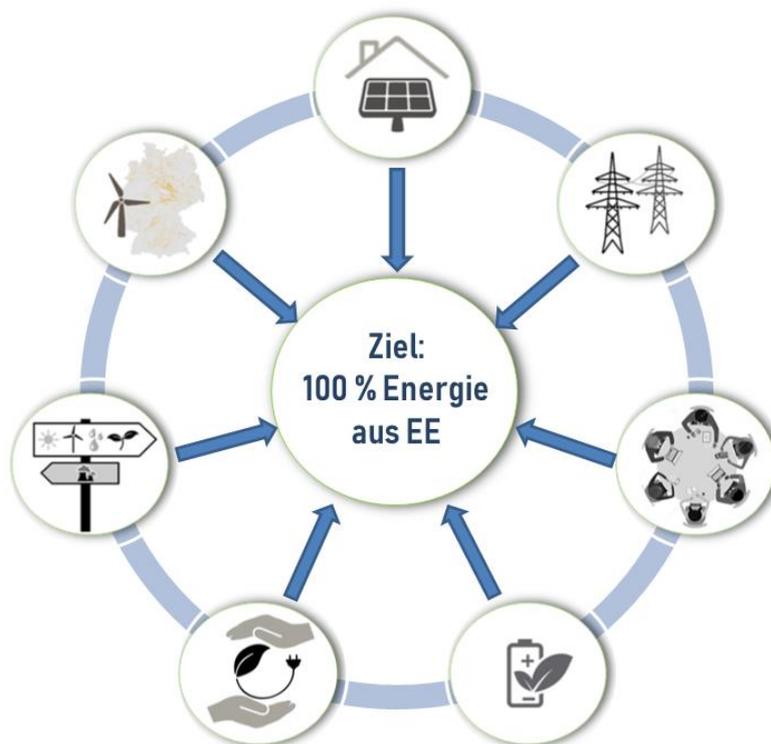


**Julia Thiele, Julia Wiehe, Philip Gauglitz, Carsten Pape,  
Clemens Lohr, Astrid Bensmann, Richard Hanke-  
Rauschenbach, Leonard Kluß, Lutz Hofmann, Tobias  
Kraschewski, Michael H. Breitner, Bernd Demuth, Eva  
Vayhinger, Stefan Heiland und Christina von Haaren**

## **Konkretisierung von Ansatzpunkten einer naturverträglichen Ausgestaltung der Energiewende, mit Blick auf strategische Stellschrauben**

**“Naturverträgliche Ausgestaltung der Energiewende“  
(EE100-konkret)**



**Konkretisierung von Ansatzpunkten einer  
naturverträglichen Ausgestaltung  
der Energiewende, mit Blick auf  
strategische Stellschrauben**

**„Naturverträgliche Ausgestaltung der  
Energiewende“ (EE100-konkret)**

**Julia Thiele  
Julia Wiehe  
Philip Gauglitz  
Carsten Pape  
Clemens Lohr  
Astrid Bensmann  
Richard Hanke-Rauschenbach  
Leonard Kluß  
Lutz Hofmann  
Tobias Kraschewski  
Michael H. Breitner  
Bernd Demuth  
Eva Vayhinger  
Stefan Heiland  
Christina von Haaren**

**Titelbild:** Elemente einer mensch- und naturverträglichen Energiewende (Finja Brand, Julia Thiele)

**Adressen der Autorinnen und der Autoren:**

Dr. Julia Thiele	Leibniz Universität Hannover
Dr. Julia Wiehe	Institut für Umweltplanung
Prof. Dr. Christina v. Haaren	Herrenhäuser Str. 2, 30419 Hannover E-Mail: <a href="mailto:thiele@umwelt.uni-hannover.de">thiele@umwelt.uni-hannover.de</a>
Philip Gauglitz	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Dr. Carsten Pape	Königstor 59, 34119 Kassel E-Mail: <a href="mailto:philip.gauglitz@iee.fraunhofer.de">philip.gauglitz@iee.fraunhofer.de</a>
Clemens Lohr	Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES)
Dr. Astrid Bensmann	Fachgebiet Elektrische Energiespeichersysteme
Prof. Dr. Richard Hanke-Rauschenbach	Appelstr. 9a, 30167 Hannover E-Mail: <a href="mailto:lohr@ifes.uni-hannover.de">lohr@ifes.uni-hannover.de</a>
Leonard Kluß	Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES)
Prof. Dr. Lutz Hofmann	Fachgebiet Elektrische Energieversorgung Appelstr. 9a, 30167 Hannover E-Mail: <a href="mailto:kluss@ifes.uni-hannover.de">kluss@ifes.uni-hannover.de</a>
Tobias Kraschewski	Institut für Wirtschaftsinformatik
Prof. Dr. Michael H. Breitner	Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät Königsworther Platz 1, 30167 Hannover E-Mail: <a href="mailto:kraschewski@iwi.uni-hannover.de">kraschewski@iwi.uni-hannover.de</a>
Dr. Bernd Demuth	Technische Universität Berlin
Eva Vayhinger	Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung
Prof. Dr. Stefan Heiland	Fachgebiet Landschaftsplanung und Landschaftsentwicklung Straße des 17. Juni 145, 10623 Berlin E-Mail: <a href="mailto:stefan.heiland@tu-berlin.de">stefan.heiland@tu-berlin.de</a>

**Fachbetreuung im BfN:**

Jens Ponitka Fachgebiet II 4.3 „Erneuerbare Energien und Naturschutz“

Gefördert durch das Bundesamt für Naturschutz (BfN) mit Mitteln des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (FKZ: 3517 86 0100).

Diese Veröffentlichung wird aufgenommen in die Literaturdatenbank „DNL-online“ ([www.dnl-online.de](http://www.dnl-online.de)).  
BfN-Skripten sind nicht im Buchhandel erhältlich. Eine pdf-Version dieser Ausgabe kann unter <http://www.bfn.de/skripten.html> heruntergeladen werden.

Institutioneller Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz  
Konstantinstr. 110  
53179 Bonn  
URL: [www.bfn.de](http://www.bfn.de)

Der institutionelle Herausgeber übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Die in den Beiträgen geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen des institutionellen Herausgebers übereinstimmen.



Diese Schriftenreihe wird unter den Bedingungen der Creative Commons Lizenz Namensnennung – keine Bearbeitung 4.0 International (CC BY - ND 4.0) zur Verfügung gestellt (<https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/deed.de>).

Druck: Druckerei des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU).

Gedruckt auf 100% Altpapier

ISBN 978-3-89624-375-1

DOI 10.19217/skr614

Bonn - Bad Godesberg 2021

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>5</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>9</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>11</b>
<b>Glossar</b> .....	<b>13</b>
<b>Vorwort</b> .....	<b>15</b>
<b>Kurzfassung</b> .....	<b>16</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>23</b>
1.1 Hintergrund: Der Handlungsbedarf wird dringender .....	23
1.2 Zielsetzung: Wissen für eine mensch- und naturverträgliche Gestaltung vertiefen .....	24
<b>2 Vorstellung des Forschungsdesigns und der Projektannahmen</b> .....	<b>26</b>
2.1 Das Forschungsdesign in EE100-konkret .....	26
2.2 Ausgangsszenario und Vorstellung der Szenariovarianten .....	27
2.3 Projizierter Endenergiebedarf 2050 .....	31
2.4 Zusätzliche Potenziale für erneuerbare Energien .....	32
<b>3 Methoden</b> .....	<b>34</b>
3.1 Ermittlung der mensch- und naturverträglich nutzbare Flächenpotenziale .....	34
3.1.1 Mensch- und naturverträglich nutzbare Flächenpotenziale für Onshore-Wind .....	34
3.1.1.1 Variante 1 .....	34
3.1.1.2 Variante 2 .....	34
3.1.1.3 Variante 3 .....	43
3.1.2 Mensch- und naturverträglich nutzbare Flächenpotenziale für Dach-PV .....	44
3.1.2.1 Variante 1 .....	44
3.1.2.2 Variante 2 .....	44
3.1.2.3 Variante 3 .....	50
3.2 Zeitreihenbestimmung .....	50
3.2.1 Rahmen und Methodik der Zeitreihenbestimmung .....	50
3.2.2 Wind Onshore .....	51
3.2.3 Wind Offshore .....	54
3.2.4 Dach-PV .....	55
3.2.5 Sonstige Energieträger .....	56
3.2.6 Last .....	57
3.3 Energiespeicherbedarf und Sektorkopplung .....	59
3.4 Ausbau der Netzinfrastruktur .....	61
3.4.1 Aufbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes .....	61
3.4.2 Netzplanung .....	62

3.4.3	Übertragungsnetz und europäisches Elektroenergiesystem .....	63
3.4.4	Datenbasis .....	64
3.4.4.1	Netzdaten.....	64
3.4.4.2	Zuordnung von Last und Erzeugung auf die Höchstspannungsknoten .....	64
3.4.4.3	Netzberechnung.....	66
3.4.5	Optimierungs- und Berechnungsverfahren .....	67
3.4.5.1	Mittelspannung.....	67
3.4.5.2	Verbesserung des Netzzustandes durch Aus- und Zubau von Speicher- und Kompensationsanlagen.....	69
3.5	Berechnung von Kosten und Investitionen .....	73
3.5.1	Kosten und Investitionen der Onshore-Windenergie .....	73
3.5.1.1	CAPEX Wind Onshore .....	73
3.5.1.2	OPEX Wind Onshore .....	76
3.5.1.3	LCOE Wind Onshore.....	77
3.5.2	Kosten und Investitionen der Photovoltaik (PV).....	77
3.5.2.1	Methodik der Validierung.....	78
3.5.2.2	CAPEX Photovoltaik .....	81
3.5.2.3	OPEX Photovoltaik.....	82
3.5.2.4	LCOE Photovoltaik.....	83
3.6	Transformationspfade zum EE100%-Szenario: Ökonomische Bewertung staatlicher Handlungsoptionen, Investitionen und konkurrierender Technologien .....	84
3.6.1	Transformationsprozesse: Ein Überblick .....	84
3.6.2	Methodisches Vorgehen.....	85
3.6.2.1	Beschreibung ReLoS .....	86
3.6.2.2	Anpassungen des Modells .....	88
<b>4</b>	<b>Ergebnisse.....</b>	<b>90</b>
4.1	Mensch- und naturverträglich nutzbare Flächenpotenziale für Onshore- Wind und Dach-PV .....	90
4.1.1	Onshore-Wind.....	90
4.1.2	Dach-PV.....	95
4.1.3	Zusammenfassung der Flächenpotenzialresultate .....	96
4.2	Ergebnisse der Zeitreihenbestimmung .....	97
4.2.1	Erzeugung Variante 1.....	97
4.2.2	Erzeugung Variante 2.....	100
4.2.3	Erzeugung Variante 3.....	101
4.2.4	Ergebnisse Lastzeitreihen (variantenübergreifend) .....	102
4.3	Speichersimulation .....	104
4.3.1	Theoretische Betrachtung der Eingangsgrößen .....	104

4.3.2	Bestimmung des Bedarfs an Speichern und alternativen Flexibilisierungstechnologien .....	107
4.3.3	Vergleich und Zusammenfassung der Speichersimulation .....	111
4.4	Ergebnisse zum Netzausbau .....	113
4.4.1	Ergebnisse der Mittelspannungsebene .....	113
4.4.2	Ergebnisse der Höchstspannungsebene.....	116
4.4.2.1	Ergebnisse der Netzberechnung.....	117
4.4.2.2	Nutzung von Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten zur Vermeidung von Engpässen.....	119
4.4.2.3	HGÜ-Netzausbau.....	121
4.4.2.4	Nicht im NEP beantragte AC-Maßnahmen.....	124
4.4.2.5	Netzausbau zur Reduzierung von Flexibilitäten .....	124
4.4.3	Zusammenfassung der Ergebnisse zum Netzausbau .....	126
4.5	Ergebnisse der Berechnung von Kosten und Investitionen .....	126
4.5.1	Ergebnisse der Berechnung von Kosten und Investitionen für Onshore-Wind .....	126
4.5.2	Ergebnisse der Berechnung von Kosten und Investitionen für Dach-PV .....	128
4.6	Ergebnisse der Transformationspfade mit einer Analyse und Diskussion .....	130
4.7	Zusammenfassung der Modellergebnisse.....	135
<b>5</b>	<b>Wissenstransfer .....</b>	<b>140</b>
5.1	Zukunftstechnologien .....	140
5.1.1	Vorarbeiten zur Auswahl von Zukunftstechnologien.....	140
5.1.2	Fokussierung auf Windkraft und Photovoltaik .....	140
5.1.3	Zusammenfassende Einschätzung .....	141
5.2	Energiesuffizienz und Naturschutz.....	142
5.2.1	Zur möglichen Rolle von Suffizienz für eine erfolgreiche Energiewende .....	142
5.2.2	Ergebnisse der Expert*innenbefragung.....	142
5.2.3	Ergebnisse der Workshops und der Literaturanalyse .....	144
<b>6</b>	<b>Maßnahmen und Handlungsoptionen zur Umsetzung einer mensch- und naturverträglichen Transformation des Energiesystems .....</b>	<b>161</b>
6.1	Mehrebenen-Ansatz und Energiefachplanung zur mensch- und naturverträglichen Allokation von EE-Anlagen .....	164
6.2	Technologieentwicklung und Ausbau von Windenergie und PV .....	166
6.3	Netzausbau, Speicherbedarf und Digitalisierung.....	167
6.4	Wärmewende und Dekarbonisierung des Verkehrssektors .....	168
6.5	Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft.....	169
6.6	Effizienz, Subventionierung und Suffizienz.....	169
6.7	Dezentrale Energiemärkte .....	170
6.8	Akzeptanz.....	170

<b>7</b>	<b>Ausblick</b> .....	<b>172</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>173</b>
	<b>Anhang</b> .....	<b>191</b>
	Anhang I: Windenergiesensible Vogelarten .....	191
	Anhang II: Stromerträge je Bundesland (Variante 2 und 3).....	192
	Anhang III: Daten der Mittelspannung .....	193
	Anhang IV: Daten der Höchstspannungsebene.....	195
	Anhang V: Nutzung von Flexibilitäten .....	197
	Anhang VI: Annahmen der Szenariovarianten .....	199
	Anhang VII: Rechtliches Gutachten .....	206

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Vergleich der Ertragsvarianten mit dem Energiebedarf 2050. Der erste Balken stellt zum Vergleich das Ausgangsszenario dar. Variante 1 dient dem „Methodenvergleich Ertragsberechnung“. Variante 2 „hochaufgelöste Eingangsdaten“ berechnet die EE-Gewinnungspotentiale zusätzlich mit hochaufgelösten Geodaten und ist damit maßgeblich. Variante 3 geht von einer „Trendfortschreibung heutiger Technologien“ aus. Der fünfte Balken visualisiert den Energiebedarf in 2050, der insgesamt 1.789 TWh umfasst (1.500 TWh EE-Strom inkl. Speicher- und Umwandlungsverluste, 229 TWh Umgebungswärme und 60 TWh biogene Reststoffe).....	18
Abb. 2:	Forschungsdesign von EE100-konkret.....	26
Abb. 3:	Überblick über die drei betrachteten Varianten in EE100-konkret, die auf dem Szenario II aufbauen (Walter et al. 2018b). ....	29
Abb. 4:	Variablen zur Berechnung von Energiebedarf und -angebot in EE100 und EE100-konkret: Die Veränderung der Variablen führt zu unterschiedlichen Energiebedarfen bzw. -erträgen und unterstützt somit die Entscheidungsträger bei der Wahl des Übergangspfades (blau = Energiebedarf, grün = potenzielles Energieangebot).....	31
Abb. 5:	Workflow zur Ermittlung von Ausschlussflächen für windenergiesensible Vogelarten in einem Geoinformationssystem. ....	42
Abb. 6:	Vergleich von Gebäudeumringen, die nach dem Ausgangsszenario in Schräg- und Flachdächer differenziert werden (schwarze und rote Umringe), und Gebäudetypen nach einem 3D-Gebäudemodell (LoD2 Daten) am Beispiel eines Ausschnittes von Berlin-Moabit. Grundlagendaten für die 3D-Darstellung: Berlin Partner für Wirtschaft und Technologie GmbH (2019).....	45
Abb. 7:	Geoverarbeitungsworkflow zur Konkretisierung potenziell nutzbarer Dachflächen auf der Basis von LoD2 CityGML Daten. ....	46
Abb. 8:	Beispiel einer Potenzialfläche (oben) und WEA-Standorte mit Mindestabständen (farbige Ellipsen, unten). ....	53
Abb. 9:	Eingangsdaten und Modellstruktur für die Erstellung von Lastprofilen auf Gemeindeebene. ....	58
Abb. 10:	Überblick über das elektrische Energieversorgungsnetz. ....	62
Abb. 11:	Netzausbau in Deutschland (Bundesnetzagentur 2019c; © GeoBasis-DE/BKG 2020). ....	64
Abb. 12:	Beispielhafte Überlagerung von Last und Erzeugungszeitreihen für einen exemplarischen Zeitpunkt. ....	65
Abb. 13:	Verteilung der Last und Erzeugung auf die Netzknoten (Rendel 2015). ....	66
Abb. 14:	Darstellung der Datengrundlage für Last und Erzeugung.....	67
Abb. 15:	Algorithmus der Ausbauplanung. ....	69
Abb. 16:	Algorithmus der Partikelschwarmoptimierung. ....	72
Abb. 17:	Ermittlung unterschiedlicher Investitionen zwischen Stark- und Schwachwindanlagen unter Verwendung der Investitionsfunktion der DWG (Eigene Darstellung; Datenquelle: SCHOLZ 2010). ....	74
Abb. 18:	Gesammelte Investitionsprojektionen bis 2050 für PV Wohndachanlage. ....	81

Abb. 19:	Gesammelte Investitionsprojektionen bis 2050 für PV Geschäftsdachanlage.....	81
Abb. 20:	Gesammelte Betriebskostenprojektionen bis 2050 für PV Wohndachanlagen. ....	82
Abb. 21:	Gesammelte Betriebskostenprojektionen bis 2050 für PV Geschäftsdachanlagen.....	83
Abb. 22:	Gesammelte und berechnete Stromgestehungskosten bis 2050 für PV Dachanlagen. Als Punkte Dargestellte Ergebnisse erfolgen über ergänzende Annahmen und Berechnungen. ....	84
Abb. 23:	Transformationsschritte und staatliche Lenkungsmechanismen.....	85
Abb. 24:	Darstellung des methodischen Vorgehens zur Ermittlung der Transformationspfade. ....	86
Abb. 25:	Schematische Betriebsführung von ReLoS mit vier Energieträgern: Strom (schwarz), flüssiger Kraftstoff (orange), Wasserstoff (gelb) sowie Wärme (rot). Zusätzlich sind Energiequellen (grüne Kästen), Energiewandler (graue Kästen) und Energiespeicher (blaue Kästen) dargestellt. ....	87
Abb. 26:	Darstellung des projizierten Endenergiebedarfs der Sektoren Strom (blau), Wärme (rot), Gas (gelb) und fossilem Verkehr (schwarz) von 2018 bis 2050. ....	88
Abb. 27:	Prozentuale Abweichungen der Flächenkategorien ohne Abstandspuffer aufgrund veränderter Eingangsdaten (Variante 1 und 2). ....	91
Abb. 28:	Vergleich der Flächen mit einer Neigung von $\geq 30^\circ$ im DGM 50 und DGM 200. Das DGM 200 (rote Flächen) zeigt beispielsweise im Harz keine Flächen mit einer Neigung von $\geq 30^\circ$ an (untere Karte). ....	92
Abb. 29:	Vergleich der Ausschlussflächen für die Infrastruktur des Flugverkehrs nach der Variante 1 (links) und der Variante 2 und 3 (rechts). ....	93
Abb. 30:	Kartographische Darstellung der RWS (Variante 2) und Anteile der RWS bezogen auf die Gesamtfläche Deutschlands. Das Balkendiagramm zeigt die prozentuale Veränderung der RWS-Flächen der Variante 2 im Vergleich zu den RWS-Flächen der Variante 1. ....	94
Abb. 31:	Potenziell nutzbare Dachflächen differenziert nach Schräg- und Flachdächern in den Varianten 2 und 3 im Vergleich zu den Berechnungen aus der Variante 1. ....	96
Abb. 32:	Zeitliche Darstellung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Januar (Wetterjahr 2012). ....	98
Abb. 33:	Zeitliche Darstellung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im August (Wetterjahr 2012). ....	99
Abb. 34:	Räumliche Verteilung der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie in Variante 1. ....	99
Abb. 35:	Verteilung der Laufwasserkraftanlagen in allen Varianten. ....	100
Abb. 36:	Räumliche Verteilung der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie in Variante 2. ....	101
Abb. 37:	Räumliche Verteilung der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie in Variante 3. ....	102
Abb. 38:	Räumliche Verteilung der Stromnachfrage in den Kategorien Verkehr, Raum- und Prozesswärme. ....	103

Abb. 39:	Zeitlicher Verlauf der Wärmenachfrage (grau), der Leistungszahl (COP, grün) und der resultierenden Stromnachfrage (schwarz).....	104
Abb. 40:	Sortierter Jahresgang des Ausgleichsbedarfs zwischen Erzeugung aus erneuerbaren Energien und elektrischer Last mit Ausbaupotenzial nach Variante 1. ....	105
Abb. 41:	Vergleich von verfügbarer Überschussenergie (orange) und Ausgleichsbedarf (hellblau) in Abhängigkeit vom Nutzungsanteil des Ausbaupotenzials bei linearer Skalierung. ....	106
Abb. 42:	Zusammenhang zwischen Ausnutzung des Ausbaupotenzials und Effizianzorderungen an Energiespeicherung. ....	106
Abb. 43:	Notwendiger minimaler Wirkungsgrad des Ausgleichs und Nutzungsanteil des Ausbaupotenzials bei gegebener maximaler Nutzungsleistung der Überschussleistung.....	107
Abb. 44:	In der mathematischen Optimierung verwendetes Energiesystem zur Deckung des Strom-, Wärme- und Gasbedarfs.....	108
Abb. 45:	Zusammensetzung der jährlichen Kosten für die optimierten Komponenten im Energiesystem in Abhängigkeit vom Nutzungsanteil des Ausbaupotenzials. Kosten für Pumpspeicher, erneuerbare Energien oder weitere Komponenten sind nicht berücksichtigt.....	110
Abb. 46:	Dimensionierung der sektorkoppelnden Elemente in Abhängigkeit des Nutzungsanteils des Ausbaupotenzials.....	110
Abb. 47:	Speicherbedarf in Abhängigkeit des Nutzungsanteils des Ausbaupotenzials ohne Betrachtung des Gasspeichers.....	111
Abb. 48:	Vergleich des theoretischen minimalen Wirkungsgrads des Ausgleichs (hellblau) mit den modellbasierten Ergebnissen (grün) und der installierten Leistung zur Nutzung des Überschusses (grüne Fläche sowie Beschriftung) in Abhängigkeit der Nutzung des Ausbaupotenzials. Außerdem sind die jährlichen Systemkosten der optimierten Komponenten angegeben.....	112
Abb. 49:	Basisnetz der Mittelspannung. ....	114
Abb. 50:	Zielnetz der Mittelspannung. ....	114
Abb. 51:	Zielnetz der Mittelspannung mit eingezeichneten Zonen.....	115
Abb. 52:	Netz im Zeitraum nach 2020 und nach Durchführung der Baumaßnahmen. ....	115
Abb. 53:	Netz im Zeitraum nach 2045 und nach Durchführung der Baumaßnahmen. ....	116
Abb. 54:	Verteilung der Baumaßnahmen auf die Stützjahre. ....	116
Abb. 55:	Auslastung von Leitungskorridoren innerhalb Deutschlands mit Überlaststunden größer 40 Prozent. ....	117
Abb. 56:	Exemplarische Darstellung normierter Einflussfaktoren. ....	118
Abb. 57:	Auslastung von Leitungskorridoren innerhalb Deutschlands mit Überlaststunden größer 10 Prozent und kleiner 40 Prozent. ....	118
Abb. 58:	Resultat der Allokation potenzieller Kompensationsanlagenstandorte an den Übertragungsnetzknuten (links) und Standorte für die festgelegten Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten (rechts). ....	119

Abb. 59:	Nutzung von Wirkleistungsflexibilitäten an Netzknoten des HöS-Netzes. ....	120
Abb. 60:	HGÜ-Verbindung mit 2 GW Nennleistung von Heide/West nach Wilhelmshaven als Maßnahme im NEP 2019. ....	122
Abb. 61:	Leitung DC21b von Wilhelmshaven nach Uentrop. ....	122
Abb. 62:	Gleichstromstrecke DC23 von Uentrop nach Altbach. ....	123
Abb. 63:	DC Brunsbüttel – Großgartach und Wolmirstedt – Isar. ....	123
Abb. 64:	Markierung von Standorten für die festgelegten Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten im Netzgebiet von Amprion. ....	125
Abb. 65:	CAPEX Windenergie, Verteilung über Deutschland in Variante 3. ....	127
Abb. 66:	CAPEX und OPEX der Photovoltaik in Deutschland für die Variante 1. ....	128
Abb. 67:	LCOE der Photovoltaik in Deutschland für die Szenarienvarianten 1 und 3. ....	129
Abb. 68:	Ausbaukorridore für die installierte Leistung von Windkraft Onshore (dunkelblau), Offshore (hell-blau) und Photovoltaik (gelb) in Deutschland für den Zeitraum von 2018 bis 2050. ....	130
Abb. 69:	Ausbaukorridore für die Speichertechnologien Wasserstoffkavernen (blau), Lithium-Ionen-Speicher (dunkelrot) und Wärmespeicher (rot) in Deutschland. Aufgrund der notwendigen Skalierung des Wasserstoffspeichers in dieser Grafik, überdecken sich die Batterie- und Wärmespeicher. ....	131
Abb. 70:	Ausbaukorridor für die installierte Leistung von Wärmepumpe (rot), Elektrolyseur (violett) und Wasserstoff-KWK (grün) in Deutschland. ....	132
Abb. 71:	Jährliche Kosten der betrachteten Energiesystemtechnologien in den Stützjahren 2018, 2030 und 2050. ....	132
Abb. 72:	Transformationspfad der Kraftfahrzeug-Flottenzusammensetzung in Deutschland von 2018 bis 2050. ....	134
Abb. 73:	Vergleich der Ertragsvarianten mit dem Energiebedarf 2050. Der erste Balken stellt zum Vergleich das Ausgangsszenario dar. Variante 1 dient dem „Methodenvergleich Ertragsberechnung“. Variante 2 „hochaufgelöste Eingangsdaten“ berechnet die EE-Gewinnungspotentiale zusätzlich mit hochaufgelösten Geodaten und ist damit maßgeblich. Variante 3 geht von einer „Trendfortschreibung heutiger Technologien“ aus. Der fünfte Balken visualisiert den Energiebedarf in 2050, der insgesamt 1.789 TWh umfasst (1.500 TWh EE-Strom inkl. Speicher- und Umwandlungsverluste, 229 TWh Umgebungswärme und 60 TWh biogene Reststoffe). ....	136
Abb. 74:	Ergebnis einer Befragung von Teilnehmenden der 3. projektbegleitenden Arbeitsgruppe zum Abschluss des F+E-Vorhabens zur Priorisierung von Maßnahmen. Es werden 18 vollständig ausgefüllte Fragebögen im Diagramm berücksichtigt. Die Balken bilden die Anzahl der Nennungen ab. ....	163
Abb. 75:	Nutzung des Mehrebenen-Ansatzes zur planungsrechtlichen Regulierung der Energiewende in Kombination mit einer Energiefachplanung auf Bundesebene (Walter et al. 2018b; Klagge 2013; Gailing 2018). ....	166

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Ergebnisse der Kosten- und Investitionsberechnung je Variante (OPEX und CAPEX) und Stromgestehungskosten (LCOE).....	19
Tab. 2:	Technologieannahmen im Ausgangsszenario (nach Walter et al. 2018b). .....	28
Tab. 3:	Kennzahlen der Windenergieanlagentypen von den Szenariovarianten.....	30
Tab. 4:	Vergleich von Erträgen aus Offshore-Windenergie in Studien mit Ausbauszenarien für das Bezugsjahr 2050. ....	32
Tab. 5:	Neubewertung der Raumwiderstands-Klassen in der Variante 2. Die Änderungen im Vergleich zur Variante 1 werden durch die Schriftstärke kenntlich gemacht. ....	35
Tab. 6:	Eingangsdaten zur Ermittlung der Flächenkategorien der Raumwiderstände. Das Digitale Landschaftsmodell (DLM250) hat eine Auflösung von 1: 250 000, während das Digitale Basis-Landschaftsmodell (Basis-DLM) eine Lagegenauigkeit von $\pm 3$ m vorweist und sich am Inhalt der Topographischen Karten 1:10 000/1: 25 000 orientiert (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2018b). ....	37
Tab. 7:	Berechnungsgrundlage des Abstandes zwischen Freileitungen und WEA (nach Stark o. J.).....	39
Tab. 8:	Abstände in m zwischen Infrastruktureinrichtungen, Siedlungsflächen, Industrie- und Gewerbeflächen sowie Freizeit- und Erholungsflächen und Windenergieanlagen der Variante 3. ....	44
Tab. 9:	Prozentualer Flächenanteil von Flach- und Schrägdächern je Siedlungstyp basierend auf einer Auswertung von LoD2-Daten von zwei Stichproben, die jeweils fünf zufällig selektierte Landkreise von Nordrhein-Westfalen umfassen. ....	47
Tab. 10:	Ermittelte Investitionen für die vorgeschlagenen Anlagentypen.....	75
Tab. 11:	Zusammenfassung technischer Parameter und CAPEX-Kosten, differenziert für unterschiedliche Anlagentypen.....	76
Tab. 12:	Berücksichtigung Quelle für CAPEX und entsprechende Beurteilung. ....	79
Tab. 13:	Berücksichtigte Quelle für OPEX und entsprechende Beurteilung. ....	80
Tab. 14:	Berücksichtigte Quelle für LCOE und entsprechende Beurteilung.....	80
Tab. 15:	Ergebnisse der Berechnung der RWS in den Varianten 1, 2 und 3 (in km <sup>2</sup> ). ....	95
Tab. 16:	Die mensch- und naturverträglich nutzbaren Potenzialflächen in den drei Szenariovarianten. ....	96
Tab. 17:	Ergebnisse der Stromertragsberechnung der Variante 1 je erneuerbarem Energieträger. ....	98
Tab. 18:	Ergebnisse der Stromertragsberechnung der Variante 2 je erneuerbarem Energieträger. ....	100
Tab. 19:	Ergebnisse der Stromertragsberechnung der Variante 3 je erneuerbarem Energieträger. ....	102
Tab. 20:	Übersicht der verwendeten Parameter für die einzelnen Komponenten ohne Speicher.....	109
Tab. 21:	Übersicht der verwendeten Parameter für Speicher.....	109

Tab. 22:	Wirkleistungsflexibilitätsnutzung für die Randbedingung 300 MW. ....	120
Tab. 23:	Wirkleistungsflexibilitätsnutzung für die Randbedingung 100 MW. ....	121
Tab. 24:	Blindleistungsflexibilitätsnutzung für Randbedingung 100 MW und Randbedingung 300 MW. ....	121
Tab. 25:	Zusammenfassende Daten der Ergebnisse auf Bundesebene für Onshore-Wind. Die Tabelle zeigt die Ergebnisse je Variante für die Leistung, die Energiemenge, Volllaststunden, CAPEX, OPEX und LCOE. ....	127
Tab. 26:	Zusammenfassende Daten der Ergebnisse auf Bundesebene für Dach- PV. Die Tabelle zeigt die Ergebnisse je Variante für die Leistung, die Energiemenge, Volllaststunden, CAPEX, OPEX und LOOE. ....	129
Tab. 27:	Ergebnisse der Berechnung der Kosten und Investitionen je Variante für die Investitionen (Capital Expenditures, CAPEX), Betriebsausgaben (Operational Expenditures, OPEX) und Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE). ....	138
Tab. 28:	Übersicht mit der Anzahl der erfassten Zukunftstechnologien sowie der Rückmeldungen im Rahmen der Befragung. ....	140

## Abkürzungsverzeichnis

AC-Netz	Wechselstromnetz
ADEBAR	Atlas deutscher Brutvogelarten
ATKIS	Amtliche Topographisch-Kartographische Informationssystem
Basis-DLM	Digitales Landschaftsmodell
BEV	Battery Electric Vehicles
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Investitionen, Capital Expenditures
COP	Combinatorial Optimization Prob
CORINE	Coordination of Information on the Environment
DGM	Digitale Geländemodell
DLM250	Digitale Landschaftsmodell 1:250 000
EE	erneuerbare Energien
EE100	Forschungsprojekt „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050“
EE100-konkret	Forschungsprojekt „Konkretisierung von Ansatzpunkten einer naturverträglichen Ausgestaltung der Energiewende, mit Blick auf strategische Stellschrauben“
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
E-Kfz	Elektronisches Kraftfahrzeug
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GIS	Geographisches Informationssystem
GW	Gigawatt
GWp	Gigawatt Nennleistung
HEV	Hybrid Electric Vehicles
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannungsebene
IEC	International Electrotechnical Commission
IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
IfES-EES	Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Elektrische Energiespeichersysteme, Leibniz Universität Hannover
IfES-EEV	Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung, Leibniz Universität Hannover
ILAUP	Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung, Technische Universität Berlin
INES	Integriertes Markt- und Netzsimulationsmodell
ISFH	Institut für Solarenergieforschung Hameln GmbH
IUP	Institut für Umweltplanung, Leibniz Universität Hannover
IWI	Institut für Wirtschaftsinformatik, Leibniz Universität Hannover
kV	Kilovolt
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LUH	Leibniz Universität Hannover
MS	Mittelspannungsebene

AC-Netz	Wechselstromnetz
Mvar	Mega-Voltampere Reaktiv
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannungsebene
OPEX	Betriebskosten, Operational Expenditure
PSA	Particle Swarm Algorithmus
PV	Photovoltaik
PV-FFA	Photovoltaik-Freiflächenanlagen
ReLoS	Renewable Energies Lower Saxony
RWS	Raumwiderstand
TA-Lärm	Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm
TUB	Technische Universität Berlin
TWh	Terawattstunden
WEA	Windenergieanlagen

## Glossar

Abbaumaßnahme	Der Abbau von Stationen, Schaltanlagen, Transformatoren der zugehörigen Schaltanlage sowie Leitungen.
Ausbaumaßnahme	Zubau unter Einhaltung der bestehenden Topologie.
Blindleistung	Teil der gesamten elektrischen Leistung (Scheinleistung), welche beispielsweise von einer Leitung übertragen oder von einer Last aufgenommen wird. Sie wurde vor 1920 als „wattlose Komponente“ bezeichnet, da sie den Anteil der Scheinleistung darstellt, welcher nicht in nutzbare Energie (wie bspw. Licht, Wärme oder mechanische Leistung) gewandelt werden kann. Blindleistung spielt eine entscheidende Rolle in der Spannungshaltung. Wirkleistung und Blindleistung sind die Komponenten der Scheinleistung.
Kettenwirkungsgrad	Ein Kettenwirkungsgrad berücksichtigt die Wirkungsgrade bzw. Verluste mehrerer aufeinander folgender Umwandlungsschritte. Damit ist er ein Maß für den Output einer Kette bezogen auf den Input.
Korridor	Der Begriff Korridor wird für eine nicht näher definierte Knoten- und Leitungsanzahl zwischen Standorten verwendet.
Lastzeitreihen	Eine Lastzeitreihe ist ein Datensatz, der in einer bestimmten zeitlichen Auflösung (hier: ein Wert je Stunde) die elektrische Last abbildet. Lastzeitreihen werden im Projekt für die Kategorien Kraft/Licht/IKT/Kälte, Verkehr/Mobilität, Raumwärme und Prozesswärme erstellt, um das Gesamtsystem einschließlich Speicher und Stromnetze zu simulieren. Sie werden pro COSMO-EU-Rasterfläche (6,8 km Maschenweite) erstellt.
(n-1)-Kriterium	Das (n-1)-Kriterium ist eine weit verbreitete und anerkannte Regel netzplanerischer Grundsätze. Sie besagt (bei Einhaltung), dass bei dem Ausfall eines beliebigen Netzelements (durch Fehler oder Schaltvorgänge) die Netzsicherheit gewährleistet ist.
Nebenbedingungen	„Neben-“ oder „Randbedingungen“ werden innerhalb der Optimierung (siehe Optimierungsproblem) als eine Begrenzung des Wertebereichs der Zustandsgrößen beschrieben. Weiter können die Randbedingungen technische Parameter begrenzen, welche von den Zustandsgrößen abhängen und in separaten Gleichungen beschrieben werden.
NUTS	Die Bezeichnung NUTS (Nomenclature des unités territoriales statistiques) bezeichnet räumliche Bezugseinheiten. NUTS0 wird bspw. für Nationalstaaten verwendet. NUTS1-Regionen entsprechen größeren Landesteilen mit einer Bevölkerung zwischen 3 Mio. bis 7 Mio. Menschen. NUTS2-Regionen bilden mittelgroße Regionen und Millionenstädte ab. NUTS3-Regionen stellen eine kleinere Unterteilung dar mit 150.000 bis 800.000 Einwohnern je Region.
Optimierungsproblem	Verschiedene Ansätze und Berechnungsmethoden: Für die Berechnung wird stets der Wert einer Funktion minimiert (Zielfunktion). Diese Funktion hat eine Abhängigkeit von den beeinflussbaren Parametern der elektrischen Energieversorgungsnetze (Zustand oder Zustandsvektor). Unter verschiedenen Nebenbedingungen werden diese Parameter variiert (siehe Nebenbedingungen).
p.u.	Die Abkürzung „p.u.“ (per unit) wird für bezogene Parameter verwendet. So stellt ein Wert von 1.1 p.u. (bzw. 110 %) eine Abweichung von 10 % von der ursprünglichen Größe dar.
Raumwiderstand	Ein Raumwiderstand zeigt die Empfindlichkeit von Flächenkategorien (z. B. Naturschutzgebiete, Siedlungen, Wasserflächen) gegenüber einer definierten Energieanlage. Insgesamt werden vier Raumwiderstands-Klassen berechnet: sehr hoch, hoch, mittel und gering.
Sektorkoppelnde Technologien	Sie verbinden die Sektoren Strom, Gas, Wärme und Verkehr. Hierzu zählen beispielsweise Wärmepumpen, Power-to-Gas-Aggregate und Gas-Rückverstromungsanlagen.
Simulated Annealing	Simulated Annealing beschreibt einen probabilistischen Algorithmus zur Approximation der Ermittlung eines globalen Optimums einer Funktion: In einem sich stets wiederholenden Vorgehen werden Anpassungen basierend auf Wahrscheinlichkeiten vorgenommen, um das Minimum oder Maximum einer Funktion zu finden. Diese Funktion kann z. B. Kosten, Transportwege oder Längen von Kabelverbindungen beschreiben.

Spannungsband	Bereich zulässiger Spannungswerte. Ein elektrisches Energieversorgungsnetz mit einer Nennspannung von bspw. 220 kV wird nicht an jedem Punkt bei dieser Spannung betrieben. Stattdessen bewegen sich die Spannungen in einem Bereich um die Nennspannung herum. Dieser Bereich, bzw. die zulässige Abweichung von der Nennspannung, wird als Spannungsband beschrieben.
Spannungshaltung	zentrale Komponente der Systemdienstleistungen und beschreibt Maßnahmen zur Einhaltung des Spannungsbandes.
Suffizienz	Suffizienz bedeutet, das richtige Maß zwischen zu wenig und zu viel zu finden, zwischen Verzicht einerseits und einer übermäßigen Energie- und Ressourcennutzung andererseits, die zu Lasten der natürlichen Umwelt, vieler Menschen in anderen Regionen der Welt und nicht zuletzt künftiger Generationen geht.
Topologie im Zusammenhang mit Netzen	Strukturen, die auch unter Verformung und Abstrahierung stets erhalten bleiben. Für eine Betrachtung von Netzwerken beschreibt dies die Verbindungsstrukturen. Die Sammelschienen und Generatoranschlussknoten werden simplifiziert als Knotenpunkte behandelt und gemäß ihren Verbindungen verknüpft.
Transformationspfade	Der Transformationsprozess des deutschen Energiesystems zu einem aus 100 % erneuerbaren Energien bestehenden Systems ist gegliedert in die sich überlappenden Phasen Ausbau, Systemintegration und Langzeitspeicherung. Im Projekt wurden zeitlich aufgelöste Transformationspfade simuliert. Die Transformationspfade flankieren die Projektergebnisse der Ertrags- und Speicherberechnungen und zeigen Chancen und Herausforderungen bei der Transformation zum Zielsystem 2050 auf.
Umbaumaßnahme:	Umbau als kostengünstige, kurzzeitige Maßnahme bei Abbau oder Zubau angeschlossener Betriebsmittel.
Wirkleistung	Teil der gesamten elektrischen Leistung (Scheinleistung), welche beispielsweise von einer Leitung übertragen oder von einer Last aufgenommen wird. Sie stellt die nutzbare Komponente der Scheinleistung dar, welche bspw. für die Wandlung zu Licht, Wärme oder mechanischer Leistung genutzt werden kann. Wirkleistung und Blindleistung sind die Komponenten der Scheinleistung.
Zeitreihen	Eine Zeitreihe ist ein Datensatz, der in einer bestimmten zeitlichen Auflösung (hier: ein Wert je Stunde) eine Größe (z. B. die elektrische Last oder die elektrische Erzeugung) abbildet. Im Rahmen des Projektes werden Zeitreihen der erneuerbaren Energien und der Lasten bestimmt, um das Gesamtsystem einschließlich Speicher und Stromnetze zu simulieren. Die Zeitreihen haben eine zeitliche Auflösung von 1h, einen zeitlichen Umfang von einem Jahr, und eine räumliche Auflösung des Cosmo-DE-Modells (knapp 3x3 km) bzw. des Cosmo-EU-Modells (rund 7x7 km). Es wird das (relativ durchschnittliche) historische Wetterjahr 2012 für die Zeitreihenerstellung genutzt.
Zielfunktion	Die Zielfunktion stellt eine mathematische Beschreibung eines zu untersuchenden Zusammenhangs dar, welche über eine Änderung verschiedener Einflussfaktoren hin zu ihrem Optimum gebracht wird. „Optimum“ beschreibt dabei die Ermittlung des Minimums oder Maximums der Zielfunktion (z. B. Profit, Kosten, Transportwege, Kabellängen, elektrischer Verluste, etc.).
Zubaumaßnahme im Zusammenhang mit Netzen	Der Zubau von Stationen, Schaltanlagen, Transformatoren der zugehörigen Schaltanlage sowie Leitungen.

## **Vorwort**

Der Schutz der biologischen Vielfalt und der Klimaschutz sind beides zusammen zentrale Handlungsfelder des Bundesamtes für Naturschutz (BfN). Mit den vorliegenden Ergebnissen zu naturschutzorientierten Szenarien für 2050 leistet das BfN einen Beitrag zur aktuellen Debatte über eine naturverträgliche Ausgestaltung der Energiewende.

Der Forschungsbericht zum Verbundvorhaben „EE100-konkret“ arbeitet besonders relevante, strategische Stellschrauben für eine naturverträgliche Energiewende heraus. Er baut auf einem ersten Szenario-Set (vgl. BfN-Skripten 501) auf, ergänzt und verfeinert die damaligen Ergebnisse. Aufgezeigt werden räumliche Leitplanken zur Bereitstellung erneuerbarer Energien, Abgleiche der Stromerzeugungspotenziale mit projizierten Energiebedarfen und Konsequenzen für Netze, Speicher, Kosten und Transformationspfade sowie die Spielräume für die Technologieentwicklung und Energieeinsparungen. Schließlich werden Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Die Ergebnisse zeigen, dass mit den getroffenen Annahmen für Potenzialflächen und Technologien der gesamte Strombedarf von 1.500 Terrawattstunden (TWh) im Jahr 2050 auf Bundesebene naturverträglich gedeckt werden könnte, obwohl Flächen nur begrenzt verfügbar sind. Dafür müssten allerdings sehr leistungsstarke Windenergieanlagen auf den besten Standorten und Photovoltaikmodule auf allen nutzbaren Dachflächen installiert werden.

Um den hier skizzierten Weg einzuschlagen und damit den Ausbauzielen für erneuerbare Energien auf Bundesebene näherzukommen, wären zudem zahlreiche, gänzlich neu ausgerichtete Rahmenbedingungen und Maßnahmenbündel erforderlich. Die Vorgabe naturverträglicher, regionaler Mindestziele für den Ausbau erneuerbarer Energien ist hierfür ein wichtiger Zwischenschritt. Darüber hinaus ist nicht nur eine signifikant höhere Besteuerung von Treibhausgasen nötig, es müssen auch Anreize geschaffen werden für die notwendige Elektrifizierung, die Sektorkopplung und den Speicherausbau sowie die Ausnutzung von Flexibilitäten der Stromübertragung. Sollte allerdings die bis zum Jahr 2050 angenommene Reduktion des Energiebedarfes nicht erreicht werden, würde dies den Flächenbedarf für den Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich erhöhen – mit der Konsequenz, dass weder die Ziele der Energiewende noch der Erhalt oder die Verbesserung der biologischen Vielfalt erreicht werden können. Um hier gezielt die Bundesziele zu unterstützen, wären wirksame Maßnahmen notwendig, beispielsweise Bedingungen für energie- und ressourcenschonende Lebens- und Wirtschaftsweisen zur Energiebedarfsreduzierung zu schaffen.

Adressiert werden damit auch Themen, die über originäre Naturschutzanliegen hinausgehen. Denn eine Auseinandersetzung mit Naturschutzanforderungen sollte bereits bei der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen erfolgen, nicht erst bei einem konkreten Projekt vor Ort. Das Vorhaben stellt in diesem Zusammenhang Grundlagen für die Diskussion sowohl auf Bundesebene als auch mit Akteuren vor Ort bereit, um den nachhaltigen Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zu dynamisieren und dabei vor allem die Naturverträglichkeit als wesentliches Element der Energiewende frühzeitig in den Blick zu nehmen.

Bundesamt für Naturschutz

## Kurzfassung

Ein schneller und sektorenübergreifender Umbau der Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien (EE) ist ein zentrales Handlungsfeld, um bundesweite und internationale Klimaschutzziele zu erreichen. Dabei gilt es gleichzeitig den Ansprüchen der Menschen vor Ort gerecht zu werden. Eine ebenso dringende Herausforderung ist der Rückgang der biologischen Vielfalt, der bei der Umsetzung der Energiewende gleichrangig berücksichtigt werden muss.

Ziel des Vorhabens EE100-konkret ist es strategische Stellschrauben aufzuzeigen, wie die Umsetzung einer solchen mensch- und naturverträglichen Energiewende unterstützt werden kann. Zentrale Elemente sind dabei

- die Definition von räumlichen Leitplanken einer mensch- und naturverträglichen Raumbeanspruchung durch Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energien,
- die Berechnung des Stromertragspotenzials innerhalb dieser Leitplanken und der Vergleich mit projizierten Energiebedarfen,
- die Projektion von Konsequenzen für Stromnetze und Speicher, resultierender Systemkosten bzw. Stromgestehungskosten sowie von Transformationspfaden und schließlich
- das Aufzeigen von Spielräumen durch die Entwicklung von Technologien, Energieeinsparungen, die Beteiligung der Öffentlichkeit vor Ort und die Ableitung von Handlungsempfehlungen und -strategien für die Politik.

EE100-konkret entwickelt damit die Ergebnisse und Erkenntnisse des Projektes „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbare Energien 2050“ (kurz: „EE100“) aus 2018 fort und konkretisiert diese.

Dazu wurde ein Modellverbund entwickelt, der in der Lage ist, politische Entscheidungen auf Bundesebene zu unterstützen, aber auch auf unteren Ebenen eingesetzt werden kann. Der Modellverbund EE100-konkret zeigt insbesondere „Entscheidungsräume“ und Handlungsoptionen sowie Handlungsstrategien für die nationale Ebene auf. Für die unteren Ebenen können EE-Ziele abgeleitet werden, welche die regionale und lokale Verantwortung für eine mensch- und naturschonende Energiewende ausdrücken. Es gehen sowohl fixe Daten und Parameter ein, als auch variable, die bei anderer politischer Prioritätensetzung oder zur Nachsteuerung der Umsetzungspfade verändert werden können, je nachdem, ob die zu Grunde liegenden Rechtsnormen „harte“ oder „weiche“ Grenzen setzen. EE100-konkret kann z. B. Veränderungen der Bilanz zwischen EE-Energiebedarf und -bereitstellung für Deutschland und notwendige Pfadanpassungen aufzeigen, wenn sich etwa die Annahmen für die Bedarfsbestimmung verändern. Da es sich beim Klimaschutz um ein nationales Ziel handelt, basieren alle Bewertungen auf z. B. der Abgrenzung der Ausschlussräume für erneuerbare Energien auf Bundesebene. Die berechneten Szenarien sind insbesondere hinsichtlich des 100 % EE-Anteils sehr ambitioniert, um der Dringlichkeit des Klimaschutzes gerecht zu werden und einen Zielhorizont für die heutigen und zukünftigen Handlungsoptionen ableiten zu können. Bestimmte Möglichkeiten für die Bedarfsreduzierung, z. B. Lebensstiländerungen, wurden bisher nicht in die Bilanzierung einbezogen. Dadurch wird zum einen zum Ausdruck gebracht, dass mögliche Dachflächen-Photovoltaikpotenziale bevorzugt genutzt werden sollen. Zum anderen kann auf diese Potenziale bei Pfadabweichungen und im Rahmen der Bürger\*innenbeteiligung vor Ort zurückgegriffen werden.

Im Projekt werden drei Szenariovarianten berechnet, die alle auf einem Szenario der Vorgängerstudie EE100 (Ausgangsszenario) basieren. Alle Varianten beachten die mensch-

und naturverträglichen Grenzen. Die ersten beiden Varianten dienen dazu, Unsicherheiten des Ausgangsszenarios zu erkennen und zu beseitigen. In Variante 1 werden die Stromertragsberechnungen verbessert („Methodenvergleich Ertragsberechnung“). In Variante 2 „hochaufgelöste Eingangsdaten“ werden die Stromertragspotenziale zusätzlich mit hochaufgelösten Geodaten berechnet. Die Variante 2 zeigt mit hochaufgelösten Daten und einer optimierten Stromertragsberechnung den auf der verfügbaren Fläche mit der leistungsstärksten Technik erreichbaren Stromertrag auf. In Variante 3 („Trendfortschreibung heutiger Technologien“) wird eine konservativere Entwicklung der Technologien zu Grunde gelegt und entsprechend der aktuellen Planungspraxis beispielhaft eine Stark-, eine Mittel- und eine Schwachwindanlage im Modell verwendet. Der Modulwirkungsgrad für die Dach-Photovoltaik-Module wird von 30 % (Variante 1 und 2) auf 24 % reduziert. Im Vergleich mit den anderen Varianten werden die Auswirkungen der beiden Ansätze Flächeneffizienz vs. Kosteneffizienz deutlich und Steuerungsbedarfe abgeleitet.

## **Ergebnisse**

### Energiebedarf

Im Ergebnis zeigen die Szenariovarianten 1 und 2, dass für eine bundesweite Entscheidungsunterstützung anspruchsvolle Methoden, Daten und Modelle genutzt werden müssen, um Unsicherheiten zu verringern (Abb. 1). Die Bedarfsprojektion ergibt einen Gesamtenergiebedarf von 1.789 TWh/a für 2050. 1.500 TWh/a werden davon als Strom benötigt, davon 810 TWh/a für den Direktverbrauch, 435 TWh/a Strom für Speicher- und Umwandlungsverluste sowie 255 TWh/a als Power-to-X für schwer elektrifizierbare Prozesse. Der restliche Energiebedarf setzt sich zusammen aus 229 TWh/a Umgebungswärme und 60 TWh/a aus biogenen Reststoffen, die ebenfalls für schwer elektrifizierbare Prozesse eingesetzt werden. Neben Grundannahmen zu einer extrapolierten Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung, wurden für diese Projektionen eine Elektrifizierungsrate von 88 % im Verkehrssektor sowie eine Gebäudesanierungsrate von 2,6 %/a zu Grunde gelegt.

### Flächen- und Erzeugungspotenzial

Die Gegenüberstellung des für das Jahr 2050 projizierten Energiebedarfs mit dem Gewinnungspotenzial in Variante 2 bestätigt, dass es durchaus möglich ist, den Energiebedarf 2050 in Deutschland bilanziell durch erneuerbare Energien unter Wahrung der Bedürfnisse von Mensch und Natur zu decken und sogar darüber hinaus noch Strom zu erzeugen, der bei Pfadabweichungen eingesetzt oder exportiert werden kann. Hierfür würden 1,5 % der Fläche von Deutschland mit leistungsstarken Windenergieanlagen belegt werden und es müssten alle nutzbaren Dachflächen mit Photovoltaikmodulen ausgestattet werden. Unter diesen Annahmen wird in Variante 2 eine Energiemenge von über 2.034 TWh/a für 2050 erzielt. Dies wäre ausreichend, um den Strombedarf inkl. Speicher- und Umwandlungsverlusten von 1.500 TWh zu decken (Abb. 1). Als Stromspeicher werden dabei Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke verwendet. Wärmepumpen (P2H) sowie Elektrolyseure (P2G) werden als sektorkoppelnde Elemente eingesetzt, welche die Wärmeversorgung bzw. die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff bzw. Methan für schwer elektrifizierbare Prozesse ermöglichen. Weiterhin werden Langzeitspeicher, z. B. Kavernenspeicher, für Wasserstoff benötigt.

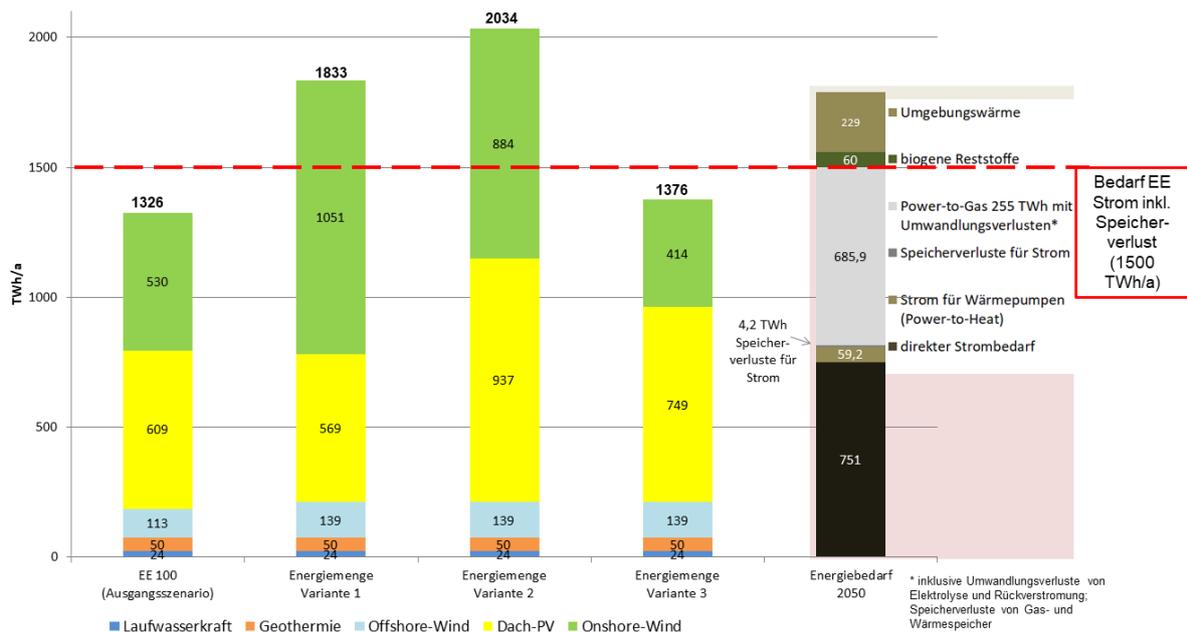


Abb. 1: Vergleich der Ertragsvarianten mit dem Energiebedarf 2050. Der erste Balken stellt zum Vergleich das Ausgangsszenario dar. Variante 1 dient dem „Methodenvergleich Ertragsberechnung“. Variante 2 „hochaufgelöste Eingangsdaten“ berechnet die EE-Gewinnungspotentiale zusätzlich mit hochaufgelösten Geodaten und ist damit maßgeblich. Variante 3 geht von einer „Trendfortschreibung heutiger Technologien“ aus. Der fünfte Balken visualisiert den Energiebedarf in 2050, der insgesamt 1.789 TWh umfasst (1.500 TWh EE-Strom inkl. Speicher- und Umwandlungsverluste, 229 TWh Umgebungswärme und 60 TWh biogene Reststoffe).

Unter den Annahmen der Variante 3 mit einer Trendfortschreibung der Technik und hinsichtlich geringerer Stromgestehungskosten alternativer Anlagen, reicht die modellierte Gewinnung hingegen nicht aus, um den Strombedarf von 1.500 TWh/a zu decken. Eine Deckung des Energiebedarfs ist also nur möglich, wenn sowohl leistungsstarke Windenergieanlagen als auch Photovoltaik-Module mit einem hohen Wirkungsgrad installiert werden. Die menschen- und naturverträglichen Flächenpotenziale für Onshore-Windenergie verkleinern sich gegenüber den anderen beiden Varianten (2,3 % bzw. 1,5 % der Fläche Deutschlands) auf 3.930 km<sup>2</sup> (ca. 1,1 % der Fläche Deutschlands). Hinzu kommt, dass die Nennleistung der Anlagen geringer ist. Die potenziellen Stromerträge aus Dach-Photovoltaik verringern sich dadurch um 20 %, die für Onshore-Windenergie sogar um 55 %.

### Stromnetzausbau und Speicherbedarf

Entsprechend der heterogenen räumlichen Verteilung der gemäß Variante 2 und 3 nutzbaren Potenzialflächen wird ein starker Zuwachs der Stromerzeugung im Norden projiziert. In Kombination mit dem insgesamt höheren Strombedarf im Energiesystem führt dies zu einer hohen Belastung zahlreicher Höchstspannungstrassen, insbesondere in Nord-Süd-Richtung. Für den Netzausbau werden 27 Maßnahmen im Wechselstromnetz und vier Gleichstromverbindungen zur Behebung der durch die veränderte Übertragungsaufgabe entstehenden Netzengpässe vorgeschlagen. Die dennoch zeitweise verbleibenden Netzengpässe können unter Einbeziehung eines heuristischen Optimierungsverfahrens durch die Identifizierung und Ausnutzung von Flexibilitäten an Höchstspannungsknoten beseitigt werden. Diese Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten stellen Speicher, klassische Kompensationsanlagen und Flexibilitäten durch untergelagerte Netzbetreiber dar.

## Kosten und Investitionen

Die Kosten- und Investitionsberechnung ergibt für Variante 1 und Variante 2 deutschlandweit einheitliche Investitionsausgaben von 1.030 €/kW für Onshore-Windenergie, die in der Variante 3 mit 1.240 €/kW etwas höher liegen. Durch die Annahme von drei verschiedenen Windenergieanlagentypen, die entsprechend der Windhöffigkeit des Standorts platziert werden, aber z.T. gering dimensioniert sind und nicht das volle Potenzial des Standortes ausnutzen, ergeben sich in Variante 3 für Onshore-Windenergie in Deutschland etwas niedrigere Stromgestehungskosten als in Variante 2 (Tab. 1). Die Stromgestehungskosten in Variante 2, in der überall derselbe Anlagentyp genutzt wird, sind im Mittel zwar ähnlich, aber für die einzelnen Standorte unterschiedlich in Abhängigkeit von der Windhöffigkeit.

Für Dach-Photovoltaik sind die Kosten (OPEX) und Investitionen (CAPEX) nach dem Berechnungsmodell von der Größe der Dachflächen abhängig. Je höher der Anteil kleiner Dachflächen und damit Anlagen in einem Wetterpixel, desto höher sind sowohl die Kosten, also auch die Investitionen. Die höheren Stromgestehungskosten in Variante 3 sind auf niedrigere Anlagenleistungen im Vergleich zu Variante 2 zurückzuführen.

Tab. 1: Ergebnisse der Kosten- und Investitionsberechnung je Variante (OPEX und CAPEX) und Stromgestehungskosten (LCOE).

	Onshore-Windenergie			Dach-PV		
	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 1	Variante 2	Variante 3
<b>CAPEX in €/kW</b>	1030	1030	1240	731,3	713,9	723,3
<b>OPEX in €/kW/a</b>	38,4	37,6	39,7	16,3	14,4	15,4
<b>LCOE in ct/kWh</b>	4,92	5,2	5,03	8,13	8,84	9,05

## Transformationspfade

Die Betrachtung der simulierten Transformationspfade bis zum Jahr 2050 zeigt, dass sich die jährlichen Zubauraten für Wind- und Photovoltaikanlagen bis 2040 auf einem Niveau von mind. je 3,5 – 4 GW belaufen müssen. Zwischen 2040 und 2050 wird der Zubau der erneuerbaren-Energien-Anlagen deutlich forciert. Dies liegt unter anderem an dem erhöhten Speicherbedarf und den damit verbundenen Wandlungsverlusten. Weiterhin wird von einer signifikanten Kostendegression der Systemkomponenten ausgegangen, welche eine weitere Erklärung für die zeitlich gesehen späte Forcierung der Ausbauraten bei den erforderlichen Kapazitäten der erneuerbaren Energien Anlagen aus volkswirtschaftlicher Sicht darstellt. Die Simulation der Speichertechnologien zeigt, dass der jährliche Ausbau bis 2035 auf einem moderat niedrigen Level unterhalb 10 TWh installierter Speicherkapazität verläuft. In den nachfolgenden Jahren erfolgt ein erheblicher Ausbau des Wasserstoffspeichers, der auf bis zu 38 TWh jährlich im Jahr 2050 ausgebaut wird. Der thermische Pufferspeicher und der Lithium-Ionen-Speicher erreichen 2050 eine Kapazität unter einer TWh.

## Handlungsoptionen zur Erreichung einer menschen- und naturverträglichen Energiewende

Die drei Szenariovarianten beantworten die räumlichen, zeitlichen und ökonomischen Fragestellungen einer erfolgreichen Energiewende deutlich differenzierter, als das Ausgangsszenario in EE100. Auf dieser Grundlage können im Folgenden auch die Handlungsfelder für Politik und Gesellschaft deutlich besser fokussiert werden.

Um die **Treiber** des in Deutschland noch immer hohen Einsatzes fossiler Brennstoffe abzuschwächen, ist es nun dringend geboten, Vorteile durch indirekte Subventionen für fossile und atomare Kraftwerke abzubauen und **Treibhausgase signifikant zu besteuern** bzw. mit Gebühren zu belegen (mind. 50 €/t CO<sub>2</sub> <sub>äq.</sub>, angemessen 150 – 250 €/t CO<sub>2</sub> <sub>äq.</sub>). Durch eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung von mind. 50 €/t CO<sub>2</sub> <sub>äq.</sub> würde der Zubau von Wärmepumpen etwas beschleunigt und die Verdrängung des auf fossilen Kraftstoffen basierenden Verkehrs schneller voranschreiten. Ein signifikanter Einfluss wird jedoch in allen ökonomischen Studien nur bei einer höheren Besteuerung erwartet (mind. 100 €/t CO<sub>2</sub> <sub>äq.</sub>). Eine deutliche Änderung im Investitionsverhalten bei energetischer Sanierung der Gebäudedämmung und Heiztechnik wird voraussichtlich erst ab einer Besteuerung von CO<sub>2</sub> im Umfang von 150 €/t<sub>CO2</sub> eintreten.

Neben einer solchen stärkeren Einbeziehung der externen Kosten in die Energiepreise bedarf es eines abgestimmten Maßnahmenbündels, um einen ausreichenden Ausbau der EE sowie der Stromnetze und Speicher innerhalb der im Projekt skizzierten Leitplanken einer mensch- und naturgerechten Entwicklung zu erreichen. Für die Unterstützung der lokalen Umsetzung sollte die Bundesebene **nach bundesweit einheitlichen Kriterien festgesetzte, nachhaltig erreichbare Gewinnungsziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Regionen und Kommunen** formulieren. Die dargestellten Berechnungen können für die Festsetzung dieser Mindestziele genutzt werden, da sie Leitplanken für eine mensch- und naturverträgliche EE-Gewinnung aufzeigen. Sie unterstützen damit eine Energie-Governance, die von der Bundesebene bis auf die lokale Ebene hinunter konkretisiert werden kann und gleichzeitig jeder Ebene angemessene Verantwortung zuweist und Entscheidungsspielräume einräumt.

Zur Unterstützung eines solchen Mehrebenen-Ansatzes könnte eine **Fachplanung für nachhaltige EE-Gewinnung auf Bundesebene** etabliert werden, die die quantitativen Gewinnungsziele und -grenzen für die Länder und Regionen implementiert. Kurzfristig sollten mindestens die in dieser Studie erzeugten **räumlichen Leitplanken der mensch- und naturverträglichen Entwicklung** (geringer „Raumwiderstand“ gegenüber Onshore-Windenergieanlagen) und die gewinnbaren Energiemengen raumkonkret veröffentlicht und damit verfügbar gemacht werden. Nur bei einer Flankierung der notwendigen Anreize zum EE-Anlagenzubau durch einerseits konkrete Ziele für Regionen, die deren Verantwortung für die nationalen Klimaziele verdeutlichen, und andererseits einem konsequenten raumkonkreten Schutz von Mensch und Natur können gravierende Fehlentwicklungen bei der unter hohem Zeitdruck stehenden deutschen Energiewende vermieden werden.

Bei einem komplett auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem in Deutschland sollte die Nutzung von Flächen zur Stromerzeugung so ausgelegt werden, dass das Stromerzeugungspotenzial den Gesamtbedarf übersteigt und Freiraum für die lokale Gestaltung vorhanden bleibt. Die Modellergebnisse legen nahe, dass mit Umwandlungsverlusten im Rahmen der Speicherung von jährlich mind. 10 % der elektrischen Energie zu rechnen ist. Ein weiterer einkalkulierter Puffer an überschüssiger Erzeugung ist darüber hinaus auch hinsichtlich der ungewissen Stromerträge von erneuerbaren-Energien-Anlagen zu berücksichtigen (z. B. Wetter). Die Modellergebnisse zeigen den „Best Case“ des Einsatzes von Speichern und Wandlern. Der **gesteuert dimensionierte, effiziente Ausbau von Speichern** ist somit ebenfalls eine sehr wichtige Voraussetzung für eine flächen- und kosteneffiziente, finanzierbare Energiewende. Ein zusätzliches Gewinnungspotenzial kann durch die **Weiterentwicklung der Erzeugungstechnologien (Zukunftstechnologien)** gehoben werden. Hier ist u. a. ein Trend zur mehrfachen Nutzung von Flächen zu beobachten. So eignen sich z. B. die Vertikalachsen-Windturbinen zur Nachverdichtung bestehender Windparks, da sie laut Hersteller\*in keine störenden Luftverwirbelungen verursachen, die die

Energieausbeute benachbarter Anlagen verringern. Aufgrund der Vielzahl von technischen Entwicklungen ist in naher Zukunft mit der Markteinführung neuer Stromgewinnungstechnologien vor allem in den Bereichen Windkraft und Photovoltaik zu rechnen. Insgesamt macht die teilweise rasant fortschreitende technische Entwicklung eine regelmäßige Anpassung diesbezüglicher Eingangsdaten und resultierender Szenarienergebnisse und -erkenntnisse in EE100 notwendig.

Da sich viele Zukunftstechnologien noch im Entwicklungsstadium befinden, besteht aktuell ein Zeitfenster für die Durchführung von Begleituntersuchungen zu den möglichen Auswirkungen der Technologien auf Natur und Landschaft. Damit bietet sich für den Naturschutz die Chance, vor Markteinführung das „Wirkungswissen“ in Bezug auf Natur und Landschaft zu erweitern und im Entwicklungsstadium Einfluss in Richtung auf **mensch- und naturverträgliche Technologien** zu nehmen. Diese Chancen sollten genutzt werden, da der Naturschutz andernfalls bei Markteinführung der Technologien in eine passive, reagierende Position gerät. Die intelligente Steuerung von Windenergieanlagen für den Fledermausschutz ist ein gutes Beispiel für naturschutzangepasste Technologien.

Die Förderung der EE sollte immer die größtmögliche Flächeneffizienz zum Ziel haben, insbesondere wenn die Dimensionierung der Anlage allein aus betriebswirtschaftlicher Sicht möglicherweise nicht zu den höchsten erreichbaren Erträgen führt. In solchen Fällen besteht für Neuanlagen ein **Förderbedarf für den Einsatz der besten verfügbaren Technologie**. Es ist darüber hinaus hervorzuheben, dass wegen des notwendigen deutlichen Zubaus von EE-Anlagen kurzfristig das EEG darauf ausgerichtet werden soll, dass **bestehende Anlagen übergangsweise an bestimmten Standorten auch länger als bisher betrieben werden können**, um einen Netto-Rückbau der installierten EE Leistung zu vermeiden.

Die Szenariovarianten gehen von ambitionierten Zielen zur Bedarfsreduzierung und Elektrifizierung bzw. Sektorkopplung aus. Angesichts der sehr langsam voranschreitenden Elektrifizierung im Mobilitätssektor und der derzeit geringen Sanierungsraten im Gebäudebereich besteht in diesem Feld großer politischer Handlungsbedarf. Um Energieeinsparungen durch veränderte Verhaltensweisen (Lebensstiländerungen) zu erreichen, sollten ebenfalls geeignete Rahmenbedingungen durch die Politik geschaffen werden. Aktuell stehen einem energiebewussten und nachhaltigen Verhalten zu viele Hindernisse entgegen. Nötig sind die Beseitigung dieser Hindernisse sowie die Schaffung von Rahmenbedingungen und Strukturen für eine klima- und umweltgerechte Lebensweise sowie ein Wirtschaftssystem, das diese fördert.

Schließlich kann durch **den Import von erneuerbaren Energien, z. B. als Wasserstoff**, aus Ländern mit günstigeren Erzeugungsbedingungen Spielraum für die partizipative und ökonomisch effiziente Entwicklung der EE in Deutschland gewonnen werden. Es müssen allerdings dringend durch **Nachhaltigkeitsaudits** Rahmenbedingungen geschaffen werden, die verhindern, dass die Importenergie weniger nachhaltig erzeugt wird, als in Deutschland angestrebt. Bei einer vollständigen energetischen Eigenversorgung Deutschlands ohne Energieimporte aus dem Ausland (Projektannahme) ist ab 2030 der Aufbau einer **grünen Wasserstoffwirtschaft** zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen und für die Nutzung in schwer elektrifizierbaren Prozessen unerlässlich. Für eine grüne Wasserstoffwirtschaft müssten entsprechende Energiemengen aus regenerativen Quellen zur Verfügung gestellt werden. Die Standorte der Stromerzeugung und Umwandler müssen so gewählt werden, dass sie die Belange des Naturschutzes und der Menschen berücksichtigen und damit nicht nur sogenannter „grüner“, sondern „dunkelgrüner“ Wasserstoff erzeugt wird.

Die Modelle aus EE100-konkret könnten zur Lenkung einer für die Energiewende ausreichenden Stromgewinnung auf Bundesebene herangezogen werden. Da sie zum **Monitoring des Fortschritts der Energiewende** eingesetzt werden könnten, dienen sie auch der strategischen Nachsteuerung und damit einer reflexiven Bundespolitik. Schließlich unterstützen die Modellergebnisse und -erkenntnisse die **Partizipation und Teilhabe an der Energiewende auf lokaler Ebene**, da sie auch dort als Entscheidungsunterstützungswerkzeug nutzbar gemacht werden können.

# 1 Einleitung

Julia Thiele, Julia Wiehe und Christina von Haaren

## 1.1 Hintergrund: Der Handlungsbedarf wird dringender

Die Veränderung des Klimas ist eine zentrale, gesellschaftliche Herausforderung. Mehr als 80 % der klimawirksamen Treibhausgase sind auf den Verbrauch fossiler Energieträger zurückzuführen (Jührich 2016). Um bundesweite und internationale Klimaschutzziele zu erreichen, ist ein schneller und sektorenübergreifender Umbau der Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien ein zentrales Handlungsfeld. Bis 2050 soll Europa laut des „Green Deal“ der europäischen Kommission klimaneutral werden (COM640 final 2019). In Deutschland wird mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) ebenfalls die Treibhausgasneutralität bis 2050 als langfristiges Ziel verfolgt. Nach Berechnungen des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) verbleibt Deutschland ab dem Jahr 2020 ein Budget von 4,2 Gigatonnen CO<sub>2</sub>, um die Erderwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen (SRU 2020). Diese Zielmarke kann nur eingehalten werden, wenn eine CO<sub>2</sub>-Neutralität bis zum Jahr 2035 erreicht wird und sich Treibhausgasemissionen in den nächsten fünf bis sechs Jahren halbieren (Wuppertal Institut 2020a). Die Stromversorgung muss hierfür bei einer sehr weitgehenden Elektrifizierung nahezu vollständig auf erneuerbaren Energien beruhen (BMU 2016a).

Die weitere zentrale, gesellschaftliche Herausforderung ist der Rückgang der biologischen Vielfalt. Die globale Rate des Artensterbens ist aktuell mindestens um den Faktor zehn bis hundert Mal höher als im Durchschnitt der vergangenen zehn Millionen Jahre (IPBES 2019a). Nach 1850 ist die Aussterberate der Gefäßpflanzen um das 10-fache erhöht gegenüber der natürlichen nacheiszeitlichen Aussterberate (Korneck et al. 1998). In den letzten 250 Jahren gingen jedes Jahr durchschnittlich 2,3 Pflanzenarten verloren (Humphreys et al. 2019). Eine Millionen Arten sind vom Aussterben bedroht und der Wildtierbestand ist in den letzten 40 Jahren um 60 % zurückgegangen (COM 380 final 2020). Die EU-Biodiversitätsstrategie 2030 verfolgt deswegen das Ziel, die biologische Vielfalt bis 2030 durch eine Verbesserung und Erweiterung des Netzes von Schutzgebieten und durch die Entwicklung eines EU-Plans zur Wiederherstellung der Natur auf den Weg der Erholung zu bringen (ebd.). Beispielsweise sollen Schutzzonen auf mindestens 30 % der Land- und Meergebiete von Europa geschaffen werden.

Für beide Herausforderungen müssen gemeinsame Lösungen gefunden werden, denn die Klimakrise und der Verlust der biologischen Vielfalt verstärken sich gegenseitig (Dinerstein et al. 2019). Diese ist möglich, indem der erforderliche Ausbau der erneuerbaren Energien naturverträglich ausgestaltet wird. Szenarien zum Umbau des Energiesystems beziehen jedoch nur selten sowohl die Herausforderung Klimaschutz als auch die Mensch- und Naturverträglichkeit der Energiewende ein. Die Flächenverfügbarkeit unter Berücksichtigung von ökologischen und akzeptanzbedingten Restriktionen ist hierbei eine wichtige Größe (Matthes et al. 2018; Walter et al. 2018b). Sowohl bundesweite Studien mit Szenarien zur Energiewende (Lechtenböhmer et al. 2018; Matthes et al. 2018) als auch internationale Studien (Zappa et al. 2019; IRENA 2019) berücksichtigen jedoch nicht immer konkrete Flächenpotenziale für einen mensch- und naturverträglichen Ausbau der erneuerbaren Energien. Einig sind sich Studien zu Szenarien der Energiewende hingegen, dass Wind- und Solarstrom deutlich zunehmen müssen (BMW 2017b). Ein Energiemix aus Wind und Photovoltaik (PV) ist generell für die Abdeckung des Strombedarfs im Jahresverlauf nötig (Wirth 2019; Klaus et al. 2010) und reduziert den Speicherbedarf. Ein Umbau des Energiesystems

insgesamt ist noch lange nicht erreicht.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Brutto-Endenergieverbrauch lag im Jahr 2019 bei 17 % (UBA 2020b). Im Stromsektor ist die Energiewende am weitesten vorangeschritten: 2018 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien hier 37,8 % und stieg 2019 auf 42,1 %. Im Wärmesektor erreichen erneuerbare Energien einen Anteil von 14,5 % (2019), während ihr Anteil im Verkehr im Vergleich zu 2018 nicht gestiegen ist und bei 5,6 % liegt (ebd.). Windenergie und PV stellen 2019 zusammen 71 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (UBA 2020a). Diese positive Entwicklung ist auf einen deutlichen Zubau von Windenergieanlagen (WEA) in 2017 und den historischen Höchststand von Sonnenstunden, jährlicher Globalstrahlung sowie auf einen wachsenden Ausbau der installierten Leistung von PV-Anlagen in 2018 zurückzuführen (ebd.). Das Jahr 2019 war hingegen das zubauschwächste Jahr für die Windenergie seit mehr als 20 Jahren (FA Wind 2020). Im Jahre 2019 wurden Windenergieanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 958 MW in Betrieb genommen, dieses entspricht einem Rückgang der neu installierten Anlagenleistung von 77 % im Vergleich zum 5-Jahres-Durchschnitt (ebd.).

Um die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen wäre jedoch eine jährliche Installation von 4.700 MW Onshore-Windenergie und 2.000 MW Offshore-Windenergie nötig (BEE 2019). Der Ausbau an installierter PV-Leistung beläuft sich in den Jahren 2013-2018 im Mittel auf 1,8 GW Nennleistung ( $\text{GW}_p$ ) pro Jahr. Hier wäre jedoch im Mittel 4,5  $\text{GW}_p/a$  Zubau notwendig, um die PV-Ausbauziele des Entwurfes der Bundesregierung zum Klimaschutzprogramm vom 09.10.2019 von 98  $\text{GW}_p$  bis 2030 zu erreichen (Fraunhofer ISE 2020). Das Wuppertal Institut (2020a) erachtet einen Ausbau von PV und Windenergie von zusammen mindestens 25 bis 30 GW pro Jahr bis zum Jahr 2035 für notwendig (Wuppertal Institut 2020a), um das Pariser Abkommen zu erfüllen.

Eine möglichst geringe Belastung der Bevölkerung durch die Energiewende sollte ebenso sichergestellt und dem Subsidiaritätsprinzip bei der Beteiligung der politischen Entscheidungsebenen sowie der Öffentlichkeit Raum gegeben werden. Letzteres auch deshalb, um die Anwohnenden an der Energiewende partizipieren zu lassen und so die Akzeptanz zu steigern. In der Konsequenz sollten Lösungen gesucht werden, die auf der Grundlage interdisziplinärer wissenschaftlicher Ansätze und transdisziplinär entwickelter Umsetzungsstrategien basieren. Damit besteht die Chance, dass Konflikte vermieden und Synergien zwischen den unterschiedlichen Belangen genutzt werden.

## **1.2 Zielsetzung: Wissen für eine mensch- und naturverträgliche Gestaltung vertiefen**

Das Vorhaben „Konkretisierung von Ansatzpunkten einer naturverträglichen Ausgestaltung der Energiewende, mit Blick auf strategische Stellschrauben“ (kurz: „EE100-konkret“) betrachtet vor diesem Hintergrund folgende Elemente, um bundesweit Erkenntnisse zur Unterstützung politischer Entscheidungen über konkrete Wege einer mensch- und naturverträglichen Energiewende bis 2050<sup>1</sup> bereitzustellen:

1. Berechnung von mensch- und naturverträglichen Flächenpotenzialen von Onshore-Windenergie und Dach-PV in 2050 unter Einsatz von hochaufgelösten räumlichen Eingangsdaten;
2. Modellierung von Zeitreihen, die räumlich und zeitlich in hoher Auflösung die Einspei-

---

<sup>1</sup> Nach der Zielmarke des SRU muss bereits 2035 eine  $\text{CO}_2$ -Neutralität erreicht werden, um die Einhaltung des 1,5-C-Emissionsbudgets zu erreichen Wuppertal Institut (2020a).

sung und die Last abbilden, und Netzknoten zugeordnet werden;

3. Projektion von Konsequenzen für den Speicherbedarf und Stromnetzausbau basierend auf der Berechnung des Stromertragspotenzials;
4. Berechnung der Investitionen und Kosten für Onshore-Windenergie und Dach-PV und Ermittlung der zeitlichen Transformationsprozesse je erneuerbaren Energieträger;
5. Kommunikation und Dialog über eine naturverträgliche Energiewende hinsichtlich Zukunftstechnologien und Suffizienz;
6. Ableitung von Handlungsoptionen sowie Handlungsstrategien für die Politik;

EE100-konkret erweitert damit die Ergebnisse und Erkenntnisse der Vorläuferstudie „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050“ (kurz: „EE100“, Walter et al. 2018b), indem Ergebnisse substantiiert, Unsicherheiten berücksichtigt und Modellkomponenten ergänzt werden. Durch die verschiedenen Szenariovarianten werden politische Entscheidungsräume dargestellt und veranschaulicht.

In der Studie EE100 wurde in drei Szenarien berechnet, ob 2050 eine mensch- und naturverträgliche Energiewende mit 100 % erneuerbaren Energien in Deutschland möglich wäre (Walter et al. 2018b). Die EE100-Szenarien berücksichtigen dabei nur Flächen für erneuerbare Energien, auf denen keine relevanten Beeinträchtigungen für Mensch und Natur zu erwarten waren. Sowohl im bundesweiten als auch im internationalen Kontext berücksichtigte EE100 (ebd.) erstmalig alle relevanten Herausforderungen und Restriktionen flächenkonkret in Szenarien für 100 % erneuerbare Energien in 2050. Die Ziele der nationalen Biodiversitätsstrategie wurden in die Szenarien von Walter et al. (2018b) integriert, indem Flächen von WEA freigehalten werden, die zur Umsetzung der Biodiversitätsstrategie von Bedeutung sind. Allerdings bestanden noch Unsicherheiten in EE100 und es fehlten wichtige Aspekte wie bundesweite Netz- und Speicherkonsequenzen und eine ökonomische Bewertung. Die Flächenpotenziale basierten auf zum Teil frei verfügbaren, räumlichen Daten, die jedoch keine hohe Auflösung vorweisen (vgl. Tab. 6).

Die zeitlichen Transformationspfade und die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit Fokus auf Onshore-Windenergie und PV auf Dachflächen wurden bislang nicht berücksichtigt. Ebenfalls wurden in EE100 keine stundengenauen Zeitreihen berechnet, die als Grundlage für eine Ermittlung des Speicherbedarfs sowie Netzausbaus erforderlich sind. Vor diesem Hintergrund werden in EE100-konkret die bestehenden Modelle (weiter-) entwickelt und miteinander gekoppelt (vgl. Kap. 2.1). Grundlage für die Weiterentwicklungen und Ergänzungen bildet das Szenario II aus EE100 (Walter et al. 2018b).

Die Modellergebnisse können einerseits mit einem prognostizierten Energiebedarf 2050 verglichen werden, andererseits verdeutlichen sie Handlungsfelder, in denen Maßnahmen zur Zielerreichung umgesetzt werden müssten. In der Studie EE100-konkret stehen alle Szenariovarianten für risikoarme, mensch- und naturverträgliche Varianten eines Spektrums von Entwicklungsmöglichkeiten bis 2050.

## 2 Vorstellung des Forschungsdesigns und der Projektannahmen

Julia Thiele, Julia Wiehe und Christina von Haaren

### 2.1 Das Forschungsdesign in EE100-konkret

Das Vorgehen im Projekt leitet sich aus den eingangs dargestellten (Weiter-)Entwicklungen und Ergänzungen von EE100 ab (Abb. 2). Als Grundlage werden vom Projektkonsortium der zu erwartende Energiebedarf in 2050 und Annahmen für drei Szenariovarianten festgelegt (s. Kap. 2.2 und 2.4).

In diesem Rahmen werden zunächst mensch- und naturverträgliche Flächenpotenziale für Onshore-Windenergie und Dach-PV mithilfe von räumlichen Daten in einem Geografischen Informationssystem (GIS) berechnet. (s. Kap. 3.1).

Auf diesen so ermittelten Potenzialflächen werden potenzielle Energieanlagen verteilt und Zeitreihen der erneuerbaren Energien und der Lasten ermittelt. Die Zeitreihen werden in einem zeitlich und räumlich hochauflösenden Modell berechnet, um im nächsten Schritt das Gesamtsystem einschließlich Speicher und Stromnetze simulieren zu können. Die Stromlastreihen werden in die Kategorien Kraft/Licht/IKT/Kälte, Verkehr/Mobilität, Raumwärme und Prozesswärme aufgeteilt (s. Kap. 3.2).



Abb. 2: Forschungsdesign von EE100-konkret.

Im Folgenden wird einerseits ein geeignetes Portfolio von Speicher- und alternativen Flexi-

bilisierungstechnologien in einem Pool-Modell zur Sektorkopplung berechnet (s. Kap. 3.3). Dieses Portfolio umfasst sowohl Strom- als auch Wärme- und Gasspeicher sowie sektorkoppelnde Technologien wie Wärmepumpen, Power-to-Gas-Aggregate und Gas-Rückverstromungsanlagen. Mit einem integrierten Netz- und Energiemarktsimulator wird bestimmt, inwiefern die Übertragungsnetze für die ermittelten Erträge ausreichen (s. Kap. 3.4).

Im nächsten Arbeitsschritt wird eine Berechnung der Investitionen und Kosten für Onshore-Windenergie und Dach-Photovoltaikanlagen durchgeführt (s. Kap. 3.5). Ergänzend hierzu werden zeitliche Transformationspfade der Energiewende berechnet. Der Transformationsprozess gliedert sich in die überlappenden Phasen Ausbau, Systemintegration und Langzeitspeicherung und wird primär unter Einsatz des Simulationsprogramms ReLoS (Renewable Energies Lower Saxony) bestimmt (s. Kap. 3.6).

Parallel zu den vorgestellten Arbeitsschritten wurden Workshops zu den Themenfeldern Zukunftstechnologien und Energiesuffizienz initiiert. Die Workshop-Veranstaltungen ermöglichten einen Wissenstransfer und Dialog zwischen verschiedenen Akteuren des Energiesystemumbaus (s. Kap. 5). Aus den Ergebnissen der Simulationen und Analysen werden Handlungsempfehlungen und -strategien für verschiedene politische Ebenen abgeleitet.

## **2.2 Ausgangsszenario und Vorstellung der Szenariovarianten**

Das Szenario II (Walter et al. 2018b) bildet das Ausgangsszenario und die Grundlage der drei Szenariovarianten, die in EE100-konkret berechnet werden. Im Ausgangsszenario wurden menschen- und naturverträgliche Flächen- und Ertragspotenziale für Onshore-Windenergie und Dach-PV in 2050 ermittelt. Eine leistungsstarke Muster-WEA für das Bezugsjahr 2050 diente als Eingangsgröße für die Berechnung des Stromertragspotenzials (Tab. 2). Die WEA hat eine Nennleistung von 7,58 MW, eine Nabenhöhe von 200 m, einen Rotordurchmesser von 127 m und einen maximalen Schalleistungspegel von 108,5 dB(A). Für die Berechnung des PV-Stroms wurde im Ausgangsszenario ein PV-Modul mit einem Wirkungsgrad von 30 % angenommen (Brendel u. Niepelt 2016), sowie eine prozentuale Ertragsminderung aufgrund der Dachflächenausrichtungen. Bei der Potenzialflächenermittlung fanden Schrägdachflächen mit einer Abweichung von  $\pm 90^\circ$  zur Südausrichtung Berücksichtigung. Für die Flachdachflächen wurde angenommen, dass 80 % mit Modulen belegt werden können, bei Schrägdachflächen rund 60 % (Walter et al. 2018b). Ertragspotenziale von Wasserkraft und Geothermie wurden aus der Literatur abgeleitet (Klaus et al. 2010).

Tab. 2: Technologieannahmen im Ausgangsszenario (nach Walter et al. 2018b).

Annahmen Ausgangsszenario	
<b>Onshore-Windenergie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nennleistung: 7,58 MW</li> <li>• Rotordurchmesser: 127 m</li> <li>• Nabenhöhe: 200 m</li> <li>• max. Schalleistungspegel: 108,5 dB(A)</li> <li>• Sicherheitsabstand zwischen den Anlagen: 508 m</li> <li>• Abschaltalgorithmen verringern die Umweltwirkungen auf Fledermäuse</li> </ul>
<b>Offshore-Windenergie</b>	ursprünglich angestrebter Ausbau an Offshore Windenergie (bis 2030): 25 GW
<b>Dach-Photovoltaik</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung von allen Gebäuden</li> <li>• Dachflächen mit einer Abweichung <math>\pm 90^\circ</math> zur Südausrichtung; prozentuale Ertragsminderung aufgrund von Ausrichtung</li> <li>• Schrägdach (Siedlungsbereiche): 60 % der Dachfläche nutzbar</li> <li>• Flachdach (Industrie und Gewerbe): 80 % der Dachfläche nutzbar, Aufständigung <math>10^\circ</math>, Ost/West Ausrichtung</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wirkungsgrad 30 %</li> <li>• Zubau von 4,9 Mio. Gebäuden</li> <li>• Erhöhung der nutzbaren Fassaden und versiegelten Verkehrsbereiche um ca. 10 %</li> </ul>
<b>Weitere Energieträger</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wasserkraft: 24 TWh/a</li> <li>• Geothermie: 50 TWh/a</li> <li>• Biogene Reststoffe: 60 TWh/a</li> </ul>

Die im Folgenden vorgestellten Szenariovarianten von EE100 konkretisieren die ermittelten Flächen- und Ertragspotenziale für Onshore-Windenergie und Dach-PV, um mögliche Unsicherheiten und Unzulänglichkeiten des Ausgangsszenarios zu überwinden (s. Kap. 1.2). Das historische Wetterjahr 2012 bildet die Grundlage zur Stromertragsberechnung der drei Varianten (s. Kap. 3.2).

In der Variante 1 „Methodenvergleich Ertragsberechnung“ wird die überschlägige Stromertragsberechnung aus dem Ausgangsszenario mit einer differenzierten Stromertragsberechnung des Modelles vom Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE (Abteilung Energiemetereologie und Geoinformationssysteme) verglichen (Abb. 3). Die Technologieannahmen und die Potenzialflächen für einen mensch- und naturverträglichen Onshore-Windenergieausbau und Dach-PV sind bei der Variante 1 identisch mit dem Ausgangsszenario (Walter et al. 2018b).

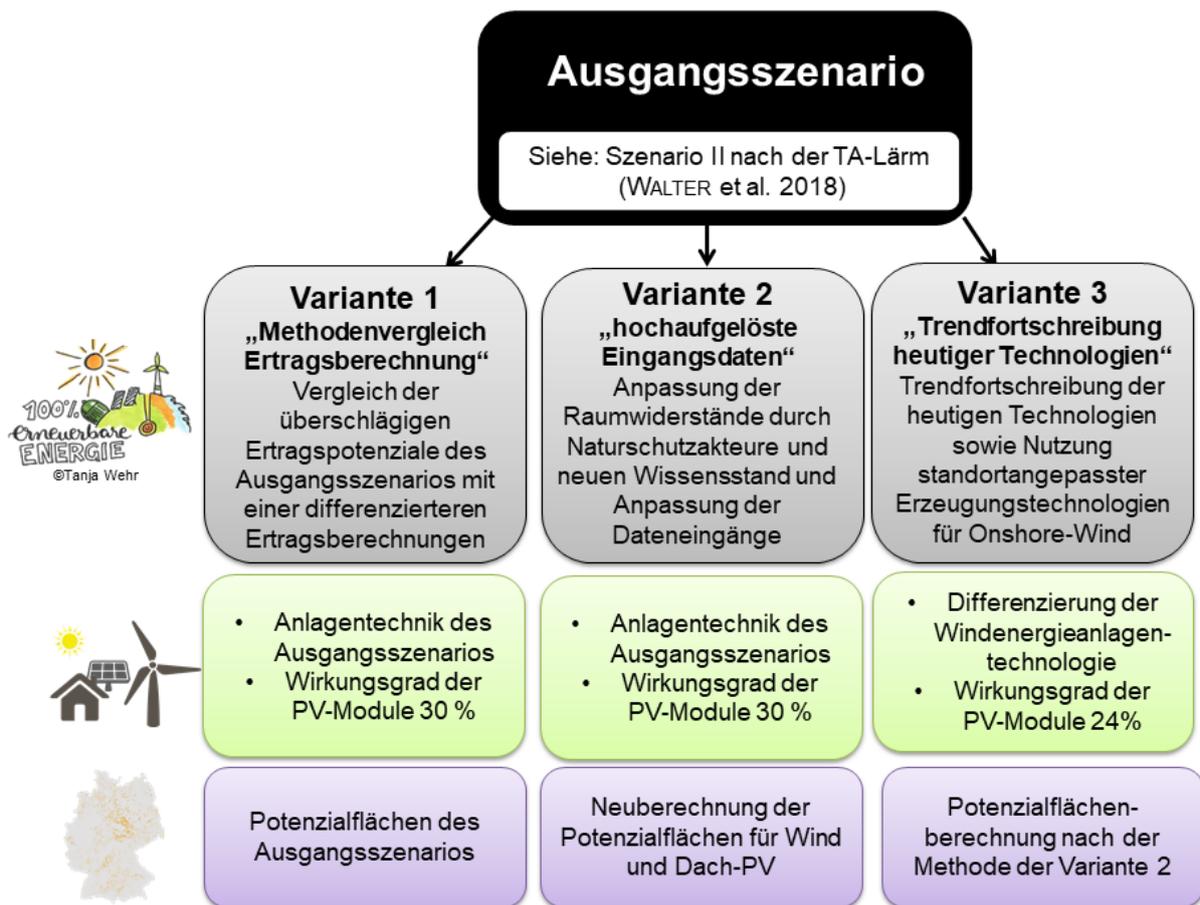


Abb. 3: Überblick über die drei betrachteten Varianten in EE100-konkret, die auf dem Szenario II aufbauen (Walter et al. 2018b).

