *Verstärkte Nutzung Windenergie in Süddeutschland und resultierender Übertragungsbedarf*, Diplomarbeit, 2014
- [Bundesregierung 2014] BUNDESREGIERUNG: *EEG-Novelle in Kraft. Mitteilung der Bundesregierung*. <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/06/2014-06-27-eeg-im-bundestag-beschlossen.html>. Version: 2014
- [Bunke 2015] BUNKE, Wolf-Dieter: *Entwicklung einer Methodik zur Erstellung von Netzausbauszenarien in Abhängigkeit von Akzeptanzannahmen*. Flensburg, Europa-Universität Flensburg, Abschlussarbeit im Rahmen des Projekts VerNetzen: Sozial-ökologische, technische und ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende; Masterthesis im Masterstudiengang Energy and Environmental Management, 2015

- [Bunke u. a. 2015] BUNKE, Wolf-Dieter ; CHRIST, Marion ; DEGEL, Melanie: VerNetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende. In: *Tagungsband: Bundesnetzagentur Wissenschaftsdialog 2014. Technologie, Landschaft und Kommunikation, Wirtschaft* (2015), 107-125. http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Tagungsband_14.pdf?__blob=publicationFile
- [BVA ohne Jahresangabe,a] BVA: *Glossar: Amtlicher Gemeindeschlüssel*. Version: ohne Jahresangabe,. http://www.bva.bund.de/DE/Organisation/Abteilungen/Abteilung_BIT/Leistungen/IT_Produkte/DVDV/Glossar/_function/glossar.html?lv3=4483122&lv2=4482970, Abruf: 28. Oktober 2015
- [BVA ohne Jahresangabe,b] BVA: *Glossar: Regionalschlüssel*. Version: ohne Jahresangabe,. http://www.bva.bund.de/DE/Organisation/Abteilungen/Abteilung_BIT/Leistungen/IT_Produkte/DVDV/Glossar/_function/glossar.html?lv2=4483198&lv3=4483144, Abruf: 28. Oktober 2015
- [BWE 2011] BWE: *Potential der Windenergie an Land*. Bundesverband Windenergie, 2011 https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf
- [Bökenkamp 2014] BÖKENKAMP, Gesine: *The Role of Norwegian Hydro Storage in Future Renewable Electricity Supply Systems in Germany: Analysis with a Simulation Model*, Europa-Universität Flensburg, Diss., 2014. http://www.zhb-flensburg.de/dissert/boekenkamp/Gesine_B%C3%B6kenkamp_Dissertation/dissertation%20boekenkamp.pdf
- [Büttner u. a. 2014] BÜTTNER, G. ; KOSZTRA, B. ; G., Maucha ; PATAKI, R.: *Implementation and achievements of CLC2006*. Version: 2014. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/clc-2006-vector-data-version-3/>, Abruf: 2. November 2015
- [Cebulla 2015a] CEBULLA, Felix: Stromspeicherbedarf in europäischen Langfristszenarien. Eine Analyse des Einflusses unterschiedlicher energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen. In: *Manuskriptvorlage VDI Wissensforum*, 2015
- [Cebulla 2015b] CEBULLA, Felix: *Szenarien für den europaweiten Ausbau von Speichertechnologien*. 2015. – Mail von Felix Cebulla vom 05.12.2015
- [Christ u. a. 2016a] CHRIST, Marion ; SOETHE, Martin ; DEGEL, Melanie: Windausbauszenarien unter Berücksichtigung gesellschaftlicher und ökologischer Rahmenbedingungen für die Simulation des deutschen Energiesystems bis 2050. In: *Tagungsband: EnInnov2016. 14. Symposium Energieinnovation. Energie für unser*

- Europa* (2016), Nr. 110-111. http://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_B2/LF_Christ_WIND.pdf
- [Christ u. a. 2016b] CHRIST, Marion ; SOETHE, Martin ; DEGEL, Melanie ; WINGENBACH, Clemens: Wind energy scenarios for the simulation of the German power system until 2050: The effect of social and ecological factors. In: WOHLGEMUTH, Volker (Hrsg.) ; FUCHS-KITTOWSKI, Frank (Hrsg.) ; WITTMANN, Jochen (Hrsg.): *Advances and New Trends in Environmental Informatics. Stability, Continuity, Innovation*. Springer, 2016, Kapitel IV, S. 167–180
- [Cohen 1992] COHEN, Jacob: A Power Primer. In: *Psychological Bulletin* 112(1) (1992), S. 155–159
- [Crilly 2012] CRILLY, Tony ; BLACKBURN, Simon (Hrsg.): *Die großen Fragen - Mathematik*. Springer Spektrum, 2012
- [Dagasan u. a. 2014] DAGASAN, Pia ; TROCKEL, Simon ; SCHULZ, Sascha ; ENERGIEAGENTUR.NRW: Das neue EEG 2014 Aktuelle Änderungen für Wind-, Solar- und Biomasseanlagen. In: *EA-paper* 2 (2014). <http://www.energieagentur.nrw/eanrw/ea/eapaper>
- [Davies u. Ihaka Version 2.15.3] DAVIES, Simon ; IHAKA, Ross: *R Documentation: Fitting Generalized Linear Models*. Website. <https://stat.ethz.ch/R-manual/R-devel/library/stats/html/glm.html>. Version: Version 2.15.3
- [defra 2012] DEFRA: *2012 Guidelines to Defra / DECC's GHG Conversion Factors for Company Reporting*. Produced by AEA for the Department of Energy and Climate Change (DECC) and the Department for Environment, Food and Rural Affairs (Defra), 2012 https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/69554/pb13773-ghg-conversion-factors-2012.pdf
- [dena 2005] DENA: *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2005 <http://www.dena.de/publikationen/energiesysteme/dena-netzstudie-i.html>
- [dena 2010] DENA: *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2010 http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-11-24_Dena2-Studie.pdf
- [dena 2012] DENA: *Stand der Genehmigungsverfahren der Netzausbauprojekte nach EnLAG*. Deutsche Energie-Agentur, 2012 <http://www.dena.de/>

fileadmin/user_upload/Projekte/Energiedienstleistungen/Dokumente/
Stand_EnLAG-Trassen.pdf

[DESTATIS 2015a] DESTATIS: *Geimeindeverzeichnis - Informationssystem*. Version: 2015. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/NamensGrenzAenderung/NamensGrenzAenderung.html>, Abruf: 28. Oktober 2015

[DESTATIS 2015b] DESTATIS: *Regionaldatenbank Deutschland*. Version: 2015. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Regionaldatenbank/Regionaldatenbank.html>, Abruf: 26. Oktober 2015

[Di Gregorio u. Varrazzo 2015] DI GREGORIO, Federico ; VARRAZZO, Daniele: *Psycopg - PostgreSQL database adapter for Python — Psycopg 2.6 documentation*. Website. <http://initd.org/psycopg/docs/>. Version: 2015

[Diekmann u. a. 2014a] DIEKMANN, Dr. J. ; SCHILL, Dr. Wolf-Peter ; VOGELSPERL, Dr. A. ; PÜTTNER, Andreas ; SCHMIDT, Janine ; KIRRMANN, Sven: *Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2014. Indikatoren und Ranking*. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE), 2014 https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/362.AEE_DIW_ZSW_Bundeslaendervergleich_Online.pdf

[Diekmann u. a. 2014b] DIEKMANN, Jochen ; SCHILL, Wolf-Peter ; VOGELSPERL, Antje ; PÜTTNER, Andreas ; SCHMIDT, Jasmin ; KIRRMANN, Sven: *Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2014: Indikatoren und Ranking: Endbericht*. Berlin und Stuttgart : DIW Berlin, ZSW, Agentur für Erneuerbare Energien, 2014 http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/362.AEE_DIW_ZSW_Bundeslaendervergleich_Online.pdf

[Dir. 2009/147/EC 2009] DIR. 2009/147/EC: DIRECTIVE 2009/147/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 30 November 2009 on the conservation of wild birds (codified version). In: *Official Journal of the European Union* L 20/7 (2009)

[Dir. 92/43/EEC 1992] DIR. 92/43/EEC: COUNCIL DIRECTIVE 92/43/EEC of 21 May 1992 on the conservation of natural habitats and of wild fauna and flora. In: *Official Journal of the European Union* L 206 (1992)