In der Variante 2 „hochaufgelöste Eingangsdaten“ werden zunächst die Eingangsdaten des Ausgangsszenarios im Rahmen einer Unsicherheitsanalyse mit höher aufgelösten räumlichen Daten verglichen. Auf dieser Grundlage werden die Potenzialflächen für Onshore-Windenergie und Dach-PV neu berechnet. Die Erzeugungstechnologien des Ausgangsszenarios werden dabei beibehalten (Abb. 3). Für die Flächenberechnung von Dach-PV werden 3D-Gebäudemodelle eingesetzt, um eine exaktere Selektion von Flach- und Schrägdächern vorzunehmen. Die Ermittlung von Potenzialflächen für Onshore-Windenergie wird mit hoch aufgelösten digitalen Landschafts- und Geländemodellen vorgenommen. Die Flächenkategorien werden ebenso wie im Ausgangsszenario entsprechend ihrer Empfindlichkeit gegenüber Onshore-Windenergieanlagen einer von vier Raumwiderstands-Klassen (RWS-Klassen) zugeordnet (vgl. Kap. 3.1.1.2.). Die Einteilung dieser RWS-Klassen wird aufgrund aktueller Diskussionen mit Stakeholdern und wissenschaftlichen Fachgutachter\*innen angepasst.

In der Variante 3 „Trendfortschreibung heutiger Technologien“ wird von konservativeren Technologieentwicklungen und standortangepassten Erzeugungstechnologien bei der Flächen- und Stromertragsberechnung ausgegangen. Der Modulwirkungsgrad für die Dach-PV-Module wird in der Variante 3 von 30 % (Variante 1 und 2) auf 24 % reduziert. Darüber hinaus werden drei WEA-Typen eingesetzt, die auf verschiedene Windverhältnisse ausgelegt sind (Tab. 3).

Tab. 3: Kennzahlen der Windenergieanlagentypen von den Szenariovarianten.

	Nennleistung in MW	Spez. Flächenl. in W/m <sup>2</sup>	Rotordurchmesser in m	Nabenhöhe in m	Max. Schalleistungs- pegel dB(A)
WEA der Varianten 1 und 2 (Walter et al. 2018b)	7,58	598	127	200	108,5
Starkwind-WEA (Variante 3)	7,20	310	172	125	109,8
Mittelwind-WEA (Variante 3)	6,04	260	172	170	109,8
Schwachwind-WEA (Variante 3)	4,88	210	172	195	109,8

Die Potenzialflächen für Onshore-Windenergie werden in Variante 3 nach den angepassten RWS-Klassen und Eingangsdaten der Variante 2 berechnet. Die Flächenkulisse für die Zeitreihenberechnung von Dach-PV wird ebenfalls aus der Variante 2 übernommen, wobei der Modulwirkungsgrad für die Dach-PV-Module von 30 % (Variante 1 und 2) auf 24 % verringert wird (Abb. 3). Da Elsner et al. (2015) von einer Erhöhung des Wirkungsgrades bis 2050 zwischen 24 % bis 35 % ausgehen, ist der gewählte Wirkungsgrad im Hinblick auf den gesamten Anlagenbestand realistisch. Variante 3 schreibt damit eher als Variante 2 einen aktuellen Entwicklungstrend der Anlagentechnik fort.

Allgemein sind zur Berechnung der Szenariovarianten normative und nicht normative Annahmen sowie Eingangsdaten nötig, welche die Ergebnisse beeinflussen und deswegen Teil der Szenariovarianten sind (vgl. Lechtenböhrer et al. 2018). Die Szenariovarianten von EE100-konkret basieren auf Variablen als Eingangsgrößen (Abb. 4), die grundsätzlich verändert werden können, um politische Entscheidungsräume aufzuzeigen und Konsequenzen von politischen Entscheidungen zu verdeutlichen.

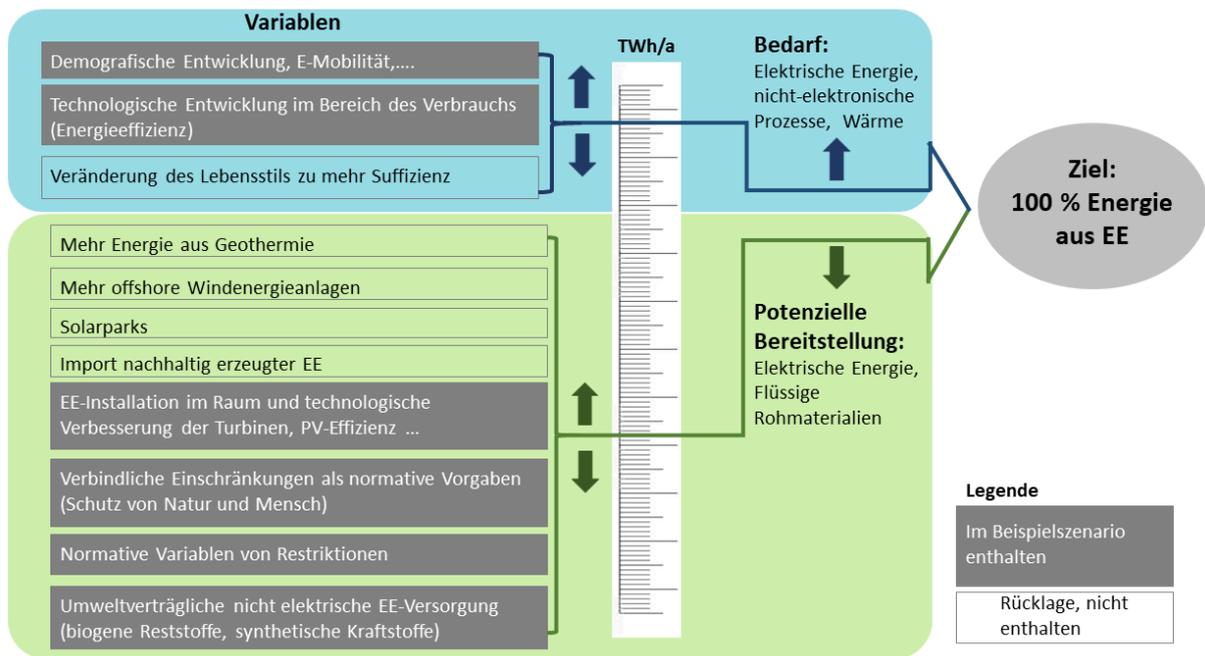


Abb. 4: Variablen zur Berechnung von Energiebedarf und -angebot in EE100 und EE100-konkret: Die Veränderung der Variablen führt zu unterschiedlichen Energiebedarfen bzw. -erträgen und unterstützt somit die Entscheidungsträger bei der Wahl des Übergangspfades (blau = Energiebedarf, grün = potenzielles Energieangebot).

Die Variablen umfassen beispielsweise Annahmen zur demographischen und ökonomischen Entwicklung bis 2050, um den Energiebedarf für das Jahr 2050 zu ermitteln (s. Kap. 2.4). Normative Variablen zu Restriktionen der Bereitstellung sind in rechtlich gesetzte Restriktionen und in weitere, an ein hohes Schutzniveau für Natur und Mensch angepasste Restriktionen unterteilt. Sie beschreiben beispielsweise einzuhaltende Abstände zwischen Siedlungsflächen und WEA und das Freihalten von Flächen, die für die Umsetzung der nationalen Biodiversitätsstrategie von Bedeutung sind (s. Kap. 3.1.1.2 und Walter et al. 2018b). Diese Annahmen sind Resultate von gesellschaftlichen Diskursen und Entwicklungen, die nicht statisch sind. Sie können deswegen in fixe und variable Annahmen differenziert werden (vgl. Anhang VI: Annahmen der Szenariovarianten).

### 2.3 Projizierter Endenergiebedarf 2050

Die Erträge der Szenariovarianten werden dem für das Jahr 2050 projizierten Energiebedarf inkl. der Speicherverluste gegenübergestellt. Abgeleitet aus Walter et al. (2018b) wird angenommen, dass dieser im Jahr 2050 soweit möglich durch Elektrizität gedeckt ist. Konkret werden eine Elektrifizierungsrate von 88 % im Verkehrssektor sowie eine Gebäudesanierungsrate von 2,6 % pro Jahr angenommen (Walter et al. 2018 b). Zusätzlich wird von einer Bevölkerungsdegression von rund 12 % ausgegangen (Statista 2015 zit. nach Walter et al. 2018b) und einem Anstieg des Pro-Kopf-BIP bis zum Jahr 2050 um 48 % (UBA 2013; WWF Deutschland 2009 zit. nach. Walter et al. 2018b). Es wird insgesamt von einem direkten Strombedarf von 751 TWh, einem Wärmebedarf von 295 TWh, der sowohl durch Wärmepumpen als auch durch Kraft-Wärme-Koppelung bereitgestellt werden kann, und einem Bedarf von 315 TWh für schwer elektrifizierbare Prozesse (davon 60 TWh durch biogene Reststoffe und 255 TWh durch Power-to-X) ausgegangen. Die Ermittlung der Umwandlungsverluste durch die Speicherung ist im Kapitel 3.3 beschrieben.

## 2.4 Zusätzliche Potenziale für erneuerbare Energien

Über die in EE100-konkret vorrangig betrachtete Onshore-Windenergie (geringer RWS) oder Dachflächen-PV hinaus gibt es weitere nutzbare erneuerbare Strompotenziale. Mögliche Reserven wären der Ausbau von Offshore-Windenergie, die Nutzung von PV auf Freiflächen, die Reduzierung des Energiebedarfs durch Verhaltensänderung, die Nutzung weiterer Zukunftstechnologien, sowie die Nutzung von Flächen unter Auflagen, die eine mittlere Empfindlichkeit gegenüber Onshore-Windenergie vorweisen (Walter et al. 2018b).

Da Analysen zur Naturverträglichkeit des Ausbaus der Offshore-Windenergie im Projekt nicht vorgesehen sind, wird für das Jahr 2050 als notwendige Projektannahme eine installierte Leistung<sup>2</sup> von pauschal 35 GW verwendet. Matthes et al. (2018) gehen in ihren Szenarien von 51 GW installierter Leistung für Offshore-Wind 2050 aus. Auch Schlesinger et al. (2014) nehmen an, dass Offshore-Windenergie nach 2040 aufgrund von sinkenden Technologiekosten und gleichzeitiger Sättigungseffekte ein starkes Wachstum verzeichnen wird. Die Studie von Rohrig et al. (2013) des Fraunhofer-Institutes für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) geht davon aus, dass Offshore-Windenergie einen Ertrag von bis zu 258 TWh erzielen kann. Nach Elsner et al. (2015) könnten bis 2050 sogar 300 TWh Strom aus Offshore-Wind erzeugt werden (Tab. 4). Nach derzeitiger Flächenkulisse sind derartige Größenordnungen aber auf keinen Fall naturverträglich in Nord- und Ostsee umzusetzen.

Der in EE100-konkret angenommene Wert für die installierte Leistung ist zwar geringer als beispielsweise in Matthes et al. (2018), liegt aber dennoch im Bereich der Studien und spiegelt hiermit den „Vorsorgegedanken“ bzw. den Anspruch der Naturverträglichkeit der Studie wider.

Tab. 4: Vergleich von Erträgen aus Offshore-Windenergie in Studien mit Ausbauszenarien für das Bezugsjahr 2050.

Studie	Erträge aus Offshore-Windenergie
Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende (Rohrig et al. 2013)	<b>258 TWh</b>
Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose (Schlesinger et al. 2014)	<b>Trendszenario; 73 TWh und Zielszenario 64 TWh</b>
Zukunft Stromsystem II – Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung – Vom Ziel her denken (Matthes et al. 2018)	<b>216 TWh,</b>
RegMex - Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung (Lechtenböhrer et al. 2018)	<b>Zielszenario: 64 TWh Ambitioniertes Szenario: 180 TWh</b>
Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 – Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge (Elsner et al. 2015)	<b>300 TWh</b>
Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050 (Walter et al. 2018b)	<b>112,5 TWh</b>
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Nitsch et al. 2012)	<b>128 TWh</b>

Zusätzliche Potenziale könnten sich aus der Nutzung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) ergeben. Auch diese werden nicht in die Szenariovarianten einbezogen, um zu

<sup>2</sup> Definition: „Die installierte Leistung, auch Erzeugungskapazität genannt, ist die elektrische Leistung, die ein Kraftwerk oder ein Kraftwerkspark maximal bereitstellen kann, inklusive der für den Eigenverbrauch benötigten Kapazität. Sie wird in Megawatt (MW) oder Gigawatt (GW) angegeben“ AEE (2020).

verdeutlichen, dass das Flächenpotenzial der Dächer vorrangig und vollständig ausgeschöpft werden soll. Eine PV-FFA ist nach dem EEG 2017 eine „Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die nicht in, an oder auf einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist, angebracht ist“ (gem. § 3 Nr. 22 EEG). Für das Jahr 2019 wird ein durchschnittlicher Flächenbedarf von 1 ha pro MW installierter Leistung ermittelt (Kelm et al. 2019). Am 31.12.2018 waren in Deutschland 12.841 MW als PV-FFA installiert (Bundesnetzagentur 2019b). Sollte die Nutzung der Dachflächenpotenziale weiterhin nur im geringen Umfang erfolgen, könnten standortangepasste und naturverträglich ausgestaltete Freiflächenanlagen eine Lösung bieten. Verschiedene Technologievarianten sind als Freiflächenanlagen einsetzbar, die möglicherweise in der Bevölkerung vor Ort unterschiedliche Akzeptanz finden (Badelt et al. 2020). Die kombinierte Nutzung von Ackerbau und Energie-Produktion in Agrar-Photovoltaik-Systemen wird derzeit umfassend erforscht (Schneider u. Schindele 2019). Diese Doppelnutzung könnte helfen, Widerstände gegen einen PV-FFA-Ausbau in der Landwirtschaft zu überwinden (Lichner 2017).

Eine noch weitergehende Verringerung des Energieverbrauchs könnte durch z. B. eine Veränderung der Lebensstile erreicht werden. Das soziale Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende ermittelte durch Umfragen, dass auf 79 % der Befragten im Durchschnitt von 2017 bis 2019 folgende Aussage am ehesten zutrifft: „Die Energiewende ist eine Gemeinschaftsaufgabe, bei der jeder, mich eingeschlossen, in der Gesellschaft einen Beitrag leisten sollte“ (IASS o. J.). Eine repräsentative Umfrage des Meinungsforschungsinstituts „prolytics“ im Auftrag des BDEW zeigt, dass drei Viertel der Befragten bereit wären, „ihr persönliches Verhalten zu ändern, um Umwelt und Klima zu schützen“ (BDEW 2020). 80 % der Befragten, die zu einer Verhaltensänderung bereit sind, geben an im Haushalt Energie sparen zu wollen (ebd.). Unter dem Stichwort der Energiesuffizienz wurden von der TU Berlin Workshops durchgeführt, um ein Netzwerk mit Vertreter\*innen aus Verbänden, Wissenschaft und der Zivilgesellschaft zu initiieren und zu etablieren. Eine konkrete Quantifizierung dieser Reserve wird nicht vorgenommen (s. Kap. 5).

Der Einsatz von Zukunftstechnologien, wie beispielsweise Solarstraßen oder Vertikalachsen-Windturbinen, bietet weitere Potenziale. Zukunftstechnologien wurden in Expert\*innenworkshops vorgestellt und diskutiert (s. Kap. 5.1), jedoch nicht in die Szenariovarianten integriert.

Auch im Bereich der Onshore-Windenergie könnten zusätzliche Potenziale genutzt werden. Einzelne Flächen des mittleren RWS könnten beispielsweise nach einer Einzelfallprüfung und mit einer sachgerechten Kompensation für Onshore-Windenergie für die Installation von Windenergieanlagen in Betracht gezogen werden (Wiehe et al. 2020b). Da diese Flächen nicht generell für einen menschen- und naturverträglichen Ausbau genutzt werden sollten, werden sie nicht in die Stromertragsberechnungen von EE100-konkret integriert. Die Projektannahmen werden so getroffen, dass ein möglichst naturverträglicher Ausbau ausgelotet werden kann.

## **3 Methoden**

### **3.1 Ermittlung der mensch- und naturverträglich nutzbare Flächenpotenziale**

Julia Thiele, Julia Wiehe und Christina von Haaren

Das Institut für Umweltplanung (IUP), Leibniz Universität Hannover (LUH), ermittelt mensch- und naturverträgliche Flächenpotenziale für Onshore-Windenergie und Dach-Photovoltaik mithilfe von räumlichen Daten in einem GIS. Hierfür werden Flächenkategorien (z. B. Siedlungsflächen, Naturschutzflächen) entsprechend ihrer Empfindlichkeit gegenüber Onshore-Windenergieanlagen insgesamt vier RWS-Klassen zugeordnet (Walter et al. 2018b). Für die Analyse von Flächenpotenzialen für Dach-Photovoltaik werden Hausumringe und 3D-Gebäudemodelle als Datengrundlage genutzt. Die Ermittlung der mensch- und naturverträglichen Flächenpotenziale je Szenariovariante bildet die Grundlage für die Berechnung der potenziellen Erträge. Diese werden wiederum genutzt, um einen Speicherbedarf und einen Netzausbau abzuleiten sowie Kosten und zeitliche Transformationspfade aufzuzeigen.

Die unterschiedlichen Flächenkulissen der RWS (z. B. Siedlungsflächen, Wasserflächen, Naturschutzflächen) werden in Rasterdatensätze mit einer Auflösung von 50 m × 50 m transformiert. Rasterdaten können bei einer bundesweiten Betrachtung wesentlich schneller in einem GIS verarbeitet werden, während Vektordaten räumlich exakter Linien-, Punkt- und Flächenelemente abbilden. Werden Vektordaten in Rasterdaten umgewandelt, kann es zu einem Informationsverlust kommen, wenn beispielsweise Linien in Rasterpixel umgewandelt werden. Je kleiner die Rasterpixel sind, desto geringer ist der Informationsverlust.<sup>3</sup>

Die Verarbeitung von räumlichen Daten erfolgt am IUP durch die Geoinformationssystem-Softwareprodukte „ArcGIS“ des Unternehmens ESRI und QGIS 3.10.0. Die ArcGIS Version 10.6 wurden mit den Erweiterungen „Geostatistical Analyst“, „Spatial Analyst“ und „Data Interoperability“ eingesetzt.

#### **3.1.1 Mensch- und naturverträglich nutzbare Flächenpotenziale für Onshore-Wind**

##### **3.1.1.1 Variante 1**

In Variante 1 wird die überschlägige Stromertragsberechnung des Ausgangsszenarios aus dem Projekt EE100 mit einer differenzierteren Stromertragsberechnung des Fraunhofer IEE (s. Kap. 3.2) überprüft, um Unsicherheiten in der ursprünglichen Berechnung aufzuzeigen. Die Flächen mit einer geringen Empfindlichkeit gegenüber Onshore-Windenergie und die Dachflächenpotenziale für PV des Ausgangsszenarios werden mithilfe eines GIS-Modells auf ein Raster übertragen und dem Fraunhofer IEE als Eingangsdaten übergeben.

##### **3.1.1.2 Variante 2**

In der Variante 2 werden die RWS-Klassen nach neuem Kenntnisstand und unter Einbezug von Akteuren modifiziert und anschließend neu berechnet. Die Veränderung der RWS-Klassen beinhaltet sowohl eine Anpassung der einzuhaltenden Abstände zu WEA als auch eine Neubewertung von Flächenkategorien (Tab. 5). Der WEA-Typ des Ausgangsszenarios

---

<sup>3</sup> Eine Vorab-Überprüfung mit Datensätzen des Ausgangsszenarios zeigt, dass die Flächen der Raster- und Vektordatensätze um 0,01 % voneinander abweichen. Die Berechnung der RWS kann deswegen ohne größere Informationsverluste mit Rasterdaten durchgeführt werden.

wird für die Berechnung der einzuhaltenden Abstände beibehalten.

Tab. 5: Neubewertung der Raumwiderstands-Klassen in der Variante 2. Die Änderungen im Vergleich zur Variante 1 werden durch die Schriftstärke kenntlich gemacht.

Raumwiderstands-Klassen	Flächenkategorie
<b>Sehr hoch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flächen mit Neigungswinkel <math>\geq 30^\circ</math></li> <li>• Gewässer</li> <li>• Nationalparks</li> <li>• Naturschutzgebiete</li> <li>• Vogelschutzgebiete</li> <li>• FFH-Gebiete</li> <li>• Siedlungsbereiche: Wohngebiete inkl. Abstand von 750 m <math>\rightarrow</math> nach TA-Lärm bei 40 dB(A)</li> <li>• Freizeit/Erholung</li> <li>• Industrie/Gewerbe inkl. Abstand von 75 m <math>\rightarrow</math> nach TA-Lärm bei 60 dB(A)</li> <li>• Autobahnen inkl. Abstand von 103,5 m</li> <li>• Bundesstraßen inkl. Abstand von 83,5 m</li> <li>• Leitungstrassen inkl. Abstands von 127 m</li> <li>• Trassenausbau nach BNetzA inkl. Abstand von 127 m</li> <li>• Seilbahnen inkl. Abstand von 381 m</li> <li>• Bahntrassen inkl. Abstand von 263,5 m</li> <li>• Flugverkehr: <b>Differenzierung nach Flughäfen</b> inkl. Abstand von 5.000 m <b>und Flugplätzen</b> inkl. Abstand von 1.760 m</li> <li>• Grünes Band Deutschland</li> <li>• Truppenübungsplätze &amp; Bergbaufolgelandschaften</li> <li>• Wildnis- &amp; Waldentwicklungsgebiete</li> </ul>
<b>Hoch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ramsar-Feuchtgebiete</li> <li>• <b>Biosphärenreservate (Kernzonen)</b></li> <li>• Historische Waldstandorte</li> <li>• <b>Vorkommen empfindlicher Vogelarten außerhalb von Schutzgebieten der RWS-Klasse sehr hoch zzgl. Abstandspuffer</b></li> <li>• 200 m Pufferzone um Schutzgebiete</li> <li>• <b>Landschaftsbildbewertung <math>\geq 54</math> von 100 (Hermes in Vorb.)</b></li> </ul>
<b>Mittel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Biosphärenreservate (Pflege- und Entwicklungszonen)</b></li> <li>• Natürliche Überflutungsräume</li> <li>• Nationaler Biotopverbund</li> <li>• Unzerschnittene Verkehrsarme Räume</li> <li>• Laub- und Mischwälder</li> <li>• Landschaftsschutzgebiete</li> <li>• <b>Abstand von 1.000 m um Freizeit/Erholungsflächen (FA Wind 2019)</b></li> </ul>
<b>Gering</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grünland</li> <li>• Ackerflächen</li> <li>• Nadelforst</li> <li>• <b>Landschaftsbildbewertung <math>&lt;54</math> von 100 (Hermes in Vorb.)</b></li> </ul>

Die Änderungen der RWS-Klassen umfassen im Einzelnen eine Anpassung des einzuhaltenden Abstandes um Erholungs- und Freizeitflächen von 1.334 m (Walter et al. 2018b) auf 1.000 m (FA Wind 2019). Der 1.000-m-Abstand basiert auf der maximalen Abstandsempfehlung zur Ausweisung von WEA in den Bundesländern, wobei in Regionalplänen und vergleichbaren Planwerken abweichende Abstände festgelegt sein können (ebd.). Die Flächen der Biosphärenreservate werden differenziert nach ihren Zonen den RWS-Klassen zugeordnet. Die Kernzone der Biosphärenreservate ist weiterhin eine Flächenkulisse mit

hohem RWS. Die Pflege- und Entwicklungszone wird hingegen nach Abstimmung mit Stakeholdern in den mittleren RWS verschoben, was eine Nutzung der Fläche nach Einzelfallprüfung ermöglichen würde.

Die Landschaftsbildbewertung nach Hermes et al. (2018) wird mit aktuellen Daten neu ermittelt (Hermes in Vorb.), um besonders hoch bewertete Flächen (66%-Quantil als Schwellenwert) in den hohen RWS zu integrieren.<sup>4</sup> Der Abstand von 3.953 m um Gebiete mit sehr hoher Landschaftsbildbewertung (Walter et al. 2018b) wird nicht in die Variante 2 übernommen, da ein einzuhaltender Abstand von dem 15-fachen der Anlagenhöhe nicht gesetzlich verankert ist.

In Variante 2 bildet das Digitale Basis-Landschaftsmodell (Basis-DLM) aus dem Jahr 2018 eine Datengrundlage für die Berechnung der RWS. Aus diesem Vektordatensatz werden Infrastruktureinrichtungen und Flächenkulissen verschiedener Landbedeckungen selektiert. Im Gegensatz zum Digitalen Landschaftsmodell 1:250 000 (DLM250), das im Ausgangsszenario eingesetzt wurde, ermöglicht das Basis-DLM beispielsweise eine Differenzierung von Flugplätzen und Flughäfen. Die Abstände können entsprechend der Kategorien angepasst werden. Flugplätze erhalten einen Abstand von 1.760 m zu WEA, hingegen beträgt der einzuhaltende Abstand zwischen Flughäfen und WEA 5.000 m (Lütkehus et al. 2013). Der ATKIS-Objektartenkatalog des Basis-DLM stellt darüber hinaus Breitenklassen für Straßeninfrastrukturen bereit (Adv 2015). Die Linienelemente (Straßen) können dementsprechend nach Breitenklassen gepuffert werden, um an diese angrenzend den einzuhaltenden Abstand zu WEA zu berechnen. Dieses eröffnet eine weitere Konkretisierung der Flächen für die Berechnung der RWS.

Die Tab. 6 vergleicht die genutzten Eingangsdaten der Variante 1 und 2 für die Ermittlung der RWS. Die Flächen, die im Vektorformat vorliegen, werden für die Berechnung der einzelnen RWS-Klassen in 50 m × 50 m Raster transformiert.

---

<sup>4</sup> Diese Landschaftsbildbewertung ist das Resultat eines BfN-Projektes (Weiterentwicklung des bundesweiten Indikatorenansatzes für kulturelle Ökosystemleistungen (KÖSL 2.0)) und bietet eine hohe Auflösung für die gesamte Fläche Deutschlands.

Tab. 6: Eingangsdaten zur Ermittlung der Flächenkategorien der Raumwiderstände. Das Digitale Landschaftsmodell (DLM250) hat eine Auflösung von 1: 250 000, während das Digitale Basis-Landschaftsmodell (Basis-DLM) eine Lagegenauigkeit von  $\pm 3$  m vorweist und sich am Inhalt der Topographischen Karten 1:10 000/1: 25 000 orientiert (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2018b).

Flächenkategorien	Variante 1 (Walter et al. 2018b)	Variante 2 (Name des Datensatzes mit Quellenangabe)
<b>Infrastruktur, Siedlungen etc.</b>	DLM250	Basis-DLM GeoBasis-DE / BKG (2018)
<b>Vorkommen empf. Vogelarten</b>	Brutvogelatlas	CLC2018 (v.20b2), Brutvogelatlas EEA (Download 11.01.2019) und DDA
<b>Laub- und Mischwälder</b>	DLM250	Basis-DLM GeoBasis-DE / BKG (2018)
<b>Gewässer</b>	DLM250	Basis-DLM GeoBasis-DE / BKG (2018)
<b>Truppenübungsplätze und Bergbaufolgelandschaften</b>	DLM250	Basis-DLM GeoBasis-DE / BKG (2018)
<b>Grünland</b>	DLM250	Basis-DLM GeoBasis-DE / BKG (2018)
<b>Ackerflächen</b>	DLM250	Basis-DLM GeoBasis-DE / BKG (2018)
<b>Nadelforst</b>	DLM250	Basis-DLM GeoBasis-DE / BKG (2018)
<b>Topographie</b>	DGM200 Genauigkeit: Lage: $\pm 5$ m Höhe: $\pm 3 - 10$ m (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2018a)	DGM 50 GeoBasis-DE / BKG (2017); Genauigkeit: Lage: $\pm 1 - 3$ m Höhe: $\pm 2 - 4$ m (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2018a)

### Siedlungsbereiche, Industrie-, Gewerbeflächen sowie Erholungs- und Freizeitflächen

Die Wohngebiete werden über die Objektart „41001“ aus dem Basis-DLM selektiert. Diese Selektion ist nach schriftlicher Expert\*innenbefragung beim Bundesamt für Kartographie und Geodäsie äquivalent zu einer Selektion von Siedlungsgebieten mit der Objektart „41010“ des DLM250 (Ausgangsszenario). Die Wohnbaufläche<sup>5</sup> kann weiter nach einer offenen und geschlossenen Bebauung differenziert werden (AdV 2015). Beide Bebauungsdichten werden in den sehr hohen RWS integriert (Tab. 5). Die Objektart „Flächen gemischter Nutzung“ mit der Kennung „41006“ wird zudem selektiert, da sie eine bebaute Fläche einschließlich ihren Freiflächen (z. B. Hausgarten) abgrenzt (ebd.). Die Flächen mit den Kennungen „41001“ (Wohngebiete) und „41006“ (Flächen gemischter Nutzung) werden ebenfalls von Plappert et al. (2019) genutzt, um Auswirkungen von Mindestabständen zwischen WEA und Siedlungen zu untersuchen.

In Anlehnung an die Variante 1 werden die selektierten Siedlungsbereiche mit einem einzuhaltenden Abstand von 750 m zu WEA gepuffert. Dieser Abstand basiert auf einer Berechnung nach der TA-Lärm (BImSchG), die die Emissionswerte der Anlage und Immissi-

<sup>5</sup> „Wohnbaufläche ist eine baulich geprägte Fläche einschließlich der mit ihr im Zusammenhang stehenden Freiflächen (z. B. Vorgärten, Ziergärten, Zufahrten, Stellplätze und Hofraumflächen), die ausschließlich oder vorwiegend dem Wohnen dient“ (AdV 2015).

onsrichtwerte von Flächen berücksichtigt (Walter et al. 2018b). Für Siedlungsbereiche wird ein Immissionsrichtwert von 40 dB(A) (BlmSchG) festgelegt, da nicht zwischen Wohngebieten und Dorf- sowie Mischgebieten differenziert und von einem lärmreduzierten Betrieb in der Nacht ausgegangen wird (Walter et al. 2018b). Siedlungsbereiche werden zusammen mit ihrem Abstandspuffer in den sehr hohen RWS integriert.

Flächen für Freizeit- und Erholungsaktivitäten werden mit der Objektart „41008“<sup>6</sup> aus dem Basis-DLM selektiert und im sehr hohen RWS berücksichtigt. Eine Übersicht zu Abstandsempfehlungen zwischen WEA und Erholungs- und Freizeitflächen zeigt, dass die Empfehlungen der Bundesländer eine Bandbreite zwischen 500 m bis 1.000 m abdecken (FA Wind 2019). Eine Berechnung des einzuhaltenden Abstands nach der TA Lärm (BlmSchG) ergibt hingegen bei der hier eingesetzten WEA und einem Immissionsrichtwert von 45 dB(A) einen einzuhaltenden Abstand von 422 m. Um die Abstandsempfehlungen der Bundesländer für Erholungs- und Freizeitflächen zu berücksichtigen, wird der Abstand zwischen WEA und Erholungs- und Freizeitflächen auf 1.000 m festgelegt. Die Abstandsflächen werden dem mittleren RWS zugerechnet (Tab. 5).

Industrie- und Gewerbeflächen werden mit der Kennung „41002“ aus dem Basis-DLM selektiert und erhalten einen Abstandspuffer von 75 m (BlmSchG; Walter et al. 2018b). Die Ausdehnung des einzuhaltenden Abstandes basiert auf einem Immissionsrichtwert von 60 dB(A) (Walter et al. 2018b).

## **Straßen**

Das Straßennetz wird in der Variante 2 aus dem Basis-DLM selektiert, während es im Ausgangsszenario aus dem DLM250 selektiert wird (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2018b; Walter et al. 2018b). In beiden Datensätzen liegen Straßen als Linienelemente vor. Im Ausgangsszenario haben Walter et al. (2018b) die Linienelemente zur flächenhaften Darstellung mit einem 2,5 m Puffer versehen. Im Basis-DLM hingegen liegen die Straßenachsen nach Breitenangaben (in 3-m-Schritten) klassifiziert vor (AdV 2015). Es werden insgesamt vier Klassen beschrieben, wobei die erste Klasse die Breite > 0 m bis ≤ 6 m umfasst. Durch den Einbezug der Breitenklassen bei der flächenhaften Darstellung der Linienelemente wird eine Unsicherheit des Ausgangsszenarios behoben, da die Breiten der Straßen durch das Basis-DLM deutlich differenzierter berechnet werden können.

An die so ermittelten Autobahnen und Bundesstraßen schließt sich ein Abstandspuffer an. Längs von Bundesfernstraßen dürfen nach §9 (1) (FStrG) in einer Entfernung von 40 m zu Bundesautobahnen und bis zu 20 m bei Bundesstraßen keine Hochbauten errichtet werden. Der Abstand zwischen Bundesautobahnen und WEA setzt sich aus dem Rotorradius der WEA (hier: 63,5m) und dem 40-m-Abstand nach §9 (1) FStrG zusammen. Bei den Bundesstraßen beträgt der einzuhaltende Abstand zur Beispiel-WEA demnach 83,5 m.

## **Bahntrassen**

Die Bahntrassen werden in der Variante 2 aus den Basis-DLM Daten selektiert, während das Ausgangsszenario Daten des DLM250 nutzt (Tab. 6). Bahnstrecken liegen in beiden Modellen als Linienelemente vor. Da das Basis-DLM zwischen eingleisigen und zweigleisigen Bahnstrecken unterscheidet (Adv 2015), wird das Expert\*innennetzwerk des Deutschen Zentrums für Schienenverkehrsforschung im Eisenbahn-Bundesamt zu durchschnitt-

---

<sup>6</sup> ohne FKT 1200: „Parken“ bezeichnet eine Fläche, auf der vorwiegend Anlagen und Gebäude zum Abstellen von Fahrzeugen (AdV 2015, S. 103).

lichen Breiten für ein- bzw. zweigleisige Bahnstrecken interviewt. Die Breite von eingleisigen Bahntrassen beträgt nach Expert\*innenaussage und abgeleitet vom Regellichtraum 5 m und die der zweigleisigen Trassen 9 m. Bei zweigleisigen Bahnstrecken kommt ein Gleisabstand von 4 m hinzu, der von Mitte zu Mitte des benachbarten Gleises bemessen wird. Der Puffer der Linienelemente von eingleisigen Bahnstrecken umfasst dementsprechend 2,5 m und 4,5 m bei zweigleisigen Bahntrassen. In einem weiteren Geoverarbeitungsschritt erhalten die Flächen der Bahntrassen einen Abstandspuffer von 263,5 m, der sich aus der Nabenhöhe (200 m) und dem Rotorradius (63,5 m) zusammensetzt (Walter et al. 2018b nach Lütkehus et al. 2013).

### Bestehende Freileitungen und Ausbau nach Angaben der Bundesnetzagentur

Die Freileitungen werden sowohl aus Basis-DLM-Daten mit der Objektart „51005“ generiert als auch aus räumlichen Daten der Bundesnetzagentur (BNetzA), die den Netzausbau darstellen. Die Leitungsdaten liegen als Linienelemente vor und zur flächenhaften Darstellung könnte eine Differenzierung nach Spannungsebene (kV) vorgenommen werden. Der Objektartenkatalog des Basis-DLM (AdV 2015) sieht eine Differenzierung der Freileitungen nach Spannungsebene vor. Das Attributfeld mit diesen Angaben ist in den Basis-DLM-Datensätzen der einzelnen Bundesländer jedoch nicht klassifiziert.<sup>7</sup> Die Linien der Freileitungen können demnach nicht mit Breiten gepuffert werden, die aus der Spannungsebene abgeleitet werden (Tab. 7).

Tab. 7: Berechnungsgrundlage des Abstandes zwischen Freileitungen und WEA (nach Stark o. J.).

Hochspannungsmasten	Anzahl 1991
110 kV-Masten Höhe: ca. 30 m Breite: ca. 14 m	121.377
220 kV-Masten Höhe: ca. 40 m Breite: ca. 22 m	33.447
380 kV-Masten Höhe: ca. 50 m (bis 100 m) Breite: ca 30 m	29.215
<b>Summe Strommasten:</b>	<b>184.039</b>

Um die Linien als Fläche darstellen zu können, werden sie mit 9 m gepuffert (Variante 2). Die Pufferbreite berechnet sich aus der durchschnittlichen Breite von Freileitungen in Deutschland (Tab. 7). Die Angaben der Tab. 7 sind nach Expertenaussage des Instituts für Elektrische Energiesysteme (IfES der Leibniz Universität Hannover) noch gültig. Aktuell wird an technischen Neuentwicklungen einer 380-kV-Freileitung gearbeitet, die eine geringere Bauhöhe und eine geringere Trassenbreite als herkömmliche Freileitungen bei gleicher Leistung aufweist (50Hertz o. J.).

Der berechnete Abstand zwischen Freileitungen und WEA orientiert sich am Rotordurchmesser (127 m). Der Abstand unterliegt der Annahme, dass bis 2050 Freileitungen außerhalb der Nachlaufströmung der WEA liegen und so auf Schwingschutz verzichtet werden kann (Walter et al. 2018b). Die Abstände der Freileitungen sind in der Norm DIN EN 50

<sup>7</sup> Alternativ könnte deswegen u. U. der Datensatz von Eichhorn et al. (2018) genutzt werden, der jedoch zum Projektstart noch nicht verfügbar war.

341-3-4 (VDE 0210-3) vorgeschrieben (ebd.). Die Freileitungen als Polygone inkl. ihrer Abstandspuffer werden dem sehr hohen RWS zugeordnet (Tab. 5).

### **Seilbahnen**

Seilbahnen und ihre Abstandspuffer sind in dem sehr hohen RWS zugeordnet und werden aus dem Basis-DLM selektiert. Aus Sicherheitsgründen erhalten Seilbahnen einen Abstand des dreifachen Rotordurchmessers (hier: 381 m) zu WEA (Lütkehus et al. 2013). Im Ausgangsszenario werden Seilbahnen als Linien aus dem DLM250 selektiert und zur flächenhaften Darstellung mit 2,5 m gepuffert. Da die Trassenbreite größer einzuschätzen ist, wird 2019 eine Expertenbefragung bei großen Herstellern per Email durchgeführt. Die Befragung zeigt, dass 8er/10er Kabinenbahnen eine durchschnittliche Breite des Lichtraumprofils von 15-20 m vorweisen. Bei 6er/8er Sesselliften beträgt die durchschnittliche Breite 6-19 m, bei fixgeklemmten 2er Sesselliften ca. 13 m, bei 4er Sesselliften ca. 15,5 m und bei Schlepliften ca. 6,5 m.

Die Linien der Seilbahnselektion aus dem Basis-DLM werde in der Variante 2 entsprechend mit 7,5 m gepuffert. Die gepufferten Seilbahnen erhalten in einem anschließenden Geoverarbeitungsschritt einen Abstandspuffer von 381 m.

### **Flughäfen und Flugplätze**

Die Variante 2 differenziert bei der Berechnung des einzuhaltenden Abstandes zu WEA zwischen Flughäfen und Flugplätzen. Die Unterscheidung kann in der Variante 1 nicht vorgenommen werden, da das DLM250 im Gegensatz zum Basis-DLM diese Informationen nicht bereitstellt. Flughäfen erhalten in der Variante 2 einen Abstandspuffer von 5.000 m (Lütkehus et al. 2013).

Generell existieren keine einheitlichen Richtlinien für den einzuhaltenden Abstand zwischen kleinen Flugplätzen und WEA. Die Studie nutzt deswegen den Wert von 1.760 m, da dieser Wert in einer Potenzialstudie des UBA (ebd.) und in Übereinkunft mit einer Empfehlung des Bund-Länder-Fachausschusses ermittelt wird (Lütkehus et al. 2013).

### **Topographie**

In Anlehnung an Walter et al. (2018b) werden Flächen mit einer Neigung von  $\geq 30^\circ$  für die potenzielle Errichtung von WEA ausgeschlossen und dem sehr hohen RWS zugerechnet (Tab. 5). Im Ausgangsszenario wird diese Flächenkategorie über das Digitale Geländemodell 200 (DGM200) generiert, dessen Gitterweite mit den Höheninformationen 200 m beträgt. In Variante 2 wird hingegen das Digitale Geländemodell 50 (DGM50) zur Bestimmung der Flächen genutzt. Durch die Gitterweite von 50 m hat das DGM50 eine höhere Genauigkeit bezüglich Lage- und Höhenangaben (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2018a). Die DGM50-Kacheln werden in einzelnen Ordnern für die gesamte Fläche von Deutschland bereitgestellt. Für die Selektion werden die Kacheln mithilfe eines Python-Skripts in eine Geodatenbank exportiert. In einem weiteren Geoverarbeitungsschritt werden iterativ die Neigungen berechnet und Flächen mit einer Neigung von  $\geq 30^\circ$  selektiert.

### **Bestehende Schutzgebiete und Landschaftsbild**

Für die Flächen der Schutzgebietskategorien Nationalparks, Naturschutzgebiete, FFH-Gebiete, Biosphärenreservate, Landschaftsschutzgebiete und Vogelschutzgebiete stehen dem Forschungsprojekt aktualisierte Daten vom Bundesamt für Naturschutz (BfN) zur Verfügung. Die im Vergleich zum Ausgangsszenario aktualisierten Daten werden in Variante 2 aufbereitet und RWS-Klassen zugeordnet (Tab. 5).

Für eine flächendeckende Bewertung des Landschaftsbildes wird in Anlehnung an Walter et al. (2018b) eine Bewertung des Landschaftsbildes nach Hermes et al. (2018) in die RWS-Klassen integriert. Auch diese wird durch eine aktualisierte Berechnung ersetzt (Hermes et al. in Vorb.). Hermes et al. (2018) bewertet das Landschaftsbild mit einem intersubjektiven, indikatorenbasierten Ansatz in einem GIS. Die Landschaftsbildbewertung liegt in einem Raster (100 × 100 m) vor. Die Rasterzellen zeigen relative Werte von 0 (sehr gering) bis 100 (sehr hoch) (Hermes et al. 2018). Zur Berücksichtigung von Flächen mit einem besonders hoch bewerteten Landschaftsbild wird das 66%-Quantil berechnet (Walter et al. 2018b). Bewertungen unter dem relativen Wert von 54 (66%-Quantil der neuen Landschaftsbildbewertung) werden dem geringen RWS zugewiesen und Bewertungen  $\geq 54$  werden in den hohen RWS integriert.

### **Windenergiesensible Vogelarten**

Im Ausgangsszenario wird das Vorkommen von 29 windenergiesensiblen Vogelarten (Helgoländer Papier 2015, s. Tab. im Anhang I) außerhalb von Schutzgebieten über die zufällige Verteilung von Brutplätzen mithilfe des Atlas deutscher Brutvogelarten (ADEBAR, DDA) bestimmt. Die zufällige Verteilung der Brutplätze wird in der Variante 2 konkretisiert, indem Brutplätze nur auf denjenigen Landnutzungsklassen verteilt werden, die sich nach Busch et al. (2017) als Bruthabitat eignen.

Hierfür wird ein Geoverarbeitungs-Workflow entwickelt (Abb. 5), der drei Dateneingänge erfordert: CORINE Landnutzungsklassen (V18\_5\_1), den ADEBAR und die TK25-Kacheln. Der Atlas deutscher Brutvogelarten des Dachverbands Deutscher Avifaunisten stellt das Artenvorkommen je 11 km × 11 km Kachel (TK25) für Deutschland bereit. Das Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) verfügt über einen Datensatz mit TK25-Kacheln, der frei heruntergeladen werden kann.

Im ersten Schritt werden für jede windenergiesensible Vogelart Landnutzungsklassen aus dem CORINE-Datensatz selektiert, die sich nach Busch et al. (2017) potenziell als Bruthabitat eignen. Die TK25-Kacheln werden mit den Informationen des ADEBAR verschnitten und diejenigen Kacheln selektiert, in denen die betrachtete windenergiesensible Vogelart vorkommt (Abb. 5). Die selektierten Kacheln der Art und die Fläche der Landnutzungsklassen, die sich potenziell als Bruthabitat der Art eignen, werden miteinander verschnitten und je Kachel zu einer Fläche zusammengeführt. Auf den überlagerten Flächen wird je Kachel ein zufälliger Brutplatz bestimmt, der in einem anschließenden Geoverarbeitungsschritt einen Abstandspuffer nach dem Helgoländer Papier 2015 erhält (s. Anhang I).

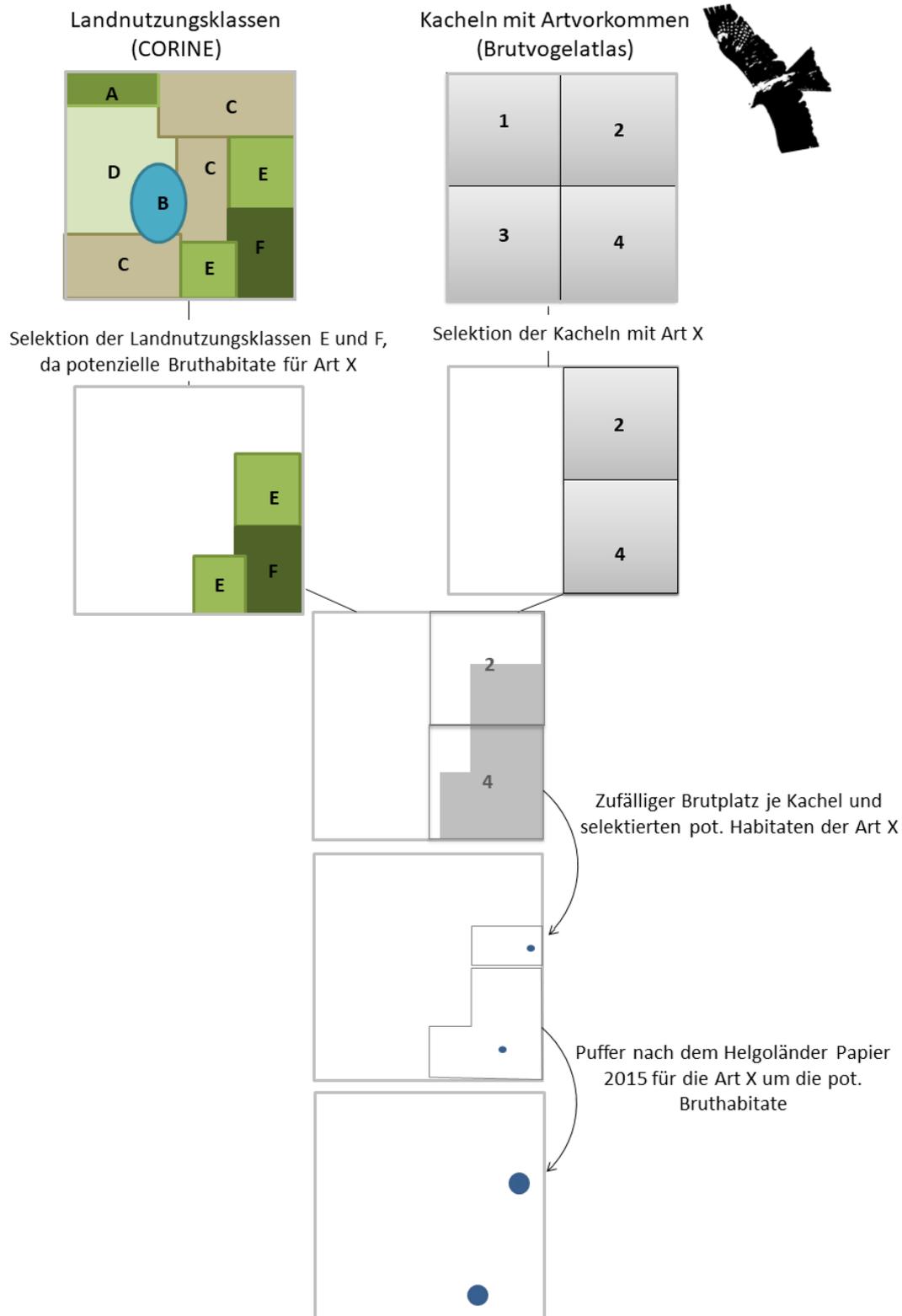


Abb. 5: Workflow zur Ermittlung von Ausschlussflächen für windenergiesensible Vogelarten in einem Geoinformationssystem.

Mögliche Modellerweiterung:

Der Brutvogelatlas enthält als kostenpflichtiger Datensatz je Kachel die Anzahl von Brutpaaren einer Vogelart zwischen 2005-2009. Die Anzahl der Brutpaare wird in Klassen dargestellt. Der in EE100-konkret entwickelte Workflow (Abb. 5) könnte durch die klassifizier-

ten Angaben dahingehend verändert werden, dass die Anzahl der zufällig gesetzten Punkte aus dem geometrischen Mittel der Klassenbreiten bestimmt wird. Wurden beispielsweise in einer Kachel 4-7 Brutpaare kartiert, könnte die Anzahl der zufällig verteilten Punkte dem geometrischen Mittel dieser Klasse (4-7 Brutpaare) entsprechen. Die Punkte sollten dabei nur auf den Landnutzungsklassen verteilt werden, die potenzielle Bruthabitate der Vogelart sind. In der zuvor beschriebenen und in der Variante 2 für 29 Vogelarten genutzten Methode ist auf dieser Fläche lediglich ein Standort verteilt. Die zufallsverteilten Brutstandorte werden mit den Abstandsflächen zu WEA nach Empfehlungen des Helgoländer Papiers (2015) gepuffert, um die Vorkommen windenergiesensibler Vogelarten außerhalb von Schutzgebieten in das GIS-Modell zu übernehmen (hoher RWS, Tab. 5).

Dichtezentren (vgl. Mammen et al. 2014; LUBW 2015; TLUG 2015) werden nicht in einen RWS integriert. Es liegen keine aktuellen und räumlich hoch aufgelösten Geodaten für die Berechnung von Dichtezentren für windenergiesensible Vogelarten vor, die eine Erstellung von Dichtezentren ohne größere Unsicherheiten zulassen.

### **Berücksichtigung windkraftsensibler Fledermausarten**

An Windenergiestandorten ist neben Vogelschlag auch Fledermausschlag möglich, der weltweit in Untersuchungen nachgewiesen werden kann (Behr et al. 2018). Zur Vermeidung des Fledermausschlags entwickelte das Forschungsprojekt „RENEBAT I“ ein Verfahren, das anlagenspezifische Abschaltalgorithmen für WEA im Offenland bereitstellt (Brinkmann et al. 2011).

In allen Varianten von EE100-konkret wird davon ausgegangen, dass bis 2050 jede WEA einen Abschaltmechanismus zum Fledermausschutz integriert hat (Walter et al. 2018b). „Fledermausfreundliche“ Betriebsalgorithmen werden bereits heute in der Praxis genutzt (Köppel et al. 2018; Behr et al. 2018) und sind in Deutschland eine verbreitete Maßnahme zur Vermeidung des Fledermausschlags (Bulling et al. 2015). Abschaltalgorithmen werden ebenfalls bereits in neueren Leitfäden und Arbeitshilfen verschiedener Bundesländer als Vermeidungsmaßnahmen beim Bau von WEA aufgeführt (z. B. HMUELV/HMWV 2012)

Um das Kollisionsrisiko noch weiter zu reduzieren, werden neben den sogenannten „fledermausfreundlichen“ Abschaltalgorithmen (Lindemann et al. 2018) historische Waldstandorte sowie Laub- und Mischwälder in den hohen bzw. mittleren RWS integriert (Walter et al. 2018b). Die Stromertragsberechnungen berücksichtigen keine Verluste aufgrund der Abschaltmechanismen.

#### **3.1.1.3 Variante 3**

Die Variante 3 bezieht standortangepasste Technologien in die Berechnung der Potenzialflächen ein. Die Berechnung der RWS wird auf drei WEA-Typen erweitert (Tab. 3). Die Ermittlung der Flächenkategorien und der RWS-Klassen sind identisch mit dem Vorgehen in Variante 2 (s. Kap. 3.1.1.2). Für die drei neuen WEA-Typen werden die einzuhaltenden Abstände entsprechend der Anlageneigenschaften angepasst (Tab. 8).

Tab. 8: Abstände in m zwischen Infrastruktureinrichtungen, Siedlungsflächen, Industrie- und Gewerbeflächen sowie Freizeit- und Erholungsflächen und Windenergieanlagen der Variante 3.

WEA-Typ	Siedlungen (Schallpegel vor Ort 40 db(A))	Industrie/ Gewerbe (Schallpegel vor Ort 60 db(A))	Freizeit/ Erholung	Seilbahn	Bahnstrecke	Autobahn	Bundesstraßen	Freileitung
Stark	871	87	1.000	516	211	126	106	172
Mittel	871	87	1.000	516	256	126	106	172
Schwach	871	87	1.000	516	281	126	106	172

### 3.1.2 Mensch- und naturverträglich nutzbare Flächenpotenziale für Dach-PV

#### 3.1.2.1 Variante 1

Für den Vergleich der Ertragspotenziale von Dach-PV aus zwei verschiedenen Berechnungsmethoden werden die potenziell nutzbaren Schräg- und Flachdachflächen des Ausgangsszenarios dem Fraunhofer IEE zur Verfügung gestellt.

Das Modell des Fraunhofer IEE verarbeitet Informationen zur nutzbaren Dachfläche (= Modulfläche), der Neigung, der Ausrichtung und Koordinaten von Punkten. Bisher liegen die Flach- und Schrägdachdaten je Bundesland in Polygon-Features aus dem Ausgangsszenario vor. Zur Übertragung der Polygondatensätze auf Punktdatensätze werden folgende Geoverarbeitungsschritte automatisiert für 16 Bundesländer durchgeführt: Die Flachdächer werden geteilt, wobei einer Seite eine 90°-Ausrichtung zugewiesen wird und der anderen Seite eine Ausrichtung von -90°. Damit erhalten die Anlagen eine Ost/West-Ausrichtung, die als flächensparsamste Montagevariante der PV-Module angesehen wird (Wirth 2019). Hierfür erstellt das IUP ein Python-Skript sowie Tools im ModelBuilder von ArcMap. Da das Modell des Fraunhofer IEE beispielsweise die Alterung der Module oder eine Verschmutzung in die Stromertragsberechnung einbezieht, wird ein geringerer Ertrag im Vergleich zum Ausgangsszenario erwartet.

#### 3.1.2.2 Variante 2

Für die Berechnung von Dachflächenpotenzialen werden im Ausgangsszenario Hausumringe als Datengrundlage genutzt (Walter et al. 2018b). Hausumringe sind georeferenzierte Umringspolygone von Gebäudegrundrissen, die für die gesamte Fläche von Deutschland vom Bundesamt für Kartographie und Geodäsie bereitgestellt werden. Sie basieren auf Datensätzen der Landesvermessungsverwaltungen der Bundesländer (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2015). Die Datensätze der Hausumringe enthalten keine Angaben zu Dachformen oder -ausrichtungen. Im Ausgangsszenario wurde daher pauschal angenommen, dass Gebäude in Industriegebieten mit Flachdächern ausgestattet sind. Hausumringe, die außerhalb von Industriegebieten liegen, wurden hingegen generell als Schrägdach klassifiziert.

Ein kartographischer Vergleich in Berlin-Moabit verdeutlicht, dass die Annahme des Ausgangsszenarios über die Verteilung der Schräg- und Flachdächer mit großen Unsicherheiten verbunden ist (Abb. 6), da Gebäude in einem Industriegebiet Schrägdächer haben können, ebenso wie Gebäude außerhalb von Industriegebieten Flachdächer haben.



Abb. 6: Vergleich von Gebäudeumringen, die nach dem Ausgangsszenario in Schräg- und Flachdächer differenziert werden (schwarze und rote Umringe), und Gebäudetypen nach einem 3D-Gebäudemodell (LoD2 Daten) am Beispiel eines Ausschnittes von Berlin-Moabit. Grundlegendaten für die 3D-Darstellung: Berlin Partner für Wirtschaft und Technologie GmbH (2019).

Im Rahmen der Unsicherheitsanalyse in Variante 2 werden daher 3D-Gebäudemodelle (LoD2) in die Berechnung integriert. Aus diesen Datensätzen kann die exakte Dachneigung abgeleitet werden, so dass Unsicherheiten in der Einordnung der Dachtypen (Schräg- und Flachdach) reduziert werden. Das 3D-Gebäudemodell CityGML ist ein offenes Datenmodell und ein XML-basiertes Format für die Darstellung, Speicherung und den Austausch von virtuellen 3D-Stadt- und Landschaftsmodellen (Open Geospatial Consortium 2012). Das CityGML unterscheidet fünf aufeinanderfolgende Detailebenen („Level of Detail“ – LoD), bei denen Objekte mit zunehmenden LoD detaillierter dargestellt werden. Die Detaillierungsgrade sind seitens der „Special Interest Group 3D“ für die Gebäudedarstellungen im Stadtmodell wie folgt definiert:

- LoD0 - Regionalmodell - 2,5D Geländemodell mit Luftbildtextur
- LoD1 - Klötzchenmodell
- LoD2 - Gebäude mit differenzierten Dachstrukturen
- LoD3 - Architekturmodelle mit detaillierten Dächern und Wänden
- LoD4 - Innenraummodell (Forkert o. J.).

Für die Analysen in EE100-konkret können LoD2-Daten genutzt werden, die jedoch nicht für alle Bundesländer zum freien Download zur Verfügung stehen. Darüber hinaus sind die Datensätze sehr groß und ihre Aufbereitung und Bearbeitung zeit- und rechenintensiv. Der im Folgenden dargestellte Geoverarbeitungsworkflow ermöglicht dennoch eine Differenzierung von Hausumringen in Schräg- und Flachdächern auf der Grundlage von 3D-Gebäudemodellen.

Angelehnt an das Maximalpotenzial von ZGB (2013) wird in den Varianten angenommen, dass durch technischen Fortschritt bei der Modulgestaltung und Optik bis 2050 keine ästhetischen Beeinträchtigungen im Denkmalschutz durch PV-Module zu erwarten sind. Ebenso werden keine Abzüge für mögliche statische Probleme oder Randverluste vorgenommen, da Module bis 2050 entsprechend leicht und flexibel gestaltet werden können (ZGB 2013).

### **Beschreibung des Geoverarbeitungsworkflows zur Konkretisierung potenziell nutzbarer Dachflächen**

Um die Selektion von Flach- und Schrägdächern aus LoD2-Daten auf Hausumringe zu übertragen wird ein Geoverarbeitungs-Workflow entwickelt (Abb. 7). Grundlage bildet der Datensatz der 3D-Gebäudemodelle für das Bundesland Nordrhein-Westfalen, die nach Kreisen kostenfrei heruntergeladen werden können (OpenGeodata.NRW 2019).

Aus der Gesamtheit der Kreise des Bundeslandes Nordrhein-Westfalen werden zwei Stichproben mithilfe der Open-Source-Software und freier Programmiersprache für statistische Berechnungen „R“ gezogen. Die Stichprobengröße umfasst je fünf Kreise.

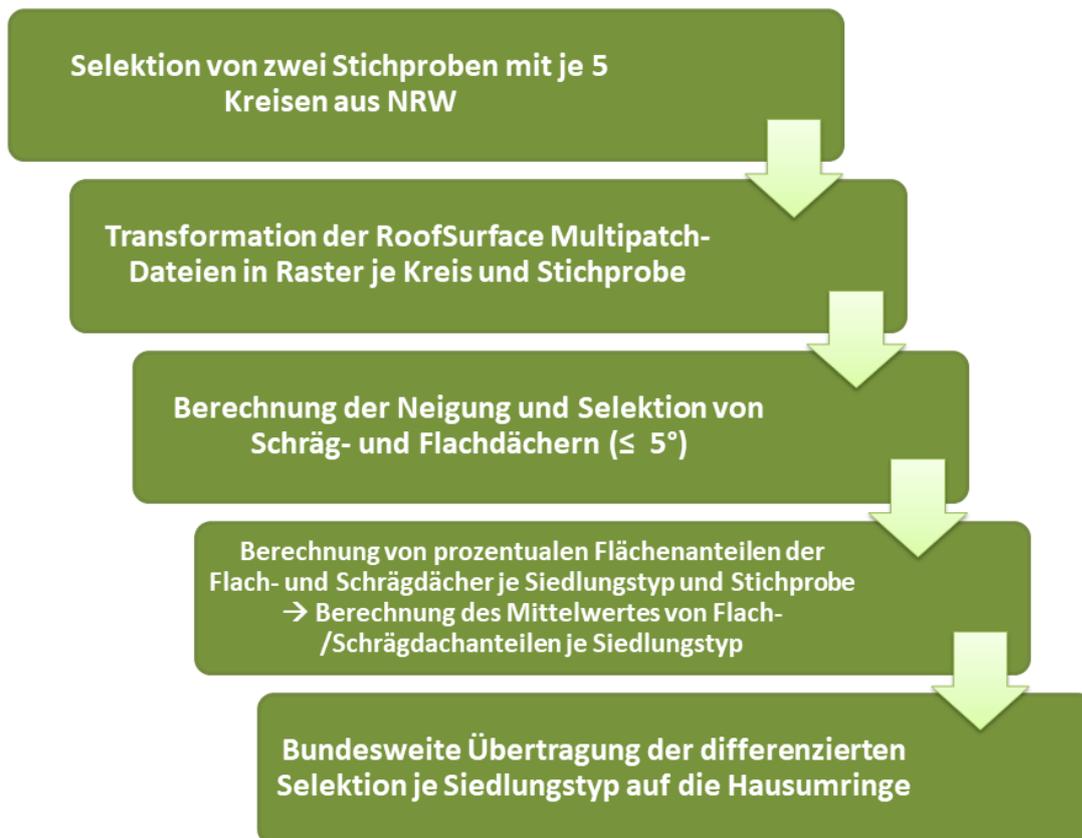


Abb. 7: Geoverarbeitungsworkflow zur Konkretisierung potenziell nutzbarer Dachflächen auf der Basis von LoD2 CityGML Daten.

Die RoofSurface Multipatch-Dateien aus den LoD2 CityGML werden zunächst je Kreis selektiert und in eine Geodatenbank überführt. Ein iteratives Modell transformiert zunächst die Multipatch-Dateien in Raster und berechnet anschließend ihre Neigung sowie Ausrichtung. Dachflächen mit einer Neigung  $\leq 5^\circ$  werden als Flachdächer selektiert und in eine Geodatenbank überführt. Dachflächen mit einer Neigung  $> 5^\circ$  werden als Schrägdächer selektiert und in einer weiteren Datenbank gespeichert. Für beide Stichproben werden mit einem iterativen Selektionsprozess ein Schrägdachdatensatz und ein Flachdachdatensatz produziert.

Die Datensätze für Flach- und Schrägdächer je Stichprobe, die aus den LoD2-Daten ermittelten werden, liefern den Dateneingang, um prozentuale Flächenanteile von Flach- und Schrägdächern in den Flächen von Siedlungstypen zu berechnen (Tab. 9). Je Siedlungstyp des Basis-DLM wird ermittelt, wie viel Prozent der Dachflächen nach den LoD2-Daten als Schräg- bzw. Flachdächer klassifiziert werden (AdV 2015). In einem weiteren Schritt werden Hausumringe (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2015) der Stichprobenkreise genutzt, um diese auf Grundlage des ermittelten prozentualen Flächenanteils von Flach- und Schrägdächern der LoD2-Daten ebenfalls je Siedlungstyp in Flach- und Schrägdach zu differenzieren. Der Flächenvergleich zwischen der Schrägdachselektion der LoD2-Daten und Schrägdachselektion aus den Hausumring-Daten beträgt lediglich 7 % und bei den Schrägdächern 8 %. Dieses methodische Vorgehen wird zur Überprüfung der Resultate auf Hannover übertragen, da für Hannover ebenfalls LoD2-Daten frei verfügbar sind (Landeshauptstadt Hannover 2019). Die prozentuale Abweichung der Ergebnisflächen für Schrägdächer beträgt hier 6 % und bei Flachdächern sind es lediglich 3 %.

In einem weiteren Arbeitsschritt wird ein Mittelwert der prozentualen Flächenanteile von Schräg- und Flachdächern je Siedlungstyp beider Stichproben aus NRW berechnet (Tab. 9). Die Prozentwerte beider Stichproben unterschieden sich generell nur geringfügig.

Tab. 9: Prozentualer Flächenanteil von Flach- und Schrägdächern je Siedlungstyp basierend auf einer Auswertung von LoD2-Daten von zwei Stichproben, die jeweils fünf zufällig selektierte Landkreise von Nordrhein-Westfalen umfassen.

Siedlungstyp (Kennung)	Prozentualer Anteil von Schräg- und Flachdächern
Wohnbaufläche (41001)	33,52 Flachdach
	66,48 Schrägdach
Industrie- und Gewerbeflächen (41002)	75,90 Flachdach
	24,1 Schrägdach
Fläche gemischter Nutzung (41006)	35,96 Flachdach
	64,04 Schrägdach
Fläche besonderer funktionaler Prägung (41007)	66,03 Flachdach
	33,97 Schrägdach
Sport-, Freizeit- und Erholungsfläche (41008)	55,22 Flachdach
	44,78 Schrägdach
Friedhof (41009)	51,22 Flachdach
	48,78 Schrägdach
Halde (41003)	100 Flachdach
Tagebau, Grube, Steinbruch (41005)	56,89 Flachdach
	43,11 Schrägdach

Abschließend wird eine differenzierte Selektion von Schräg- und Flachdächern aus Hausumringen iterativ je Bundesland durchgeführt. Die Selektion basiert auf den zuvor ermittelten Prozentwerten von Schräg- und Flachdachflächen je Siedlungstyp, die aus LoD2-Daten ermittelt werden. Das Modellergebnis produziert je Bundesland einen Flachdach- und Schrägdachdatensatz mit einer differenzierten Selektion. Das ermittelte Verhältnis von

Flach- und Schrägdächern in LoD2-Daten der verschiedenen Siedlungstypen (Tab. 9) wird zusammenfassend der Typisierung der Hausumringe zugrunde gelegt.

### **Nutzbare Dachfläche für Dach-PV**

Die Installation von PV- Modulen ist aufgrund von Verbauungen und Verschattung nicht auf der gesamten Dachfläche möglich. Deswegen wird ein prozentualer Reduktionswert bestimmt, differenziert nach Schräg- und Flachdächern.

Schrägdach:

Nach Kaltschmitt u. Wiese (1993) sind 80 % der Schrägdachfläche technisch für PV nutzbar, da 20 % von Kaminen, Dacherkern, Lüftungsschächten, Dachfenstern, Antennenanlagen, Ausstiegsluken oder ähnlichen baulichen Einrichtungen eingenommen werden. Weitere 10 % müssen nach Kaltschmitt u. Wiese (1993) bei dichter Bebauung aufgrund von Abschattungseffekten abgezogen werden. Nach Quaschnig (2000) und IEA (2002) sind durch Abschattung und bauliche Restriktionen 40 % der Schräg- und Flachdachfläche nicht für eine PV-Nutzung geeignet. Eine Befragung unter Praktiker\*innen<sup>8</sup> und Wissenschaftler\*innen im August 2019 führt zu dem Ergebnis, dass im Durchschnitt 69 % der Dachfläche von Schrägdächern für PV genutzt werden könnte. Da Kaltschmitt u. Wiese (1993) von 20 % Reduktion durch Verbauung und 10 % Reduktion durch Abschattungseffekte ausgehen und die Befragung eine Reduktion von ca. 30 % ergibt, wird in der Variante 2 von 70 % nutzbarer Schrägdachfläche für Dach-PV ausgegangen. Im Ausgangsszenario wurde von 60 % nutzbarer Schrägdachfläche ausgegangen (Walter et al. 2018b).

Die Befragung zeigt, dass heute auch Norddächer in der Praxis mit PV-Modulen belegt werden. Auch Mainzer et al. (2014) beschreiben in ihrer Studie zum technischen Potenzial von Dachflächen für PV, dass sie Norddachflächen von Schrägdächern nicht ausschließen. Norddachflächen können technisch mit Modulen belegt werden, wobei in die Stromertragsberechnung ein entsprechender Reduktionsfaktor aufgrund der Ausrichtung integriert werden muss (Quaschnig 2000; Mainzer et al. 2014). Im Gegensatz zu anderen Studien (Walter et al. 2018b; Quaschnig 2000; Paidipati et al. 2008; Wiginton et al. 2010; Kaltschmitt u. Wiese 1993) und zum Ausgangsszenario (Walter et al. 2018b) werden in der Variante 2 keine Schrägdachflächen aufgrund ihrer Ausrichtung ausgeschlossen.

Neben der potenziell nutzbaren Dachfläche für PV-Module bilden die Dachneigung und Ausrichtung weitere Parameter für die anschließende Stromertragsberechnung (s. Kap. 3.2.4). Die Dachneigung liegt in Deutschland zwischen 20° und 50° (Schilling 1992). Für die Stromertragsberechnung der Schrägdächer wird ein Mittelwert der Dachneigung von 35° angenommen (Lödl et al. 2010; nach Kaltschmitt u. Wiese 1993). Die Befragung von Praktikern und Wissenschaftlern im August 2019 bestätigt diesen Mittelwert, der auch im Ausgangsszenario eingesetzt wurde.

Flachdach:

Durch Dachausstiege, Kamine, Lüftungsschächte, Dachfenster und sonstige bauliche Maßnahmen sollten nach Kaltschmitt u. Wiese (1993) rund 25 % der Flachdachfläche für Dach-PV ausgespart werden. In Anlehnung an die Reduktion von Schrägdächern schlagen Kaltschmitt u. Wiese (1993) eine weitere Reduktion um 10 % aufgrund von Abschattungseffekten vor.

---

<sup>8</sup> Es wurden 172 Emails verschickt. Es konnten leider nur neun Antworten berücksichtigt werden, da nur diese konkret eine Antwort auf die Frage gaben, wie viel Prozent einer Flachdachfläche und wie viel Prozent einer Schrägdachfläche abzüglich von Restriktionen mit Modulen belegt werden könnte. Ein Grund für den geringen Rücklauf könnte der Befragungszeitpunkt sein, da hier beispielsweise das Bundesland Bayern Sommerferien hatte.

fekten benachbarter Gebäude oder Bäume vor. Nach Quaschnig (2000) und IEA (2002) sind 60 % der Flachdachfläche für Dach-PV nutzbar. Eine sehr detaillierte Expertenantwort ergab, dass 60 % der Flachdachfläche von Wohngebäuden und 65 % von Industriegebäuden nutzbar sind. In der Variante 2 werden 65 % einer Flachdachfläche als Potenzialfläche betrachtet, da dieser Wert mit Kaltschmitt u. Wiese (1993), Quaschnig (2000) und IEA (2002) vereinbar ist.

In der Vergangenheit wurde häufig angenommen, dass nur 33 % der Flachdachfläche der theoretisch installierbaren Kollektorfläche entspricht, um eine minimale Abschattung bei maximaler Modulfläche pro Grundfläche zu erreichen (Kaltschmitt u. Wiese 1993). Die Module werden bei dieser Annahme in Südausrichtung mit einer Neigung von 35° aufgeständert (Bergner et al. 2018). Mittlerweile setzt sich eine Ost-West-Ausrichtung der Module auf Flachdächern durch (Lödl et al. 2010). Sie werden mit einer Neigung von 10° aufgeständert, da durch eine flache Aufständigung die Verschattung gering ist und eine größere Modulanzahl auf einer Dachfläche platziert werden kann (Bergner et al. 2018).

### **Aufbereitung der ermittelten Schrägdach- und Flachdachflächen für die Aggregation der Zeitreihen**

Die Zeitreihenberechnung erfordert Angaben zu der potenziell nutzbaren Dachfläche, Neigung und Ausrichtung sowie einen X- und Y-Wert und einen Punktdatensatz als Eingabe.

Für jeden Hausumring, der als Schrägdach typisiert wurde, wird daher die Hauptausrichtung bestimmt. Hierfür erhält jeder Hausumring zunächst zwei zufällig verteilte Punkte. Dem einen Punkt wird die Hauptausrichtung des Hausumrings zugewiesen. Für den anderen Punkt des gleichen Hausumrings wird der gegenüberliegende Winkel berechnet. Anschließend werden den Punkten eine Neigung von 35° und ihre X- und Y- Werte zugewiesen, so dass standortspezifische Lastreihen berechnet werden können. Die Berechnung der Dachfläche einer Schrägdachseite erfolgt unter Berücksichtigung des ermittelten Reduktionsfaktors wie folgt:

potenziell nutzbare Schrägdachfläche =  $GF \times p \times \frac{1}{2 \cdot \cos(\alpha)}$  (Lödl et al. 2010).

GF=Grundfläche  
p=Reduktionsfaktor  
 $\alpha$ =Neigungswinkel

Der Geoverarbeitungsworkflow wird je Bundesland iterativ durchgeführt. Für die Flachdächer wird dieses Vorgehen insofern angepasst, als dass den zwei zufällig verteilten Punkten je Hausumring eine Neigung von 10° (Aufständigung der Module) zugewiesen wird. Ein Punkt je Hausumring erhielt eine Ostausrichtung und der andere Punkt eine Westausrichtung. Die potenziell nutzbare Flachdachfläche berechnet sich aus dem Reduktionsfaktor und der Fläche des Polygons, die auf beide Punkte aufgeteilt wird.

Der Gebäudezubau ist nicht in der Berechnung von potenziell nutzbaren Dachflächen integriert, da diese Ermittlung mit großen Unsicherheiten verbunden wäre.<sup>9</sup> Die Berechnung der Erträge hängt von dem Gebäudestandort, der Ausrichtung des Gebäudes und der

---

<sup>9</sup> Durchschnittlich erfolgten 145.412 Baufertigstellungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden zwischen den Jahren 2002 und 2018 (Statistisches Bundesamt 2019a). Bei den Baufertigstellungen ist eine negative Tendenz festzustellen: 2002 wurden noch 198.000 Gebäude fertiggestellt, wohingegen 2018 nur noch 132.000 Gebäude errichtet wurden (ebd.). Zwischen 2002 und 2018 wurden darüber hinaus durchschnittlich 18.502 Gebäude pro Jahr abgebaut (Statistisches Bundesamt 2019c). Unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Verlustes von Gebäuden ergibt sich ein durchschnittlicher jährlicher Gebäudezubau von 126.910 Gebäuden für die Jahre 2002 bis 2018.

Dachneigung ab, die nicht ohne größere Unsicherheiten im Rahmen des Projektes bestimmt werden könnten.

Die gesamte Gebäudehülle bietet Flächenpotenziale für PV-Anlagen. Eine Literaturrecherche zeigt, dass 20 % der Fassaden für PV-Anlagen nutzbar wären und von diesen 20 % rund 10 % einen guten Ertrag liefern würden (IEA 2002). Quaschnig (2000) schätzt, dass 25 % der Fassaden aufgrund von Anbauten oder ähnlichen baulichen Restriktionen nicht zur Verfügung stehen und weitere 50 % aufgrund von Fenster und Türen nicht genutzt werden können. Von den verbleibenden 25 % Fassadenfläche kann ein Drittel wegen starker Abschattung nicht für PV-Module genutzt werden und weitere 5 % scheiden wegen des Denkmalschutzes aus. Insgesamt können rund 3 % der Fassadenfläche für PV genutzt werden. Das entspricht in Deutschland einer Fläche von 200 km<sup>2</sup> (Quaschnig 2000). Eine Studie vom Umweltbundesamt hat hingegen 150 km<sup>2</sup> der Fassaden als nutzbar für PV-Module ausgewiesen (Klaus et al. 2010). Auf dieser Grundlage berechneten Walter et al. (2018b) im Ausgangsszenario für PV an Fassaden einen pauschalen Ertrag von 27 TWh/a für einen Modulwirkungsgrad von 20 % und 44 TWh/a für einen Modulwirkungsgrad von 30 %.

Eine standortspezifische Berechnung der Fassadenpotenziale ist im Rahmen des Projektes nicht möglich, da keine geeigneten räumlichen Daten zu Flächen und Bausubstanz der einzelnen Fassaden deutschlandweit zur Verfügung stehen. Die flächenscharfe Berechnung von Verschattungen müsste bei der Berechnung von potenziell nutzbaren Fassaden ebenso berücksichtigt werden. Auf eine überschlägige Integration von Erträgen wie in EE100 wird verzichtet, da Unsicherheiten in EE100-konkret verringert werden sollen und die Flächen nicht in die Arbeitsschritte der standortspezifischen Stromertragsberechnung integriert werden können.

### **3.1.2.3 Variante 3**

Die Eingangsflächen für die Stromertragsberechnung von Dach-PV sind identisch mit den ermittelten Flächenpotenzialen der Variante 2 (s. Kap. 3.1.2.2).

## **3.2 Zeitreihenbestimmung**

Philip Gauglitz und Carsten Pape

### **3.2.1 Rahmen und Methodik der Zeitreihenbestimmung**

Im Rahmen des Projektes werden Zeitreihen der erneuerbaren Energien und der Lasten bestimmt, um das Gesamtsystem einschließlich Speicher und Stromnetze zu simulieren. Die Zeitreihen sind hierfür sowohl räumlich als auch zeitlich aufgelöst, was eine Voraussetzung für die Netzberechnung und Gesamtsimulation ist. Im Rahmen von Projekttreffen werden im Projektkonsortium Übergabeformate und Auflösungen spezifiziert. Unter anderem wird folgender Rahmen abgestimmt:

- Zeitreihen werden einheitlich im räumlichen Format des genutzten Wettermodells (Cosmo-DE) abgespeichert und innerhalb des Projektteams für die Netzsimulation übergeben. Die Lastzeitreihen wurden in einer variierenden Auflösung, die auf dem Cosmo-EU-Wettermodell basiert, bestimmt und übergeben. Durch vergebene Koordinaten wurde eine direkte Zuordnung ermöglicht.
- Die Zeitreihen werden vom Fraunhofer IEE für den projektinternen Gebrauch wie folgt zusammengefasst:
  - Erneuerbare Energien aggregiert

- Lastzeitreihen aufgeteilt in die verschiedenen Sektoren
- Diese Zeitreihen haben eine zeitliche Auflösung von 1h, einen zeitlichen Umfang von einem Jahr, und eine räumliche Auflösung des Cosmo-DE-Modells (knapp 3x3 km) bzw. des Cosmo-EU-Modells (rund 7x7 km)
- Es wird das (relativ durchschnittliche) historische Wetterjahr 2012 für die Zeitreihenerstellung genutzt.

Im Folgenden werden die Arbeiten bezogen auf die einzelnen Energieträger beschrieben.

### 3.2.2 Wind Onshore

Die Zeitreihen für Windenergie werden in drei verschiedenen Varianten bestimmt (s. Kap. 2.2). Alle Varianten haben das Wetterjahr 2012 und das Szenariojahr 2050 gemeinsam. Die Varianten unterscheiden sich in Bezug auf die Potenzialflächen und die angenommene Anlagentechnik (s. Kap. 3.1.1.1).

Die angepasste Anlagentechnik sieht insbesondere eine deutlich reduzierte Leistungsdichte der Windenergieanlagen (im Vergleich zum Ausgangsszenario) und eine Differenzierung in drei verschiedene Anlagentypen vor. Die Anlagentypen der Variante 3 sind in der Tab. 3 beschrieben. Der maximale Schalleistungspegel der Anlagentypen wurde näherungsweise mit folgender Formel bestimmt:

$$\text{max. Schalleistungspegel} = (10 \times \log(v_{tip}^5) + 10 \times \log D - 4) - 3,69 \text{ dbA}$$

Als  $v_{tip}$  wird 80 m/s angenommen,  $D$  beschreibt den Rotordurchmesser und es wird ein Korrekturfaktor von 3,69 dbA in die Berechnung vom maximalen Schalleistungspegel integriert.

Der einheitliche Rotordurchmesser von 172 m ermöglicht ein schnelleres und robusteres Zuteilungsverfahren. Reale Anlagen werden 2050 ggf. unterschiedliche Rotordurchmesser haben (Tendenz: je windstärker der Standort, desto kleiner der Rotordurchmesser), der Einfluss auf die Zeitreihenberechnung wird als gering angesehen.

Die Entscheidung, welche Anlage am jeweiligen Standort simuliert wird, entscheidet sich anhand der jeweiligen Windverhältnisse (der passenden Wettermodellfläche), und orientiert sich an der Definition der IEC-Klassen, die heutzutage zur standortgerechten Entwicklung von Windenergieanlagen genutzt wird. Die unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten für die verschiedenen möglichen Anlagenhöhen sind hierbei berücksichtigt.

Um eine realistischere Verteilung der Platzierung der Windenergieanlagen im Modell zu erreichen, wird von der ursprünglich geplanten Rechtecksplatzierung Abstand genommen (Walter et al. 2018b; Wiehe et al. 2020b). Es wird ein Platzierungsmodell des Fraunhofer IEE genutzt, das sich unter anderem durch folgende Modelleigenschaften auszeichnet:

- Platzierung unter windrichtungsabhängigen Mindestabständen (Abstand in Hauptwindrichtung der 5-fach so groß wie der Rotordurchmesser, Abstand in Nebenwindrichtung 3-fach so groß wie Rotordurchmesser)
  - Iterative Zuordnungslogik der Standorte
  - Nutzung der Flächen vom „Rand“ her kombiniert mit einem Algorithmus für einen minimalen Flächenverbrauch, was für eine gute Flächenausnutzung/hohe Anlagenzahl je verfügbarer Fläche führt
- Die Zubaulogik ermöglicht damit eine verhältnismäßig realistische Abbildung von Windpark-Layouts

Die Zubau-logik führt iterativ folgende Schritte aus:

1. Definition eines Suchraums (Die Durchführung der Prozedur für ganz Deutschland in einem Schritt wäre rechenintensiv und nicht zielführend)
2. Bestimmung der – zum jeweiligen Schritt in der Iteration – noch verfügbaren Fläche
3. Bestimmung aller „Randpixel“ im Suchraum (Die minimale Belegung von Flächen ergibt sich bevorzugt für Windenergieanlagenstandorte an den Rändern der verfügbaren Fläche)
4. Bestimmung der belegten Fläche für die potenzielle Belegung für alle um Suchraum betrachteten Randpixel
5. Prüfung je Randpixel, wieviel Fläche von der verfügbaren Fläche durch die Abstandsregel belegt würde. Auswahl des Pixels mit dem niedrigsten Flächenbedarf, der bei Nutzung dieses Pixels belegt wird.
6. Reduzierung der noch verfügbaren Fläche um die eingangs genannten windenergieabhängigen ellipsenförmigen Abstandsflächen (in Hauptwindrichtung Mindestabstand vom 5-fachen Rotordurchmesser, in Nebenwindrichtung vom 3-fachen Rotordurchmesser)
7. Ggf. Anpassung des Suchraums (damit genug zu vergleichende Randpixel bleiben) und wieder neuer Durchlauf mit Schritt 1

Die ermittelten mensch- und naturverträglich nutzbaren Potenzialflächen (s. Kap. 3.1) sind Grundlage für die Platzierung. Beispielhaft sei der folgende Ausschnitt gezeigt, die farbigen Ellipsen zeigen die Mindestabstände der einzelnen Anlagen im Zentrum der Ellipsen (Abb. 8).

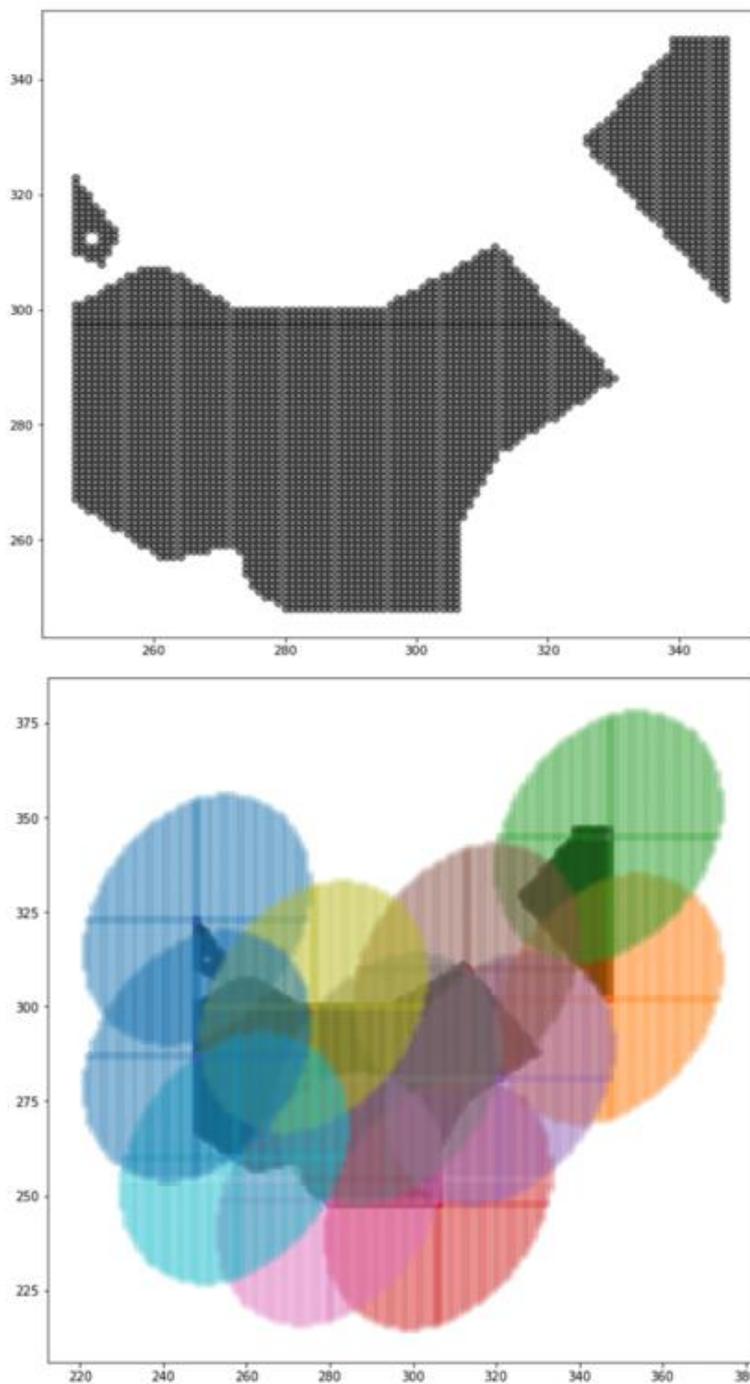


Abb. 8: Beispiel einer Potenzialfläche (oben) und WEA-Standorte mit Mindestabständen (farbige Ellipsen, unten).

Es werden alle verfügbaren Potenzialflächen genutzt. Diese unterscheiden sich, wie oben beschrieben, in den drei Szenariovarianten.

Nach der Platzierung der genauen Standorte der Anlagen erfolgt die Ertragsberechnung. Die Ertragsberechnung bestimmt für jeden Wetterpixel und jeden Zeitschritt die Windenergie-Leistung. Dabei werden folgende Eingangsdaten und Aspekte berücksichtigt:

- Pixel-, Zeitschritt- und höhenspezifische Windgeschwindigkeit
- Korrektur der Windgeschwindigkeit für die Ertragsberechnung (Erfahrungen in der Modellierung haben gezeigt, dass die in den Wettermodellen abgebildete Windgeschwindigkeit in Ertragsberechnungen zu zu hohen Windenergieerträgen führen würde. Dies liegt in der ursprünglichen Anwendung der Wettermodelle, wie beispielsweise der Berechnungen zu Unwettern, begründet.)
- Anlagenspezifische Leistungskennlinie je nach Variante und Standort
- Anlagenspezifische Nabenhöhe
- Aufgrund der dichten Bebauung erhöhte Abschattungsverluste, diese sind abhängig von der Windgeschwindigkeit (und indirekt von der Leistungskennlinie). Die erhöhten Abschattungsverluste werden in allen Varianten gleich bestimmt. Nicht auszuschließen ist damit eine minimale Unterschätzung der Erträge in Variante 3. (Niedrigere Leistungsdichten bedeuten eine bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten erreichten Nennleistungen. Bei Erreichen der Nennleistung spielt eine Reduzierung der Windgeschwindigkeit durch Abschattung für die erzeugte Leistung keine Rolle mehr. Damit könnten in Variante 3 minimal kleinere Abschattungsverluste als in Variante 1 und 2 entstehen, da der Wechsel in den Nennleistungsbereich bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten passiert.) Der Einfluss ist allerdings aufgrund der gleichen Flächenausnutzung, die den größten Einfluss auf die Abschattung hat, als gering anzusehen.

### 3.2.3 Wind Offshore

Die Simulation bzw. Flächenanalyse der Offshore-Windenergie ist nicht Fokus von EE100-konkret. Nichtsdestotrotz erfordert eine ganzheitliche Modellierung des Gesamtenergiesystems – insbesondere aufgrund des Einflusses auf die Netzknoten an der Nordsee – die Zeitreihenerstellung für die Offshore-Windenergie.

Es wurde eine Wettermodellflächen-genaue Einspeisesimulation vorgenommen. Grundlage für die Ertragsberechnung sind gesammelte Flächen aus realisierten Projekten, Planungen, Projektierungen sowie Netzentwicklungsplänen. Bei bekannter Anlagenkonfiguration bestehender oder geplanter Windparks wurden diese Konfigurationen übernommen, für darüber hinausgehende Flächen wurden die folgenden einheitlichen Anlagenkonfigurationen bestimmt. (Offshore ist eine deutlich größere Leistungssteigerung der Einzelanlagen im Vergleich zu Onshore zu erwarten): Anlagenleistungen von 15,3 MW; Rotordurchmesser von 245 Metern und Nabenhöhe von 160 Metern (und damit einer spezifischen Flächenleistung von 325 W/m<sup>2</sup>). Das BSH wiederum geht beispielsweise in der Fortschreibung des FEP 2020 von einer Leistung i. H. v. 400 W/m<sup>2</sup> einer Referenzanlage mit einem Rotordurchmesser von 220 m aus (BSH 2020). Es sei darauf hingewiesen, dass die genaue Anlagenleistung und Höhe aufgrund der laminarer Strömung und der damit schon früher erreichten höheren Windgeschwindigkeiten eine weniger ausgeprägte Rolle spielt als Onshore. Eine mögliche Abweichung der Anlagenleistung (bei gleicher Leistungsdichte) oder eine veränderte Nabenhöhe sorgt damit für deutlich kleinere Änderungen als Onshore.

Modellrechnungen am IEE ergeben einen möglichen Zubau von knapp 50 GW auf den eingangs benannten Flächen. Im Rahmen des Projektes wird, ohne die Naturverträglichkeit geprüft zu haben, von einem Ausbau der Offshore-Windenergie mit 35 GW ausgegangen, um sowohl einen weiteren Ausbau als auch mögliche erweiterte Flächenrestriktionen zu berücksichtigen. Dies ist somit eine Projektannahme und keine feste Zielgröße eines naturverträglichen Offshore-Ausbaus. Die im IEE-Modell vorliegenden Zeitreihen können dabei ohne größere Abweichungen skaliert werden, ohne neue Flächenberechnungen vorzu-

nehmen, da im Offshore-Bereich gleichförmigere Strömungen vorliegen. Der genaue Standort des Windparks ist zudem für die Netzberechnung (im Gegensatz zu Onshore Windparks) nicht relevant, da die Netzberechnung ab Netzanschluss am Festland modelliert wird.

Aufgrund der großen, durchgehenden Flächen muss für Offshore-Windparks keine detaillierte Anlagenplatzierung vorgenommen werden, um eine realistische Flächennutzung in Offshore-Parks zu modellieren. Anstatt einer anlagenspezifischen Platzierung wird deswegen für die Offshore-Ertragsberechnung (im Gegensatz zur Onshore-Ertragsberechnung) von einer Grundflächen-bezogenen spezifischen installierten Leistung ausgegangen.

### 3.2.4 Dach-PV

Ebenso wie für die Windenergie werden für Photovoltaikstrom stunden- und Wettermodellflächen-genaue Zeitreihen erstellt. Dabei wird eine anlagengenaue Verteilung von Photovoltaikanlagen vom IUP genutzt. Die dort erfolgte Differenzierung der Anlagen in Ausrichtung- und Neigung wird bei der Zeitreihenerstellung berücksichtigt (s. Kap. 3.1.2).

Übergabeformate für die Zeitreihenerstellung wurden sowohl auf der Input- als auch auf der Output-Seite spezifiziert:

- Input: Shape-Dateien der Einzelanlagen, Dateien für Bundesländer
- Output: Aggregation der Zeitreihen mit den anderen erneuerbaren Energien, wie Eingangs von Kapitel 3.2.1 erläutert.

Modelltechnisch wurde der Input im Modell des Fraunhofer IEE so angepasst, dass die Einzelanlagen eingelesen werden können.

Folgende Varianten werden für die PV-Einspeisezeitreihen bestimmt:

- Variante 1 mit hohen Modulgraden von 30 % zur Vergleichbarkeit mit dem Vorgängermodell und bestehenden Flächenberechnungen aus dem Vorgängermodell.
- Variante 2 mit angepassten Flächenberechnungen.
- Variante 3 mit angepassten Flächenberechnungen aus der Variante 2 und angepassten Modulwirkungsgraden von im Mittel 24 %. Dieser Wirkungsgrad entspricht einer Durchmischung anteilig von Tandemzellen und (deutlich fortschrittlichen) Siliziumzellen.