- [DKRZ ohne Jahresangabe] DKRZ: *CERA project information for coastDat2*. Version: ohne Jahresangabe. <http://cera-www.dkrz.de/WCCC/ui/Project.jsp?proj=coastDat-2>, Abruf: 10. Dezember 2015
- [DUH 2010] DUH: *Plan N - Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze*. Deutsche Umwelthilfe e.V., 2010 http://www.duh.de/uploads/tx_duhdownloads/PLAN_N_final_04012011.pdf Version: November 2010
- [DUH 2012] DUH: *Bilanz Plan N - Handlungsempfehlungen an die Politik*. Deutsche Umwelthilfe e.V., 2012 http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Bilanz_Plan_N_2012_04.pdf Version: April 2012
- [DUH 2013] DUH: *Plan N 2.0 – Politikempfehlungen zum Um- und Ausbau der Stromnetze*. Deutsche Umwelthilfe e.V., 2013 http://www.duh.de/uploads/tx_duhdownloads/PLAN_N_2-0_Gesamtansicht.pdf Version: Dezember 2013
- [DWG 2014] DWG: *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland*. Deutsche WindGuard, 2014 http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/a4e37a28558079469e6ff8be0e655caa0164308c/Factsheet-Status-Offshore-Windenergieausbau-Jahr-2014-V2.pdf
- [EEG 2014] EEG: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien*. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Version: 2014
- [Einig u. Zaspel-Heisters 2014] EINIG, Klaus ; ZASPEL-HEISTERS, Dr. B.: *Windenergieanlagen und Raumordnungsgebiete*. Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), 2014 http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/AnalysenKompakt/2014/DL_01_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [Energinet.dk 2012] ENERGINET.DK: *Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. Technology data for energy plants*. Energinet.dk, Energi Styrelsen, 2012 https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf
- [energymap.info 2014] ENERGYMAP.INFO: *Gesetzliche Grundlagen und ihre Geschichte*. <http://www.energymap.info/gesetze.html>. Version: 2014, Abruf: 28. Oktober 2015

- [energymap.info 2015] ENERGYMAP.INFO: *Die Daten der Energymap zum Download*. <http://www.energymap.info/download.html>. Version: 2015, Abruf: 28. Oktober 2015
- [EnLAG 2009] ENLAG ; BUNDESTAG (Hrsg.): *Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen*. 2009 <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enlag/gesamt.pdf>
- [ENTSO-E 2014a] ENTSO-E ; EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY (Hrsg.): *10-Year Network Development Plan 2014*. 2014 <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014.pdf>
- [ENTSO-E 2014b] ENTSO-E: *Production, Consumption, Exchange Package*. <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package>. Version: 2014
- [ENTSO-E 2015] ENTSO-E: *E-HIGHWAY 2050 - Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050*. <http://www.e-highway2050.eu/results/>. Version: 2015
- [EnWG 2005] ENWG: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)*. Bundestag, 2005 https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf
- [Ester u. Sander 2000] ESTER, Martin ; SANDER, Jörg: *Knowledge Discovery in Databases: Techniken und Anwendungen*. Springer, 2000
- [EU 2006] EU: *Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG*. Europäische Union, 2006 http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/tent_e/ten_e_de.htm
- [eurostat 2015] EUROSTAT: *Infrastructure - electricity - annual data: nrg_113a*. <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do>. Version: 2015
- [von Falkenstein 2006] FALKENSTEIN, Eva von: *Bürgerproteste gegen Windenergieanlagen. Akteursanalyse ausgewählter Bürgerinitiativen in Bayern und Baden-Württemberg*, Lehrstuhl für Forstpolitik und Forstgeschichte – Technische Universität München, Diplomarbeit, 2006. https://www.wup.wi.tum.de/fileadmin/w00beh/www/Files/Dipl_Buergerproteste_gegen_Windenergieanlagen.pdf
- [feedinlib 2015] FEEDINLIB: *Welcome to oemof's feedinlib documentation!* <http://feedinlib.readthedocs.io/en/v0.0.7/>. Version: 2015

- [Frantzen u. Guss 2012] FRANTZEN, Jörg ; GUSS, Hermann ; BUNDESANSTALT FÜR STRASSENWESEN (BAST) (Hrsg.): *Elektrische Straße*. http://www.bast.de/DE/FB-S/Publikationen/Download-Publikationen/Downloads/s-elroad.pdf?__blob=publicationFile. Version: 2012
- [Fuchs u. a. 2012] FUCHS, Georg ; LUNZ, Benedikt ; LEUTHOLD, Matthias ; SAUER, Dirk U.: *Technology Overview on Electricity Storage. Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies*. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, 2012
- [Geofabrik GmbH 2015] GEOFABRIK GMBH: *OpenStreetMap Data Extracts*. <http://download.geofabrik.de/>. Version: 2015, Abruf: 2. November 2015
- [Geyer 2014] GEYER, B.: High-resolution atmospheric reconstruction for Europe 1948 - 2012: coastDat2. In: *Earth System Science Data* 6 (2014), 147 - 164. Online-Ressource
- [Gillies 2013] GILLIES, Sean: *The Shapely User Manual*. <http://toblerity.org/shapely/manual.html>. Version: 2013, Abruf: 17. November 2015
- [Greenpeace 2015] GREENPEACE: *Klimaschutz: Der Plan Energiekonzept für Deutschland*. 2015 <https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/klimaschutz-der-plan-greenpeace-20151117.pdf>
- [Hall u. a. 2013] HALL, N. ; ASHWORTH, P. ; DEVINE-WRIGHT, P.: Societal acceptance of wind farms: Analysis of four common themes across Australian case studies. In: *Energy Policy* (2013). <http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.009>. – DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.009>
- [Henning u. Palzer 2015] HENNING, Hans-Martin ; PALZER, Andreas: *WAS KOSTET DIE ENERGIEWENDE? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050*. Fraunhofer ISE, 2015 <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-was-kostet-die-energiewende.pdf>
- [Holtmann 2010] HOLTSMANN, Dieter: *Grundlegende multivariate Modelle der sozialwissenschaftlichen Datenanalyse*. 3., veränderte Auflage. Universitätsverlag Potsdam, 2010 <http://www.uni-potsdam.de/soziologie-methoden/dokumente/holtmann/multivariate.pdf>. – ISBN 978-3-86956-084-7
- [Huber u. Horbaty 2013] HUBER, Stefanie ; HORBATY, Robert: *Social acceptance of wind energy projects*. IEA Wind, 2013 http://www.socialacceptance.ch/images/RP_14_Social_Acceptance_FINAL.pdf