Für die PV-Zeitreihenerstellung erfolgen am Fraunhofer IEE die folgenden Arbeitsschritte, jeweils für die unterschiedlichen Varianten:

- Einleseprozess in die PostGIS-Datenbank
- Mehrere Umsortierungsschritte und Formatänderungen der Tabellenstruktur
- Geobezogene Zuordnung der Wettermodell-Pixel
- Umrechnung der verfügbaren Modulfläche in Anlagenleistung
- Gruppierung der Anlagen in Gruppen mit jeweils gleicher/gleichem
  - Wetterpixel
  - Neigung
  - Ausrichtung
  - (Wirkungsgrad, wobei dieser in den Varianten jeweils einheitlich ist)

- Export aus der Datenbank und Einleseprozess in das Python-basierte Zeitreihenmodell
- Berechnung der Zeitreihen unter Berücksichtigung von:
  - Zeitlich und räumlich spezifischer Einstrahlung
  - Temperaturabhängigen Verlusten
  - Inverterverlusten
- Export als Zeitreihe pro Zeitschritt (stündliche Auflösung) und Wetterpixel und Zusammenführung mit anderen Erzeugungszeitreihen

### 3.2.5 Sonstige Energieträger

Auf die „sonstigen Energieträger“ wird im Folgenden eingegangen und erläutert, ob eine Zeitreihenerstellung stattfindet:

- Laufwasserkraftwerke (einschließlich theoretisch rückstaubarer Wasserkraft aber ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke)
- Biomasse
- Geothermie
- Gezeitenenergie und Wellenenergie

Im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken werden Pumpspeicherkraftwerke als Speicher gesehen und nicht in der Erzeugungszeitreihe abgebildet. Auch für die oben genannten Energieträger ist nur teilweise eine Zeitreihenerstellung möglich:

- Laufwasser:
  - Für Laufwasserkraftwerke soll eine Regionalisierung in Anlehnung bestehender Wasserkraftwerke erfolgen. Die räumliche Verteilung der Einzelanlagen und deren relatives Verhältnis der Nennleistung werden als feststehend angenommen. Eine Anpassung an die Modellannahmen von EE100 erfolgt über die dort getroffenen Annahmen von einer erzeugten Energiemenge von 24 TWh/a (Walter et al. 2018b), die als Steigerung der entsprechenden Leistung oder Auslastung der bestehenden Anlagen interpretiert werden kann.
  - Ein Abgleich der getroffenen Annahmen (Leistungen/Volllaststunden im Vorläufermodell auf der einen Seite, Leistungen nach dem Datensatz für die aktuellen Wasserkraftwerke) zur Plausibilisierung wird erfolgen
  - Die Laufwasserkraft wird als kontinuierlich einspeisend angenommen, die angenommenen Volllaststunden werden also gleichmäßig über das Jahr verteilt
  - Ergebnis der Laufwasserzeitreihen wären somit zeitlich gleichmäßige, räumlich aber differenzierte und auf die einheitliche räumliche Bezugsgröße der Wettermodellfläche projizierte Zeitreihen
  - Genau wie die Zeitreihen von Windenergie (Onshore wie Offshore) und den PV-Zeitreihen werden die Zeitreihen der Laufwasserkraftwerke zu einer einheitlichen Erzeugungs-Zeitreihe (wie eingangs von Kapitel 3.2.1 erläutert) zusammengefasst
  - Die Erzeugung durch Laufwasserkraftwerke unterscheidet sich nicht in den drei Varianten.

- Biomasse:
  - In EE100-konkret wird ein Bedarf von 315 TWh/a für nicht-elektrifizierbare Prozesse angenommen und 60 TWh/a werden davon durch biogene Reststoffe bereitgestellt (Walter et al. 2018b). Eine Zeitreihenberechnung für die elektrische Erzeugung wird nicht durchgeführt.
- Geothermie:
  - Aufgrund fehlender Möglichkeiten der regionalen Aufteilung im Rahmen des Projektes entfällt eine räumliche aufgelöste Zeitreihenerstellung.
  - Als Vergleich sind hier die Zahlen aus EE100 genannt, in dem ca. 50 TWh/a bei einer installierten Netto-Leistung von 6,4 GW<sub>el</sub> angenommen wurden (Walter et al. 2018b). Diese sind im Vergleich zu den erzeugten Energiemengen im Bereich PV und Wind als gering anzusehen und nicht ausschlaggebend für das Gesamtenergiesystem.
- Gezeitenenergie und Wellenenergie:
  - Die Nutzung von Gezeitenenergie und Wellenenergie im großindustriellem Maßstab erscheint in Deutschland aufgrund eines verhältnismäßig geringen Tidenhubs zwischen Ebbe und Flut, und einer verhältnismäßig kurzen Küstenlinie, die gleichzeitig ein hohen naturschutzfachliches Schutzgut (Stichwort Wattenmeer) darstellt unwahrscheinlich und wird im Projekt nicht angenommen.

### 3.2.6 Last

Die Annahmen zur Entwicklung der Energie- und insbesondere der Stromverbräuche basieren auf den Annahmen EE100 (Walter et al. 2018b). Es wird von einem jährlichen Bedarf an elektrischer Energie in Höhe von 817,6 TWh (netto)<sup>10</sup> ausgegangen. Trotz der Annahme umfassender Effizienzsteigerungen übersteigt dieser Wert deutlich den aktuellen Nettostromverbrauch (2018: 526,9 TWh; BDEW 2019), da in den Bereichen Wärme und Verkehr neue Stromanwendungen in Form von elektrischen Wärmepumpen und Elektromobilität hinzu kommen. Für die Netzberechnungen im Rahmen von EE100-konkret sind räumlich aufgelöste Zeitreihen der Stromnachfrage für die einzelnen betrachteten Kategorien erforderlich. Hierfür wird eine auf den Veröffentlichungen der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) basierende und um den Rückbau von Nachtspeicheröfen korrigierte Zeitreihe der Nettostromnachfrage zeitvariabel in die einzelnen Kategorien zerlegt und mithilfe eines am Fraunhofer IEE erstellten Modells räumlich verortet. Analog zu den Zeitreihen der wetterabhängigen Stromerzeugung durch erneuerbare Energien wird das historische Jahr 2012 zugrunde gelegt. Dies ist sowohl in Bezug auf die temperaturabhängigen Verbräuche als auch bezüglich der Lage von Wochenenden und Feiertagen relevant.

---

<sup>10</sup> siehe Kap. 3.3, dadurch dass die KWK nur dort verwendet wird.

Die Stromlastreihen werden in die folgenden Kategorien aufgeteilt (Walter et al. 2018b):

- Kraft/Licht/IKT/Kälte (309 TWh)
- Verkehr/Mobilität (222,7 TWh)
- Raumwärme (66 TWh)
- Prozesswärme (219 TWh)

Das Modell bildet einerseits anhand geostatistischer Informationen eine räumliche Verteilung der verschiedenen Lastkategorien ab, andererseits wird die Gesamt-Lastzeitreihe in Lastzeitreihen für die einzelnen Kategorien zerlegt (Abb. 9).

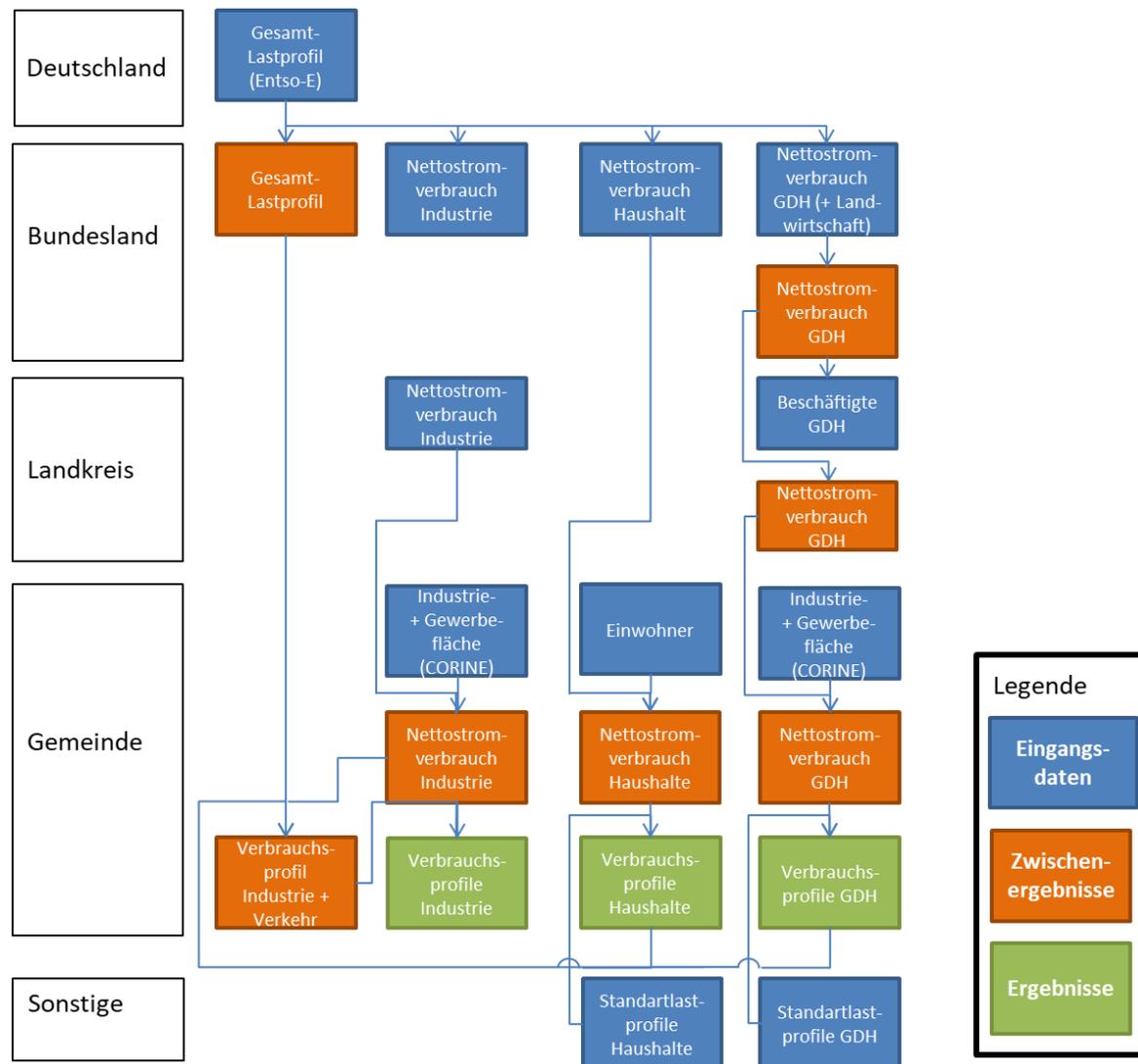


Abb. 9: Eingangsdaten und Modellstruktur für die Erstellung von Lastprofilen auf Gemeindeebene.

Neben der Regionalisierung und Zerlegung der bestehenden Stromnachfrage bilden Modelle für E-Kfz und elektrische Wärmepumpen deren Verortung und Zeitreihen ab. Die so erstellten Lastzeitreihen ermöglichen eine differenzierte Betrachtung von verschiebbaren Lasten im Zuge der Speichersimulation, bei der die genannten Kategorien unterschiedliche Lastverschiebepotenziale aufweisen. Abweichend zu den Erzeugungszeitreihen werden die Lastzeitreihen pro COSMO-EU-Rasterfläche erstellt und innerhalb des Projektteams ausgetauscht. Die etwas geringere Auflösung des COSMO-EU-Modells (6,8 km Maschenweite)

gegenüber COSMO-DE (2,8 km Maschenweite) wirkt sich in der Gesamtbetrachtung nur geringfügig aus, da schließlich die Lastzeitreihen je Rasterfläche zu Lastzeitreihen je HöS(Höchstspannungsebene)-Netzknoten aggregiert werden.

### 3.3 Energiespeicherbedarf und Sektorkopplung

Clemens Lohr, Astrid Bensmann und Richard Hanke-Rauschenbach

Damit der zukünftige Energiebedarf in Deutschland vollständig aus dem Dargebot der im Inland vorhandenen erneuerbaren Energien gedeckt werden kann, muss zunächst sichergestellt werden, dass das verfügbare Flächenpotenzial ausreichend Energie bereitstellen kann. Darüber hinaus gilt jedoch insbesondere für ein Stromsystem auf Basis von erneuerbaren Energien, dass Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie nicht nur integral über ein Jahr, sondern auch zeitgerecht ausgeglichen werden müssen. Das IfES-EES bestimmt vor diesem Hintergrund ein geeignetes Portfolio von Speicher- und alternativen Flexibilisierungstechnologien, das einen stündlichen Ausgleich ermöglicht. Dieses umfasst sowohl Strom- als auch Wärme- und Gasspeicher sowie sektorkoppelnde Technologien wie Wärmepumpen, Power-to-Gas-Aggregate und Gas-Rückverstromungsanlagen. Eingangsgrößen für diese Analysen sind die Dargebots- und Lastzeitreihen, die vom IEE bereitgestellt werden, sowie technische und naturverträgliche Potenzialbeschränkungen. Das Ergebnis umfasst abschließend die vorliegenden Nennleistungen und Kapazitäten der Komponenten im Gesamtsystem, sowie deren stündlich aufgeschlüsselten Betrieb. Um neben der zeitgerechten Deckung des Energiebedarfs auch die örtliche Dimension zu berücksichtigen, finden die Ergebnisse Eingang in die Netzberechnungen von IfES-EEV, in denen etwaige Transportengpässe innerhalb eines Szenarios ermittelt werden.

Zur Bestimmung des Energiespeicherbedarfs werden die Dargebots- und Lastzeitreihen, die durch das IEE bereitgestellt werden, räumlich aggregiert und jahreszeitlich übergreifend analysiert. Die Analyse wird infolge zweigeteilt: Zunächst werden theoretische Betrachtungen der eingehenden Zeitreihen vorgenommen und dabei die entscheidenden Parameter für den zeitlichen Ausgleichsbedarf einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Dafür wird aus der Differenz der stündlichen Werte zur Erzeugung und Verbrauch ein Residuallastgang gebildet, aus dem der grundsätzliche Ausgleichsbedarf ermittelt werden kann. Im zweiten Teil der Analyse wird mithilfe eines mathematischen linearen Optimierungsmodells ein geeignetes Portfolio für den stündlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage ermittelt. In diesem Schritt werden der Einsatz und die jeweiligen Nennleistungen und Kapazitäten der im Gesamtsystem benötigten verschiedenen Speichertechnologien und Sektoren koppelnden Technologien (Wandler) optimiert. Durch die Berücksichtigung von Speicher- und Wandlungsverlusten, die einen energetischen Mehrbedarf bedingen, kann ebenfalls überprüft werden, ob unter den getroffenen Annahmen das Dargebot an erneuerbaren Energien ausreicht, um die Bedarfe zeitgerecht zu decken. Auf die Formulierung des mathematischen Modells wird im Folgenden genauer eingegangen.

Die Zielfunktion (1) des Optimierungsmodells minimiert die Systemkosten, die sich aus der Summe der CAPEX der optimierten Komponenten  $k$  ergeben. Diese berechnen sich aus dem Ausbaugrad und den spezifischen jährlichen CAPEX  $c_k^{fix}$ .

$$\min Z = \sum_{w \in W} P_w^{max} \cdot c_w^{fix} + \sum_{s \in S} C_s^{E,max} \cdot c_s^{fix} \quad (1)$$

Zu den optimierten Komponenten  $k$  zählen Wandler  $w$  und Speicher  $s$ . Für die Wandler ist der Ausbaugrad über die installierte Leistung  $P_w^{max}$  definiert, für die Speicher wird die ma-

ximale Speicherkapazität  $C_s^{E,max}$  verwendet. Eine Ausnahme bilden Pumpspeicherkraftwerke, die nicht optimiert werden, da für diese der heutige Ausbau angenommen wird. Der Ausbau von erneuerbaren Energien wird entsprechend der Szenariovarianten vorgegeben.

Die Nebenbedingungen (2) bis (10) komplettieren das Optimierungsmodell. Der Treiber für den Ausbau der beschriebenen Komponenten ist der Bedarf  $D_{e,t}$ , der entsprechend für die Endenergieträger  $e$  aus Strom, Wärme und Gas zu jedem Zeitpunkt  $t$  gedeckt werden muss (2). Die dafür benötigte Leistung kann entweder durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien  $P_{e,t}^{EE,out}$  (nur für den Energieträger Strom), durch Speicher  $P_{s,e,t}^{Speicher,out}$  oder durch die Leistung von Wandlern  $P_{w,e,t}^{Wandler}$  bereitgestellt werden. Dabei kann die Variable für die Leistung von Wandlern sowohl positive als auch negative Werte annehmen, so dass zusammen mit der ebenfalls zu berücksichtigenden Einspeicherleistung  $P_{s,e,t}^{Speicher,in}$  die gesamte Energiebilanz vollständig aufgeht.

$$P_{e,t}^{EE,out} + \sum_{s \in S} (P_{s,e,t}^{Speicher,out} - P_{s,e,t}^{Speicher,in}) + \sum_{w \in W} P_{w,e,t}^{Wandler} = D_{e,t} \quad \forall e, t \quad (2)$$

Die Leistung sämtlicher Komponenten ist durch die jeweilige installierte Leistung beschränkt. Dies wird durch die Nebenbedingungen (3) bis (6) beschrieben. Für erneuerbare Energien gilt dabei als Spezialfall die Abhängigkeit zum sich verändernden Dargebot  $P_t^{EE,max}$ , das durch die eingehenden Zeitreihen der vorliegenden Varianten bereitgestellt wird. Zur Untersuchung verschiedener Nutzungsanteile des Ausbaupotenzials wird darüber hinaus ein Faktor  $\alpha$  eingeführt.

$$0 \leq P_{e,t}^{EE,out} \leq P_t^{EE,max} \cdot \alpha \quad \forall t \quad (3)$$

$$0 \leq P_{s,e,t}^{Speicher,out} \leq P_s^{max} \quad \forall s, t \quad (4)$$

$$0 \leq P_{s,e,t}^{Speicher,in} \leq P_s^{max} \quad \forall s, t \quad (5)$$

$$0 \leq P_{w,e,t}^{Wandler} \leq P_w^{max} \quad \forall w, t \quad (6)$$

Jeder Komponente ist ein primärer Energieträger  $e$  für den Output zugewiesen. Entsprechend beziehen sich die beschriebenen Beschränkungen der Komponenten jeweils lediglich auf diesen. Für Speicher gelten darüber hinaus die folgenden Bedingungen:

$$0 \leq C_{s,t}^E \leq C_s^{E,max} \quad \forall s, t \quad (7)$$

$$C_{s,t}^E = C_{s,t-1}^E \cdot (1 - \eta_s^{se}) + \Delta t \cdot \left( P_{s,e,t}^{Speicher,in} \cdot \eta_s - P_{s,e,t}^{Speicher,out} \cdot \frac{1}{\eta_s} \right) \quad \forall s, t \quad (8)$$

$$C_{s,t}^E \cdot \pi_s = P_s^{max} \quad \forall s \quad (9)$$

Nebenbedingung (7) stellt sicher, dass der stündlich aufgelöste Speicherinhalt  $C_{s,t}^E$  die maximale Speicherkapazität nicht übersteigt. Der Speicherinhalt (8) berechnet sich aus dem Speicherinhalt der Vorperiode verringert um Verluste aufgrund von Selbstentladung  $\eta_s^{se}$ ,

sowie den Lade- und Entladegrößen unter Berücksichtigung vom einheitlichen Wirkungsgrad  $\eta_s$ . Weiterhin gilt eine zyklische Randbedingung, so dass Anfangs- und Endladegrad übereinstimmen. Mithilfe von Nebenbedingung (9) wird die maximale Leistung aus der Speicherkapazität mithilfe der technologiespezifischen Leistung  $\pi_s$  bestimmt. Für Wandler errechnet sich in Nebenbedingung (10) die momentane Leistung aus der Hilfsgröße  $p_{w,t}^{Wandler,in}$ , die sich auf den Input bezieht, und dem Wirkungsgrad  $\eta_{w,e}$ . Der Wirkungsgrad entspricht für den Input-Energieträger dementsprechend -1.

$$p_{w,e,t}^{Wandler} = p_{w,t}^{Wandler,in} \cdot \eta_{w,e} \quad \forall w, e, t \quad (10)$$

Das beschriebene Modell ist in Python programmiert und wird mit dem Solver Gurobi gelöst.

### 3.4 Ausbau der Netzinfrastruktur

Leonard Kluß und Lutz Hofmann

#### 3.4.1 Aufbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes

Die Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie wird durch verschiedene Spannungsebenen ermöglicht. Diese sind die Höchstspannungsebene (HöS-Ebene), die Hochspannungsebene (HS-Ebene), die Mittelspannungsebene (MS), und die Niederspannungsebene (NS-Ebene). Das HöS-Netz wird als Übertragungsnetz bezeichnet. Die dem Übertragungsnetz unterlagerten Verteilnetzen setzen sich aus den HS-, MS- und NS-Netzen zusammen.

Das Übertragungsnetz überspannt Deutschland, verfügt im Rahmen des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) über Verbindungen zu allen europäischen Nachbarstaaten Kontinental-Europas, transportiert Energie über große Distanzen und verbindet Erzeugung und Verbraucherzentren miteinander. Typische Werte für die Nennspannung der Höchstspannungsnetze in Deutschland sind 220 kV und 380 kV (Abb. 10). In diesen Spannungsebenen erfolgt der Anschluss großer, bisher üblicherweise thermischer, Kraftwerke zur Bereitstellung von Energie und Systemdienstleistungen. Diese Systemdienstleistungen beinhalten Wirk- und Blindleistungsbereitstellung zur Frequenz- und Spannungshaltung. Die Übertragungsnetzebene besitzt eine vermaschte Topologie, welche durch redundante Verbindungen einen sicheren Netzbetrieb gewährleistet. Werden beispielsweise maximal thermisch zulässige Ströme eines Betriebsmittels überschritten oder fällt ein Betriebsmittel aus, führt dies nicht zum Versagen der Versorgungsstruktur. Zur Vorbeugung oder Behebung von Leitungsüberlastungen im elektrischen Energieversorgungsnetz werden Eingriffe von Übertragungsnetzbetreibern in den ursprünglichen Kraftwerksfahrplan (Dispatch) vorgenommen (Bundesnetzagentur 2016). Da aus dem Handelsergebnis des Strommarktes üblicherweise eine engpassbehaftete Auslastung resultiert, sind diese Eingriffe (Redispatch) an der Tagesordnung (Bundesnetzagentur 2019d).

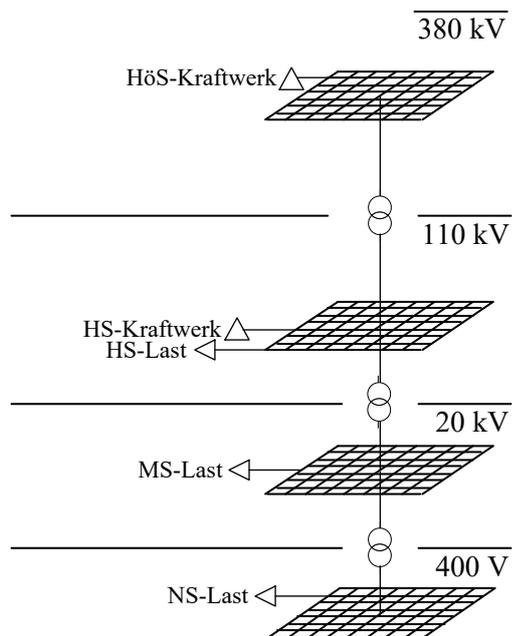


Abb. 10: Überblick über das elektrische Energieversorgungsnetz.

Das regionale Hochspannungsnetz, typischerweise in Deutschland als 110-kV-Netz ausgeführt, dient der Anbindung großer Lasten (Großindustrie, z. B. Stahlwerke, Walzwerke) und verschiedener Erzeuger (z. B. konventionellen Kraftwerken oder großen Windparks). Unterlagert sind das Mittel- und Niederspannungsnetz angeordnet. Für die Versorgung größerer Lasten, einzelner Windenergieanlagen, größerer PV-Anlagen und der unterlagerten Niederspannungsebene existieren Mittelspannungsnetze mit Spannungen von 10 kV, 20 kV und 30 kV. Die Nennspannung in städtischen Gebieten beträgt meist 10 kV, in ländlichen Gebieten beträgt sie 20 kV. Das über Ortsnetzstationen angeschlossene Niederspannungsnetz stellt die Versorgung von Haushalten, Gewerbe und kleiner Industrie mit einer Nennspannung von 400 V sicher.

### 3.4.2 Netzplanung

Das zukünftige Energieversorgungssystem muss u. a. weiterhin die Aufgabe erfüllen, eine sichere und möglichst effiziente Energieversorgung zu gewährleisten (EnWG). Schnell anwachsende Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien in Verbindung mit großen Distanzen zwischen der Erzeugung im Norden und einem Verbrauch im Süden, stellen eine Herausforderung für die Netzinfrastruktur dar. Für die massive Elektrifizierung des Gesamtverbrauchs, z. B. auch durch die ansteigende Elektromobilität, und die ausschließliche Erzeugung durch erneuerbare Energien ist das elektrische Energieversorgungssystem nicht ausgelegt. Zur Vermeidung von Netzengpässen wird in der Netzplanung das Stromnetz, unter Berücksichtigung von Einspeise- und Verbrauchszeitreihen simuliert und ausreichend dimensioniert.

Die Netzplanung folgt dem sogenannten NOVA-Prinzip. Dabei wird zunächst versucht, die vorhandenen Netze (N = Netz) zu optimieren (O = Optimierung), danach werden sie mit zusätzlichen Leitungen verstärkt (V = Verstärkung), und als letzte Lösung, wird das Netz ausgebaut (A = Ausbau). Dadurch wird ein umweltfreundlicher und kostensparender Umstieg auf eine vollständig auf erneuerbaren Quellen basierte Energieversorgung ermöglicht.

Für die Ausbaumaßnahmen und deren Planung liegen unterschiedliche Vorschriften und Anforderungen zugrunde. Das gilt sowohl für die Übertragungs- als auch für die Verteilebe-

ne, die aufgrund der Komplexität des Gesamtsystems getrennt voneinander betrachtet werden müssen. Die Berechnung des Netzausbaus erfolgt durch unterschiedliche Algorithmen und Verfahren, welche im Folgenden im jeweiligen Abschnitt angeschnitten werden. Diese sind die Partikelschwarmoptimierung, welche über viele verschiedene Zustände des Netzes (jeder Netzzustand wird dann als Partikel bezeichnet) innerhalb zahlreicher Berechnungen und Abwandlungen eine Verbesserung des Netzzustandes errechnet, die Ausbauplanung, welche ebenfalls über einen iterativen Prozess Belastungen eliminiert sowie die Leistungsflussberechnung, welche auf Basis von Last- und Erzeugungszeitreihen die Belastung des Netzes ermittelt.

Es ist deutlich, dass die elektrischen Energieversorgungsnetze in allen Spannungsebenen neuen, gestiegenen Ansprüchen genügen müssen und die volatile Erzeugung durch erneuerbare Energien eine starke Belastung der Versorgungsstruktur darstellen wird. Durch den erhöhten Anschluss dieser volatilen Erzeugung in der Verteilnetzebene, d. h. in der Mittel- und Niederspannungsebene, wird diese besonders beansprucht. Unidirektionale Wirk- und Blindleistungsflüsse von der Übertragungs- hin zur Verteilnetzebene werden bidirektional. Je nach Netzsituation sind die vertikalen Wirk- und Blindleistungsflüsse nicht mehr wie in der Vergangenheit gleichgerichtet und können entsprechend des wetterabhängigen Primärenergieangebots stark schwanken. Die Betrachtung der Niederspannungsebene, mit dem Fokus der Naturverträglichkeit, ist für das Ausgangsszenario bereits durchgeführt worden (Walter et al. 2018b). Ausbaumaßnahmen für die Niederspannungsebene werden aufgezeigt und ein Bottom-Up Ansatz vorgeschlagen. Aufbauend auf den Ergebnissen aus der Niederspannung wird so in den Szenariovarianten im Folgenden eine Planung der Mittelspannungsebene durchgeführt. Eine Analyse des Übertragungsnetzes wird anhand raum-zeitlich hochaufgelöster und optimierter Zeitreihen durchgeführt (s. Kap. 3.2) Als Rahmenbedingung wird ein Energieexport ausgeschlossen.

### **3.4.3 Übertragungsnetz und europäisches Elektroenergiesystem**

Das deutsche Elektroenergiesystem, hat die Aufgaben den Strom auf der Höchstspannungsebene, zum Teil über weite Distanzen, von den Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchern zu transportieren. Darüber hinaus soll es auch das deutsche Energieversorgungssystem mit denen der europäischen Nachbarländer verbinden. Diese Verbindungen dienen zu einem europäischen Stromhandel, und damit zu einem besseren Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch, was für eine volatile Erzeugung, bzw. erneuerbare Energieversorgung bedeutend und vorteilhaft ist. Der Ausbaubedarf des Netzes ist im Wesentlichen zwei Faktoren geschuldet und wird im Netzentwicklungsplan (NEP), welcher unter anderem als Datengrundlage der Berechnungen dient, konkretisiert. Der erste Faktor stellt die Wandlung des Energieversorgungssystems („Energiewende“) dar. Dies ist unter anderem der Ausbau erneuerbarer Energien und die Verdrängung der Großkraftwerke aus den Lastschwerpunkten. Der zweite Faktor ist der steigende, grenzüberschreitende Stromhandel im Zuge der Öffnung des europäischen Strommarkts und der steigenden europäischen Zusammenarbeit (für bspw. die Bereitstellung von Regelleistung).

Als Rahmenbedingung des Projektes war anzunehmen, dass bei einem stark erhöhten Erzeugungsaufkommen im Nord-Osten Deutschlands und Verortung der größten Verbraucher im Süden der Import und Export Deutschlands unterbunden sind. Folglich wird das Netz durch die gegebenen Rahmenbedingungen zusätzlich belastet.

Für den Stromtransport bei hohen Spannungen wird vorwiegend die Drehstromtechnik (AC) verwendet, welche eine kostengünstige Versorgung zu vielen Abspannpunkten innerhalb einer Region ermöglicht. Die Verbindungen werden meist als Freileitung ausgeführt, welche

kostengünstiger als Kabelstrecken mit gleicher Übertragungskapazität sind und zudem über weitere Strecken Energie ohne die Installation zusätzlicher Kompensationsanlagen transportieren können.

Für den Transport über lange Strecken, als Punkt-zu-Punkt-Verbindung, überwiegen Vorteile der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Die heutige Gleichstromübertragung im elektrischen Energieversorgungsnetz ist über große Entfernungen verlustärmer als eine gleichwertige Übertragung mit Drehstrom. Die Möglichkeit einer aktiven Steuerung, der HGÜ-Konverterstationen bietet zudem zusätzliche Flexibilität, welche gezielt für eine Anpassung der Leistungsflüsse genutzt werden kann. Die daraus resultierende höhere Stabilität und Systemsicherheit ist mit hohen Kosten für die Konverterstationen verbunden.

Aktuelle Maßnahmen des Netzausbaus mit Drehstrom- und Gleichstromtechnik sind in Abb. 11 dargestellt.

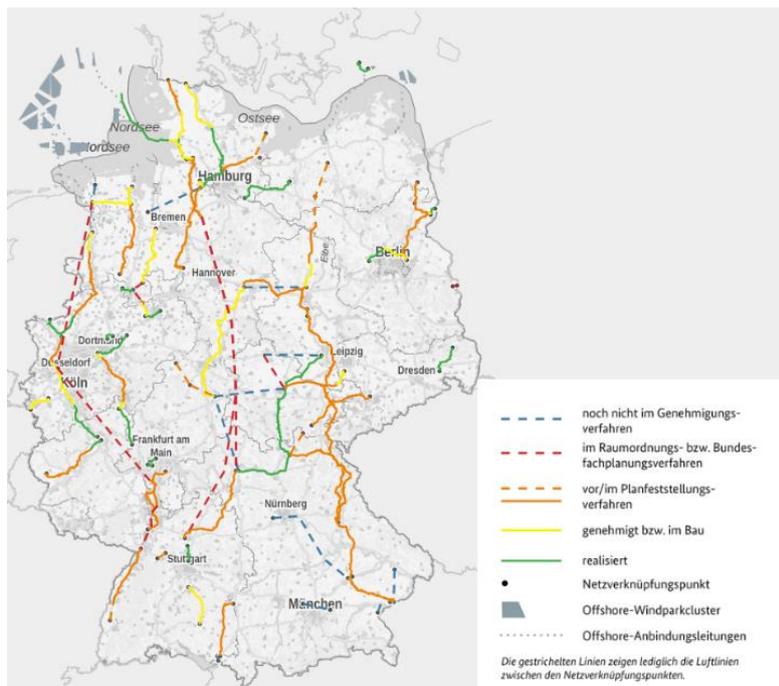


Abb. 11: Netzausbau in Deutschland (Bundesnetzagentur 2019c; © GeoBasis-DE/BKG 2020).

### 3.4.4 Datenbasis

#### 3.4.4.1 Netzdaten

Die detaillierte Nachbildung des deutschen Höchstspannungsnetzes orientiert sich an einer digitalen Erfassung der Netzkarte des ENTSO-E. Für einzelne Netzregionen sind weiter detaillierte Daten eingebunden. Die Vollständigkeit der Netzdaten wird anhand eines Vergleichs veröffentlichter Daten durch den ENTSO-E validiert (Stromkreislänge, Transformatoren, Transformatorleistung) (Rendel 2015). Auf Basis des aktuellen NEP (Bundesnetzagentur 2017) erfolgt eine Aktualisierung des deutschen Höchstspannungsnetzes.

#### 3.4.4.2 Zuordnung von Last und Erzeugung auf die Höchstspannungsknoten

Für die Zuordnung von Last- und Erzeugungsleistungen auf Höchstspannungsknoten erfolgt eine Einbeziehung von raum-zeitlich hochaufgelösten Zeitreihen, aggregiert und optimierten Zeitreihen sowie räumlichen und technischen Parametern. Als Eingangsgrößen für die Optimierung dienen raum-zeitlich hochaufgelöste Zeitreihen, welche aggregiert und

ohne Zuordnung einer geographischen Position zur Ermittlung eines optimalen Betriebs genutzt werden (s. Kap. 3.2). Zunächst erfolgt eine Umrechnung dieser optimierten Zeitreihen auf geographische Positionen. Für eine Einbindung von Großspeichern dienen das Potenzial der Integration von Wasserstoff-Systemen sowie die bestehenden Anlagen in Deutschland (Stolzenburg et al. 2014; EID 2019). Die Wärmepumpenleistung, sowie KWK-Anlagenleistung wird unter der Annahme verteilt, dass diese Leistung, bzw. die Anlagenstandorte sich entsprechend der thermischen Leistung, bzw. des Wärmebedarfs in Deutschland verteilen. Eine ähnliche Aufteilung erfolgt für Lithium-Ionenspeicher, welche anhand der elektrischen Last zuzuordnen sind. Pumpspeicherleistungen werden mittels der Speicherstandorte der Pumpspeicher zugewiesen. Eine Überlagerung der unterschiedlichen Erzeugungs- und Lastzeitreihen zu einer einzigen Lastzeitreihe und einer Erzeugungszeitreihe dient der anschließenden Umrechnung auf die Höchstspannungsnetz-knoten. Die Abb. 12 zeigt exemplarisch die Überlagerung verschiedener räumlich aufgelöster Lasten für einen Zeitpunkt.

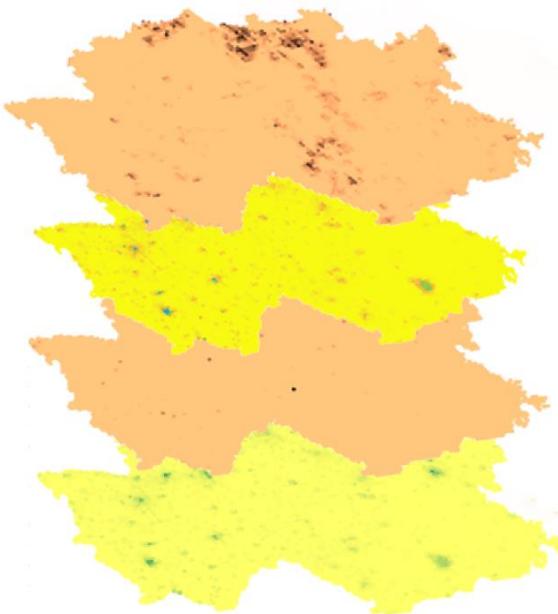


Abb. 12: Beispielhafte Überlagerung von Last und Erzeugungszeitreihen für einen exemplarischen Zeitpunkt.

Die Zuordnung der resultierenden optimierten, raum-zeitlich hochaufgelösten Zeitreihen für Last und Erzeugung erfolgt aufgrund verschiedener Abschätzungen für Deutschland (Rendel 2015). Für die Kuppeltransformatoren, welche als Verbindungen zwischen der Höchst- und Hochspannungsebene dienen, wird eine durchschnittliche Transformatorleistung von  $\bar{S}_{rT}^{\text{HöS/HS}} = 420 \text{ MVA}$  angenommen. Über eine Betrachtung der technischen Parameter von 110-kV-Freileitungen und der Gesamtlänge im deutschen 110-kV-Netz ergibt sich eine durchschnittliche Länge einer 110-kV-Leitung vom Endpunkt bis zum Kuppeltransformator ca.  $\bar{a} \approx 66 \text{ km}$  (Hasselbring 2014; Rendel 2015). Mittels dieser Information kann eine Verteilung innerhalb einer NUTS-Region (Ebene 3) auf die Höchstspannungsnetz-knoten erfolgen. Die Abb. 13 zeigt die Zuordnung exemplarisch für einen Punkt. Zur Ermittlung der Knotenlasten werden Knoten mit einem Abstand  $a_{K,k}$  kleiner  $\bar{a} \approx 66 \text{ km}$  berücksichtigt. Die Verteilung wird für Knoten, die diesem Kriterium entsprechen, anhand von zwei Faktoren vorgenommen. Der erste Faktor  $d_{K,k}$  ist über die Differenz von  $\bar{a}$  und  $a_{K,k}$  definiert

$$(d_{K,k} = \bar{a} - \bar{a}_{K,k}).$$

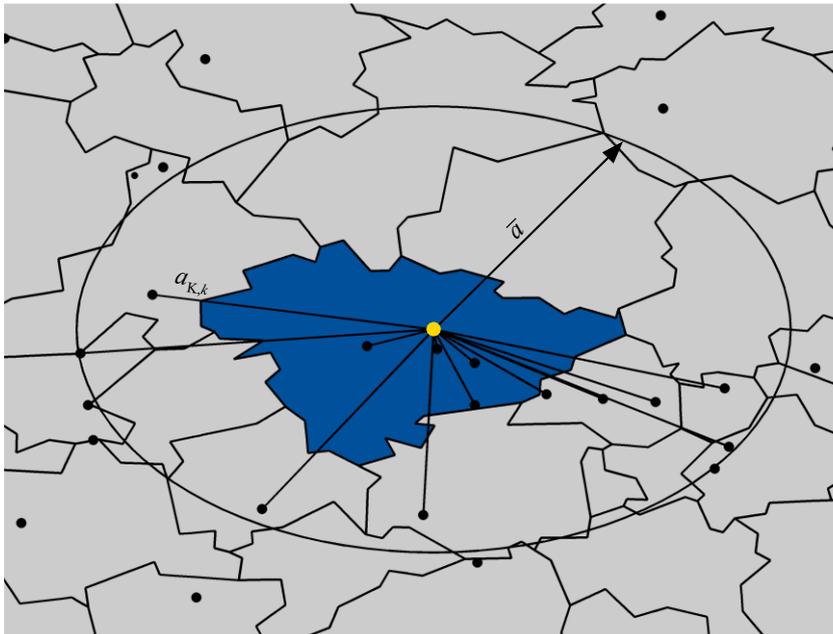


Abb. 13: Verteilung der Last und Erzeugung auf die Netzknoten<sup>11</sup> (Rendel 2015).

Als zweiter Einflussfaktor wird die an unterlagerte Netze übertragbare Leistung  $P_{K_{\max},k}$  einbezogen. Gewichtet über die Summe der Differenzen, bzw. die Summe aller zu berücksichtigender  $P_{K_{\max},k}$ , ergibt sich die Zuteilung zu den Höchstspannungsnetzknoten.

### 3.4.4.3 Netzberechnung

Für die Bewertung und Beurteilung wirtschaftlicher und technischer Einflüsse und ihrer Auswirkungen auf den europäischen Strommarkt existiert am Fachgebiet für Elektrische Energieversorgung des Instituts für Elektrische Energiesysteme (IfES) der Leibniz Universität Hannover ein integrierter Netz- und Energiemarktsimulator (INES) (Rendel et al. 2012; Bundesnetzagentur 2017; Rathke 2013). Als Berechnungsmethode der Leistungsflüsse im Netz dient das Newton-Rapson-Verfahren (Oswald 2016). Die daraus zu gewinnenden Erkenntnisse dienen unter anderem der Prognose der Auslastung des Übertragungsnetzes, um einen geeigneten Ausbau des Netzes gestalten zu können.

Als Eingangsgröße für die Leistungsflussberechnungen dienen, neben den Netzdaten, die berechneten Knotenleistungen. Die Abb. 14 illustriert die Berechnung.

<sup>11</sup> Die Zuweisung auf die Knoten wurde aufgrund der genaueren Last- und Erzeugungsdatenbasis angepasst und entspricht nicht im Ganzen den Schilderungen nach Rendel (2015) sondern dem beschriebenen Vorgehen.

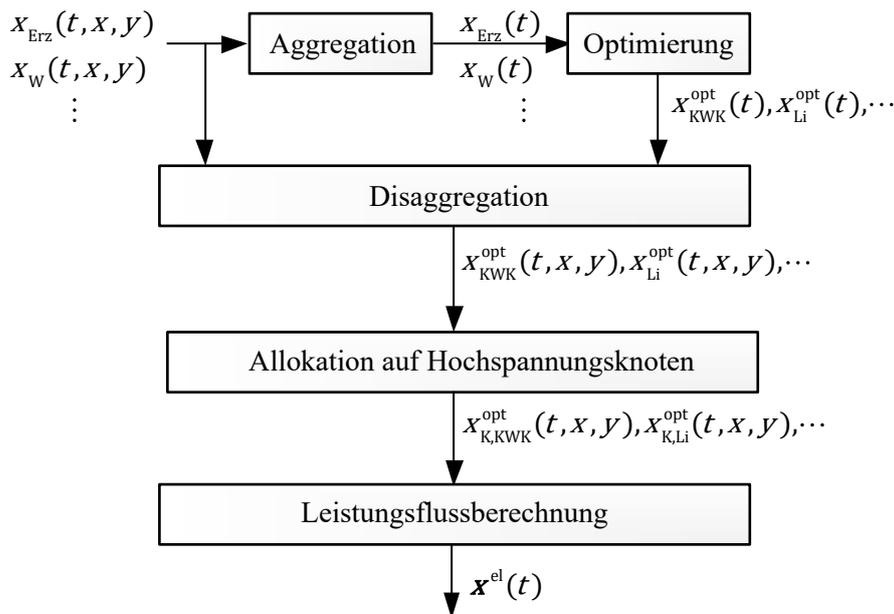


Abb. 14: Darstellung der Datengrundlage für Last und Erzeugung.

Der Wandel hin zu einer Erzeugung mit rein erneuerbaren Quellen weist den Verteilnetzen, mit einer zunehmenden installierten Leistung, einen stärkeren Einfluss zu. Ein vertikaler Blindleistungsaustausch, bzw. spannungshaltende Maßnahmen sind in Zukunft zwischen den Netzbetreibern abzustimmen (Garske et al. 2018; Greve 2017; Schäfer 2016). Für die Berechnung der elektrischen Größen  $x^{el}$ , wie Knotenspannungen sowie Wirk- und Blindleistungsflüssen, werden spannungshaltende Maßnahmen mithilfe von auf erneuerbaren Energien basierenden Erzeugungsanlagen (EE-Anlagen) vorausgesetzt.

### 3.4.5 Optimierungs- und Berechnungsverfahren

#### 3.4.5.1 Mittelspannung

Das Ziel der Netzausbauplanung ist es, ein bestehendes Netz (Basisnetz) zu einem gegebenen Zielnetz, unter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Kriterien, zu entwickeln. Zum Aufbau der elektrischen Netze stehen verschiedene Netzstrukturen zur Verfügung, die unterschiedliche Einflüsse auf die Netzkosten und die Versorgungszuverlässigkeit haben (Tao 2007). Da die elektrischen Netze historisch gewachsen sind, treten in der Praxis häufig Mischformen auf, welche manchmal mehrere Topologien vermischen (Rotering 2013). Der Planungsprozess der Mittelspannung unterscheidet sich von der Planung überlagerten Spannungsebenen. Die Mittelspannungsnetze werden als vermaschte Topologie geplant und in der Praxis meistens mit geöffneten Trennstellen als Strahlennetz betrieben. Im Fall einer Störung, in der ein Strang des Netzes nicht mehr versorgt wird, wird die jeweilige Trennstelle geschlossen und durch die Anbindung an einen anderen Strang versorgt. Dieses Zusammenschließen von Strängen im Fall einer Störung resultiert in hohen Stranglängen und kann zu hohen, zum Teil unzulässigen, Belastungen der Leitungen führen. Die Betriebsmittelbelastungen können während der Durchführung sämtlicher Umbaumaßnahmen oder infolge einer Störung auf unzulässige Werte steigen. Das kann zu einer Zerstörung bzw. schnelleren Alterung der Betriebsmittel führen. Deshalb dürfen die Betriebsmittelbelastungen die jeweiligen Belastungsgrenzen nicht überschreiten.

Die Ausfallsicherheit des Zielnetzes kann mithilfe des (n-1)-Kriteriums bewertet werden. Hierfür wird untersucht, ob das Netz im Falle eines absichtlichen oder gezwungenen Ausfalls eines Betriebsmittels weiterhin die Netzrestriktionen einhalten und eine ununterbrochene Versorgung aller Netzanschlussnehmer gewährleisten kann.

Die Spannungshaltung wird durch den Ab- bzw. Zubau von Leitungen oder die Änderung der Einspeise- bzw. Verbraucherleistungen beeinflusst, entstehende Schwankungen der Knotenspannung im sind im zulässigen Bereich zu halten. Dieser liegt in MS-Netzen im ungestörten Betrieb zwischen +10 % und -10 %<sup>12</sup>, und im Falle einer Störung zwischen +10 % und -15 % der Nennspannung (Rotering 2013; Hofmann 2019).

Die Ausbauplanung der Mittelspannungsnetze wird durch ein kombinatorisches Optimierungsproblem beschrieben (Combinatorial Optimization Problem, bzw. COP). Dieses hat eine endliche Lösungsmenge mit oft ganzzahligen Variablen, welche bspw. den Schaltzustand eines Schalters darstellen können und eine Änderung der Netztopologie verursachen (Benker 2012). Für die Betrachtung einer Ausbauplanung der elektrischen Energieversorgungsnetze als COP werden Leitungstypen, mögliche Verbindungen zwischen Knoten sowie die zeitliche Einordnung der Realisierung von Planungsprojekten, bzw. Abbau-, Zubau-, Umbau und Ausbaumaßnahmen, betrachtet. Sogenannte Planungsprojekte resultieren aus dem Vergleich zwischen dem Basis- und dem Zielnetz und beschreiben die alle zum Erreichen des Zielnetzes notwendige Maßnahmen (Paulun 2007). Der Algorithmus zur Erstellung des Zielnetzes löst zunächst das entsprechende COP iterativ und besteht aus zwei Kernmodulen. Im ersten Modul wird die Topologie des Netzes über eine Metaheuristik optimiert. Die Metaheuristik basiert auf einer Kombination des genetischen Algorithmus, der lokalen Suche sowie dem Ansatz des „Simulated Annealings“ (s. Glossar). Um Kosten und Leitungslängen zu minimieren, finden evolutionäre Strategien Anwendung. Der genetische Algorithmus basiert auf den Funktionen der Selektion, der Rekombination und der Mutation von Netzentwürfen unter Einhaltung der topologischen Randbedingungen. Anschließend wird im zweiten Modul, dieses ist in die Heuristik integriert, eine Netzverstärkung errechnet (Abb. 15).

---

<sup>12</sup> Die 10 % Abweichung von der Nennspannung teilen sich auf die MS, MS/NS und NS-Ebene auf. Bei Verwendung eines regelbaren Ortsnetztransformators kann eine Entkopplung unterstellt werden. Für eine genaue Beschreibung siehe Schlömer et al. (2017); Werther et al. (2012).

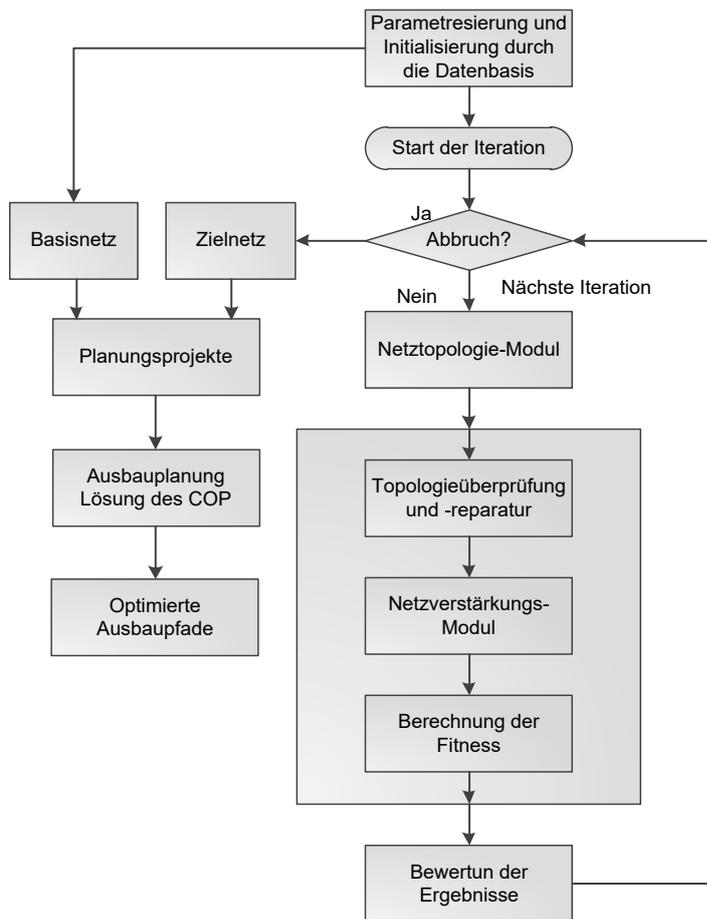


Abb. 15: Algorithmus der Ausbauplanung.

In der Betriebsmitteloptimierung werden der Betriebsmitteltyp (unterschiedlicher Kabelverbindungen und Transformatoren) sowie die Anzahl nötiger Systeme für die Verbindung der Knoten, unter den oben beschriebenen Bedingungen, berechnet. Die Betriebsmitteloptimierung sorgt für die Einhaltung der elektrischen Randbedingungen. Die Auslegung des Netzes wird anhand zweier Extremszenarien bemessen, eine mit Spitzenlast und minimaler Einspeisung und eine mit minimaler Last und maximaler Einspeisung. Das Lösen eines linearen, ganzzahligen Optimierungsproblems konfiguriert in diesem Schritt die Betriebsmitteltypen und passt sie entsprechend ihrer Auslastung an (Blaufuss u. Hofmann 2019).

#### 3.4.5.2 Verbesserung des Netzzustandes durch Aus- und Zubau von Speicher- und Kompensationsanlagen

In Folge der hohen Durchdringung des Elektroenergiesystems mit EE-Anlagen und der zunehmenden Verdrängung konventioneller Kraftwerke kommt es zu kritischen Netzsituationen mit Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes und Überlastungen der bestehenden Netzstrukturen. Im Übertragungsnetz werden für die Gewährleistung eines sicheren, zuverlässigen und wirtschaftlichen Systembetriebs in Zukunft neue Systemdienstleistungs-Flexibilitäten benötigt (dena 2010; Garske et al. 2018). Neben dem Umbau der Generatoren konventioneller Kraftwerke zu rotierenden Phasenschiebern, der Verstärkung bestehender Netzstrukturen durch Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen und der potenziellen zukünftigen Bereitstellung von Systemdienstleistungs-Flexibilitäten aus dem Verteilnetz sind ein Aus- und Zubau klassischer Kompensationsanlagen und Stromspeicher im Übertragungsnetz notwendig (BMW 2019b; Kochems 2016).

Im Rahmen des Projekts wurde ein Verfahren entwickelt, um sowohl fehlende Wirk- als auch Blindleistungspotenziale zur flexiblen Systemdienstleistungsbereitstellung im Übertragungsnetz standortspezifisch zu identifizieren. Der Fokus liegt dabei auf der Reduzierung von Netzengpässen durch überlastete Leitungen und Transformatoren sowie auf der Einhaltung der zulässigen Spannungsbänder. Das Verfahren wird beispielhaft für mögliche Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten in Form von Stromspeichern und klassischen Kompensationsanlagen vorgestellt.

### **Transition der Zielstellung in ein Optimierungsproblem**

Die beschriebene Zielstellung stellt ein Optimierungsproblem bestehend aus einer Zielfunktion und Nebenbedingungen dar. Die Zielfunktion und die Nebenbedingungen des betrachteten Szenarios können von dem in der Betriebsplanung üblichen Optimierungsproblem des „Optimal Power Flows“ adaptiert werden. Ziel des „Optimal Power Flows“ ist es vorhandene betriebliche Freiheitsgrade in der Betriebsführung eines Netzbetreibers so einzusetzen, dass die Netzverluste auf ein Minimum reduziert werden. Die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs durch das Einhalten der technischen Grenzen wie der Spannungsbänder oder der maximal thermisch zulässigen Auslastungen der Leitungen und Transformatoren sind zwingend einzuhaltende Nebenbedingungen. Als betriebliche Freiheitsgrade werden die Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten potenziell aus- bzw. zugebauter Stromspeicher und Kompensationsanlagen berücksichtigt.

Zur Lösung des Optimierungsproblems wird das metaheuristische Verfahren der Partikelschwarmoptimierung verwendet. Dieses basiert in seinem Algorithmus auf der Schwarmintelligenz von Lebewesen wie bspw. Vögeln bei der Futtersuche und ist für seine einfache Anpassbarkeit hinsichtlich verschiedener Optimierungsziele und Nebenbedingungen bekannt. Dadurch ist eine Erweiterung des entwickelten Verfahrens um weitere Zielfunktions-terme (z. B. monetäre Bewertung der Netzverluste, Berücksichtigung von Investitionen) und Nebenbedingungen (z.B. Gewährleistung der (n-1) Sicherheit) möglich. Da die Ergebnisgüte der Lösung eines Optimierungsproblems mithilfe der Partikelschwarmoptimierung mit der Anzahl der berücksichtigten Freiheitsgrade skaliert, ist es nicht sinnvoll an allen Übertragungsnetzknotten durch Speicher und Kompensationsanlagen bereitgestellte Flexibilitätspotenziale zu berücksichtigen. Aus diesem Grund wird der Lösung des Optimierungsproblems eine analytische Standortallokation für mögliche Speicher- und Kompensationsanlagenstandorte vorangestellt.

### **Standortallokation von Stromspeichern und Kompensationsanlagen**

Für die Position von Speichern werden die Standorte und Gegebenheiten zur Integration von Wasserstoff-Systemen einbezogen (Stolzenburg et al. 2014). Klassische Wirkleistungs- und Blindleistungsquellen stellen konventionelle Kraftwerke dar. Sie werden im Blindleistungsmanagement des Übertragungsnetzbetreibers zum Ausgleich der lokalen Blindleistungsbilanz verwendet. Für eine Energieversorgung mit 100 % EE werden an bisherigen Kraftwerksstandorten somit Blindleistungspotenziale vorgesehen. Zudem werden Netzknoten mit einem Kraftwerksanschluss in Betracht gezogen. Die Umrüstung von Kraftwerken ist durch verschiedene Faktoren bedingt. Die weitere Nutzung von Netzanschlüssen, Turbinen und Generatoren muss im Einzelfall geprüft werden (BMW 2016d; Siemens Gamesa o. J.). In Verbindung mit Wirkleistungs- und Blindleistungsflexibilitäten durch die dem HöS-Netz unterlagerte Netze resultieren die an einem Knoten nutzbaren Flexibilitäten. Der Umfang der potenziell möglichen Flexibilitäten wird zunächst innerhalb von Kap. 3.3 für unterschiedliche Szenarien festgelegt.

## **Standortallokation von klassischen Kompensationsanlagen**

Bei der Allokation potenzieller Kompensationsanlagenstandorte werden die Übertragungsnetzknotten hinsichtlich folgender Kriterien bewertet:

- Der Übertragungsnetzknotten ist kein Export-Knoten.
- Der Übertragungsnetzknotten liegt in der 400 kV Netzebene. In der 220-kV-Netzebene werden keine Kompensationsanlagen installiert, da die dortige Spannung über Transformatorstufungen beeinflusst werden kann.
- Eine der an dem Übertragungsnetzknotten angeschlossenen Leitungen ist länger als 100 km. Um dem Spannungsabfall bzw. der Spannungszunahme über der Leitung entgegenzuwirken bietet sich eine Kompensationsanlage an einer der Anschlussklemmen an. Zudem werden Übertragungsnetzknotten mit einer höheren Anzahl angeschlossener Leitungen bevorzugt. Dabei nehmen stark ausgelastete lange Leitungen mehr Blindleistung auf als kurze Leitungen. Schwach ausgelastete lange Leitungen geben mehr Blindleistung ab als kurze Leitungen.
- An den Knoten ist kein Kraftwerk angeschlossen.

Die Höhe der potenziell möglichen Kompensationsleistung (Blindleistung) ist bei sämtlichen identifizierten Knoten  $\pm 200$  Mvar.

## **Grundsätzlicher Ablauf der Partikelschwarmoptimierung**

In der Partikelschwarmoptimierung sucht ein Partikelschwarm bestehend aus einzelnen Schwarmpartikeln iterativ nach der möglichst besten Lösung der Zielfunktion (z. B. eine Kombination aus Kosten und Verlusten). Jeder Schwarmpartikel hat dabei eine bestimmte Position. Die „Position“ stellt eine mögliche Konstellation für einen Flexibilitätsabruf und kann z. B. den aktuellen Netzzustand abbilden sowie verschiedene Variationen davon. Beim Start des Verfahrens wird für jeden Schwarmpartikel entsprechend seiner aktuellen Position seine Fitness (Bewertung des aktuellen Zustands) mithilfe der Zielfunktion bestimmt. Für die betrachtete Zielfunktion muss hierfür eine Leistungsflussberechnung unter Berücksichtigung des jeweiligen Flexibilitätsabrufs eines Schwarmpartikels durchgeführt werden. Mithilfe des Ergebnisses für die Knotenspannungen können die Netzverluste bestimmt sowie die Einhaltung der Nebenbedingungen geprüft werden. Die Fitness ist die Summe der Netzverluste und etwaiger Strafterme für die Verletzung technischer Nebenbedingungen. Die Strafterme erhöhen den Wert der Zielfunktion proportional zur Anzahl an Verletzungen der technischen Randbedingungen. Eine hohe Verletzung von Randbedingungen führt folglich zu einer schlechteren Bewertung. Liegt die Fitness sämtlicher Schwarmpartikel vor, wird der insgesamt beste Schwarmpartikel identifiziert. Zudem wird für jeden Schwarmpartikel gespeichert, an welcher Position er die beste Fitness hatte. Für den nächsten Iterationsschritt bewegt sich nun der gesamte Partikelschwarm (Abb. 16).

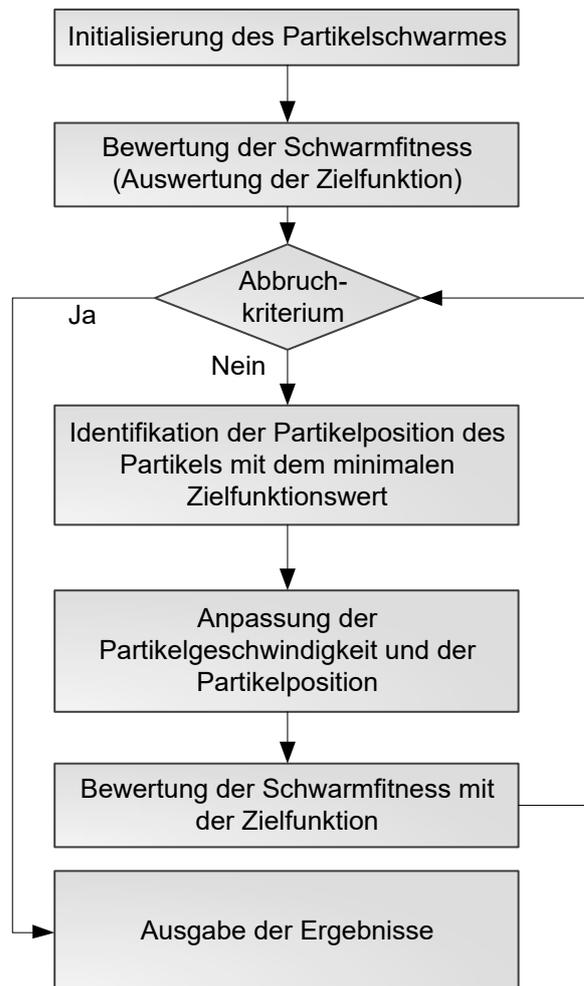


Abb. 16: Algorithmus der Partikelschwarmoptimierung.

Dabei wird zunächst die Geschwindigkeit für jeden Partikel auf Basis seiner aktuellen Position (Trägheit), der Orientierung an der Position mit seiner bisher besten Fitness im Iterationsverlauf (kognitiver Gemeinschaftsfaktor) und der Orientierung an den bisher besten Schwarmpartikeln im gesamten Iterationsverlauf (sozialer Gemeinschaftsfaktor) berechnet. Auf Basis der Geschwindigkeit resultiert die neue Position der Schwarmpartikel im nächsten Iterationsschritt. Sollte die neue Position die festgelegten Grenzen für die Flexibilitätspotenziale an einem Übertragungsnetzknotten über- oder unterschreiten, wird der entsprechende Wert auf die zulässige Grenze gesetzt. Das beschriebene Prozedere wird im nächsten Iterationsschritt nun für jeden Schwarmpartikel auf Basis der neuen Positionen wiederholt. Die Werte für die kognitiven und sozialen Gemeinschaftsfaktoren werden gegebenenfalls aktualisiert und auf Basis dessen werden die Geschwindigkeiten und die Positionen der Schwarmpartikel angepasst. Dadurch, dass die Trägheit der Schwarmpartikel mit zunehmenden Iterationsverlauf abnimmt und sich der Schwarm entsprechend der beiden Gemeinschaftsfaktoren orientiert, konvergiert der Schwarm in einer gemeinsamen Lösung. Diese Lösung stellt ein Minimum an Verletzungen der technischen Randbedingungen dar, bei gleichzeitiger Reduktion der Netzverluste.

## 3.5 Berechnung von Kosten und Investitionen

Philip Gauglitz und Carsten Pape

Die Berechnung von Kosten und Investitionen für Onshore-Windenergie und Dach-Photovoltaikanlagen in den Szenariovarianten gliedert sich jeweils in die Schritte:

- CAPEX (Capital Expenditures – Investitionen)
- OPEX (Operational Expenditures – Betriebsausgaben)
- LCOE (Levelized Cost of Electricity - Stromgestehungskosten)

Wenn sich für CAPEX, OPEX und LCOE räumliche Differenzierungen ergeben, werden diese kartografisch – und teilweise je Variante – in den folgenden Unterkapiteln dargestellt.

Eine Berechnung von Kosten und Investitionen für die anderen erneuerbaren Energien (Offshore-Windenergie, Biomasse) erfolgt nicht.

Die Arbeiten im Projekt zur Berechnung von Kosten und Investitionen für Windenergie und Photovoltaik unterscheiden sich strukturell: Während für die Photovoltaik ein bestehendes Modell umfangreich in mehreren Schritten geprüft und validiert wurde, wurde für die (onshore) Windenergie ein neues Kostenmodell entwickelt. Die Beschreibung der jeweiligen Arbeiten und vorläufigen Ergebnisse ist in den folgenden Unterkapiteln dargestellt.

### 3.5.1 Kosten und Investitionen der Onshore-Windenergie

Die im Projekt modellierten Kosten und Investitionen in Technologie umfassen den CAPEX und den OPEX. Die Bestimmung des LCOE erfolgt danach auf deren Grundlage, zusammen mit der Ertrags- und Zeitreihenberechnung.

#### 3.5.1.1 CAPEX Wind Onshore

Ausgangsbasis der CAPEX-Berechnung sind die heutigen Investitionen für eine mittlere Windenergieanlage, also einer Anlage, die nicht explizit eine Schwachwind- oder Starkwindanlage repräsentiert, sondern sich dazwischen einordnen lässt und eine Leistungsdichte von rund 250-350 W/m<sup>2</sup> aufweist. Ein Vergleich unterschiedlicher Quellen weist für diesen Anlagentyp auf Investitionen im Jahr 2017 von rund 1.500 €/kW hin. Zur Abschätzung möglicher zukünftiger Investitionen werden die zu erwartenden weltweit installierten Leistungen und Lernraten genutzt. Folgende Zahlen werden angenommen:

- Betrachtungszeitpunkt ist das Szenariojahr 2050. Um sich den Investitionen des durchschnittlichen Bestandes von 2050 zu nähern, wird die Degression bis 2040 bestimmt, die den durchschnittlichen Bestand von 2050 im Mittel plausibel abbildet. Konkret bedeutet das: Eine Erhöhung der weltweit installierten Leistung (von 2017-2050) um den Faktor 10 wird angenommen. Da jedoch die Kosten des Anlagenbestandes 2050 abgebildet werden sollen, und nicht eine Neuanlage, die im Jahr 2050 gebaut wird, wird die Kostendegression jedoch nur bis 2040 genutzt. Hier wird eine Erhöhung der installierten Leistung (von 2017-2040) um den Faktor 7 (weltweit) angenommen.
- Es wird eine Lernrate von 7 % angenommen.
- Die Lernrate beschreibt, um wieviel Prozent die Investitionen bei verdoppelter (weltweiter) Produktion bzw. verdoppeltem Bestand sinken.
- Mit 7 % wird eine Lernrate angenommen, die sich im Mittelfeld von Literaturangaben befindet. Sie beschreibt danach eine plausible Kostenentwicklung einer entsprechenden Anlage in der Zukunft. Es wird also eine (vorsichtige, im Rahmen des üblichen Fort-

schritts stattfindende) technische Weiterentwicklung unterstellt, für die diese Lernrate möglich ist. Hinweis: Der (unwahrscheinliche) Bau einer identischen Anlage würde ggf. höhere Lernraten ermöglichen, auf Kosten der technischen Weiterentwicklung, und damit auch auf Kosten der Stromgestehungskosten.

- Aus Lernrate und Leistungssteigerung ergibt sich ein CAPEX von 1.224,00 €/kW für eine Neuanlage aus dem Jahr 2040 bzw. den mittleren Bestand von 2050. Dieser gilt zunächst nur für eine typische mittlere Anlage.

Für ein ganzheitliches Kostenmodell zur Abschätzung der Windenergiekosten im Jahr 2050 ist eine Differenzierung der Kosten für unterschiedliche Anlagentypen besonders zentral, da die Investitionen und Kosten relativ auf die jeweilige Nennleistung bezogen sind. Die Kostenrechnung reagiert damit hochsensitiv auf unterschiedliche Leistungsdichten der Anlage, die unterschiedliche Volllaststunden zur Folge hat.

Für eine Differenzierung der relativen Kosten (je Nennleistung) für unterschiedliche Leistungsdichten werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Eine Senkung oder Steigerung der Kosten über die Leistungsdichte ist anhand heutiger Investitionsfunktionen für geänderte Leistungsdichten möglich.
- Da diese Investitionsfunktionen die statischen Unterschiede der Turmhöhe beinhalten, inkludieren auch die abgeleiteten Kosten Unterschiede in der Nabenhöhe, allerdings nur dann, wenn die Nabenhöhe der für den Anlagentyp typischen Ausprägung entspricht, was bedeutet: Eine typische Schwachwindanlage hat höhere Turmhöhen, was zusätzlich zu den im Verhältnis großen Rotordurchmessern für hohe (relative) Kosten sorgt.
- Angenommene Kostensteigerung über die Leistungsdichte entsprechen einer Investitionsfunktion von DWG von  $-1,23 \frac{\Delta\text{€}/\text{kW}}{\Delta W/\text{m}^2}$

In Abb. 17 ist die Differenzierung der Investitionen veranschaulicht:

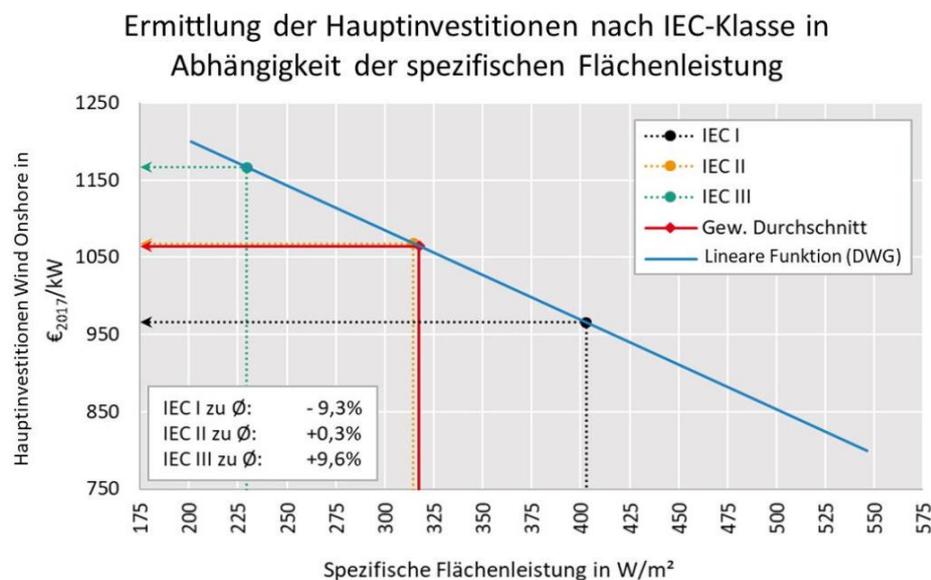


Abb. 17: Ermittlung unterschiedlicher Investitionen zwischen Stark- und Schwachwindanlagen unter Verwendung der Investitionsfunktion der DWG (Eigene Darstellung; Datenquelle: SCHOLZ 2010).

Es ergeben sich damit die folgenden Investitionen (Tab. 10) für Anlagen der Variante 3

(s. Kap. 2.2 und Tab. 3):

Tab. 10: Ermittelte Investitionen für die vorgeschlagenen Anlagentypen.

	Investitionen 2017 in €/kW	Investitionen Bestand 2050 in €/kW	Leistungsdichte in W/m <sup>2</sup>
<b>Starkwind</b>		1.162	310
<b>Mittlere Anlage</b>	1500	1.224	260
<b>Schwachwind</b>		1.285	210

Für die Berechnung der in den Varianten 1 und 2 genutzten Windenergieanlage, die der Enercon 126 mit deutlich größerem Rotordurchmesser entspricht, ist diese Annahme der Investitionen so nicht passend. Zwei entgegengesetzte Effekte greifen hier:

- Die fehlende technische Weiterentwicklung bzw. die sehr hohe Leistungsdichte im Vergleich zu heute durchschnittlichen Starkwindanlagen würde zu niedrigeren spezifischen Kosten führen. Dies wird durch das Einfließen der Leistungsdichte berücksichtigt, was mit Verwendung der oben genannten Investitionsfunktion in Abhängigkeit der Leistungsdichte (zunächst) zu 808 €/kW führt.
- Diese Kosten wären allerdings nur plausibel für eine Anlage mit einer für diese Leistungsdichte typischen Nabenhöhe
  - Die untypische Anlagenkonfiguration der Anlage im Ausgangsszenario mit extrem hoher Leistungsdichte (und damit niedrigen spezifischen Kosten) bei gleichzeitig extremer Nabenhöhe von 200 Metern Bedarf einer Anpassung der Kosten.
  - Es wird angenommen, dass die bestimmten spezifischen Kosten einer typischen Starkwindanlage mit den zusätzlichen Turmkosten ergänzt werden können, um realistischere spezifische Kosten abzuschätzen. Hierzu wird als Basisfall die Turmhöhe der heutigen Enercon-Anlage von 135 Metern genutzt.
  - Hau (2014) nennt Investitionen und Materialaufwände für Stahltürme mit Turmhöhen bis 140 Metern Höhe. Die Diagramme zu Materialaufwänden lassen einen Fit der Funktion mit einem Polynom zu, es ergibt sich folgende Funktion:  

$$m = 0,0446h^2 - 2,6265h + 105,06$$
 (mit der Turmmasse  $m$  und der Turmhöhe  $h$ ).
  - Aus dem Vergleich der Funktionen für Investitionen und Massen wiederum ergeben sich Investitionen von rund 2.100 €/t. Hinweis: Diese Investitionen beschreiben keine reinen Materialkosten, sondern sind als Abschätzung der Turmkosten als fertiges Produkt über die Turmmasse zu verstehen.
  - Es ergeben sich die folgenden (absoluten) Turminvestitionen:
    - 135 m: 1.183 T€
    - 200 m: 2.864 T€
  - Die Differenz der Investitionen (1.681 T€) bezogen auf die Nennleistung der Anlage ergibt einen Wert von rund 222 €/kW.
  - Diese zusätzlichen Investitionen sind aus den folgenden Gründen als eher

konservativ anzusehen:

- Andere Autoren wie GASCH (2005) nennen höhere Turmmassen als HAU.
  - Die Turmmassen von HAU beziehen sich auf Anlagen mit kleinerer Nennleistung und damit tendenziell kleineren Nacelle-Massen. Es ist damit von eher höheren – zumindest aber nicht niedrigeren – Turmmassen auszugehen.
- Ergänzt man die spezifischen Investitionen (ohne Korrektur für die Turmkosten ergäben sich 763 €/kW) um die oben genannte Korrektur für die Nabenhöhe, ergeben sich spezifische Kosten von 985 €/kW für eine Anlage mit einer einerseits sehr hohen Leistungsdichte von 598 W/m<sup>2</sup> und einer gleichzeitig (für eine Starkwindanlage heutzutage untypisch) hohen Nabenhöhe von 200 Metern.

Zusammenfassend werden die folgenden technischen Parameter und CAPEX Kennzahl, differenziert für unterschiedliche Anlagentypen, angenommen (Tab. 11):

Tab. 11: Zusammenfassung technischer Parameter und CAPEX-Kosten, differenziert für unterschiedliche Anlagentypen.

	Leistung in MW	spez. Flächenl. in W/m <sup>2</sup>	Rotordurch- messer in m	Nabenhöhe in m	Spez. Investiti- onen in €/kW
<b>Variante 1 und 2</b>					
Einheitliche Anlage	7,58	598	127	200	1.030
<b>Variante 3</b>					
Starkwind	7,20	310	172	125	1.162
Mittlere Anlage	6,04	260	172	170	1.224
Schwachwind	4,88	210	172	195	1.285

### 3.5.1.2 OPEX Wind Onshore

Die Betriebsausgaben von Windenergieanlagen werden in fixe €/kW/a und variable Betriebsausgaben €/kWh aufgeteilt. Für heutige Betriebsausgaben werden 30 €/kW/a (fix) und 0,005 €/kWh (variabel) angenommen (Kost et al. 2018).

Für beide Bestandteile der Betriebsausgaben wird eine deutliche, bis zum Jahr 2030 gehende Degression erwartet.

Ob über die bis dahin erreichten Kostensenkungen weitere Degressionen erreicht werden können, ist aktuell nicht absehbar. Es wird deswegen angenommen, dass die OPEX-Bestandteile ab 2030 stagnieren. Nach Austausch im Projektteam werden die folgenden Betriebsausgaben angenommen, für Neuanlagen aus dem Zeitraum 2030 bis 2050, und damit auch für den durchschnittlichen Bestand 2050:

- fixe Betriebsausgaben von 27 €/kW/a
- variable Betriebsausgaben von 0,0046 €/kWh

Diese Kostenreduktion entspricht einer Änderung von -10 % bzw. -9 % im Vergleich zu heutigen Betriebskosten. Es sei nochmal darauf hingewiesen, dass die Kostenbestandteile relativ bezogen auf eine Leistung und eine Energiemenge dargestellt sind. Zudem sei betont, dass die Annahmen weiterer Quellen sowohl für die aktuelle Höhe als auch eine mög-

liche jährliche Degression stark schwanken. Quellen, wie die IEE Task 26, unterscheiden dabei bspw. auch zwischen verschiedenen Ländern und fassen variable und fixe Betriebskosten wiederum zusammen (Hand 2018). Für Deutschland ergeben sich bei dieser Vergleichsquelle bspw. höhere Startwerte, aber auch stärkere Kostensenkungen über die Zeit. Die hier angenommenen Betriebsausgaben sind als unsicherheitsbehaftet anzusehen. Gleichzeitig erscheinen sie durchaus plausibel, da sie sich den angenommenen Zahlen der globalen Entwicklungen annähern. Durch die Aufteilung in fixe und variable Betriebsausgaben sind verschiedene Anlagentypen und Standorte plausibel abgedeckt. Eine kartografische Darstellung entfällt damit.

### **3.5.1.3 LCOE Wind Onshore**

Im Projekt wird eine vereinfachte Stromgestehungskosten-Rechnung angenommen. Laufende Betriebsausgaben und Energieerträge werden dabei als jährlich konstant angenommen, der CAPEX wird per Annuitätenfaktor auf eine über die Laufzeit konstante Zahlung umgerechnet.

Folgende Annahmen werden dabei getroffen:

- Effektiver Zinssatz von 5 %
- Laufzeit von 20 Jahren
- Mit Zinssatz und Laufzeit ergibt sich ein Annuitätenfaktor von 0,08024 pro Jahr.
- Wie weiter oben erläutert, wird die Degression der Investitionsausgaben für die Anlagentechnik bis 2040 fortgeführt, um einen durchschnittlichen Anlagenbestand von 2050 plausibel abzubilden.

Die Stromgestehungskosten sind damit von folgenden Größen abhängig:

- Den absoluten OPEX, die sich 1.) aus dem fixen (relativen) OPEX multipliziert mit der Leistung bestimmen, und 2.) dem variablen OPEX multipliziert mit der jährlichen Energiemenge
- Dem mit dem Annuitätenfaktor diskontierten absoluten CAPEX, der sich wiederum durch den relativen CAPEX (€/kW) multipliziert mit der Leistung der jeweiligen Anlage, bestimmt.

Alle Ausgabenbestandteile werden dann in Bezug zu der produzierten Energiemenge gesetzt.

### **3.5.2 Kosten und Investitionen der Photovoltaik (PV)**

Im Rahmen des Projektes wurde ein bestehendes Kostenmodell für die Photovoltaik umfangreich geprüft und validiert. Die noch bestehende Gültigkeit der Kostenannahmen konnte bestätigt werden. Dabei konnten alle drei folgenden Fragen mit „Ja“ beantwortet werden:

- Trifft die Prognose die heutigen Kosten?
- Treffen CAPEX und OPEX überein mit anderen Quellen?
- Treffen die Stromgestehungskosten (auf Englisch Levelized Cost of Electricity, LCOE) überein mit anderen Quellen?

Generell ist anzumerken, dass sowohl für heutige, als auch für prognostizierte PV-Kosten hohe Bandbreiten an in der Literatur genannten Betriebsausgaben/Kosten bestehen. Die Validierung bezieht sich also nicht darauf, dass alle unterschiedlichen in der Literatur ange-

geben Daten übereinstimmen, sondern dass die im Modell verwendeten Annahmen unter Berücksichtigung der Gesamtheit der Quellen als plausibel und valide angenommen werden können.

Im Folgenden wird zunächst die generelle Methodik der Validierung erläutert, um dann auf die einzelnen Ausgaben (CAPEX und OPEX) – differenziert in zwei unterschiedliche Anlagengrößen – einzugehen. Der LCOE ergibt sich aus der Ertragsberechnung und der Gesamtsimulation. Beispielhaft wurde auch der LCOE verschiedener Quellen für standardisierte Erträge gegenübergestellt, die eigentliche Validierung im engeren Sinne bezieht sich jedoch nur auf CAPEX und OPEX.

### **3.5.2.1 Methodik der Validierung**

Es wurden Quellen zusammengetragen, die die Investitionen, Betriebskosten und Stromgestehungskosten ausschließlich für PV Dachanlagen (alternativ als „Wohndachanlagen“ oder „Geschäftsdachanlagen“ bezeichnet) nennen.

Zusätzlich wurde darauf geachtet, dass die Quellen:

1. Sich auf OECD Länder beziehen (möglichst Deutschland/Europa).
2. Aktuellen Datums sind (Bevorzugung von Quellen ab einer Veröffentlichung 2010)
3. PV Dachanlagen betreffen (alternativ, Anlagen kleiner als 500 kW)
4. Die Daten in €/kWh bzw. €/MWh angegeben sind und möglichst das Jahr des monetären Werts benennen, um anhand eines Korrekturfaktors den monetären Wert vereinheitlichen zu können.

Aufgrund sehr unterschiedlicher Qualität und Aktualität der Quellen wurden sie in zwei unterschiedliche Kategorien („hohe Aussagekraft für das Projekt“ und „niedrigere Aussagekraft für das Projekt“) aufgeteilt. Die Einordnung bezieht sich auf die Aussagekraft und Verwendbarkeit der jeweiligen Studien für das hier angewendete Projekt und stellt keine generelle Beurteilung dar. Die Beurteilung „hohe Aussagekraft für das Projekt“ wurde gegeben, wenn folgende Kriterien zutreffen:

1. Die Primärquelle mit den Stammdaten der Studie ist auffindbar.
2. Die Primärquelle ist nicht älter als 2010.
3. Die heutigen Kosten werden realistisch getroffen. Als Vergleich wird (Kost et al. 2018) genutzt
  - a. das Intervall für Investitionen 800-1.400 €/kW, auf die Hunderterstelle gerundet,
  - b. das Intervall für Betriebskosten 20-35 €/kW/a, auf die Zehnerstelle gerundet,
  - c. das Intervall für LCOE 0,05-0,12 €/kWh, auf die zweite Nachkommastelle gerundet.
4. Kosten für 2018 oder 2020 sind benannt.
5. Die Kostenextrapolation erfolgt bis zum Jahr 2050.
6. Die Quelle stellt eine Prognose dar und nicht ein Zielszenario, das auf vorbestimmten (z.B. politischen) Zielen beruht

Wird eins von den obengenannten Kriterien nicht erfüllt, ist die Quelle mit „niedrigere Aussagekraft für das Projekt“ bezeichnet. Die Stromgestehungskosten aus eigener Berechnung, die Annahmen enthalten, sind auch als „niedrigere Aussagekraft für das Projekt“ ge-

kennzeichnet. In Tab. 12, Tab. 13 und Tab. 14 sind die berücksichtigten Quellen mit den entsprechenden Beurteilungen aufgelistet.

Die verschiedenen Einheiten wurden auf €/kW bzw. €/kW/y und €/kWh gerundet und falls nötig mittels eines Korrekturfaktors vereinheitlicht. Bei unbekanntem Monat wurde der Jahresmittelwert genutzt. Wenn keine Angaben über die Zeit vorlagen, wurde das Jahr der Veröffentlichung genommen.

Tab. 12: Berücksichtigung Quelle für CAPEX und entsprechende Beurteilung.

Quelle	Beurteilung	Grund
<b>Black &amp; Veatch Corporation (2012)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 2 nicht erfüllt
<b>Cambridge Economic Policy Associated Ltd u. Parsons Brinckerhoff (2011)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 4 nicht erfüllt
<b>Scholz (2010)</b>	Hohe Aussagekraft für das Projekt	-
<b>Elsner et al. (2015)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Überprüfung Kriterium 3 unmöglich
<b>European Commission (2014)</b>	Hohe Aussagekraft für das Projekt	-
<b>EWI (2012)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 1 nicht erfüllt
<b>IEA (2010)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 2 nicht erfüllt
<b>IEA (2012)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 3 nicht erfüllt
<b>Krakowski et al. (2016)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 1 nicht erfüllt
<b>NREL (2017)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 3 nicht erfüllt
<b>NREL (2017)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 5 nicht erfüllt
<b>Parsons Brinckerhoff (2012)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 4 nicht erfüllt

Tab. 13: Berücksichtigte Quelle für OPEX und entsprechende Beurteilung.

Quelle	Beurteilung	Grund
<b>Black &amp; Veatch Corporation (2012)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 2 nicht erfüllt
<b>Cambridge Economic Policy Associated Ltd u. Parsons Brinckerhoff (2011)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 4 nicht erfüllt
<b>Scholz (2010)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 3 nicht erfüllt
<b>European Commission (2014)</b>	Hohe Aussagekraft für das Projekt	-
<b>IEA (2010)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 2 nicht erfüllt
<b>IEA (2012)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 3 nicht erfüllt
<b>NREL (2017)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 3 nicht erfüllt
<b>NREL (2017)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 5 nicht erfüllt
<b>Parsons Brinckerhoff (2012)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 4 nicht erfüllt

Tab. 14: Berücksichtigte Quelle für LCOE und entsprechende Beurteilung.

Quelle	Beurteilung	Grund
<b>Black &amp; Veatch Corporation (2012)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Aus eigener Berechnung
<b>DLR &amp; SRU 2010</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Aus eigener Berechnung
<b>Elsner et al. 2015</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Überprüfung Kriterium 3 unmöglich
<b>European Commission (2014)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Aus eigener Berechnung
<b>Fraunhofer ISE 2013</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 4 nicht erfüllt
<b>IEA 2012</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Aus eigener Berechnung
<b>IEA (2014)</b>	Hohe Aussagekraft für das Projekt	-
<b>NREL (2017)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 3 nicht erfüllt
<b>NREL (2017)</b>	Niedrigere Aussagekraft für das Projekt	Kriterium 5 nicht erfüllt

Hinweise für die folgenden Abbildungen von CAPEX und OPEX:

- Für die einheitliche Darstellung wurden die Daten interpoliert, eine durchgehende Linie in den Diagrammen bedeutet nicht zwangsläufig eine Angabe über den gesamten Zeitraum in der jeweiligen Quelle.
- In den folgenden Grafiken sind die Quellen mit hoher Aussagekraft mit schwarzen Linien dargestellt, die mit niedrigerer Aussagekraft für das Projekt in grau.

### 3.5.2.2 CAPEX Photovoltaik

Im Investitionskostenmodell vom Fraunhofer IEE wird zwischen zwei Größenklassen (<30 kW und > 30 kW) unterschieden. In den meisten Quellen wird hingegen zwischen Wohndachanlagen und Geschäftsdachanlagen unterschieden (Abb. 18, Abb. 19). Diese Unterscheidungen entsprechen sich weitgehend, sind allerdings nicht zwangsläufig deckungsgleich.

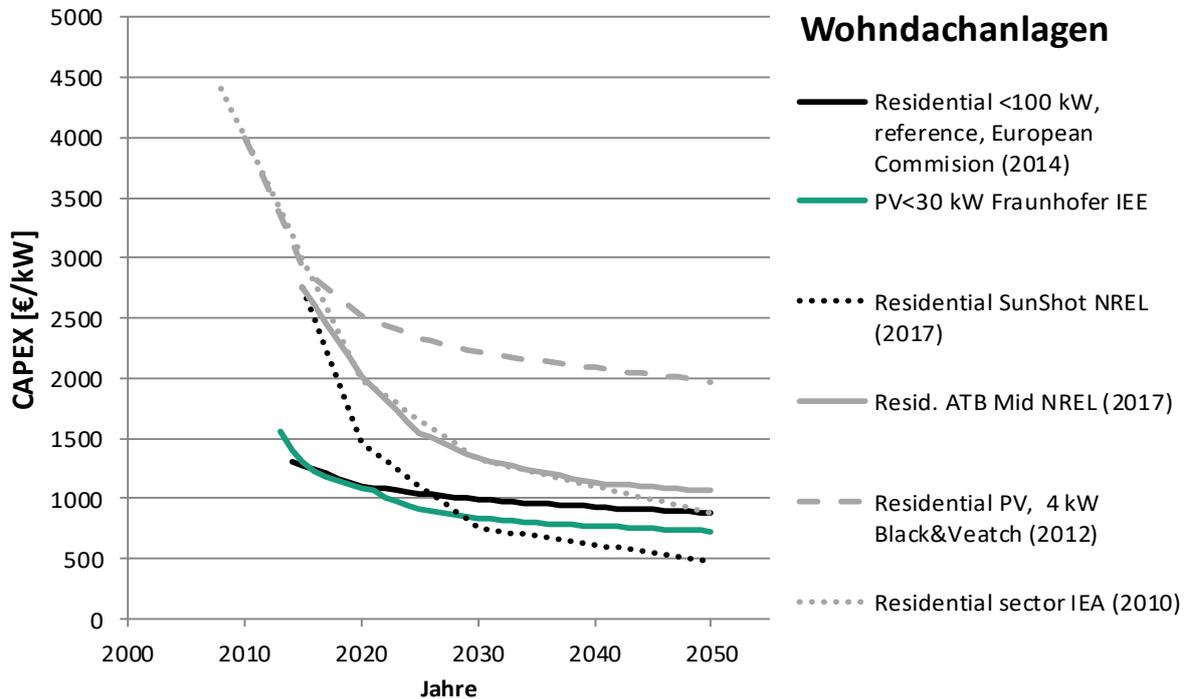


Abb. 18: Gesammelte Investitionsprojektionen bis 2050 für PV Wohndachanlage.

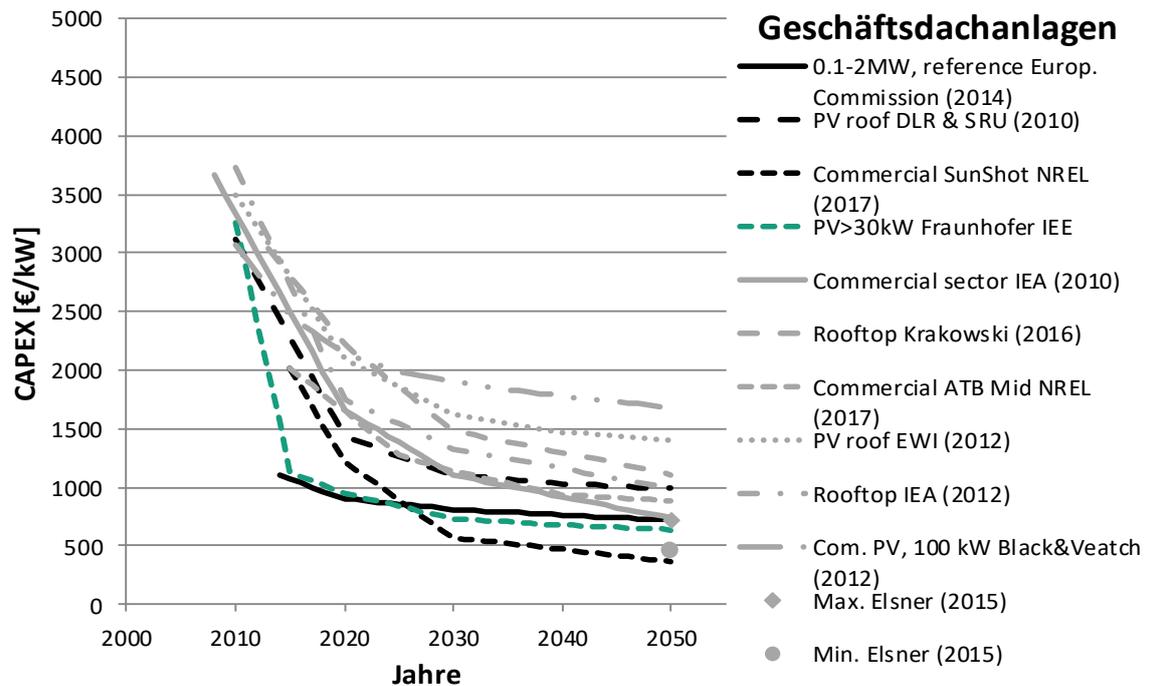


Abb. 19: Gesammelte Investitionsprojektionen bis 2050 für PV Geschäftsdachanlage.

Wie sich der CAPEX räumlich verteilt, ist damit abhängig vom jeweiligen Anteil von großen

oder kleinen Anlagen im jeweiligen Gebiet. Im nächsten Kapitel wird der OPEX behandelt, der genauso vom jeweiligen Anteil von großen und kleinen Anlagen abhängt. Die kartografische Darstellung erfolgt im folgenden Kapitel für CAPEX und OPEX in einer gemeinsamen Abbildung.

### 3.5.2.3 OPEX Photovoltaik

Wie sich der OPEX räumlich verteilt, ist damit – genau wie beim CAPEX – abhängig vom jeweiligen Anteil von großen oder kleinen Anlagen im jeweiligen Gebiet. Die kartografische Darstellung ist damit für beide Größen – mit jeweils unterschiedlicher Skala der Größen – identisch.

Die Abb. 20 zeigt ein Diagramm, das die Betriebsausgaben für kleinere PV-Anlagen für verschiedene Quellen bis zum Jahr 2050 darstellt. Die Quellen zeigen eine starke Streuung der prognostizierten Kosten von rund 6 Euro pro Kilowatt pro Jahr bis über 20 Euro pro Kilowatt pro Jahr für 2050. Das Fraunhofer-Modell und eine weitere als vertrauenswürdig eingestufte Quelle (European Commission 2014) ergeben Betriebsausgaben für 2050 von rund 20 Euro pro Kilowatt pro Jahr.

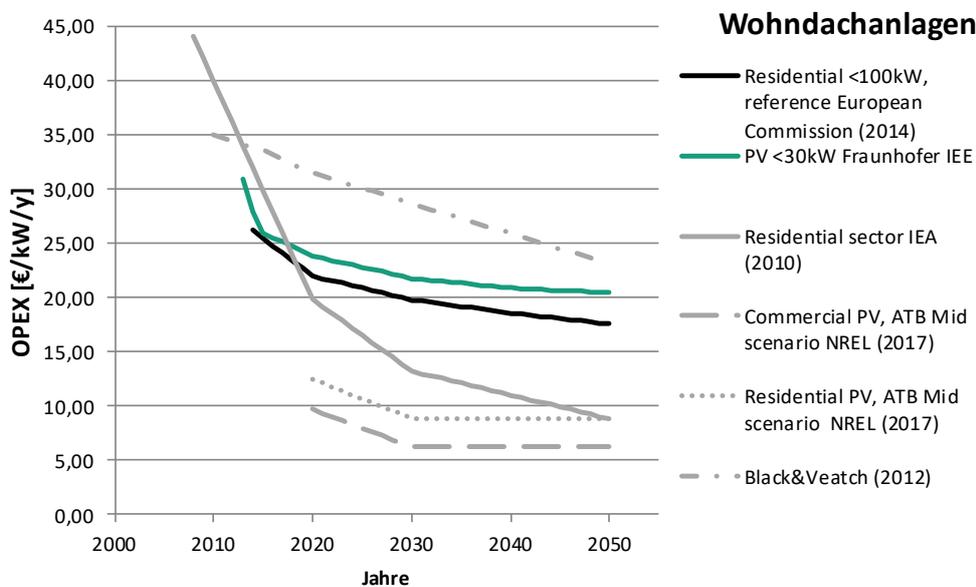


Abb. 20: Gesammelte Betriebskostenprojektionen bis 2050 für PV Wohndachanlagen.

Die Abb. 21 zeigt ein Diagramm, das die Betriebsausgaben für größere PV-Anlagen für verschiedene Quellen bis zum Jahr 2050 darstellt. Das Fraunhofer-Modell ergibt Betriebsausgaben von rund 10 Euro pro Kilowatt pro Jahr. Die weitere als generell Vertrauenswürdig eingestufte Quelle (European Commission 2014) ergibt Betriebsausgaben von rund 18 Euro pro Kilowatt pro Jahr. Weitere Quellen zeigen deutlich niedrigere Kosten von unter 10 Euro, teilweise sogar von unter 5 Euro pro Kilowatt pro Jahr.

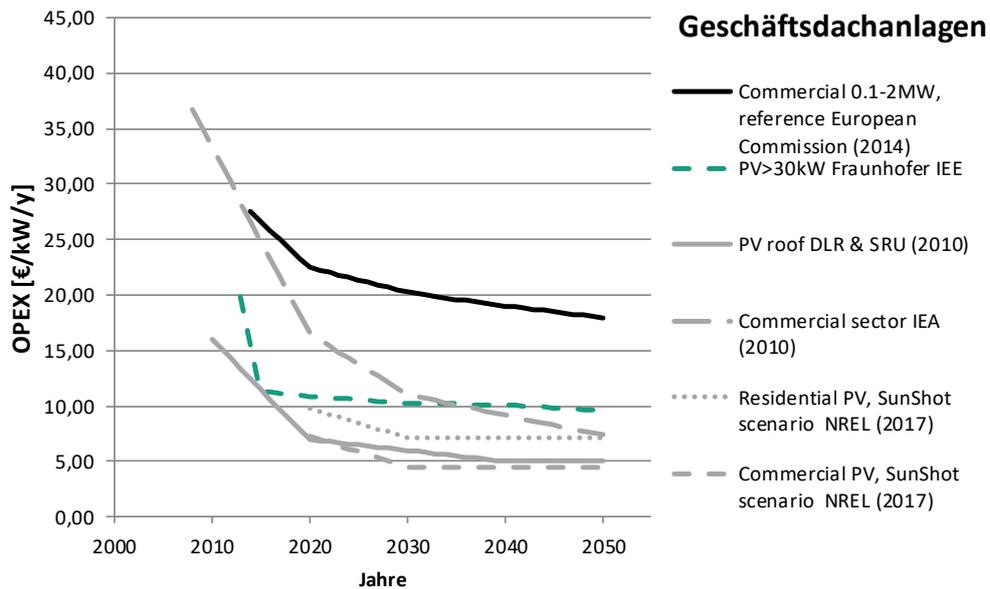


Abb. 21: Gesammelte Betriebskostenprojektionen bis 2050 für PV Geschäftsdachanlagen.

### 3.5.2.4 LCOE Photovoltaik

Die Bestimmung der Stromgestehungskosten (engl. Levelized costs of energy, kurz LCOE) baut auf der Zeitreihenberechnung auf (s. Kap. 3.2) und ist damit auch abhängig vom jeweiligen Energieertrag im jeweiligen Wetterpixel. Um eine vergleichende Darstellung und Validierung des Kostenmodells mit anderen Quellen zu ermöglichen, wurden für die folgende Grafik aber zunächst Beispielwerte für die Volllaststunden (und damit Energieerträge) angenommen (Abb. 22):

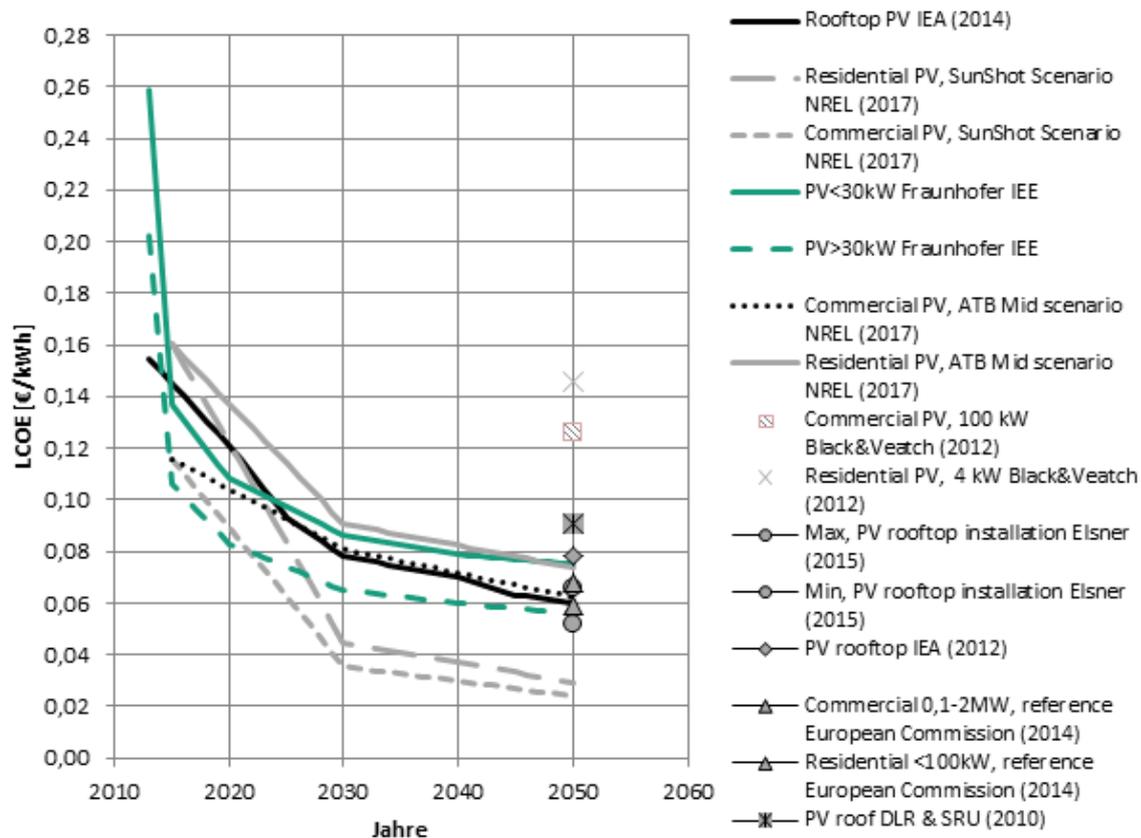


Abb. 22: Gesammelte und berechnete Stromgestehungskosten bis 2050 für PV Dachanlagen. Als Punkte Dargestellte Ergebnisse erfolgen über ergänzende Annahmen und Berechnungen.

Die Systematik für die Bestimmung des LCOE ist identisch zu dem Verfahren, was für die Windenergie beschrieben wurde: Auch für die LCOE der PV wurde eine vereinfachte LCOE-Rechnung mit jährlich konstanten Energieerträgen und OPEX angenommen, genauso wurde der CAPEX mit einer Laufzeit von ebenfalls 20 Jahren und einer effektiven Verzinsung von 5 % auf einen jährlichen Betrag umgerechnet.

### 3.6 Transformationspfade zum EE100%-Szenario: Ökonomische Bewertung staatlicher Handlungsoptionen, Investitionen und konkurrierender Technologien

Tobias Kraschewski und Michael H. Breitner

#### 3.6.1 Transformationsprozesse: Ein Überblick

Der Transformationsprozess des deutschen Energiesystems zu einem aus 100 % erneuerbarer Energien bestehenden System ist gegliedert in die sich überlappenden Phasen Ausbau, Systemintegration und Langzeitspeicherung. Die im Projekt berechnete räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen und Lasten stellt eine wichtige Grundlage für die abzuleitenden Handlungsempfehlungen an politische Entscheider dar. Mit einer ergänzenden gesamtsystemischen Simulation ist es möglich, zeitlich aufgelöste Transformationspfade zu berechnen, die die bisherigen Ergebnisse flankieren sowie Chancen und Herausforderungen bei der Transformation zum Zielsystem 2050 aufzeigen inkl. der Analyse von Sensitivitäten und Robustheit der staatlichen Lenkung. Das berechnete Zielsystem setzt einen Ausbaukorridor für verschiedene Technologien voraus, für den es bestimmte politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen zu setzen gilt. Die zeitlich aufgelöste Betrachtung

dieses Transformationspfades ist somit für den zielgerichteten und notwendigen Zubau von erneuerbaren Energien notwendig (Abb. 23).

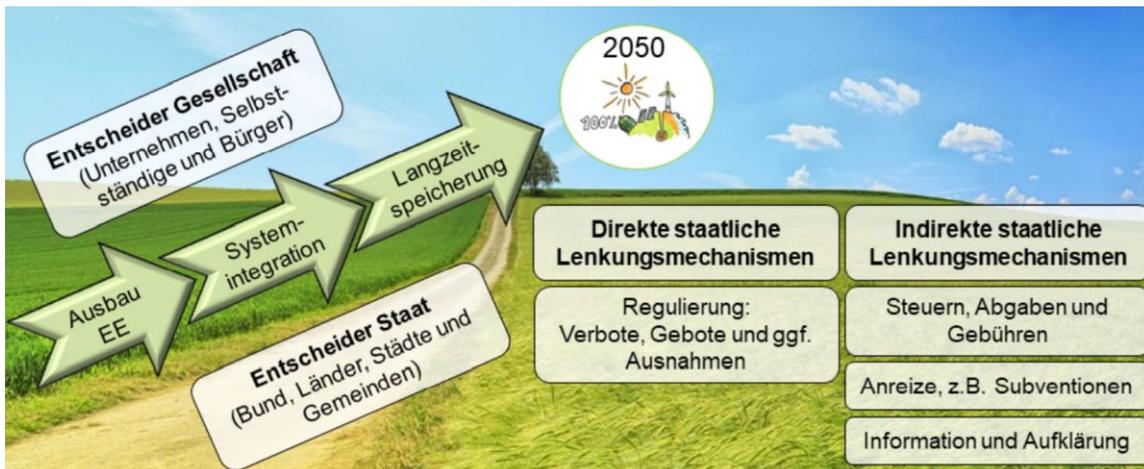


Abb. 23: Transformationsschritte und staatliche Lenkungsmechanismen.

Mit der Energiewende und dem Ziel der Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems sind umfangreiche, teils zusätzliche Investitionen in technische Anlagen notwendig, die auch Finanzierungs- und Akzeptanzfragen in der Gesellschaft aufwerfen. Beide können mit staatlichen Instrumenten adressiert werden. Neben den technischen Randbedingungen werden auch volkswirtschaftliche Grenzen, wie z. B. Produktions- und Installationskapazitäten und Lernkurven verschiedener Technologien zur korrekten Kostenberechnung berücksichtigt. Basierend auf den definierten Randbedingungen und den weiteren Ergebnissen aus den Arbeitspaketen der Projektpartner werden Handlungsempfehlungen und Handlungsstrategien für politische Entscheider abgeleitet (s. Kap. 4.1). Um die Wirkung der staatlichen Steuerungsinstrumente, wie z. B. Subventionen, Entgelte, Gebühren, sowie Beschränkungen/Verbote und Regulierungen, auf den Ausbau der Energiesystemkomponenten abbilden zu können, ist die Simulation vieler verschiedener Szenarien notwendig.

### 3.6.2 Methodisches Vorgehen

Zentraler methodischer Baustein ist der Einsatz des Modells *ReLoS* (Renewable Energies Lower Saxony), ein primär vom ISFH (Institut für Solarenergieforschung, Hameln) entwickeltes Simulationsprogramm, das auch für Deutschland gesamt verwendet werden kann. Das Vorgehen gliedert sich in drei Schritte (Abb. 24).

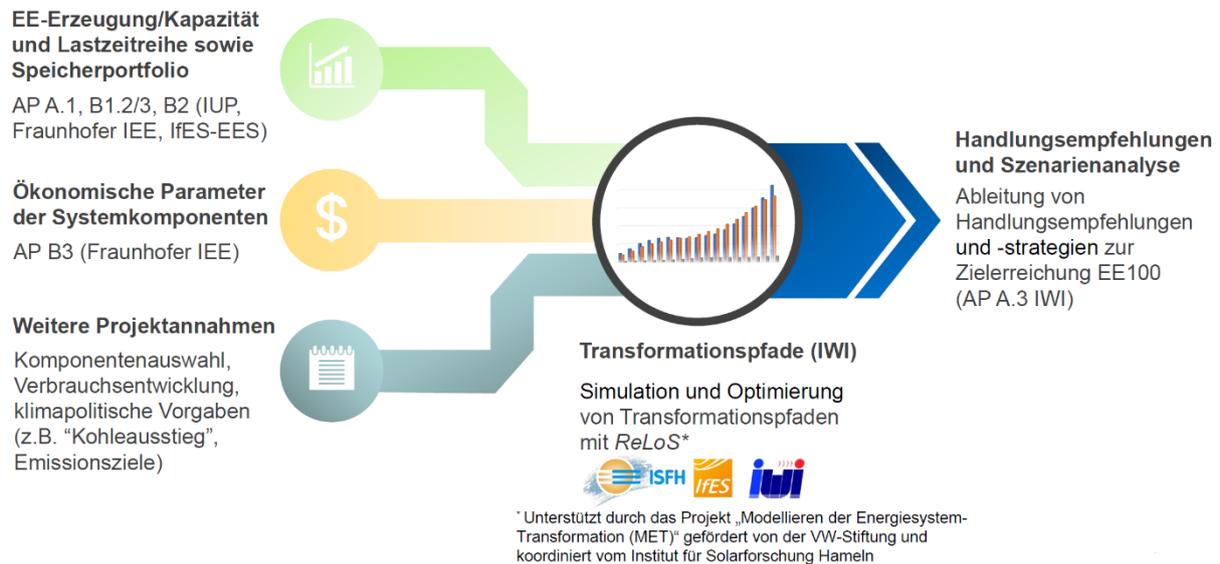


Abb. 24: Darstellung des methodischen Vorgehens zur Ermittlung der Transformationspfade.

Zunächst werden die Annahmen und Ergebnisse aus den Untersuchungen und Simulationen der Projektpartner aus der räumlichen Verteilung der Energieerzeugungspotenziale und Lastzeitreihen sowie ökonomische Parameter und weitere Projektannahmen zur Komponentenauswahl, Verbrauchsentwicklung und klimapolitischen Vorgaben in das Modell als Eingangsparameter aufgenommen. Mit dem Simulationsprogramm ReLoS werden darauf im Ergebnis mögliche Transformationspfade für Deutschland präsentiert, die die Gesamtenergieversorgungskosten minimieren. Hierbei sind eine zeitlich diskrete Simulation und Optimierung des deutschen Energiesystems nötig. Anschließend erfolgen die kritische Diskussion der Ergebnisse und die Ableitung von Handlungsempfehlungen und Handlungsstrategien für die politischen Entscheider.

### 3.6.2.1 Beschreibung ReLoS

Das Simulationsmodell ReLoS wurde im Zuge der Studie „Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050“ für das Niedersächsische Ministerium für Umwelt, Energie und entwickelt und validiert. ReLoS wurde maßgeblich unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Rolf Brendel (ISFH) entwickelt. Das Simulationsmodell nutzt historische Zeitprofile, um vierjährige Einspeisezeitreihen sowohl von Onshore- als auch von Offshore-Windkraftanlagen sowie Photovoltaikanlagen zu simulieren. Dazu werden historische Zeitreihen der Sonnenstrahlung und Außentemperatur genutzt. Alle historischen Zeitprofile beziehen sich auf den Zeitraum von 2011 bis 2015. ReLoS ist ein ranglistenbasiertes Simulationsprogramm. Grundsätzlich unterscheidet ReLoS zwischen Quellen, Wandlern, Speichern und Senken. Durch eine Rangliste (Betriebsführung/Schaltplan) werden die Leistungsflüsse (Leistungsflusspfade) zwischen diesen Klassen definiert und priorisiert (Abb. 25). Die zugrundeliegende Priorisierung der Leistungsflusspfade fasst sich folgendermaßen zusammen:

- **Priorität 1: Erneuerbare Energien verbrauchen**
  - 1.1 Direkt
  - 1.2 Einspeichern
  - 1.3 Überschüsse verwerfen
- **Priorität 2: Gespeicherte Energie verbrauchen**

- 2.1 Direkt
- 2.2 Verwerfen
- Priorität 3: Fossile Energie verbrauchen:
  - Direkt

Die Leistungsflüsse zwischen den Komponenten sind durch die Priorisierung definiert. Jede Komponentenklasse umfasst einen Anlagenpark, der durch technische Parameter spezifiziert ist, sodass die zugrundeliegenden technischen Randbedingungen eingehalten werden.

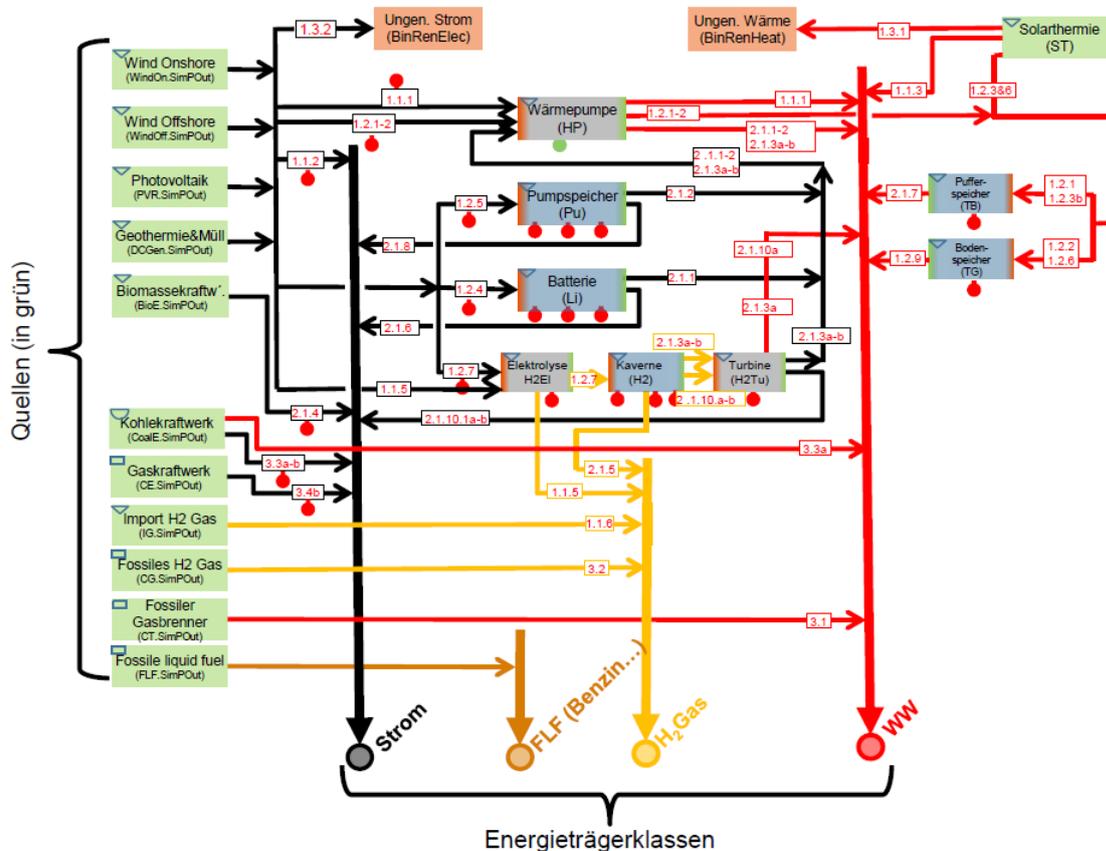


Abb. 25: Schematische Betriebsführung von ReLoS mit vier Energieträgern: Strom (schwarz), flüssiger Kraftstoff (orange), Wasserstoff (gelb) sowie Wärme (rot). Zusätzlich sind Energiequellen (grüne Kästen), Energiewandler (graue Kästen) und Energiespeicher (blaue Kästen) dargestellt.

In jedem Zeitschritt der Simulation gleicht die Energieerzeugung dem Energiebedarf, wodurch die Energiebilanz stets eingehalten wird. Stromüberschüsse werden in der Simulation explizit zugelassen, werden in der Praxis jedoch ggf. abgeregelt. Das Energiesystem wird anhand der Gesamtenergieversorgungskosten optimiert. Diese werden durch den Auf- und Abbau neuer Komponenten, Wartung und Instandhaltung sowie Betrieb der Komponenten gebildet. Die Optimierung basiert auf dem Particle Swarm Algorithmus (PSA), welcher einen heuristischen Optimierungsansatz darstellt (s. auch Kap. 3.4.5.2). Der PSA sucht iterativ nach einem globalen Kostenminimum der gesamten Energieversorgung Deutschlands im Lösungsraum. Dieser wird durch Nebenbedingungen definiert, die die maximalen Ausbaupazitäten der betrachteten Technologien berücksichtigen. Als Abbruchkriterien dienen die Veränderung des Zielfunktionswertes der durchgeführten Kos-

tenminimierung aus CAPEX und OPEX sowie die Veränderungen der installierten Leistungen bzw. Kapazitäten der Energiesystemkomponenten. Sobald sich diese Werte innerhalb einer Iteration um weniger als  $10^{-2}$  bzw.  $10^{-4}$  verändern, bricht der PSA ab. Neben der Minimierung der Gesamtenergieversorgungskosten werden Nebenbedingungen berücksichtigt, wie bspw. die Einhaltung eines CO<sub>2</sub>-Pfad. Des Weiteren greift der PSA auf eine intertemporale Optimierungsstrategie zurück. Durch Kenntnis zukünftiger Parameter wie bspw. Erzeugungsprofile erneuerbarer Energietechnologien sowie Energieverbrauchsprofile, wird das Energiesystem auf dieser Grundlage im aktuellen Zeitschritt optimiert. Dieser Ansatz unterscheidet sich von der myopischen Optimierung, welche lediglich die vorhandenen Informationen im aktuellen Zeitschritt verwendet.

### 3.6.2.2 Anpassungen des Modells

Auf Grundlage des allgemeinen Modellaufbaus von ReLoS wurden einige Anpassungen durchgeführt, die nachfolgend beschrieben werden. Erzeugerseitig werden die Kraftwerkskapazitäten auf Bundesebene betrachtet. Diese werden mit spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen und angenommener Laufzeit bis zur Abschreibung bzw. politisch vorgegebener Abschaltung (Atom- und Kohleausstieg) berücksichtigt. Der Verbrauch der einzelnen Sektoren wird ausgehend vom derzeitigen bundesweiten Verbrauch für die betrachteten Stützjahre extrapoliert (Abb. 26). Hierbei werden Verbrauchsänderungen aufgrund von Verschiebungen zwischen den Sektoren und Verbrauchsreduktionen durch Effizienzmaßnahmen berücksichtigt. Die Annahmen basieren hierbei auf den Ergebnissen der Endenergiebedarfsprojektion für das Jahr 2050 aus dem Ausgangsszenario des Vorgängerprojekts „EE100“, die vom CUTEC durchgeführt wurden (s. Kap. 2.3 und Walter et al. 2018b).

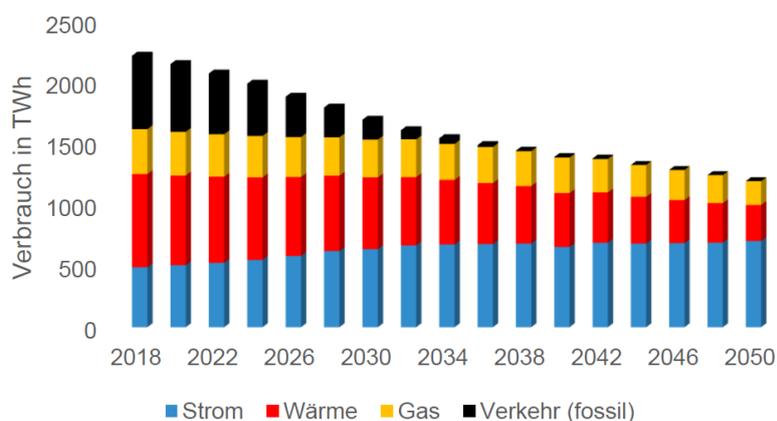


Abb. 26: Darstellung des projizierten Endenergiebedarfs der Sektoren Strom (blau), Wärme (rot), Gas (gelb) und fossilem Verkehr (schwarz) von 2018 bis 2050.

Weiterhin werden folgende Annahmen im Modell berücksichtigt:

- Investitionen und Betriebskosten (CAPEX / OPEX) für die Systemkomponenten. Hierbei wurden die Ergebnisse des Fraunhofer IEE genutzt (s. Kap. 3.5)
- Keine Berücksichtigung von Biomasse(-verstromung) und Solarthermie
- Kein Wasserstoffimport und keine Wärmerückverstromung
- Derzeitiger Gasverbrauch wird schrittweise ausgehend von der derzeitigen primären fossilen Bereitstellung durch Wasserstoff aus erneuerbaren Energien gedeckt.
- Effizienzgewinne bei den klassischen Stromanwendungen (Licht, Kälte, Kraft, IKT). Strombedarf steigt dennoch aufgrund von neuen Verbrauchern aus den Sektoren Ver-

kehr und Wärme.

- Vollständige Dekarbonisierung des Verkehrssektors durch hohen Anteil batterieelektrischer Mobilität und Deckung des verbliebenen Anteils durch wasserstoffelektrische Mobilität
- Keine kostenseitige Betrachtung des (erforderlichen) Ausbaus von Strom- und ggf. Gasnetzen

## **4 Ergebnisse**

### **4.1 Mensch- und naturverträglich nutzbare Flächenpotenziale für Onshore-Wind und Dach-PV**

Julia Thiele, Julia Wiehe und Christina von Haaren

#### **4.1.1 Onshore-Wind**

##### **Variante 1**

In der Variante 1 umfasst die Fläche des geringen RWS 8.300 km<sup>2</sup> (2,3 % der Fläche Deutschlands, Walter et al. 2018b). Die Variante 1 „Methodenvergleich Ertragsberechnung“ zeigt, dass die Neuberechnung zu deutlich höheren Erträgen für Onshore-Windenergie im Vergleich zum Ausgangsszenario führt. Durch das differenzierte Ertragsmodell des IEE wird der potenzielle Ertrag auf identischer Flächenkulisse um über 98 % gesteigert (von 530 TWh/a im Ausgangsszenario auf 1.051 TWh/a in Variante 1). Die Ertragssteigerung der Onshore-Windenergie ist auf einen optimierten Platzierungsalgorithmus zurückzuführen. Die Potenzialflächen werden vom „Rand“ her belegt und mit einem größeren Abstand in Hauptwindrichtung als in Nebenwindrichtung (s. Kap. 3.2.2). Dieses Ergebnis verdeutlicht, dass auch bei bundesweiten Stromertragsberechnungen differenzierte Modelle eingesetzt werden sollten, um Ungenauigkeiten zu reduzieren. In den Erträgen für Dach-Photovoltaik unterscheiden sich das Ausgangsszenario und die Variante 1 „Methodenvergleich Ertragsberechnung“ nur geringfügig: Der Ertrag reduziert sich in den Berechnungen des IEE lediglich um 6 %, da die differenzierte Stromertragsberechnung beispielsweise die Alterung und eine Verschmutzung der PV-Module berücksichtigt (s. Kap. 4.2).

##### **Variante 2**

Durch die Nutzung des Basis-DLM und des DGM50 zur Selektion der Flächenkategorien der RWS-Analyse werden Unsicherheiten in der Variante 2 aufgrund von generalisierten Datensätzen reduziert. Im Vergleich zum Ausgangsszenario nehmen beispielsweise die Industrie- und Gewerbeflächen (ohne Abstandspuffer) der Variante 2 um 241 % (4.316 km<sup>2</sup>) zu, die Erholungs- und Freizeitflächen sogar um 3.561 % (Abb. 27). Dies ist damit zu begründen, dass im Basis-DLM kleinere Industrie- oder Erholungsflächen dargestellt werden, die im DLM250 nicht vorhanden sind, da hier der Maßstab der Eingangsdaten kleiner ist. Folglich ist die prozentuale Abweichung noch größer, wenn die Abstandspuffer einbezogen werden. Im Falle der Industrie- und Gewerbeflächen inkl. Abstandspuffer vergrößert sich die Fläche in der Variante 2 um 569 % (15.045 km<sup>2</sup>) im Vergleich zur Variante 1 (bzw. zum Ausgangsszenario).

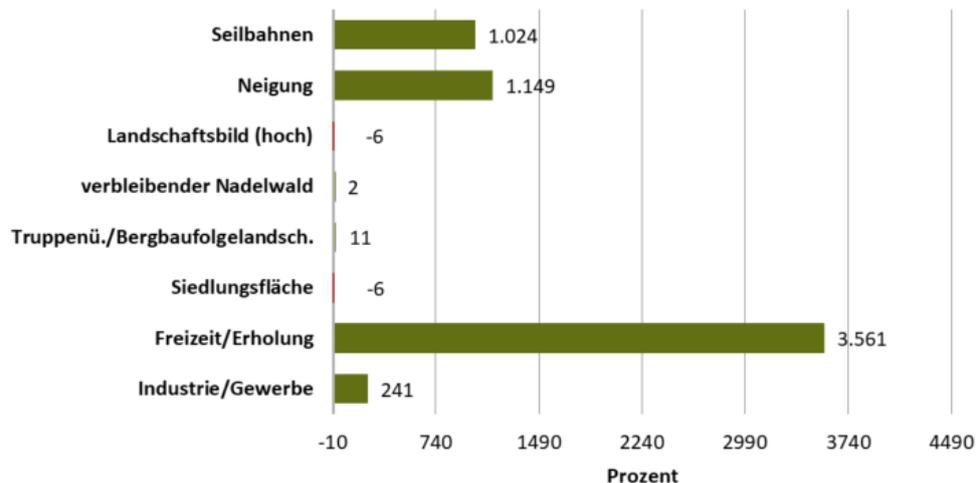


Abb. 27: Prozentuale Abweichungen der Flächenkategorien ohne Abstandspuffer aufgrund veränderter Eingangsdaten (Variante 1 und 2).

Die Siedlungsflächen sind nach dem Basis-DLM zwar etwas kleiner als in der Selektion aus dem DLM250, jedoch sind sie wesentlich exakter und kleinräumiger dargestellt. Die prozentuale Abweichung der 50 m × 50 m Raster der Wohngebiete mit dem Schutzpuffer beträgt 123 % (Variante 2) im Vergleich zu dem Raster, das in der Variante 1 für Wohngebiete mit Schutzpuffer in die RWS-Analyse integriert wurde.

#### **Exkurs: Einfluss eines 1000-m-Abstandes zwischen Siedlungsflächen und WEA auf die Flächenpotenziale**

Der derzeitige Wirtschaftsminister Peter Altmaier (CDU) führt einen Diskurs um einen 1000-m-Abstand zwischen künftigen WEA und Siedlungen (Ostendorf 2019). Eine Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. ermittelte, dass diese Planung zu einer Reduktion des Windkraftpotenzials von bis zu 26 % führen würde (Schmid et al. 2019).

Würde der Abstand um die Siedlungsflächen in der Variante 2 auf 1000 m erweitert (vgl. Kap. 3.1.1.2), so wären die Siedlungsflächen mit Abstandspuffer um 7,2 % größer als mit einem Abstandspuffer von 750 m. Die Fläche des geringen RWS würde sich bei einem 1000-m-Abstand zwischen Siedlungsflächen und WEA auf 3953 km<sup>2</sup>, also um 25,7 %, reduzieren. Dieses entspräche noch ca. 1,1 % der bundesdeutschen Landesfläche.

In der Variante 2 vergrößert sich die Flächenkategorie „Neigung von  $\geq 30^\circ$ “ um 1.150 % (6.570 km<sup>2</sup>) im Vergleich zur Variante 1. In der Variante 1 werden durch die größeren Gitter des DGM200 weniger Flächen mit einer Neigung von  $\geq 30^\circ$  selektiert. Besonders deutlich kann der Unterschied zwischen den Selektionen der beiden Digitalen Geländemodelle mit identischem SQL-Ausdruck bei einem Zoom auf den Harz oder den Alpenraum beobachtet werden (Abb. 28). Nach dem DGM200 (Variante 1) finden sich im Harz fast keine Flächen mit einer Neigung von  $\geq 30^\circ$ .

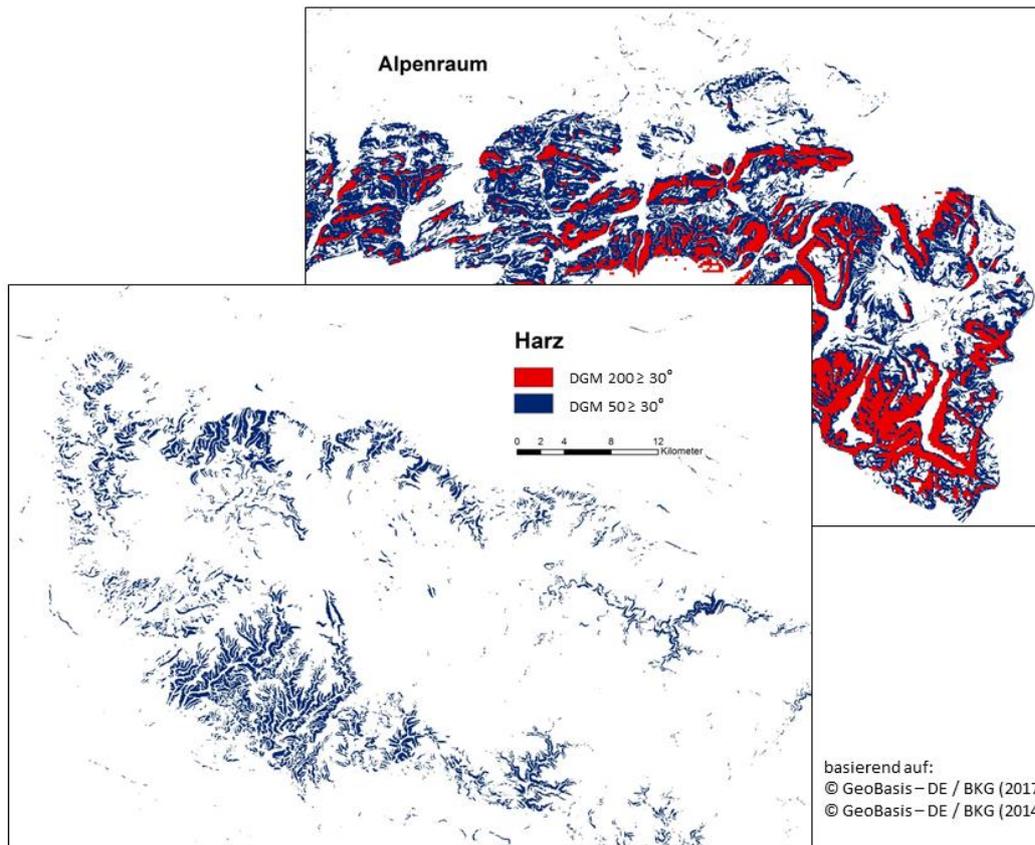


Abb. 28: Vergleich der Flächen mit einer Neigung von  $\geq 30^\circ$  im DGM 50 und DGM 200. Das DGM 200 (rote Flächen) zeigt beispielsweise im Harz keine Flächen mit einer Neigung von  $\geq 30^\circ$  an (untere Karte).

Die Flächenkulisse für Flughäfen und Flugplätze nimmt in der Variante 2 um 20 % im Vergleich zur Variante 1 ab. Die Abnahme ist auf die differenziertere Betrachtung der Infrastruktur (Flughafen und Flugplatz) und den damit verbundenen Abstandspuffer zurückzuführen (Abb. 29). Der Vergleich der Eingangsdaten zeigt, dass bei bundesweiten Berechnungen generell hochaufgelöste Geodaten genutzt werden sollten, um Unsicherheiten zu minimieren (Tab. 6).

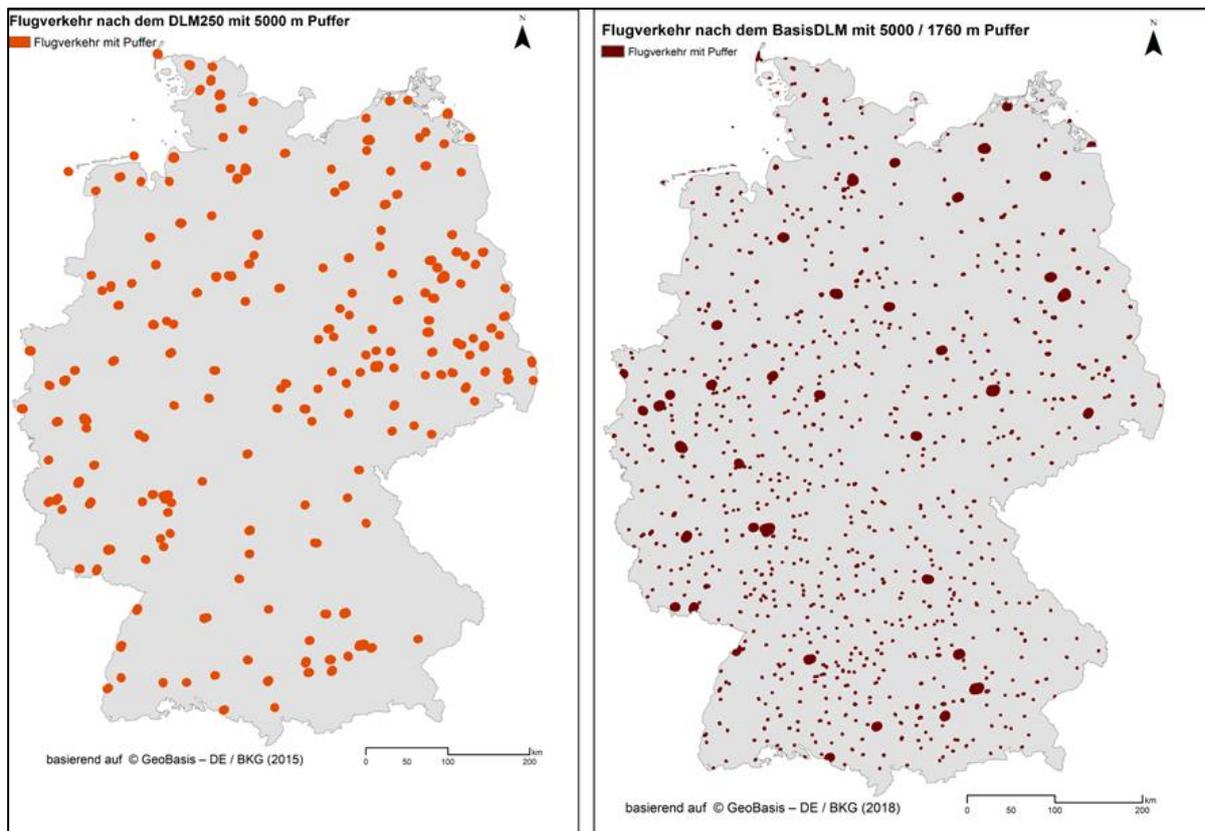


Abb. 29: Vergleich der Ausschlussflächen für die Infrastruktur des Flugverkehrs nach der Variante 1 (links) und der Variante 2 und 3 (rechts).

Die Variante 2 zeigt ein menschen- und naturverträglich nutzbares Flächenpotenzial von 5.320 km<sup>2</sup> (Datensatz: Thiele et al. 2021). Die Flächen des geringen RWS der Variante 2 nehmen insgesamt 1,5 % der Fläche von Deutschland ein und reduzieren sich damit um 36 % im Vergleich zur Variante 1 (Abb. 30).

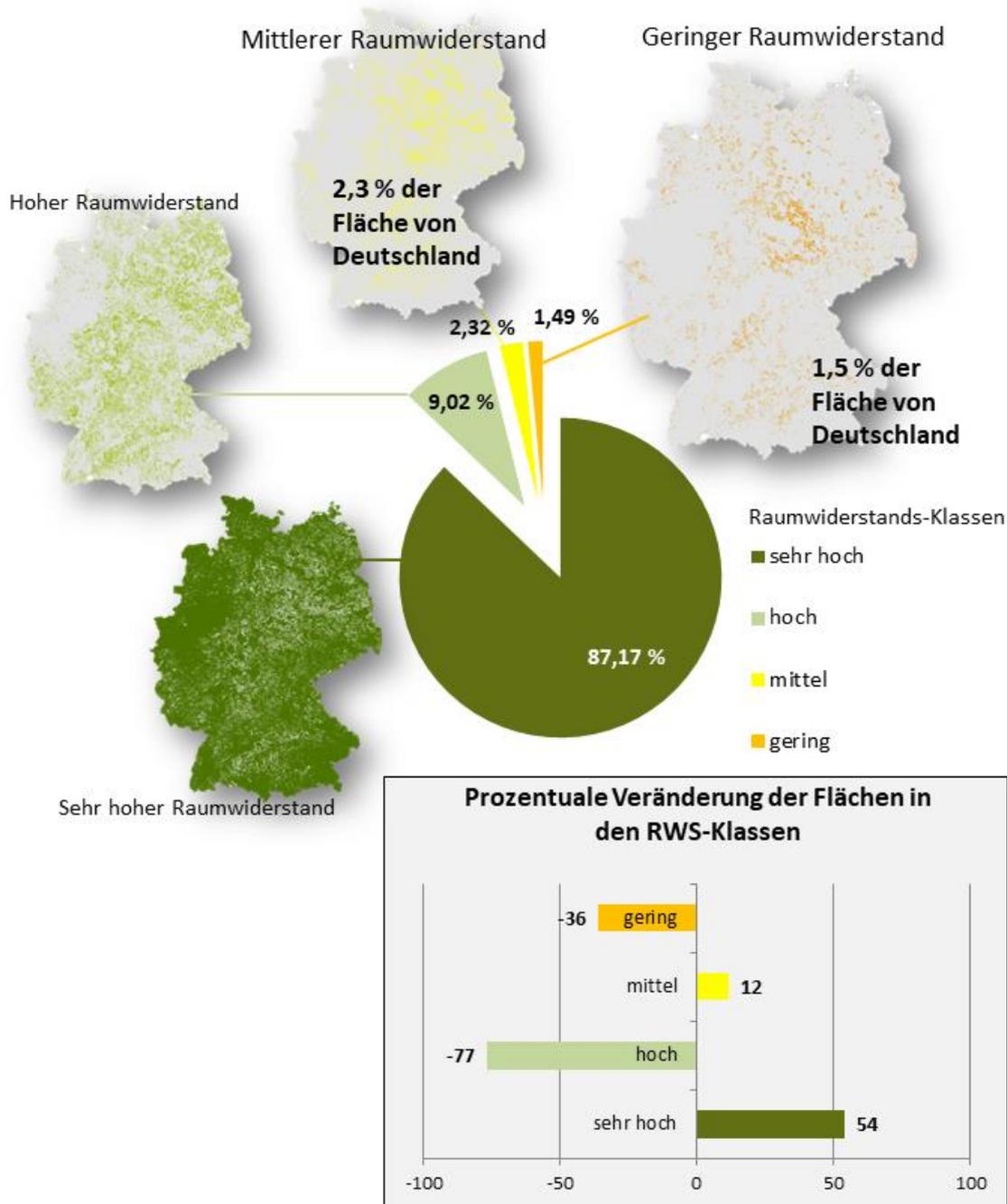


Abb. 30: Kartographische Darstellung der RWS (Variante 2) und Anteile der RWS bezogen auf die Gesamtfläche Deutschlands. Das Balkendiagramm zeigt die prozentuale Veränderung der RWS-Flächen der Variante 2 im Vergleich zu den RWS-Flächen der Variante 1.

Der mittlere RWS ist in der Variante 2 um 12 % (7.440 km<sup>2</sup>) größer als in der Variante 1. Die Flächen des mittleren RWS nehmen damit 2,3 % der Fläche von Deutschland ein (Datensatz: Thiele et al. 2021). Flächen des geringen und mittleren RWS der Variante 2 umfassen insgesamt 3,8 % der Fläche von Deutschland.

### Variante 3

Für die Variante 3 werden für jeden WEA-Typ neue RWS berechnet (Tab. 15).

Tab. 15: Ergebnisse der Berechnung der RWS in den Varianten 1, 2 und 3 (in km<sup>2</sup>).

RWS-Klasse	Variante 1 (in km <sup>2</sup> )	Variante 2 (in km <sup>2</sup> )	Variante 3 Starkwindanlage (in km <sup>2</sup> )	Variante 3 Mittelwindanlage (in km <sup>2</sup> )	Variante 3 Schwachwindanlage (in km <sup>2</sup> )
Sehr hoch	202.249,44	311.583,27	323.379,30	323.501,37	323.570,60
Hoch	139.600,91	32.243,29	23.720,97	23.107,98	23.098,69
Mittel	7.440,08	8.302,94	5.745,69	5.745,32	5.732,78
Gering	8.300,61	5.319,95	3.933,77	3.933,52	3.924,07

Die Fläche des geringen RWS reduziert sich in der Variante 3 für jeden Windenergieanlagentyp im Vergleich zu der Variante 2 erneut. Im Fall der Starkwindanlage reduziert sich die Fläche des geringen RWS beispielsweise um 26 %. Sie umfasst insgesamt 3.934 km<sup>2</sup>, dieses entspricht rund 1,1 % der Fläche von Deutschland. Das IEE nutzt in der Variante 3 die Flächen des geringen RWS der drei Anlagentypen, um die Anlagen zu platzieren und potenzielle Erträge zu berechnen. Hierfür werden die Flächen des geringen RWS für die Starkwindanlage mit den Wetterpixeln für Starkwind überlagert. Dabei wird eine Fläche von 364 km<sup>2</sup> des geringen RWS von Starkwindanlagen genutzt. Die Mittelwindanlage wird auf 2.182 km<sup>2</sup> ihres geringen RWS verteilt, da sich hier der geringe RWS dieser Anlage und die Wetterpixel mit Mittelwind überschneiden. Darüber hinaus werden 1.384 km<sup>2</sup> der Fläche des geringen RWS der Schwachwindanlagen in der Stromertragsberechnung berücksichtigt, da sie sich mit Wetterpixeln für Schwachwind überschneiden. Insgesamt werden so 3.930 km<sup>2</sup> Fläche im geringen RWS für die Stromertragsberechnung der Variante 3 genutzt (1,1 % der Fläche von Deutschland) – eine Reduktion um 26 % verglichen mit der Variante 2.

#### 4.1.2 Dach-PV

Durch die differenziertere Selektion der Schräg- und Flachdächer in den Varianten 2 und 3 können Unsicherheiten in der Berechnung und Bereitstellung von Potenzialflächen für Dach-PV reduziert werden. Die differenziertere Selektion von Schräg- und Flachdächern nach Siedlungstypen zeigt, dass Flachdächer einen wesentlich größeren Flächenanteil bereitstellen. Im Vergleich zu der Variante 1 nimmt die Fläche der Flachdächer in den Varianten 2 und 3 um 642 % zu. Die Fläche der Schrägdächer reduzierte sich hingegen um 41 %.

Insgesamt werden auf einer Gebäudegrundfläche von 2.613 km<sup>2</sup> potenziell nutzbaren Flachdachflächen ermittelt. Diese potenziell nutzbare Flachdachfläche beträgt 1.699 km<sup>2</sup> in den Varianten 2 und 3 und ist damit wesentlich größer als in der Variante 1 (282 km<sup>2</sup>, Abb. 31).

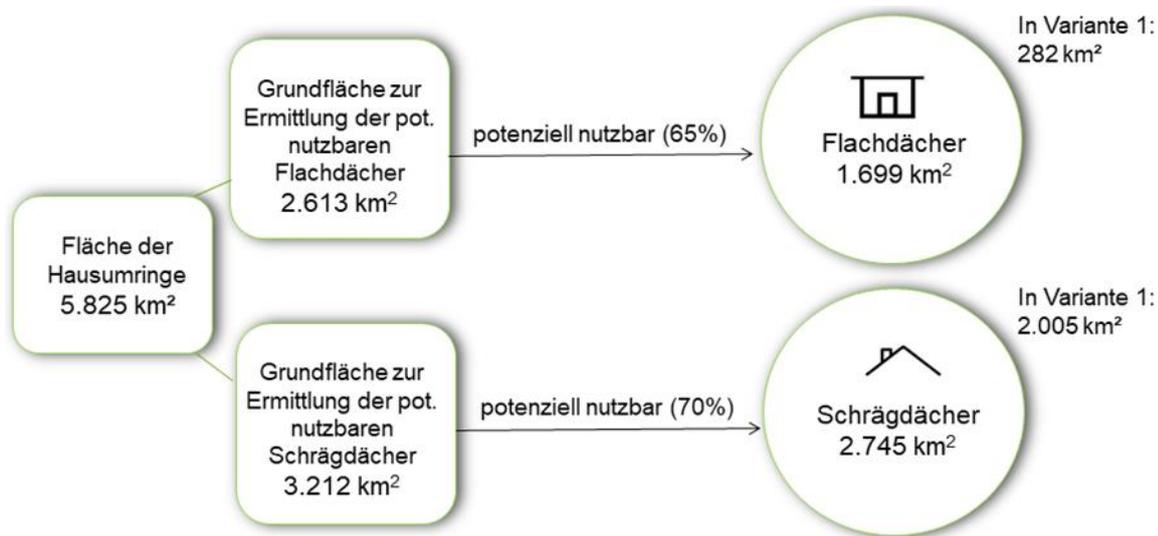


Abb. 31: Potenziell nutzbare Dachflächen differenziert nach Schräg- und Flachdächern in den Varianten 2 und 3 im Vergleich zu den Berechnungen aus der Variante 1.

Potenziell nutzbare Schrägdachflächen wurden für eine Gebäudegrundfläche von insgesamt 3.212 km<sup>2</sup> ermittelt. Die potenzielle nutzbare Fläche für Schrägdächer beläuft sich auf 2.745 km<sup>2</sup> in den Varianten 2 und 3. In Variante 1 wurden hingegen 2.005 km<sup>2</sup> nutzbare Schrägdachflächen angenommen.

#### 4.1.3 Zusammenfassung der Flächenpotenzialresultate

Variante 1 „Methodenvergleich Ertragsberechnung“ nutzt für Onshore-Windenergie und Dach-PV die Flächenkulissen des Ausgangsszenarios (Walter et al. 2018b), um die Berechnungsmethode des Ausgangsszenarios mit einer differenzierten Stromertragsberechnung des IEE in EE100-konkret zu vergleichen und Unsicherheiten aufzudecken (s. Kap. 3.1.1.1). In der Variante 1 umfasst die Fläche des geringen RWS für Onshore-Windenergie 8.300 km<sup>2</sup> (2,3 % der Fläche Deutschlands, Walter et al. 2018b) und 2.287 km<sup>2</sup> Dachflächenpotenzial für Solaranlagen (Tab. 16).

Tab. 16: Die menschen- und naturverträglich nutzbaren Potenzialflächen in den drei Szenariovarianten.

	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Onshore-Wind	8.300,61 km <sup>2</sup> (2,3 % der Fläche Deutschlands)	5.319,95 km <sup>2</sup> (1,5 % der Fläche Deutschlands)	3.930 km <sup>2</sup> (1,1 % der Fläche Deutschlands)
Dach-PV	2.287 km <sup>2</sup>	4.444 km <sup>2</sup>	4.444 km <sup>2</sup>

Die Variante 2 „hochaufgelöste Eingangsdaten“ zeigt ein menschen- und naturverträglich nutzbares Flächenpotenzial von 5.320 km<sup>2</sup> für Onshore-Windenergie. Die Flächen des geringen RWS der Variante 2 nehmen insgesamt 1,5 % der Fläche von Deutschland ein. Die Reduktion der Flächen des geringen RWS im Vergleich zur Variante 1 ist damit zu begründen, dass die höher aufgelösten Eingangsdaten zu größeren Ausschlussflächen führen.

Die genauere Differenzierung von Schräg- und Flachdächern in den Varianten 2 und 3 führt im Vergleich zur Variante 1 zu einer deutlichen Erhöhung der potenziell nutzbaren Dachfläche für PV (4.444 km<sup>2</sup> gegenüber 2.287 km<sup>2</sup> in der Variante 1, s. Abb. 31 und Tab. 16).

Ein wichtiges generelles Ergebnis der Neuberechnung in Variante 2 ist, dass es entgegen

der Annahme im Ausgangsszenario EE100 für eine bundesweite Abschätzung des Potentials von erneuerbaren Energien nicht ausreicht, das DGM200 und DLM250 zu nutzen. Diese Daten sind so ungenau, dass daraus Fehleinschätzungen resultieren, die auch für die Ableitung politischer Handlungsempfehlungen und -strategien auf Bundesebene nicht vertretbar wären.

In der Variante 3 „Trendfortschreibung heutiger Technologien“ werden drei andere WEA-Typen genutzt, um die mensch- und naturverträglich nutzbare Flächenkulisse zu berechnen. Insgesamt stehen 3.930 km<sup>2</sup> im geringen RWS zur Verfügung (1,1 % der Fläche von Deutschland). Die veränderten Anlageneigenschaften führen zu höheren Abständen z. B. zu Siedlungen, da der max. Schalleistungspegel gestiegen ist und sich damit der zu berücksichtigende Abstand entsprechend der TA-Lärm von 750 m (Variante 1 und 2) auf 871 m vergrößert (vgl. Kap. 3.1.1.3).

## **4.2 Ergebnisse der Zeitreihenbestimmung**

Philip Gauglitz und Carsten Pape

Mit der in Kapitel 3.2 beschriebenen Methodik werden am Fraunhofer IEE Zeitreihen für erneuerbare Energien und Lasten bestimmt, die den Projektpartnern für die Speicher- und Netzberechnung (IfES-EES und IfES-EEV) zur Verfügung gestellt werden. Die Zeitreihen werden im folgenden Format übergeben:

- Erneuerbare Energien aggregiert
- Lastzeitreihen aufgeteilt in die verschiedenen Sektoren
- Diese Zeitreihen haben eine zeitliche Auflösung von 1h, einen zeitlichen Umfang von einem Jahr (Wetterjahr 2012, Szenariojahr 2050), und eine räumliche Auflösung des Cosmo-DE-Modells (knapp 3x3 km) bzw. des Cosmo-EU-Modells (rund 7x7 km).

Im Folgenden werden die Ergebnisse zusammenfassend dargestellt.

### **4.2.1 Erzeugung Variante 1**

Die folgenden Leistungen und Erträge erneuerbarer Energien werden für Variante 1 bestimmt (Tab. 17):

Tab. 17: Ergebnisse der Stromertragsberechnung der Variante 1 je erneuerbarem Energieträger.

Erneuerbare Energieträger		Variante 1
Dach-PV	Leistung in GW	617
	Energie in TWh	569
	Volllaststunden kWh/kW	922
Wind-Onshore	Leistung in GW	427
	Energie in TWh	1.051
	Volllaststunden kWh/kW	2.461
Wind-Offshore	Leistung in GW	35
	Energie in TWh	139
	Volllaststunden kWh/kW	3.979
Laufwasserkraft	Leistung in GW	Energiemengenverteilung als Banderzeugung entsprechend des Leistungsbestandes
	Energie in TWh	24
	Volllaststunden in kWh/kW	-

Die Abb. 32 und Abb. 33 zeigen die räumlich aggregierten und zeitlich aufgelösten Energieerträge für die verschiedenen erneuerbaren Energien für Januar und August. Gut sichtbar sind die tageszeitlich ausgeprägten Einspeisungen der Photovoltaik und die in den unterschiedlichen Jahreszeiten jeweils dominierenden Energieträger. Die Wasserkraft nimmt eine eher untergeordnete Rolle ein und ist im Vergleich zur PV- und Windeinspeisung im Diagramm nahe der Nulllinie zu finden:

#### Ergebnisse – EE-Zeitreihen – zeitliche Darstellung

Leistung in GW – Januar

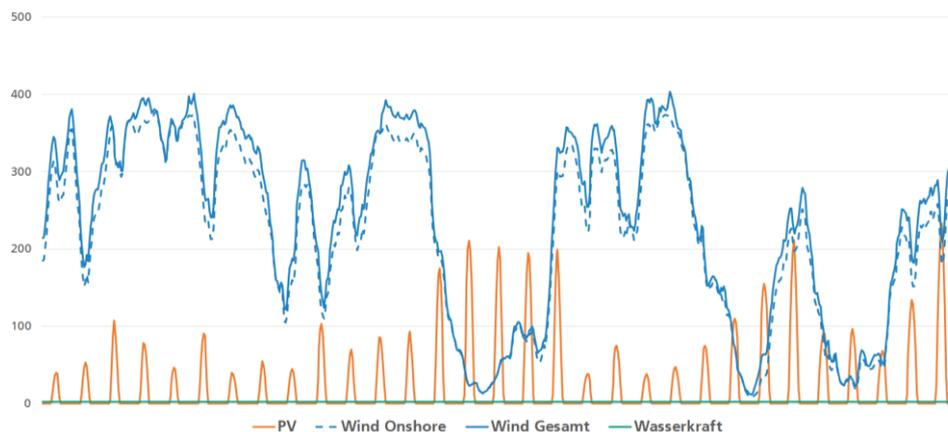


Abb. 32: Zeitliche Darstellung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Januar (Wetterjahr 2012).

## Ergebnisse – EE-Zeitreihen – zeitliche Darstellung

Leistung in GW – August

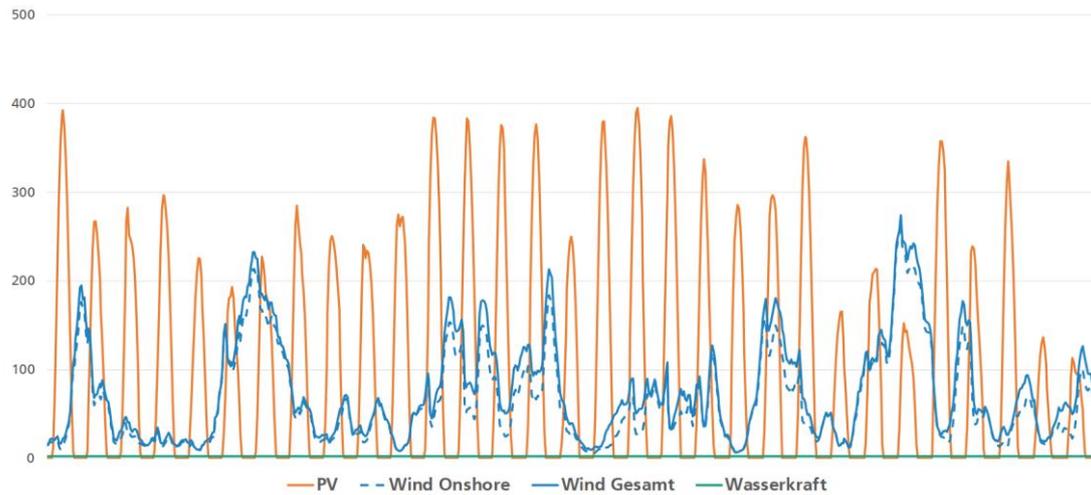


Abb. 33: Zeitliche Darstellung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im August (Wetterjahr 2012).

Im Folgenden ist eine Übersicht über die (zeitlich aggregierte) räumliche Verteilung der Stromerzeugung je Wetterpixel für Photovoltaik und Windenergie in Variante 1 dargestellt (Abb. 34):

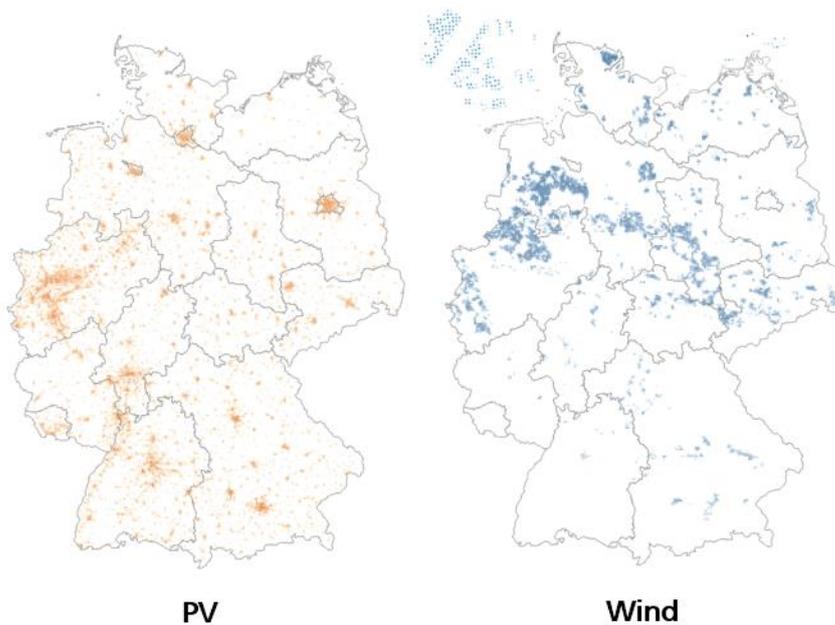
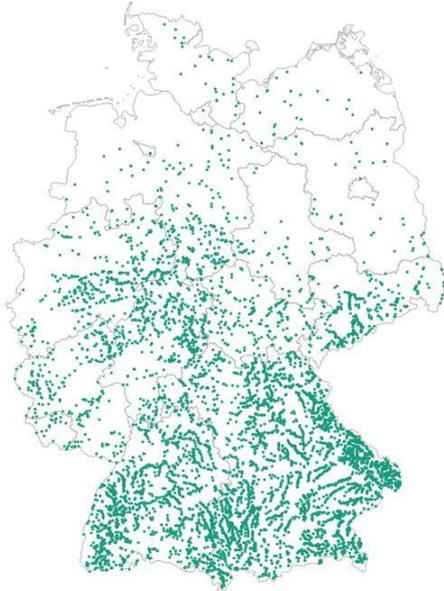


Abb. 34: Räumliche Verteilung der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie in Variante 1.

Eine analoge Darstellung für die Wasserkraft würde aufgrund der verhältnismäßig niedrigen Energiemengen und der punktuellen Einzelanlagen keine deutlich sichtbaren Verteilungen ergeben. Im Folgenden sind deswegen nicht Energiemengen pro Wetterpixel, sondern die Verteilung der einzelnen Anlagen als Punkte dargestellt (Abb. 35).



### Wasserkraft

Abb. 35: Verteilung der Laufwasserkraftanlagen in allen Varianten.

#### 4.2.2 Erzeugung Variante 2

Die folgenden Leistungen und Erträge erneuerbarer Energien werden für Variante 2 bestimmt (Tab. 18):

Tab. 18: Ergebnisse der Stromertragsberechnung der Variante 2 je erneuerbarem Energieträger.

Erneuerbare Energieträger		Variante 1	Variante 2
Dach-PV	Leistung in GW	617	1.156
	Energie in TWh	569	937
	Volllaststunden in kWh/kW	922	811
Wind-Onshore	Leistung in GW	427	391
	Energie in TWh	1.051	884
	Volllaststunden in kWh/kW	2.461	2.264
Wind-Offshore	Leistung in GW	35	siehe Variante 1
	Energie in TWh	139	
	Volllaststunden in kWh/kW	3.979	
Laufwasserkraft	Leistung in GW	Energiemengenverteilung als Banderzeugung entsprechend des Leistungsbestandes	siehe Variante 1
	Energie in TWh	24	
	Volllaststunden in kWh/kW	-	

Für Variante 2 ergeben sich aufgrund der neuen Flächenkulisse neue räumliche Verteilungen für Windenergie und PV (Abb. 36).

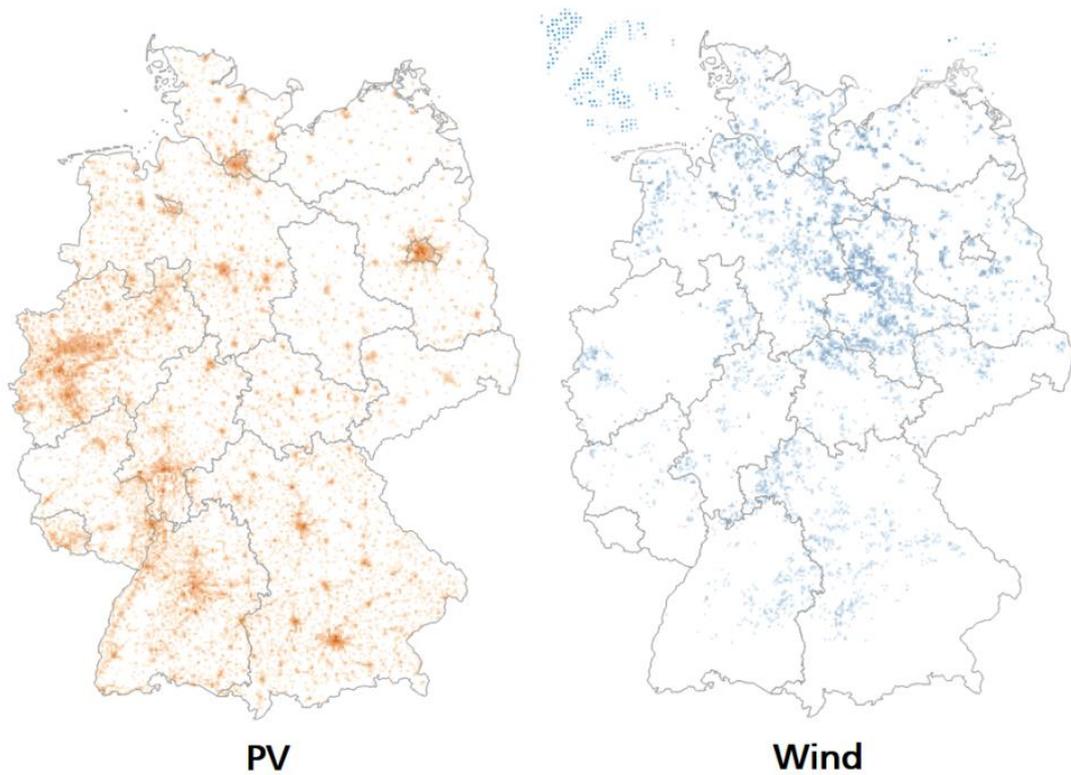


Abb. 36: Räumliche Verteilung der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie in Variante 2.

Eine Auswertung der Stromerträge je Bundesland zeigt, dass Niedersachsen und Sachsen-Anhalt die höchsten Ertragspotenziale für Onshore-Windenergie vorweisen. Bayern und Nordrhein-Westfalen erzielen hingegen die höchsten Ertragspotenziale für Dach-PV. (Anhang II).

#### 4.2.3 Erzeugung Variante 3

Die folgenden Leistungen und Erträge erneuerbarer Energien werden für Variante 3 bestimmt (Tab. 19):

Tab. 19: Ergebnisse der Stromertragsberechnung der Variante 3 je erneuerbarem Energieträger.

Erneuerbare Energieträger		Variante 1	Variante 3
Dach-PV	Leistung in GW	617	924
	Energie in TWh	569	749
	Volllaststunden in kWh/kW	922	811
Wind-Onshore	Leistung in GW	427	149
	Energie in TWh	1.051	414
	Volllaststunden in kWh/kW	2.461	2.765
Wind-Offshore	Leistung in GW	35	siehe Variante 1
	Energie in TWh	139	
	Volllaststunden in kWh/kW	3.979	
Laufwasserkraft	Leistung in GW	Energiemengenverteilung als Bänderzeugung entsprechend des Leistungsbestandes	siehe Variante 1
	Energie in TWh	24	
	Volllaststunden in kWh/kW	-	

Für Variante 3 ergeben sich (aufgrund der gleichen Flächenkulisse) räumlich ähnlich verteilte Energieerträge wie in Variante 2 (Abb. 37), aufgrund der vorsichtigeren Technologieannahmen aber geringere Energieerträge (und damit weniger dunkle Einfärbungen):

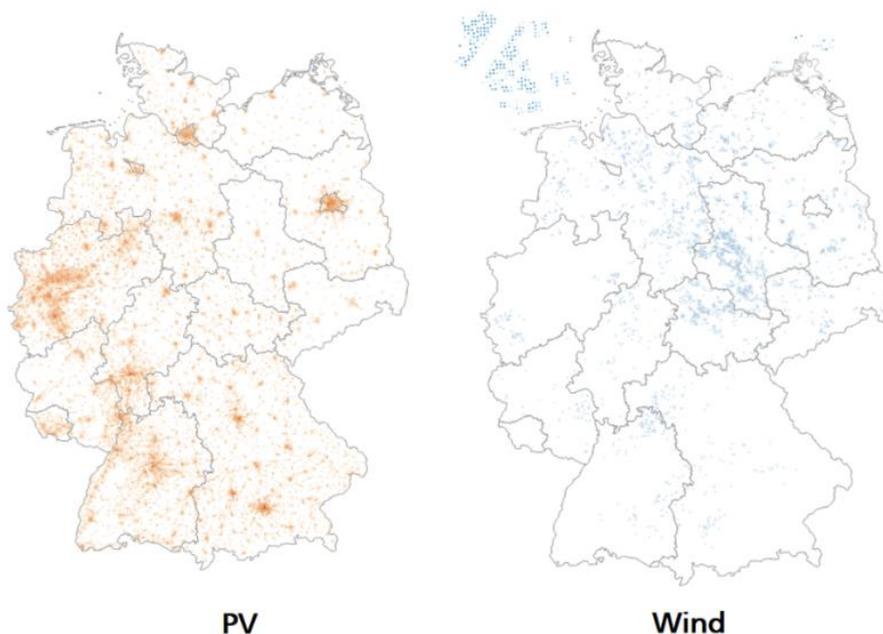


Abb. 37: Räumliche Verteilung der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie in Variante 3.

#### 4.2.4 Ergebnisse Lastzeitreihen (variantenübergreifend)

Die Ergebnisse der Verortung der Stromnachfrage in den Kategorien Verkehr, Raum- und Prozesswärme sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Hierbei zeigt sich beim

Verkehr und der Raumwärme eine deutliche Korrelation mit der Bevölkerungsverteilung, während im Bereich der Prozesswärme deutlich stärker die Standorte des produzierenden Gewerbes abgebildet werden. Hierbei fallen insbesondere der geringe Bedarf an Prozesswärme in den Metropolregionen Berlin, Frankfurt und München auf, welche sich durch einen starken Dienstleistungssektor auszeichnen (Abb. 38).

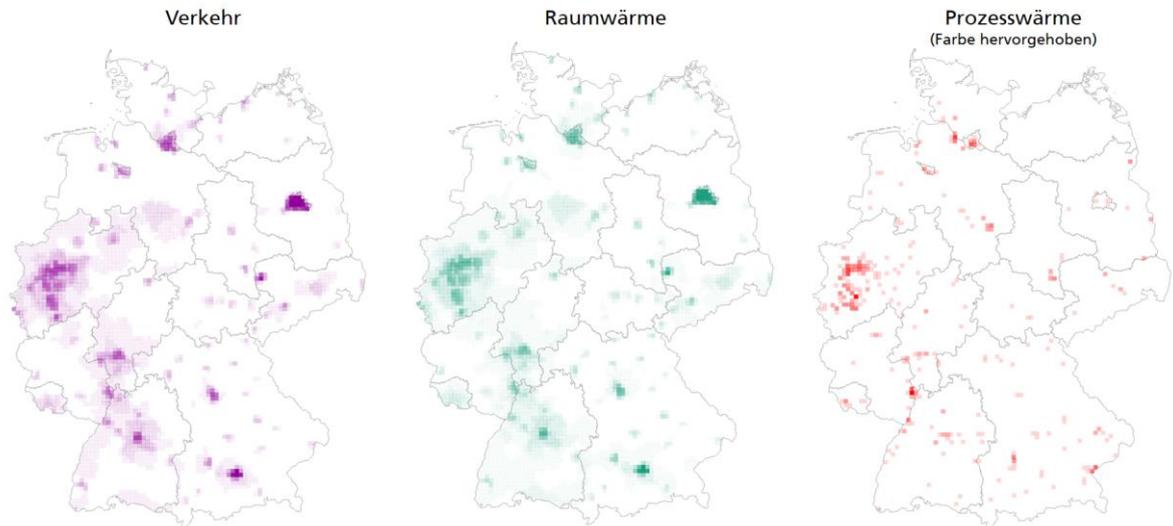


Abb. 38: Räumliche Verteilung der Stromnachfrage in den Kategorien Verkehr, Raum- und Prozesswärme.

Neben der Verortung der Stromnachfrage spielt auch das zeitliche Profil für die Gesamtsimulation eine entscheidende Rolle. Insbesondere die neuen Technologien wie E-Kfz oder elektrische Wärmepumpen sind in den heutigen Lastprofilen nicht enthalten und können zu einer deutlichen Änderung der Nachfragecharakteristik führen. Sie wurden deswegen durch eigenständige Modelle ergänzt. Exemplarisch ist in der Abb. 39 die ermittelte deutschlandweite Lastzeitreihe für die Raumwärmebereitstellung mittels elektrischer Wärmepumpen dargestellt. Diese erreichen mit Jahresmittel eine Leistungszahl von fast; jedoch hängt dieser Wert bei Luftwärmepumpen stark von der jeweiligen Außentemperatur zum Zeitpunkt der Wärmebereitstellung ab.

## Ergebnisse – Last-Zeitreihen – zeitliche Darstellung

Beispiel Raumwärme – gesamtes Jahr – Szenariojahr 2050 – Wetterjahr 2012

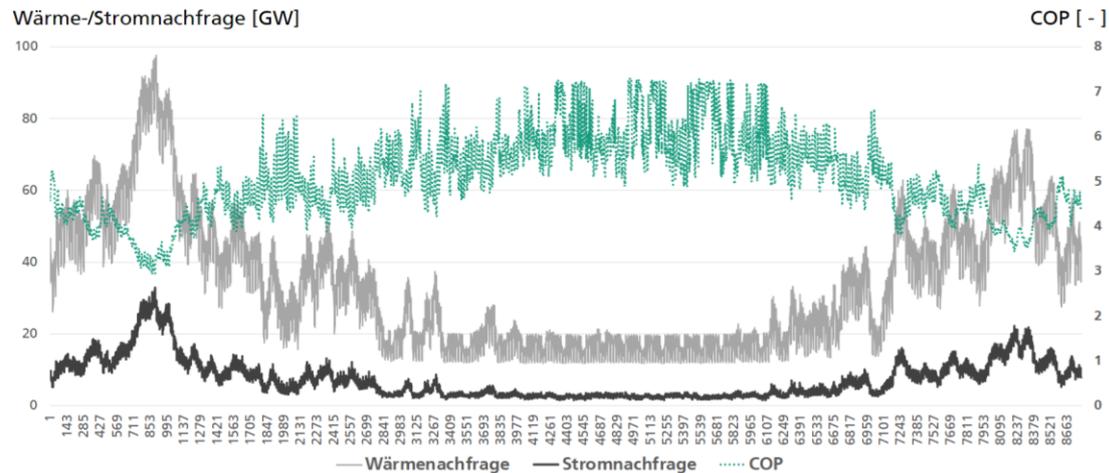


Abb. 39: Zeitlicher Verlauf der Wärmenachfrage (grau), der Leistungszahl (COP, grün) und der resultierenden Stromnachfrage (schwarz).

Während im Sommer für die Trinkwarmwassererwärmung Leistungszahlen von bis ca. 7 erreicht werden, fällt dieser Wert zum Zeitpunkt der größten Wärmenachfrage im Winter auf unter 3. In der Abb. 39 ist ein Zeitreihendiagramm zu sehen, das die Raumwärmenachfrage darstellt.

### 4.3 Speichersimulation

Clemens Lohr, Astrid Bensmann und Richard Hanke-Rauschenbach

#### 4.3.1 Theoretische Betrachtung der Eingangsgrößen

In der theoretischen Betrachtung des Speicherbedarfs erfolgt zunächst eine Analyse des Ausgleichbedarfs auf Basis der Zeitreihen der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und der Verbrauchslastgänge. Dabei werden für die Zeitreihen der Erzeugung aus erneuerbaren Energien für die Flächenpotenziale der Variante 1 verwendet (s. Kap. 3.2), aus dem sich ein gesamtes jährliches Erzeugungspotenzial von 1.783 TWh<sup>13</sup> ergibt. Der gesamte angenommene jährliche Strombedarf beträgt 1.327 TWh, der ebenfalls den durch unregelmäßig gedeckten thermischen Bedarf und die Bereitstellung von erneuerbarem Gas für schwer elektrifizierbare Prozesse umfasst, jedoch noch keine Speicherverluste. Für die Verbrauchslastgänge von elektrischem Bedarf (751 TWh ohne Wärme) und thermischem Bedarf (66 TWh elektrisch) werden die Ergebnisse aus Kap. 4.2 verwendet. Hinzukommen 510 TWh für die Erzeugung von erneuerbarem Gas, das in Form einer elektrischen Bandlast von 58 GW bei mittlerem Wirkungsgrad von 50 % gewonnen wird. Die örtliche Auflösung der Zeitreihen wird dafür sowohl für die Erzeugung als auch für den Verbrauch aggregiert. Der Ausgleichsbedarf ist im Folgenden als der Teil des Verbrauchs definiert, der nicht direkt durch die momentane Erzeugung aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann.

Abb. 40 zeigt den Überschuss an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei vollem Ausbau in orange und den Ausgleichsbedarf in hellblau in Form eines sortierten Lastgangs.

<sup>13</sup> Ohne Geothermie: Da Geothermie nicht verortet wurde, wurde sie nicht in die Zeitreihen integriert, die hier als Eingang genutzt wurden, vgl. Kap. 3.2.5.

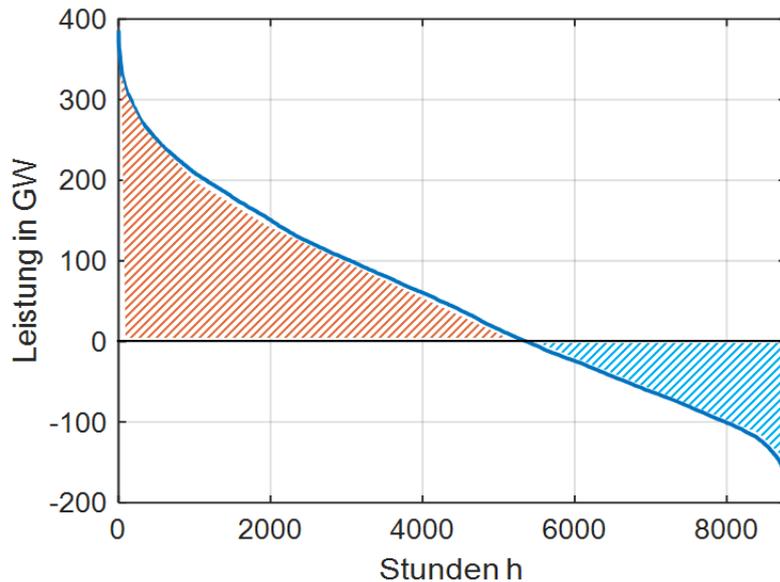


Abb. 40: Sortierter Jahresgang des Ausgleichsbedarfs zwischen Erzeugung aus erneuerbaren Energien und elektrischer Last mit Ausbaupotenzial nach Variante 1.

Insgesamt liegt ein Ausgleichsbedarf von rund 229 TWh bei einer maximalen Fehlleistung von 192 GW vor. Dem gegenüber stehen 684 TWh zur Verfügung, die in über 5.000 Stunden im Jahr aus einem Überschuss an Erzeugungsleistung resultieren. Nicht betrachtet bleibt dabei, über welchen Zeitraum der Ausgleich stattfinden, bzw. ob Energie kurz oder lang zwischengespeichert werden muss. Dies bedeutet zunächst, dass das in Variante 1 ausgewiesene Ausbaupotenzial grundsätzlich ausreichend elektrische Energie bereitstellen kann, da die Überschussmenge den Ausgleichsbedarf deutlich übersteigt. Daher stellt sich die Frage, ob die gesamte verfügbare Fläche zur Erzeugung von elektrischer Energie benötigt wird.

Abb. 41 vergleicht daher die verfügbare Überschussenergie und den Ausgleichsbedarf in Abhängigkeit des Nutzungsanteils des Ausbaupotenzials der Variante 1 unter der Annahme des linearen Zusammenhangs von verwendeter Fläche und Energieertrag. Zu erkennen ist, dass bei geringerem Ausbau die Überschussenergie geringer wird und der Ausgleichsbedarf steigt. Weiterhin wird gezeigt, dass bei Vernachlässigung von Verlusten infolge von Energiespeicherung bereits 75 % der Fläche des beschriebenen Ausbaupotenzials genügen, um die jährlich nachgefragte elektrische Energie bereitzustellen.

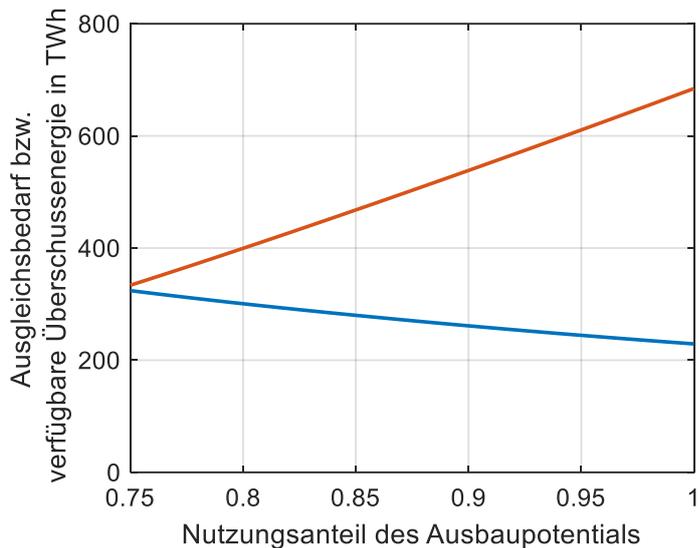


Abb. 41: Vergleich von verfügbarer Überschussenergie (orange) und Ausgleichsbedarf (hellblau) in Abhängigkeit vom Nutzungsanteil des Ausbaupotentials bei linearer Skalierung.

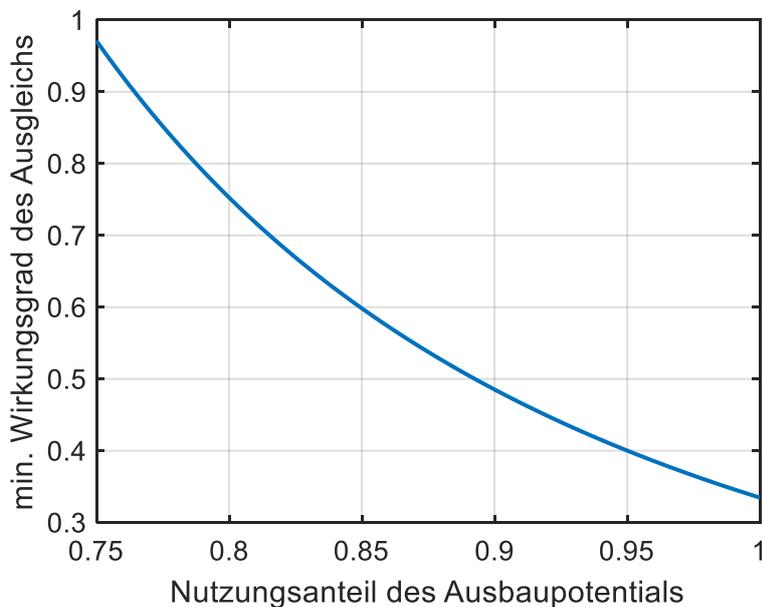


Abb. 42: Zusammenhang zwischen Ausnutzung des Ausbaupotentials und Effizianzorderungen an Energiespeicherung.

Da jedoch Verluste sowohl beim Ein- und Ausspeichern als auch insbesondere bei saisonalen Speichern in Form von Selbstentladung entstehen, ist eine Reduzierung der verwendeten Ausbaufäche nur eingeschränkt möglich. Abb. 42 beschreibt daher die Abhängigkeit des Nutzungsanteils des Ausbaupotentials und den Anforderungen an die Effizienz der Speicherung elektrischer Energie. Als Kenngröße wird dafür der Wirkungsgrad des Ausgleichs verwendet, der durch den Quotienten der zum Ausgleich bereitgestellten, ausgespeicherten Energie und der aus Überschussleistung verwendeten elektrischen Energie zur Einspeicherung gebildet wird. Dieser umfasst somit die drei beschriebenen Verlustarten. Zu sehen ist, dass bei vollständigem Ausbau mit einem minimalen Wirkungsgrad von rund 34 % relativ geringe Anforderungen an Energiespeicher gestellt werden. Dies ändert sich, wenn durch den geringeren Ausbau eine geringere Überschussenergie vorhanden ist, so dass effizientere Technologien verstärkt benötigt werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die installierte Leistung der Speicher. Wie bereits in Abb. 40 beschrieben, bleibt auch bei vollständiger Nutzung des Ausbaupotenzials ein Defizit von 192 GW in einer Stunde, das es zur Bedarfsdeckung durch Ausspeicherung (bzw. auch durch Rückverstromung) zu decken gilt. Darüber hinaus stellt sich unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten die Frage, ob auch die Überschussleistung, die in wenigen Stunden eines Jahres bis über 400 GW betragen kann, vollständig verwertet werden muss. Abb. 43 zeigt auf, wie sich die installierte Einspeicherleistung (entspricht der maximalen Nutzungsleistung der Überschussleistung) auf die benötigte Ausbaufäche und die Effiziananforderungen an die Speicherung auswirken. Für eine Nutzungsleistung des Überschusses von rund 100 GW bedarf es nahezu der vollständigen Nutzung des Ausbaupotenzials sowie kaum Verlusten der Energiespeicherung. Zwar nehmen die Effiziananforderungen an Speicher bei geringerem Ausbau der EE deutlich zu, allerdings wird ebenfalls deutlich, dass der Mehrwert von einer höheren Einspeicherleistung infolge geringerer Überschüsse abnimmt. So bringt der Zubau von über 200 GW bei einem abnehmenden Nutzungsanteil des Ausbaupotenzials kaum Vorteile hinsichtlich der Speicheranforderungen.

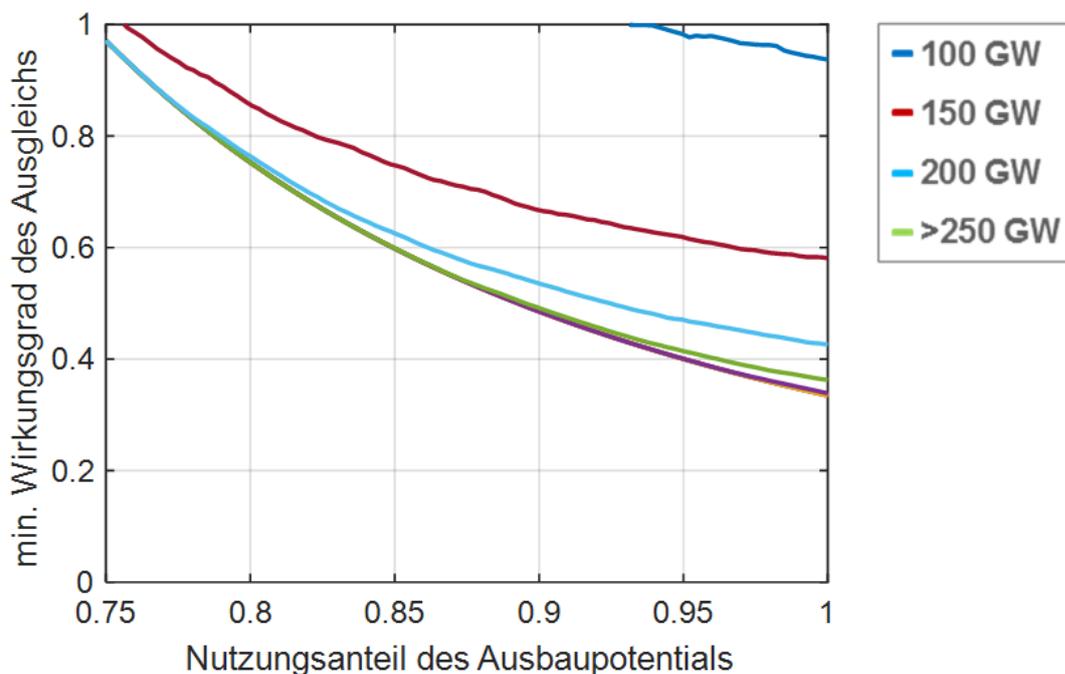


Abb. 43: Notwendiger minimaler Wirkungsgrad des Ausgleichs und Nutzungsanteil des Ausbaupotenzials bei gegebener maximaler Nutzungsleistung der Überschussleistung.

#### 4.3.2 Bestimmung des Bedarfs an Speichern und alternativen Flexibilisierungstechnologien

Die theoretischen Vorüberlegungen des vorigen Abschnitts stellen den Möglichkeitsraum für die Dimensionierung der Speicher- und alternativen Flexibilitätstechnologien dar. In diesem Abschnitt werden entsprechende Komponenten mit Wirkungsgraden und Kosten versehen und mithilfe eines mathematischen linearen Optimierungsmodells eine möglichst wirtschaftliche Dimensionierung vorgenommen. Zielgröße ist die Minimierung der CAPEX der betrachteten Komponenten. Dabei wird der stündliche Komponenteneinsatz zur Nachfragedeckung berücksichtigt. Das betrachtete Energiesystem samt der Komponenten wird schematisch in Abb. 44 veranschaulicht. Als einzige Primärenergiequelle dienen die zusammengefassten erneuerbaren Energien (EE) als Stromerzeuger.

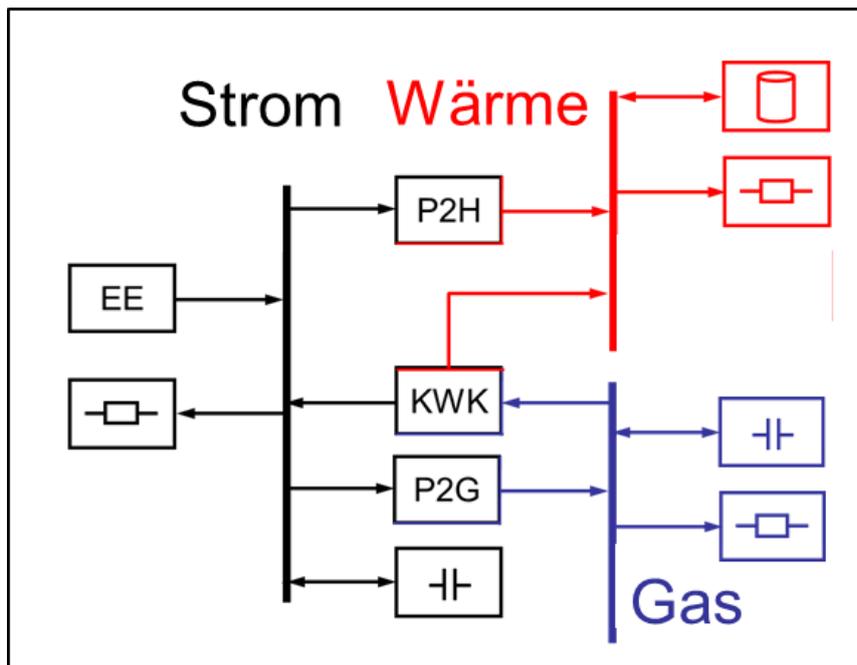


Abb. 44: In der mathematischen Optimierung verwendetes Energiesystem zur Deckung des Strom-, Wärme- und Gasbedarfs.