- [Hübner u. Hahn 2013] HÜBNER, PD Dr. G. ; HAHN, Dipl.-Psych. C.: *Akzeptanz des Stromnetzausbaus in Schleswig-Holstein. Abschlussbericht zum Forschungsprojekt.* Institut für Psychologie, AG Gesundheits- und Umweltpsychologie Martin-Luther-Universität Halle–Wittenberg, 2013 http://www.buergerdialog-stromnetz.de/sites/default/files/mediathek/hubner_hahn_bericht_2013.pdf
- [Hübner u. Löffler 2013] HÜBNER, Prof. Dr. G. ; LÖFFLER, Elisabeth: *Wirkungen von Windkraftanlagen auf Anwohner in der Schweiz: Einflussfaktoren und Empfehlungen.* Universität St. Gallen, 2013 <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/32453.pdf>
- [Ihaka Version 2.15.3] IHAKA, Ross: *R Documentation: lm() Fitting Linear Models.* Website. <https://stat.ethz.ch/R-manual/R-patched/library/stats/html/lm.html>. Version: Version 2.15.3
- [IPCC 2006] IPCC: *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.* Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006
- [IRENA 2015] IRENA: *Renewable Energy Prospects: Germany.* International Renewable Energy Agency, 2015 http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Germany_report_2015.pdf
- [IWES, DLR, IFNE 2012] IWES, DLR, IFNE: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Datenanhang II zu Schlussbericht.* DLR, IWES, IFNE, BMU, 2012
- [IWR 2013] IWR: *Stromnetz-Ausbau: Warum es bei der Bürgeranleihe hakt.* <http://www.iwr.de/news.php?id=25152>. Version: 2013
- [IZT 2015] IZT: *Protokoll Fokusgruppe Wind.* Institut für Zukunftsforschung und Technologiebewertung, 2015
- [Juwi 2014] JUWI: *Standort: Ebschied.* Version: 2014. http://offenlage.rheinhunsrueck.de/Ebschied/Punkt%2019%20-%20Kipph%C3%B6he%20und%20Abst%C3%A4nde%20zur%20Stra%C3%9Fe/19.1_Kipph%C3%B6henberechnung.pdf, Abruf: 24. November 2015
- [Killet 2010] KILLET: *Darstellungsformen von UTM-Koordinaten - Wie gehe ich damit um? - veröffentlicht in VDVmagazin, Verband Deutscher Vermessungsingenieure, Heft 8/2009.* Version: 2010. https://www.killetsoft.de/t_0901_d.htm, Abruf: 10. Dezember 2015
- [Konstantin 2007] KONSTANTIN, P. ; VDI (Hrsg.): *Praxis Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt.* Bd. 2. Springer, 2007