Als Stromspeicher werden Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke verwendet, wobei letztere nicht optimiert werden und eine Kapazität von 34 GWh angenommen wird. Neben dem direkten elektrischen Bedarf werden Wärmepumpen (P2H) und Elektrolyseure (P2G) als sektorkoppelnde Technologien abgebildet, die die Wärmeversorgung bzw. die Herstellung von erneuerbarem Gas für schwer elektrifizierbare Prozesse ermöglichen. Sowohl für das Dargebot der Erneuerbaren Energien als auch für die Bedarfe werden die gleichen Zeitreihen wie zuvor verwendet. Anders als die im vorangestellten Abschnitt angenommene starre Kopplung ermöglichen die zusätzlich eingeführten Speicher für Wärme und Gas eine Flexibilität, die für eine kleinere Dimensionierung der Komponenten genutzt werden kann. Weiterhin existiert durch die Gas-Rückverstromungsanlage (KWK) eine Komponente, die durch die Nutzung der Abwärme bei der Stromerzeugung alle drei Schienen miteinander verbindet. Diese ermöglicht eine alternative Wärmeversorgung zur Wärmepumpe, welche in der theoretischen Betrachtung nicht berücksichtigt wurde. Die für die Optimierung verwendeten Daten der Komponenten befinden sich in Tab. 20 und Tab. 21.

Tab. 20: Übersicht der verwendeten Parameter für die einzelnen Komponenten ohne Speicher.

Komponente	Wirkungsgrad	CAPEX EUR / MW <sub>out</sub> / a
Erneuerbare Energien (EE)	-	-
Wärmepumpe (P2H)	5,07 (zeitl. Mittel)	61.581
Elektrolyseur (P2G)	0,50	23.889
Gas-Rückverstromung (KWK)	0,62 (elektrisch) 0,20 (thermisch)	35.833

Tab. 21: Übersicht der verwendeten Parameter für Speicher.

Komponente	Wirkungsgrad je Ein / Aus	Selbstentladung % / h	CAPEX EUR / MWh / a	Leistung / Energie 1 / h
Batteriespeicher	0,92	4,2E-03	4.474	0,590
Pumpspeicher	0,89	-	-	0,172
Wärmespeicher	1,00	1,7E-03	1.031	0,100
Gasspeicher	0,99	1,1E-07	12	0,125

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Optimierungen für die Variante 1 mit unterschiedlichem Nutzungsanteil des Ausbaupotenzials in 5 %-Schritten vorgestellt. Da der in Abb. 41 erkennbare integral ausreichende Nutzungsanteil von 75 % nur unter Zuhilfenahme eines nicht vorgesehenen Imports von knapp 11 TWh den vorgegebenen Bedarf decken kann, wird zusätzlich eine Untersuchung von einer Nutzung von 77 % des Ausbaupotenzials vorgenommen.

Die Zusammensetzung der jährlichen Kosten der optimierten Komponenten ist in Abb. 45 zu sehen. Im günstigsten Fall bei voller Flächennutzung beträgt der CAPEX für die betrachteten Komponenten 11,5 Mrd. € pro Jahr. Bis zu einem Nutzungsanteil von 85 % steigen die Kosten nicht um mehr als 10 % an. Dabei ist zu erkennen, dass beim geringer werdenden Nutzungsanteil effizientere Technologien wie Wärmepumpen und Batteriespeicher die energetisch ineffizientere Gas-Rückverstromung ersetzen. Dies wird auch in Abb. 46 deutlich. Elektrolyseure werden dennoch zugebaut, um Abregelungen der geringeren Überschüsse aus erneuerbaren Energien zu verhindern. Während bei 100 % Nutzungsanteil noch knapp 16 % des erneuerbaren Energien Dargebots abgeregelt wird, sind es bei 80 % nur noch rund 0,1 %.

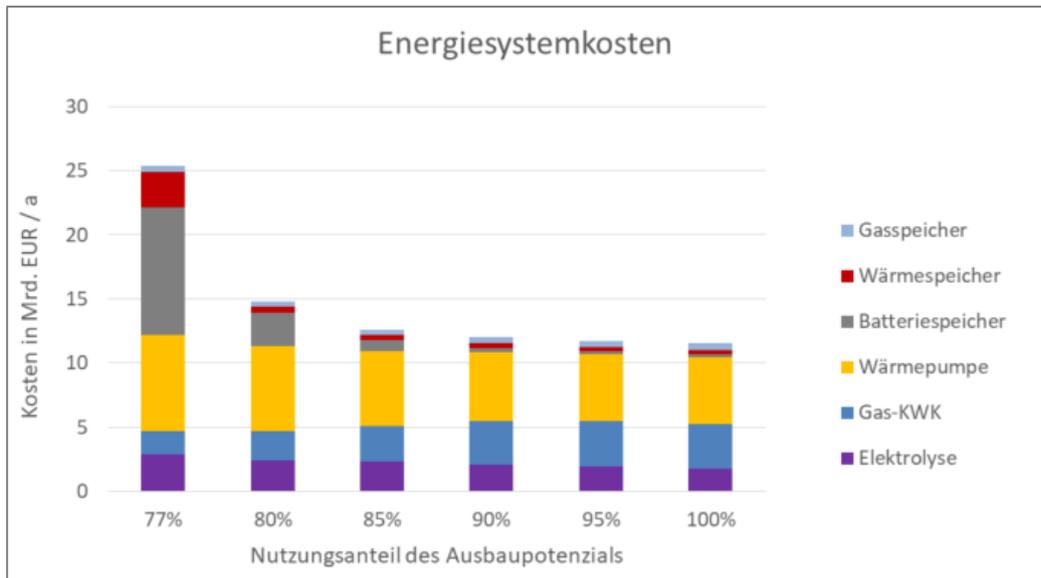


Abb. 45: Zusammensetzung der jährlichen Kosten für die optimierten Komponenten im Energiesystem in Abhängigkeit vom Nutzungsanteil des Ausbaupotenzials. Kosten für Pumpspeicher, erneuerbare Energien oder weitere Komponenten sind nicht berücksichtigt.

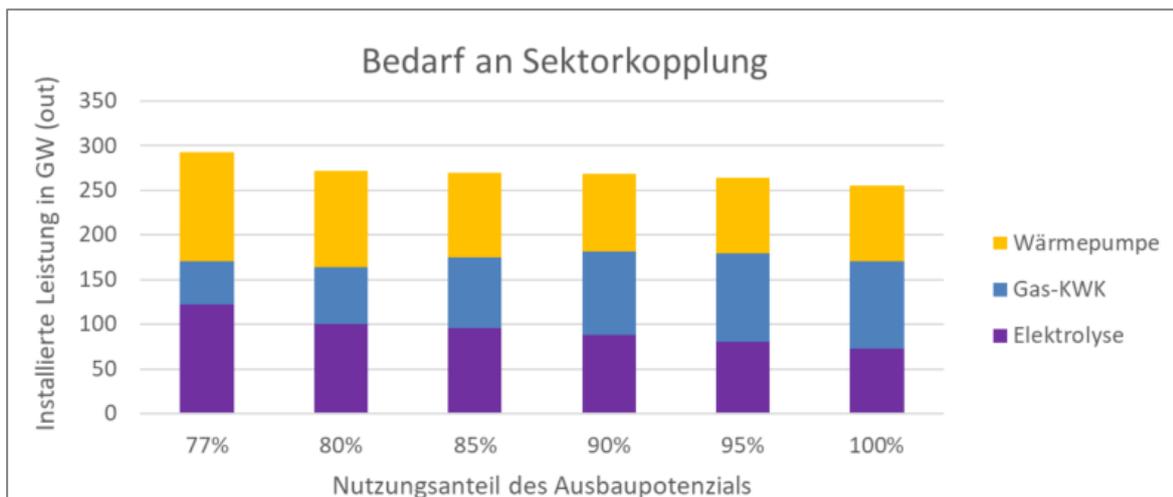


Abb. 46: Dimensionierung der sektorkoppelnden Elemente in Abhängigkeit des Nutzungsanteils des Ausbaupotenzials.

Der Effizienzdruck wird ebenfalls dadurch deutlich, dass sich in diesem Schritt die Batteriespeicherkapazität auf bereits 577 GWh verdreifacht (Abb. 47) und dafür die Gas-Rückverstromung um 44 % zurückgeht. Die Kapazität des grundsätzlich günstigen Gasspeichers nimmt dagegen trotz geringem Kettenwirkungsgrad zu und steigt von 32,3 TWh auf 41,1 TWh

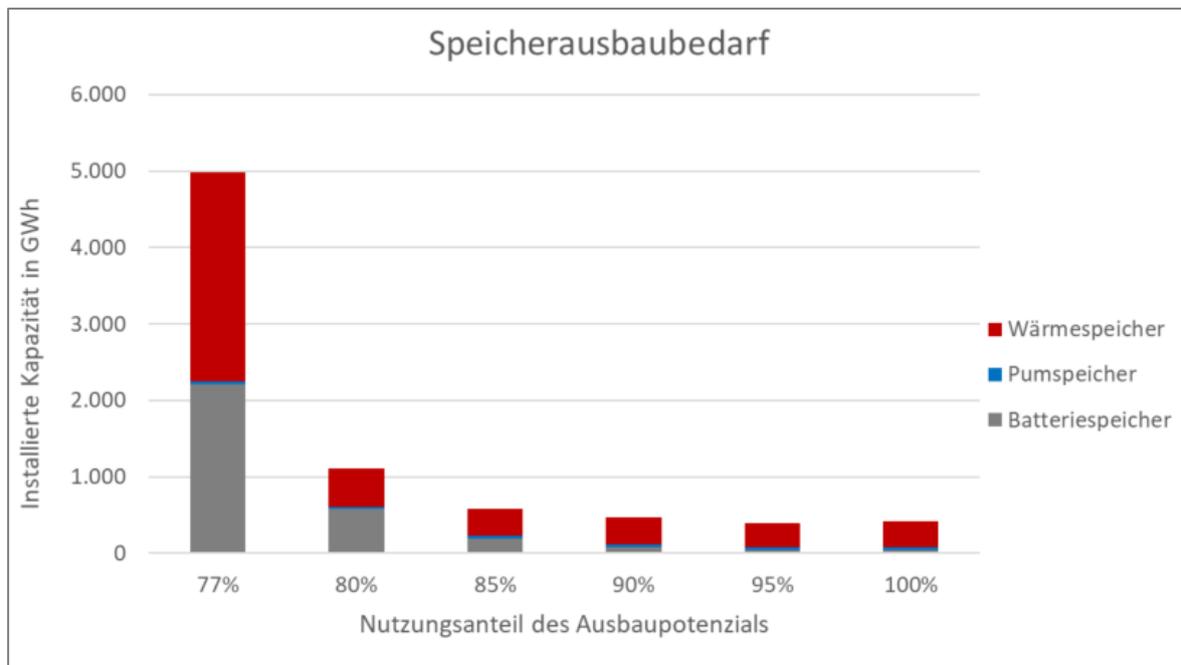


Abb. 47: Speicherbedarf in Abhängigkeit des Nutzungsanteils des Ausbaupotenzials ohne Betrachtung des Gasspeichers.

Je geringer der integrale Überschuss des Dargebots an erneuerbaren Energien gegenüber dem Ausgleichsbedarf wird, desto kleiner ist auch der Lösungsraum und energetisch-technische Kriterien überwiegen wirtschaftlichen Überlegungen, wie das Grenzverhalten bei 77 % Nutzungsanteil des Ausbaupotenzials zeigt. Durch das Einsparen von 3 % der Gesamtfläche vervierfachen sich die betrachteten Speicher, wodurch ebenfalls die Kosten derart ansteigen, dass das Ziel der zwar technisch möglichen autarken Versorgung mit elektrischer Energie kein politisch durchsetzbares Szenario mehr darstellt.

So wird die grundsätzliche günstige Langzeitspeicherung in Gasspeichern bei zunehmenden Anforderungen an energetische Effizienz durch teurere Batteriespeicher ersetzt, deren Leistung gemeinsam mit Elektrolyseuren bereits im 80 %-Szenario 540 GW übersteigt und damit ohne Wärmepumpe und Pumpspeicher höher als der maximale Überschuss der erneuerbaren Energien ist.

### 4.3.3 Vergleich und Zusammenfassung der Speichersimulation

Abschließend sollen die theoretischen Betrachtungen mit den Modellergebnissen verglichen werden. Hierfür sind in Abb. 48 die im vorherigen Abschnitt vorgestellte Größe des minimalen Wirkungsgrads des Ausgleichs und der Wirkungsgrad des Ausgleichs auf Basis der modellbasierten Optimierung dargestellt. Der theoretische minimale Wirkungsgrad entspricht der kompletten Verwertung der Überschussenergie (keine Abregelung durch eine limitierte Einspeicherleistung) und berücksichtigt die im Optimierungsmodell verwendeten Flexibilitätsoptionen Wärme- und Gasspeicher sowie die Gas-Rückverstromung nicht.

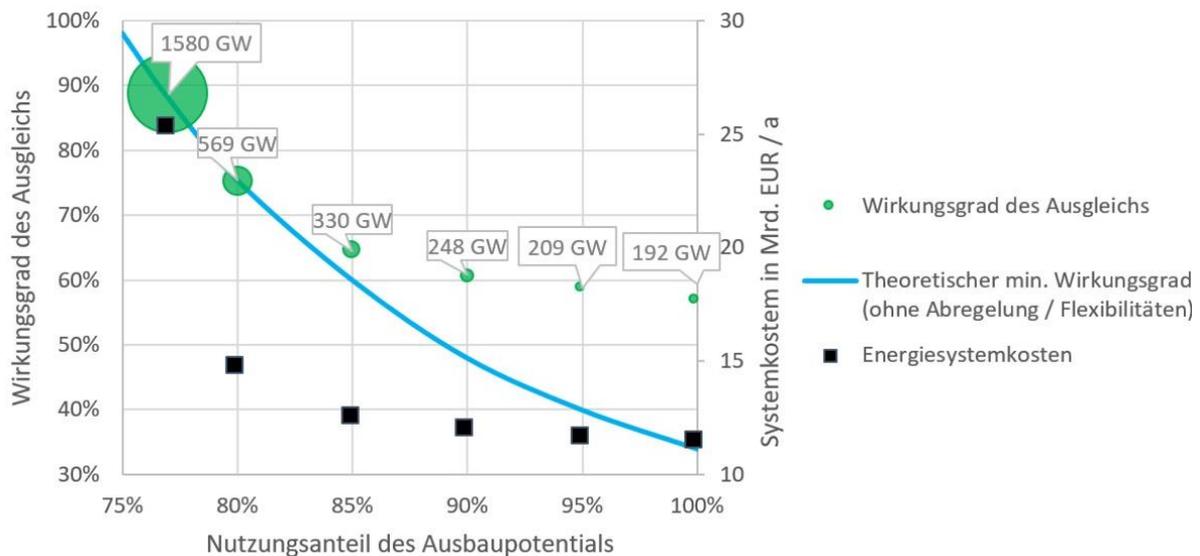


Abb. 48: Vergleich des theoretischen minimalen Wirkungsgrads des Ausgleichs (hellblau) mit den modellbasierten Ergebnissen (grün) und der installierten Leistung zur Nutzung des Überschusses (grüne Fläche sowie Beschriftung) in Abhängigkeit der Nutzung des Ausbaupotentials. Außerdem sind die jährlichen Systemkosten der optimierten Komponenten angegeben.

Bei vollständiger Nutzung überschreitet der modellbasierte Wirkungsgrad (57 %) den mindestens benötigten (34 %) deutlich. Bei diesem Ausbaugrad wird ein Teil der überschüssigen erneuerbaren Energie abgeregelt und dadurch installierte Einspeicherleistung eingespart, da dieses ökonomisch sinnvoller ist. Weiterhin ist selbst die energetisch ungünstige Umwandlung des Stroms über Elektrolyse zu Gas und die anschließende Rückverstromung (mit Abwärmenutzung) effizienter als der minimal benötigte Wirkungsgrad. Mit abnehmender Nutzung der Fläche für erneuerbare Energien wird zunächst die vorher abgeregelt überschüssige Energie überwiegend durch Zubau von Batteriespeichern verwertet, welches auch für den Großteil des Kostenanstiegs verantwortlich ist. Dies lässt sich an der installierten Leistung zur Nutzung der Überschussleistung erkennen. Ab dem Punkt (rund 80 % Nutzungsanteil), an dem nahezu das gesamte Dargebot an erneuerbaren Energien verwertet wird, sind die Opportunitätskosten der Verringerung der genutzten Fläche daher hoch. Dies ist daran zu erkennen, dass die installierte Leistung zur Nutzung des Überschusses mit 569 GW die größte Spitze bereits deutlich übertrifft, aber kein günstiger und effizienter Langzeitspeicher zur Verfügung steht.

Einschließlich Umwandlungsverluste durch Speicherung werden jährlich 1.500 TWh aus EE-Strom (Verwendung: 810 TWh direkter Verbrauch, 255 TWh Power-to-X für schwer elektrifizierbare Prozesse sowie 435 TWh Speicher- und Umwandlungsverluste) benötigt. Weiterhin wird der Einsatz von 229 TWh Umgebungswärme und 60 TWh biogene Reststoffe angenommen. Der Bedarf von 315 TWh für schwer elektrifizierbare Prozesse gliedert sich in 60 TWh aus biogenen Reststoffen und 255 TWh aus Power-to-X Technologien, wobei durch Umwandlungsverluste von Elektrolyse und Rückverstromung sowie Speicherverluste von Gas- und Wärmespeicher insgesamt 685,9 TWh EE-Strom für schwer elektrifizierbare Prozesse bereitgestellt werden müssten. Für die Umwandlungsverluste durch Speicherung werden 4,2 TWh für Strom und 430,9 TWh für Power-to-Gas benötigt (insgesamt 435,1 TWh). Der minimale Strombedarf ohne Speicherverluste beträgt ca. 1.327 TWh (inkl. Umwandlungsverluste für Gasbedarf).

Zusammenfassend bleibt festzustellen, dass grundsätzlich bis zu einem Nutzungsanteil von 85 % des Ausbaupotenzials aus Variante 1 die Versorgung des beschriebenen Bedarfs mit elektrischer Energie nicht nur möglich, sondern auch mit geringen Mehrkosten der zeitlichen Bereitstellung durch Speicher- und alternative Flexibilitätstechnologien verbunden ist. Den in dieser Untersuchung bei geringerer Nutzung des Ausbaupotenzials ermittelten steigenden Kosten sollten grundsätzlich die geringeren Kosten für die Installation von erneuerbaren Energien und die anderweitige Nutzung der vorhandenen Fläche gegenübergestellt werden. Neben der hier vorgestellten modellbasierten Untersuchung der Zeitreihen des Dargebots an erneuerbaren Energien für Variante 1 wurden ebenfalls die Variante 2 und Variante 3 betrachtet. Der Mehrertrag an Überschussenergie aus Variante 2 bringt dabei lediglich Kosteneinsparungen von 0,35 % gegenüber Variante 1. Das Dargebot aus Variante 3 unterschreitet den umgerechneten Bedarf um 1 TWh, so dass dieser nicht gedeckt werden kann. Die optimierte Dimensionierung des Portfolios findet Eingang in die Netzbe-rechnungen von IfES-EEV, in denen etwaige Transportengpässe innerhalb eines Szenarios ermittelt werden, die neben der zeitgerechten Deckung der Bedarfe eine weitere Herausforderung darstellen.

#### **4.4 Ergebnisse zum Netzausbau**

Leonard Kluß und Lutz Hofmann

##### **4.4.1 Ergebnisse der Mittelspannungsebene**

Die Optimierung der Mittelspannungsebene wird exemplarisch an einem realen Mittelspannungsnetz durchgeführt. Dieses ist in Abb. 49 dargestellt. Das Basisnetz besteht aus 282 Stationen sowie 292 Leitungen und zwei parallelen HS/MS-Transformatoren (Anhang III). Das Ergebnis der Zielnetzplanung ist in Abb. 50 zu sehen. Für die Planung der Maßnahmen wird der Startzeitpunkt 2020 ausgewählt. Aufgrund der hohen Anzahl an Netzdaten wird auf die Angabe an dieser Stelle verzichtet.

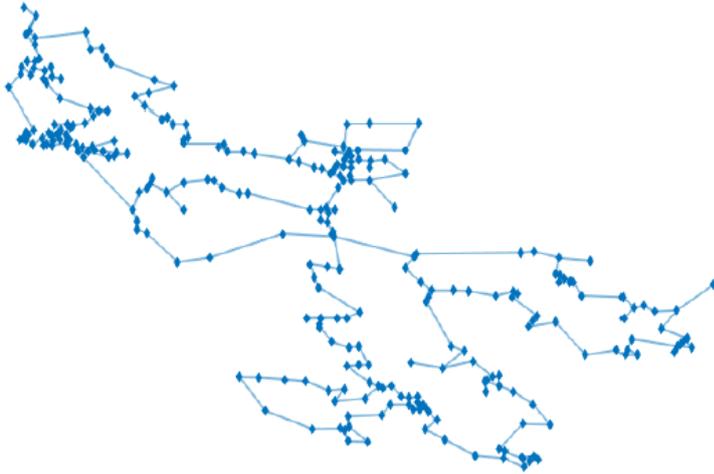


Abb. 49: Basisnetz der Mittelspannung.

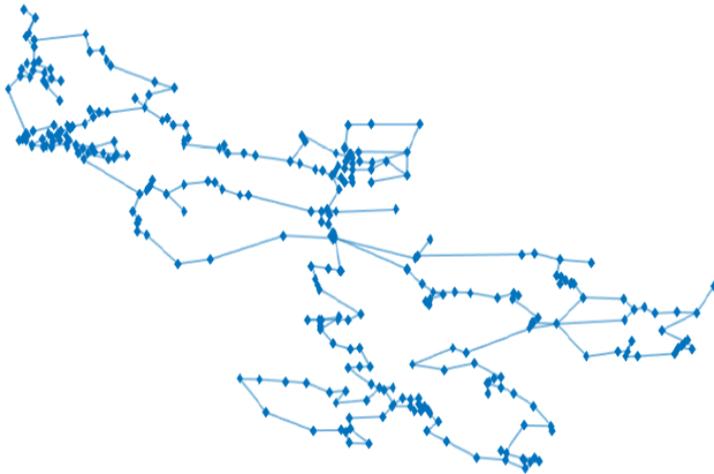


Abb. 50: Zielnetz der Mittelspannung.

Ein Vergleich des vorliegenden Basisnetzes mit dem Ergebnis der Zielnetzplanung ergibt 233 Planungsprojekte, wobei der Begriff „Planungsprojekt“ für Maßnahmen verwendet wird, die durchzuführen sind, um den Wandel des Basisnetzes zum Zielnetz umzusetzen. Die Planungsprojekte unterteilen sich in 80 Umbaumaßnahmen, 69 Zubaumaßnahmen, 61 Abbaumaßnahmen und 23 Ausbaumaßnahmen. Um eine kostengünstige Ausbauplanung zu gewährleisten, müssen die Planungsprojekte möglichst zeitnah an den Ersatzzeitpunkten der Betriebsmittel durchgeführt werden. Das kann zu unterschiedlichen Umsetzungszeitpunkten der Planungsprojekte innerhalb eines Optimierungszeitraums führen, wobei die Anzahl an Stützjahren aufgrund des Rechenaufwandes gering zu halten ist (Paulun 2007). Für die Berechnung werden diese auf die Stützjahre mit dem Abstand von fünf Jahren diskretisiert.

Die auf das Stützjahr 2020 entfallenden Zubauprojekte stellen 75 % des gesamten Zubaus dar, weiter entfallen 8 % der Abbauprojekte auf dieses Stützjahr, bzw. den Zeitraum um das Jahr 2020. Diese Maßnahmen sind notwendig, um den Netzausbau des nächsten Stützjahres bzw. in dem Zeitraum um das Stützjahr herum durchzuführen. Eine Visualisierung der Baumaßnahmen erfolgt exemplarisch anhand von einzelnen Zonen des Netzes in Abb. 52. Die Zuordnung der Zonen ist durch Abb. 51 gegeben.

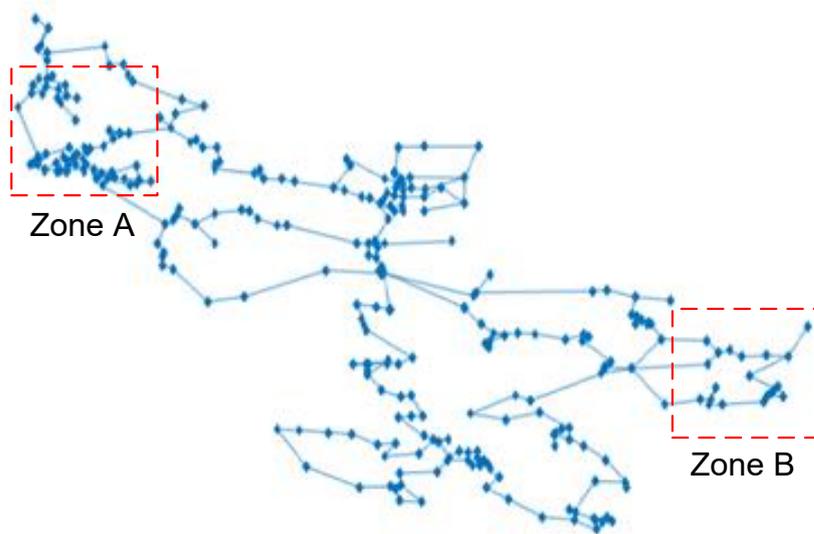


Abb. 51: Zielnetz der Mittelspannung mit eingezeichneten Zonen.

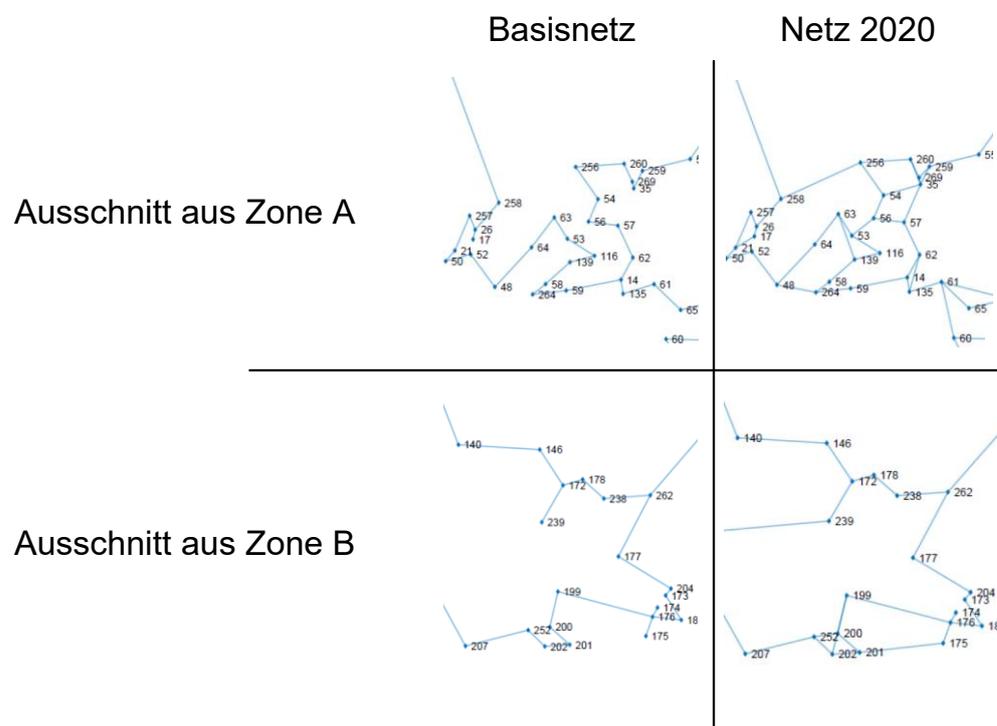


Abb. 52: Netz im Zeitraum nach 2020 und nach Durchführung der Baumaßnahmen.

Abbaumaßnahmen werden durch Abb. 53 für die Netztopologie in Zone A visualisiert.

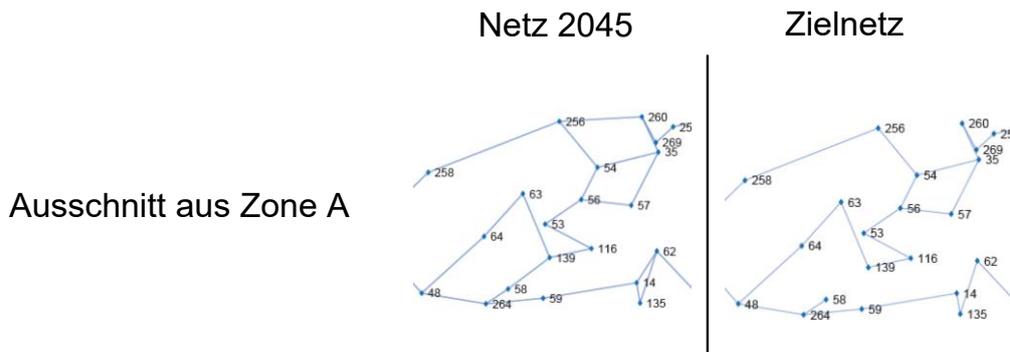


Abb. 53: Netz im Zeitraum nach 2045 und nach Durchführung der Baumaßnahmen.

In Abb. 54 werden die Planungsprojekte in den verschiedenen Stützjahren grafisch dargestellt. Der fortschreitende Zubau der erneuerbaren Energien und das hohe Alter der Mittelspannungsnetze sowie die hohe Belastung dieser Spannungsebene resultieren in einem frühzeitigen Zubau innerhalb der ersten 10 Jahre. Der Großteil der Abbaumaßnahmen ist innerhalb der letzten Dekade zu verzeichnen. In dem untersuchten Szenario betragen die Gesamtkosten ca. 30,1 Mio. €. Die Zubaukosten nehmen mit 65,63 % den Großteil der Kosten ein.

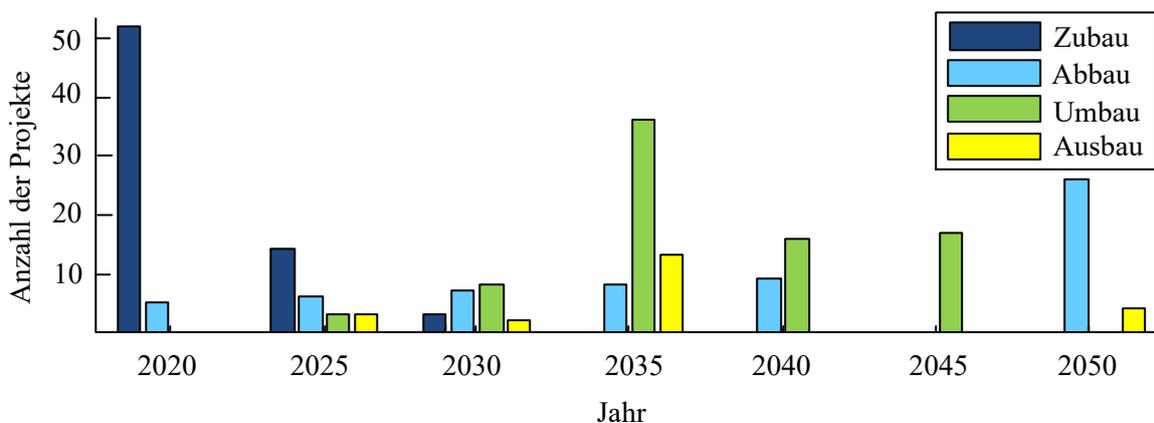


Abb. 54: Verteilung der Baumaßnahmen auf die Stützjahre.

Für eine detailliertere Aufführung der Maßnahmen, Betriebsmittelparameter und wirtschaftlichen Daten wird auf Anhang III verwiesen<sup>14</sup> (siehe zudem Rotering (2013) und Meisa (2011)).

#### 4.4.2 Ergebnisse der Höchstspannungsebene

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Hochspannungsebene dargestellt. Die Berechnungen und Schlussfolgerungen basieren auf Variante 1 und Variante 2. Die 100-prozentige menschen- und naturverträgliche Deckung des Energiebedarfs ist in Variante 3 nicht gegeben. In Zusammenhang mit dem Ausschluss eines länderübergreifenden Energietransports ermöglicht dies keine Leistungsflussberechnung. Die Visualisierung verschiedener Zusammenhänge erfolgt in Kapitel 4.4.2.1 anhand der Variante 1.

In Kapitel 4.4.2.3 und Kapitel 4.4.2.4 wird der Netzausbau basierend auf den Ergebnissen

<sup>14</sup> Eine Beschreibung der Begrifflichkeiten findet sich im Glossar.

der Leistungsflussberechnung dargestellt.

#### 4.4.2.1 Ergebnisse der Netzberechnung

Die Leistungsflussberechnung unter Verwendung der im Kap. 3.4.4.2 überlagerten Zeitreihen resultiert in einem Belastungszustand, welcher in der Abb. 55 für kritische Verbindungen dargestellt wird. Es lassen sich eindeutig regionalübergreifende Überlastungen erkennen. Diese Überlastungen treten sowohl für Variante 1 und Variante 2 auf. Das Verhältnis von Wind und Solarenergie unterscheidet sich zwar innerhalb der Varianten, die Problematik der starken Einspeisung im Norden (durch z. B. Offshore-Windenergieanlagen) bleibt erhalten.

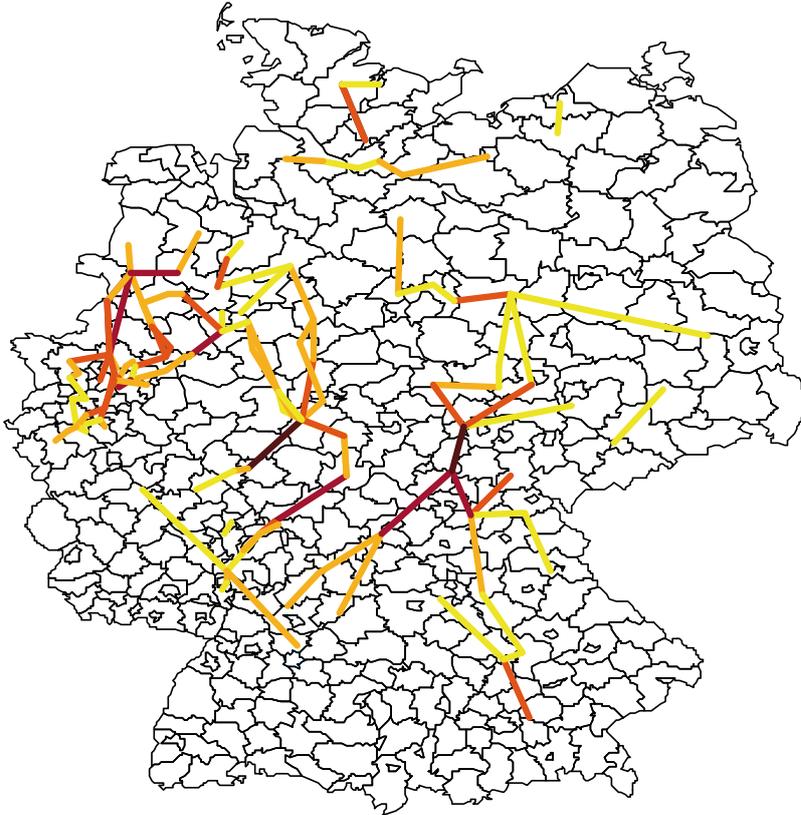


Abb. 55: Auslastung von Leitungskorridoren innerhalb Deutschlands mit Überlaststunden größer 40 Prozent.

Die Bewertung der Netzauslastung erfolgt anhand der nichttransportierbaren Energien. Diese korrelieren mit der jeweiligen Stundenanzahl, in der eine Verbindung überlastet ist. Häufig und stark überlastete Leitungen weisen einen hohen Wert nichttransportierbarer Energie auf, wohingegen Verbindungen mit seltener Überlastung einen geringen Wert aufweisen. Der Zusammenhang ist exemplarisch in der Abb. 56 aufgeführt (s. zudem Anhang V, Abb. „Darstellung normierter Einflussfaktoren“).

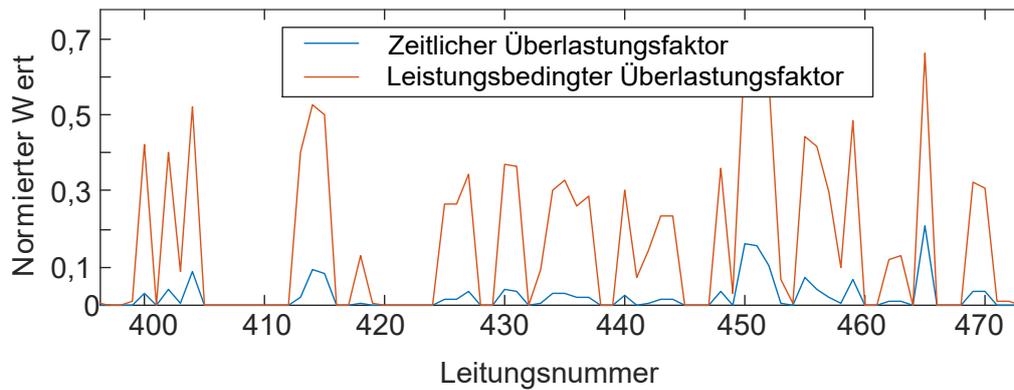


Abb. 56: Exemplarische Darstellung normierter Einflussfaktoren.

Je nach Höhe der Überlastungsstunden (normierter, zeitlicher Überlastungsfaktor) ergibt sich die Energiemenge (leistungsbedingter Überlastungsfaktor) die nicht innerhalb technischer Randbedingungen transportiert werden kann.

Die Lösung des Optimierungsproblems nach Kap. 3.4.5.2 ist zwar aus Sicht der Berechnungsmethodik möglich, ein konvergentes Verhalten für einen Betriebspunkt kann jedoch nur unter Nutzung von Wirkleistungsflexibilitäten erreicht werden. Die Überwindung von aus der Nord-Süd-Diskrepanz von Verbrauch und Erzeugung resultierenden Engpässen über einen zusätzlichen Leitungstransport hin zu Speichern für die spätere Nutzung von Flexibilitäten ist nicht zielführend. Die Abb. 57 verdeutlicht die Problematik durch die Veranschaulichung teilweise überlasteter Korridore.

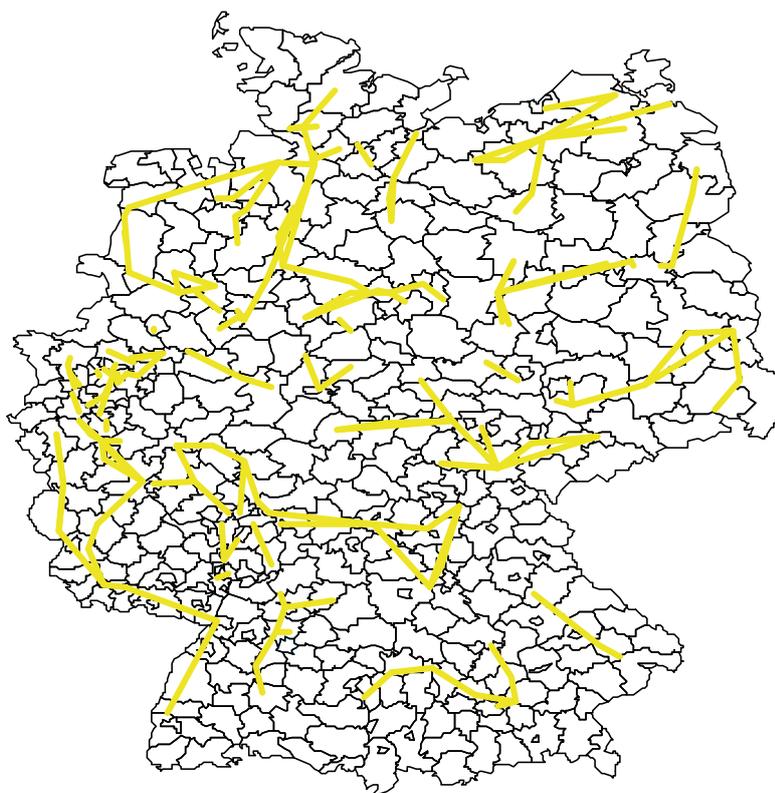


Abb. 57: Auslastung von Leitungskorridoren innerhalb Deutschlands mit Überlaststunden größer 10 Prozent und kleiner 40 Prozent.

Es wird somit ein kombinierter Netzausbau, bestehend aus Speicherzubau und Leitungs-

bau durchgeführt. Zur Entlastung des Netzes und für die Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebes ist das Zulassen eines Exports (unter äquivalenten naturschutzkonformen Bedingungen) zu überdenken. Zusätzliche Leistungsflüsse durch Deutschland als Transitland sind in Hinsicht auf die Überlastung von Leitungen für diesen Fall zu evaluieren. Sie wurden innerhalb dieses Projektes jedoch nicht berücksichtigt. Der Speicher und Netzausbau ohne die Anbindung der Nachbarländer wird im Kap. 3.4.5.2 vorgestellt.

#### 4.4.2.2 Nutzung von Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten zur Vermeidung von Engpässen

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Zusammenhänge gelten unter den in Kap. 4.4.2.3 beschriebenen Ausbaumaßnahmen und unter Verwendung des in Kap. 3.4.5.2 beschriebenen Vorgehens. Es erfolgt eine Machbarkeitsstudie zu verschiedenen Flexibilitäten im elektrischen Energieversorgungsnetz.<sup>15</sup> Zunächst wird das Engpassmanagement unter der Annahme von Flexibilitäten von  $\pm 300$  MW Wirkleistung und  $\pm 200$  Mvar Blindleistung untersucht (Randbedingung 300 MW). Anschließend erfolgt eine Untersuchung über die Einbringung von Flexibilitäten von  $\pm 100$  MW und  $\pm 200$  Mvar (Randbedingung 100 MW). Für beide betrachteten Fälle wird der HGÜ-Netzausbau vorgesehen sowie die Ausbaumaßnahmen des AC-Netzes, welche im Kap. 4.4.2.4 dargestellt werden.

Das Resultat der Allokation potenzieller Kompensationsanlagenstandorte (s. Kap. 3.4.5.2) an den Übertragungsnetzknotten ist in der Abb. 58 (links) dargestellt. Die Ermittlung der Standorte basiert auf dem nach Kap. 4.4.2.2 und 4.4.2.3 ausgebauten Netz.



Abb. 58: Resultat der Allokation potenzieller Kompensationsanlagenstandorte an den Übertragungsnetzknotten (links) und Standorte für die festgelegten Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten (rechts).

Die rechte Darstellung der Abb. 58 visualisiert die Standorte für die festgelegten Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten innerhalb Deutschlands sowie die Standorte der Kompensationsanlagen.

Die Nutzung der Wirkleistungsflexibilität ist lediglich durch die obere und untere Grenze der Flexibilität am Knoten limitiert. Die Bilanz von Wirkleistungsaufnahme und Wirkleistungseinspeisung wird zunächst von Knoten mit Flexibilitäten selbst nicht ausgeglichen. Die Abb. 59 zeigt den Zusammenhang exemplarisch auf. Die Bilanz aller ein- und ausgespeicherten Wirkleistungen ist nicht ausgeglichen. Insgesamt werden zusätzlich ca. 20,98 MW Leistung eingespeichert. Diese Leistung wird folglich in diesen Zeitpunkt importiert (sofern

<sup>15</sup> Dabei ist einzubeziehen, dass die Netztopologie in Variante 1 und Variante 2 äquivalent sind.

ein Import unter naturschutzkonformen Bedingungen möglich ist) oder nicht abgeregelt.

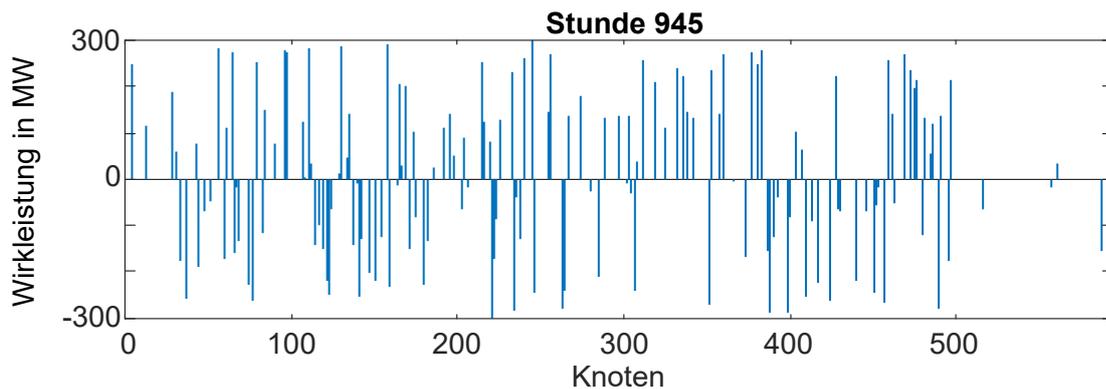


Abb. 59: Nutzung von Wirkleistungsflexibilitäten an Netzknoten des HöS-Netzes.

Die vorausgesetzten Flexibilitäten werden zum Teil stark ausgenutzt mit einem Maximum von 299,91 MW. Weiter wird jeder Knoten mit einer Flexibilität genutzt.

Eine Auswertung weiterer kritischer Zeitpunkte (die Stunden 878, 7.620 und 1.378 des Referenzjahres) ist in Tab. 22 aufgeführt. Die Betrachtung der Wirkleistungsflexibilitäten ergibt 41 Standorte für Variante 1, an denen das Vorsehen von Flexibilitäten keine wesentlichen Einflüsse aufweist (Anhang IV, Tab. „Standorte ohne relevant genutzte Wirkleistungsflexibilität“), da diese nicht oder nur geringfügig verwendet werden. Ein ähnliches Ergebnis mit 47 Standorten liefert Variante 2. Die durchschnittliche Nutzung der Flexibilität in MW unterscheidet sich innerhalb der Zeitpunkte teils deutlich, da diese unterschiedliche Arbeitspunkte darstellen, aufgrund der zugrundeliegenden Zeitreihen der Varianten.

Tab. 22: Wirkleistungsflexibilitätsnutzung für die Randbedingung 300 MW.

Stunde	Genutzte Standorte (Angabe in Prozent)		Durchschnittliche Nutzung der Flexibilität in MW	
	Var 1	Var 2	Var 1	Var 2
878	80,73	78,44	152,82	199,76
945	100	78,44	155,53	181,70
1.378	81,19	78,44	148,01	205,72
7.620	81,19	78,44	176,06	148,06

Für die Einbringung einer Flexibilität von 100 MW zeigt sich eine starke Ausnutzung zahlreicher Flexibilitäten (welche meist den Maximalwert annehmen) sowie der Ausschluss einiger Standorte (verdeutlicht durch Tab. 23 sowie Anhang V, Abb. 1-4)<sup>16</sup>. Zudem können Überlastungen im Netz nicht vermieden werden. Daraus folgt, dass der Netzausbau oder die Bemessung der Flexibilitäten angepasst werden müssen.

<sup>16</sup> Die durchschnittliche Nutzung der Flexibilität ist unter Entnahme von Knoten mit 0 MW/0 Mvar berechnet.

Tab. 23: Wirkleistungsflexibilitätsnutzung für die Randbedingung 100 MW.

Stunde	Genutzte Standorte (Angabe in Prozent)		Durchschnittliche Nutzung der Flexibilität in MW	
	Var 1	Var 2	Var 1	Var 2
878	80,73	78,44	60,52	69,48
945	80,73	78,44	61,55	72,80
1.378	81,19	78,44	70,72	58,61
7.620	81,19	78,44	53,17	62,97

In Variante 1 ergibt die Betrachtung der Blindleistungsflexibilitäten 123 Standorte, an denen das Vorsehen von Flexibilitäten keine wesentlichen Einflüsse aufweist, es werden somit 43,58 % der Standorte genutzt. In Variante 2 weisen 130 Standorte keine wesentlichen Einflüsse auf, dies führt zu einer Nutzung von 40,37 % der Standorte.

Tab. 24: Blindleistungsflexibilitätsnutzung für Randbedingung 100 MW und Randbedingung 300 MW.

Stunde	Genutzte Standorte (Angabe in Prozent)		Durchschnittliche Nutzung der Flexibilität in Mvar (300)		Durchschnittliche Nutzung der Flexibilität in Mvar (100)	
	Var 1	Var 2	Var 1	Var 2	Var 1	Var 2
878	43,58	40,37	53,87	69,24	40,99	65,43
945	43,58	40,37	63,38	55,64	102,93	90,44
1.378	43,58	40,37	84,18	60,77	83,09	90,55
7.620	43,58	40,37	65,89	84,83	46,45	62,24

#### 4.4.2.3 HGÜ-Netzausbau

Da der NEP 2017 als Basis der Berechnung verwendet wurde, wird das HGÜ-Ausbaumaß (DC-Maßnahmen) des NEP 2019 einbezogen. Die Maßnahmen sind DC21a: Heide/West–Wilhelmshaven 2, DC21b: Wilhelmshaven 2–Uentrop und DC23: Uentrop–Altbach (Bundesnetzagentur 2019a). Der HGÜ-Netzausbau wird für Variante 1 und Variante 2 eingebunden.

##### DC21a: Heide/West – Wilhelmshaven

Als Teil des Korridors B wird die Maßnahme erstmals im NEP 2019 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt. Es wird eine HGÜ-Verbindung mit 2 GW Bemessungsleistung von Heide/West nach Wilhelmshaven2 vorgesehen (Abb. 60).

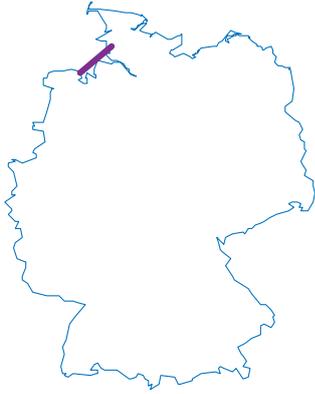


Abb. 60: HGÜ-Verbindung mit 2 GW Nennleistung von Heide/West nach Wilhelmshaven als Maßnahme im NEP 2019.

Der Standort Wilhelmshaven2 (Niedersachsen) steht in Verbindung mit der Gleichstromstrecke zwischen Wilhelmshaven 2– Uentrop, welche in DC21b beschrieben wird. Der Standort Heide/West (Schleswig-Holstein) eignet sich aufgrund seiner Nähe zum südlich liegenden Hamburg und der dortigen Offshore-Anlandung.

#### **DC21b: Wilhelmshaven – Uentrop**

Analog zu Maßnahme DC21 wurde DC21b als Teil des Korridors B erstmals im NEP 2019 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt. Ein Verzicht des Korridors bei Erweiterung anderer HGÜ-Strecken oder eine Ausführung von Teilstücken wurde geprüft.

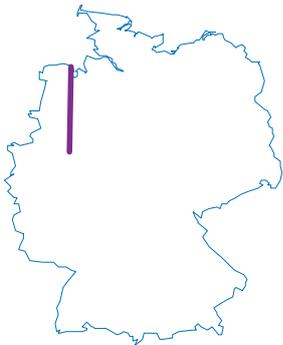


Abb. 61: Leitung DC21b von Wilhelmshaven nach Uentrop.

Die Leitung DC21b wird, wie in der Abb. 61 dargestellt, übernommen als Verbindung im Korridor B.

Die Maßnahme führt in vielen Stunden zu einer bedeutenden Entlastung des Drehstromnetzes in der Region zwischen Niedersachsen und Schleswig-Holstein. DC21b wird bereits für das Jahr 2030 bestätigt.

#### **DC23: Uentrop – Altbach**

Die Gleichstromstrecke DC23 von Nordrhein-Westfalen nach Altbach (Baden-Württemberg) ist mit 2 GW Bemessungsleistung vorgesehen. Die Verbindung knüpft an die Maßnahme DC21b an und dient der Weiterleitung der aus Norddeutschland kommenden Energie nach Baden-Württemberg.



Abb. 62: Gleichstromstrecke DC23 von Uentrop nach Altbach.

Als zentraler Knotenpunkt des Wechselstromnetzes Baden-Württembergs eignet sich der Standort Altbach als Verknüpfungspunkt. An beiden Standorten ist das Errichten von Konverterstationen notwendig.

### **Nicht im NEP beantragte DC-Maßnahmen**

Der NEP 2030 hat in seinen Analysen bereits für das Jahr 2035 aufgezeigt, dass der Netzausbau des Drehstromnetzes unter technischen Gesichtspunkten an Grenzen stößt. Für die Netzbelastung im Jahr 2050 zeigt sich weiterhin ein unzulässiger Übertragungsbedarf von Norddeutschland in den Süden. Ein Ausbau der HGÜ-Verbindungen ist aus diesem Grund sinnvoll. Die zusätzlich notwendigen Verbindungen orientieren sich an bestehenden Korridoren (aufgelistet als DC3 und DC5 im NEP) und entsprechen ungefähr der Strecke von Wolmirstedt nach Isar (rechte Verbindung) und von Brunsbüttel nach Großgartach (linke Strecke) (Abb. 63).

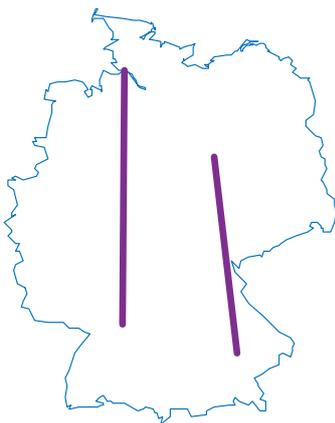


Abb. 63: DC Brunsbüttel – Großgartach und Wolmirstedt – Isar.

Beide Strecken sind als 2 GW Verbindungen ausgelegt. Die Netzverknüpfungspunkte sind aufgrund der komplexen Planung solcher Vorhaben nicht näher definiert, sind aber in der gleichen NUTS3 Region vorzusehen. Eine Optimierung der Netzanschlussknoten ist vom Netzbetreiber unter abstimmungsintensiven Aspekten durchzuführen. Für die hinzugefügten HGÜ-Verbindungen werden innerhalb dieser Studie die Netzanschlusspunkte Wolmirstedt und Isar sowie Brunsbüttel und Großgartach analog zu den durch den NEP bereits eingebrachten HGÜ-Strecken betrachtet. Es wird darauf hingewiesen, dass eine Reduzierung der zusätzlichen Belastungen in diesen Regionen erfolgen kann, sofern eine gesonderte Knotenauswahl getroffen werden kann.

#### 4.4.2.4 Nicht im NEP beantragte AC-Maßnahmen

Die hohe Erzeugung in der Mitte und im Norden Niedersachsens führen zu einer starken Auslastung der dortigen Leitungen. Für den Zubau an dieser Stelle werden folgende Maßnahmen für Variante 1 und 2 empfohlen: Kloppenburg – Merzen (Zubau 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), St. Hülfe – Wehrendorf (Zubau 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Merzen – Westerkappeln (Ersetzen der vorhandenen Systeme durch 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St').

Es ist weiter über den Zubau von Stationen in diesem Gebiet nachzudenken, um die steigenden Einspeisungen aus regenerativen Energien zu bewältigen. Die zusätzliche Errichtung von Stationen und Leitungen ist jedoch unter naturschutzkonformen Bedingungen zu prüfen.

Weitere Maßnahmen zur Bewältigung des Nord-Süd-Transports werden wie folgt für Variante 1 vorgeschlagen: Meppen – Hanekenfähr (Ersetzen der vorhandenen Systeme durch 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Krusenhorst – Hanekenfähr (Ersetzen der vorhandenen Systeme durch 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Krusenhorst – Niederrhein (Zubau von 2 Systemen 'FL 4x264/34 AL/St'), Hanekenfähr – Roxel (Zubau von min. 1 System 'FL 4x264/34 AL/St'), Gütersloh – Uentrop (Ersetzen der vorhandenen Systeme durch 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Geithe – Unna (Zubau von mindestens 1 System 'FL 4x564/72 AL/St'), Audorf – Kiel Süd (2 Systeme 'FL 4x264/34 AL/St', Ersetzen der 220 kV-Ebene), Audorf – Kiel West (2 Systeme 'FL 4x264/34 AL/St', Ersetzen der 220 kV-Ebene), Krümmel – Hamburg Ost (Ersetzen der vorhandenen Systeme durch 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Krümmel – Görries (Zubau 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Dollern – Alfstedt (Zubau 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Altenfeld – Vieselbach (Ersetzen der vorhandenen Systeme durch 4 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Altenfeld – Redewitz (Zubau 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Dipperz – Großkotzenburg (Zubau mindestens 1 System 'FL 4x264/34 AL/St'), Wolmirstedt – Klostermansfeld (Ersetzen der vorhandenen Systeme durch 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Vieselbach – Lauchstädt (Verstärkung des Korridors von Lauchstädt nach Vieselbach über 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Querfurt – Wolkramshausen (Verstärkung von Querfurt – Wolkramshausen oder Wolkramshausen – Vieselbach wird empfohlen), Ludersheim – Redewitz: (Ausbau des Korridors über 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St', oder alternativ über eine Verstärkung über Raitersaich), Ludersheim – Schwandorf (2 Sys 'FL 4x264/34 AL/St', Ersetzen der 220 kV-Ebene), Ludersheim – Sittlingen (Zubau von 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Sittlingen – Altheim (Zubau von 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Isar – Pleinting (Zubau 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Gießen Nord – Asslar: (Ersetzen der vorhandenen Systeme durch 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St') Höpfingen – Grafenrheinfeld (Ersetzen der vorhandenen Systeme durch 2 Sys 'FL 4x564/72 AL/St').

In Variante 2 werden die oben genannten Maßnahmen ebenfalls als empfehlenswert betrachtet. Gegenüber Variante 1 sind verschiedene Unterschiede einzubeziehen. Aufgrund einer erhöhten Belastung einiger Korridore werden zusätzlich folgende Maßnahmen vorgeschlagen: Landesbergen – Wechold (Zubau 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Kriffel – Bischofsheim (Ersetzen der vorhandenen Systeme durch 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St'), Mehrum – Algermissen– Grohnde und Wahle – Merum (Ersetzen der vorhandenen Systeme durch 2 Systeme 'FL 4x564/72 AL/St').

#### 4.4.2.5 Netzausbau zur Reduzierung von Flexibilitäten

Kapitel 4.4.2.2 zeigt in Tab. 22 bis Tab. 24 eine ähnliche Nutzung der zur Verfügung stehenden Flexibilitätsstandorte für die Variante 1 und die Variante 2. Für eine Reduzierung der dort genutzten Leistungen sind unter anderem die Anschlusspunkte der zusätzlich in-

stallierten (nicht im NEP beantragen) DC-Maßnahmen zu überdenken. Es werden beispielsweise die Verbindungen: Stalldorf – Kupferzell, Höpfingen – Hüffenhardt, Hüffenhardt – Großgartach, Großgartach – Pulverdingen, Pulverdingen – Oberjettingen, Hoheneck – Mühlhausen, Hoheneck – Endersbach und Endersbach – Wendingen zunehmend belastet. Ein Ausbau der Korridore ist zudem empfehlenswert und auch für den Fall einer Standortsverschiebung der Konverterstationen zu evaluieren.

Ein zusätzlicher Ausbau im Südwesten Deutschlands wird ebenfalls empfohlen. Im entsprechenden Gebiet ist mit 220 kV Verbindungen und einer gleichzeitig hohen Flexibilitätsnutzung das Ersetzen von Verbindungen der 220 kV Ebene empfehlenswert, z.B.: Mutterstadt – Bürstadt, Uchtelfangen – Diefflen, Niederstedem – Quint, Quint – Uchtelfangen, Uchtelfangen – Sankt Babara. Weiter werden Maßnahmen in der 380 kV-Ebene in den NUTS3-Regionen DEC01, DEC05 und DEC05 empfohlen.

Die Nutzung von Wirkleistungsflexibilitäten wird besonders im Norden des Netzgebiets des Netzbetreibers Amprion wahrgenommen. Das entsprechende Gebiet ist in Abb. 64 eingezeichnet. Ein sicherer Netzbetrieb wird über die Wirk- und Blindleistungsbereitstellung ermöglicht, muss aber anhand der im Kap. 3.4.5.2 und Kap. 4.4.2.2 definierten Randbedingungen evaluiert werden. Lokal stark konzentrierte, große Flexibilitäten tragen zwar zum stabilen Netzbetrieb bei, sind jedoch nicht in jedem Fall umsetzbar. In Bezug auf die Wirkleistung weist lediglich eine geringe Anzahl an Knoten eine schwache Sensitivität für die Minimierung der Zielfunktion (nach Kap. 3.4.5.2) auf (vgl. Kap. 4.4.2.2). In dem dargestellten Bereich sind mit 220-kV-Verbindungen und einer gleichzeitig hohen Flexibilitätsnutzung das Ersetzen von Verbindungen der 220 kV Ebene empfehlenswert. Weiter wird ein Ausbau des Korridors Oberzier – Pfaffendorf und Rommerskirchen – Knapsack empfohlen.

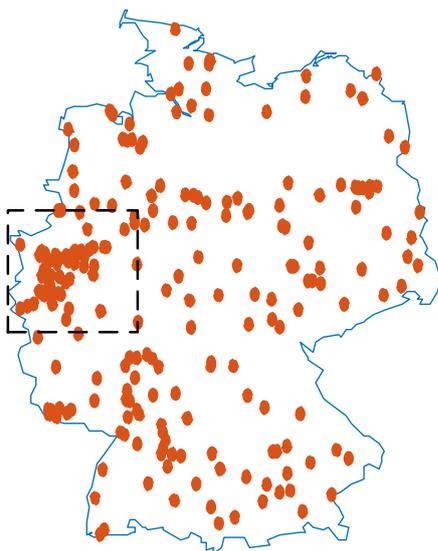


Abb. 64: Markierung von Standorten für die festgelegten Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten im Netzgebiet von Amprion.

Die Ausnutzung der Wirkleistungsflexibilitäten im Raum Hamburg, bzw. bei Brunsbüttel, beschränkt sich im Wesentlichen auf zwei Knoten mit einer deutlichen Ausnutzung der vorhandenen Flexibilitäten. Der Ausbau der Verbindung Brunsbüttel – Itzehoe, Itzehoe – Hamburg Nord, sowie ein Ausbau des 380-kV-Netzes wird empfohlen.

Die dargestellten Flexibilitäten in der Region um Farge, Conneforde und Ganderkesee werden in kritischen Arbeitspunkten im Wesentlichen zum Einspeichern verwendet. Dies entlastet die Verbindungen von Norden nach Süden. Folglich liegt eine Verstärkung der

dortigen Verbindungen, bzw. ein weiterer Zubau in den folgenden Korridoren nahe: Klop-penburg – Merzen, St. Hülfe – Wehrendorf, Merzen – Westerkappeln.

#### **4.4.3 Zusammenfassung der Ergebnisse zum Netzausbau**

Aus dem Wandel der Struktur der Energieerzeugung und unter Berücksichtigung der weite-ren massiven Elektrifizierung des elektrischen Gesamtenergieverbrauchs entstehen Her-ausforderungen für das zukünftige Elektroenergiesystem. Die Eingangsdaten für die Lei-tungsflussberechnung, dargestellt durch die im Projekt berechneten Verbraucherlasten und Erzeugungsanlagen, spiegeln einen starken Zuwachs der Erzeugung im Norden und einen Anstieg des Verbrauchs im Süden Deutschlands wider. Leistungsflussberechnungen für jede Stunde des Bezugsjahres auf Basis dieser Eingangsdaten resultieren in einer hohen Belastung zahlreicher Höchstspannungstrassen, insbesondere in Nord-Süd-Richtung. Der für das Projekt angenommene Ausschluss von Export und Import verhindert eine Reduzie-rung der Nord-Süd-Leistungsflüsse und die damit verbundene Entlastung des Höchstspan-nungsnetzes. Für den Netzausbau werden mindestens 27 Maßnahmen im AC-Netz und vier Maßnahmen im DC-Netz zur Behebung der durch die veränderte Übertragungsaufgabe entstehenden Netzengpässe vorgeschlagen. Die dennoch zeitweise auftretenden verblei-benden Netzengpässe werden im Modell unter der Einbeziehung einer Partikelschwarm-Optimierung durch die Identifizierung und Ausnutzung von Flexibilitäten an Höchstspan-nungsknoten beseitigt. Eine Flexibilität stellt die Möglichkeit einer Leistungsänderung an einem Knoten dar. Diese Änderung einer Blindleistung oder Wirkleistung kann über Spei-cher, klassische Kompensationsanlagen und die untergelagerten Netzbetreiber erreicht werden. Der Fokus der Optimierung liegt auf der Reduzierung von Netzengpässen auf-grund von überlasteten Leitungen und Transformatoren sowie auf der Einhaltung der zu-lässigen Spannungsbänder. Die Ausnutzung der Flexibilitäten von 300 MW und 200 Mvar zeigte für eine geringe Sensitivität des Netzzustandes auf Leistungsänderungen von ca. 20 % der ausgewählten Höchstspannungsknoten. Die Reduzierung der Flexibilitäten führt vermehrt zu Mehrbelastungen von Betriebsmitteln (Leitungen und Transformatoren) und ist von Netzbetreibern mit weiteren Ausbaumaßnahmen zu kompensieren. Beispielsweise ist die Reduzierung von Speicherkapazitäten im Austausch gegen einen erhöhten Ausbau von Leitungen möglich, sofern technisch und ortsabhängig sinnvoll. Für die gezielte Reduzie-rung der Flexibilitäten sind weitere Netzausbaumaßnahmen, z. B. im nördlichen Bereich des Übertragungsnetzbetreibers Amprion, möglich.

Die im Netzentwicklungsplan vorgeschlagenen Maßnahmen für das Jahr 2030 reichen folg-lich nicht aus, um eine naturschutzkonforme, regenerative Energieversorgung in Deutsch-land im Jahr 2050 zu gewährleisten. In Abhängigkeit der Ausnutzung von Speicher- und Wandlungstechnologien ist mit einem zusätzlichen Aufkommen an Netzausbau zu rechnen, welches sich in ähnlichem Ausmaß niederschlägt, wie die bereits bestätigten Maßnahmen im Netzentwicklungsplan für das Jahr 2030.

#### **4.5 Ergebnisse der Berechnung von Kosten und Investitionen**

Philip Gauglitz und Carsten Pape

##### **4.5.1 Ergebnisse der Berechnung von Kosten und Investitionen für Onshore-Wind**

Für Variante 1 und Variante 2 ergibt sich ein deutschlandweit einheitlicher CAPEX von 1.030 €/kW. In Variante 3 ist der CAPEX abhängig von Anlagentyp, und damit von den je-weiligen Windbedingungen. Die Abb. 65 zeigt die Verteilung des CAPEX über Deutschland in Variante 3, mit 1.162 €/kW im Minimum bei einer Starkwindanlage und 1.285 €/kW im Maximum bei einer Schwachwindanlage.

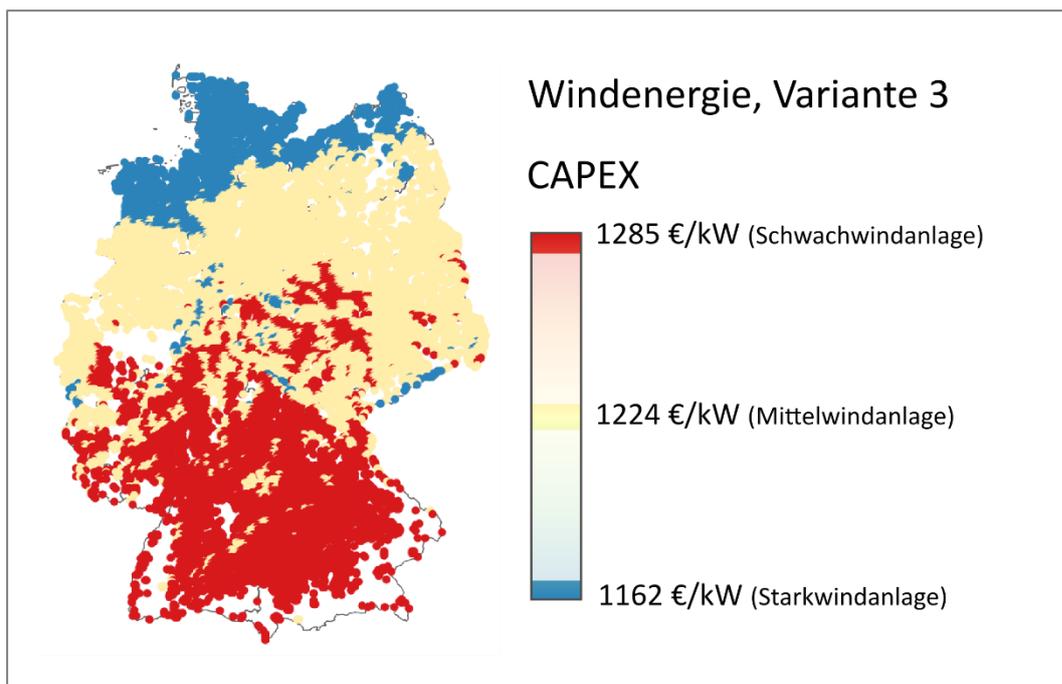


Abb. 65: CAPEX Windenergie, Verteilung über Deutschland in Variante 3.

Deutlich zu sehen ist der niedrigere CAPEX an windstarken Regionen wie der Deutschen Küste, die sich durch (im Verhältnis je Leistung) kleine Rotorflächen ergeben.

Für Variante 1 und 2 ergibt sich damit ein LCOE, der ausschließlich abhängig von der Standortgüte ist, da standortunabhängig derselbe Anlagentyp genutzt wird. Für Variante 3 ist der LCOE außerdem noch vom Anlagentyp abhängig.

In allen Varianten zeigt sich ein niedriger LCOE an guten Windstandorten wie beispielsweise nahe der Küste, der sich durch hohe Energieerträge ergibt. Für schwächere Windstandorte steigt der LCOE deutlich an, wobei sich hier ein Unterschied in den beiden Varianten zeigt: In Variante 3 zeigt sich, dass jeweils die Anlage, die für mittlere oder schwächere Windverhältnisse ausgelegt ist, den Standort – zu einem gewissen Grad – ausgleichen kann und trotz schwächerer Windverhältnisse zu einem relativ günstigen LCOE führt. Da das Kostenmodell versucht, die technischen Unterschiede der Varianten realistisch abzubilden, einschließlich der Besonderheiten in den Leistungsdichten, der Nabenhöhen, und der Energieerträge, kann die Höhe der Stromgestehungskosten hier vergleichend bewertet werden. Diese ist insgesamt niedriger in Variante 3 (Tab. 25). Dem gegenüber stehen niedrigere Energieerträge durch die andere Anlagentechnik.

Tab. 25: Zusammenfassende Daten der Ergebnisse auf Bundesebene für Onshore-Wind. Die Tabelle zeigt die Ergebnisse je Variante für die Leistung, die Energiemenge, Volllaststunden, CAPEX, OPEX und LCOE.

	Variante 1	Variante 2	Variante 3
<b>Leistung in GW</b>	427	391	149
<b>Energiemenge in TWh</b>	1.051	884	414
<b>Volllaststunden in kWh/kW</b>	2.461	2.264	2.765
<b>CAPEX in €/kW</b>	1.030	1.030	1.240

	Variante 1	Variante 2	Variante 3
OPEX in €/kW/a	38,4	37,6	39,7
LCOE in ct/kWh	4,92	5,2	5,03

In Variante 2 werden aufgrund der gleichen Technik- und Kosten-Annahmen wie in Variante 1 dieselben Stromgestehungskosten je Wetterpixel bestimmt. Lediglich die Annahmen, welche Flächen nutzbar sind, unterscheiden sich in den zwei Varianten.

#### 4.5.2 Ergebnisse der Berechnung von Kosten und Investitionen für Dach-PV

Die Abb. 66 zeigt den CAPEX und OPEX von Dach-PV der Variante 1. Eine großräumige Systematik in OPEX und CAPEX ist hier nicht zu erkennen, da die Kosten ausschließlich von der Leistung der Anlage (und damit indirekt von der Größe der Dachfläche) abhängig sind. Aggregations- und Darstellungslevel ist ein Wetterpixel. Je höher der Anteil kleiner Dachflächen und damit Anlagen in diesem Wetterpixel, desto teurer sowohl CAPEX als auch OPEX.

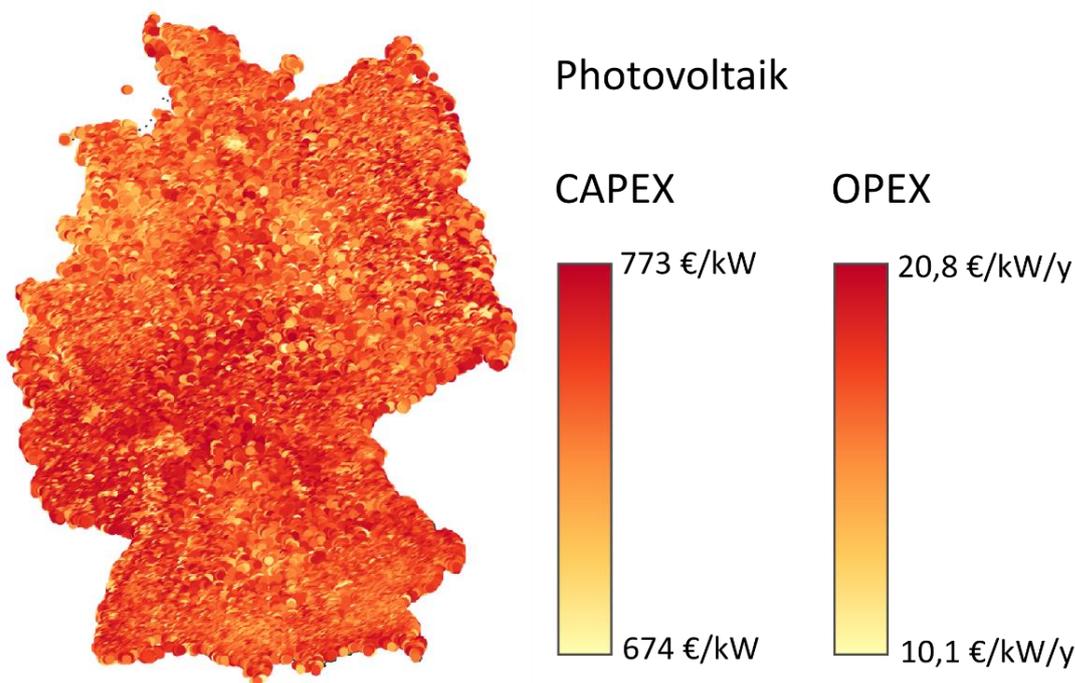


Abb. 66: CAPEX und OPEX der Photovoltaik in Deutschland für die Variante 1.

In der Abb. 66 wurde CAPEX und OPEX für Variante 1 vorgestellt. Die Art der Zusammensetzung gestaltet sich in den anderen Varianten prinzipiell ähnlich, auch dort ist keine großräumige Systematik zu erwarten. Änderungen ergeben sich nur dadurch, dass Variante 2 andere Flächen als Grundlage hat, und in Variante 3 zusätzlich von einem niedrigeren Wirkungsgrad ausgegangen wird. Dieser niedrigere Wirkungsgrad sorgt dafür, dass die gleiche Dachfläche geringere Nennleistungen der PV-Anlage aufweist. Damit fallen mehr Anlagen in die kleinere – und damit teurere – Leistungskategorie. Nach dem hier vorgestellten Verfahren ist damit Variante 3 teurer (je Leistung). Dies ist aber nur auf den unterschiedlichen Wirkungsgrad zurückzuführen. Eine Berücksichtigung unterschiedlicher Kosten technischer Anlagenausgestaltungen findet für die Photovoltaik nicht statt. Es ist im Gegenteil eher davon auszugehen, dass eine progressivere Wirkungsgraderhöhung wie in Variante 1 oder 2 tendenziell zu höheren Anlagenkosten als in Variante 3 führen könnte. Ein wertender Ver-

gleich der Kosten in den unterschiedlichen Varianten ist damit in der Photovoltaik nicht zielführend – im Gegensatz zu den Windenergie-Varianten, bei denen die genaue Anlagentechnik im Kostenmodell versucht wird zu berücksichtigen.

Tab. 26: Zusammenfassende Daten der Ergebnisse auf Bundesebene für Dach-PV. Die Tabelle zeigt die Ergebnisse je Variante für die Leistung, die Energiemenge, Volllaststunden, CAPEX, OPEX und LOOE.

	Variante 1	Variante 2	Variante 3
<b>Leistung in GW</b>	617	1.156	924
<b>Energiemenge in TWh</b>	569	937	749
<b>Volllaststunden in kWh/kW</b>	922	811	811
<b>CAPEX in €/kW</b>	731,3	713,9	723,3
<b>OPEX in €/kW/a</b>	16,3	14,4	15,4
<b>LCOE in ct/kWh</b>	8,13	8,84	9,05

Die Abb. 67 zeigt die über Deutschland räumlich verteilten LCOE für die Szenario-Varianten 1 und 3:

### Photovoltaik, levelized cost of energy (LCOE)

Variante 1

Variante 3

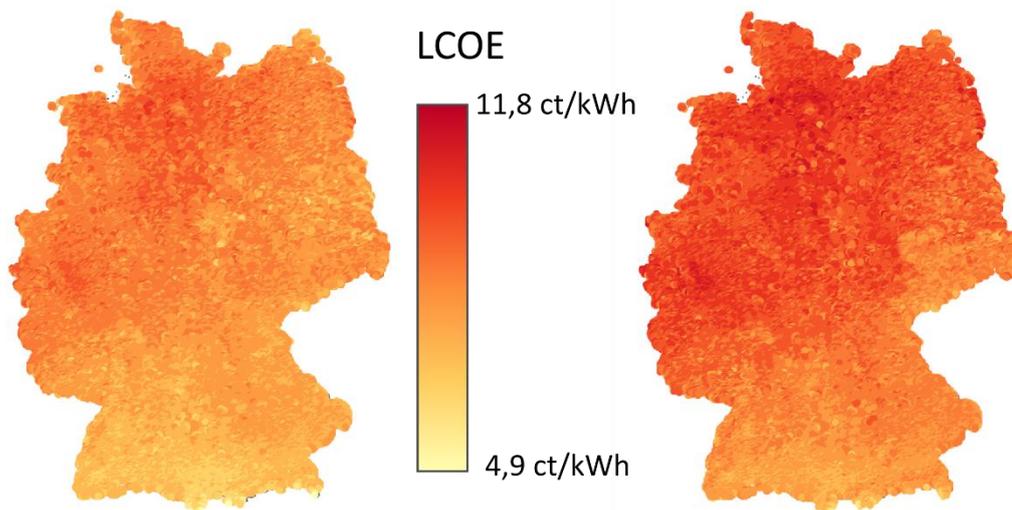


Abb. 67: LCOE der Photovoltaik in Deutschland für die Szenarienvarianten 1 und 3.

In beiden Varianten ist gut zu erkennen, dass sich jeweils zwei Effekte überlagern: Zum einen hat jeder Wetterpixel einen unterschiedlichen Anteil kleinerer und größerer Anlagen, diese erzeugen gewissermaßen ein „Hintergrundrauschen“ über Deutschland. Zum anderen werden durch die sonnenreichere Witterung in Süddeutschland günstigere Stromgestehungskosten erreicht. Zudem ist zu sehen, dass generell in Variante 3 höhere Stromgestehungskosten vom Modell bestimmt werden. Dies sollte jedoch nicht zu falschen Schlussfolgerungen führen: Wie ausführlich im vorherigen Kapitel erläutert, ist dieser Effekt darauf zurückzuführen, dass durch einen weniger progressiven Wirkungsgrad in Variante 3 mehr kleinere Anlagen (auf die Nennleistung bezogen) in der Mischung enthalten sind, und damit vom Modell teurer modelliert werden. Dem würde eigentlich ein gegenteiliger Effekt gegen-

überstehen: Durch eine weniger progressivere Anlagenentwicklung ist im Gegenteil mit eigentlich niedrigen Anlagenkosten je Leistung zu rechnen. Von einem Vergleich der Anlagenkosten im wertenden Sinne in den verschiedenen Varianten wird deswegen abgeraten.

Die Entwicklung der Anlagenkosten erneuerbarer Energien erscheinen generell eine günstige Energieerzeugung im Jahr 2050 zu ermöglichen. Unterschiede in den Szenarien für verschiedene technologische Entwicklungen erscheinen - soweit das in dem Projekt abbildbar ist - eher klein.

#### 4.6 Ergebnisse der Transformationspfade mit einer Analyse und Diskussion

Tobias Kraschewski und Michael H. Breitner

Allgemein sind die nachfolgend dargestellten Transformationspfade Ergebnisse einer heuristischen Optimierung und der o. g. Verwendung einer ranglistenbasierten Betriebsführung. Hierbei kann der Optimierer (gute oder sehr gute) lokale Maxima identifizieren, jedoch dabei i.d.R. nicht das globale Optimum erreichen.<sup>17</sup> Zur Erhöhung der Validität der Ergebnisse wurden mehrere Simulationsdurchläufe realisiert, um verschiedene lokale Minima zu finden, zu diskutieren, zu bewerten und sinnvoll auszuwählen.

Auf Grundlage der genannten Annahmen ergeben sich die dargestellten Ausbaukorridore (s. Kap. 4.3) für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (Abb. 68). Zur Beschreibung der Abbildungen werden die durchschnittlichen jährlichen Zubauraten der Technologien genutzt.

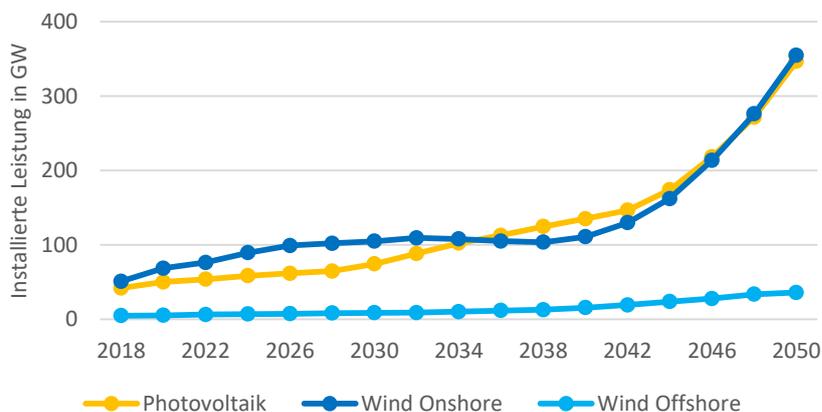


Abb. 68: Ausbaukorridore für die installierte Leistung von Windkraft Onshore (dunkelblau), Offshore (hell-blau) und Photovoltaik (gelb) in Deutschland für den Zeitraum von 2018 bis 2050.

Allgemein liegen diese für Wind und Photovoltaik bis 2040 auf einem Niveau von jeweils 3,5-4 GW jährlich. Auffällig ist die anschließende deutliche Zunahme des Zubaus zwischen 2040 und 2050. Hier werden jährliche Zubauraten von bis zu 23 GW pro Jahr erreicht. Dies liegt unter anderem an dem erhöhten Speicherbedarf und den damit verbundenen Wandlungsverlusten. Weiterhin wird von einer Kostendegression der Systemkomponenten ausgegangen, welche eine weitere Erklärung für die zeitlich gesehen späte Forcierung der Ausbauraten bei den erforderlichen Kapazitäten der erneuerbaren Energien aus volkswirt-

<sup>17</sup> Beim Lösen des Optimierungsproblems gibt es verschiedene lokale Minima, die vom globalen Optimum abweichen. Bei mehreren Simulationsdurchläufen unterscheiden sich die Ergebnisse leicht. Deshalb wurden mehrere Simulationen durchgeführt.

schaftlicher Sicht darstellt. Die installierte Leistung beider Technologien endet bei ca. 355 GW.<sup>18</sup> Die Offshore-Windkraftpotenziale werden mit 35 GW vollständig ausgeschöpft. Hierbei sind die berechneten installierten Leistungen von Onshore und Offshore Wind sowie der Photovoltaik im Rahmen der berechneten maximal möglichen Leistungen, die sich aus den verfügbaren Flächen ergeben.

Parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien müssen zukünftig Speichertechnologien im großen Maßstab ausgebaut werden, um die volatile Erzeugung aus Wind- und Solar-energie zeitlich ausgleichen zu können (Abb. 69).

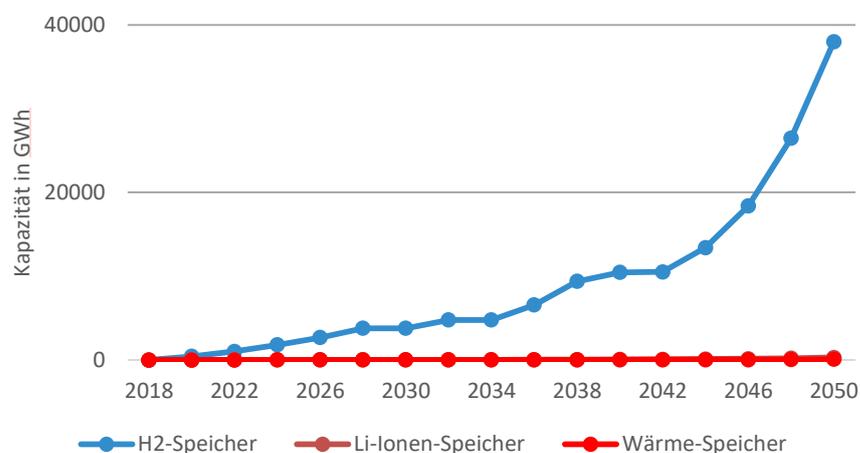


Abb. 69: Ausbaukorridore für die Speichertechnologien Wasserstoffkavernen (blau), Lithium-Ionen-Speicher (dunkelrot) und Wärmespeicher (rot) in Deutschland. Aufgrund der notwendigen Skalierung des Wasserstoffspeichers in dieser Grafik, überdecken sich die Batterie- und Wärmespeicher.

Bei der Simulation wurden thermische Pufferspeicher, Lithium-Ionen-Speicher sowie Wasserstoffspeicher in Form von bspw. Kavernen zugebaut. Abb. 69 zeigt, dass der Ausbau der Speichertechnologien bis 2035 auf einem moderat niedrigen Level unterhalb 10 TWh installierter Speicherkapazität verläuft. In den nachfolgenden Stützjahren erfolgt ein erheblicher Ausbau des Wasserstoffspeichers, der auf bis zu 38 TWh im Jahr 2050 ausgebaut wird. Der thermische Pufferspeicher und der Lithium-Ionen-Speicher erreichen 2050 eine Kapazität unter einer TWh.

Abb. 70 verdeutlicht die Ausbaupfade der Technologien in den Bereichen der Sektorkopplung. Im Wärmesektor wird maßgeblich die Wärmepumpen-Technologie präferiert, welche die hohen EE-Erzeugungskapazitäten in Verbund mit dem sehr großen Angebot von erneuerbarem Strom ergänzt (Sektorenkopplung).

<sup>18</sup> Die in den Varianten berechneten Potentiale müssen aus kostenoptimaler Sicht nicht vollständig ausgeschöpft werden, wenn entsprechend Speicher und sektorkoppelnde Technologien ausgebaut werden. Vergleichbar ist dies auch mit den Ergebnissen aus Kapitel 4.3, dort wird von „Nutzungsanteil“ der verfügbaren Flächen gesprochen.

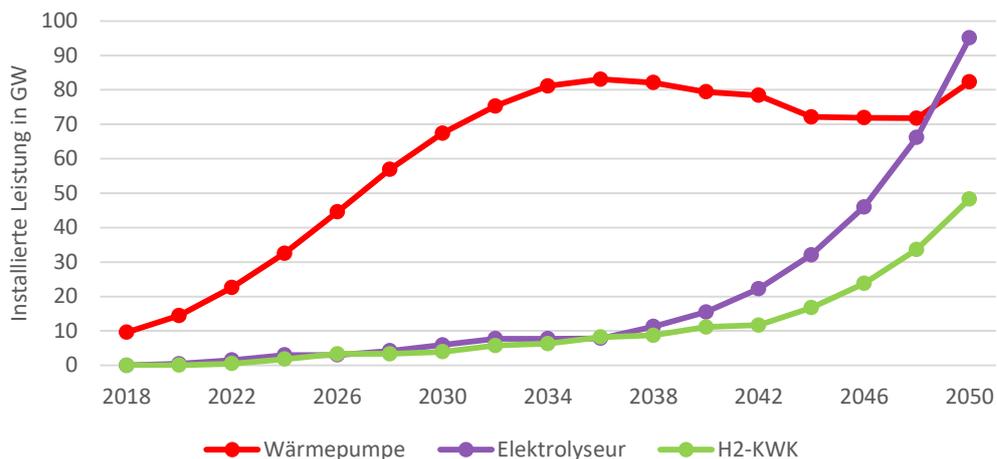


Abb. 70: Ausbaukorridor für die installierte Leistung von Wärmepumpe (rot), Elektrolyseur (violett) und Wasserstoff-KWK (grün) in Deutschland.

Die zukünftig primär strombasierte Wärmeversorgung über Umgebungswärme in Deutschland erfordert einen deutlichen Zubau der Wärmepumpen von derzeit etwa 10 GW auf über 80 GW installierter Leistung. Darüber hinaus werden ab 2030 zunehmend Elektrolyseure und Gas-KWK-Anlagen zugebaut. Dieser Zubau wird ab 2040 zunehmend forciert und erreicht 2050 beim Elektrolyseur eine installierte Leistung von 95 GW bzw. bei der Wasserstoff-KWK-Anlage etwa 50 GW. Wasserstoff-Brennstoffzellen großer Leistung werden derzeit nicht betrachtet, da deren Investitionen und Kosten nach derzeitigen, langfristigen Prognosen nicht konkurrenzfähig erscheinen.

Abb. 71 bildet die jährlichen Kosten der Energietechnologien bis 2050 ab. Durch den massiven Zubau von Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore nehmen diese Erzeugungstechnologien den mit Abstand größten Kostenblock ein. Im Gegensatz dazu nehmen die jährlichen Kosten der Speicher und sektorkoppelnden Technologien einen vergleichsweise geringen Anteil ein.

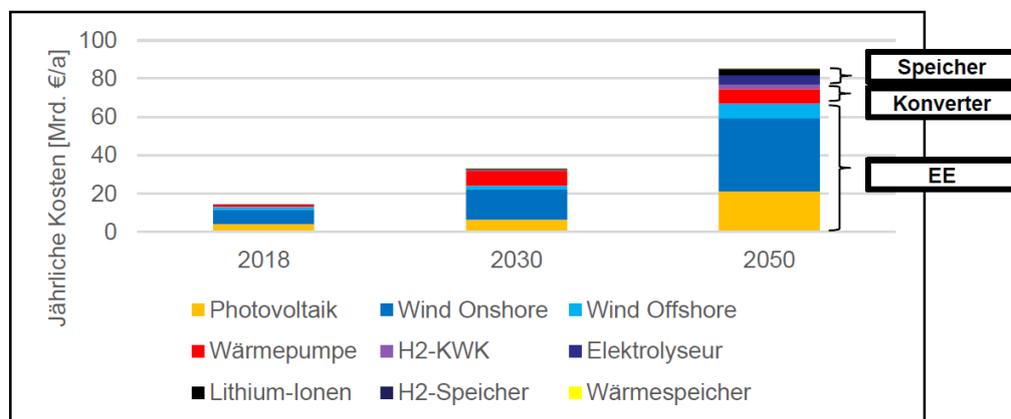


Abb. 71: Jährliche Kosten der betrachteten Energiesystemtechnologien in den Stützjahren 2018, 2030 und 2050.

Hervorzuheben ist der bereits 2030 große Anteil der sektorkoppelnden Technologien (Konverter), wohingegen bei den Speichern jährliche Kosten in dieser Größenordnung erst 2050 zu erkennen sind. Die jährlichen Kosten bilden hierbei die Annuitäten der Investitionen der Komponenten sowie die Betriebskosten ab. Eine Schätzung der Investitionen ergibt:

- 1 GW installierte Leistung Photovoltaik erfordert Investitionen zwischen ca. 1,1 Mrd. € (2020) und ca. 700 Mio. € (2050);<sup>19</sup>
- 1 GW installierte Leistung Windkraft Onshore erfordert Investitionen von ca. 1,5 Mrd. € (2020) und 1 Mrd. € (2050);
- 1 GW installierte Leistung Windkraft Offshore erfordert Investitionen von ca. 3 Mrd. € und 2 Mrd. € (2050);
- 1 GW installierte Leistung Wasserstoff-Elektrolyse & Kompression erfordert Investitionen von ca. 1,2 Mrd. € (2020) und ca. 500 Mio. € (2050);
- Notwendige, zusätzliche Investitionen für Orts- und Übertragungsnetze Strom hängen stark vom zukünftigen vor Ort Eigenverbrauch und von der Autarkiequote dezentraler Energiesysteme ab, sind aber grundsätzlich deutlich geringer als die Investitionen in technische Anlagen zur Energiegewinnung, -wandlung und -speicherung (2020-2050 insgesamt ca. 50-100 Mrd. €);
- Notwendige Investitionen in Kraftwerke und dezentrale BHKW („Versorgungssicherheit“), die mit grünem Wasserstoff oder Methan betrieben werden können, liegen mittelfristig deutlich unter den heutigen Investitionen in deutsche Kraftwerke und dezentrale BHKW und werden mittelfristig grundsätzlich deutlich geringer sein als die Investitionen in technische Anlagen zur Energiegewinnung, -wandlung und -speicherung (eine Quantifizierung ist hier nicht erfolgt);
- Investitionen in den sukzessiven Ersatz der heute über 40 Mio. Kraftfahrzeuge in Deutschland werden mittelfristig pro Jahr geringer ausfallen als heute, da batterieelektrische Kraftfahrzeuge und Brennstoffzellenkraftfahrzeuge mittelfristig günstiger sein werden als heutige Verbrennungskraftfahrzeuge (eine Quantifizierung ist hier nicht erfolgt).

In Bezug auf die Entwicklung der Kraftfahrzeug-Flottenzusammensetzung visualisiert Abb. 72 den zeitlichen Verlauf der prozentualen Anteile der batterieelektrischen Autos, wasserstoffbetriebenen und fossil-betriebenen Kraftfahrzeuge an der Gesamtflotte. Während 2018 die fossil-betriebenen Kraftfahrzeuge mit einem Anteil von über 90% dominieren, erreichen die BEV bereits einen Anteil von über 60% in 2030. In Verbindung mit dem Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur ab 2030 erreichen wasserstoffbetriebene Kraftfahrzeuge einen relevanten Anteil von bis zu über 20%. Ab 2044 setzt sich die Gesamtflotte ausschließlich aus batterie- und wasserstoffbetriebenen Kraftfahrzeugen zusammen.

---

<sup>19</sup> Die Kostenspanne ist mit der angenommenen Kostendegression zu erklären.

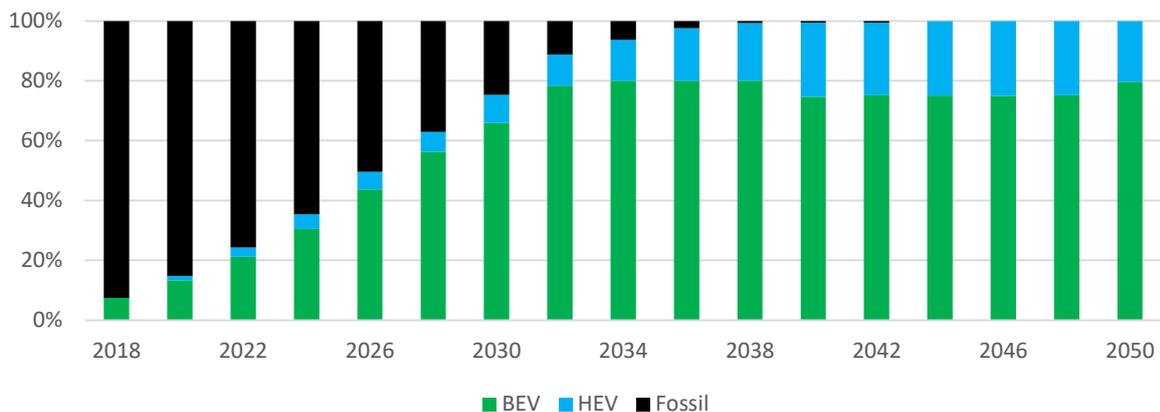


Abb. 72: Transformationspfad der Kraftfahrzeug-Flottenzusammensetzung in Deutschland von 2018 bis 2050.

Zur Einordnung der berechneten Transformationspfade dient die historische Betrachtung der Ausbaupfade von Photovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore sowie Wärmepumpen in Deutschland seit 2000. Zwischen 2010 bis 2012 erreichte die Photovoltaik-Technologie jährliche Ausbauraten von 7,5 bis 8,1 GW (BMWi 2020). Bezüglich der Onshore-Windenergieanlagen wurde die maximale jährliche Ausbaurrate von ca. 5 GW im Jahr 2017 erreicht (ebd.). Im Bereich der Offshore-Windenergieanlagen wurde eine maximale Ausbaurrate von 2,3 GW in 2015 (BMWi 2020) erreicht. Die Simulationsergebnisse zeigen notwendige Ausbauraten zwischen 3 GW bzw. ca. 25 GW pro Jahr in Hinblick auf die Photovoltaik bzw. Onshore-Windenergieanlagen. Dies entspricht zum Teil dem vier- bis fünffachen installierten jährlichen Zubau im Vergleich zu den historischen maximalen Ausbauraten in Deutschland. Unter Berücksichtigung des Ausbautrends der letzten Jahre, der deutlich geringere Ausbauraten der Photovoltaik und Onshore-Windenergieanlagen aufweist, sind diese Ausbaukorridore als sehr ambitioniert anzusehen. Es wird deutlich, dass bisherige Anreizmechanismen und staatliche Regulierungen diese Ausbauraten nicht erfüllen konnten und nicht erfüllen können.

Ein weiterer Aspekt ist die notwendige Verbindung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Hierzu werden sektorkoppelnde Technologien, wie Wärmepumpen, Gas-KWK-Anlagen sowie Elektrolyseure benötigt. Die Wärmepumpe wird zunehmend das zentrale Element der Wärmewende werden und nimmt 2050 eine installierte Leistung von über 80 GW ein, die einer Verachtfachung der derzeitigen Leistung entspricht. Weiterhin zeigt sich ein enormer Ausbau der Wasserstofftechnologien hinsichtlich Elektrolyseure auf fast 100 GW<sup>20</sup>, Gas-KWK-Anlagen auf über 50 GW und Wasserstoffkavernenspeicher mit einer Kapazität von 38 TWh. Lithium-Ionen- sowie Wärmespeicher sind ebenfalls erforderlich, nehmen allerdings eine Kapazität von unter 1 TWh ein, aus Kostensicht jedoch einen deutlich höheren Anteil.

Aus der vergleichenden Betrachtung der erforderlichen Zubauraten mit dem historischen

<sup>20</sup> Im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie wurde ein Zielpfad definiert, der für 2030 5 GW und 2035 10 GW Elektrolyseleistung vorsieht. Diese Werte treffen auch in etwa die Simulationsergebnisse. Allerdings wird in der nationalen Wasserstoffstrategie perspektivisch ein Wasserstoffimport vorausgesetzt, der in den hier entwickelten Szenarien ausgeschlossen wurde. Die 100 GW Elektrolyseleistung in DE sind ein sehr ambitioniertes Ziel. Durch H2-Importe wird diese Kapazität geringer ausfallen.

Bei Elektrolyseuren werden einzelne Module zu sog. Stacks verbunden, die das Gesamtsystem darstellen. Die größten Systeme haben derzeit eine Leistung von >10 MW, perspektivisch deutlich größer (>100 MW).

und aktuellen Zubau erneuerbarer Energien sowie Konverter- und Speichertechnologien wird die Notwendigkeit einer deutlichen Steigerung ersichtlich, die durch die nachfolgend aufgeführten staatlichen Lenkungsmechanismen unterstützend flankiert und beschleunigt werden kann.

In den Simulationen wurden weiterhin die Optionen einer Emissionsbesteuerung sowie eines Gasimports aus erneuerbaren Quellen untersucht. Es konnte gezeigt werden, dass eine signifikante Emissionsbesteuerung zu einer schnelleren Defossilisierung des Wärme- und Verkehrssektors führt. Ein Wasserstoffimport aus anderen Ländern führte zu einem geringeren notwendigen Ausbau der installierten Erzeugungsleistung für EE-Strom. Bei einer möglichen Berücksichtigung dieser Option muss sichergestellt werden, dass die gleichen Nachhaltigkeitskriterien zur Produktion dieses Energieträgers angesetzt werden, wie sie in Deutschland bestehen.

#### **4.7 Zusammenfassung der Modellergebnisse**

Julia Thiele, Julia Wiehe, Philip Gauglitz, Clemens Lohr, Tobias Kraschewski, Michael H. Breitner, Leonard Kluß, Christina von Haaren

Die drei Szenariovarianten in EE100-konkret zeigen die Unsicherheiten des Ausgangsszenarios aus EE100 (Walter et al. 2018b). Neben den verwendeten Methoden der Stromertragsberechnung (z. B. Positionierung der Anlagen im Windpark) haben die verwendeten Geodaten und die damit ermittelten mensch- und naturverträglich nutzbaren Potenzialflächen großen Einfluss auf das Ergebnis. Auch die Aussagen zur Machbarkeit und den Kosten der Energiewende werden dadurch stark beeinflusst. Die Kopplung von insgesamt fünf Modellen sollte diese Unsicherheiten minimieren, um die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Szenarien besser einschätzen zu können.

In der Variante 2 „hochaufgelöste Eingangsdaten“ werden im Vergleich der Szenariovarianten die höchsten Erträge aus erneuerbaren Energien erzielt (Abb. 73). Die Erträge der Variante 2 (2.034 TWh) decken den prognostizierten Energiebedarf an EE-Strom von 1.500 TWh in 2050. Die Berechnung berücksichtigt für Onshore-Wind nur den geringen RWS und für Photovoltaik ausschließlich Dachflächenpotenziale. Die Ergebnisse der Variante 2 bestätigen damit, dass der Energiebedarf 2050 in Deutschland durch erneuerbare Energien zu 100 % gedeckt werden kann. Hierfür müssten ca. 1,5 % der Fläche von Deutschland (5.320 km<sup>2</sup>) mit leistungsstarken Windenergieanlagen optimal belegt und alle Dachflächen mit hocheffizienten Photovoltaikmodulen ausgestattet werden. Unter diesen Annahmen (vgl. Kap. 2.2 und Anhang VI: Annahmen der Szenariovarianten) wird in Variante 2 eine Energiemenge von 2.034 TWh/a für 2050 erzielt, ausreichend um den Strombedarf inkl. Speicher- und Umwandlungsverlusten zu decken. Als Stromspeicher werden dabei Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke verwendet. Wärmepumpen (P2H) sowie Elektrolyseure (P2G) werden als sektorkoppelnde Technologien eingesetzt, welche die Wärmeversorgung bzw. die Herstellung von erneuerbarem Gas für schwer elektrifizierbare Prozesse ermöglichen. Weiterhin werden Langzeitspeicher wie z. B. Kavernenspeicher für Wasserstoff benötigt. Ein Ausbau der Höchstspannungstrassen mit Kompensationsanlagen in Nord-Süd-Richtung ist nach den Modellergebnissen notwendig, da es ohne Energieimporte und -exporte (Projektannahme) zu einem starken Erzeugungszuwachs im Norden und einem Verbrauchsanstieg im Süden Deutschlands kommt.

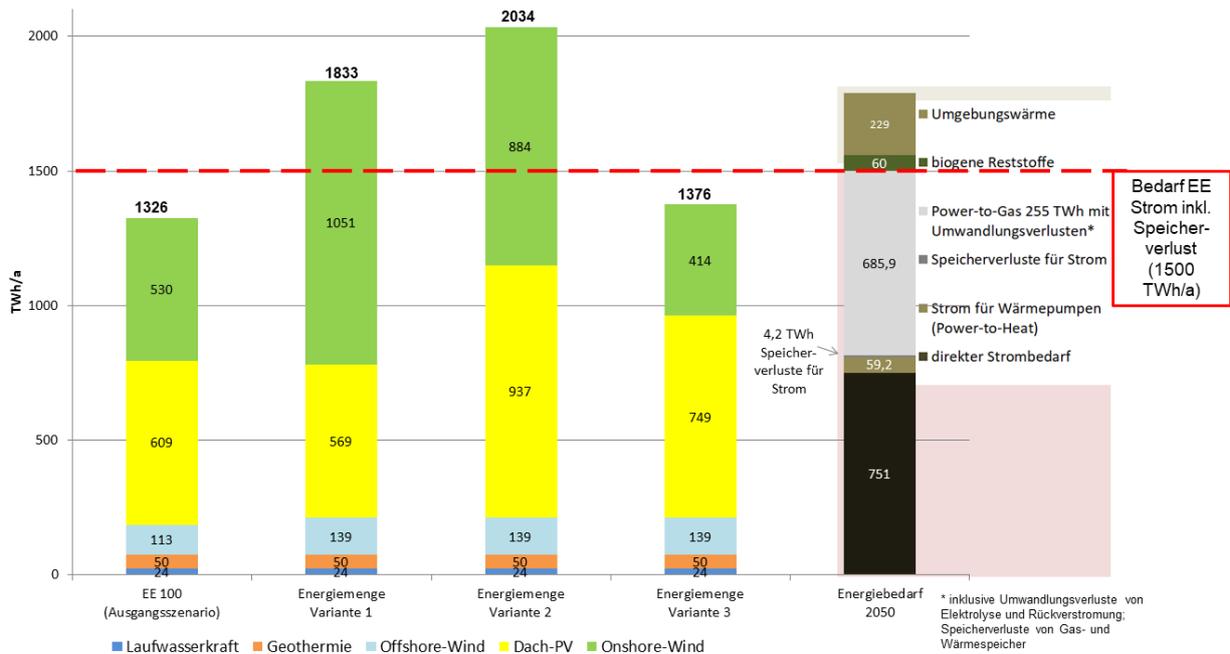


Abb. 73: Vergleich der Ertragsvarianten mit dem Energiebedarf 2050. Der erste Balken stellt zum Vergleich das Ausgangsszenario dar. Variante 1 dient dem „Methodenvergleich Ertragsberechnung“. Variante 2 „hochaufgelöste Eingangsdaten“ berechnet die EE-Gewinnungspotentiale zusätzlich mit hochaufgelösten Geodaten und ist damit maßgeblich. Variante 3 geht von einer „Trendfortschreibung heutiger Technologien“ aus. Der fünfte Balken visualisiert den Energiebedarf in 2050, der insgesamt 1.789 TWh umfasst (1.500 TWh EE-Strom inkl. Speicher- und Umwandlungsverluste, 229 TWh Umgebungswärme und 60 TWh biogene Reststoffe).

Einschließlich der Umwandlungsverluste durch Speicherung werden jährlich 1.500 TWh aus EE-Strom (Verwendung: 810 TWh direkter Verbrauch, 255 TWh Power-to-X für schwer elektrifizierbare Prozesse sowie 435 TWh Speicher- und Umwandlungsverluste) benötigt. Weiterhin wird der Einsatz von 229 TWh Umgebungswärme und 60 TWh biogenen Reststoffen angenommen. Der Bedarf von 315 TWh für schwer elektrifizierbare Prozesse gliedert sich in 60 TWh aus biogenen Reststoffen und 255 TWh aus Power-to-X Technologien, wobei durch Umwandlungsverluste von Elektrolyse und Rückverstromung sowie Speicher-verluste von Gas- und Wärmespeicher insgesamt 685,9 TWh EE-Strom für schwer elektrifizierbare Prozesse bereitgestellt werden müssten. Für die Umwandlungsverluste durch Speicherung werden 4,2 TWh für Strom und 430,9 TWh für Power-to-Gas benötigt (insgesamt 435,1 TWh).

Die Variante 1 „Methodenvergleich Ertragsberechnung“ zeigt, dass die Neuberechnung zu deutlich höheren Erträgen für Onshore-Windenergie im Vergleich zum Ausgangsszenario führt. Durch das differenzierte Ertragsmodell des IEE wird der potenzielle Ertrag auf identischer Flächenkulisse um über 98 % gesteigert (von 530 TWh/a im Ausgangsszenario auf 1.051 TWh/a in Variante 1). Die Ertragssteigerung der Onshore-Windenergie ist auf eine geänderte Berechnungsmethodik insgesamt, insbesondere aber auf einen optimierenden Platzierungsalgorithmus zurückzuführen. Die Potenzialflächen werden vom „Rand“ her belegt und mit einem größeren Abstand in Hauptwindrichtung (5-facher Rotordurchmesser) als in Nebenwindrichtung (3-facher Rotordurchmesser). Dieses Ergebnis verdeutlicht, dass auch bei bundesweiten Stromertragsberechnungen differenzierte Modelle eingesetzt werden sollten, um Ungenauigkeiten zu reduzieren.

In den Erträgen für Dach-PV unterscheiden sich das Ausgangsszenario und die Variante 1

„Methodenvergleich Ertragsberechnung“ nur geringfügig: Der Stromertrag reduziert sich in den Berechnungen des IEE um 6 %, da die differenzierte Stromertragsberechnung beispielsweise die Alterung und eine Verschmutzung der PV-Module berücksichtigt.

Die Unsicherheitsanalyse der räumlichen Daten in Variante 2 „hochaufgelöste Eingangsdaten“ zeigt, dass eine hohe Auflösung von Geodaten in den Modellen bedeutsam für Aussagen auf Bundesebene ist. Mit 5.320 km<sup>2</sup> (ca. 1,5 % der Fläche Deutschlands) sind deutlich weniger als die im Vorläufervorhaben berechneten 2,3 % der Fläche von Deutschland für Onshore-Windenergie mensch- und naturverträglich nutzbar. Durch die Nutzung des Digitalen Basis-Landschaftsmodells (Basis-DLM) und des Digitalen Geländemodells mit einer Gitterweite von 50 m (DGM50) in der RWS-Analyse werden Unsicherheiten aufgrund von generalisierten Datensätzen reduziert. So nehmen beispielsweise die Industrie- und Gewerbeflächen ohne Abstandspuffer in der Variante 2 um 241 % zu, Erholungs- und Freizeitflächen sogar um 3.561 %, da im Basis-DLM auch kleinere Industrie- oder Erholungsflächen dargestellt werden. Die genauere Differenzierung von Schräg- und Flachdächern in den Varianten 2 und 3 führt zu einer deutlichen Erhöhung der potenziell nutzbaren Dachfläche für PV (4.444 km<sup>2</sup> gegenüber 2.287 km<sup>2</sup> in Variante 1). Unter Berücksichtigung der genaueren Stromertragsberechnung und der höheren Dachflächenpotenziale für PV zeigt sich, dass die geringere Potenzialfläche für Windenergie ausreicht, um den Bedarf in 2050 zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu decken.

Die Berechnungen in Variante 3 „Trendfortschreibung heutiger Technologien“ zeigen, dass eine 100-prozentige mensch- und naturverträgliche Deckung des Energiebedarfs nur möglich ist, wenn sowohl leistungsstarke EE-Anlagen als auch PV-Module mit einem hohen Wirkungsgrad installiert werden. Bei Einsatz weniger leistungsstarker Anlagen, die aber betriebswirtschaftlich sinnvoll sein könnten, wird der Strombedarf von 1.500 TWh/a bilanziell unterschritten. Die Erträge aus Dach-PV verringern sich in der Variante 3 um 20 %, die für Onshore-Windenergie sogar um 55 %. Diese Reduktion ist damit zu begründen, dass einerseits der Schalleleistungspegel der Windenergieanlagen in der Variante 3 höher ist (durch größere Rotordurchmesser) und sich damit die einzuhaltenden Abstände zu Siedlungen und Industrieflächen vergrößern und andererseits die Nennleistung der Anlagen geringer ist. In der Variante 3 wird von einer weiteren Senkung der Leistungsdichten und einer differenzierten Nutzung dreier Anlagentypen je nach Windstandort ausgegangen, während in Variante 2 unabhängig vom Standort eine Anlage mit hoher Leistungsdichte zum Einsatz kommt. In der Variante 3 verkleinern sich die mensch- und naturverträglich nutzbaren Flächenpotenziale für Onshore-Windenergie durch die veränderten Windenergieanlagen erneut: 3.930 km<sup>2</sup> (ca. 1,1 % der Fläche von Deutschland).

Die Eingangsdaten der Verbraucherlasten und Erzeugungsanlagen, welche innerhalb des Projektes ermittelt werden, spiegeln einen starken projizierten Zuwachs der Erzeugung im Norden und einen Anstieg des Verbrauchs im Süden Deutschlands wider. Dies führt zu einer hohen Belastung zahlreicher Höchstspannungstrassen, insbesondere in Nord-Süd-Richtung. Für den Netzausbau werden 27 Maßnahmen im Wechselstromnetz und vier Gleichstromverbindungen zur Behebung der durch die veränderte Übertragungsaufgabe entstehenden Netzengpässe vorgeschlagen. Die dennoch zeitweise auftretenden verbleibenden Netzengpässe werden unter der Einbeziehung eines Optimierungsverfahrens durch die Identifizierung und Ausnutzung von Flexibilitäten an Höchstspannungsknoten beseitigt. Diese Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten stellen Speicher, klassische Kompensationsanlagen und Flexibilitäten durch untergelagerte Netzbetreiber dar.

Die Kostenberechnung ergibt für Variante 1 und Variante 2 einen deutschlandweit einheitlichen leistungsspezifischen CAPEX von 1.030 €/kW für Onshore-Windenergie, der in der

Variante 3 mit 1.240 €/kW etwas höher liegt, da – insbesondere bezogen auf die Leistung – größere Rotordurchmesser genutzt werden. Der auf die Leistung bezogene OPEX ist in Variante 2 am niedrigsten; dies ist aber im Verhältnis zur hohen installierten Leistung zu sehen. Durch den Einsatz von standortangepassten Windenergieanlagentypen bezogen auf die Windhöflichkeit werden in der Variante 3 für Onshore-Windenergie geringere Stromgestehungskosten erreicht als in den Varianten 1 und 2 (Tab. 27). Die Betriebs- und Investitionsausgaben (CAPEX und OPEX) sind nach dem Berechnungsmodell für Dach-PV von der Größe der Dachflächen abhängig.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass für allen Varianten und beide Technologien die Investitionen je Leistung und Kosten gegenüber heute sinken, und Unterschiede innerhalb der Varianten im Vergleich dazu eher gering sind. Die Stromgestehungskosten der PV liegen mit rund 8 bis 9 ct/kWh über denen der Windenergie mit rund 5 ct/kWh, bieten jedoch sowohl aus Naturschutzsicht (keine zusätzlichen Flächenverbräuche) als auch aus Energiesystemtechnik-Sicht (ausgleichender Effekt unterschiedlicher volatiler Einspeisungen bei einer guten Mischung PV und Wind) Vorteile.

Der LCOE der Varianten 1 und 2 ist stark von der Standortgüte anhängig, da derselbe Anlagentyp genutzt wird. An guten Windstandorten ist der LCOE wegen hoher Energieerträge niedrig und bei schwächeren Windstandorten steigt der LCOE deutlich an, da keine dem Standort angepasste Leistungsdichte genutzt wird.<sup>21</sup>

Tab. 27: Ergebnisse der Berechnung der Kosten und Investitionen je Variante für die Investitionen (Capital Expenditures, CAPEX), Betriebsausgaben (Operational Expenditures, OPEX) und Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE).

	Onshore-Windenergie			Dach-PV		
	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 1	Variante 2	Variante 3
<b>CAPEX in €/kW</b>	1.030	1.030	1.240	731,3	713,9	723,3
<b>OPEX in €/kW/a</b>	38,4	37,4	39,7	16,3	14,4	15,4
<b>LCOE in ct/kWh</b>	4,92	5,3	5,03	8,13	8,84	9,05

Die Betrachtung der simulierten Transformationspfade bis zum Jahr 2050 zeigen, dass sich die jährlichen Zubauraten für Wind und PV bis 2040 auf einem Niveau von mindestens 3,5-4 GW belaufen müssen. Zwischen 2040 und 2050 wird der Zubau der erneuerbaren Energien deutlich forciert. Dies liegt unter anderem an dem erhöhten Speicherbedarf und den damit verbundenen Wandlungsverlusten. Weiterhin wird von einer Kostendegression der Systemkomponenten ausgegangen, welche eine weitere Erklärung für die zeitlich gesehen späte Forcierung der Ausbauraten bei den erforderlichen Kapazitäten der erneuerbaren Energien aus volkswirtschaftlicher Sicht darstellt. Die Simulation der Speichertechnologien bis 2035 zeigt, dass der Ausbau auf einem moderat niedrigen Level unterhalb 10 TWh installierter Speicherkapazität verläuft. In den nachfolgenden Jahren erfolgt ein erheblicher Ausbau des Wasserstoffspeichers, der auf bis zu 38 TWh im Jahr 2050 ausgebaut wird. Der Zubau von Lithium-Ionen- und Wärmespeichern ist geringer und erreicht 2050 293 GWh bzw. 30 GWh. Die Offshore-Windkraftpotenziale werden mit 35 GW nach der Simulation der Transformationspfade vollständig ausgeschöpft.

<sup>21</sup> Die hohe installierte Leistung je Rotorfläche wird an windschwachen Standorten nur selten genutzt, es entstehen damit verhältnismäßig hohe Installationskosten.

Die Modellergebnisse aus EE100-konkret führen zu der Einschätzung, dass für eine 100-prozentige Deckung des Energiebedarfs 2050 ausreichend mensch- und naturverträglich nutzbare Flächen verfügbar sind, wenn leistungsstarke WEA und PV-Module installiert werden würden. Es bedarf jedoch eines starken Ausbaus von Höchstspannungstrassen sowie Speicher- und alternativen Flexibilitätstechnologien.

## 5 Wissenstransfer

Bernd Demuth, Eva Vayhinger und Stefan Heiland

### 5.1 Zukunftstechnologien

Im Rahmen der Bearbeitung des Themas Zukunftstechnologien durch die TU Berlin erfolgte die Recherche und Auswahl innovativer Zukunftstechnologien im Bereich erneuerbarer Energien. Ausgangspunkt hierfür war die Überlegung, dass im Ausgangsszenario die für die Zukunft zu erwartenden Technologie-Entwicklungen berücksichtigt werden sollten.

Eine exakte Vorhersage hierzu zu treffen, ist jedoch nicht möglich. Der Blick rund 30 Jahre in die technologische Zukunft der Gewinnung erneuerbarer Energie bleibt zwangsläufig spekulativ. Jedoch lässt sich mit hoher Wahrscheinlichkeit sagen, dass die im Jahr 2050 eingesetzten Technologien nicht exakt jene der Gegenwart sein werden. Ziel der Recherche war es daher, Hinweise zu aus heutiger Sicht plausibel erscheinenden Zukunftstechnologien für das Szenario zu geben.

#### 5.1.1 Vorarbeiten zur Auswahl von Zukunftstechnologien

Im Zuge der Recherche wurden zunächst die im Rahmen des Vorläuferprojekts vergebenen externen Gutachten (Walter et al. 2018a) sowie eine Auswahl aktueller Fachpublikationen zur Entwicklung und Forschungsförderung von Zukunftstechnologien ausgewertet (BMWi 2016a, 2016b, 2017a, 2018b, 2018a; dena 2018; Seitz et al. 2018; Walter et al. 2018a; Wuppertal Institut et al. 2018). Darüber hinaus erfolgte eine Internetrecherche zu innovativen Technologien in den Bereichen Windkraft, Photovoltaik, Geothermie sowie weiteren, die unter dem Sammelbegriff „Sonstige“ gefasst wurden. Weiterhin wurden Technologien zur Stromspeicherung erfasst. Insgesamt wurden 55 Technologien recherchiert, die sich in unterschiedlichen Stadien der Entwicklung befanden und künftig ggf. eine Rolle für Energieversorgung und -speicherung spielen könnten. Die Ansprechpersonen für diese Technologien wurden zunächst in Vorgesprächen kontaktiert und um Mitwirkung bei der näheren Recherche gebeten. Hieran schloss sich die Erhebung der wichtigsten Teilaspekte der Technologien mittels Fragebögen (ausfüllbare PDF-Datei) an (Tab. 28).

Tab. 28: Übersicht mit der Anzahl der erfassten Zukunftstechnologien sowie der Rückmeldungen im Rahmen der Befragung.

Technologie	Anzahl der erfassten Technologien	Fragebögen versandt	Rückmeldungen
Photovoltaik	16	13	7
Windkraft	21	20	14
Geothermie	1	1	1
Sonstige	4	0	0
Speicher	13	11	9
<b>Gesamt</b>	<b>55</b>	<b>45</b>	<b>31</b>

#### 5.1.2 Fokussierung auf Windkraft und Photovoltaik

Zur Unterstützung bei der Auswahl der ermittelten Technologien für einen im November 2018 durchgeführten Expert\*innen-Workshop wurde das Institut für Energie Leipzig (IEL) per Werkvertrag eingebunden. Darüber hinaus erarbeitete das IEL eine Expertise zur Einschätzung der Eignung ausgewählter Zukunftstechnologien für die Erstellung räumlicher Szenarien im Jahr 2050.

Aufgrund ihrer Bedeutung für die Stromerzeugung im Bereich erneuerbarer Energien (2018: Windkraft 49,4 %, Photovoltaik 20,5 %) fokussierte sich die nähere Betrachtung auf Windkraft- und Photovoltaiktechnologien, die in Zukunft eine wichtige Rolle spielen können. Die nachfolgend genannten Technologien wurden mit den jeweiligen Firmenvertreter\*innen / Entwickler\*innen während des Workshops eingehend diskutiert.

#### **Windkraft:**

- Vertikalachsen-Windturbinen (Firma Agile Wind Power, Schweiz)
- Höhen-Windtechnologie (Firmen EnerKite GmbH, Berlin & SkySails Power GmbH, Hamburg)

#### **Solartechnologie:**

- Solarstraße (Firma Solmove, Potsdam)
- Agrophotovoltaik (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg)
- PV-Dünnschichtmodule zur Gebäudeintegration (DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme, Oldenburg)

Schwerpunkte der Präsentationen und Diskussionen waren die technischen Details der Anlagen, die erzielbare Menge der Energiegewinnung, die voraussichtlichen Energiegestehungskosten, die Ermittlung möglicher Anlagenstandorte / Einsatzgebiete und die Benennung potenzieller Auswirkungen auf Naturschutzbelange. Eine detaillierte Zusammenstellung der Ergebnisse zu den genannten Punkten erfolgte in einem internen Bericht. Deren Veröffentlichung ist aufgrund der zum Teil rechtlich geschützten Entwicklungen nicht möglich.

### **5.1.3 Zusammenfassende Einschätzung**

Generell ist in der Entwicklung von Zukunftstechnologien zur Energiegewinnung ein Trend zur mehrfachen Nutzung von Flächen festzustellen, wodurch ein erhebliches Potenzial für die Energiegewinnung (Strom) erschlossen werden kann. Gleichzeitig ist die Erhöhung des Nutzungsdrucks auf alle Arten von Freiflächen absehbar. Aufgrund der Vielzahl von technischen Entwicklungen unterschiedlichster Art wird in naher Zukunft mit der Markteinführung neuer Stromgewinnungstechnologien vor allem in den Bereichen Windkraft und Photovoltaik zu rechnen sein.

Anhand der Recherche wurde deutlich, dass Auswirkungen auf Naturschutzbelange von den Entwickler\*innen bislang kaum berücksichtigt werden. In Gesprächen mit diesen war jedoch festzustellen, dass die Bereitschaft hierzu grundsätzlich besteht.

Da sich viele der Technologien noch im Entwicklungsstadium befinden, besteht aktuell ein Zeitfenster für die Durchführung von Begleituntersuchungen zu möglichen Auswirkungen auf Natur und Landschaft. Damit bietet sich die Chance, vor Markteinführung das „Wirkungswissen“ in Bezug auf Natur und Landschaft zu erweitern und nach Möglichkeit noch im Entwicklungsstadium Einfluss zu nehmen. Diese Chance sollte durch die Förderung entsprechender Begleituntersuchungen genutzt werden, da der Naturschutz andernfalls bei Implementierung der Technologien in eine passive, reagierende Position geraten würde.

## 5.2 Energiesuffizienz und Naturschutz

Ziel war die Vernetzung verschiedener Akteur\*innen zu Fragen des Zusammenhangs von Naturschutz und Reduzierung des Energiebedarfs durch Verhaltensänderung. Im Mittelpunkt stand dabei die Thematisierung der Zusammenhänge zwischen Energiewende, Energiebedarf und -verbrauch sowie Naturschutz und Landschaftsentwicklung, um eine stärkere gesellschaftliche und politische Diskussion der Notwendigkeit bedarfsreduzierender Maßnahmen für eine gelingende naturverträgliche Energiewende anzuregen und zu fördern.

### 5.2.1 Zur möglichen Rolle von Suffizienz für eine erfolgreiche Energiewende

„Auch aus Sicht des Naturschutzes ist die Umstellung von fossilen und atomaren auf erneuerbare und CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger unabdingbar. Dadurch werden sich im Zuge der Energiewende bisherige und vertraute Landschaftsbilder weiterhin verändern, was gesellschaftlich kontrovers bewertet und diskutiert wird. Auswirkungen auf den Naturhaushalt sowie Flora und Fauna werden sich nicht vollkommen vermeiden lassen. Dennoch muss die „Energiewende“ so natur- und landschaftsverträglich wie möglich erfolgen. Hierfür ist die Reduktion des derzeitigen Energiebedarfs von besonderer Bedeutung, denn Energie, die nicht erzeugt werden muss, beansprucht weder Flächen noch Infrastruktur und ist daher frei von negativen ökologischen Nebenwirkungen. Zudem ist die Reduktion des Energiebedarfs eines der Kernziele der Langfristszenarien der Bundesregierung – ohne diese kann die Energiewende letztlich nicht gelingen“ (Demuth u. Heiland 2016, S. 15).

Vor diesem Hintergrund widmete sich das Arbeitspaket „Energiebedarf und Naturschutz“ der Frage der Reduzierung des Energieverbrauchs. Da Fragen der Verbesserung der Energieeffizienz bereits umfassend diskutiert werden, alleine aber sehr wahrscheinlich nicht ausreichen werden, die Ziele der Energiewende und des Klimaschutzes zu erreichen, wurde der Schwerpunkt hier auf die Möglichkeiten der Energieeinsparung durch individuelle Verhaltensänderungen<sup>22</sup> sowie die hierfür erforderlichen politischen und strukturellen Rahmenbedingungen gelegt. Um das Thema zu erschließen, wurden eine Expert\*innenbefragung im Jahr 2018 sowie zwei vertiefende, eineinhalbtägige Workshops im Mai und November 2019 durchgeführt. Ergänzend erfolgte eine umfangreiche Literaturauswertung.

### 5.2.2 Ergebnisse der Expert\*innenbefragung

Die Expert\*innenbefragung erfolgte mithilfe eines Fragebogens. Es wurden 54 Personen kontaktiert, 32 Fragebögen wurden zurückgeschickt. Die Befragten kommen aus Naturschutzverbänden, Umweltbildungseinrichtungen, aus Universitäten und anderen Forschungseinrichtungen, kirchlichen Organisationen sowie Suffizienz-Initiativen. Wesentliche Ergebnisse sind:

- Eine Mehrheit der antwortenden Personen (24; Antwortmöglichkeiten „Stimme völlig zu“ oder „stimme eher zu“) war der Auffassung, dass es prinzipiell möglich sei, den Primärenergieverbrauch bis 2050 wie in den Leitszenarien der Bundesregierung vorgesehen, um 50 % gegenüber 2008 zu reduzieren.  
Lediglich eine Person war der Auffassung, dass Energieeffizienzmaßnahmen hierfür ausreichen, 12 Personen stimmten dieser Aussage eher nicht zu, 18 stimmten dieser nicht zu. Alle 32 antwortenden Personen waren der Auffassung, dass neben Energieeffi-

---

<sup>22</sup> Energieeinsparungen durch Verhaltensänderungen werden auch mit dem Begriff Suffizienz bzw. als suffizientes Verhalten bezeichnet. Nähere Erläuterungen zum Begriff der Suffizienz finden sich im Kap. 5.2.3.

zizienzmaßnahmen auch Suffizienzmaßnahmen zur Erreichung dieses Reduktionsziels erforderlich seien (25: „stimme völlig zu“, 7: „stimme eher zu“).

- Als besonders wichtige weitere Maßnahmen zur Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50 % bis 2050 wurde die entsprechende Gestaltung ökonomischer und rechtlicher Rahmenbedingungen angesehen (Durchschnitt jeweils 9,3 auf einer Skala von 1 „nicht wichtig“ bis 10 „sehr wichtig“). Bewusstseinsbildung wurde demgegenüber als weniger wichtig eingeschätzt (Durchschnitt 7,8).
- Im Handlungsfeld Wohnen/Haushalt wurden eine verringerte Wohnfläche und verändertes Heizverhalten (jeweils 26 Nennungen) sowie der Kauf und die Nutzung von weniger Elektrogeräten (22 Nennungen) als wirksame Maßnahmen zur Förderung von Energiesuffizienz betrachtet. Neben diesen vorgegebenen Antworten wurden vereinzelt auch höhere Qualität und Reparierbarkeit von Gebrauchsgegenständen und Konsumartikeln sowie ein geändertes Konsumverhalten als wichtige Voraussetzungen bzw. Elemente von Energiesuffizienz genannt.
- Im Handlungsfeld Mobilität wurden von den im Fragebogen vorgegebenen Maßnahmen v. a. die stärkere Nutzung des ÖPNV und ein Verzicht auf PKW-Nutzung als wirksam eingeschätzt (30 Nennungen). Dahinter folgten die Schaffung eines höheren Problembewusstseins zu den Folgen von Flug- und Autoreisen (25 Nennungen), der Ausbau des ÖPNV (20 Nennungen) sowie finanzielle Anreize für den Fuß- und Radverkehr (17 Nennungen). Freie Antworten zum Handlungsfeld konkretisierten die eben genannten Ansätze. Genannt wurden insbesondere die Notwendigkeit der Verbesserung der Infrastruktur für Fuß-, Rad- und öffentlichen Personennahverkehr, die durch Stadtplanung und -entwicklung sowie Fördermaßnahmen unterstützend begleitet werden müssen. Damit verbunden wurde die Einschränkung des motorisierten Individualverkehrs durch Bewusstseinsbildung, Stadtplanung und -entwicklung sowie Geschwindigkeitsbegrenzungen genannt. Der Flugverkehr sollte durch Steuern, Bepreisung und Emissionshandel reduziert werden, der Bahnverkehr gestärkt, u. a. durch die Reaktivierung von Bahnstrecken im ländlichen Raum. Darüber hinaus werden übergreifende Ansätze wie CO<sub>2</sub>-Bepreisung zur Reduktion bzw. Kontingentierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Zertifikatehandel und / oder Besteuerung fossiler Energieträger genannt, ebenso die steuerliche Begünstigung klimafreundlicher Mobilitätsformen sowie das Aufzeigen von Möglichkeiten, Mobilität zu vermeiden.
- Im Handlungsfeld Ernährung herrschte große Einigkeit, dass reduzierter Fleischkonsum ein wichtiger Beitrag zur Verringerung des Ausstoßes von Treibhausgasen ist (32 Nennungen). Hohe Zustimmung fanden auch die Maßnahmen „geringer Konsum von Produkten aus Übersee“ sowie „Verwendung saisonaler und regionaler Grundnahrungsmittel“ (jeweils 27 Nennungen). Unter den freien Antworten fanden sich Hinweise auf die Förderung bzw. den Konsum ökologisch erzeugter Produkte, die Vermeidung von Lebensmittelverschwendung, die Reduzierung von Verpackungsmaterial und gezieltere, aber weniger Einkaufsfahrten. Als Instrumente wurden auch hier Bewusstseinsbildung und die Bepreisung/Besteuerung von Treibhausgasen genannt.
- Die Aufgabe, das Thema Energiesuffizienz in die öffentliche und politische Diskussion einzubringen, sahen 19 Befragte auch bei Akteur\*innen des Naturschutzes. Darüber hinaus wurden als hierfür zuständige oder verantwortliche Akteur\*innen genannt (zwischen diesen sind teilweise Überschneidungen gegeben): Politiker\*innen/Parteien (18), Verbände/Gewerkschaften/Stiftungen (14), Behörden/Verwaltung (10), Bund (8), Ministerien, Bildungsträger, Kirchen, Wirtschaftsunternehmen (je 7), Kommunen, Wissen-

schaft, Sonstige (6), gesamte Gesellschaft (5).

### **5.2.3 Ergebnisse der Workshops und der Literaturanalyse**

An den beiden Workshops nahmen insgesamt 30 Personen aus unterschiedlichen gesellschaftlichen Bereichen teil: Wissenschaft, Natur- und Umweltschutz, Kirchen sowie Planungspraktiker\*innen. Einige Teilnehmer\*innen hatten sich bereits an der Expert\*innenumfrage beteiligt. Ein Ziel der Workshops war es, einen Überblick über aktuelle Diskussionen, Aktivitäten und Forschungsergebnisse aus der Praxis der Teilnehmer\*innen zu gewinnen. Zweitens sollten Wege aufgezeigt werden, wie das Thema Energiesuffizienz in die gesellschaftliche und politische Debatte eingebracht werden kann und welche Argumente hierfür sprechen. Hierfür wurden gemeinsam durch alle Teilnehmer\*innen Thesen entwickelt und unterstützt, die in einem inneren Zusammenhang stehen und aufeinander aufbauen – somit auch als durchgehender Text gelesen werden können<sup>23</sup>. Diese Thesen wurden seitens der TU Berlin durch Argumente und Fakten gestützt. Beide sind nicht immer eindeutig voneinander zu trennen. Argumente sind eher qualitativer Art und haben oft eine normative Komponente, sie sind häufig Ergebnis der Diskussionen des Workshops, können sich aber auch aus der Literaturanalyse ergeben. Fakten sind hingegen weitgehend deskriptiv und beschreiben Vorgänge oder Entwicklungen, oft mit Zahlen unterlegt.

Im Folgenden wird zunächst die jeweilige These vorgestellt, ehe im Anschluss Argumente und Fakten genannt werden, die die These stützen.

#### **These 1**

Ein gutes Leben und eine sichere Zukunft sind grundlegende Rechte aller Menschen. Unsere Lebens- und Wirtschaftsweise hat das für viele Menschen, insbesondere in den reichen Ländern des globalen Nordens, bislang ermöglicht. Ihr immenser Ressourcen- und Energiebedarf ging und geht jedoch zu Lasten anderer Menschen, v. a. in Asien, Afrika und Lateinamerika, führt zu Umweltzerstörung, Artensterben und Klimawandel und gefährdet damit unsere Lebensgrundlagen.

#### **Argumente: Die ungleiche Verteilung von Nutzen und Schaden**

Jeder Mensch hat laut „Allgemeiner Erklärung der Menschenrechte“ der Vereinten Nationen die gleichen und unveräußerlichen Rechte, u. a. auf Freiheit vor Furcht und Not, sozialen Fortschritt, Freiheit und Sicherheit der Person, Bildung, sowie auf einen Lebensstandard, der Gesundheit und Wohl gewährleistet, einschließlich Nahrung, Kleidung, Wohnung, ärztliche Versorgung und notwendige soziale Leistungen (Vereinte Nationen 1948). Hiermit nicht im Einklang stehen Lebensweisen und Wirtschaftsformen, die das nur für die eigene Person oder die eigene Nation gewährleisten, es anderen durch einen übermäßig hohen Material- und Energiekonsum jedoch erschweren oder unmöglich machen.

Energie- und ressourcenintensive Lebensweisen eines Teils der Menschheit, darunter in Deutschland, gehen zu Lasten anderer Regionen der Welt und der dort lebenden Menschen. Unser Bedarf an Nahrung und Rohstoffen führt beispielsweise zur Abholzung von Regenwäldern in Amazonien und Indonesien, zum Verlust biologischer Vielfalt und fruchtbarer Böden sowie zur Verschmutzung oder gar Vergiftung von Flüssen und Grundwasser und nicht zuletzt zu sozialer Ausbeutung in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern (Kopp et al. 2017, S. 6 ff.; Lessenich 2018, S. 9 ff.). Diese sind zudem bereits jetzt von den Auswirkungen des Klimawandels deutlich stärker betroffen als die für die Klimakrise haupt-

---

<sup>23</sup> Für diese Veröffentlichung wurden die Thesen leicht überarbeitet.

sächlich verantwortlichen Industriestaaten (Germanwatch 2019a, S. 2; Singh 2015; Schwarz u. Reimer 2020).

Doch auch Deutschland leidet unter den Auswirkungen der energie- und ressourcenintensiven Lebens- und Wirtschaftsweise – hierzu zählen beispielsweise die zunehmenden Auswirkungen des Klimawandels (Germanwatch 2020, S. 2), die weitere Abnahme der Artenvielfalt (BMU 2020a) sowie die zunehmende Monotonisierung und Uniformierung unserer Kulturlandschaften (Schmidt et al. 2014).

Viele weitere, nicht erwünschte negative Folgen unserer Lebensweise für Boden, Wasser, Klima, Luft, biologische Vielfalt und nicht zuletzt die menschliche Gesundheit sind in der wissenschaftlichen Literatur vielfach belegt.<sup>24</sup>

## Fakten

Die ungleiche und ungerechte Verteilung sowie die nicht nachhaltige Nutzung der auf unserem Planeten zur Verfügung stehenden Ressourcen lassen sich an drei Beispielen belegen.

1. Das finanzielle Einkommen ist global sehr ungleich verteilt. So beträgt das durchschnittliche Jahreseinkommen einer Person in Deutschland mit ca. 40.000 € etwa das 23-fache Indiens (1.700 €), fast das 60-fache von Äthiopien (669 €) und fast das 100-fache der Demokratischen Republik Kongo (415 €) (Laenderdaten.info o. J.).
2. Der anhand des ökologischen Fußabdrucks durch das Global Footprint Network jährlich ermittelte ‚Globale Erdüberlastungstag‘ zeigt, dass die Menschheit insgesamt die ökologischen Grenzen unseres Planeten um etwa 75 % überschreitet, der zugrundeliegende Verbrauch jedoch sehr unterschiedlich ist (Global Footprint Network 2019). So war der Globale Erdüberlastungstag 2019 (‚Earth Overshoot Day‘) am 29. Juli, früher als jemals zuvor. An diesem Tag hatte die Weltbevölkerung die gesamten nachhaltig nutzbaren Ressourcen verbraucht, die ihr für dieses Jahr rechnerisch zur Verfügung stünden, wenn sie nur so viel nutzen würde, wie sich im selben Zeitraum regeneriert. In Deutschland war der Erdüberlastungstag bereits am 3. Mai, d. h. Deutschland verbraucht einen weit überdurchschnittlich hohen Anteil an den globalen Ressourcen. Wäre der Ressourcenverbrauch der Weltbevölkerung so groß wie in Deutschland, hätte sie schon bis zu diesem Zeitpunkt die regenerierbaren Ressourcen verbraucht, die ihr für das gesamte Jahr zur Verfügung stehen. Um einen solchen Verbrauch nachhaltig zu decken, bräuchte es drei Erden. „Die Menschen hierzulande leben ab dem 3. Mai daher auf Kosten kommender Generationen und der Menschen im globalen Süden, die deutlich weniger verbrauchen, aber stärker von den ökologischen Folgen betroffen sind“ (Germanwatch 2019b).
3. Der Globale Klima-Risiko-Index 2019 zeigt, dass die zehn am meisten vom Klimawandel betroffenen Länder durchwegs arme Staaten sind, die im Human Development Index meist hintere Ränge belegen (Germanwatch 2019a, S. 2f.), wie etwa Sierra Leone (Platz 184 von 189), Madagaskar (161) oder Bangladesch (136). Dies ist umso gravierender als viele Menschen in armen Staaten kaum über Möglichkeiten verfügen, sich an die Folgen des Klimawandels, wie Dürren, Überflutungen, Hitzewellen, Ernteauffälle, Wasserknappheit und Lebensmittelmangel anzupassen (IPCC 2007, 2020). Eine Studie der Stanford University kommt zu dem Ergebnis, dass der Klimawandel die wirtschaftliche Ungleichheit zwischen Industrie- und Entwicklungsländern erheblich verschärft hat

---

<sup>24</sup> vgl. hierzu u. a. die an anderen Stellen dieses Textes genannten Quellen.

(Diffenbaugh u. Burke 2019). Allerdings: Intensität und Auswirkungen des Klimawandels sind sehr dynamisch, so dass sich auch die Betroffenheit einzelner Länder von Jahr zu Jahr verändern kann. So nennt der Globale Klima-Risiko-Index 2020 (Germanwatch 2020, S. 2) für das Jahr 2018 Deutschland aufgrund des Hitzesommers 2018 mit dem wärmsten Jahr seit Beginn der Wetteraufzeichnungen als das (nach Japan und den Philippinen) am drittstärksten durch den Klimawandel betroffene Land.

## **These 2**

Aus den in These 1 genannten Gründen muss der Material- und Energiekonsum drastisch verringert werden. Als eines der führenden Industrieländer sollte Deutschland hier beispielhaft vorangehen, um seiner globalen Verantwortung für eine menschenwürdige Zukunft gerecht zu werden.

### **Argumente: Die Verantwortung Deutschlands**

Wenn es Deutschland und anderen (Industrie-)Nationen des globalen Nordens nicht gelingt, ihre Lebens- und Wirtschaftsweisen so zu ändern, dass Energie- und Ressourcenbedarf sowie die Freisetzung von Treibhausgasen und anderen Schadstoffen erheblich reduziert werden, werden Umweltzerstörung, Verlust biologischer Vielfalt, Klimawandel und zunehmende soziale Ungleichheit weiter zunehmen. Lebensqualität, Gesundheit und Lebenserwartung von immer mehr Menschen, insbesondere künftiger Generationen, werden darunter erheblich leiden. Damit wird ihr Recht auf ein menschenwürdiges, gutes Leben und ihre künftigen Entscheidungsmöglichkeiten drastisch eingeschränkt.

In naher Zukunft muss daher weltweit u. a. eine drastische Reduzierung der Treibhausgasemissionen erreicht werden, um die Erderwärmung auf 1,5 oder zumindest 2 Grad Celsius zu begrenzen. Deutschland kommt hier – neben anderen Industriestaaten – eine besondere Verantwortung zu, da es pro Einwohner\*in einen global überdurchschnittlich hohen Ressourcen- und Energieverbrauch aufweist. Zwar beträgt der Anteil Deutschlands an den weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen „nur“ ca. 2 %, dennoch belegt Deutschland Rang 6 unter den Ländern mit dem weltweit größten CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Zudem beträgt der Anteil Deutschlands an der Weltbevölkerung nur etwa 1,1 %. Der durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Pro-Kopf-Ausstoß betrug laut Angaben der Europäischen Kommission im Jahr 2017 in Deutschland 9,7 Tonnen (CO<sub>2</sub> aus fossilen Energiequellen), weltweit lag dieser Wert bei etwa 4,8 t, in Kenia bei 0,37 t und in Nepal bei 0,28 t (Statista 2020; Staud 2019; Breitkopf 2019; Urmersbach 2020a; Muntean et al. 2018).

Deutschland ist eines der reichsten und wirtschaftsstärksten Länder der Erde mit einem global überdurchschnittlich hohen materiellen Lebensstandard<sup>25</sup>. Hinter den USA, China und Japan ist es die viertgrößte Volkswirtschaft der Welt (Urmersbach 2020b)<sup>26</sup>. Es verfügt über eines der besten Bildungs- und Sozialsysteme, über hoch qualifizierte Wissenschaftler\*innen, eine Vielzahl an Technologie-Unternehmen mit Potenzial für innovative umweltfreundliche Entwicklungen und ein ausdifferenziertes Umwelt- und Naturschutzrecht.

Daher kommt Deutschland, aufgrund seines bisherigen überdurchschnittlichen Anteils an Ressourcennutzung und Freisetzung von Treibhausgasen sowie aufgrund seiner Möglich-

---

<sup>25</sup> Vgl. hierzu die Angaben des OECD Better Life Index zu den Themenbereichen Bildung, Work-Life-Balance, Beschäftigung, Einkommen und Vermögen, Umwelt, soziale Beziehungen, Gesundheit, Zivilengagement, Wohnen, Sicherheit und subjektives Wohlbefinden: OECD o. J.

<sup>26</sup> Ranking anhand des Bruttoinlandsproduktes (BIP) im Jahr 2018, Datengrundlage ist die „World Economic Outlook Database“ des Internationalen Währungsfonds von Oktober 2019.

keiten eine besondere Verantwortung als Vorreiter und Impulsgeber bei der naturverträglichen Umsetzung von Maßnahmen zur Erreichung der international vereinbarten Klimaschutz- und Biodiversitätsziele zu.

Dass die Generation, die derzeit die politische und gesellschaftliche Verantwortung trägt, dieser auch gerecht wird, fordern zunehmend mehr junge Menschen. Diese werden von den Auswirkungen unserer derzeitigen Lebensweise weit mehr betroffen sein als Ältere. Die Bewegung ‚Fridays for Future‘ zeigt dies ganz deutlich, ebenso diverse Studien, die belegen, dass Umwelt- und Klimaschutz zu den wichtigsten Zukunftsthemen der jungen Generation zählen (Utzmann et al. 2019, S. 3; UBA 2018, S. 18)

### **Fakten**

Ziel der Bundesregierung ist es, den Primärenergieverbrauch Deutschlands gegenüber 2008 bis 2020 um 20 %, bis 2030 um 30 % und bis 2050 um 50 % zu senken. Das Ziel für 2020 wird bislang deutlich verfehlt. Bis 2019 konnten lediglich 11 % eingespart werden.<sup>27</sup> In der Konsequenz bedeutet dies, dass nun in allen gesellschaftlichen Bereichen enorme Anstrengungen unternommen werden müssen, um die Einsparziele noch zu erreichen. Sollte dies nicht gelingen, so wird das am 12. Dezember 2015 auf der UN-Klimakonferenz in Paris vereinbarte Ziel zur Begrenzung der menschengemachten globalen Erwärmung auf deutlich unter 2°C gegenüber vorindustriellen Werten verfehlt<sup>28</sup>.

Laut Sonderbericht des Weltklimarats (IPCC) vom Oktober 2018 dürfen für die Erreichung des 1,5-Grad-Ziels ab Ende 2017 weltweit noch knapp 420 Gigatonnen (Gt) CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre abgegeben werden. Da weltweit jedoch jedes Jahr circa 42 Gt an CO<sub>2</sub> ausgestoßen werden, ist dieses Budget voraussichtlich in ca. neun Jahren (das bedeutet Ende 2026) aufgebraucht. Für die Einhaltung des Zwei-Grad-Ziels verbleibt für alle Staaten der Welt ein Budget von circa 1.170 Gt, das bei dem aktuellen Verbrauch in etwa 26 Jahren aufgebraucht wäre (MCC o. J.; IPCC 2018).

### **These 3**

Mit einem drastisch verringerten Material- und Energiekonsum verbundene Veränderungen werden oft mit Verzicht gleichgesetzt, einem gesellschaftlichen Tabubegriff. Aber: Aufgrund ihrer Lebensweise verzichten die Menschen bereits heute auf Vieles, etwa

- auf ein Klima, in dem sintflutartige Regenfälle, zerstörerische Stürme, Dürre- und Hitzeperioden, Überschwemmungen und Erdbeben die Ausnahme sind, nicht die Regel,
- auf soziale Gerechtigkeit auf lokaler, nationaler und globaler Ebene,
- auf saubere Luft, Artenvielfalt und Naturerleben,
- auf Sicherheit der Nahrungs- und Wasserversorgung vieler Menschen,
- auf öffentliche städtische Räume, die lärmfrei, vielfältig nutzbar und verkehrssicher sind
- und durch all das auf ein gutes Leben und eine sichere Zukunft vieler Menschen.

---

<sup>27</sup> Zur Entwicklung des Primärenergieverbrauches in Deutschland s. UBA 2020d.

Nicht berücksichtigt sind hier die möglicherweise positiven Nebeneffekte der Corona-Krise auf den Energieverbrauch, die jedoch nicht Ergebnis gezielter politischer Maßnahmen sind. Vgl. hierzu auch Agora Energiewende (2020).

<sup>28</sup> Dabei sollen Anstrengungen für eine Beschränkung auf 1,5 Grad Celsius unternommen werden, siehe hierzu auch: BMWi o. J.; Presse- und Informationsamt der Bundesregierung 2015

## Fakten

Die global gemittelten Temperaturdaten zeigen für den Zeitraum von 1880-2012 eine Erwärmung von 0,85°C (IPCC 2013/2014, WGI-3). Global werden die Auswirkungen des Klimawandels anhand bisher beobachteter sowie projizierter künftiger Veränderungen für das frühe (2016-2035) und späte (2081-2100) 21. Jahrhundert folgendermaßen charakterisiert: Abnahme kalter Tage und Nächte sowie Zunahme heißer Tage und Nächte über den meisten Landflächen, Zunahme der Häufigkeit und/oder Dauer von Wärmeperioden/Hitzewellen, Zunahme der Häufigkeit und Intensität von Starkniederschlägen, Zunahme der Intensität und/oder der Dauer von Dürren, Zunahme der Intensität tropischer Wirbelsturmaktivität, Anstieg des Meeresspiegels (IPCC 2013/2014, S. WGI-3, WGI-5). Diese Veränderungen führen ihrerseits zu einem erhöhten Risiko vielfacher negativer Auswirkungen auf Boden, Wasser, Luft, biologische Vielfalt, Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft sowie auf die Sicherheit der Versorgung mit sauberem Trinkwasser und Nahrungsmitteln und die menschliche Gesundheit (IPCC 2018, S. 175 ff; IPCC 2020, S. 3).

Die Erreichung sozialer Gerechtigkeit ist auf allen politischen Ebenen eine Herausforderung. Auf lokaler und nationaler Ebene sind dies in Deutschland insbesondere ungleiche Chancen auf Bildung und Zugang zu kulturellen und sozialen Ressourcen<sup>29</sup>. Ungleichheiten auf internationaler Ebene bestehen insbesondere in der Höhe des Durchschnittseinkommens (s. o.), der Ernährungssicherheit, des Zugangs zu Gesundheitsversorgung, sauberem Wasser und Bildung sowie zu menschenwürdigen Arbeitsplätzen. Entsprechend sind Verbesserungen der Situation in diesen Bereichen zentrale Inhalte der 17 Nachhaltigkeitsziele der Vereinten Nationen (Sustainable Development Goals) (United Nations Department of Public Information o. J.)<sup>30</sup>.

Die Erhaltung der biologischen Vielfalt stellt eine wesentliche Grundlage für das Leben und die Gesundheit der Menschen dar. Nach Angaben des Weltbiodiversitätsrates (IPBES) sind aktuell weltweit ca. 25 % der Tier- und Pflanzenarten vom Aussterben bedroht – dies entspricht etwa einer Million Arten. In den Szenarien bis 2050 werden Landnutzung und Klimawandel auch weiterhin als Hauptfaktoren für den global zu erwartenden Artenrückgang bezeichnet (IPBES 2019b, S. 25 u. 37).

Aus diesem Grund werden auf nationaler Ebene Anstrengungen unternommen, um den Rückgang der biologischen Vielfalt aufzuhalten. So hat das Bundesumweltministerium im Jahr 2011 mit dem "Bundesprogramm Biologische Vielfalt" ein Förderprogramm zur Umsetzung der "Nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt" (NBS) aufgelegt (BMU 2020b) – dennoch ist die biologische Vielfalt in Deutschland nach wie vor bedroht. Besonders augenfällig ist dies am Beispiel der Insekten feststellbar. So erreichte 2016 der FAZ-Artikel „Der Trend geht zur sauberen Frontscheibe. Die Zahl der Insektenarten ist in Deutschland drastisch gesunken.“ (Schwägerl 2016) große Aufmerksamkeit in der Öffentlichkeit, der auf Ergebnisse von Untersuchungen des Entomologischen Vereins Krefeld aufmerksam machte. Dieser hatte über einen Zeitraum von 27 Jahren einen starken Rückgang (bis zu 76 %) der Biomasse fliegender Insekten in Naturschutzgebieten festgestellt (Hallmann et al. 2017). Die u. a. hierdurch erzeugte Aufmerksamkeit führte 2018 zum Volksbegehren „Artenvielfalt & Naturschönheit in Bayern – Rettet die Bienen!“. Rund 1,8 Millionen Bürger\*innen unter-

---

<sup>29</sup> Die Angaben zur sozialen Situation (z. B. Themenbereichen Einkommensverteilung, Arbeitslosigkeit, Gesundheit, Familie und Kinder, Migration und Bildung) in Deutschland sind auf den Seiten der Bundeszentrale für politische Bildung dargestellt (BPB o. J.).

<sup>30</sup> Zu den sozialen Auswirkungen der globalisierten Wirtschaft in Entwicklungs- und Schwellenländern vgl. auch Hartmann 2016, Kopp et al. 2017, Lessenich 2018.

stützten es, im Juli 2019 wurden entsprechende Gesetzesänderungen sowie ein Maßnahmenpaket zur Förderung der Artenvielfalt beschlossen (Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz o. J.).

Laut der Naturbewusstseinsstudie 2013 bringen 92 % der deutschen Bürger\*innen der Natur eine große Wertschätzung entgegen und sind der Meinung, dass die Natur zu einem guten Leben dazu gehört. Rund 68 % (beide Zustimmungsstufen: „voll und ganz“ sowie „trifft eher zu“) der Bevölkerung befürchten jedoch, dass es für ihre Kinder und Enkelkinder kaum noch intakte Natur geben wird (BMUB 2014, S. 37 ff.).

Nach Zahlen der Welternährungsorganisation (FAO) litten 2017 811,7 Millionen Menschen an Unterernährung, das entspricht einem Anteil von 10,8 % an der Weltbevölkerung. Dieser war zwischen 2005 und 2015 zwar deutlich von 14,5 % auf 10,6 % gesunken, steigt seitdem jedoch wieder an (FAO et al. 2019). Etwa vier Milliarden Menschen leiden Schätzungen zufolge während mindestens einem Monat im Jahr unter schwerer Wasserknappheit; ca. 2,2 Milliarden Menschen haben keinen Zugang zu einer sicheren Trinkwasserversorgung; durch verunreinigtes Wasser mit bedingte Krankheiten wie Cholera sind in vielen Ländern des globalen Südens nach wie vor weit verbreitet (WWAP 2019, 2020). Dem UN-Weltwasserbericht 2020 zufolge wird sich diese Situation aufgrund des Klimawandels sowie steigenden globalen Wasserverbrauchs zunehmend verschärfen.

Nach einer Erhebung des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2018 fühlt sich ein Großteil der Bevölkerung durch Verkehrslärm gestört: 75 % durch Straßenverkehr, 42 % durch Fluglärm und 35 % durch Schienenverkehr (UBA 2020c).

#### **These 4**

Auch wenn die Menschheit bei weitem nicht mehr in der Lage ist, alle bisherigen Fehlentwicklungen zu korrigieren oder auszugleichen, so kann und muss man, um nicht in Verzichtsrhetorik zu verfallen, diesen Entwicklungen ein positives Bild der Zukunft unserer Gesellschaft(en) entgegensetzen.

#### **Argumente**

Ein solches Bild könnte folgendermaßen aussehen: „Wir decken unseren Energiebedarf klimaneutral und naturverträglich. Dabei werden wirtschaftliche, soziale und ökologische Belange berücksichtigt. In Deutschland hat sich eine in allen Bereichen auf Nachhaltigkeit ausgerichtete Gesellschaft entwickelt, die Energie und Ressourcen effizient und sparsam nutzt. Dies betrifft den Lebensstil und die Konsumgewohnheiten der einzelnen Menschen ebenso wie die politisch gesetzten Rahmenbedingungen, etwa in den Bereichen Energieversorgung, Wohnen, Mobilität, Landbewirtschaftung und Wirtschaft.“

Ein rasches und konsequentes Umsteuern in diese Richtung begrenzt die Auswirkungen des Klimawandels, sichert und fördert eine größtmögliche biologische Vielfalt, funktionsfähige Böden, schadstofffreie Gewässer und vielfältige Kulturlandschaften. Gleichzeitig trägt es dazu bei, den in Armut lebenden Menschen, sei es in den so genannten entwickelten, insbesondere aber in den Entwicklungs- und Schwellenländern, die Möglichkeit zu einem Leben in Sicherheit und Würde zu geben.

Die Abkehr von liebgewonnenen, bequemen, angenehmen und scheinbar gut funktionierenden Lebensgewohnheiten mag als schwer vermittelbar gelten und als Verzichtsgesamt erscheinen. Doch was die Menschen gewinnen, ist mehr: eine lebenswerte Zukunft für sie selbst, die bereits lebenden, heute noch jungen Menschen sowie deren Kinder und Enkelkinder.

## **These 5**

Eine zentrale Rolle für die Bewältigung der geschilderten Probleme kommt der Frage von Energieversorgung und Energieverbrauch zu. Denn Energie wird nicht nur für Strom, Wärme und Kraftstoffe benötigt; Energie steckt in allen Produkten, die wir konsumieren. Art und Umfang von Energieproduktion und Energiekonsum haben entscheidend zum Klimawandel und zur Gefährdung der Lebensgrundlagen beigetragen, die bisherigen Bemühungen zum Klimaschutz und zur Energiewende reichen dagegen bei weitem nicht aus.

## **Argumente**

Energie- und Ressourcenschonung gehen grundsätzlich Hand in Hand, da die Nutzung von Ressourcen immer auf Energieverbrauch basiert. Dies beinhaltet den Energiebedarf für 1) Förderung der Rohstoffe, 2) Herstellung der Produkte, 3) Nutzung der Produkte und 4) die mit den Produkten verbundenen Dienstleistungen. Solange diese Energie aus fossilen Energieträgern gewonnen wird, geht damit die Freisetzung von Treibhausgasen einher.

Gelingt es nicht, die oben genannten, oder besser noch weitergehende klimapolitische Ziele zu erreichen, wird sich der Klimawandel verschärfen. Er wird zu einer noch stärkeren Bedrohung für die biologische Vielfalt werden, die Funktionsfähigkeit und Nutzbarkeit von Böden und Gewässern beeinträchtigen und unsere Landschaften tiefgreifend verändern. Dies bedeutet letztlich die fortschreitende Zerstörung wesentlicher Lebensgrundlagen vieler Menschen.

Deshalb dürfen Klimaschutz und Naturschutz – trotz unbestreitbarer Zielkonflikte im Einzelfall – nicht als gegensätzliche Strategien verstanden werden, vielmehr sind sie zwingend aufeinander angewiesen. Ohne wirksamen Klimaschutz werden Naturschutzbemühungen keinen dauerhaften Erfolg haben können, ohne Berücksichtigung von Naturschutzbelangen im Klimaschutz gefährdet dieser unbeabsichtigt, was er schützen will. Nur durch die Nutzung von Synergien zwischen beiden und die Vermeidung negativer Auswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen auf Boden, Wasser, biologische Vielfalt und Landschaft kann es gelingen, eine lebenswerte Umwelt zu erhalten (Heiland u. Gyimothy 2019).

Bisher sind wir jedoch weit davon entfernt, sowohl die Ziele zur Verminderung des Energieverbrauchs und des Ausstoßes von Treibhausgasen als auch eines umfassend verstandenen Naturschutzes zu erreichen.

## **Fakten**

Die enge Verknüpfung von Ressourcen- und Energieverbrauch sowie der Freisetzung von Treibhausgasen zeigt sich u. a. am Energiebedarf und dem Ausstoß von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>e) bei der Produktion unterschiedlichster Güter. Wenngleich die folgenden Zahlen lediglich ca.-Zahlen sind, ihre Berechnung mit Schwierigkeiten verbunden ist und sie im konkreten Fall deutlich variieren können, so zeigen sie doch die Größenordnung der „Energie- und Klimawirksamkeit“ von Produktion, Nutzung und Beseitigung von Alltagsgütern und -dienstleistungen (Heiland u. Gyimothy 2019; Berners-Lee 2010):

- 1 kg Erdbeeren, gekauft in Deutschland: aus Italien 219 g CO<sub>2</sub>e, aus Südafrika über 11 kg CO<sub>2</sub>e
- 1 kg Bananen: 480 g CO<sub>2</sub>e
- 1 kg Rindersteak: 17 kg CO<sub>2</sub>e
- 1 kg Käse: 12 kg CO<sub>2</sub>e

- 1 Jeans (nur Baumwollproduktion): 6 kg CO<sub>2</sub>e
- 1 Paar Lederschuhe: 15 kg CO<sub>2</sub>e
- 1 Hin- und Rückflug London-Hongkong: Economy 3,4 t CO<sub>2</sub>e, Erste Klasse 13,5 t CO<sub>2</sub>e

## These 6

Energiewende und Klimaschutz werden bisher überwiegend als ausschließlich technologische Herausforderungen betrachtet. Dies greift jedoch zu kurz – ohne Reduktion unseres Energie- und Ressourcenverbrauchs und ohne eine Änderung der westlich geprägten Lebens- und Wirtschaftsweise werden Klimaschutz sowie eine sozial- und naturverträgliche Energiewende nicht möglich sein. Dies stellt in erster Linie eine soziale und kulturelle Herausforderung dar.

## Argumente

Der Umstieg auf erneuerbare Energien und die Entwicklung energieeffizienter Technologien sind dringend erforderliche Strategien, um den Energieverbrauch und die Freisetzung von Treibhausgasen zu reduzieren. Hierauf liegt auch das Augenmerk der Bundesregierung (BMWi 2014, 2016c, 2019a; BMU 2019a). Bislang sind hierdurch allerdings keine ausreichenden Einsparungen erreicht worden<sup>31</sup>, und es spricht nichts dafür, dass allein hierdurch die international vereinbarten energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden können. Dies gilt umso mehr, wenn mögliche negative Auswirkungen dieser Strategien auf Natur und Landschaft minimiert oder vermieden werden sollen. Dies hat vor allem zwei Gründe:

- Auch der Ausbau erneuerbarer Energien und effizientere Technologien erfordern materielle Ressourcen, von manchen Rohstoffen sogar deutlich mehr als bisherige Technologien (s. Fakten) (Linz u. Scherhorn 2011, S. 8; Misereor e. V. 2018).
- Einsparungen durch effizientere Technologien werden oft durch so genannte Rebound-Effekte „aufgefressen“. Zwar sinkt der Energiebedarf der einzelnen Nutzung, die dadurch mitbedingte häufigere und intensivere Nutzung kompensiert diese Einsparungen jedoch oder übertrifft sie sogar. Deshalb werden kaum die erforderlichen absoluten Einsparungen erzielt<sup>32</sup>.

Dies macht weitere Bemühungen um Effizienzsteigerungen und neue Technologien keineswegs überflüssig, zeigt jedoch, dass diese allein nicht ausreichen, zumal dadurch weitere Jahre verloren gehen. Die Hoffnung, Klimakrise und Biodiversitätsverlust allein durch technologischen Fortschritt bei Bewahrung unserer derzeitigen material- und energieintensiven Lebensweise zu überwinden, ist daher nicht zielführend.

Deshalb muss die Politik eine möglichst sparsame Energie- und Ressourcennutzung weit stärker als bisher in den Mittelpunkt stellen. Dies betrifft die Reduktion des Bedarfs an Strom, Wärme und Treibstoffen in allen relevanten Sektoren wie Mobilität, Wohnen, Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft, Ernährung und Konsum. Mit anderen Worten: Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Förderung energieeffizienter Technologien müssen daher durch eine Suffizienzstrategie (BUND u. BUND Jugend 2017, S. 8; Fischer u. Gießhammer 2013, S. 8-10; Kleinhüchelkotten et al. 2016, S. 88; Schneidewind u. Zahrnt 2013) ergänzt

---

<sup>31</sup> Die Einsparung an Primärenergie gegenüber dem Vergleichsjahr 2008 lag im Jahr 2019 bei 11 % (UBA 2020d) das Einsparziel für 2020 beträgt 20 %.

<sup>32</sup> Zu Rebound-Effekten vgl. Linz u. Scherhorn 2011, S. 8; Lange u. Santarius 2018, S. 26 f.

werden. Die Bundesregierung verfügt über eine Effizienzstrategie (vgl. z. B. BMWi 2019a), eine Suffizienzstrategie existiert bislang nicht. Eine solche muss ein deutliches Umsteuern der Energie- und Ressourcennutzung beinhalten und die gesellschaftliche Verbreitung anderer Lebensweisen und Wirtschaftsformen fördern, die sich innerhalb der langfristigen ökologischen Tragfähigkeit der Erde bewegen. Während Effizienzstrategien lediglich darauf abzielen, Lebens- und Konsumgewohnheiten im Rahmen der derzeitigen Wirtschaftsform mit geringerem Energie- und Ressourcenbedarf zu befriedigen, stellen Suffizienzstrategien diese auf den Prüfstand.

Suffizienz (von lateinisch *sufficere*) bedeutet so viel wie „ausreichen“ oder „genug sein“. Die damit verbundene Frage, wieviel genug sein kann oder muss, bedingt keineswegs per se und ausschließlich individuellen Verzicht, auch wenn sich gewohnte alltägliche Verhaltensweisen und Anspruchshaltungen ändern müssen. Suffizienz bedeutet vielmehr, das richtige Maß zu finden zwischen zu wenig und zu viel, zwischen Verzicht einerseits und einer übermäßigen Energie- und Ressourcennutzung andererseits, die zu Lasten der natürlichen Umwelt, vieler Menschen in anderen Regionen der Welt und nicht zuletzt künftiger Generationen geht. Suffizienz ist Bestandteil einer zukunftsfähigen Wirtschaft, die das Wuppertal Institut (2008, S. 216) mit den Worten „besser, anders, weniger“ beschreibt. Gemeint ist damit ein „ressourcenleichter Wohlstand aus dem Dreiklang von Dematerialisierung (Effizienz), Naturverträglichkeit (Konsistenz)<sup>33</sup> und Selbstbegrenzung (Suffizienz)“.

Die Etablierung des Suffizienz-Prinzips in unserem Wirtschaftssystem und damit dem Alltag der Menschen verlangt, viele selbstverständlich gewordene Gewohnheiten auf ihre Notwendigkeit, ihren Sinn und ihre ökologischen Auswirkungen hin zu überprüfen. Dies berührt zwangsläufig die Fragen, wie wir leben wollen, wie wir leben können und wie ein gutes Leben im Angesicht von Klimawandel, Biodiversitätsverlust und ihren Folgewirkungen aussehen kann. Dies sind keine Fragen, die allein wissenschaftlich und technologisch beantwortet werden können. Sie stellen vielmehr eine grundlegende soziale und kulturelle Herausforderung dar und können nur durch eine gesamtgesellschaftliche Diskussion geklärt werden.

## **Fakten**

Dass Effizienzgewinne und neue Technologien alleine nicht ausreichen, den anstehenden Herausforderungen gerecht zu werden, zeigen die beiden folgenden Beispiele.

Laut einer Studie der Universität Grenoble (Vidal et al. 2013) benötigt etwa der Bau von Windkraft- oder Photovoltaik-Anlagen bei gleicher Leistung deutlich mehr Zement, Aluminium Eisen, Kupfer, und Glas, als ein fossiles Kraftwerk. Die benötigten Rohstoffe stammen vor allem aus Entwicklungs- und Schwellenländern, wo ihr Abbau oft erhebliche Umweltschäden verursacht und unter Inkaufnahme von Menschenrechtsverletzungen sowie Unterschreitungen von sozialen und Arbeitsschutzstandards erfolgt<sup>34</sup>. Zwar werden für den Bau von Wind- und PV-Anlagen bereits recycelte Rohstoffe verwendet (Misereor e. V. 2018, S. 18; BWE 2019; ElektroG; ElektroG) – dennoch werden sich aufgrund des mittel- und langfristig zu erwartenden Zuwachses nach Primärrohstoffen, wie z. B. Eisenerz, Bauxit, Seltene Erden, Silber, Indium und Kupfer, die damit verbundenen Probleme nicht ohne Weiteres lösen lassen. Ähnliche Probleme sind mit der Förderung der Elektromobilität ver-

---

<sup>33</sup> Das Konzept der Konsistenz beinhaltet die Vereinbarkeit von Natur und Technik, so zum Beispiel die Verwendung erneuerbarer Materialien (vgl. Wuppertal Institut 2008, S. 107 f.).

<sup>34</sup> Zu den Folgen des Rohstoffbedarfs durch die Energiewende für Entwicklungsländer (vgl. Misereor e. V. 2018, S. 14, 18, 20, 44, 45, 4).

bunden, die darauf basiert, dass wir unser derzeitiges Mobilitätsverhalten unter Nutzung anderer Technologien beibehalten können.

Ein Beispiel für Rebound-Effekte sind Automobile. So sind Automotoren in den letzten Jahrzehnten zwar immer sparsamer geworden, gleichzeitig wurden die Autos jedoch immer größer, schwerer, schneller und häufiger genutzt, so dass letztlich im Treibstoffverbrauch keine Einspareffekte erzielt wurden. Ein weiteres Beispiel ist die Verwendung von immer leistungsfähigeren Geräten im Informations- und Kommunikationsbereich. Zwar sinkt der Energieverbrauch moderner PCs, Drucker, Smartphones – jedoch steigt der Energieverbrauch durch die Produktion stets modernerer Geräte, die gestiegene Nutzungsfrequenz sowie für die Rechenzentren durch Suchanfragen, Cloud-Dienste und das Streaming von Filmen (Lange u. Santarius 2018, S. 26 f.; Wuppertal Institut 2008, S. 104 ff.; Linz u. Scherhorn 2011, S. 8).

### **These 7**

Vor dem Hintergrund der bisher genannten Punkte ist es zwingend erforderlich, dass alle gesellschaftlich relevanten Entscheidungsträger\*innen unverzüglich wirksame Maßnahmen gegen die Bedrohung der Lebensgrundlagen ergreifen – und damit die selbst eingegangenen internationalen Verpflichtungen zum Schutz von Klima und biologischer Vielfalt zu erfüllen.

Nötig sind insbesondere 1) Ehrlichkeit, 2) die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für eine umwelt- und klimaverträgliche Lebensweise, 3) die Nutzung aller Potenziale zur Verringerung des Energieverbrauchs sowie 4) die Wahrnehmung der Vorbildfunktion staatlicher Stellen und öffentlicher Einrichtungen (zu diesen vier Punkten siehe ausführlicher Thesen 8 bis 11).

### **Argumente und Fakten**

Die Bundesrepublik hat die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen von 1992 und alle daraus folgenden Protokolle und Vereinbarungen, wie etwa das Kyoto-Protokoll und zuletzt das Pariser Übereinkommen von 2015 unterzeichnet, um die globale Erwärmung auf unter zwei Grad Celsius und möglichst unter 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Damit hat sich Deutschland verpflichtet, die daraus resultierenden Anforderungen zu erfüllen und im Rahmen der EU seinen Beitrag zur Erreichung der darin festgelegten Ziele zu leisten (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung 2015; BMWi o. J.). Dies ist bisher, wie weiter oben dargelegt, nicht oder nur äußerst unzureichend gelungen.

Die Dringlichkeit entschiedenen Handelns wird anhand des globalen Emissionsbudgets und des der Weltgemeinschaft voraussichtlich verbleibenden Zeitfensters zur Einhaltung des 1,5 bzw. 2,0 Grad-Zieles (9 bzw. 26 Jahre ab Ende 2017) deutlich. Das bedeutet, dass das weltweit verbleibende Emissionsbudget zur Einhaltung des 1,5 Grad-Ziels ohne drastische Reduzierung voraussichtlich bereits Ende 2026 ausgeschöpft wäre, jenes zur Einhaltung des 2,0 Grad-Ziels 2043.

Auf Deutschland bezogen bedeutet das, dass zwischen 2015 und 2050 maximal 10 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgestoßen werden sollten. Derzeit betragen sie etwa 0,8 Milliarden Tonnen pro Jahr – werden keine Reduktionen erreicht, so ist dieses Restbudget innerhalb eines Jahrzehnts nahezu aufgebraucht (Förster et al. 2018, S. 5).

Ebenso hat sich Deutschland im Rahmen des ‚Übereinkommens über die biologische Vielfalt‘ der UN von 1992 (United Nations 1992) und seiner zahlreichen Folgevereinbarungen,

der Ziele für eine nachhaltige Entwicklung' (2015) (United Nations Department of Public Information o. J.) sowie weiterer internationaler Vereinbarungen verpflichtet, essentielle Beiträge zum Schutz, zur Wiederherstellung und zur nachhaltigen und gerechten Nutzung von Lebensräumen, Ökosystemen und Arten zu leisten. Sowohl global als auch national werden die gesetzten Ziele bisher deutlich verfehlt (IPBES 2019b; BMU 2020a).

Sich diesen Defiziten offen zu stellen, ihre Ursachen zu analysieren und daraus konsequent die notwendigen und wirksamen Maßnahmen abzuleiten, ist Aufgabe der verantwortlichen Politiker\*innen, insbesondere der gewählten Regierungen in Bund in Ländern.

Dies erfordert von den politisch Verantwortlichen Mut, unbequeme Entscheidungen zu treffen und zu vertreten. Das ist keine einfache Aufgabe, denn unterschiedliche gesellschaftliche Gruppen und Interessen sind in unterschiedlicher Weise von verschiedenen umwelt-, klima- und energiepolitischen Maßnahmen betroffen – übrigens auch durch den Verzicht auf Entscheidungen und das Unterlassen von Handeln. Daher ist eine weitgehende gesellschaftliche Akzeptanz für die notwendigen Maßnahmen erforderlich.

Aus diesem Grund sollten nicht einfach nur Forderungen an ‚die Politik‘ und andere Entscheidungsträger gestellt werden, da politische Entscheidungen, die (vermeintliche) Besitzstände in Frage stellen oder stellen könnten, mit dem Verlust von Wählerstimmen oder zumindest der Angst davor verbunden sind<sup>35</sup>. Vielmehr ist die Bereitschaft vieler Menschen wichtig, die notwendigen Entscheidungen, Maßnahmen und daraus folgende Konsequenzen als politisch handelnde Bürger\*innen zu unterstützen und als Konsument\*innen zu versuchen, dies im Alltag bereits heute – soweit innerhalb der gegebenen Rahmenbedingungen möglich – zu verwirklichen und vorzuleben.

## **These 8**

### **1. Ehrlichkeit**

Der Ausstieg aus fossilen Energien und Atomkraft, die Erhaltung des gewohnten Landschaftsbilds, ein gleichbleibend hoher Energieverbrauch sowie unveränderte Konsumgewohnheiten sind nicht gleichzeitig zu haben.

Nötig ist ein klares Bekenntnis aller gesellschaftlich relevanten Entscheidungsträger\*innen, aber auch der einzelnen Bürger\*innen zur Notwendigkeit von Ressourcen- und Energieeinsparungen und den damit verbundenen Konsequenzen für die derzeit vorherrschende Lebensweise und Wirtschaftsform. Die Debatte darüber, wie Klimaschutz, Naturschutz und soziale Belange in Einklang zu bringen sind, muss „von oben“ gefördert und wo nötig angestoßen werden. Ohne eine ehrliche Auseinandersetzung hierüber sind zukunftstaugliche Lösungen nicht möglich.

## **Argumente**

Bislang ist das gesellschaftliche Verhältnis zur Energiewende von erheblichen Widersprüchen geprägt, die nicht ohne Weiteres auflösbar sind: Denn Klimaschutz und die von großen Teilen der Gesellschaft gewünschte Abkehr von fossilen Energieträgern und der Atom-

---

<sup>35</sup> Ein prägnantes Beispiel hierfür ist die Diskussion um den von Bündnis90/Grüne vorgeschlagenen „Veggie-Day“ im Bundestagswahlkampf 2013. Siehe hierzu u. a. <https://www.spiegel.de/politik/deutschland/veggie-day-gruene-regen-fleischverzicht-an-a-915657.html>; <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/veggie-day-gruene-wollen-fleischlosen-tag-in-kantinen-12397473.html>; [https://de.wikipedia.org/wiki/Kontroverse\\_um\\_den\\_Veggietag](https://de.wikipedia.org/wiki/Kontroverse_um_den_Veggietag); Zur Schwierigkeit von Politiker\*innen, wichtige, aber unpopuläre Maßnahmen zu verkünden, vgl. Lesch u. Kamphausen 2018, S. 106-107.

kraft (UBA 2018; BMU 2019b), die Erhaltung gewohnter Landschaftsbilder sowie energieintensiver Lebensstile andererseits sind bei begrenzt zur Verfügung stehenden Flächen nicht gleichzeitig zu verwirklichen, sondern stehen in Konkurrenz zueinander (Demuth u. Heiland 2016, S. 4). Dennoch ist in Politik und Bevölkerung bisher kaum eine ernsthafte Bereitschaft zu erkennen, offen und umfassend über Fragen verringerten Energieverbrauchs sowie die damit verbundenen energieintensiven Verhaltensweisen bzw. Lebensstile zu diskutieren, geschweige denn, diese auf den Prüfstand zu stellen. Daher ist Ehrlichkeit gefordert. Nur auf Basis einer ehrlichen Analyse sind wirksamer Klimaschutz, eine natur- und landschaftsverträgliche Energiewende sowie die Beseitigung sozialer Ungerechtigkeit möglich.

## **These 9**

### **2. Geeignete Rahmenbedingungen für eine klima- und naturverträgliche Lebensweise**

Einem energiebewussten und nachhaltigen Verhalten stehen zu viele Hindernisse entgegen. Nötig sind die Beseitigung dieser Hindernisse durch Regierungen und Parlamente sowie die Schaffung von Rahmenbedingungen und Strukturen für eine klima- und umweltgerechte Lebensweise und ein Wirtschaftssystem, das diese fördert. Der Konsum von Energie, Rohstoffen und Gütern muss in allen gesellschaftlichen Bereichen deutlich sinken. Dazu gehören:

- die Reduzierung des Autoverkehrs bei gleichzeitiger Förderung anderer Verkehrsträger,
- die Beseitigung klima- und naturschädigender Subventionen,
- die Schaffung einer Kreislaufwirtschaft,
- die Sicherstellung kurzer Wege mit Mitteln der Raumordnung und Bauleitplanung,
- ein Verbot von Produkten, die unter sozial und ökologisch nicht vertretbaren Bedingungen hergestellt werden sowie die Einführung verbindlicher, leicht verständlicher Produktinformationen mit Angaben zum Energie- und Ressourcenverbrauch über den gesamten Lebenszyklus,
- die Berücksichtigung der legitimen Interessen der Menschen in Deutschland, insbesondere der sozial schwächeren, aber ebenso der Menschen in anderen Regionen der Welt, denen wir viele negative Folgen unserer Lebensweise aufbürden.

## **Argumente**

Wenn es um die Verwirklichung klima- und umweltschonender Verhaltens- und Konsummuster geht, verweisen Politiker\*innen häufig auf Entscheidungsfreiheit, Freiwilligkeit, Verantwortung und Marktmacht der Verbraucher\*innen. Dies ist nicht unbegründet und einer Demokratie, die auf mündige Bürger\*innen setzt, angemessen. Jedoch ist diese Position für sich allein nicht haltbar: Sie geht aus von unrealistischen Handlungsmöglichkeiten der Menschen, blendet die verhaltensbestimmende Rolle gegebener Strukturen und Rahmenbedingungen aus und wird politischer Verantwortung nicht gerecht.

Es ist nicht zu erwarten, dass sich immer mehr Menschen für eine nachhaltige Lebensweise entscheiden, wenn die gegebenen strukturellen, sozialen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen dies erschweren (Linz u. Scherhorn 2011, S. 9). Die Menschen müssten sich hierzu entgegen den bestehenden Anreizsystemen verhalten, und dies im Bewusstsein, dass ihre individuellen Bemühungen nur geringe Wirkung haben, weil viele andere sich nicht entsprechend verhalten. Zudem ist es oft sehr aufwändig, sich das Wissen über Möglichkeiten nachhaltigen, energie- und ressourcensparenden Verhaltens anzueignen. Dies für alle Produkte und Dienstleistungen in allen relevanten Lebensbereichen zu

tun, stellt eine Überforderung des Individuums dar. Damit wird deutlich: Energie- und Ressourceneinsparung ist nicht nur eine individuelle Aufgabe, sondern vor allem eine gesamtgesellschaftlich-politische (BMU 2016b, S. 10).

Daher müssen Staat und Politik einen klaren Rahmen für nachhaltiges Handeln in allen Lebens- und Wirtschaftsbereichen setzen, für die direkt und indirekt Energie und Ressourcen benötigt werden (Schneidewind 2017). Ziel muss es sein, dass ressourcenschonendes und energiesparendes Verhalten für alle Menschen die günstigere, einfachere und damit bessere Alternative darstellt und somit zum gesellschaftlichen Normalfall und Standard wird.

Dennoch: Entscheidungen, Verhaltensweisen und Lebensstil der einzelnen Person bleiben wichtig, gerade in einer Demokratie. Das Individuum ist in zwei Rollen gefordert, um die erforderlichen Änderungen zu unterstützen und auf den Weg zu bringen: als Konsument\*in und als politisch agierende/r Bürger\*in, die entsprechende politische Entscheidungen fordert und mitträgt.

Dass eine nachhaltige Entwicklung der staatlichen Steuerung bedarf und dass hierfür Suffizienz eine wichtige Rolle spielt, betonte auch die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestags „Wachstum, Wohlstand, Lebensqualität – Wege zu nachhaltigem Wirtschaften und gesellschaftlichem Fortschritt in der Sozialen Marktwirtschaft“<sup>36</sup>. In ihrem Abschlussbericht von 2013 benannte sie die grundlegenden Zusammenhänge. So verwies sie darauf, dass „... Suffizienz der Einsparung stofflicher oder energetischer Ressourcen sowie der Minderbelastung der globalen Senken durch eine Änderung von Lebensstilen, Produktions- und Verhaltensweisen [...]“ dient. Darüber hinaus schlug sie vor, „nicht-ökologische Anreize seitens des Staates“ abzuschaffen und Möglichkeiten der Ordnungs- und Gestaltungspolitik zu nutzen, um eine sozial-ökologische Transformation zu fördern: „Die Transformation erfordert die gesamte Bandbreite der Ordnungs- und Gestaltungspolitik sowie neue Konzepte einer nachhaltigen Arbeitswelt und nachhaltiger Konsum- und Lebensstile. (...) Die sozial-ökologische Transformation ist die angemessene Reformperspektive für die heutigen Herausforderungen“ (Deutscher Bundestag 2013, S. 556; S. 130).

## Fakten

Die Möglichkeiten individueller Einspar-Bemühungen, aber auch deren Grenzen, zeigte das Projekt „Klimaneutral leben in Berlin“ (KLIB) des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung auf. 100 Haushalte wurden ein Jahr lang bei dem Versuch begleitet und beraten, freiwillig ihren persönlichen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck in praktisch allen Lebensbereichen zu reduzieren. Aus den Kauf- und Nutzungsdaten der Haushalte wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionen errechnet. Die Teilnehmer\*innen dokumentierten mithilfe eines CO<sub>2</sub>-Trackers im Jahr 2018 wöchentlich ihren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck in verschiedenen Sektoren (Ernährung, Mobilität, Heizen, Sonstiger Konsum). Vor Projektbeginn im Jahr 2017 emittierten die Teilnehmer\*innen durchschnittlich 8,75 t CO<sub>2</sub> pro Person und Jahr. Dieser Wert lag bereits deutlich unter dem deutschen Durchschnitt. Dieser wird von der EU mit 9,7 t pro Kopf/Jahr für fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen für 2017 angegeben (Muntean et al. 2018), vom Umweltbundesamt mit 11,6 t CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro Kopf/Jahr (UBA o. J.), da hier auch Emissionen anderer Treibhausgase mit betrachtet werden. Zwar erreichten die Haushalte eine weitere Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes auf durchschnittlich 7,3 t pro Kopf/Jahr, die sparsamste Teilnehmerin erreichte sogar 3,5 t. Da

---

<sup>36</sup> Die Enquete Kommission wurde durch Beschluss des Deutschen Bundestages vom 1. Dezember 2010 eingesetzt. Die Kommission bestand aus 17 Bundestagsabgeordneten sowie aus 17 externen Sachverständigen, vgl. Deutscher Bundestag 2013.

jedoch bereits die öffentlichen Infrastruktur-einrichtungen mit einem CO<sub>2</sub>-Äquivalent von rund 2 t zu veranschlagen sind, ist der für das Jahr 2050 geforderte Wert von 1 Tonne CO<sub>2</sub> pro Kopf/Jahr voraussichtlich nicht oder nur sehr schwer erreichbar (Jegers 2019; Bilharz 2019; UBA 2013, S. 4, 8; Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e.V. o. J.).

### **These 10**

#### **3. Nutzung aller Potenziale zur Verringerung des Energieverbrauchs**

Viele Potenziale zur Verringerung des Energieverbrauchs bleiben bisher ungenutzt. Nötig sind verbindliche Vorgaben zur Einsparung von Energie und Ressourcen. Zunächst sind vor allem solche Strukturen und Verhaltensweisen zu adressieren, die 1) einen überdurchschnittlich hohen Ressourcen- und Energieverbrauch aufweisen und sich besonders negativ auf das Klima und die natürliche Umwelt auswirken und/oder 2) einfach änderbar sind.

#### **Argumente**

In Politik, Wirtschaft und Bevölkerung gibt es starke strukturell-systemische und psychologische Beharrungskräfte, die dazu führen, dass in weiten Teilen der Gesellschaft an den bestehenden Verhältnissen festgehalten wird und Potenziale zur Verringerung des Energieverbrauchs durch veränderte Verhaltensweisen ungenutzt bleiben.

Die Umstellung auf energiesparende Verhaltensweisen und Infrastrukturen wird Zeit in Anspruch nehmen. Daher sollten sich erste Bemühungen auf Bereiche richten, die ein hohes Einsparpotenzial haben, zweitens auf solche, die einfach durchführbar sind. Zum ersten gehören etwa der Abbau klimaschädlicher Subventionen in den Bereichen Siedlung, Verkehr und Landwirtschaft (Schweppe-Kraft et al. 2019, S. 43-46; BUND 2017), zum zweiten beispielsweise ein Verbot von standby-Schaltungen und geplanter Obsoleszenz sowie die Förderung der leichten Reparierbarkeit von Gebrauchsgütern.

#### **Fakten**

Das Bundesamt für Naturschutz (Schweppe-Kraft et al. 2019, S. 46) beziffert die klimaschädlichen Subventionen auf ca. 33 Mrd. Euro. Eine Studie des BUND (2017) geht unter Bezug auf eine weitere Studie des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2016 von insgesamt 57 Milliarden Euro an umweltschädlichen Subventionen aus (UBA 2016).

### **These 11**

#### **4. Vorbildfunktion staatlicher Stellen und öffentlicher Einrichtungen**

Staatlichen Stellen und öffentlichen Einrichtungen kommt eine besondere Verantwortung für die Vermittlung der erforderlichen Änderungen zu. Nötig ist, dass diese Einrichtungen ihrer Vorbildfunktion gerecht werden und hierbei durch geeignete rechtliche Vorgaben und Förderungen unterstützt werden.

#### **Argumente**

Staatlichen Stellen und öffentlichen Einrichtungen kommt eine besondere Verantwortung für die Vermittlung der Notwendigkeit einer umfassenden gesellschaftlichen Transformation zu. Insbesondere Kommunen sollten ihrer Vorbildfunktion gerecht werden und durch Best-Practice-Beispiele exemplarisch zeigen, welche Möglichkeiten zur Einsparung von Energie und Ressourcen durch Effizienz, v. a. aber auch durch ein verändertes Verhalten, bestehen und Bürger\*innen zur Nachahmung ermutigen. Hierfür benötigen sie neben geeigneten rechtlichen Rahmenbedingungen vor allem finanzielle Förderung, da die finanziellen Eigenmittel der meisten Städte und Gemeinden angesichts der angespannten Haushaltslage

nicht ausreichen.