- [Kurreck u. a. 2009] KURRECK, Daniel ; SELTER, Andy ; SCHRAML, Ulrich: *Verlauf eines Windkraftkonfliktes. Die Bewertung lokaler Windkraftanlagen durch die Bürger und Bürgerinnen von Freiburg im Breisgau in den fünf Jahren seit deren Bau.* Institut für Forst- und Umweltpolitik (ifp), 2009 <https://www.ifp.uni-freiburg.de/publikationen-1/arbeitsberichte/arb.bericht-3-09>
- [von der Lippe 1993] LIPPE, Peter von d.: *Deskriptive Statistik.* Gustav Fischer Verlag, 1993 <http://www.von-der-lippe.org/dokumente/buch/buch08.pdf>. – ISBN 3-437-40268-4
- [Lumley 2015] LUMLEY, Thomas: *Package 'leaps' - Regression subset selection.* Website. <http://cran.r-project.org/web/packages/leaps/leaps.pdf>. Version: 2015. – Documentation. Stand: 20. Feb. 2015
- [Lutsch u. a. 2004a] LUTSCH, W. ; NEUFFER, H. ; WITTERHOLD, F.-G.: *Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und Regenerativer Energien. Band 2. Technikentwicklung und -bewertung.* Arbeitsgemeinschaft für Wärem und Heizkraftwirtschaft e.V., Frankfurt/M. (AGFW), 2004 <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/waerme/PW-Band-2-311120.pdf>
- [Lutsch u. a. 2004b] LUTSCH, W. ; NEUFFER, H. ; WITTERHOLD, F.-G.: *Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und Regenerativer Energien. Band 3. Zukunft der KWK und der Fernwärme Modellgestützte Hochrechnungen Vergleichende Betrachtungen Zukünftige Anforderungen.* Arbeitsgemeinschaft für Wärem und Heizkraftwirtschaft e.V., Frankfurt/M. (AGFW), 2004 <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/waerme/PW-Band-3-311120.pdf>
- [Lütkehus u. a. 2013] LÜTKEHUS, Insa ; SALECKER, Hanno ; ADLUNGER, Kirsten: *Potential der Windenergie an Land - Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land.* Umweltbundesamt, 2013 https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf
- [Mester 2016] MESTER, Karoline: *Entwicklung einer Methodik zur Integration gesellschaftlicher Akzeptanz in die Strommarkt-Modellierung am Beispiel ausgewählter Netzausbauvorhaben in Deutschland,* Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Diplomarbeit, 2016
- [Mester u. a. 2016] MESTER, Karoline 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: WOHLGEMUTH, Volker (Hrsg.) ; FUCHS-KITTOWSKI, Frank (Hrsg.) ; WITTMANN, Jochen (Hrsg.): *Advances and New Trends in Environmental Informatics. Stability, Continuity, Innovation*. Springer, 2016, Kapitel III, S. 115–129
- [Musall u. Kuik 2011] MUSALL, Fabian D. ; KUIK, Onno: Local acceptance of renewable energy—A case study from southeast Germany. In: *Energy Policy* (2011). <http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.017>. – DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.017>
- [NABWG 2011] NABWG: *Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz*. Bundestag, 2011 <https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/nabeg/gesamt.pdf>
- [Nahmmacher u. a. 2014] NAHMMACHER, Paul ; SCHMID, Eva ; KNOPF, Brigitte: *Documentation of LIMES-EU - A long-term electricity system model for Europe*. Potsdam Insitute for Climate Impact Research, 2014 <https://www.pik-potsdam.de/members/paulnah/limes-eu-documentation-2014.pdf>
- [Netzintegration] NETZINTEGRATION, Forum: *Vortragsarchiv*. <http://www.forum-netzintegration.de/87/>
- [Neukirch 2014] NEUKIRCH, Mario: *Konflikte um den Ausbau der Stromnetze: Status und Entwicklung heterogener Protestkonstellationen*. SOI Discussion Paper, 2014 http://www.uni-stuttgart.de/soz/oi/publikationen/soi_2014_1_Neukirch_Konflikte_um_den_Ausbau_der_Stromnetze.pdf
- [Nitsch 2014] NITSCH, Dr. J.: *Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition*. Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., 2014 http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2014/20140205_BEE-Szenarien_GROKO_Nitsch.pdf
- [Nitsch u. a. 2012] NITSCH, Joachim ; PREGGER, Thomas ; NAEGLER, Tobias ; HEIDE, Dominik ; TENA, Diego L. ; TRIEB, Franz ; SCHOLZ, Yvonne ; NIENHAUS, Kristina ; GERHARDT, Norman ; STERNER, Michael ; TROST, Tobias ; OEHSEN, Amany von ; SCHWINN, Rainer ; PAPE, Carsten ; HAHN, Henning ; WICKERT, Manuel ; WENZEL, Bernd: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Tel-