Möglichkeiten und Notwendigkeiten bestehen beispielsweise durch Vorgaben im Beschaffungswesen zur Anschaffung von Produkten aus umweltfreundlicher, möglichst regionaler Produktion, zur Reparierbarkeit und Recyclingfähigkeit oder zur Nutzungsdauer. Dienststreivorschriften sollten nicht das billigste Verkehrsmittel (oft das Flugzeug), sondern das umweltfreundlichste fördern, die Anschaffung von Dienstfahrrädern kann umweltfreundliche Mobilität fördern. In Kantinen und Mensen können bevorzugt Nahrungsmittel aus regionaler Produktion verwendet und das Angebot an Fleischgerichten reduziert werden.

Eine besondere Rolle nehmen Energie- und Klimaschutzkonzepte (EuK-Konzepte) ein, die bereits über die Nationale Klimaschutzinitiative (NKI) gefördert werden. Die EuK-Konzepte dienen als strategische Instrumente dem übergeordneten Ziel, Treibhausgasemissionen durch Energieeinsparung und Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien zu reduzieren. Die Konzepte sind jedoch informeller Art, d. h. es ist rechtlich weder vorgeschrieben sie zu erstellen, noch sind sie rechtlich verbindlich bzw. besteht nach Fertigstellung keine Verpflichtung zur Umsetzung der Maßnahmenkonzepte. Nach Abschluss der Konzepterstellung ist es für Kommunen jedoch vielfach schwierig, modellhafte Maßnahmen im Eigenbetrieb umzusetzen. Maßnahmen zur Verhaltensänderung nehmen bereits einen großen Anteil in den bestehenden Konzepten ein (Heiland u. Gyimothy 2019; vgl. auch Leuser u. Brischke 2017, S. 14). Für die Maßnahmenumsetzung sind jedoch zusätzliche finanzielle Förderungen wichtig, um Suffizienz als handlungsleitendes Prinzip auf kommunaler Ebene und damit in der Lebenswirklichkeit der Bürger\*innen zu verankern. Neben der reinen Umsetzung ist dabei vor allem ein besonderer Schwerpunkt in der Kommunikation mit den Bürger\*innen auf die Notwendigkeit von Innovation & Exnovation zu legen. Damit ist z. B. gemeint, dass die Verbesserung des öffentlichen Nahverkehrs, des Fahrradwegenetzes oder eines Car-Sharing-Ringes auch mit der Reduzierung von bestehenden PKW-Stellplätzen oder dem Rückbau bisheriger Fahrbahnbreiten einhergehen muss, um letztlich Energie- und Ressourceneinsparungen zu bewirken.<sup>37</sup> Durch so genannte Pull-Maßnahmen können Kommunen beispielsweise suffizientes Verhalten im Alltag ermöglichen z. B. (IG), während Push-Maßnahmen (Leuser u. Brischke 2017, S. 8) energie- und ressourcenintensives Verhalten erschweren oder Nachfragen nach Gütern begrenzen. Um hier steuernd tätig zu werden, benötigen die Kommunen finanzielle Förderung, die über die bisherigen Mittel im Rahmen der NKI hinausgehen (Bündnis 90/Die Grünen Bundestagsfraktion 2020).

## **Fakten**

Die Bedeutung, die Verhaltensänderungen in EuK-Konzepten zugewiesen wird, zeigte sich bei der Erstellung des Handbuchs „Klima- und Naturschutz – Hand in Hand“ (Heiland u. Gyimothy 2019). Hierfür wurden insgesamt 31 regionale und 33 kommunale EuK-Konzepte daraufhin untersucht, ob und wie sie Naturschutzbelange berücksichtigen. Die Auswahl der Konzepte umfasst alle Bundesländer, unterschiedlichste Naturräume und Gemeindegrößen sowie ländliche und städtisch geprägte Gebiete. Die analysierten 64 Konzepte enthielten 3.505 Maßnahmen, die in 16 Kategorien eingeteilt wurden. Mit insgesamt 1.010 Einzelmaßnahmen entfielen mit Abstand die meisten Maßnahmen auf die Kategorie Verhaltensänderung, die wiederum sechs Unterkategorien enthielt (Bewusstsein, Energieverbrauch, Verkehr, Ressourcen, erneuerbare Energien und Forschung/Lehre).

---

<sup>37</sup> Unter Exnovation versteht man die Beendigung von (nicht nachhaltigen) Praktiken, Technologien oder Nutzungssystemen. Beispiele für Exnovation sind der Beschluss der Bundesregierung zum Atomausstieg oder das EU-Glühbirnenverbot (Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit (o. J.).

## **These 12**

Die Corona-Krise zeigt, wie verwundbar unsere Gesellschaften sind. Diese Verwundbarkeit wird mit ungebremst fortschreitender Umweltzerstörung, mit zunehmendem Artensterben und Klimawandel steigen und die Menschheit vor immer schwerer zu bewältigende, zeitlich nicht begrenzte Probleme stellen. Aus diesem Grund dürfen staatliche Konjunkturprogramme, Subventionen etc. nicht in ein einfaches „Weiter so“ investiert werden, sondern müssen auch der Schaffung der oben geforderten Rahmenbedingungen für eine klima- und naturverträgliche Lebensweise dienen. Je früher und effektiver Politik und Gesellschaft wirksame Maßnahmen zum Schutz von Umwelt, Natur und Klima ergreifen und umsteuern, umso weniger schmerzhaft wird es in Zukunft werden.

## **Argumente**

Angesichts der wirtschaftlichen Dimensionen der Verbreitung des Corona-Virus hat die Bundesregierung Förderprogramme zur Stabilisierung der Wirtschaft aufgelegt, um die Wirtschaft rasch wieder zum Laufen zu bringen. Das Ziel ist bislang ein möglichst schnelles Aufschließen an den ehemaligen Status Quo zur Sicherung des wirtschaftlichen Wohlstandes in Deutschland – zum Teil regten sich auch Stimmen, in dieser wirtschaftlich schwierigen Situation wachstumshemmende Umweltauflagen zurück zu stellen.

Die Bewältigung der Folgen von Covid-19 darf jedoch nicht isoliert betrachtet werden und zur Ausblendung der Herausforderungen des Klimawandels und des Rückgangs der Biodiversität führen. Eine Rücknahme von umweltpolitischen Maßnahmen würde die Gesellschaft nicht voranbringen, sondern auf dem Weg der notwendigen Reformen und Änderungsprozesse zurückwerfen. So notwendig die Stützungsmaßnahmen der Wirtschaft in der momentanen Lage sind, so sollten die Unterstützung großer Firmen und weitere Maßnahmen an die Einhaltung des 1,5-Grad-Ziels von Paris geknüpft werden. Darüber hinaus muss deutlich werden, dass temporäre Sofort-Maßnahmen einen langfristig angelegten sozial-ökologischen Umbau nicht konterkarieren dürfen bzw. unterstützen müssen. Ähnliche Auffassungen finden sich (Stand Anfang Juni 2020) in Programmen, Papieren und Forderungen vieler gesellschaftlicher Akteure (IG Metall u. BUND 2020; BUND 2020; DUH 2020; WWF 2020; DIE LINKE 2020; Bündnis 90/Die Grünen Bundestagsfraktion 2020; Hofreiter 2020). Einen „grünen Aufschwung“ nach der Corona-Krise hat auch ein europaweites Bündnis von knapp 200 Politiker\*innen, Unternehmensvorständen, Gewerkschaftsvertreter\*innen und Nichtregierungsorganisationen gefordert (Green Recovery Alliance 2020).

Das von der Bundesregierung beschlossene Konjunkturprogramm lässt entsprechende steuernde Wirkungen jedoch weitgehend vermissen. Insgesamt sind laut einer ersten Bewertung durch das Wuppertal Institut in den Bereichen Gebäude, Industrie, Kreislauf- und Abfallwirtschaft, Verkehr, Energiewirtschaft, Landwirtschaft und Ernährung sowie Lebensstile und Konsum umfangreiche Nachbesserungen und Ergänzungen erforderlich (Wuppertal Institut 2020b).

## **These 13**

Ein zukunftsgerichteter und naturverträglicher Umgang mit Energie und Ressourcen erfordert erhebliche Veränderungen, die manche auch als Verlust oder Belastung wahrnehmen werden. Insgesamt werden die Menschen durch die Minimierung der Folgen des Klimawandels dadurch jedoch an Lebensqualität behalten oder gewinnen. Denn die mit Klimawandel und Biodiversitätsverlust verbundenen Lasten und Kosten werden deutlich höher sein als die eines vorbeugenden Klima- und Naturschutzes.

Wie in den Argumenten zu These 9 bereits ausgeführt, muss die Politik die richtigen Rah-

menbedingungen setzen, diese müssen aber durch die Bevölkerung gefordert und in ihren Konsequenzen akzeptiert und unterstützt werden. Nur so lassen sie sich implementieren und können Wirkung erzielen. Individuelle Möglichkeiten hierzu beizutragen, bestehen etwa darin,

- die Zielkonflikte zwischen verschiedenen gesellschaftlichen und individuellen Interessen sowie die Widersprüche zwischen Reden und Handeln offen anzusprechen, zu diskutieren und sich ihrer auch im persönlichen Verhalten bewusst zu sein,
- aktiv für eine naturverträgliche Energiewende und einen naturverträglichen Klimaschutz zu werben,
- alle energie-, klima-, wirtschafts- und naturschutzpolitischen Entscheidungen aktiv zu unterstützen, die sozial gerechte und effektive energiesparende Produktions- und Konsumstile fördern, auch wo sie mit Veränderungen oder Mehrkosten verbunden sind,
- die zwingend notwendigen politischen Veränderungen rechtlicher, institutioneller und ökonomischer Rahmenbedingungen zu unterstützen
- all dies durch persönliches Alltagsverhalten zu unterstützen; etwa wo immer möglich umweltfreundliche Verkehrsmittel zu wählen, auf Kurzstreckenflüge zu verzichten, den Fleischkonsum zu reduzieren und Produkte zu bevorzugen, die eine möglichst geringe ökologische Belastung über den gesamten Produktzyklus hinweg aufweisen.

### **Argumente**

Menschen benötigen die richtigen Rahmenbedingungen und Strukturen, um nachhaltig, klimaschonend, energie- und ressourcensparend sowie naturverträglich zu handeln. Diese Rahmenbedingungen vorzugeben und immer wieder neuen Erfordernissen anzupassen ist Aufgabe und Verantwortung der Politik, sprich der jeweiligen Regierung.

Demokratisch gewählte Politiker\*innen und Regierungen benötigen die Unterstützung breiter Kreise der Bevölkerung, wenn sie Veränderungen anstoßen wollen, die zwar notwendig und unausweichlich sind, aber im Widerspruch zu gewohnten Ansprüchen und Verhaltensweisen stehen oder gar als Bedrohung des eigenen Lebensentwurfes verstanden werden.

Deshalb ist für die Erhaltung der Lebensgrundlagen auf unserem Planeten beides nötig: Verantwortungsvolle Entscheidungen der Politik einerseits; die Bereitschaft diese Entscheidungen und die damit verbundenen Konsequenzen mitzutragen und durch eigenes Verhalten als Konsument\*in und Bürger\*in aktiv zu unterstützen.

## **6 Maßnahmen und Handlungsoptionen zur Umsetzung einer mensch- und naturverträglichen Transformation des Energiesystems**

Julia Thiele, Julia Wiehe, Tobias Kraschewski, Michael H. Breitner, Philip Gauglitz, Carsten Pape, Clemens Lohr, Leonard Kluß, Bernd Demuth, Eva Vayhinger, Stefan Heiland, Astrid Bensmann, Richard Hanke-Rauschenbach und Christina von Haaren

Die vorgestellten Szenariovarianten und der Austausch mit Expertinnen und Experten zu Fragen des zukünftigen Energiebedarfs zeigen, unter welchen Bedingungen eine mensch- und naturverträgliche Energiewende in Deutschland erreicht werden könnte. Die tatsächliche Umsetzung der Energieprojekte vor Ort ist aber abhängig von den rechtlichen Rahmenbedingungen und den planerischen Instrumenten, die die Entwicklung hin zu den vorgegebenen Zielen der Bundesregierung steuern. Obwohl die Dringlichkeit eines zügigen Ausbaus offenkundig ist (vgl. Kap. 3.6 und 5), stagniert der Prozess der Transformation (Quentin 2019). Im Bereich der Windenergie wurde in 2019 nur eine elektrische Gesamtleistung von 958 MW in Betrieb genommen, dieses entspricht einem Rückgang der neu installierten Anlagenleistung von 77 % im Vergleich zum 5-Jahres-Durchschnitt (FA Wind 2020). Darüber hinaus werden aktuell WEA durch Drehfunkfeuer, Navigationsanlagen für den Luftverkehr, oder Klagen blockiert, die Genehmigungsverfahren in die Länge ziehen (Schöpfer 2020). Das vielfach beklagte Umsetzungsdefizit bei der Energiewende ist allerdings - wie das Projekt EE100-konkret zeigt - nicht auf hemmende rechtliche Vorgaben des Planungs-, Naturschutz- oder Immissionsschutzrechtes zurückzuführen. Deren Anforderungen und sogar Ziele, die darüber hinausgehen, lassen sich durch eine gezielte Allokation der Anlagen im Raum erfüllen. Ein Abbau der bestehenden Standards würde im Gegenteil in völlig unnötiger Weise auf Kosten der Biodiversität und der Erholungsqualität der Landschaft gehen und damit die Nutzbarkeit wichtiger Ökosystemleistungen für die Gesellschaft verschlechtern.

Als Gründe für ein auch weiterhin anhaltendes Umsetzungsdefizit kommen hingegen Hemmnisse in Frage (s. Kap. 6.1), für die - vor allem in ihrer Kombination – bisher noch keine Lösungen angestrebt wurden. Während die nicht ausreichende Anreizwirkung des EEG bzw. die mit dessen Reglement verbundenen Hemmnisse für Investoren und Technologieentwicklung in der politischen Diskussion zumindest gegenwärtig sind, wurde die Frage nach Governancemechanismen zur Überwindung des geringen Engagements in vielen Gemeinden und des Widerstandes mancher Anwohner\*innen bisher nicht ausreichend beachtet. Unbeachtet blieb bisher, dass eine offensichtliche Grundvoraussetzung dafür, den mangelnden Durchgriff der nationalen Ziele auf die Umsetzungsebene zu beheben, derzeit nicht gegeben ist. Regionen und Gemeinden setzen - wenn überhaupt - ihre konkreten Klimaschutzziele fest ohne eine Möglichkeit des Rückgriffs auf die für sie realisierbaren nationalen und internationalen Verpflichtungen. Sie werden im Unklaren darüber belassen, welche Mindestbeiträge zur Erfüllung der nationalen Ziele vor Ort unter Wahrung des Schutzes von Mensch und Natur zu leisten wären. Die Bundesebene hingegen hofft darauf, dass durch die Anreize des EEG und ein dadurch angestoßenes, selbstregulatives Wirtschaftsgeschehen im Raum die Ziele schon irgendwie erreicht werden können. Dass dabei der Schutz der Natur und der Menschen im Raum als störend für das Investitionsgeschehen angesehen wird, darf nicht verwundern.

Eine Entspannung der Konkurrenz um Flächen und Ressourcen in Deutschland durch den Import von Wasserstoff aus Ländern mit günstigen EE-Erzeugungsbedingungen - wie derzeit auf Bundesebene vorangetrieben - ist eine mögliche Handlungs-Alternative. Diese muss jedoch zwingend daran gebunden werden, dass die gleichen strengen Nachhaltig-

keitskriterien, also Gewährleistung der Energieversorgung der eigenen Wirtschaft und Bevölkerung sowie Schutz der Umwelt, des Kulturerbes und der Lebensqualität der Menschen in den Exportländern, auf dem gleichen Niveau gewährleistet werden wie das für Deutschland angestrebt wird. Andernfalls würden durch den Wasserstoffimport Umwelt- und Sozialfolgen in den exportierenden Ländern ausgelöst, wie z. B. beim Import von Biodiesel geschehen.

Im Folgenden werden Handlungsoptionen und Maßnahmen vorgestellt, die den Handlungsraum für eine Behebung der Umsetzungsprobleme und eine erfolgreiche nachhaltige Energiewende in Deutschland abstecken. Diese Empfehlungen werden auf der Grundlage der in diesem Bericht dargestellten interdisziplinären Forschungsergebnisse, den ausgearbeiteten Handlungsansätzen der Vorgängerstudie (Walter et al. 2018b) und den derzeit am häufigsten diskutierten Maßnahmen abgeleitet.

Expertinnen und Experten der 3. Sitzung der projektbegleitenden Arbeitsgruppe im Juli 2020 wurden in die Auswahl und Bewertung der vorgeschlagenen Handlungsoptionen einbezogen. Für die Unterstützung und den fachlichen Austausch soll an dieser Stelle ein herzlicher Dank ausgesprochen werden. Den Teilnehmenden standen für insgesamt 15 Maßnahmen die Antwortmöglichkeiten „prioritäre Maßnahme“, „wichtige Maßnahme“, „indifferent“, „schädlich“ und keine „Antwort“ zur Verfügung (Abb. 74).

Aus Sicht der Expert\*innen sind prioritäre Maßnahmen: die Förderung von Effizienz- und Einsparmaßnahmen durch CO<sub>2</sub>-Bepreisung, eine Energiefachplanung auf Bundesebene zur Umsetzung vom Mehr-Ebenen-Modell und die Verantwortung für eine erfolgreiche Energiewende von der Bundesebene für die unteren Ebenen durch nachhaltig erreichbare Minimalziele zu konkretisieren. Hinzu kommen wichtige flankierende Maßnahmen, wie die Gestaltung der Energiewende mit Bürger\*innenbeteiligung und eine Wärmewende durch eine Ausweitung der Förderung (Abb. 74).

**Wie beurteilen Sie die folgenden derzeit diskutierten Maßnahmen vor dem Hintergrund der Projektergebnisse und einer naturverträglichen Ausgestaltung der Energiewende?**

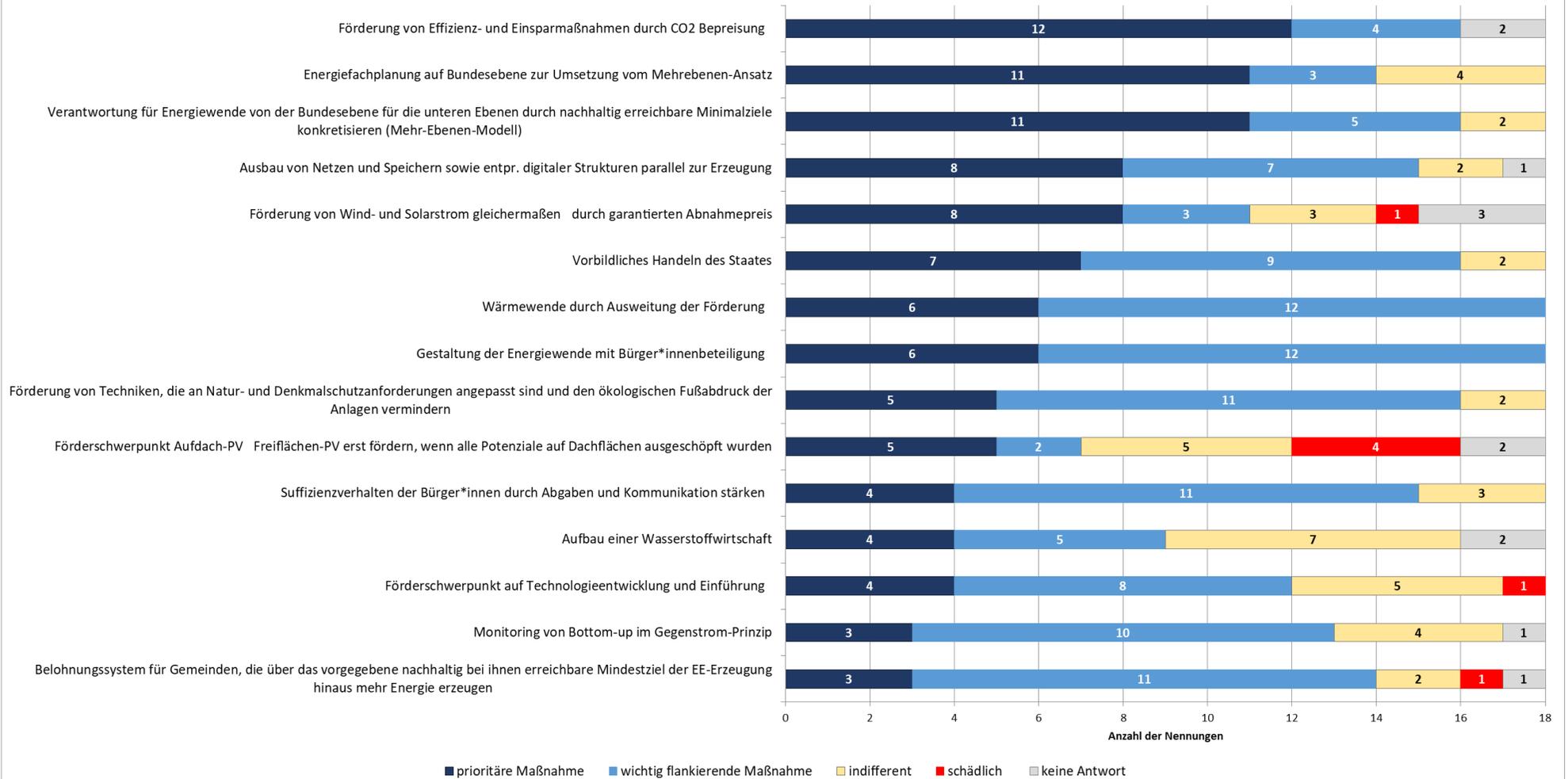


Abb. 74: Ergebnis einer Befragung von Teilnehmenden der 3. projektbegleitenden Arbeitsgruppe zum Abschluss des F+E-Vorhabens zur Priorisierung von Maßnahmen. Es werden 18 vollständig ausgefüllte Fragebögen im Diagramm berücksichtigt. Die Balken bilden die Anzahl der Nennungen ab.

## **6.1 Mehrebenen-Ansatz und Energiefachplanung zur menschen- und naturverträglichen Allokation von EE-Anlagen**

Die Transformation des Energiesystems ist in eine komplexe Mehrebenen-Governance eingebunden (Gailing 2018). Dabei ist zu beachten, dass die Energiewende, als gesamtgesellschaftlich relevanter Wandel, bestehende Akteurskonstellationen und Institutionen modifiziert (Kap. 5 und Gailing 2015).

Seit der letzten rechtlichen Bestandserhebung (Germelmann 2018) haben sich die Rahmenbedingungen der Energiewende zwar in vielen Bereichen verändert, die strukturelle Problematik einer zögerlichen Umsetzung der Energiewende aufgrund des föderalen Systems und der verfassungsrechtlichen Verteilung der Zuständigkeiten ist aber unverändert geblieben (Germelmann 2020, Anhang VII). Entsprechend dem Raumordnungsgesetz (ROG 2017) bleibt der Klimaschutz ein Grundsatz der Raumordnung, so dass der Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin ebenso abwägungsbedürftig ist wie andere Belange. Eine Pflicht zur Ausweisung von zusätzlichen Flächen durch die unteren Ebenen besteht demnach nicht (Germelmann 2020, Anhang VII). Nach wie vor hat die Raumordnung auf Bundesebene keine weitergehenden Vorgaben von Zielen für den Klimaschutz oder die Energiewende gesetzt, wodurch die Landes- oder Regionsebene verpflichtet würden, menschen- und naturschonend erreichbare quantitative EE-Ziele auch tatsächlich raumordnerisch umzusetzen (Walter et al. 2018b). Der Verhandlungsprozess, der dazu mit den Ländern notwendig wäre damit diese nicht abweichen, war bereits zuvor als schwierig eingeschätzt worden (ebd.). Ebenfalls nicht angegangen wurde allerdings das alternative, voraussichtlich leichter umsetzbare Modell einer Bundesenergieplanung, nach dem Vorbild der Bundesnetzplanung.

Auf Bundesebene werden z. B. im Klimaschutzplan 2050 weiterhin nur grobe Entwicklungsziele abgesteckt, deren Zielerreichung nicht evaluiert wird. Für die Umsetzung werden den unteren Entscheidungsebenen weder Anreize noch Hilfestellung gegeben (Wiehe et al. 2020a). In der Mehrebenen-Governance der Energiewende bleibt damit das zentrale „Problem of fit“ (Haaren 2018; Mostert 2015; Bergsten et al. 2014) ungelöst (Wiehe et al. 2020a). Dieses besteht darin, dass die internationalen und nationalen Ziele räumlich auf der lokalen und regionalen Ebene umgesetzt werden sollen, ohne dass ein nationales Steuerungsmittel dafür einen klaren Zielrahmen vorgibt, der auf die Umsetzungsebenen heruntergebrochen wurde oder werden kann. Die regionale und lokale Ebene weiß weder, was ihr Anteil an der Energiewende und ihre diesbezügliche Verantwortung wäre, noch gibt es ein Monitoring, das die nationale Ziel-Erfüllung einschließlich der Vermeidung von Raumnutzungskonflikten auf den Umsetzungsebenen beobachten könnte. Es besteht damit eine Operationalisierungslücke zwischen den Zielen des Klimaschutzgesetzes, dem EEG als derzeitigem Haupt-Treiber der Energiewende und der tatsächlichen Umsetzung vor Ort.

Auch die häufigen Änderungen des EEG als wichtigstes Instrument zur Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien - zwischen April 2017 und Juni 2020 wurden insgesamt neun Fassungen des Gesetzestextes veröffentlicht - haben keine grundlegenden Auswirkungen auf die räumlichen Fragen der Energiewende, wie z. B. die menschen- und naturverträgliche Allokation der Anlagen (Germelmann 2020, Anhang VII). Neben Änderungen am Ausschreibungsmodell (§§28 und 39 EEG) und dem Mieterstrommodell (§ 21 EEG) wurde auch die EEG-Umlage (§ 3 EEG) angepasst. Die Änderungen zeigen die ausschließlich marktwirtschaftliche Ausrichtung des Instruments. Die Häufigkeit der Anpassungen am Gesetz insgesamt vermittelt den Akteuren nicht den Eindruck von Planungssicherheit oder langfristigen Perspektiven. Möglicherweise trägt auch dies zum verzögerten Aus-

bau von Wind- und Solarenergie bei (Germelmann 2020, Anhang VII).

Ein weiteres Instrument im Zusammenhang mit der Energiewende ist das Bundes-Klimaschutzgesetz, das im Dezember 2019 in Kraft getreten ist. Es ist kein spezifisch energierechtliches Regelwerk und setzt auf weiche Steuerungsmittel (Germelmann 2020, Anhang VII). Zentral ist die Forderung nach einer Erstellung von Klimaschutzprogrammen mit konkreten Maßnahmen oder Klimaschutzberichten, z. B. zur Evaluation der festgelegten sektorspezifischen Jahresemissionsmengen. Solche weichen Steuerungsmittel waren allerdings bereits vorher im Klimaschutzplan der Bundesregierung vorgesehen und tragen vermutlich nur unwesentlich zu einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien bei.

Die Bundesländer stellen Landeskonzepte auf und konkretisieren die Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien. Dies tun sie allerdings eigenverantwortlich und ohne Rückkopplung zur Bundesebene bezüglich der Frage, ob ihr Beitrag zum Erreichen der nationalen Ziele ausreicht (Wiehe et al. 2020a). Die Bundesländer setzen Impulse für regionale Energiekonzepte oder entwickeln Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz und konkretisieren ihre planungsrechtlichen Kompetenzen (Gailing 2018). Zu der intermediären Rolle der Bundesländer zählt die Schaffung räumlich expliziter Handlungsrahmen für das regionale und lokale Akteursnetzwerk. Die Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien erfolgt allerdings im Wesentlichen auf der Ebene der Bauleitplanung und für den Außenbereich auch durch die Landes- und Regionalplanung (Germelmann 2020, Anhang VII). Ob die Regionen und Kommunen ihrem Auftrag nachkommen, der Windenergie „substantiell Raum zu geben“, wie es nach Rechtsprechung des BVerwG gefordert ist, wird nicht ermittelt und kann ohne örtliche Zielvorgaben auch nicht ermittelt werden.

Für eine naturverträgliche Versorgung mit Strom aus 100 % erneuerbaren Energien ist auch die Beziehung zwischen dem allgemeinen Raumordnungsrecht und dem Fachplanungsrecht des Netzausbaus von Bedeutung. In dieser Diskussion ist die Bundesfachplanung für den Leitungsausbau einzubeziehen, die mit dem NABEG 2.0 (Bundestag 2019) weitere Verfahrenserleichterungen zur Beschleunigung des Netzausbaus erhalten hat (Anhang VII).

Die damit nicht gelöste Verbindung zwischen Ziel- und Umsetzungsebene ist im Hinblick auf die Ressourceneffizienz und Verteilungsgerechtigkeit problematisch (Klagge 2013). Klagge et al. plädieren für eine integrierte Planung, die ökologische, ökonomische, soziale und flächenbezogene Aspekte sowie verschiedene Entscheidungs- und Planungsebenen besser miteinander verknüpft, um Akzeptanzprobleme und Raumnutzungskonflikte zu vermeiden bzw. zu minimieren (Klagge u. Schmole 2018; Klagge 2013; Klagge u. Arbach 2013). Eine Überbrückung der derzeitigen Brüche in der Mehrebenen-Governance würde beinhalten, dass die Bundesebene nachhaltig erreichbare Minimalziele für Länder und/oder Regionen formuliert, z. B. indem ein Primärenergiebedarf für einen Zeitraum festgesetzt wird, der zu 100 % aus erneuerbaren Energien gedeckt werden sollte. Dieser Bedarf müsste von der lokalen Ebene nach einheitlichen bundesweit angewendeten Kriterien mensch- und naturverträglich produziert werden. Der Mehrebenen-Ansatz beinhaltet demnach (Abb. 75):

- die Regionalisierung der nachhaltig möglichen und notwendigen Erzeugungsmengen nach einheitlichen bundesweit angewendeten Kriterien. Dies stellt sicher, dass das Bundesziel in der Summe erreicht werden kann.
- lokale Belange wie z. B. Energiemix oder Allokation der Anlagen innerhalb der „Fahrri- ne“ der von der EE-Nutzung auszunehmenden Räume, werden auf der lokalen Ebene entschieden.

Jede politische Ebene von der Bundes- bis zur lokalen Ebene regelt gemäß dem Subsidiaritätsprinzip das, was die anderen Ebenen a) nicht bewältigen oder b) nicht verantworten können.



Abb. 75: Nutzung des Mehrebenen-Ansatzes zur planungsrechtlichen Regulierung der Energiewende in Kombination mit einer Energiefachplanung auf Bundesebene (Walter et al. 2018b; Klage 2013; Gailing 2018).

Die EU-Politik rahmt durch Regelungen in der Klima- und Energiepolitik sowie Liberalisierungs- und Binnenmarktpolitik die Energiepolitik ihrer Mitgliederstaaten (Gailing 2018). Das EEG, als zentrales Politikinstrument zur Gestaltung der Energiewende (ebd.), könnte so novelliert werden, dass Gemeinden finanziell belohnt werden, wenn sie mehr EE-Strom produzieren, als dass sie nach dem quantitativen Minimalziel auf Bundesebene (Ergebnis eines Downscaling von EE100-konkret) müssten. Ökonomische Teilhabeinstrumente von Bewohner\*innen an EE-Anlagen könnte zu einer Akzeptanzsteigerung beitragen (Hübner et al. 2019). Die EE100-konkret Modelle könnten nach einer Aufbereitung genutzt werden, um die Bevölkerung in einen Dialog über die Anlagenplatzierung zu bringen.

Zur Unterstützung der Umsetzung vom Mehrebenen-Ansatz schließen wir uns dem Plädoyer für den Aufbau einer Energiefachplanung auf Bundesebene an (Hermes 2014; Garmelmann 2018; Fromme 2016). Hierbei soll eine Festsetzung der quantitativen Erzeugungsziele für die Länder und Regionen implementiert werden. Die nötige infrastrukturelle Weiterentwicklung, Modernisierung und Ausbau der erneuerbaren Energien erfordern eine räumlich konkrete Planung, die möglichst in einer ebenen- und sektorübergreifenden Planung umgesetzt werden soll (Arnold u. Sonnberger 2017).

## 6.2 Technologieentwicklung und Ausbau von Windenergie und PV

Die Szenariovarianten berücksichtigen bereits zukünftige Technologieannahmen, indem beispielsweise ein Modulwirkungsgrad von 30 % (Variante 1 und 2) angenommen wird. In der Variante 3 wird hingegen ein Wirkungsgrad von 24 % angenommen, so dass der Ertrag von Dach-PV bei gleicher nutzbarer Fläche von 937 TWh auf 749 TWh sinkt. Dieses Projektergebnis verdeutlicht, dass der Einsatz von Zukunftstechnologien eine bedeutende Rol-

le bei einer Transformation des Energiesystems einnimmt. Eine effizientere Technik kann dazu beitragen, den Flächenbedarf zu reduzieren und/oder den Einsatz weniger naturverträglicher Technologien zu reduzieren. Ein Beispiel: Eine Steigerung des Photovoltaik-Wirkungsgrads kann dazu führen, dass auf ohnehin vorhandenen Dachflächen mehr Strom erzeugt wird und weniger Freiflächen installiert werden können. Andererseits könnten durch den höheren Energieüberschuss weniger effiziente, aber vielleicht umweltschonendere Speichertechnologien genutzt werden.

Die Recherche nach plausibel erscheinenden Zukunftstechnologien der TU Berlin fokussierte sich auf Windkraft- und Photovoltaiktechnologien (vgl. Kap. 5.1). Konkret wurden die folgenden Technologien in einem Workshop eingehender betrachtet: Vertikalachsen-Windturbinen, Höhen-Windtechnologie, Solarstraße, Agrophotovoltaik, PV-Dünnschichtmodule zur Gebäudeintegration. Diese neuartigen Optionen konnten jedoch nicht in den Modellierungen berücksichtigt werden und es bleibt abzuwarten, inwieweit derartige Technologien sich durchsetzen können.

Hier ist in naher Zukunft mit der Markteinführung einer Vielzahl neuer Stromgewinnungstechnologien zu rechnen. Daher scheint es geboten, dass sich der Naturschutz durch Begleituntersuchungen zu den möglichen Auswirkungen neuer Technologien auf Natur und Landschaft noch vor Markteinführung „Wirkungswissen“ verschafft und noch im Entwicklungsstadium Einfluss auf die Naturverträglichkeit der Technologien nimmt.

Auch die Ergebnisse aus den Simulationen der Transformationspfade zeigten, dass der mittelfristige, deutliche Zubau erneuerbarer Energien von elementarer Bedeutung für die Transformation des deutschen Energiesystems ist (vgl. Kap. 4.6). Eine wichtige Stütze hierfür ist die Onshore Windkraft. Regulierungen, insbes. Abstandsregelungen, müssen neu geprüft und die derzeit diskutierte pauschale 1.000 Meter-Abstandsregelung kritisch hinterfragt werden. Außerdem müssen den Anlagenbetreibern attraktive Perspektiven gegeben werden, für Anlagen deren Förderung gemäß EEG nach 20 Jahren ausläuft. Möglich wären z. B. ein Weiterbetrieb mit hohem Eigenverbrauchsanteil vor Ort oder vereinfachte Verfahren zum Repowering an vorhandenen Standorten.

In allen Szenariovarianten zeigten sich u. a. bei der Abbildung der Transformationspfade teils sehr hohe zukünftige Zubauraten für Onshore Windkraft und Photovoltaik ab 2030 bzw. 2035. Der notwendige Handlungsbedarf wird besonders deutlich bei der Betrachtung der aktuellen Zubauraten. Im Jahr 2019 lagen diese bei Wind Onshore lediglich bei ca. 0,6 GW, bei Wind Offshore bei ca. 1 GW und bei Photovoltaik bei ca. 3,4 GW (BMW 2020). Damit diese gesteigert werden können, sind eine Anpassung der derzeitigen Regulierungsmaßnahmen und eine signifikante Subventionierung mit Prüfung der derzeitigen Anreiz- und Förderprogramme notwendig. Der von der Bundesregierung festgelegte Ausbaukorridor ist dahingehend zwingend anzupassen. Die sehr hohen, zukünftig notwendigen Zubauraten ab 2030 bzw. 2035 minimieren zwar die Gesamtenergieversorgungskosten, jedoch müssten die Zubauraten sofort deutlich gesteigert werden, um einen realistischen Ausbaukorridor zu erhalten (weniger als 5 % höhere Gesamtenergieversorgungskosten).

### **6.3 Netzausbau, Speicherbedarf und Digitalisierung**

Bei einem komplett auf erneuerbaren Energien basierendem Energiesystem sollte die Nutzung von Flächen zur Stromerzeugung so ausgelegt werden, dass die potenzielle Stromerzeugung den Gesamtbedarf übersteigt und somit Optionen in der Auswahl und Dimensionierung von Speichern bleiben. Sowohl die Abregelung von Einspeisespitzen als auch Verluste bei Speicher- und Wandlungsprozessen sind nicht nur unter wirtschaftlichen Aspekten hinnehmbar, sondern auch nicht zu vermeiden. Die Modellergebnisse legen nahe, dass die

Überschussenergie mindestens 10 % über dem gesamten Bedarf an elektrischer Energie liegen sollte. Ein zusätzlicher einkalkulierter Puffer an überschüssiger Erzeugung ist darüber hinaus auch hinsichtlich der volatilen Erträge von erneuerbaren Energien notwendig.

Ein komplett auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem bedeutet zudem eine Belastung der elektrischen Energieversorgungsnetze in allen Spannungsebenen (vgl. Kap. 4.4). Auch müssen Blindleistungsflexibilitäten durch die der Höchstspannungsebene untergelagerten Spannungsebenen bereitgestellt werden. Die Zusammenarbeit von Netzbetreibern über verschiedene Spannungsebenen hinweg gewinnt somit zunehmend an Bedeutung und muss intensiviert werden. Damit verbunden sind hierarchische Netzregelkonzepte und ein passender Ausbau der Koordinationsstrukturen zu entwickeln und zu fördern. Zur Realisierung dieser Konzepte sind jedoch Messtechnik sowie Informations- und Kommunikationssysteme in die bestehenden Netzinfrastrukturen zu integrieren.

Für die Verstärkung des Höchstspannungsnetzes sind Steigerungen der Übertragungskapazitäten durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen oder, falls die Kapazität des vorliegenden Gestänges noch nicht ausgenutzt ist, eine Auflage neuer Stromkreise zu prüfen. Beim Bau neuer Trassen ist der Einfluss auf das Landschaftsbild und die Biodiversität zu minimieren, z. B. durch die Nutzung innovativer Mastformen. Weiter sollten bereits entwickelte Technologien einbezogen werden, um bestehende Kraftwerke in der Zukunft weiter effektiv nutzen zu können und eine unnötige zusätzliche Flächennutzung für Speicheranlagen innerhalb Deutschlands zu minimieren. Der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen und Gasspeichern in Norddeutschland für die Bereitstellung von Flexibilitäten im Bereich 100 MW und die bereits getätigten Bemühungen der Netzbetreiber in diese Richtung scheinen plausibel und zukunftssträftig.

Auch die Netzwiederaufbaukonzepte sind hinsichtlich einer komplett auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung zu überdenken. Das bisherige Vorgehen für die Wiederherstellung der Versorgung nach einer Großstörung und dem damit verbundenen großflächigen Versorgungsausfall basiert auf konventionellen Erzeugungsanlagen. Neben der Einbeziehung von Offshore-Windparks ist eine Evaluation der Nutzung dezentraler Erzeugung in untergelagerten Spannungsebenen und eine Anpassung der Konzepte an die neuen Rahmenbedingungen sinnvoll.

In Zusammenhang mit dem Handlungsbereich Zukunftstechnologien und Netzausbau sowie Speicherbedarf hat die Digitalisierung eine hohe Relevanz für die Transformation des Energiesystems (Fraunhofer-Gesellschaft 2020). Digitale Strukturen werden benötigt, um den steigenden Grad an Dezentralisierung und die Koordination volatiler Stromerzeugung zu ermöglichen (ebd.). Forschung und Entwicklung in diesem Feld sollte daher eine hohe Priorität haben.

#### **6.4 Wärmewende und Dekarbonisierung des Verkehrssektors**

Die Wärmewende wird zu einer signifikanten Elektrifizierung dieses Verbrauchssektors führen. Zentrales Bindeglied für die Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor stellen hierbei Wärmepumpen dar. Bei fortschreitender Kostendegression der Wärmepumpen ist zu erwarten, dass diese kurz- bis mittelfristig die dominierende Technologie im Wärmesektor darstellen werden. Mit einer kurz- und mittelfristigen Ausweitung der aktuellen KfW- und BAFA-Förderprogramme können starke Anreize für den Einsatz dieser Technologien im Gebäudebestand gesetzt werden, flankiert durch verbindliche Vorgaben in der Energieeinsparverordnung (EnEV) für die Installation von Wärmepumpen in Neubauten, deren Anteil 2018 bereits bei 41,2 % lag (Statistisches Bundesamt 2019b). Darüber hinaus ist eine Forcierung der energetischen Gebäudesanierung durch Ausweitung der aktuellen Förderin-

strumente notwendig, um die derzeitige Sanierungsquote von etwa 1 % p.a. (dena 2019) deutlich zu steigern, idealerweise auf über 2 % p.a. Maßnahmen können hier die Förderinstrumente der KfW oder steuerliche Förderungen umfassen. Flankierend würde eine Emissionsbesteuerung von mind. 50 €/t CO<sub>2</sub> <sub>aq.</sub> die vorzeitige Ersetzung fossiler Gebäudeheizungen weiter beschleunigen.

Die Energiewende bedingt auch zwingend eine Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Insofern ist es notwendig, nicht nur konventionelle Antriebe durch batterie- oder wasserstoffelektrische Antriebe zu ersetzen, sondern auch die Transformation systemintegriert voranzutreiben, um Synergien zu ermöglichen (Speichernutzung) und die Primärenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien sicherzustellen. Zur Zielerreichung sind mittelfristig erhebliche Investitionen in den Aufbau einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur notwendig (Strom, ggf. Wasserstoff). Des Weiteren sind bei elektrifizierten Kraftfahrzeugen, zumindest kurzfristig, umfangreiche Subventionen zu empfehlen, um das Kaufverhalten der Kunden von Neufahrzeugen zu lenken und ausreichende Stückzahlen in der Produktion von elektrifizierten Kraftfahrzeugen zu erreichen.

## **6.5 Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft**

Insbesondere wenn man von einer vollständigen energetischen Eigenversorgung Deutschlands ohne Energieimporte aus dem Ausland ausgeht, ist der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im GW- und TWh-Maßstab zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Photovoltaik ab 2030 unerlässlich. Über die Umwandlung von EE-Strom in Wasserstoff können schwer elektrifizierbare Prozesse mit Power-to-X-Verfahren dekarbonisiert werden. Die real stattfindende Einbindung des deutschen Energiesystems in den europäischen Strommarkt wird diesen Ausgleichsbedarf etwas reduzieren, so dass die optimierten Transformationspfade als maximale Größen zu verstehen sind. Parallel wird die Dekarbonisierung vieler Verbrauchssektoren nach aktuellem Stand nur durch eine angemessene Power-to-Gas-Infrastruktur möglich sein. Derzeit und mittelfristig ist allerdings der Betrieb von Elektrolyseuren und Kompressoren sowie großen Wasserstoffspeichern nicht wirtschaftlich darstellbar. Es fehlt an einem geeigneten Rechtsrahmen zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit. Diese könnte insbesondere durch Befreiungsregelungen bei Netzentgelten, EEG-Umlage, Stromsteuer und KWKG-Umlage erreicht werden. Diese Faktoren sind derzeit unklar oder lediglich bei Rückverstromung definiert (Netzentgelte). Weiterhin sind die Erlöspotenziale sehr beschränkt, da entweder die Wasserstoff-Gestehungskosten aus der Elektrolyse die aus der Erdgasreformation übersteigen oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie z. B. Regelenergie, nicht ausreichend vergütet werden. Der Transformationspfad zeigt bereits ab 2035 einen nennenswerten Zubau in der Wasserstoffinfrastruktur (vgl. Kap. 4.6). Die Standorte der Wasserstoffinfrastruktur müssen so gewählt werden, dass sie die Belange des Naturschutzes und der Menschen berücksichtigen. Die damit verbundenen Investitionen in Forschung und Entwicklung müssen bereits heute beginnen, einhergehend mit einer Anpassung des rechtlichen Rahmens und der Marktbedingungen sowie der Setzung finanzieller Anreize. Alternativ müssen große zentrale und kleinere dezentrale Wärmespeicher (Dörfer und Quartiere in Städten), die sehr kostengünstig sind und nur geringe Investitionen erfordern, sowie Möglichkeiten einer Wärmerückverstromung diskutiert werden.

## **6.6 Effizienz, Subventionierung und Suffizienz**

Die Maßnahme „Förderung von Effizienz- und Einsparmaßnahmen durch CO<sub>2</sub>-Bepreisung“ wurde von der Mehrzahl der Teilnehmenden der 3. projektbegleitenden Arbeitsgruppe, die an der Befragung vollständig teilgenommen haben, als eine prioritäre Maßnahme einge-

ordnet<sup>38</sup>. Sie ist ein Instrument der Tendenzsteuerung vor allem um Bedarfsannahmen zu implementieren (im Falle EE100: 80 % E-Mobilität, Umgebungswärme für Gebäudeheizungen, etc.). Aufgrund der starken Subventionierung konventioneller und atomarer Energieanlagen in der Vergangenheit kommt es immer noch zu einer Marktverzerrung zum Nachteil der erneuerbaren Energien, insbes. auch da kurz- bis langfristige Umweltschäden sowie mittel- bis langfristige Klimaschäden nicht ausreichend eingepreist werden. Aus diesem Grund müssen im Hinblick auf die klimapolitischen Ziele hin zu einer 100 % erneuerbaren Energieversorgung diese Vorteile für fossile und atomare Kraftwerke abgebaut und lokal schädliche Emissionen und Treibhausgase signifikant besteuert bzw. mit Gebühren belegt werden (mind. 50 €/t CO<sub>2</sub> äq., angemessen 150-250 €/t CO<sub>2</sub> äq., vgl. u. a. UBA 2019; Blum et al. 2019; Ahlrichs et al. 2020).

Zur Förderung der Suffizienz sollten geeignete rechtliche, ökonomische und strukturelle Rahmenbedingungen zur Ermöglichung umfassender energie- und ressourcensparender Lebensweisen und Wirtschaftsformen durch die Politik geschaffen werden (s. Kap. 5.2). Nur dann ist es möglich, dass klima- und naturverträgliches Verhalten zur Alltagsroutine von Menschen werden kann, das als Selbstverständlichkeit erfahren wird und keinen erheblichen zusätzlichen Aufwand verursacht, wie dies heute oft noch der Fall ist. Zugleich müssen entsprechende politische Entscheidungen durch die Bürger\*innen gefordert, unterstützt und mitgetragen werden.

## 6.7 Dezentrale Energiemärkte

Die zunehmend dezentrale Erzeugung durch den massiven Zubau von dezentralen Photovoltaikanlagen auf Dachflächen stellt die Orts- und Verteilnetze vor große Herausforderungen. Um die Situation zu entschärfen, sind dezentrale Energiemärkte geeignet, die für die dezentrale Stromerzeugung einen Markt schaffen. Fragestellungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, der Netzstabilität, der effizienten Laststeuerung (Demand Side Management), der Ausgestaltung geeigneter Marktmechanismen sowie rechtliche Aspekte müssen allerdings noch beantwortet werden.

## 6.8 Akzeptanz

Proteste gegen den Ausbau von Anlagen zur erneuerbare-Energie-Erzeugung sind i. d. R. lokal begrenzt, während die gesellschaftliche Zustimmung insgesamt sehr hoch ist (Schöpfer 2020; IASS o. J.). Eine deutschlandweite, repräsentative Umfrage von der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) aus dem Jahr 2019 zeigt, dass 89 % der Befragten den Ausbau der erneuerbaren Energien unterstützt (AEE 2019). Dennoch haben die lokalen Proteste, häufig mit Klagen der Gemeinden gegen regionale Raumordnungsprogramme oder von Einzelpersonen gegen Anlagen, eine starke Wirkung auf das Ausbaugeschehen. Die Gründe für eine negative Bewertung des Ausbaus sind vielschichtig und umfassen beispielsweise die Befürchtung von negativen Auswirkungen auf das Landschaftsbild, die Immobilienpreise oder Angst vor gesundheitlichen Beeinträchtigungen (Hildebrand u. Renn 2019). Akzeptanz ist „das positive, zeitlich relativ konstante Ergebnis eines an bestimmte Rahmenbedingungen (Akzeptanzkontext) geknüpften Bewertungsprozesses gegenüber eines Akzeptanzobjektes (z. B. EE-Anlage) durch ein Akzeptanzsubjekt (z. B. Person, Organisation) (= Bewertungsebene)“ (Hildebrand u. Renn 2019, S. 266). Die Zustimmung für EE-Anlagen steigt sowohl für WEA als auch für Solarparks, wenn die Befragten Vorerfahrungen

---

<sup>38</sup> „Unter einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung versteht man ein Instrument der Energiepolitik, welches darauf gerichtet ist, zur Reduktion von klimaschädlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen beizutragen, indem es die damit verbundenen Kosten für die Verursacher (Emittenten) erhöht“ (Paschutta 2020).

gen mit diesen Anlagen haben (ebd.). Bei der Bewertung von WEA kann es im zeitlichen Verlauf zu einer Veränderung kommen, die einer V- oder U-Form entspricht (Devine-Wright 2005; Wolsink 2007). Vor der Installation der Anlage wurde ein Ausbau positiv bewertet, die positive Bewertung verändert sich während der Planungsphase in eine Ablehnung und wird nach der Planungsphase erneut positiv. Akzeptanz ist demnach kein stabiler Zustand (Hildebrand u. Renn 2019). Vor diesem Hintergrund sollte das Repowering von bestehenden WEA auf bereits existierenden und etablierten Standorten betrachtet werden. Die Standorte sollten dabei die Kriterien des geringen RWS erfüllen (s. Kap. 3.1.1.2). In der Praxis gibt es bereits wissenschaftlich begleitete Ansätze wie mit lokalen Akzeptanzkratern in der Planungsphase umgegangen werden kann (Ermisch et al. 2018).

Um sich mit möglichen Konflikten befassen zu können und eine Anlaufstelle bieten zu können, hat beispielsweise der Kreis Steinfurt eine proaktive Servicestelle Windenergie eingerichtet (Hildebrand u. Renn 2019). Diese Institutionalisierung von Akzeptanzfragen erweist sich als erfolgsversprechend, um Konflikte zu verhindern (ebd.). Der Kreis Steinfurt hat hiermit eine strukturbezogene bzw. institutionelle Lösung zur Akzeptanzsteigerung gefunden. Darüber hinaus kann zwischen standort- oder technologiebezogenen sowie prozessbezogenen Lösungen zur Akzeptanzsteigerung unterschieden werden (ebd.).

Die GIS-Modelle zur Darstellung von Flächen mit einem geringen RWS gegenüber WEA sowie die technischen Lösungsansätze für Netze und Speicher bilden eine Wissensgrundlage, um standortbezogene Lösungen zur Akzeptanzsteigerung zu finden. Die Modelle berücksichtigen beispielsweise einzuhalten Abstände zwischen WEA und Siedlungen, die nach der TA-Lärm berechnet werden und damit vom Anlagentyp abhängen (Walter et al. 2018a; Walter et al. 2018b). Flächenpotenziale für die WEA-Nutzung werden also spezifisch für Anlagentypen ermittelt. Auf diese Weise können auch neue technologiebezogene Lösungen mit geringeren Umweltauswirkungen in die Modelle integriert werden und damit zur Akzeptanzsteigerung beitragen. Die Modelle könnten mit Anpassungen in partizipativen Planungsprozessen eingesetzt werden, beispielsweise in Dialogforen auf Gemeindeebene. Es zeigt, welche mensch- und naturverträglich nutzbaren Flächen und Energieerzeugungspotenziale in einer Region vorhanden sind. Gleichzeitig kann errechnet werden, welchen Prozentanteil an den Klimazielen die jeweilige Region oder Gemeinde in einem gegebenen Bedarfs- und Erzeugungsszenario auf Bundesebene unter Berücksichtigung der örtlichen Umweltrestriktionen mindestens leisten könnte. Für die Stakeholder auf der lokalen Ebene wird damit sehr deutlich, was der anschauliche Ausdruck der Nachhaltigkeitsziele „Think globally act locally“ konkret für sie bedeutet. Es könnte zudem transparent gezeigt werden, dass in ganz Deutschland mit derselben Elle gemessen wird, was die Möglichkeiten anbelangt, Klimaschutz vor Ort zu betreiben.

## **7      **Ausblick****

Christina von Haaren, Julia Thiele, Julia Wiehe

Für die Bundesebene können mit EE100-konkret verschiedene Szenarien mit variierten Bedarfsannahmen und Technologievarianten berechnet werden. EE100-konkret kann so zur Entscheidungsunterstützung über Zielsetzungen und Modalitäten der EE-Erzeugung eingesetzt werden sowie das Monitoring der Zielerreichung und das Erkennen von Nachsteuerungsbedarf unterstützen. Die Modelle können weiter ausgebaut werden, indem die ökonomische Analyse weiterentwickelt wird sowie Netze und Speicher raumkonkreter einbezogen werden. Zukünftig sollte zudem untersucht werden, inwiefern dieses Entscheidungsunterstützungswerkzeug tatsächlich auch zur lokalen Akzeptanzsteigerung in der Planungsphase führen könnte. Schließlich darf nicht vernachlässigt werden, dass EE100-konkret ein Instrument zur Projektion von Entscheidungsoptionen ist, das derzeit vor allem die mensch- und naturverträglich erzeugbare Energiemenge sowie Änderungen von Bedarfsannahmen abbilden kann. Sein Einsatz kann dafür sorgen, dass ökonomische Anreize für den Ausbau von EE von Seiten des Bundes effizient eingesetzt werden und vor Ort keine unerwünschten Nebenwirkungen erzeugen. Für eine gelingende Energiewende entscheidend sind darüber hinaus vor allem die oben beschriebenen institutionellen, rechtlichen, förderpolitischen und technologischen Anpassungen der Rahmenbedingungen.

## Literaturverzeichnis

50Hertz (o. J.): compactLine:

<https://www.50hertz.com/Unternehmen/Innovation/compactLine>. Aufgerufen am 7.3.2019.

AdV (2015): ATKIS-Objektartenkatalog Basis-DLM. Version 7.0.2. Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland.

AEE (2019): Wichtig für den Kampf gegen den Klimawandel: Bürger\*innen wollen mehr Erneuerbare Energien: <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/akzeptanzumfrage-2019>. Aufgerufen am 20.7.2020.

AEE (2020): Installierte Leistung. Glossar der Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE): <https://www.unendlich-viel-energie.de/glossar?letter=l>. Aufgerufen am 1.10.2020.

Agora Energiewende (2020): Auswirkungen der Corona-Krise auf die Klimabilanz Deutschlands. Eine Abschätzung der Emissionen 2020.: <https://www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/corona-krise-und-milder-winter-lassen-deutschland-klimaziel-fuer-2020-erreichen-1/>. Aufgerufen am 27.3.2020.

Ahlrichs, J.; Rockstuhl, S.; Tränkler, T. u. Wenninger, S. (2020): The impact of political instruments on building energy retrofits. A risk-integrated thermal Energy Hub approach. Energy Policy 147: 111851.

Arnold, A. u. Sonnberger, M. (2017): Politik für die Energiewende – Handlungsempfehlungen für die Innovationsimpulse intelligente Infrastrukturen und Bürgerwindanlagen. In: Fuchs, G. (Hrsg.): Lokale Impulse für Energieinnovationen. Bürgerwind, Contracting, Kraft-Wärme-Kopplung, Smart Grid. Springer Fachmedien Wiesbaden. Wiesbaden: 205–228.

Badelt, O.; Niepelt, R.; Wiehe, J.; Matthies, S.; Gewohn, T.; Stratmann, M.; Brendel, R. u. Haaren, C. v. (2020): Integration von Solarenergie in die niedersächsische Energielandschaft (INSIDE): [https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/publikationen/klimaschutz\\_und\\_energie/publikationen-klimaschutz-und-energie-8854.html](https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/publikationen/klimaschutz_und_energie/publikationen-klimaschutz-und-energie-8854.html). Aufgerufen am 11.12.2020.

Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz (o. J.): Volksbegehren „Artenvielfalt und Naturschönheit in Bayern“. Volksbegehren Plus.: [https://www.stmuv.bayern.de/themen/naturschutz/bayerns\\_naturvielfalt/volksbegehren\\_artenvielfalt/index.htm](https://www.stmuv.bayern.de/themen/naturschutz/bayerns_naturvielfalt/volksbegehren_artenvielfalt/index.htm). Aufgerufen am 2.6.2020.

BDEW (2019): Nettostromverbrauch nach Verbrauchergruppen: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/nettostromverbrauch-nach-verbrauchergruppen/>. Aufgerufen am 1.1.2020.

BDEW (2020): 4 von 5 Deutschen möchten... ..im Haushalt Energie sparen, um Umwelt und Klima zu schützen.: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zdw-4-von-5-deutschen-moechten/>. Aufgerufen am 1.10.2020.

BEE (2019): Das „BEE-Szenario 2030“. 65% Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE). Berlin.

Behr, O.; Brinkmann, R.; Hochradel, K.; Mages, J.; Korner-Nievergelt, F.; Reinhard, H.; Simon, R.; Stiller, F. u. Weber, N. (2018): Bestimmung des Kollisionsrisikos von Fledermäusen an Onshore-Windenergieanlagen in der Planungspraxis - Endbericht des Forschungsvorhabens gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Erlangen/Freiburg/Ettiswil.

- Benker, H. (2012): Mathematische Optimierung mit Computeralgebrasystemen. Einführung für Ingenieure, Naturwissenschaftler und Wirtschaftswissenschaftler unter Anwendung von MATHEMATICA, MAPLE, MATHCAD, MATLAB und EXCEL. Springer. Berlin.
- Bergner, J.; Siegel, B. u. Quaschnig, V. (2018): Das Berliner Solarpotenzial. Kurzstudie zur Verteilung des solaren Dachflächenpotenzials im Berliner Gebäudebestand.
- Bergsten, A.; Galafassi, D. u. Bodin, Ö. (2014): The problem of spatial fit in social-ecological systems. Detecting mismatches between ecological connectivity and land management in an urban region. *Ecology and Society* 19 (4).
- Berlin Partner für Wirtschaft und Technologie GmbH (2019): Berlin 3D - Downloadportal. Berlin Partner für Wirtschaft und Technologie GmbH: <https://www.businesslocationcenter.de/downloadportal/>. Aufgerufen am 12.11.20219.
- Berners-Lee, M. (2010): How bad are bananas? The carbon footprint of everything. Profile Books. London.
- Bilharz, M. (2019): Klimaneutral leben - Persönliche CO2-Bilanz im Blick. UBA-Experte Dr. Michael Bilharz über die Möglichkeiten und Big Points beim CO2-Sparen. Interview: <https://www.umweltbundesamt.de/klimaneutral-leben-persoenliche-co2-bilanz-im-blick>. Aufgerufen am 31.3.2020.
- BImSchG: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz). Neugefasst durch Bek. v. 17.5.2013 I 1274; zuletzt geändert durch Art. 3 G v. 18.7.2017 I 2771.
- Black & Veatch Corporation (2012): Cost and performance data for power generation technologies.
- Blaufuss, C. u. Hofmann, L. /Hrsg. (2019): 2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). IEEE.
- Blum, J.; Britto Schiller, R. de; Löschel, A.; Pfeifer, J.; Pittel, K.; Potrafke, N. u. Schmitt, A. (2019): Zur Bepreisung von CO2-Emissionen. Ergebnisse aus dem Ökonomenpanel. ifo Schnelldienst 72 (16): 60–65.
- BMU (2016a): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.
- BMU (2016b): Nationales Programm für nachhaltigen Konsum. Gesellschaftlicher Wandel durch einen nachhaltigen Lebensstil. 2. aktualisierte Auflage.: [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Pool/Broschueren/nachhaltiger\\_konsum\\_broschuere\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/nachhaltiger_konsum_broschuere_bf.pdf). Aufgerufen am 12.7.2018.
- BMU (2019a): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050: [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzprogramm\\_2030\\_umsetzung\\_klimaschutzplan.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzprogramm_2030_umsetzung_klimaschutzplan.pdf). Aufgerufen am 12.5.2020.
- BMU (2019b): Umweltbewusstsein 2018. Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage.: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/ubs2018\\_-\\_m\\_3.3\\_basisdatenbroschuere\\_barrierefrei-02\\_cps\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/ubs2018_-_m_3.3_basisdatenbroschuere_barrierefrei-02_cps_bf.pdf). Aufgerufen am 15.7.2019.
- BMU (2020a): Bericht zur Lage der Natur 2020. Ergebnisse von EU-Vogelschutz- und FFH-Bericht.
- BMU (2020b): Bundesprogramm Biologische Vielfalt.: <https://www.bmu.de/themen/natur-biologische-vielfalt-arten/naturschutz-biologische-vielfalt/foerderprogramme/bundesprogramm-biologische-vielfalt/>. Aufgerufen am 9.6.2020.

- BMUB (2014): Naturbewusstsein 2013. Bevölkerungsumfrage zu Natur und biologischer Vielfalt.:  
[https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/gesellschaft/Dokumente/Naturbewusstsein\\_2013.pdf](https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/gesellschaft/Dokumente/Naturbewusstsein_2013.pdf).  
Aufgerufen am 12.5.2020.
- BMWi (o. J.): Abkommen von Paris. Klimaschutz.:  
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-abkommen-von-paris.html>. Aufgerufen am 5.3.2020.
- BMWi (2014): Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE):  
<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz-nape,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Aufgerufen am 13.10.2016.
- BMWi (2016a): Die Energie der Zukunft. Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende; Berichtsjahr 2015. Berlin.
- BMWi (2016b): Forschungsjahrbuch Energie 2015. Forschungsberichte im Überblick.
- BMWi (2016c): Grünbuch Energieeffizienz. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.:  
[https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gruenbuch-energieeffizienz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=26](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gruenbuch-energieeffizienz.pdf?__blob=publicationFile&v=26). Aufgerufen am 31.8.2018.
- BMWi (2016d): Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit. Endbericht.
- BMWi (2017a): Bundesbericht Energieforschung 2017. Forschungsförderung für die Energiewende.
- BMWi /Hrsg. (2017b): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameterstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2018a): Bundesbericht Energieforschung 2018. Forschungsförderung für die Energiewende.
- BMWi (2018b): Innovation durch Forschung. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz: Projekte und Ergebnisse der Forschungsförderung 2017.
- BMWi (2019a): Energieeffizienzstrategie 2050.:  
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-2050.html>. Aufgerufen am 11.3.2020.
- BMWi (2019b): Vulkangestein speichert Windstrom: <https://www.bmwi-energieende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/07/Meldung/News1.html>. Aufgerufen am 6.7.2020.
- BMWi (2020): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin.
- Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit (o. J.): Exnovation. Glossar.:  
<https://www.borderstep.de/glossar-eintrag/exnovation/>. Aufgerufen am 20.4.2020.
- BPB (o. J.): Die soziale Situation in Deutschland. Zahlen und Fakten.:  
<https://www.bpb.de/nachschlagen/zahlen-und-fakten/soziale-situation-in-deutschland/>. Aufgerufen am 9.6.2020.
- Breitkopf, A. (2019): Kohlendioxid - Pro-Kopf-Emissionen weltweit bis 2018:  
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/159811/umfrage/co2-emissionen-weltweit-pro-kopf-seit-1990/>. Aufgerufen am 16.6.2020.

- Brendel, R. u. Niepelt, R. (2016): Kurzgutachten Photovoltaik zum Workshops I – Schwerpunkt Technologieentwicklung bis 2050 für das Projekt „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100% erneuerbaren Energien 2050“.
- Brinkmann, R.; Behr, O.; Niermann, I. u. Reich, M. (2011): Entwicklung von Methoden zur Untersuchung und Reduktion des Kollisionsrisikos von Fledermäusen an Onshore-Windenergieanlagen. Umwelt und Raum (Band 4).
- BSH (2020): Vorentwurf Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee: [https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/\\_Anlagen/Downloads/Vorentwurf\\_FEP\\_2020.pdf?blob=publicationFile&v=4](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/Vorentwurf_FEP_2020.pdf?blob=publicationFile&v=4). Aufgerufen am 1.10.2020.
- Bulling, L.; Sudhaus, D.; Schnittker, D.; Schuster, E.; Biehl, J. u. Tucci, F. (2015): Vermeidungsmaßnahmen bei der Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen. Bundesweiter Katalog von Maßnahmen zur Verhinderung des Eintritts von artenschutzrechtlichen Verbotstatbeständen nach §44 BNatSchG. Studie: [https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind\\_Studie\\_Vermeidungsmassnahmen\\_10-2015.pdf](https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Studie_Vermeidungsmassnahmen_10-2015.pdf). Aufgerufen am 11.1.2019.
- BUND (2017): Perspektive 2030: Suffizienz in der Praxis. Wie Kommunal- und Bundespolitik eine nachhaltige Entwicklung in den Bereichen Mobilität, Materialverbrauch, Energie, Landwirtschaft und Ernährung gestalten können. Ein Impulspapier. Berlin: <https://www.bund.net/service/publikationen/detail/publication/perspektive-2030-suffizienz-in-der-praxis/>. Aufgerufen am 4.12.2019.
- BUND (2020): Investitionen in eine zukunftsfähige Wirtschaft.: <https://www.bund.net/service/publikationen/detail/publication/investitionen-in-eine-zukunftsaehige-wirtschaft/>. Aufgerufen am 10.4.2020.
- BUND u. BUND Jugend (2017): Ein gutes Leben für alle! Eine Einführung in Suffizienz.: [https://www.bund-bawue.de/fileadmin/bawue/Dokumente/Themen/Nachhaltigkeit/Suffizienz\\_Gutes\\_Leben\\_fuer\\_Alle.pdf](https://www.bund-bawue.de/fileadmin/bawue/Dokumente/Themen/Nachhaltigkeit/Suffizienz_Gutes_Leben_fuer_Alle.pdf). Aufgerufen am 26.7.2018.
- Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2015): Hausumringe HU.
- Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2018a): Digitale Geländemodelle: <https://www.bkg.bund.de/DE/Produkte-und-Services/Shop-und-Downloads/Digitale-Geodaten/Gelaendemodelle/gelaendemodelle.html>. Aufgerufen am 11.1.2019.
- Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2018b): Digitale Landschaftsmodelle von Deutschland: [https://www.bkg.bund.de/DE/Produkte-und-Services/Shop-und-Downloads/Digitale-Geodaten/Landschaftsmodelle/Deutschland/deutschland\\_cont.html](https://www.bkg.bund.de/DE/Produkte-und-Services/Shop-und-Downloads/Digitale-Geodaten/Landschaftsmodelle/Deutschland/deutschland_cont.html). Aufgerufen am 11.1.2019.
- Bundesfernstraßengesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 28. Juni 2007 (BGBl. I S. 1206), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. November 2018 (BGBl. I S. 2237) geändert worden ist.
- Bundesnetzagentur (2016): Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019. Berlin.
- Bundesnetzagentur (2017): Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030.
- Bundesnetzagentur (2019a): Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030.
- Bundesnetzagentur (2019b): EEG in Zahlen 2018.
- Bundesnetzagentur (2019c): Leitungsvorhaben. Netzausbau.de. Quellennachweis: © GeoBasis-DE/BKG 2020. Bundesnetzagentur.

- Bundesnetzagentur (2019d): Monitoringbericht 2019.
- Bundestag (2019): Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus. Vom 13. Mai 2019. Bundesgesetzblatt 2019 (Teil I Nr. 19): 709–730.
- Bündnis 90/Die Grünen Bundestagsfraktion (2020): Kommunale Klima- und Nachhaltigkeitsstrategie. Fraktionsbeschluss.
- Busch, M.; Trautmann, S. u. Gerlach, B. (2017): Overlap between breeding season distribution and wind farm risks: a spatial approach. *Vogelwelt* 137: 169–180.
- BVerwG: Beschluss vom 18.01.2011 - 7 B 19.10.
- BWE (2019): Rückbau und Recycling von Windenergieanlagen. Hintergrundpapier des Bundesverband WindEnergie e.V. Hintergrundpapier. Berlin.
- Cambridge Economic Policy Associated Ltd u. Parsons Brinckerhoff (2011): Updates of the Feed-in Model. Documentation of changes for solar PV consultation.
- COM 380 final (2020): EU-Biodiversitätsstrategie für 2030. Mehr Raum für die Natur in unserem Leben: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a3c806a6-9ab3-11ea-9d2d-01aa75ed71a1.0002.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a3c806a6-9ab3-11ea-9d2d-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF). Aufgerufen am 3.11.2020.
- COM640 final (2019): Der europäische Grüne Deal: [https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication\\_de.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_de.pdf). Aufgerufen am 16.3.2020.
- DDA (2014): Atlas Deutscher Brutvogelarten. Dachverband Deutscher Avifaunisten (DDA) e.V.
- Demuth, B. u. Heiland, S. (2016): Naturverträgliche Energiewende – zwischen allen Stühlen? In: Demuth, B.; Heiland, S.; Luick, R.; Vedel, D.; Ammermann, K. u. Wiersbinski, N. (Hrsg.): Die Energiewende im Spannungsfeld energiepolitischer Ziele, gesellschaftlicher Akzeptanz und naturschutzfachlicher Anforderungen. Ergebnisse des gleichnamigen F+E-Vorhabens (FKZ 3515801800) des Bundesamtes für Naturschutz. Bundesamt für Naturschutz. Bonn-Bad Godesberg.
- dena (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin.
- dena (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena) Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH). Berlin.
- dena (2019): dena-Gebäudereport: Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand.
- Deutscher Bundestag (2013): Schlussbericht der Enquete-Kommission „Wachstum, Wohlstand, Lebensqualität – Wege zu nachhaltigem Wirtschaften und gesellschaftlichem Fortschritt in der Sozialen Marktwirtschaft“. Drucksache17/1330. Eingesetzt durch Beschluss des Deutschen Bundestages vom 1. Dezember 2010 (Bundestagsdrucksache 17/3853): <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/133/1713300.pdf>. Aufgerufen am 3.4.2020.
- Devine-Wright, P. (2005): Beyond NIMBYism. Towards an integrated framework for understanding public perceptions of wind energy. *Wind Energy* 8 (2): 125–139.
- DIE LINKE (2020): Solidarisch aus der Krise: Menschen vor Profite! Beschluss des Parteivorstandes vom 28. März 2020, ergänzt durch die Beschlüsse 2020/53 A und 2020/53 B vom 4. April 2020. Berlin.
- Diffenbaugh, N. S. u. Burke, M. (2019): Global warming has increased global economic inequality. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America.*: 9808–9813.

- Dinerstein, E.; Vynne, C.; Sala, E.; Joshi, A. R.; Fernando, S.; Lovejoy, T. E.; Mayorga, J.; Olson, D.; Asner, G. P.; Baillie, J. E. M.; Burgess, N. D.; Burkart, K.; Noss, R. F.; Zhang, Y. P.; Baccini, A.; Birch, T.; Hahn, N.; Joppa, L. N. u. Wikramanayake, E. (2019): A Global Deal For Nature. Guiding principles, milestones, and targets. *Science advances* 5 (4): eaaw2869.
- DUH (2020): Mit klimafreundlichen Investitionen raus aus der Wirtschaftskrise.: [https://www.duh.de/fileadmin/user\\_upload/download/Projektinformation/Erneuerbare\\_Energien/200407\\_DUH\\_Eckpunkte\\_klimafreundliche\\_Investitionen.pdf](https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Erneuerbare_Energien/200407_DUH_Eckpunkte_klimafreundliche_Investitionen.pdf). Aufgerufen am 16.4.2020.
- Eichhorn, M.; Thylmann, M.; Peters, W.; Kinast, P.; Thrän, D.; Bauschmann, M.; Seitz, S. u. Ponitka, J. (2018): Spatial Distribution of Overhead Power Lines and Underground Cables in Germany in 2016. *Data* 3 (3): 34.
- EID (2019): Untertage Gasspeicherung in Deutschland. *Erdöl Erdgas Kohle* 135: 415–420.
- Elektro- und Elektronikgerätegesetz vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1739), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 28. April 2020 (BGBl. I S. 960) geändert worden ist. ElektroG.
- Elsner, P.; Fishedick, M. u. Sauer, D. U. /Hrsg. (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. *Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge*. acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V. München.
- Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 249 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.
- Ermisch, M.; Hildebrandt, I.; Kaiser, M.; Packroff, J.; Wedell, P. u. Zipf, C. (2018): Ein Grundlagenpapier des BWE zu den Themen Wertschöpfung, Bürgerbeteiligung und Akzeptanz: <https://publikationen.windindustrie-in-deutschland.de/gemeinsam-gewinnen-windenergie-vor-ort/60797084>. Aufgerufen am 23.12.2020.
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.
- European Commission (2014): ETRI 2014. Energy technology reference indicator projections for 2010-2050.
- EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/endbericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsaehigen-strommarktdesign.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/endbericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsaehigen-strommarktdesign.pdf?__blob=publicationFile&v=7). Aufgerufen am 14.9.2020.
- FA Wind (2019): Überblick zu den Abstandsempfehlungen zur Ausweisung von Windenergiegebieten in den Bundesländern: [https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/PlanungGenehmigung/FA\\_Wind\\_Abstandsempfehlungen\\_Laender.pdf](https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/PlanungGenehmigung/FA_Wind_Abstandsempfehlungen_Laender.pdf). Aufgerufen am 2.4.2019.
- FA Wind (2020): Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2019. Auswertung windenergiespezifischer Daten im Marktstammdatenregister für den Zeitraum Januar bis Dezember 2019: [https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA\\_Wind\\_Zubauanalyse\\_Wind-an-Land\\_Gesamtjahr\\_2019.pdf](https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2019.pdf). Aufgerufen am 10.11.2020.
- FAO; IFAD; UNICEF; WFP u. WHO (2019): The State of Food Security and Nutrition in the World 2019. Safeguarding against economic slowdowns and downturns. Rome: <http://www.fao.org/3/ca5162en/ca5162en.pdf>. Aufgerufen am 15.6.2020.

- Fischer, C. u. Grießhammer, R. (2013): Mehr als nur weniger. Suffizienz: Begriff, Begründung und Potenziale. Öko-Institut Working Paper (2/2013).
- Forkert, G. (o. J.): 3D Stadtmodellierung: <https://docplayer.org/8628277-3d-stadtmodellierung.html>. Aufgerufen am 14.1.2019.
- Förster, H.; Siemons, A.; Zell-Ziegler, C. u. Emele, L. (2018): Klimaverträglich leben im Jahr 2050. Bilder und Ideen für eine nachhaltige Zukunft.: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Klimavertraeglich-leben-im-Jahr-2050.pdf>. Aufgerufen am 1.8.2018.
- Fraunhofer ISE (2020): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 23.02.2020. Freiburg.
- Fraunhofer-Gesellschaft (2020): Die deutsche Energiewende. 13 Thesen: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-CINES-13-Thesen-Wie-die-Energiewende-gelingen-kann.pdf>. Aufgerufen am 3.7.2020.
- Fromme, J. (2016): Energiesystemtransformation – räumliche Politik und Stromnetzplanung. Raumforschung und Raumordnung 74 (3): 229–242.
- Gailing, L. (2015): Energiewende als Mehrebenen- Governance. Nachrichten der ARL (2/2015).
- Gailing, L. (2018): Die räumliche Governance der Energiewende. Eine Systematisierung der relevanten Governance-Formen. In: Bausteine der Energiewende. Springer VS. Wiesbaden: 75–90.
- Garske, S.; Sarstedt, M. u. Hofmann, L. (2018): Bewertungsmethodik für die Anforderungen der Übertragungsnetzebene an die Blindleistungsbereitstellung der Verteilnetzebene. 15. Symposium Energieinnovation.
- Germanwatch (2019a): Deutsche Zusammenfassung des Klima-Risiko-Index (KRI) 2019: [https://germanwatch.org/sites/germanwatch.org/files/Globaler%20Klima-Risiko-Index%202019%20-%20Zusammenfassung\\_0.pdf](https://germanwatch.org/sites/germanwatch.org/files/Globaler%20Klima-Risiko-Index%202019%20-%20Zusammenfassung_0.pdf). Aufgerufen am 12.3.2020.
- Germanwatch (2019b): Erdüberlastungstag: <https://www.germanwatch.org/de/overshoot>. Aufgerufen am 7.7.2020.
- Germanwatch (2020): Globaler Klima-Risiko-Index 2020. Zusammenfassung.: [https://germanwatch.org/sites/germanwatch.org/files/20-2-01%20KRI%202020%20-%20Kurzzusammenfassung\\_7.pdf](https://germanwatch.org/sites/germanwatch.org/files/20-2-01%20KRI%202020%20-%20Kurzzusammenfassung_7.pdf). Aufgerufen am 12.3.2020.
- Germelmann, C. F. (2018): Rechtliche Rahmenbedingungen der Umsetzung naturschutzkonformer Erzeugung von 100% erneuerbarer Energien bis 2050, insbesondere durch die Raumordnung und das EEG 2016. In: Walter, A.; Wiehe, J.; Schlömer, G. u. et al. (Hrsg.): Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050 (EE100). Anhang zum BfN-Skript 501.
- Global Footprint Network (2019): Ecological Footprint Explorer: <https://data.footprintnetwork.org/#/>. Aufgerufen am 7.7.2020.
- Green Recovery Alliance (2020): Reboot and reboost our economies for a sustainable future. Call for mobilisation.
- Greve, M. (2017): Vertikale Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz. Sierke Verlag. Göttingen, Niedersachs.
- Haaren, C. v. (2018): Umwelträume und Entscheidungsräume: Wie können“problems of spatial fit“in der Landschaftsplanung gelöst werden? In: Bruns, D.; Hennecke, S.; Kegler, H.; Klaczynski, K. u. Münderlein, D. (Hrsg.): Diedrich Bruns wird gelehrt haben. Eine Festschrift. Kassel University Press. Kassel.

- Hallmann, C. A.; Sorg, M.; Jongejans, E.; Siepel, H.; Hofland, N.; Schwan, H.; Stenmans, W.; Müller, A.; Sumser, H.; Hörren, T.; Goulson, D.; Kroon, H. de u. Lamb, E. G. (2017): More than 75 percent decline over 27 years in total flying insect biomass in protected areas. PLOS ONE 12 (10).
- Hand, M. M. (2018): IEA Wind TCP Task 26. Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, Sweden, the European Union, and the United States: 2008–2016. National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO (US).
- Hartmann, E. (2016): Wie viele Sklaven halten Sie? Über Globalisierung und Moral. Campus Verlag. Frankfurt, New York.
- Hasselbring, D. (2014): Erweiterung und Validierung eines bestehenden Lastmodells zur Analyse des europäischen Übertragungsnetzes. Hannover.
- Hau, E. (2014): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Springer Vieweg. Berlin. 969 S.
- Heiland, S. u. Gyimothy, A. (2019): Einleitung Energie- und Klimaschutzkonzepte. Naturschutz von Beginn an berücksichtigen. Heft 1. In: Heiland, S. (Hrsg.): Klima- und Naturschutz: Hand in Hand. Ein Handbuch für Kommunen, Regionen, Klimaschutzbeauftragte, Energie-, Stadt- und Landschaftsplanungsbüros.
- Helgoländer Papier (2015): Abstandsempfehlungen für Windenergieanlagen zu bedeutsamen Vogellebensräumen sowie Brutplätzen ausgewählter Vogelarten. In Überarbeitung vom 15. April 2015. Länderarbeitsgemeinschaften der Vogelschutzwarten. Vogelschutzwarte Neschwitz.
- Hermes, G. (2014): Planungsrechtliche Sicherung einer Energiefachplanung - ein Reformvorschlag. In: Faßbender, K. u. Köck, W. (Hrsg.): Versorgungssicherheit in der Energiewende - Anforderungen des Energie-, Umwelt- und Planungsrechts. Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG: 71–92.
- Hermes, J. (in Vorb.): KOeSL-Ergebnisse-Geodaten\_V1 (aktualisiert). Forschungsdaten-Repository LUH.
- Hermes, J.; Albert, C. u. Haaren, C. von (2018): Assessing the aesthetic quality of landscapes in Germany. Ecosystem Services 31: 296–307.
- Hermes, J.; Albert, C.; Schmücker, D.; Bredemeier, B.; Barkmann, J. u. Haaren, C. von (in Vorb.): Die Qualität der Landschaft für Feierabend- und Wochenenderholung in Deutschland: Potenzial, Dargebot, Präferenzen, Nutzung. Ergebnisse des F+E-Vorhabens „Erfassung und Bewertung kultureller Ökosystemleistungen in Deutschland. BfN-Skript.
- Hildebrand, J. u. Renn, O. (2019): Akzeptanz in der Energiewende. In: Radtke, J. u. Canzler, W. (Hrsg.): Energiewende. Springer Fachmedien Wiesbaden. Wiesbaden: 261–282.
- HMUELV/HMWV (2012): Leitfaden Berücksichtigung der Naturschutzbelange bei der Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen (WKA) in Hessen.
- Hofmann, L. (2019): Elektrische Energieversorgung. De Gruyter Oldenbourg. München, Wien.
- Hofreiter, A. (2020): Anton Hofreiter zur Gemeinschaftsdiagnose der Wirtschaftsforschungsinstitute.: <https://www.gruene-bundestag.de/presse/pressestatements/default-f3af550169>. Aufgerufen am 24.4.2020.
- Hübner, G.; Pohl, J.; Warode, J.; Gotchev, B.; Nanz, P., Ohlhorst, D.; Krug, M.; Salecki, S. u. Peters, W. (2019): Naturverträgliche Energiewende. Akzeptanz und Erfahrungen vor Ort: [https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/gesellschaft/Dokumente/BfN-Broschuere\\_Akzeptanz\\_bf.pdf](https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/gesellschaft/Dokumente/BfN-Broschuere_Akzeptanz_bf.pdf). Aufgerufen am 6.10.2020.

- Humphreys, A. M.; Govaerts, R.; Ficinski, S. Z.; Nic Lughadha, E. u. Vorontsova, M. S. (2019): Global dataset shows geography and life form predict modern plant extinction and rediscovery. *Nature ecology & evolution* 3 (7): 1043–1047.
- IASS (o. J.): Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende: <https://www.iass-potsdam.de/de/barometer/data-explorer/>. Aufgerufen am 29.4.2020.
- IEA (2002): Potential for Building Integrated Photovoltaics. Report IES - PVPS T-4. Paris.
- IEA (2010): Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy. Paris.
- IEA (2012): Energy Technology perspective 2012: pathways to a Clean Energy System. Paris.
- IEA (2014): Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy. Paris.
- IG Metall u. BUND (2020): Soziale Schieflage verhindern, Wirtschaft #Fairwandeln. Mit einem sozial-ökologischen Umbau aus der Krise. IG-Metall Pressemitteilung Nr. 12/2020: <https://www.igmetall.de/presse/pressemitteilun-gen/ig-metall-und-bund-gegen-soziale-schieflage>. Aufgerufen am 16.4.2020.
- IPBES (2019a): Media Release: Nature’s Dangerous Decline ‘Unprecedented’. Species Extinction Rates ‘Accelerating’: <https://ipbes.net/news/Media-Release-Global-Assessment>. Aufgerufen am 28.4.2020.
- IPBES (2019b): Summary for policymakers of the global assessment report on biodiversity and ecosystem services of the Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services. Bonn.
- IPCC (2007): Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger. Klimaänderung 2007: Auswirkungen, Anpassung, Verwundbarkeiten. Beitrag der Arbeitsgruppe II zum Vierten Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderung (IPCC).
- IPCC (2013/2014): Klimaänderung 2013/2014: Zusammenfassungen für politische Entscheidungsträger. Beitrag der Arbeitsgruppe I zum Fünften Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC). Bonn/Wien/Bern.
- IPCC (2018): Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty.
- IPCC (2020): IPCC-Sonderbericht über Klimawandel und Landsysteme (SRCCL). Hauptaussagen des IPCC-Sonderberichts über Klimawandel, Desertifikation, Landdegradierung, nachhaltiges Land-management, Ernährungssicherheit und Treibhausgasflüsse in terrestrischen Ökosystemen.
- IRENA (2019): Global Energy Transformation: A roadmap to 2050. Abu Dhabi.
- Jegers, A. (2019): 11,6 Tonnen CO2 pro Bundesbürger - wie können wir nachhaltiger leben?: <https://www.boerse-online.de/nachrichten/aktien/11-6-tonnen-co2-pro-bundesbuerger-wie-koennen-wir-nachhaltiger-leben-1028669514>. Aufgerufen am 4.12.2019.
- Juhrich, K. (2016): CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Umweltbundesamt 27/2016: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren\\_fur\\_fossile\\_brennstoffe\\_korrektur.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf). Aufgerufen am 10.8.2020.
- Kaltschmitt, M. u. Wiese, A. (1993): Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Potentiale und Kosten. Springer Berlin Heidelberg. Berlin, Heidelberg.

- Kelm, T.; Metzger, J.; Fuchs, A.-L.; Schicketanz, S.; Günnewig, D. u. Thylmann, M. (2019): Untersuchung zur Wirkung veränderter Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenanlagen. Kurzstudie im Auftrag der innogy SE: [https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user\\_upload/PDFs/Aktuelles/2019/politischer-dialog-pv-freiflaechenanlagen-studie-333788.pdf](https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Aktuelles/2019/politischer-dialog-pv-freiflaechenanlagen-studie-333788.pdf). Aufgerufen am 15.9.2020.
- Klagge, B. (2013): Governance-Prozesse für erneuerbare Energien Akteure, Koordinations- und Steuerungsstrukturen. In: Klagge, B. u. Arbach, C. (Hrsg.): Governance-Prozesse für erneuerbare Energien. ARL Akad. für Raumforschung und Landesplanung. Hannover.
- Klagge, B. u. Arbach, C. /Hrsg. (2013): Governance-Prozesse für erneuerbare Energien. ARL Akad. für Raumforschung und Landesplanung. Hannover.
- Klagge, B. u. Schmole, H. (2018): Energiegenossenschaften. Eine wirtschaftsgeographische Perspektive. In: Holstenkamp, L. u. Radtke, J. (Hrsg.): Handbuch Energiewende und Partizipation. Springer Fachmedien Wiesbaden. Wiesbaden: 303–315.
- Klaus, T.; Vollmer, C.; Werner, K.; Lehmann, H. u. Müschen, K. (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel\\_2050.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf). Aufgerufen am 15.9.2020.
- Kleinhüchelkotten, S.; Neitzke; H.-Peter u. Moser, S. (2016): Repräsentative Erhebung von Pro-Kopf-Verbräuchen natürlicher Ressourcen in Deutschland (nach Bevölkerungsgruppen). Umweltbundesamt TEXTE 39/2016: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte\\_39\\_2016\\_repraesentative\\_erhebung\\_von\\_pro-kopf-verbraeuchen\\_naturlicher\\_ressourcen.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_39_2016_repraesentative_erhebung_von_pro-kopf-verbraeuchen_naturlicher_ressourcen.pdf). Aufgerufen am 13.6.2019.
- Kochems, J. (2016): Blindleistungserbringung im zukünftigen bundesdeutschen Stromsystem: Technische Alternativen und energiewirtschaftliche Umsetzungsmöglichkeiten. Graz.
- Kopp, T.; Brand, U.; Muraca, B. u. Wissen, M. (2017): Auf Kosten anderer? Wie die imperiale Lebensweise ein gutes Leben für alle verhindert. oekom. München.
- Köppel, J.; Biehl, J.; Hebrank, M.; Weber, J.; Santuliana, C. u. Schuhmacher, F. (2018): Handlungsfeld Windenergie. Schlussbericht: <https://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-33315.pdf>. Aufgerufen am 11.1.2019.
- Korneck, D.; Schnittler, M.; Klingenstein, F.; Ludwig, G.; Takla, M.; Bohn, U. u. May, R. (1998): Warum verarmt unsere Flora? Auswertung der Roten Liste der Farn- und Blütenpflanzen Deutschlands. Schriftenreihe für Vegetationskunde: 299–444.
- Kost, C.; Shammugam, S.; Jülch, V.; Nguyen; H.-T. u. Schlegl, T. (2018): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie. Freiburg: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf). Aufgerufen am 15.9.2020.
- Krakowski, V.; Assoumou, A.; Mazauric, V. u. Maizi, N. (2016): Feasible path toward 40-100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis. Applied Energy (171): 501–522.
- Laenderdaten.info (o. J.): Durchschnittliches Einkommen weltweit: <https://www.laenderdaten.info/durchschnittseinkommen.php>. Aufgerufen am 7.7.2020.

- Landeshauptstadt Hannover (2019): Digitales 3D-Stadtmodell: <https://www.hannover.de/Leben-in-der-Region-Hannover/Verwaltungen-Kommunen/Die-Verwaltung-der-Landeshauptstadt-Hannover/Dezernate-und-Fachbereiche-der-LHH/Baudezernat/Fachbereich-Planen-und-Stadtentwicklung/Geoinformation/Open-GeoData/3D-Stadtmodell-und-Gel%C3%A4ndemodell/Digitales-3D-Stadtmodell>. Aufgerufen am 29.4.2020.
- Lange, S. u. Santarius, T. (2018): Smarte grüne Welt? Digitalisierung zwischen Überwachung, Konsum und Nachhaltigkeit. Oekom Verlag. München.
- Lechtenböhrer, S.; Palzer, A.; Pregger, T.; Gils, H. C.; Sterchele, P.; Kost, C.; Brucker, L.; Janßen, T.; Krüger, C.; Schüwer, D.; Luhmann, H.-J. u. Buddeke, M. (2018): RegMex - Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung. Schlussbericht. Wuppertal: [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7096/file/7096\\_RegMex.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7096/file/7096_RegMex.pdf). Aufgerufen am 9.1.2019.
- Lesch, H. u. Kamphausen, K. (2018): Wenn nicht jetzt, wann dann? Handeln für eine Welt, in der wir leben wollen. Penguin Verlag. München.
- Lessenich, S. (2018): Neben uns die Sintflut. Wie wir auf Kosten anderer leben. Lizenzausgabe, aktualisierte und überarbeitete Taschenbuchausgabe. Piper Verlag. München.
- Leuser, L. u. Brischke, L.-A. (2017): Suffizienz im kommunalen Klimaschutz.: [https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Leuser\\_Brischke\\_Suffizienz-KommunalerKlimaschutz\\_Buchbeitrag12\\_2017.pdf](https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Leuser_Brischke_Suffizienz-KommunalerKlimaschutz_Buchbeitrag12_2017.pdf). Aufgerufen am 23.7.2018.
- Lichner, C. (2017): Photovoltaik auf schmalem Fuß: <https://www.pv-magazine.de/2017/09/27/photovoltaik-auf-schmalem-fuss/>. Aufgerufen am 10.1.2019.
- Lindemann, C.; Runkel, V.; Kiefer, A.; Lukas, A. u. Veith, M. (2018): Abschaltalgorithmen für Fledermäuse an Windenergieanlagen. Naturschutz und Landschaftsplanung 50 (11): 418–425.
- Linz, M. u. Scherhorn, G. (2011): Für eine Politik der Energie-Suffizienz. Impulse für die politische Debatte. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH. Impulse zur WachstumsWende 1: <https://wupperinst.org/a/wi/a/s/ad/1363/>. Aufgerufen am 4.12.2019.
- Lödl, M.; Kerber, G.; Witzmann, R.; Hoffmann, C. u. Metzger, M. (2010): Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/969497/969497.pdf>. Aufgerufen am 15.8.2019.
- LUBW (2015): Hinweise zur Bewertung und Vermeidung von Beeinträchtigungen von Vogelarten bei Bauleitplanung und Genehmigung für Windenergieanlagen.
- Lütkehus, I.; Salecker, H.; Adlunger, K.; Klaus, T.; Vollmer, C.; Alsleben, C.; Spiekermann, R.; Bauerdorff, A.; Günther, J.; Schütze, G. u. Bofinger, S. (2013): Potenzial der Windenergie an Land. Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Umweltbundesamt: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial\\_der\\_windenergie.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf). Aufgerufen am 5.2.2019.
- Mainzer, K.; Fath, K.; McKenna, R.; Stengel, J.; Fichtner, W. u. Schultmann, F. (2014): A high-resolution determination of the technical potential for residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany. Solar Energy 105: 715–731.
- Mammen, U.; Nicolai, B.; Böhner, J.; Mammen, K.; Wehrmann, J.; Fischer, S. u. Dornbusch, G. (2014): Artenhilfsprogramm Rotmilan des Landes Sachsen-Anhalt. BERICHT des Landesamtes für Umweltschutz Sachsen-Anhalt (5).

- Matthes, F.; Flachsbarth, F.; Loreck, C.; Hermann, H.; Falkenberg, H. u. Cook, V. (2018): Zukunft Stromsystem II – Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung. Vom Ziel her denken. WWF Deutschland. Berlin.
- MCC (o. J.): So schnell tickt die CO<sub>2</sub>-Uhr. Verbleibendes CO<sub>2</sub>-Budget.: <https://www.mcc-berlin.net/forschung/co2-budget.html>. Aufgerufen am 5.3.2020.
- Meisa, K. (2011): Bewertung von Umbaumaßnahmen in elektrischen Verteilungsnetzen zur Erreichung eines langfristigen Ausbauziels. Klinkenberg. Aachen.
- Misereor e. V. (2018): Rohstoffe für die Energiewende. Menschenrechtliche und ökologische Verantwortung in einem Zukunftsmarkt.: <https://www.misereor.de/fileadmin/publikationen/studie-rohstoffe-fuer-die-energiewende.pdf>. Aufgerufen am 17.3.2020.
- Mostert, E. (2015): Who should do what in environmental management? Twelve principles for allocating responsibilities. Environmental Science & Policy 45: 123–131.
- Muntean, M.; Guizzardi, D.; Schaaf, E.; Crippa, M.; Solazzo, E.; Olivier, J.G.J. u. Vignati, E. (2018): Fossil CO<sub>2</sub> emissions of all world countries. 2018 report. JRC SCIENCE FOR POLICY REPORT. Luxembourg: <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=booklet2018&dst=CO2pc&sort=des9>. Aufgerufen am 16.6.2020.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, D. L. de; Trieb, F.; Scholz, Y. N.; K., Gerhard, N.; Sterner, M.; Trost, T.; Oehsen, A. von; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M. u. Wenzel, B. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht: [https://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal\\_2012\\_1/leitstudie2011\\_bf.pdf](https://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf). Aufgerufen am 9.10.2019.
- NREL (2017): SunShot 2030 for Photovoltaics (PV): Envisioning a Low-cost PV Future. Golden, Colorado.
- OECD (o. J.): OECD Better Life Index. Deutschland. Bildung, Work-Life-Balance, Beschäftigung, Einkommen und Vermögen, Umwelt, soziale Beziehungen, Gesundheit, Zivilengagement, Wohnen, Sicherheit und subjektives Wohlbefinden.: <http://www.oecdbetterlifeindex.org/de/countries/germany-de/>. Aufgerufen am 5.3.2020.
- Open Geospatial Consortium (2012): OGC City Geography Markup Language (CityGML) Encoding Standard: [www.opengis.net/spec/citygml/2.0](http://www.opengis.net/spec/citygml/2.0). Aufgerufen am 14.1.2019.
- OpenGeodata.NRW (2019): 3D-Gebäudemodell im LoD2 CityGML paketiert nach Kreisen: [https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/geobasis/3d-gm/3d-gm\\_lod2/](https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/geobasis/3d-gm/3d-gm_lod2/). Aufgerufen am 15.8.2019.
- Ostendorf, S. (2019): Streit um Windräder. Die Folgen von 1000 Meter Abstand: <https://www.tagesschau.de/inland/1000-meter-abstand-windraeder-studien-101.html>. Aufgerufen am 25.11.2019.
- Oswald, B. R. (2016): Berechnung von Drehstromnetzen. Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern. Springer Vieweg. Wiesbaden.
- Paidipati, J.; Frantzi, L.; Sawyer, H. u. Kurrasch, A. (2008): Rooftop Photovoltaics Market Penetration Scenarios.
- Parsons Brinckerhoff (2012): Solar PV Cost Update. Department of Energy and Climate Change (DECC).
- Paschutta, R. (2020): CO<sub>2</sub>-Bepreisung: [https://www.energielexikon.info/co2\\_bepreisung.html](https://www.energielexikon.info/co2_bepreisung.html). Aufgerufen am 7.9.2020.

- Paulun, T. (2007): Strategische Ausbauplanung für elektrische Netze unter Unsicherheit. Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2007. Klinkenberg. Aachen. 120 S.
- Plappert, M.-L.; Rudolph, M. u. Vollmer, C. (2019): Auswirkungen von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen. Auswertung im Rahmen der UBA-Studie „Flächenanalyse Windenergie an Land“.
- Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e.V. (o. J.): Berliner Haushalte im Reallabor: So geht Klimaschutz im Alltag!: <https://klimaneutral.berlin/>.
- Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (2015): Neuer Klimavertrag beschlossen. UN-Gipfel in Paris.: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/neuer-klimavertrag-beschlossen-372682>. Aufgerufen am 5.3.2020.
- Quaschnig, V. (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Zugl.: Berlin, Techn. Univ., Habil-Schr. VDI-Verl. Düsseldorf.
- Quentin, J. (2019): Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie in Deutschland. Ergebnisse einer Branchenumfrage. Aufgerufen am [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2019/20190719\\_FA\\_Wind\\_Branchenumfrage\\_beklagte\\_WEA\\_Hemmnisse\\_DVOR\\_und\\_Militaer.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2019/20190719_FA_Wind_Branchenumfrage_beklagte_WEA_Hemmnisse_DVOR_und_Militaer.pdf).
- Rathke, C. (2013): Entwicklung eines Modells für die integrierte Simulation der europäischen Übertragungsnetze und Strommärkte. Zugl.: Hannover, Univ., Diss., 2013. Shaker. Aachen.
- ROG (Raumordnungsgesetz) vom 22. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2986), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 15 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist.
- Rendel, T. (2015): Erweiterung und Plausibilisierung eines Modells für die integrierte Simulation des europäischen Verbundnetzes und Strommarktes. Zugl.: Hannover, Univ., Diss., 2015. Dr. Hut. München.
- Rendel, T.; Rathke, C. u. Hofmann, L. (2012): Kraftwerkseinsatzplanung in einem integrierten Netz- und Strommarktssimulator. 12. Symposium Energieinnovation.
- Rohrig, K.; Richts, C.; Bofinger, S.; Jansen, M.; Siefert, M.; Pfaffel, S. u. Durstewitz, M. (2013): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Kurzfassung: <https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Energiewirtschaftliche-Bedeutung-von-Offshore-Windenergie.pdf>. Aufgerufen am 9.1.2019.
- Rotering, N. (2013): Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen und steuerbaren Lasten. Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2012. Printproduction Wolff. Aachen.
- Schäfer, P. C. (2016): Gestaltungsoptionen für ein spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement zwischen Verteil- und Übertragungsnetz. Dissertation.
- Schilling, M. (1992): Raum- und Siedlungsstrukturmodell zur vereinfachten Beschreibung der räumlichen Verteilung photovoltaisch nutzbarer Flächen. Dissertation.
- Schlesinger, M.; Hofer, P.; Kemmler, A.; Koziel, S.; Ley, A.; Piégsa, A.; Seefeldt, F.; Straßburg, S.; Weinert, K.; Knaut, a.; Malischek, R.; nick, S.; Panke, T.; Paulus, S.; Tode, C.; Wagner, J.; Lutz, C.; Lehr, U. u. Ulrich, P. (2014): Entwicklung der Energiemärkte-Energierferenzprognose. Projekt Nr. 57/12, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel, Köln, Osnabrück.
- Schlömer, G.; Hofmann, L. u. Witzmann, R. (2017): Planung von optimierten Niederspannungsnetzen. Dissertation.

- Schmid, T.; Fiedler, C. u. Jetter, F. (2019): Zusätzlicher 1000-Meter-Mindestabstand zu Siedlungen reduziert Windkraftpotenzial um bis zu 26 %:  
<https://www.ffe.de/publikationen/pressemitteilungen/935-zusaetzlicher-1000-meter-mindestabstand-zu-siedlungen-reduziert-windkraftpotenzial-um-bis-zu-26>. Aufgerufen am 25.11.2019.
- Schmidt, C.; Hofmann, M. u. Dunkel, A. (2014): Den Landschaftswandel gestalten! Potentiale der Landschafts- und Raumplanung zur modellhaften Entwicklung und Gestaltung von Kulturlandschaften vor dem Hintergrund aktueller Transformationsprozesse. Band 1: Bundesweite Übersichten.:  
[https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/planung/landschaftsplanung/Dokumente/Broschuere\\_LaWa\\_Band1.pdf](https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/planung/landschaftsplanung/Dokumente/Broschuere_LaWa_Band1.pdf). Aufgerufen am 26.5.2020.
- Schneider, K. u. Schindele, S. (2019): Agrophotovoltaik: hohe Ernteerträge im Hitzesommer:  
[https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2019/1019\\_ISE\\_d\\_PI\\_APV\\_Projektabschluss.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2019/1019_ISE_d_PI_APV_Projektabschluss.pdf). Aufgerufen am 31.3.2020.
- Schneidewind, U. (2017): Einfacher gut leben. Suffizienz und Postwachstum. Zukunftsfähiges Deutschland. In: Politische Ökologie: 98–103.
- Schneidewind, U. u. Zahrnt, A. (2013): Damit gutes Leben einfacher wird. Perspektiven einer Suffizienzpolitik. Oekom-Verl. München.
- Scholz, Y. (2010): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU). Materialien zur Umweltforschung 42.
- Schöpfer, Y. (2020): Akzeptanz in der Fläche, Protest im Lokalen? Studie zur Windenergie an Land.
- Schwägerl, C. (2016): Der Trend geht zur sauberen Frontscheibe. Die Zahl der Insektenarten ist in Deutschland drastisch gesunken. Auch deshalb sind die Biodiversitätsforscher alarmiert: Denn es fehlt noch ein solides Monitoring.:  
[http://www.faz.net/aktuell/wissen/leben-gene/immer-weniger-insekten-in-deutschland-14173292.html?printPagedArticle=true#pageIndex\\_2](http://www.faz.net/aktuell/wissen/leben-gene/immer-weniger-insekten-in-deutschland-14173292.html?printPagedArticle=true#pageIndex_2). Aufgerufen am 18.6.2016.
- Schwarz, S. u. Reimer, N. (2020): Das rote Tuch „Kompensation“:  
<http://www.klimaretter.info/klimakonferenz/klimagipfel-warschau/hintergruende/15049-das-rote-tuch-qkompensationq>.
- Schweppe-Kraft, B.; Schlegelmilch, K. u. Berger, L. (2019): Abbau naturschädigender Subventionen und Kompensationszahlungen auf stoffliche Belastungen. Ökonomische Instrumente zum Schutz der biologischen Vielfalt.:  
[https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/oekonomie/Dokumente/Abbau\\_naturschaedigender\\_Subventionen.pdf](https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/oekonomie/Dokumente/Abbau_naturschaedigender_Subventionen.pdf). Aufgerufen am 26.2.2020.
- Seitz, A.; Zunft, S. u. Hoyer-Klick, C. (2018): Technologiebericht. 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermochemisch und mechanisch). In: Wuppertal Institut; ISI u. IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Siemens Gamesa (o. J.): Electric Thermal Energy Storage:  
<https://www.siemensgamesa.com/>. Aufgerufen am 7.6.2020.
- Singh, H. (2015): Die Industriestaaten müssen für die Schäden bezahlen.:  
<http://klimadiplomatie.de/debatte/253-die-industriestaaten-muessen-fuer-die-schaeden-bezahlen>. Aufgerufen am 4.3.2020.
- SRU (2020): Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa. Umweltgutachten 2020. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU). Berlin. 556 Seiten.

- Stark, C. (o. J.): Landschaftsbildbewertung und Landschaftsbildanalyse: Qualitative Umweltwirkungen und Raumwirksamkeit der Windenergie: <http://docplayer.org/19656751-Landschaftsbildbewertung-und-landschaftsbildanalyse.html>. Aufgerufen am 5.2.2019.
- Statista (2015): 12. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung.
- Statista (2020): Die zehn größten CO<sub>2</sub>-emittierenden Länder nach Anteil an den weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2018: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/179260/umfrage/die-zehn-groessten-co2-emittenten-weltweit/>. Aufgerufen am 8.7.2020.
- Statistisches Bundesamt (2019a): Anzahl der Baufertigstellungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden in Deutschland in den Jahren 2002 bis 2018: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/70370/umfrage/baufertigstellungen---wohngebaeude-und-nichtwohngebaeude-seit-1998/#statisticContainer>. Aufgerufen am 22.11.2019.
- Statistisches Bundesamt (2019b): Bauen und Wohnen – Baugenehmigungen / Baufertigstellungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden (Neubau) nach Art der Beheizung und Art der verwendeten Heizenergie. Lange Reihen ab 1980.
- Statistisches Bundesamt (2019c): Gebäude und Wohnungen. Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden Lange Reihen ab 1969 - 2018.
- Staud, T. (2019): Ist es für Klimaschutz nicht längst zu spät?: <https://www.klimafakten.de/behauptungen/behauptung-deutschland-verursacht-nur-rund-zwei-prozent-des-weltweiten-co2-ausstosses>. Aufgerufen am 16.6.2020.
- Stolzenburg, K.; Hamelmann, R.; Wietschel, M.; Genoese, F.; Michaelis, J.; Lehmann, J.; Miegel, A.; Krause, S.; Sponholz, C.; Donadei, S.; Crotogino, F.; Acht, A. u. Horvath, P.-H. (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht: <https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20140402-abschlussbericht-zur-integration-von-wind-wasserstoff-systemen-in-das-energiesystem-ist-veroeffentlicht/abschlussbericht-integration-von-wind-wasserstoff-systemen-in-das-energiesystem.pdf>. Aufgerufen am 15.9.2020.
- Tao, X. (2007): Automatisierte Grundsatzplanung von Mittelspannungsnetzen. Klinkenberg. Aachen.
- Thiele, J.; Wiehe, J. u. Haaren, C. von (2021): Dataset: Areas with low and medium spatial vulnerability to a prototype wind turbine. <https://doi.org/10.25835/0072778>.
- TLUG (2015): Empfehlungen zur Berücksichtigung des Vogelschutzes bei der Abgrenzung. Avifaunistischer Fachbeitrag zur Fortschreibung der Regionalpläne 2015-2018: [https://tlubn.thueringen.de/fileadmin/00\\_tlubn/Naturschutz/Dokumente/1\\_zool\\_artenschutz/Avifaunistischer\\_Fachbeitrag\\_zur\\_Fortschreibung\\_der\\_Regionalplaene\\_2015-18.pdf](https://tlubn.thueringen.de/fileadmin/00_tlubn/Naturschutz/Dokumente/1_zool_artenschutz/Avifaunistischer_Fachbeitrag_zur_Fortschreibung_der_Regionalplaene_2015-18.pdf). Aufgerufen am 15.9.2020.
- UBA (o. J.): Klimaneutral leben: Die CO<sub>2</sub>-Bilanz im Blick. CO<sub>2</sub>-Rechner. Berechnen Sie Ihre aktuelle CO<sub>2</sub>-Bilanz und optimieren Sie diese für die Zukunft.: [https://uba.co2-rechner.de/de\\_DE/](https://uba.co2-rechner.de/de_DE/). Aufgerufen am 16.6.2020.
- UBA (2013): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Hintergrund // Oktober 2013.: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales\\_deutschland\\_im\\_jahr\\_2050\\_langfassung.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf). Aufgerufen am 10.6.2020.
- UBA (2016): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland. Aktualisierte Ausgabe 2016.: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/uba\\_fachbroschuere\\_umweltschaedliche-subventionen\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/uba_fachbroschuere_umweltschaedliche-subventionen_bf.pdf). Aufgerufen am 26.2.2020.

- UBA (2018): Umweltbewusstsein in Deutschland 2018:  
[https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/2294/dokumente/4\\_ubs\\_2018\\_zentrale\\_befunde.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/2294/dokumente/4_ubs_2018_zentrale_befunde.pdf). Aufgerufen am 1.7.2020.
- UBA (2019): CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland. Ein Überblick über die Handlungsoptionen und ihre Vor- und Nachteile:  
[https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/factsheet\\_co2-bepreisung\\_in\\_deutschland\\_2019\\_08\\_29.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/factsheet_co2-bepreisung_in_deutschland_2019_08_29.pdf). Aufgerufen am 7.9.2020.
- UBA (2020a): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2019. Umweltbundesamt Hintergrund // März 2020:  
[https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-03\\_hgp-ee-in-zahlen\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-03_hgp-ee-in-zahlen_bf.pdf). Aufgerufen am 15.9.2020.
- UBA (2020b): Erneuerbare Energien in Zahlen:  
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>. Aufgerufen am 17.6.2020.
- UBA (2020c): Lärmbelastigung.: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/laermwirkung/laermbelaestigung>. Aufgerufen am 2.6.2020.
- UBA (2020d): Primärenergieverbrauch:  
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#definition-und-einflussfaktoren>. Aufgerufen am 4.3.2020.
- United Nations (1992): Convention on biological diversity.
- United Nations Department of Public Information (o. J.): Sustainable Development Goals.: <https://sustainabledevelopment.un.org/?menu=1300>. Aufgerufen am 2.6.2020.
- Urmersbach, B. (2020a): Anteile der 20 Länder mit der größten Bevölkerung an der Weltbevölkerung im Jahr 2018:  
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/381888/umfrage/anteile-der-laender-mit-der-groessten-bevoelkerung-an-der-weltbevoelkerung/>. Aufgerufen am 16.6.2020.
- Urmersbach, B. (2020b): Die 20 Länder mit dem größten Bruttoinlandsprodukt (BIP) im Jahr 2018.: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/157841/umfrage/ranking-der-20-laender-mit-dem-groessten-bruttoinlandsprodukt/>. Aufgerufen am 5.3.2020.
- Utzmann, H.; Quenzel, G.; Leven, I.; Hurrelmann, K. u. Albert, M. (2019): Jugend 2019 - 18. Shell Jugendstudie. Eine Generation meldet sich zu Wort. Zusammenfassung.:  
[https://www.shell.de/ueber-uns/shell-jugendstudie/jcr\\_content/par/toptasks.stream/1570708341213/4a002dff58a7a9540cb9e83ee0a37a0ed8a0fd55/shell-youth-study-summary-2019-de.pdf](https://www.shell.de/ueber-uns/shell-jugendstudie/jcr_content/par/toptasks.stream/1570708341213/4a002dff58a7a9540cb9e83ee0a37a0ed8a0fd55/shell-youth-study-summary-2019-de.pdf). Aufgerufen am 20.3.2020.
- Vereinte Nationen (1948): Allgemeine Erklärung der Menschenrechte. Resolution 217 A (III) der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1948.
- Vidal, O.; Goffé, B. u. Arndt, N. (2013): Metals for a low-carbon society. Nature Geoscience (6): 894–896.
- Walter, A.; Wiehe, J.; Schlömer, G. u. et al. /Hrsg. (2018a): Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050 (EE100). Anhang zum BfN-Skript 501.
- Walter, A.; Wiehe, J.; Schlömer, G.; Hashemifarzad, A.; Wenzel, T.; Albert, I.; Hofmann, Lutz, zum Hingst; Jens u. Haaren, C. von (2018b): Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 erneuerbaren Energien 2050. Bonn - Bad Godesberg:  
<https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/service/Dokumente/skripten/Skript501.pdf>. Aufgerufen am 10.1.2019.
- Werther, B.; Schmiesing, J.; Becker, A. u. Wehrmann, E.-A. /Hrsg. (2012): CIRED 2012 Workshop. Integration of renewables into the distribution grid: 29-30 May 2012. IEEE. Piscataway, NJ.

- Wiehe, J.; Haaren, C. von u. Walter, A. (2020a): How to achieve the climate targets? Spatial planning in the context of the German energy transition. *Energy, Sustainability and Society* 10 (1): 471.
- Wiehe, J.; Thiele, J.; Walter, A.; Hashemifarzad, A.; Zum Hingst, J. u. Haaren, C. v. (2020b): Nothing to regret: Reconciling renewable energies with human wellbeing and nature in the German Energy Transition. *International Journal of Energy Research* 45 (1): 745–758.
- Wiginton, L. K.; Nguyen, H. T. u. Pearce, J. M. (2010): Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy. *Computers, Environment and Urban Systems* 34 (4): 345–357.
- Wirth, H. (2019): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 6.1.2019.
- Wolsink, M. (2007): Wind power implementation. The nature of public attitudes: Equity and fairness instead of 'backyard motives'. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11 (6): 1188–1207.
- Wuppertal Institut (2008): Zukunftsfähiges Deutschland in einer globalisierten Welt. Ein Anstoß zur gesellschaftlichen Debatte.: [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/3016/file/3016\\_Zukunftsfahiges\\_Deutschland.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/3016/file/3016_Zukunftsfahiges_Deutschland.pdf). Aufgerufen am 9.4.2020.
- Wuppertal Institut (2020a): CO<sub>2</sub>-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze. Bericht.
- Wuppertal Institut (2020b): Konjunkturprogramm unter der Klimaschutzlupe: viele gute Impulse, aber Nachbesserungen für nachhaltige Wirkung erforderlich?! Eine erste Bewertung des Konjunkturprogramms der Bundesregierung unter besonderer Berücksichtigung des Klimaschutzes.: <https://idw-online.de/de/attachmentdata80107.pdf>. Aufgerufen am 10.6.2020.
- Wuppertal Institut; ISI u. IZES /Hrsg. (2018): Technologien für die Energiewende. Technologiebericht. Band 1. Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts „Trends und Perspektiven der Energieforschung“.
- WWAP (2019): The United Nations World Water Development Report 2019: Leaving No One Behind. Paris: <https://www.unesco.de/presse/pressematerial/un-weltwasserbericht-2019-daten-und-fakten>. Aufgerufen am 15.6.2020.
- WWAP (2020): The United Nations World Water Development Report 2019: Water and Climate Change. Paris: <https://www.unesco.de/kultur-und-natur/wasser-und-ozeane/un-weltwasserbericht-2020-wasser-und-klimawandel>. Aufgerufen am 15.6.2020.
- WWF (2020): Konjunkturprogramme für mehr Resilienz. Handlungsempfehlungen des WWF für eine gerechte und nachhaltige Wirtschaftsweise.: <https://www.wwf.de/themen-projekte/politische-arbeit/konjunkturprogramme-fuer-mehr-resilienz/>. Aufgerufen am 17.4.2020.
- WWF Deutschland (2009): Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken.: [https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF\\_Modell\\_Deutschland\\_Endbericht.pdf](https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf). Aufgerufen am 13.10.2020.
- Zappa, W.; Junginger, M. u. van den Broek, M. (2019): Is a 100% renewable European power system feasible by 2050? *Applied Energy* 233-234: 1027–1050.

ZGB (2013): Regionales Energie- und Klimaschutzkonzept für den Großraum Braunschweig (REnKCO2). Band 2 - Abschlussbericht. Braunschweig:  
[https://www.regionalverband-braunschweig.de/fileadmin/user\\_upload/05\\_Veroeffentlichungen/Regionalentwicklung/REnKO/REnKCO2\\_Band2\\_Abschlussbericht\\_web.pdf](https://www.regionalverband-braunschweig.de/fileadmin/user_upload/05_Veroeffentlichungen/Regionalentwicklung/REnKO/REnKCO2_Band2_Abschlussbericht_web.pdf). Aufgerufen am 30.8.2019.

## Anhang

### Anhang I: Windenergiesensible Vogelarten

Tab: Windenergiesensible Vogelarten, die in EE100-konkret in die Raumwiderstandsanalyse integriert werden, da die Zuweisung der CORINE Landnutzungsklassen zu potenziellen Vogelhabitaten nach Busch et al. (2017) vorgenommen wird und die Art im Helgoländer Papier (2015) geführt ist.

Vogelart		Abstand (nach Helgoländer Papier 2015)
Alpenschneehuhn	Lagopus muta	1000 m
Auerhuhn	Tetrao urogallus	1000 m
Baurntalke	Falco subbuteo	500 m
Bekossine	Gallinago gallinago	500 m
Birkhuhn	Tetrao tetrix	1000 m
Großer Brachvogel	Numenius arquata	500 m
Goldregenpfeifer	Pluvialis apricaria	1000 m
Großtrappe	Otis tarda	3000 m
Haselhuhn	Tetrastes bonasia	1000 m
Kiebitz	Vanellus vanellus	500 m
Kornweihe	Circus cyaneus	1000 m
Kranich	Grus grus	500 m
Rotmilan	Milvus milvus	1500 m
Rotschenkel	Tringa totanus	500 m
Schreiadler	Aquila pomarina	6000 m
Schwarzstorch	Ciconia nigra	3000 m
Seeadler	Haliaeetus albicilla	3000 m
Steinadler	Aquila chrysaetos	3000 m
Sumpfohreule	Asio flammeus	1000 m
Uferschnepfe	Limosa limosa	500 m
Uhu	Bubo bubo	1000 m
Wachtelkönig	Crex crex	500 m
Waldschnepfe	Scolopax rusticola	500 m
Wanderfalke	Falco peregrinus	1000 m
Weißstorch	Ciconia ciconia	1000 m
Wespenbussard	Pernis apivorus	1000 m
Wiedehopfe	Upupa epops	1000 m
Wiesenweihe	Circus pygargus	1000 m
Ziegenmerlker	Caprimulgus europaeus	500 m

## Anhang II: Stromerträge je Bundesland (Variante 2 und 3)

Tab.: Stromerträge je Bundesland der Variante 2.

Bundesland	PV-Ertrag in TWh/a (Variante 2)	Wind-Onshore-Ertrag in TWh/a (Variante 2)
Niedersachsen	109,668	198,283
Sachsen-Anhalt	21,254	152,794
Bayern	188,756	97,939
Thüringen	31,308	71,016
Brandenburg	41,803	69,849
Baden-Württemberg	129,738	58,920
Mecklenburg-Vorpommern	20,941	50,860
Sachsen	19,599	49,088
Schleswig-Holstein	33,993	40,269
Hessen	67,396	36,903
Nordrhein-Westfalen	173,889	30,392
Rheinland-Pfalz	53,139	23,225
Saarland	11,463	1,000
Berlin	15,746	0,760
Bremen	2,710	0,117
Hamburg	10,351	0,043
nicht zuordenbar	5,093	3,027
<b>Summe</b>	<b>936,844</b>	<b>884,484</b>

Tab.: Stromerträge je Bundesland der Variante 3.

Bundesland	PV-Ertrag in TWh/a (Variante 3)	Wind-Onshore-Ertrag in TWh/a (Variante 3)
Niedersachsen	87,734	89,733
Sachsen-Anhalt	17,003	78,714
Bayern	151,005	41,907
Brandenburg	33,442	35,472
Thüringen	25,046	35,150
Baden-Württemberg	103,790	28,011
Mecklenburg-Vorpommern	16,753	23,691
Sachsen	15,679	21,750
Hessen	53,917	18,596
Schleswig-Holstein	27,194	14,838
Nordrhein-Westfalen	139,111	13,339
Rheinland-Pfalz	42,511	11,386
Saarland	9,170	0,549

Bundesland	PV-Ertrag in TWh/a (Variante 3)	Wind-Onshore-Ertrag in TWh/a (Variante 3)
Berlin	12,597	0,386
Bremen	2,168	0,038
Hamburg	8,281	0,020
nicht zuordenbar	4,074	0,000
<b>Summe</b>	<b>749,472</b>	<b>413,577</b>

## Anhang III: Daten der Mittelspannung

Tab: Zubau des Mittelspannungsnetzes nach Stützjahren.

Zubau	Typ	Jahr	Zubau	Typ	Jahr
'4-28'	4	2020	'84-86'	3	2020
'9-137'	3	2020	'86-137'	3	2020
'10-93'	3	2020	'97-99'	4	2020
'13-170'	5	2020	'98-214'	3	2020
'13-239'	3	2020	'99-179'	5	2020
'17-21'	3	2020	'108-267'	3	2020
'18-127'	3	2020	'113-115'	3	2020
'19-41'	3	2020	'124-242'	4	2020
'22-34'	3	2020	'151-220'	3	2020
'22-225'	3	2020	'175-201'	3	2020
'23-96'	4	2020	'199-202'	3	2020
'24-40'	3	2020	'200-252'	3	2020
'24-151'	3	2020	'208-212'	3	2020
'29-74'	4	2020	'211-218'	3	2020
'30-169'	3	2020	'222-273'	5	2020
'34-138'	3	2020	'256-258'	3	2020
'35-54'	3	2020	'259-269'	3	2020
'35-57'	3	2020	'13-140'	5	2025
'35-260'	3	2020	'29-113'	4	2025
'37-167'	3	2020	'61-62'	3	2025
'38-157'	3	2020	'65-138'	3	2025
'44-76'	3	2020	'75-156'	4	2025
'44-247'	3	2020	'77-83'	3	2025
'46-110'	4	2020	'81-83'	3	2025
'48-264'	3	2020	'85-87'	3	2025
'53-56'	3	2020	'111-132'	3	2025
'60-61'	3	2020	'120-124'	3	2025
'61-66'	3	2020	'121-125'	3	2025

Zubau	Typ	Jahr	Zubau	Typ	Jahr
'62-135'	4	2020	'174-175'	3	2025
'63-139'	3	2020	'184-204'	3	2025
'70-72'	3	2020	'257-268'	3	2025
'73-281'	3	2020	'73-96'	4	2030
'75-142'	3	2020	'112-228'	3	2030
'77-82'	3	2020	'173-177'	3	2030
'79-80'	3	2020			

Tab: Abbaumaßnahmen der Mittelspannung.

Zubau	Typ	Jahr	Zubau	Typ	Jahr
'22-224'	3	2020	'80-108'	4	2040
'29-142'	4	2020	'170-171'	3	2040
'51-96'	4	2020	'177-262'	3	2040
'98-99'	3	2020	'202-252'	3	2040
'113-228'	3	2020	'9-136'	4	2050
'10-94'	4	2025	'14-62'	3	2050
'47-273'	3	2025	'40-46'	3	2050
'53-63'	4	2025	'43-247'	4	2050
'57-62'	3	2025	'58-139'	3	2050
'60-138'	3	2025	'74-142'	3	2050
'84-87'	3	2025	'76-77'	3	2050
'23-73'	4	2030	'83-221'	3	2050
'30-167'	3	2030	'99-214'	3	2050
'37-169'	3	2030	'104-224'	3	2050
'44-78'	4	2030	'110-151'	3	2050
'147-262'	4	2030	'111-129'	3	2050
'210-212'	3	2030	'123-127'	3	2050
'258-268'	4	2030	'124-125'	3	2050
'18-19'	3	2035	'152-220'	3	2050
'18-41'	3	2035	'170-208'	3	2050
'28-33'	3	2035	'173-184'	3	2050
'65-66'	3	2035	'176-199'	3	2050
'85-144'	3	2035	'177-204'	3	2050
'112-115'	3	2035	'200-201'	3	2050
'175-176'	4	2035	'231-243'	3	2050
'211-245'	3	2035	'235-244'	3	2050
'4-157'	3	2040	'242-248'	4	2050
'21-257'	3	2040	'248-281'	3	2050
'35-259'	3	2040	'256-260'	3	2050

Zubau	Typ	Jahr	Zubau	Typ	Jahr
'35-269'	3	2040	'266-277'	3	2050
'61-135'	3	2040	0	0	0

Tab: Technische Daten der Mittelspannungstypen.

Typ	Widerstand	Reaktanz	Kapazität	Ableitwert	Maximalstrom	Grabe- kosten	BM- Kosten
1	200	120	250	250	360	200000	45000
2	125	111	300	250	420	200000	54000
3	75	111	300	250	530	200000	78000
4	100	60	500	500	720	220000	90000
5	62,5	55,50	600	500	840	220000	108000
6	37,5	55,50	600	500	1060	220000	156000
7	66,66	40	750	750	1080	300000	135000
8	41,66	37	900	750	1260	300000	162000
9	25	37	900	750	1590	300000	234000
10	50	30	1000	1000	1440	350000	180000
11	31,25	27,75	1200	1000	1680	350000	216000
12	18,75	27,75	1200	1000	2120	350000	312000

Tab: Ausbaurkosten der Mittelspannungsebene.

Zubaukosten in €	Abbaukosten in €	Verlustkosten in €	Gesamtkosten in €
19763977,48	9736184,05	613217,14	30113378,67

## Anhang IV: Daten der Höchstspannungsebene

Tab: Standorte ohne relevant genutzte Wirkleistungsflexibilität.

Name	Region
Brokdorf	DEF0E
Kiel Süd	DEF02
KW Kiel	DEF02
Huntorf	DE94G
KW Ibbenbüren	DEA37
Landesbergen	DE927
Buschhaus	DE917
Lubmin	DE80F
Windpark Iven	DE80F
Bertikow	DE40I
Neuenhagen	DE409

Name	Region
Thyrow	DE40H
Jänschwalde	DE40G
Schwarze Pumpe	DE40G
Boxberg	DED2D
Schkopau	DEE0B
Großkrotzenburg	DE719
Hilfsknoten Lippborg	DEA54
Geithe	DEA54
Bergkamen	DEA5C
Voerde	DEA1F
Zensenbusch	DEA12
Herne	DEA55
Elverlingsen	DEA58
Frimmersdorf	DEA1D
Niederaußem	DEA27
KW Weisweiler	DEA2D
Grafenrheinfeld	DE26B
Irsching	DE21J
Pleinting	DE224
Ottenhofen	DE21A
Oberbachern	DE217
Marbach	DE115
Neurott	DE128
Diefflen	DEC04
Ensdorf	DEC04
Bexbach	DEC05
Weiher	DEC01
Wehr	DE13A

## Anhang V: Nutzung von Flexibilitäten

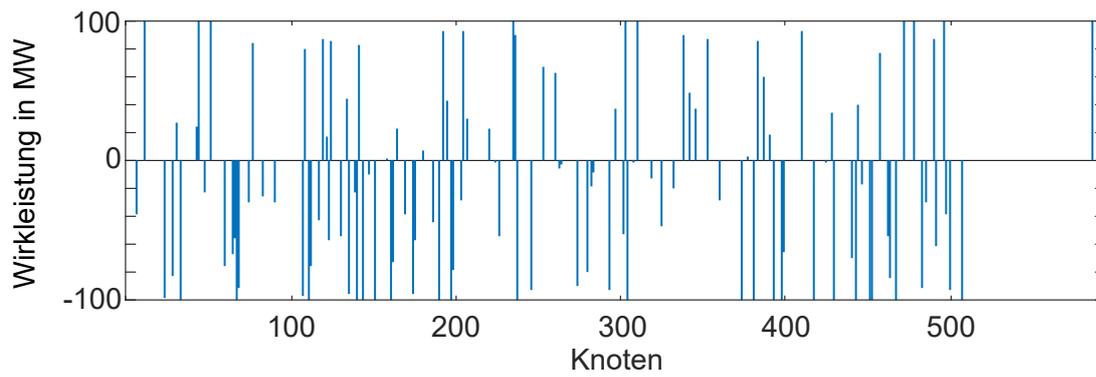


Abb: Nutzung von Wirkleistungsflexibilitäten an Netzknoten des HöS-Netzes für eine Flexibilität von 100 MW bei dem Zeitpunkt 878.

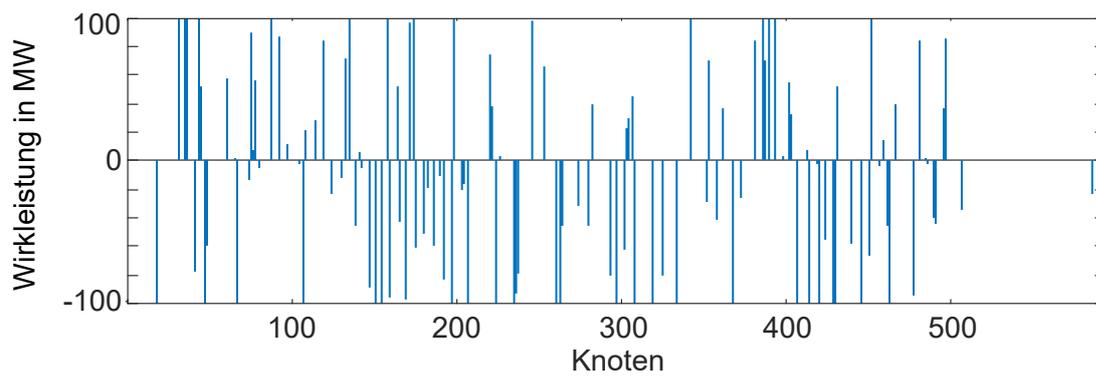


Abb: Nutzung von Wirkleistungsflexibilitäten an Netzknoten des HöS-Netzes für eine Flexibilität von 100 MW bei dem Zeitpunkt 878 945.

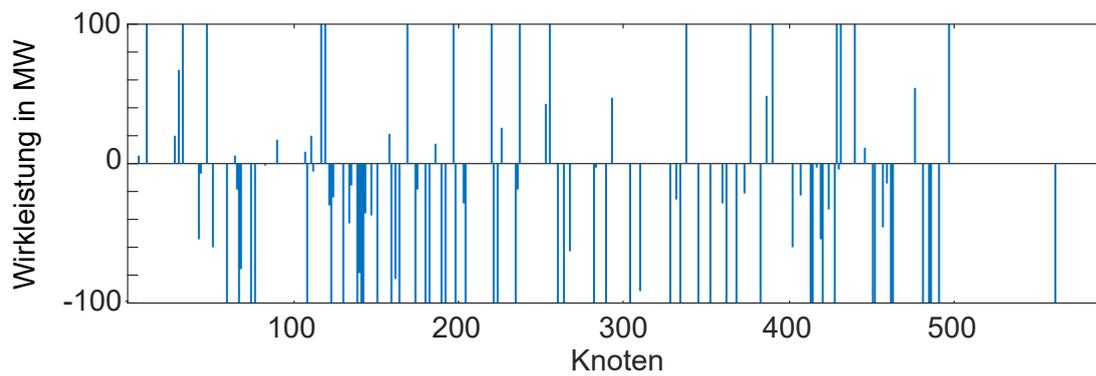


Abb: Nutzung von Wirkleistungsflexibilitäten an Netzknoten des HöS-Netzes für eine Flexibilität von 100 MW bei dem Zeitpunkt 878 1378.

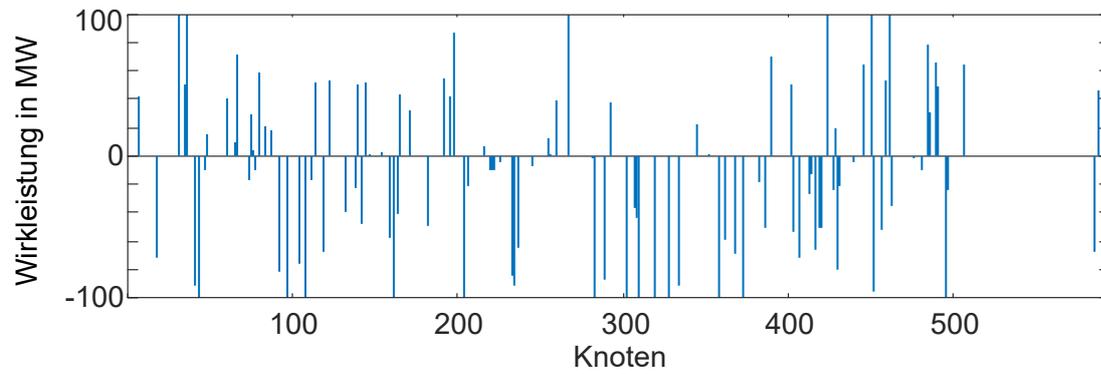


Abb: Nutzung von Wirkleistungsflexibilitäten an Netzknoten des HöS-Netzes für eine Flexibilität von 100 MW bei dem Zeitpunkt 7620.

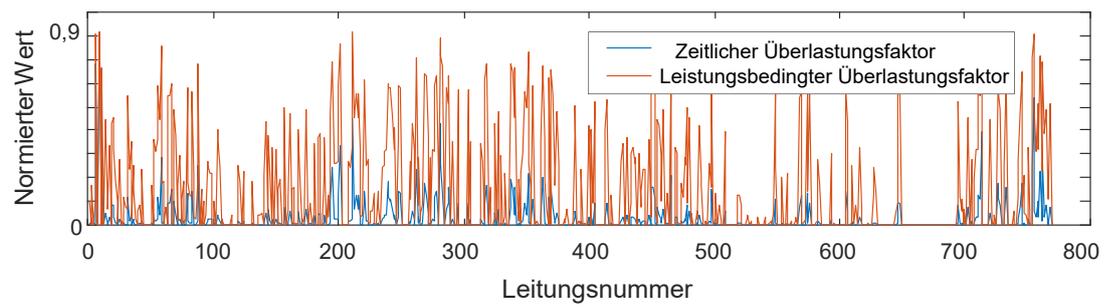


Abb: Darstellung normierter Einflussfaktoren.

## Anhang VI: Annahmen der Szenariovarianten

Tab: Zusammenfassung der Variantenannahmen inklusive einer Einordnung, inwiefern Annahmen und Dateneingänge variabel oder fix sind.

		Variante 1 (vgl. Walter et al. 2018b)	Variante 2	Variante 3	Wie fix oder variabel sind die Annahmen?
	<b>Energiebedarf 2050</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1.500 TWh EE-Strom (Verwendung: 810 TWh direkter Verbrauch, 255 TWh Power-to-X für schwer elektrifizierbare Prozesse sowie 435 TWh Speicher- und Umwandlungsverluste)</li> <li>229 TWh Umgebungswärme</li> <li>60 TWh biogene Reststoffe</li> </ul> <p>Annahmen zur Stromentwicklung (Walter et al. 2018): Gebäudewärme: Jährliche Sanierungsrate von 2,64 %</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Bevölkerungsdegression um rund 12 %</li> <li>Pro-Kopf-BMI steigt bis zum Jahr 2050 um 48 %</li> <li>Mobile Anwendungen: Elektrifizierungsrate von rund 88 %</li> <li>Prozesswärmebedarf sinkt um 24 %</li> <li>Kraft-/Licht-/IKT/Kälte-Bereiche: Reduktion des Bedarfs um 18 %</li> <li>Keine Importe oder Exporte</li> </ul>			Die Annahmen sind variabel.
<b>Onshore-Wind</b>	<b>Technologien</b>	<p>WEA 2050 (Walter et al. 2018)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Nennleistung: 7,58 MW</li> <li>Rotordurchmesser: 127 m</li> <li>Nabenhöhe: 200 m</li> <li>max. Schallleistungspegel: 108,5 dB(A)</li> </ul>		<p><i>Starkwindanlage</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Nennleistung: 7,20 MW</li> <li>Rotordurchmesser: 172 m</li> <li>Nabenhöhe: 125 m</li> <li>max. Schallleistungspegel: 109,5 dB(A)</li> </ul> <p><i>Mittelwindanlage</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Nennleistung: 6,04 MW</li> <li>Rotordurchmesser:</li> </ul>	Die Anlagenannahmen sind variabel.

		Variante 1 (vgl. Walter et al. 2018b)	Variante 2	Variante 3	Wie fix oder variabel sind die Annahmen?
				172 m <ul style="list-style-type: none"> <li>Nabenhöhe: 170 m</li> <li>max. Schallleistungspegel: 109,5 dB(A)</li> </ul> Schwachwindanlage <ul style="list-style-type: none"> <li>Nennleistung: 4,88 MW</li> <li>Rotordurchmesser: 172 m</li> <li>Nabenhöhe: 195 m</li> <li>max. Schallleistungspegel: 109,5 dB(A)</li> </ul>	
<b>Onshore-Wind</b>	<b>Sehr hoher Raumwiderstand</b>	Flächen mit einem Neigungswinkel $\geq 30^\circ$ Daten: DGM 200 (Digitales Geländemodell)	Flächen mit einem Neigungswinkel $\geq 30^\circ$ Daten: DGM 50		fix, Reduktion von Unsicherheiten in den Varianten 2 u. 3 durch eine höhere Datenauflösung
		Siedlungsflächen Daten: DLM250 (Digitales Landschaftsmodell)	Siedlungsflächen Daten: Digitales Basis-Landschaftsmodell (Basis-DLM)		fix, Reduktion von Unsicherheiten in den Varianten 2 u. 3 durch eine höhere Datenauflösung
		Infrastrukturen (z. B. Straßen, Bahntrassen, Freileitungen) Daten: DLM250, Netzausbau (Bundesnetzagentur)	Infrastrukturen (z. B. Straßen, Bahntrassen, Freileitungen) Daten: Basis-DLM, Netzausbau (Bundesnetzagentur)		fix, Reduktion von Unsicherheiten in den Varianten 2 u. 3 durch eine höhere Datenauflösung
		Erholungsflächen Daten: DLM250	Erholungsflächen Daten: Basis-DLM		fix, Reduktion von Unsicherheiten in den Varianten 2 u. 3 durch eine höhere Datenauflösung
		Wasserflächen Daten: DLM250	Wasserflächen Daten: Basis-DLM		fix, Reduktion von Unsicherheiten in

		Variante 1 (vgl. Walter et al. 2018b)	Variante 2	Variante 3	Wie fix oder variabel sind die Annahmen?
					den Varianten 2 u. 3 durch eine höhere Datenauflösung
		Nationalparks Daten: BfN	Nationalparks Daten: aktualisierte Daten vom BfN		fix
		Naturschutzgebiete Daten: BfN	Naturschutzgebiete Daten: aktualisierte Daten vom BfN		fix
		Natura 2000 Netzwerk Daten: BfN	Natura 2000 Netzwerk Daten: aktualisierte Daten vom BfN		fix
		<i>Einzuhaltender Abstand zwischen Windenergieanlagen und Siedlungs- sowie Infrastrukturf lächen</i>			
		Wohngebiete: 750 m (TA-Lärm bei 40 dB(A)) Daten: DLM250		Wohngebiete: 871 m (TA-Lärm bei 40 dB(A)) Daten: Basis-DLM	Die einzuhaltenden Abstände sind von dem Anlagentyp abhängig. Die Berechnung der einzuhaltenden Abstände nach der TA-Lärm wird im Projekt als fix angesehen.
		Industrie/Gewerbe: 75 m (TA-Lärm bei 60 dB(A)) Daten: DLM250		Industrie/Gewerbe: 87 m (TA-Lärm bei 60 dB(A)) Daten: Basis-DLM	Die einzuhaltenden Abstände sind von dem Anlagentyp abhängig. Die Berechnung der einzuhaltenden Abstände nach der TA-Lärm wird im Projekt als fix angesehen
		Autobahnen: 104 m Daten: DLM250	Autobahnen: 103,5 m Daten: Basis-DLM	Autobahnen: 126 m Daten: Basis-DLM	fix, abhängig von den Anlageneigenschaften
		Bundesstraßen: 84 m Daten: DLM250	Bundesstraßen: 83,5 m Daten: Basis-DLM	Bundesstraßen: 106 m Daten: Basis-DLM	fix, abhängig von den Anlageneigenschaften

		<b>Variante 1</b> (vgl. Walter et al. 2018b)	<b>Variante 2</b>	<b>Variante 3</b>	<b>Wie fix oder variabel sind die Annahmen?</b>
		Freileitungen: 127 m Daten: DLM250	Freileitungen: 127 m Daten: Basis-DLM	Freileitungen: 172 m Daten: Basis-DLM	fix, abhängig von den Anlageneigenschaften
		Bahntrassen: 264 m Daten: DLM250	Bahntrassen: 263,5 m Daten: Basis-DLM	Starkwindanlage: 211 m Mittelwindanlage: 256 m Schwachwindanlage: 281 m	fix, abhängig von den Anlageneigenschaften
		Seilbahnen: 381 m Daten: DLM250	Seilbahnen: 381 m Daten: Basis-DLM	Seilbahnen: 516 m Daten: Basis-DLM	fix, abhängig von den Anlageneigenschaften
		Flughäfen und Flugplätze: 5.000 m Daten: DLM250	Flughäfen: 5.000 m und Flugplätzen 1.760 m Daten: Basis-DLM		fix (Für die Flugplätze könnte eine Differenzierung bei regionalen Untersuchungen vorgenommen werden.)
		Erholungsflächen: 1.334 m Daten: DLM250	Abstandspuffer in den mittleren Raumwiderstand verschoben		relativ fix, es könnte eine Differenzierung des Abstandspuffers nach der Nutzung bei regionalen Untersuchungen vorgenommen werden
		Wildnis- und Waldentwicklungsgebiete Daten: BfN			fix; Flächen mit Naturschutzpotenzial nach der deutschen Biodiversitätsstrategie
		Grünes Band Deutschland Daten: BfN			fix; Flächen mit Naturschutzpotenzial nach der deutschen Biodiversitätsstrategie
		Truppenübungsplätze und Bergbaufolgelandschaften	Truppenübungsplätze und Bergbaufolgelandschaften		fix; Flächen mit Naturschutzpotenzial nach der deutschen Biodiversitätsstrategie

		Variante 1 (vgl. Walter et al. 2018b)	Variante 2	Variante 3	Wie fix oder variabel sind die Annahmen?
		Daten: DLM250	Daten: Basis-DLM		
<b>Hoher Raumwiderstand</b>		Ramsar-Feuchtgebiete Daten: BfN			fix
		Historische Waldstandorte Daten: BfN			fix; Flächen mit Naturschutzpotenzial nach der deutschen Biodiversitätsstrategie
		Vorkommen empfindlicher Vogelarten außerhalb von Schutzgebieten der RWS-Klasse sehr hoch zzgl. Pufferzonen Datengrundlage: Atlas deutscher Brutvogelarten (ADEBAR)	Vorkommen empfindlicher Vogelarten außerhalb von Schutzgebieten der RWS-Klasse <i>sehr hoch</i> zzgl. Abstandspuffer Datengrundlage: Atlas deutscher Brutvogelarten (ADEBAR); CORINE Land Cover 2018		fix, jedoch könnten bei regionalen Berechnungen aktuellere Daten als der Atlas deutscher Brutvogelarten genutzt werden.
		200 m Pufferzone um Nationalparks, Naturschutzgebiete, Natura-2000-Gebiete Daten: BfN	200 m Pufferzone um Nationalparks, Naturschutzgebiete, Natura-2000-Gebiete Daten: aktualisierte Daten vom BfN		fix
		Biosphärenreservate Daten: BfN	Biosphärenreservate (Kernzone) Daten: BfN		fix (Kernzone im hohen Raumwiderstand)
		Hohe Landschaftsbildbewertung > 56 auf einer Skala von 100 Daten: Johannes Hermes (2020). Dataset: KOeSL-Ergebnisse-Geodaten_V1. Resource: GISdaten_KOeSL_Ergebnisse2018.zip. <a href="https://doi.org/10.25835/0006102">https://doi.org/10.25835/0006102</a>	Hohe Landschaftsbildbewertung > 54 auf einer Skala von 100 Daten: Johannes Hermes (2020). Dataset: KOeSL-Ergebnisse-Geodaten_V1. Resource: GISdaten_KOeSL_Ergebnisse2018.zip. <a href="https://doi.org/10.25835/0006102">https://doi.org/10.25835/0006102</a> (aktualisiert)		Die Integration einer Landschaftsbildbewertung ist fix
	<b>Mittlerer Raumwiderstand</b>		Landschaftsschutzgebiete Daten: BfN	Landschaftsschutzgebiete Daten: aktualisierte Daten vom BfN	
		Laub- und Mischwald Daten: DLM250	Laub- und Mischwald Daten: BasisDLM		fix, Reduktion von Unsicherheiten in den Varianten 2 u. 3 durch eine höhere Datenauflösung

		Variante 1 (vgl. Walter et al. 2018b)	Variante 2	Variante 3	Wie fix oder variabel sind die Annahmen?
		siehe hoher Raumwiderstand	Biosphärenreservate (Pflege- und Entwicklungszone) Daten: aktualisierte Daten vom <a href="#">BfN</a>		relativ fix
		siehe sehr hoher Raumwiderstand	Abstandspuffer von Erholungsflächen: 1.000 m		relativ fix, es könnte eine Differenzierung nach der Nutzung bei regionalen Untersuchungen vorgenommen werden.
		Nationaler Biotopverbund Daten: BfN			relativ fix
		Unzerschnittene Verkehrsarme Räume Daten: BfN			relativ fix
		Morphologische Auen Daten: BfN			fix, u. U. könnte im Einzelfall eine Nutzung von Altauenflächen in Betracht gezogen werden.
		Landschaftsbildbewertung 46-56 von 100 Daten: Johannes Hermes (2020). Dataset: KOeSL-Ergebnisse-Geodaten_V1. Resource: GISdaten_KOeSL_Ergebnisse2018.zip. <a href="https://doi.org/10.25835/0006102">https://doi.org/10.25835/0006102</a>	Keine Integration einer mittleren Landschaftsbildbewertung		variabel
	<b>Geringer Raumwiderstand</b>	Grünland Daten: DLM250	Grünland Daten: BasisDLM		fix, Reduktion von Unsicherheiten in den Varianten 2 u. 3 durch eine höhere Datenauflösung
		Ackerfläche Daten: DLM250	Ackerfläche Daten: BasisDLM		fix, Reduktion von Unsicherheiten in den Varianten 2 u. 3 durch eine höhere Datenauflösung

		Variante 1 (vgl. Walter et al. 2018b)	Variante 2	Variante 3	Wie fix oder variabel sind die Annahmen?
		Nadelforst Daten: DLM250	Nadelforst Daten: BasisDLM		fix, Reduktion von Unsicherheiten in den Varianten 2 u. 3 durch eine höhere Datenauflösung
		Geringe Landschaftsbildbewertung < 46 auf einer Skala von 100 Daten: Johannes Hermes (2020). Dataset: KOeSL-Ergebnisse-Geodaten_V1. Resource: GISdaten_KOeSL_Ergebnisse2018.zip. <a href="https://doi.org/10.25835/0006102">https://doi.org/10.25835/0006102</a>	Geringe Landschaftsbildbewertung < 54 auf einer Skala von 100 Daten: Johannes Hermes (2020). Dataset: KOeSL-Ergebnisse-Geodaten_V1. Resource: GISdaten_KOeSL_Ergebnisse2018.zip. <a href="https://doi.org/10.25835/0006102">https://doi.org/10.25835/0006102</a> (aktualisiert)		relativ fix
<b>Dach-Photovoltaik</b>	<b>Technologien</b>	Wirkungsgrad 30 %		Wirkungsgrad 24 %	Die Annahmen zu Technologien sind variabel.
	<b>Flächenpotenziale</b>	Dachflächen mit einer Abweichung von $\pm 90^\circ$	Kein Ausschluss von Norddächern		fix (Annahme der Varianten 2 u. 3)
		Schrägdächer (Siedlungsbereich): 60 % der Dachfläche nutzbar	Differenzierte Schrägdachselektion: 70 % der Dachfläche nutzbar		fix, jedoch ist die prozentuale Nutzung im Einzelfall variabel. Für eine bundesweite Untersuchung wird ein Prozentwert festgelegt.
		Flachdächer (Industrie/Gewerbe): 80 % nutzbar, Aufständigung 10, Ost-West-Ausrichtung der Module	Differenzierte Flachdachselektion: 65 % nutzbar, Aufständigung 10°, Ost-West-Ausrichtung der Module		fix, jedoch ist die prozentuale Nutzung im Einzelfall variabel. Für eine bundesweite Untersuchung wird ein Prozentwert festgelegt.
	Nutzung von allen Gebäuden			fix, jedoch unrealistisch	
<b>weitere Stromertragspotenziale</b>	Offshore-Windenergie	25 GW	35 GW		variabel, Naturverträglichkeit sollte geprüft werden
	Geothermie	50 TWh			fix
	Wasserkraft	24 TWh			fix

## Anhang VII: Rechtliches Gutachten

Univ.-Prof. Dr. Claas Friedrich Germelmann, LL.M.

### Gutachten

**„Rechtliche Rahmenbedingungen der Umsetzung naturschutzkonformer Erzeugung von 100% erneuerbarer Energien bis 2050, insbesondere unter Einbezug der Raumordnung, des EEG 2017 und des Bundes-Klimaschutzgesetzes“**

**(Aktualisierung der Kurzstudie vom 15.3.2017 (Germelmann 2018))**

#### A. Gegenstand des Gutachtens

Das vorliegende Ergänzungsgutachten soll eine Aktualisierung der rechtlichen Rahmenbedingungen in den Feldern des Raumordnungsrechts, des EEG 2017 sowie des neuen Bundes-Klimaschutzgesetzes gegenüber der im März 2017 erstatteten Kurzstudie vornehmen, um damit den derzeitigen rechtlichen Rahmen hinsichtlich der Erzeugung erneuerbarer Energien zu skizzieren und auf dieser Basis die Diskussionsgrundlage für Vorschläge für etwaigen Handlungsbedarf und Maßnahmen zu identifizieren. Als Zielrichtung wird dabei im Einklang mit dem Forschungsprojekt „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100% erneuerbaren Energien bis 2050“ des Instituts für Umweltplanung der Leibniz Universität Hannover in Kooperation mit dem Institut für Elektrische Energiesysteme und der CUTEC-Institut GmbH weiterhin eine Deckung des Versorgungsbedarfs mit 100% erneuerbaren Energien vorausgesetzt. Auf die bisherigen Erkenntnisse des Projekts wird Bezug genommen. Grundlage der Untersuchung sind neben den genannten rechtlichen Bestimmungen auch die Beziehungen zu deren rechtlicher Basis im internationalen Recht sowie im Recht der Europäischen Union. Keine Berücksichtigung finden entsprechend dem Gutachtenauftrag hingegen der Aspekt des Naturschutzrechts<sup>39</sup> sowie die Ebene des europäischen und

---

<sup>39</sup> Dazu etwa *Köck/Bovet*, Die Anwendung des Artenschutzrechts bei der Zulassung von Erneuerbare-Energien-Projekten, ZUR 2018, 579; *Müller/Klostermeier*, Europarechtskonformität der artenschutzrechtlichen Ausnahme vom Tötungsverbot zugunsten von Windenergieanlagen, NVwZ 2020, 774.

internationalen Wirtschaftsrechts.

## **B. Veränderungen in den rechtlichen Rahmenbedingungen für die Förderung erneuerbarer Energien im Vergleich zum Jahr 2017**

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Förderung erneuerbarer Energien haben sich im Vergleich zum Rechtsstand des Jahres 2017, welcher dem ursprünglichen Gutachten zugrunde lag, in teils erheblicher Weise verändert, wobei die grundsätzlichen Strukturfragen insbesondere im förderalen System, die bereits beleuchtet worden sind, unverändert geblieben sind.

Änderungen finden sich in besonderem Maße im Bereich des Klimaschutzrechts, wie sie im Bundes-Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 zum Ausdruck kommen (unten III.). Auch im Raumordnungsrecht (unten I.) und im Bereich des Rechts der Erneuerbaren Energien (unten II.) sind Veränderungen festzustellen, ohne dass diese freilich strukturelle Fragen berühren. Dies bedeutet freilich nicht, dass insofern eine „Versteinerung“ des Rechtszustands eingetreten oder zu befürchten wäre. Im Gegenteil ist gerade das Recht der Erneuerbaren Energien weiterhin ein Rechtsgebiet in Bewegung, welches beständige Anpassungen durch Reformen erfordert und damit Einflussnahmemöglichkeiten durch die Erkenntnisse des o.g. Projekts eröffnet.

### **I. Raumordnung**

#### **1. Reform des Raumordnungsgesetzes von Mai 2017**

Mit Gesetz vom 23.5.2017 wurde das Raumordnungsgesetz des Bundes geändert<sup>40</sup>. Neben unionsrechtlich veranlassten Regelungen zur maritimen Raumplanung und der Schaffung von Zuständigkeiten des Bundes für einen länderübergreifenden Hochwasserschutz enthält die Reform auch eine verfahrensrechtlich relevante Neuerungen<sup>41</sup>. Freilich sind manche Teile der Neufassung auch nur redaktioneller Art und sollen die Systematik des Gesetzes verbessern. Die Regelungen zur Landes- und Regionalplanung nach § 8 ROG a.F. finden sich

---

<sup>40</sup> Art. 1, 5 Satz 2 des Gesetzes zur Änderung raumordnungsrechtlicher Vorschriften vom 23.5.2017, BGBl. I S. 1245. Eine weitere, hier weniger relevante Änderung erfolgte durch Art. 2 Abs. 14a, 15 des Gesetzes zur Modernisierung des Rechts der Umweltverträglichkeitsprüfung vom 20.7.2017, BGBl. I S. 2808.

<sup>41</sup> Im Überblick dazu *Hager*, Die ROG-Novelle 2017, BauR 2018, 188.

so nun v.a. in § 13 ROG, sind aber inhaltlich im Wesentlichen unverändert geblieben<sup>42</sup>. Einzelne allgemeingültige Bestandteile sind in Bestimmungen des „Allgemeinen Teils“ des Gesetzes (§§ 1-12 ROG) übernommen worden, gelten aber unverändert fort. Auch die für die Raumordnung des Bundes wesentliche Bestimmung des § 17 ROG ist durch die Novelle zwar umstrukturiert worden<sup>43</sup>, aber in den hier relevanten Bereichen erhalten geblieben.

## **2. Keine Veränderung der verfassungsrechtlichen Kompetenzverteilung**

An der verfassungsrechtlichen Zuständigkeitsverteilung, die dem Bund eine Feinsteuerung grundsätzlich nicht erlaubt, hat sich nichts geändert. Von ihrem nach Art. 72 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 GG garantierten Abweichungsrecht machen die Länder im Bereich der Raumordnung bislang nur punktuell und oft in verfahrensrechtlicher, weniger in struktureller oder inhaltlicher Weise Gebrauch<sup>44</sup>. Einen bundeseinheitlichen Raumordnungsplan zugunsten des Klimaschutzes gibt es weiterhin nicht<sup>45</sup>.

## **3. Fortbestand des Klimaschutzes als Grundsatz der Raumordnung**

Für die hiesige Untersuchung ist ferner relevant, dass sich an der Bedeutung des Klimaschutzes als Grundsatz der Raumordnung und den hierfür erforderlichen Maßnahmen sowohl zur Verhinderung des Klimawandels als auch zur Anpassung an seine Folgen nichts geändert hat (§ 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG). Insbesondere bleibt der Ausbau erneuerbarer Energien weiterhin ein abwägungsbedürftiger Belang im Sinne des § 2 Abs. 2 Nr. 6 Satz 8 ROG. Auf gleicher Ebene und damit als Gegenstück als Abwägungsbelaug verbleibt aber auch das Ziel der Ressourcenschonung und der Verringerung der Inanspruchnahme von Freiflächen (§ 2 Abs. 2 Nr. 6 S. 1, 2 ROG)<sup>46</sup> im Interesse der „Wahrung der ökologischen Raumfunktio-

---

<sup>42</sup> Spannowsky/Runkel/Goppel/Goppel, ROG, 2. Aufl. 2018, § 13 Rn. 14.

<sup>43</sup> Vgl. dazu Spannowsky/Runkel/Goppel/Runkel, ROG, 2. Aufl. 2018, § 17 Rn. 1 ff. Beispielsweise wurden die Abs. 1 und 3 in ihrer Stellung innerhalb der Norm miteinander getauscht.

<sup>44</sup> Näher Schmitz, Raumordnerische Gesetzgebung der Länder: ergänzendes, abweichendes und wiederholendes Recht, ZUR 2019, 203 (208 f.). S. auch Runkel, Die Landesplanungsgesetze und das ROG-Änderungsgesetz 2017 als das spätere Gesetz nach Art. 72 Absatz 3 Satz 3 GG, ZUR 2019, 210.

<sup>45</sup> Vgl. dazu etwa Wagner, Kraftwerkssteuerung durch Raumordnung unter besonderer Berücksichtigung des Klimaschutzbelangs, UPR 2020, 88. S. auch ders., Klimaschutz durch Raumordnung, NuR 2019, 159; für den Windkraftsektor auch Bovet/Dross/Kindler, Bundesweite Flächenvorgabe für den Ausbau von Windenergie an Land, NVwZ 2020, 754.

<sup>46</sup> Vgl. dazu Köck/Bovet, Gesetzliche Ziele der Raumordnung zur Flächenverbrauchsbegrenzung, DVBl 2019, 1501.

nen“<sup>47</sup>. Aus diesem gleichwertigen Rang sowie aus dem Umstand, dass das Raumordnungsgesetz seiner Struktur nach einer planerischen Abwägung der einzelnen Planungsebenen nur in Ausnahmefällen mit konkreten Vorgaben vorgreift, kann also keine Pflicht der Landes- oder Regionalplanung zur Intensivierung der Ausweisung von Flächen oder Konzentrationszonen für die Erzeugung erneuerbarer Energien abgeleitet werden<sup>48</sup>. Das Raumordnungsgesetz bleibt hier also seinem Zweck entsprechend weitgehend neutral; auch das sog. „Gegensstromprinzip“ gilt unverändert. Es bleibt damit bei der Gestaltungsfreiheit des jeweiligen Plangebers auf den nachgelagerten Ebenen, an der auch die Neufassung des Raumordnungsgesetzes nichts ändern wollte<sup>49</sup>, und dem daraus folgenden Befund, dass das Raumordnungsgesetz des Bundes für den Ausbau erneuerbarer Energien nur eine eingeschränkte unmittelbare Bedeutung besitzen kann.

Als Grundsatz oder Ziel der Raumordnung entfaltet der Ausbau erneuerbarer Energien weiterhin Rückwirkungen auf die Bauleitplanung nach dem Baugesetzbuch. Dies folgt insbesondere aus dem Entwicklungsgebot des § 1 Abs. 4 BauGB, der eine Anpassung der Bauleitpläne an die Ziele der Raumordnung verlangt; für Bauvorhaben im Außenbereich enthält § 35 Abs. 3 Satz 2 und 3 BauGB das Verbot eines Widerspruchs raumbedeutsamer Vorhaben mit den Zielen der Raumordnung, eine Privilegierung für planerisch abgewogene Belange und eine unmittelbar wirkende<sup>50</sup> Sperre bei der Ausweisung von Flächen an anderer Stelle<sup>51</sup>. Die letztere Variante betrifft insbesondere die Ausweisung von Konzentrationszonen für Windenergieanlagen<sup>52</sup>.

Die Ausweisung von Vorranggebieten, Vorbehaltsgebieten und Eignungsgebieten nach § 8

---

<sup>47</sup> Spannowsky/Runkel/Goppel/*Spannowsky*, ROG, 2. Aufl. 2018, § 2 Rn. 131.

<sup>48</sup> Spannowsky/Runkel/Goppel/*Spannowsky*, ROG, 2. Aufl. 2018, § 2 Rn. 143.

<sup>49</sup> Vgl. den dem Gesetz vom 23.5.2017 zugrundeliegenden Entwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Änderung raumordnungsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 18/10883 vom 18.1.2017. S. dazu näher auch schon das Ausgangsgutachten von 2017.

<sup>50</sup> BVerwGE 152, 49 Rn. 10 f. „echte Raumordnungsklausel“.

<sup>51</sup> Allgemein zum Verhältnis von Raumordnung und Bauleitplanung *Kümper*, Raumordnung und Bauleitplanung – Regelungsbefugnisse der Raumordnung und Bindungswirkungen raumordnerischer Festlegungen für die Bauleitplanung, ZfBR 2018, 119; *ders.*, Raumordnung und Bauleitplanung - Überörtliche und örtliche Gesamtplanung als Planungshierarchie und aus Sicht der Vorhabenzulassung, DVBl 2018, 70.

<sup>52</sup> Dazu etwa *Albrecht/Zschiegner*, Die Unterscheidung harter und weicher Tabukriterien als fortwährendes Problem der Windkonzentrationsflächenplanung, NVwZ 2019, 444; *Schmidt-Eichstaedt*, Die harten und weichen Tabuzonen bei der Windenergieplanung und die Beachtlichkeit etwaiger Fehlzuordnungen, ZfBR 2019, 434; *Wagner*, Das Gebot substanzieller Flächenausweisungen zugunsten der Windenergie als abwägungsrechtliche Wirkung des Klimaschutzbelangs, ZfBR 2020, 20; *Wegner*, Fehlerquellen von Windkonzentrationszonenplanungen - Ein Update, ZfBR 2019, 230.

Abs. 7 ROG a.F. ist inhaltlich unverändert nun in § 7 Abs. 3 ROG enthalten. Hier ist in Nr. 4 der Norm lediglich die Möglichkeit der Ausweisung von Eignungsgebieten für den Meeresbereich hinzugekommen.

#### **4. Neuordnung der frühen Öffentlichkeitsbeteiligung**

Die Novelle 2017 fasste in verfahrensmäßiger Hinsicht die Beteiligung der Öffentlichkeit sowie der betroffenen öffentlichen Stellen schon bei der Aufstellung von Raumordnungsplänen im Detail neu (§ 9 ROG). Vor der Planaufstellung hat eine Information der zu Beteiligten zu erfolgen; ihnen wird die Möglichkeit von Stellungnahmen „zum Entwurf des Raumordnungsplans, zu seiner Begründung und im Falle einer durchgeführten Umweltprüfung zum Umweltbericht“ zu geben (§ 9 Abs. 2 Satz 1 ROG). Dies dient der Interessenwahrnehmung<sup>53</sup> und so auch der Erhöhung der Akzeptanz durch die zeitige Einbeziehung von Einwänden aus der Öffentlichkeit und kann so mittelbar dem Ausbau der Erzeugung erneuerbarer Energien dienen. Nicht selten sind gerade die erforderlichen Großvorhaben in jüngerer Zeit umstritten gewesen, so dass eine Öffentlichkeitsbeteiligung auf den unterschiedlichen Planungsstufen das verfahrensrechtliche Potenzial für einen Ausgleich steigern soll. Inwieweit indes hierin eine direkt wirksame Verbesserung der Rahmenbedingungen für das Ausbauprojekt liegt, erscheint eher fraglich. Wahrscheinlicher erscheint eher eine mittelbare Unterstützungswirkung, die in der Praxis etwa des Netzausbaus auch auf anderen Planungsstufen angestrebt wird.

#### **5. Konsequenzen**

Eine Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien kann daher weiterhin im Wesentlichen auf der Ebene der Bauleitplanung und namentlich für den Außenbereich auch durch die Landes- und Regionalplanung erfolgen. Wichtig erscheint hierbei zunächst eine Überwachung der Kohärenz der einzelnen Planungen, um ggf. nicht (mehr) erwünschte Sperrwirkungen durch frühere Planungen auf vorgelagerten Stufen<sup>54</sup> beseitigen zu können. Von praktisch besonderer Bedeutung ist für Windenergieanlagen die Konzentrationszonenplanung nach § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB, die eine Zulässigkeit von Windenergieanlagen, welche im

---

<sup>53</sup> Spannowsky/Runkel/Goppel/Runkel, ROG, 2. Aufl. 2018, § 9 Rn. 9.

<sup>54</sup> Vgl. dazu etwa *Kümper*, Raumordnung und Bauleitplanung – Regelungsbefugnisse der Raumordnung und Bindungswirkungen raumordnerischer Festlegungen für die Bauleitplanung, ZfBR 2018, 119 (125); *ders.*, Divergierende Konzentrationsflächen im Regionalplan und im Flächennutzungsplan, ZfBR 2018, 646; *Reidt*, Die Ausweisung von Windkonzentrationszonen in Raumordnungs- und Flächennutzungsplänen - welcher Plan hat Vorrang?, BauR 2017, 1293.

Außenbereich grundsätzlich nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB privilegierte Vorhaben sind, auf bestimmte Flächen begrenzt<sup>55</sup>. Gleichzeitig müssen diese Flächen wegen der gesetzgeberischen Privilegierungsentscheidung aber hinreichend substantiell sein, ohne dass hierdurch freilich konkrete Planungsvorgaben gemacht würden<sup>56</sup>. Die Frage, welche Ebene (Landes-, Regional- oder kommunale Planung) die sachgerechteste und effizienteste ist, ist eine hiervon zu trennende Frage und bedürfte ebenfalls einer weitergehenden Untersuchung.

Von Bedeutung für die planerische Umsetzung des Ziels einer naturverträglichen Versorgung mit Strom aus 100% Erneuerbaren Energien ist schließlich auch die Beziehung zwischen dem allgemeinen Raumordnungsrecht und dem Fachplanungsrecht des Netzausbaus. Dies wird gerade in jüngerer Zeit vermehrt diskutiert<sup>57</sup>. Der Gesetzgeber, der vor dem Hintergrund der Schwachstellen des allgemeinen (Landes-)Planungsrechts bewusst die Bundesfachplanung für den Leitungsausbau schuf, hat jüngst weitere Beschleunigungsmaßnahmen ergriffen, indem er mit dem sog. NABEG 2.0 weitere Verfahrenserleichterungen einführte<sup>58</sup>. Eine grundsätzliche Veränderung des Verhältnisses zum Raumordnungsrecht<sup>59</sup> ist damit indes nicht verbunden. Im Gegenteil soll auch nach der neuen gesetzlichen Vorgabe ein vertrauensvolles Zusammenwirken von Bund und Ländern sichergestellt werden (§ 3a Abs. 1 NABEG). Insbesondere müssen Länder nach § 3a Abs. 2 NABEG bei der Raumordnungsplanung die Erfordernisse von Bundesfachplanung und Planfeststellung im Netzausbau berücksichtigen, und die Bundesnetzagentur kann gegenüber Raumordnungsvorgaben der Länder einen Widerspruch nach den §§ 5 ROG, 5 Abs. 2 NABEG erheben, der eine Bindung an die Ziele der Raumordnung beseitigt<sup>60</sup>. Dies soll der Beschleunigung des Netzausbaus dienen, enthebt die Bundesnetzagentur aber nicht ihrer Verpflichtung, in der Bundesfachplanung der Raumordnungsplanung der Länder Berücksichtigung zu schenken; freilich

---

<sup>55</sup> Näher *Menne/Wegner*, Bauleitplanerische Ausweisung zusätzlicher Flächen für die Windenergie, ZfBR 2020, 336; *Wegner*, Fehlerquellen von Windkonzentrationszonenplanungen - Ein Update, ZfBR 2019, 230;

<sup>56</sup> Vgl. dazu BVerwGE 117, 287 Rn. 29; BVerwGE 118, 33 Rn. 15; BVerwGE 145, 231 Rn. 18; zusammenfassend *Wagner*, Das Gebot substantieller Flächenausweisungen zugunsten der Windenergie als abwägungsrechtliche Wirkung des Klimaschutzbelangs, ZfBR 2020, 20; *Menne/Wegner*, Bauleitplanerische Ausweisung zusätzlicher Flächen für die Windenergie, ZfBR 2020, 336.

<sup>57</sup> S. dazu etwa *Wagner*, Zum Verhältnis von Raumordnung und Bundesfachplanung beim Stromleitungsbau im Höchstspannungsbereich, DVBl. 2019, 883; *Kümper*, Raumordnung und Fachplanung, EurUP 2017, 295.

<sup>58</sup> Art. 2 des Gesetzes vom 13. Mai 2019, BGBl. I S. 706. Dazu näher *Franke/Karrenstein*, Neue Instrumente zur Beschleunigung des Netzausbaus, EnWZ 2019, 195.

<sup>59</sup> Vgl. dazu *Grigoleit/Engelbert*, Das Verhältnis zwischen Raumordnung und NABEG-Planungen - Anregungen für die ROG-Novelle, UPR 2017, 45; *Schink*, Raumordnung und Netzausbau, NWVBl 2018, 45.

<sup>60</sup> *Franke/Karrenstein*, Neue Instrumente zur Beschleunigung des Netzausbaus, EnWZ 2019, 195 (199).

muss sie an dieser beteiligt werden (§ 5 Abs. 2 Satz 2 NABEG).

## **II. EEG 2017**

Die für das Gutachten relevanten Steuerungsmöglichkeiten des EEG 2017 befinden sich vornehmlich im Bereich der Fördermechanismen nach diesem Gesetz. Das EEG 2017 wurde im Zeitraum zwischen April 2017 und Juni 2020 insgesamt neunmal geändert. Die meisten dieser Änderungen sind jedoch für die vorliegende Untersuchung nicht von Belang. An den Strukturen der marktwirtschaftlichen Anreizsetzung der Erneuerbaren-Förderung, wie sie im Ausgangsgutachten beschrieben worden sind, sind keine grundlegenden Änderungen vorgenommen worden.

### **1. Anpassung der Ausschreibungsparameter**

Notwendige Folgeänderungen aufgrund der tatsächlichen Gegebenheiten stellen die Anpassungen der Ausschreibungsparameter dar, die durch das sog. Energiesammelgesetz 2018<sup>61</sup> eingeführt worden sind. Sie enthalten Regelungen beispielsweise zur Festlegung der Ausschreibungsvolumina einschließlich Sonderausschreibungen (§ 28 EEG), zur Verlängerung der technologieneutralen Ausschreibungen (§ 39i EEG), die Einführung von Innovationsausschreibungen (§§ 28 Abs. 6, 39j EEG) sowie Anpassungen im Bereich der EEG-Umlage (§§ 62 a, b EEG). Diese Bestimmungen haben Auswirkungen auf den Ausbau erneuerbarer Energien, bewegen sich aber im Rahmen der strukturellen Vorgaben der bereits im Ausgangsgutachten dargestellten Konzeption der derzeitigen EEG-Förderung.

### **2. Mieterstrom und Bürgerenergie**

Mittelbare Bedeutung kann die Förderung von Mieterstromvorhaben, welche durch die Schaffung eines Mieterstromzuschlags nach § 21 Abs. 3 EEG eingeführt worden ist<sup>62</sup>, entwickeln, der für Strom aus PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 100 Kilowatt in, an oder auf Wohngebäuden verlangt werden kann, sofern er ohne Einspeisung in das Versorgungsnetz direkt an einen Letztverbraucher geliefert wird, welcher sich in dem Wohngebäude oder in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang mit diesem befinden muss. Zweck der Förderung ist eine Attraktivitätssteigerung insbesondere für die Stromer-

---

<sup>61</sup> Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17. Dezember 2018, BGBl. I S. 2549.

<sup>62</sup> Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 17. Juli 2017, BGBl. I S. 2532.

zeugung an vermieteten Gebäuden.

Nur am Rande von Bedeutung dürften die Änderungen im Bereich der Privilegierungen von Bürgerenergiegesellschaften bei Ausschreibungen durch das letzte Änderungsgesetz zum EEG sein<sup>63</sup>. Sie haben wegen Fehlanreizen, die zu verfrühten Geboten in Ausschreibungsverfahren geführt haben, die Privilegierung, auch ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung mitbieten zu können, beseitigt, um spekulative Gebote zu verhindern und so den Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen durch die Bezuschlagung von umsetzungsreifen Vorhaben zu fördern<sup>64</sup>.

### 3. Erneuerbare-Energien-Umlage

Zudem befindet das System der Erneuerbare-Energien-Umlage in stetiger rechtlicher Bewegung.

Dies ist zunächst aus europarechtlicher Sicht der Fall. Mit seiner Entscheidung zum deutschen EEG 2012 hat der EuGH jüngst unter Aufhebung der Entscheidung des EuG<sup>65</sup> die Beihilfequalität der Finanzierung mithilfe der EEG-Umlage verneint<sup>66</sup>. Er verneinte eine hinreichende Kontrolle der staatlichen Stellen über ihr Aufkommen, so dass dieses nicht als staatliche Mittel im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV zu begreifen sei. Insbesondere die verbleibenden Unsicherheiten in Bezug auf die Aufkommenshöhe und die fehlende öffentliche Verpflichtung zu seiner Beitreibung ließen nichthoheitliche Spielräume; auch die staatliche Aufsicht über die Umsetzung durch Übertragungsnetzbetreiber sah der Gerichtshof als nicht ausreichend an<sup>67</sup>. Auch wenn die Argumentation des EuGH in wesentlichen Punkten Schwächen aufweist<sup>68</sup>, ist die Entscheidung doch auch für die strukturell vergleichbare Konzeption des EEG 2017 zugrunde zu legen. Allerdings hat sich durch den Erlass der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und die in ihr enthaltenen Vorgaben, die denjenigen der Kommission in ihrer Beihilfenpraxis gleichen, der Gestaltungsspielraum für den deutschen Gesetz-

---

<sup>63</sup> Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 und weiterer energierechtlicher Bestimmungen vom 25. Mai 2020, BGBl. I S. 1070.

<sup>64</sup> Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 und weiterer energierechtlicher Bestimmungen, BT-Drs. 19/18964 vom 5.5.2020.

<sup>65</sup> EuG, Urt. v. 10.5.2016, Rs. T-47/15 (Deutschland/Kommission). Sie lag der Rechtslage zur Zeit des Ausgangsgutachtens vom März 2017 zugrunde.

<sup>66</sup> EuGH, 28.3.2019 – Rs. C-405/16 P (Deutschland/Kommission).

<sup>67</sup> EuGH, 28.3.2019 – Rs. C-405/16 P (Deutschland/Kommission), Rn. 70 f., 81 ff.

<sup>68</sup> Ausführlich *Germelmann*, Förderung erneuerbarer Energien und Beihilferecht: Die Konsequenzen der jüngsten EuGH-Entscheidung für die Finanzierung der Energiewende, EurUP 2019, 255.

gebers nicht wesentlich ausgedehnt<sup>69</sup>.

Überdies strebt der deutsche Gesetzgeber auf unterschiedliche Weise eine Reduzierung der EEG-Umlage an, da diese in der Vergangenheit beständig angestiegen ist, was zu einer erheblichen Verteuerung des Stroms geführt hat und geeignet ist, die Akzeptanz der Förderung erneuerbarer Energien und ihrer Konsequenzen für die Netzstabilität zu beeinträchtigen. Zu den Auffangbestrebungen gehören die Neuerungen des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes<sup>70</sup>, welche auf eine Reduktion der vermiedenen Netzentgelte abzielen<sup>71</sup>, sowie die jüngst diskutierte geplante Änderung des § 3 EEG zur Senkung der EEG-Umlage, die durch eine teilweise Speisung der Umlage aus Haushaltsmitteln ermöglicht werden soll<sup>72</sup>. Letzteres Vorhaben wäre in unionsrechtlicher Hinsicht ein Paradigmenwechsel fort von der bloßen Lenkung von Zahlungsströmen, die der EuGH gerade nicht als Beihilfe einstuft; denn die Finanzierung der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien bestünde nun zumindest teilweise „aus staatlichen Mitteln“ i.S.d. Art. 107 I AEUV. Da eine teilweise staatliche Finanzierung für die Annahme eine Beihilfe ausreicht, unterläge die Förderung nach dem neuen Finanzierungssystem erneut der Genehmigung der Kommission; die neuere EuGH-Rechtsprechung wäre auf ein solches Finanzierungsmodell nicht mehr anwendbar. Eine Bewertung von Neuerungen im Fördersystem durch die Kommission stünde dann im Kontext der neugefassten Erneuerbaren-Energien-Richtlinie<sup>73</sup> sowie der überarbeiteten Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien, die in Bälde erwartet werden.

### 3. Bewertung

Insgesamt zeigt das Förderregime nach dem EEG 2017 weiterhin eine gewisse Volatilität; stete Anpassungen sind aus Sachgründen erforderlich, führen dabei aber auch zu Fehlanrei-

---

<sup>69</sup> Vgl. dazu *Germelmann*, Förderung erneuerbarer Energien und Beihilferecht: Die Konsequenzen der jüngsten EuGH-Entscheidung für die Finanzierung der Energiewende, EurUP 2019, 255 (259 f.); *Frenz*, EEG-Kontrolle nach EU-Sekundärrecht statt gemäß Beihilfenverbot als Folge des EuGH-Urteils vom 28.03.2019, RdE 2019, 209; *Ludwigs*, Die Förderung erneuerbarer Energien vor dem EuGH - Luxemburg locuta, causa non finita!, NVwZ 2019, 909; *Johann/Lünenbürger/Manthey*, Mehr Bewegungsfreiheit für die Energiewende: Das EuGH-Urteil zum EEG 2012 und seine Folgen, EuZW 2019, 647.

<sup>70</sup> Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz) vom 17. Juli 2017, BGBl. I S. 2503.

<sup>71</sup> Begründung zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), BT-Drs. 18/11528 vom 15.3.2017.

<sup>72</sup> Verordnung der Bundesregierung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung, BT-Drs. 19/19381 vom 20.5.2020.

<sup>73</sup> Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. EU 2018 L 328/82.

zen und Ineffizienzen. Auch die Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der Union von Ende 2018 bringt insofern keinen echten Paradigmenwechsel mit strukturelevanten Veränderungsvorgaben. Indem sie den Rahmen für die Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien in den Mitgliedstaaten setzt<sup>74</sup>, betont sie zu Recht die Möglichkeit kooperativer Fördermodelle mehrerer Mitgliedstaaten<sup>75</sup> sowie die Anforderungen an eine markt- und wettbewerbskonforme Ausgestaltung mitgliedstaatlicher Fördermodelle<sup>76</sup>, wie sie die Kommission bei der beihilferechtlichen Prüfung mitgliedstaatlicher Regelungen in der jüngeren Vergangenheit eingefordert und umgesetzt hatte<sup>77</sup>. Jedoch verzichtet sie aus kompetenziellen Gründen<sup>78</sup> auf die Festlegung verbindlicher nationaler Ausbauziele für Strom aus erneuerbaren Energiequellen<sup>79</sup>.

### III. Bundes-Klimaschutzgesetz

Das Bundes-Klimaschutzgesetz<sup>80</sup> ist zum 18.12.2019 in Kraft getreten. Ihm gingen lange Diskussionen voraus. Es dient nach seinem § 1 der Umsetzung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens, der europäischen und der nationalen Klimaziele. Das Langfristziel ist die Erreichung der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050. Das Bundes-Klimaschutzgesetz steht im sachlichen Zusammenhang mit der europäischen Verordnung zur Festlegung der nationalen Klimaziele<sup>81</sup> und der europäischen Governance-Verordnung<sup>82</sup>. Letztere betrifft

---

<sup>74</sup> Vgl. Eg. 4 ff. EE-RL.

<sup>75</sup> Art. 5, 8 ff. und Eg. 38 ff. EE-RL.

<sup>76</sup> Insbesondere Art. 4 EE-RL.

<sup>77</sup> Allgemein vgl. z.B. *Germelmann*, Förderung erneuerbarer Energien und Beihilferecht: Die Konsequenzen der jüngsten EuGH-Entscheidung für die Finanzierung der Energiewende, EurUP 2019, 255.

<sup>78</sup> Der Grund liegt in der Begrenzung der Unionskompetenz im Falle von Maßnahmen, die den Energiemix der Mitgliedstaaten bestimmen würden; s. Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV. Vgl. dazu *Germelmann*, Entwicklungen im Recht des Klimaschutzes, in: Franke/Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft. Festschrift zum 80. Geburtstag von Wolfgang Danner, 2019, S. 467 (477) m.w.N.

<sup>79</sup> Art. 3 EE-RL enthält lediglich eine sekundärrechtliche Bestätigung des 32 %-Ziels, welches ein unionsweites Ziel darstellt.

<sup>80</sup> Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019, BGBl. I S. 2513.

<sup>81</sup> Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013, ABl. EU L 156/26.

<sup>82</sup> Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz [...], ABl. EU L 328/1. Dazu *Schla-*

nicht allein den Klimaschutz<sup>83</sup>, enthält hierzu aber umfangreiche, wenn auch rechtlich nur schwach durchsetzbare Regelungen.

## 1. Verbindliche Zielvorgaben und Maßnahmenprogramme

Das Bundes-Klimaschutzgesetz schreibt in seinem § 3 die Treibhausgasreduktionsziele bis 2030 (55 % gegenüber dem Basisjahr 1990) verbindlich fest<sup>84</sup>. Dabei wird die Bundesregierung verpflichtet, bei Bedarf Schritte zur Erhöhung der Ziele im Einklang mit internationalen und europäischen Zielvorgaben einzuleiten; eine Absenkung ist – wie nach dem Pariser Übereinkommen – nicht möglich. Die Veränderung der Reduktionsziele wird nach der Systematik des Gesetzes ebenfalls nur durch eine gesetzliche Änderung möglich sein. Die zentrale operative Bestimmung enthält § 4 KSG mit der Einführung sektorspezifischer, verbindlicher Jahresemissionsmengen, die zunächst durch das Gesetz festgelegt, dann aber für die Zukunft durch Verordnung der Bundesregierung fortgeschrieben werden. Auch die Energiewirtschaft gehört zu den Sektoren und erhält damit ein Jahresemissionsziel. Die Zuständigkeit zur Überwachung obliegt dem jeweils in erster Linie zuständigen Bundesministerium (§ 4 Abs. 4 KSG), welches im Falle einer Überschreitung der Bundesregierung auch ein Sofortprogramm vorlegen muss (§ 8 Abs. 1 KSG), auf welches hin diese – nicht näher spezifizierte – Maßnahmen ergreifen muss (§ 8 Abs. 2 KSG). Ausdrücklich ausgeschlossen sind subjektiv-öffentliche Rechte und damit in der Sache die Möglichkeit für Klagen Einzelner im Falle der Nichterreichung der Jahresemissionsziele (§ 4 Abs. 1 Satz 7 KSG).

In die Zuständigkeit der Bundesregierung fällt auch die Erstellung von Klimaschutzprogrammen, in welchen sie konkrete Maßnahmen zur Zielerreichung definieren muss (§ 9 Abs. 1 KSG), und Klimaschutzberichten (§ 10 KSG). Des Weiteren verankert das Gesetz in seinen §§ 13 ff. eine sog. „Vorbildfunktion der öffentlichen Hand“ insbesondere bei Investitionen, im Beschaffungswesen und in der Bundesverwaltung.

## 2. Bewertung

Das Bundes-Klimaschutzgesetz passt sich in seiner Zielrichtung in die Vorstellungen des

---

*cke/Lammers*, Das Governance-System der Europäischen Energieunion - Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele durch weiche Steuerung?, EurUP 2018, 424; s. auch *Gundel/Buckler*, Das europäische Energierecht nach dem Erlass des Clean energy package: Eine gelungene Synthese von EU-Klimaschutz- und EU-Binnenmarktrecht?, GewArch 2020, 41.

<sup>83</sup> Sie erfasst alle Dimensionen der Energieunion, nämlich auch Energieversorgungssicherheit, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Dekarbonisierung sowie Forschung und Innovation; s. Eg 2 GovVO.

<sup>84</sup> S. dazu und mit einem Vergleich mit den Landes-Klimaschutzgesetzen *Kohlrausch*, Die deutschen Klimaschutzgesetze im Vergleich, ZUR 2020, 262.

Forschungsprojekts ein, enthält aber selbst nur geringe eigene Impulse zur Erreichung eines 100%-Ziels für die Versorgung mit erneuerbaren Energien. Das Gesetz ist kein spezifisch energierechtliches Regelwerk. Es fügt sich in die durch seinen unionsrechtlichen Rahmen vorgezeichnete Struktur der schwerpunktmäßigen Verwendung weicher Steuerungsmittel bei Vorgabe von konkreten Planzielen ein<sup>85</sup>. Damit ist es aber voraussichtlich allenfalls geeignet, den Rahmen für konkrete Maßnahmen zur Intensivierung des Ausbaus erneuerbarer Energien aufzuspannen. Allein wird es die Problematik nicht lösen können. Maßnahmenprogramme der Bundesregierung sind als Instrument bereits jetzt im Klimaschutzplan der Bundesregierung vorgesehen<sup>86</sup>. Auch objektiv bindende Verpflichtungen und Planvorgaben durch das Bundes- Klimaschutzgesetz können allein weder die tatsächlichen Ausbauhürden beseitigen noch bei den Zielen der Energieversorgung gemäß § 1 EnWG einen formalen Vorrang vor den konfligierenden Geboten der Versorgungssicherheit und der Finanzierbarkeit begründen. Nachhaltige (ökonomische) Anreize für einen Ausbau schafft das Bundes-Klimaschutzgesetz nicht.

### C. Fazit

Gegenüber der Rechtslage, die dem Ausgangsgutachten von März 2017 zugrunde lag, hat sich der rechtliche Rahmen zwar in einigen Bereichen nicht unwesentlich geändert. Die Ansatzpunkte für Anreizsetzungen sind jedoch im Wesentlichen gleich geblieben und die Strukturen keinen grundlegenden Neuausrichtungen ausgesetzt gewesen. Wichtig erscheinen insbesondere weiterhin die Steuerungsmöglichkeiten nach dem EEG, die sich an marktwirtschaftlichen Grundsätzen orientieren. Diese sind aus unionsrechtlicher Sicht vorgegeben und Änderungen daher nicht zu erwarten. Innerhalb dieses Systems sind die konkreten Anreizsetzungen jedoch weiterhin im Wandel. In naher Zukunft sind Neuregelungen zu Abstandsflächen von Windenergieanlagen an Land, die den Ländern Planungsspielräume gewähren, eine Anhebung des Ausbauziels für Offshore-Windenergie im Einklang mit dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung sowie eine Aufhebung des sog. 52-GW-Förderdeckels für PV-Anlagen vorgesehen<sup>87</sup>. Die Beiträge des Raumordnungsrechts sowie

---

<sup>85</sup> Zur Einordnung vgl. *Germelmann*, Entwicklungen im Recht des Klimaschutzes, in: Franke/Theobald (Hrsg.), *Recht der Energiewirtschaft*. Festschrift zum 80. Geburtstag von Wolfgang Danner, 2019, S. 467.

<sup>86</sup> Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, S. 78 f.

<sup>87</sup> Vgl. die Ankündigungen unter „Frischer Wind für den Ausbau der Erneuerbaren“ im Newsletter „Energie-wende direkt“ 06/2020 vom 19.5.2020 des BMWi.

des Bundes-Klimaschutzgesetzes zu einem Ziel der 100 %-igen Versorgung mit erneuerbaren Energien bleiben hingegen voraussichtlich gering.

Es bleibt bei den Handlungsvorschlägen des Ausgangsgutachtens auch unter Geltung der neuen Rechtslage: Im Raumordnungsrecht wäre präzisere Vorgaben durch den Bund insbesondere im Bereich der Gewichtungen und Planungspflichten denkbar, ohne dass eine einheitliche Bundesplanung erfolgen müsste. Im Bereich des EEG 2017 erscheint es wesentlich, auf kohärente ökonomische Anreize für einen Ausbau erneuerbarer Energien zu setzen und hierbei die Planungssicherheit für die Betroffenen durch Langfristperspektiven zu verbessern. Wichtig erscheint die Einbeziehung grenzüberschreitender Kooperation sowie die Förderung eines echten Binnenmarktes für erneuerbare Energien, bei dem indes wirtschaftsrechtliche Fragestellungen näher untersucht werden müssten. Die Handlungsoptionen im Bereich des KSG beziehen sich im Wesentlichen auf ambitionierte Klimaschutzprogramme der Bundesregierung, für die das Gesetz nun einen Rahmen bildet.

Hannover, den 30.6.2020

(Prof. Dr. Germelmann)