- tow, 2012 http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf
- [Obe u. Neufeld 2015] OBE, R. ; NEUFELD, K.: *PostGIS 2.1.9dev Manual*. Version: 2015. <http://postgis.net/stuff/postgis-2.1.pdf>, Abruf: 21. Oktober 2015
- [Obe u. Hsu 2012] OBE, Regina ; HSU, Leo ; BLACHETTE, Meghan (Hrsg.): *PostgreSQL - Up and Running*. O'Reilly Media, 2012
- [Obermann 2014] OBERMANN, Ruth: *Akzeptanz für Energieinfrastrukturprojekte am Beispiel Netzausbau*, International School of Management Dortmund, Diplomarbeit, 2014
- [OEMOF 2015] OEMOF: *Open Energy Modelling Framework*. <https://github.com/oemof>. Version: 2015
- [OSM 2015a] OSM: *Key:highway*. Version: 2015. <http://wiki.openstreetmap.org/wiki/Key:highway>, Abruf: 2. November 2015
- [OSM 2015b] OSM: *Natural*. Version: 2015. <http://wiki.openstreetmap.org/wiki/Natural>, Abruf: 5. November 2015
- [Pape u. a. 2014] PAPE, Dr. C. ; GERHARDT, Norman ; HÄRTEL, Philipp ; SCHOLZ, Angela ; SCHWINN, Rainer ; DREES, Tim ; MAAZ, Andreas ; SPREY, Jens ; BREUER, Dr. C. ; MOSER, Prof. Dr. A. ; SAILER, Frank ; REUTER, Simon ; MÜLLER, Thorsten: *ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung*. Fraunhofer IWES, 2014
- [Petermann u. Scherz 2005] PETERMANN, Thomas ; SCHERZ, Constanze: TA und (Technik-)Akzeptanz(-forschung). In: *Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis* (2005), Nr. 3, 14. Jahrgang, S. 45–53
- [Pfluger u. a. 2011] PFLUGER, Benjamin ; SENSFUSS, Frank ; SCHUBERT, Gerda ; LEISENTRITT, Johannes: *Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050)*. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, 2011 http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/x/projekte/314587_bmu-langfristszenarien.php
- [PgSQL - GDG 2015a] PGSQL - GDG: *PostgreSQL - License*. <http://www.postgresql.org/about/licence/>. Version: 2015, Abruf: 21 Oktober 2015. – PostgreSQL - Global Development Group;

- [PgSQL - GDG 2015b] PGSQL - GDG: *PostgreSQL 9.3 Documentation*. <http://www.postgresql.org/docs/9.3/static/features.html>. Version: 2015, Abruf: 21. Oktober 2015
- [PlfZV 2013] PLFZV: *Verordnung über die Zuweisung der Planfeststellung für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen auf die Bundesnetzagentur (Planfeststellungszuweisungsverordnung)*. Bundestag, 2013 <https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/plfzv/gesamt.pdf>
- [Prognos 2013] PROGNOSE: *Entwicklung von Stromproduktionskosten. Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende*. Prognos, 2013 http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/131010_Prognos_Belectric_Studie_Freiflaechen_Solarkraftwerke_02.pdf
- [pvlib python 2015] PYTHON pvlib: *Welcome to pvlib-python's documentation!* <http://pvlib-python.readthedocs.io/en/v0.2.2/>. Version: 2015
- [QGIS Development Team 2015] QGIS DEVELOPMENT TEAM: *QGIS User Guide - Release 2.6*. 2015 <http://docs.qgis.org/2.6/pdf/de/QGIS-2.6-UserGuide-de.pdf>
- [Rau u. a. 2011] RAU, Irina ; SCHWEIZER-RIES, Petra ; ZOELLNER, Jan: *Aktivität und Teilhabe - Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern: Projektabschlussbericht*. 2011
- [RLI 2013] RLI: *Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland*. Reiner Lemoine Institut gGmbH, 2013 http://www.bvmw.de/fileadmin/download/Downloads_allg._Dokumente/politik/Studie_zur_dezentralen_Energiewende.pdf
- [Schirmer u. Seiferth 2013] SCHIRMER, Benjamin ; SEIFERTH, Conrad: *Energiewende und die Zulassung von Netzausbauprojekten*. In: *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)* 10 (2013)
- [Schmid u. Zimmer 2012] SCHMID, Sabrina I. ; ZIMMER, Dr. R.: *Akzeptanz von Windkraftanlagen in Baden-Württemberg*. Unabhängiges Institut für Umweltfragen (UfU), 2012 http://www.lee-nrw.de/wp-content/uploads/2015/10/UfU_Paper_1-13_Akzeptanz_von_Windkraftanlagen_in_Baden_Wuerttemberg.pdf
- [Schossig 2005] SCHOSSIG, Walter: *10 Jahre elektrische Wiedervereinigung Deutschlands*. In: *ew* (2005), Nr. 80–8. http://www.walter-schossig.de/Deutsch/Literatur/Aufsätze/SD_PDF_6090.pdf. – Sonderdruck PDF 6090 Jg.104 (2005), Heft 21-22, S. 80-83

- [Schu u. Leithner 2008] SCHU, Reinhard ; LEITHNER, Reinhard: *Mehrstufige Dampfüberhitzung Effizienzsteigerung von EBS-, Biomasse- und Solarthermiekraftwerken*. EcoEnergy. Gesellschaft für Enregie-und Umwelttechnik mbH, 2008 http://www.ecoenergy.de/go_public/freigegeben/Mehrstufige%20Dampfueberhitzung_R.%20Schu_Sep.%202008.pdf
- [Schwarz 2015] SCHWARZ, Jürg: *Multiple Regression - Fachstelle empirische Methoden der Hochschule Luzern*. Website. <http://www.empirical-methods.hslu.ch/h-multiple-regression.htm>. Version: 2015
- [Schweizer-Ries u.a. 2010] SCHWEIZER-RIES ; RAU, Irina ; ZOELLNER, Jan: *Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der region Wahle - Mecklar (Niedersachsen und Hessen)*. Forschungsgruppe Umweltpsychologie, 2010 http://www.fg-umwelt.de/assets/files/Akzeptanz%20Netzausbau/Abschlussbericht_Akzeptanz_Netzausbau_Juni2010.pdf
- [Schweizer-Ries 2009] SCHWEIZER-RIES, Petra: *Umweltpsychologische Untersuchung von Windkraftanlagen entlang von Autobahnen und Bundesstraßen: Akzeptanzanalyse bei Autofahrern*. Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg (OvGU), 2009 http://www.uckermark-barnim.de/images/projekte/weitere_projekte/wind_infrastruktur/wind_infrastr_psych.pdf
- [Schweizer-Ries 2008] SCHWEIZER-RIES, Prof. Dr. P.: *Akzeptanz Erneuerbarer Energien und sozialwissenschaftliche Fragen*. Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg (OvGU), 2008 <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb09/612638286.pdf>
- [Schäfer u. Keppler 2013] SCHÄFER, Martina ; KEPPLER, Dorothee: *Modelle der technikorientierten Akzeptanzforschung: Überblick und Reflexion am Beispiel eines Forschungsprojektes zur Implementierung innovativer technischer Energieeffizienz-Maßnahmen*. 2013 https://www.tu-berlin.de/fileadmin/f27/PDFs/Discussion_Papers/Akzeptanzpaper__end.pdf
- [SciGRID 2015] SciGRID: *Open Source Reference Model of European Transmission Networks for Scientific Analysis*. <http://www.scigrd.de/>. Version: 2015
- [solid-IT 2015] SOLID-IT: *DB-Engines Ranking*. Version: 2015. <http://db-engines.com/en/ranking>, Abruf: 12. Oktober 2015
- [Spiegel 2000] SPIEGEL, Michael S.: *Einsatz deterministischer Optimierungsverfahren bei der Vorauslegung hochbelasteter Turbomaschinen*. Herbert Utz Verlag, Wissenschaft, 2000

- [STAEBL 2015a] STAEBL: *Regionaldatenbank Deutschland*. Version: 2015. <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/logon>, Abruf: 26. Oktober 2015. – Online - Ressource
- [STAEBL 2015b] STAEBL: *Regionalstatistischer Datenkatalog des Bundes und der Länder*. Version: 2015. <http://www.statistik-portal.de/Statistik-Portal/regio-stat-katalog.pdf>, Abruf: 21. Oktober 2015. – Online - Ressource
- [Statista 2014] STATISTA: *Marktanteile der Windenergieanlagen in Deutschland nach Anzahl der betriebenen Anlagen im Jahr 2014*. Version: 2014. <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/249114/umfrage/>, Abruf: 16. November 2015. – Online - Ressource
- [Statistisches Landesamt - RP 2009] STATISTISCHES LANDESAMT - RP: *Verzeichnisse und Adressarien*. Version: 2009. http://www.statistik.rlp.de/fileadmin/dokumente/berichte/A5014_200901_ur_G.pdf, Abruf: 26. Oktober 2015. – Online - Ressource
- [Söthe 2015] SÖTHER, Martin: *Windausbauszenarien 2050 - unter Berücksichtigung von ökologischen und sozio-ökonomischen Schlüsselfaktoren*, Europa-Universität Flensburg, Diplomarbeit, 2015
- [TenneT TSO GmbH 2013a] TENNET TSO GMBH: *Bürgeranleihe Westküstenleitung*. <http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/onshore-projekte/westkuestenleitung/buergerleitung.html> Abruf: 23. Januar 2015.
Version: 2013
- [TenneT TSO GmbH 2013b] TENNET TSO GMBH: *Technologie und Umsetzung - Die 380-kV-Leitung Altenfeld - Redwitz*. 2013 http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Netz-Projekte/Onshore/Technologie_und_Umsetzung_Altenfeld-Redwitz.pdf
- [TERADATA 2013] TERADATA: *Advantages of Having an SQL Standard*. Version: 2013. http://www.info.teradata.com/HTMLPubs/DB_TTU_13_10/index.html#page/SQL_Reference/B035_1141_109A/appd.11.3.html, Abruf: 21. Oktober 2015. – Online - Ressource
- [UBA 2005] UBA: *Treibhausgas-Emissionen*. Umweltbundesamt, 2005 <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>
- [UBA 2009] UBA: *Klimaschutz und Versorgungssicherheit Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung*. Umweltbundesamt, 2009 http://www.hameln.de/_mediafiles/1487-klimaschutz-broschuere-versorgungssicherheit.pdf
- [UVPG 2015] UVPG: *Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung*. 2015 www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/uvpg/gesamt.pdf

- [Vestas ohne Jahresangabe, a] VESTAS: *V112-3.3/3.45 at a Glance*. Version: ohne Jahresangabe, . http://web.archive.org/web/20150906185246/http://www.vestas.com/en/products_and_services/turbines/v112-3_3_mw, Abruf: 5. Oktober 2015. – Online - Ressource
- [Vestas ohne Jahresangabe, b] VESTAS: *V126 - 3.3 at a Glance*. Version: ohne Jahresangabe, . http://web.archive.org/web/20150403070502/http://www.vestas.com/en/products_and_services/turbines/v126-3_3_mw, Abruf: 5. Oktober 2015. – Online - Ressource
- [VM 2012] VM: *Hinweise zur Festlegung von Eignungsgebieten für Windenergieanlagen - Anlage 3 der Richtlinie zum Zwecke der Neuauflistung, Änderung und Ergänzung Regionaler Raumentwicklungsprogramme in Mecklenburg - Vorpommern*. Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung, 2012 http://service.mvnet.de/_php/download.php?datei_id=56723
- [VwGO 1960] VwGO: *Verwaltungsgerichtsordnung*. Bundstag, 1960 <https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/vwgo/gesamt.pdf>
- [Walter 2012] WALTER, Götz: *Sozialpsychologische Akzeptanz von Windkraftprojekten an potentiellen Standorten - Eine quasiexperimentelle Untersuchung*. Universität Zürich, 2012 http://www.bfe.admin.ch/forschungwindenergie/02512/02746/index.html?lang=de&dossier_id=05770
- [Walter u. a. 2011] WALTER, Götz ; KRAUTER, Sven ; SCHWENZER, Andreas: Erfolgsfaktoren für die Akzeptanz von Erneuerbare-Energie-Anlagen. In: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen* 61 (2011), Nr. 3
- [Weimer-Jehle u. a. 2013] WEIMER-JEHLE, W. ; PREHOFER, S. ; VÖGELE, St.: Kontextszenarien. Ein Konzept zur Behandlung von Kontextunsicherheit und Kontextkomplexität bei der Entwicklung von Energieszenarien. In: *KIT - Technikfolgenabschätzung* (2013). http://www.tatup-journal.de/tatup132_wuea13a.php
- [Wiese 2014] WIESE, Frauke: *renpass Renewable Energy Pathways Simulation System - Manual* -, 2014. renpass.eu
- [Wiese 2015] WIESE, Frauke: *renpass - Renewable Energy Pathways Simulation System - Open Source as an approach to meet challenges in energy modeling*, Universität Flensburg, Diss., 2015. http://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/dissertationen/Dissertation_Frauke_Wiese.pdf
- [Wissel u. a. 2010] WISSEL, S. ; FAHL, U. ; BLESLE, M. ; VOSS, A.: *Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015*.

Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2010 http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/downloads/Arbeitsbericht_08.pdf

[Wunderlich 2012] WUNDERLICH, Clemens ; AEE (Hrsg.): *Renews Spezial: Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien: Erkenntnisse aus der Akzeptanz- und Partizipationsforschung*. Agentur für Erneuerbare Energien, 2012 http://www.kommunal-erneuerbar.de/fileadmin/content/PDF/60_Renews_Spezial_Akzeptanz_und_Buergerbeteiligung_nov12.pdf

[Wüstenhagen u. a. 2007] WÜSTENHAGEN, Rolf ; WOLSINK, Maarten ; BÜRER, Mary J.: Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. In: *Energy Policy* 35 (2007), S. 2683–2691. <http://dx.doi.org/doi:10.1016/j.enpol.2006.12.001>. – DOI doi:10.1016/j.enpol.2006.12.001