

Techno-ökonomisches Potenzial dezentraler und autarker Energiesysteme

Stanley Karl Anton Risch

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 666

ISBN 978-3-95806-829-2

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institute of Climate and Energy Systems (ICE)
Jülicher Systemanalyse (ICE-2)

Techno-ökonomisches Potenzial dezentraler und autarker Energiesysteme

Stanley Karl Anton Risch

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 666

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-829-2

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
 Zentralbibliothek, Verlag
 52425 Jülich
 Tel.: +49 2461 61-5368
 Fax: +49 2461 61-6103
 zb-publikation@fz-juelich.de
 www.fz-juelich.de/zb

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2025

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 666

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2025)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-829-2

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.



This is an Open Access publication distributed under the terms of the [Creative Commons Attribution License 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Abstract

In the historical energy system, energy supply was provided by centralized large-scale power plants. The spatial distribution of the generators could be freely chosen, taking into account the proximity to consumption and fuel deposits, for example in the case of lignite. The expansion of renewable energy sources, on the other hand, leads to a large number of decentralized generators in the energy system. The conflict between generation conditions and proximity to consumption in the spatial allocation of generators is one of the central elements in the discussion about the desired decentralization. In addition, the small-scale nature of renewable generators has created space for a diversity of actors. For example, energy regions are driving the energy transition at the regional level.

In this work, the goals of energy regions, for example in terms of self-sufficiency, are evaluated and the potential of the municipalities to achieve these goals is identified. At the same time, the study of the decentralization of the national energy system is the subject of this work. For this purpose, the regional energy system model *ETHOS.FineRegions* is being developed at municipal level. The utilization of *clustering* methods allows for the model to be applied at the national scale. An influential variable of the analysis is the potential of renewable energy sources. In particular, the regional location of potential sites for wind energy and PV plants is crucial for the objectives of the work. Accordingly, detailed potential analyses are performed.

In the *Reference*-scenario, 10 231 out of 11 003 municipalities with 52 % of the German population have the potential to become energy self-sufficient. Furthermore, the results show that efforts of regions to establish a self-sufficient energy supply are associated with disadvantages: High-population or industrial demand centers face extreme costs or are unable to meet their needs independently. Regions with large renewable generation potentials can partially achieve self-sufficient energy supply at moderate costs but forgo large revenue opportunities from energy exports. There is no downside to striving for net self-sufficiency as long as it is consistent with national expansion goals and is not seen as a cap on renewable expansion within regions.

The study of different *decentralization* scenarios with 350 model nodes in a national context shows that insufficient interconnection leads to a sharp increase in system costs: An unconnected system is 56 % more expensive than the optimally connected power system due to the large storage capacities and the prevented integration of centralized components. In addition, shifting PV systems from open space to rooftops can lead to a more balanced distribution of generation in the power system at a moderate additional cost of 4 %. Substitution of wind turbines leads to even more regionally balanced generation, but at a higher incremental cost of 12 %.

Keywords: Potential Analysis, Renewable Energies, Decentralization, Energy Regions, Self-Sufficiency

Kurzfassung

Im historischen Energiesystem haben zentrale Großkraftwerke die Energieversorgung übernommen. Die räumliche Verteilung der Erzeuger konnte unter Berücksichtigung der Verbrauchsnähe und der Brennstoffvorkommen, beispielsweise im Falle von Braunkohle, frei gewählt werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger hingegen führt zu einer Vielzahl dezentraler Erzeuger im Energiesystem. Der Konflikt zwischen Erzeugungskonditionen und Verbrauchsnähe bei der räumlichen Allokation der Erzeuger ist eins der zentralen Elemente der Diskussion über die angestrebte Dezentralität. Darüber hinaus hat die Kleinteiligkeit der erneuerbaren Erzeuger Raum für Akteursvielfalt geschaffen. Beispielsweise treiben Energieregionen die Energiewende auf regionaler Ebene voran.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Ziele von Energieregionen, zum Beispiel in Bezug auf Autarkie, bewertet und das Potenzial der Gemeinde zur Erreichung dieser Ziele ermittelt. Gleichzeitig ist die Untersuchung der Dezentralisierung des nationalen Energiesystems Gegenstand dieser Arbeit. Zu diesem Zweck wird das regionale Energiesystemmodell *ETHOS.FineRegions* auf Gemeindeebene entwickelt. Durch den Einsatz von *Clustering*-Methoden kann das Modell auch im nationalen Kontext angewendet werden. Eine einflussreiche Größe der Analyse sind die Potenziale von erneuerbaren Energieträgern. Insbesondere die regionale Verortung potenzieller Standorte für Windenergie- und PV-Anlagen ist entscheidend für die Ziele der Arbeit. Dementsprechend werden detaillierte Potenzialanalysen durchgeführt.

Im *Referenz*-Szenario haben 10231 von 11003 Gemeinden mit 52 % der deutschen Bevölkerung das Potenzial energieautark zu werden. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass Bestrebungen von Regionen eine autarke Energieversorgung aufzubauen, mit Nachteilen verbunden sind: Bevölkerungsreiche oder industrielle Bedarfszentren müssen extreme Kosten in Kauf nehmen oder können ihren Bedarf nicht eigenständig decken. Regionen mit großen erneuerbaren Erzeugungspotenzialen können zwar teilweise eine autarke Energieversorgung zu moderaten Kosten erreichen, verzichten aber auf große Einnahmemöglichkeiten durch Energieexporte. Das Streben nach Nettoautarkie hat keine Nachteile, solange es im Einklang mit nationalen Ausbauzielen steht und nicht als Obergrenze für den Ausbau der erneuerbaren Energieträger innerhalb der Regionen gesehen wird.

Die Untersuchung verschiedener *Dezentralisierungs*-Szenarien mit 350 Modellknoten im nationalen Kontext zeigt, dass eine unzureichende Vernetzung zu einem starken Anstieg der Systemkosten führt: Ein unvernetztes System ist aufgrund der großen Speicherkapazitäten und der verhinderten Einbindung von zentralen Komponenten 56 % teurer als das optimal vernetzte Energiesystem. Darüber hinaus kann die Verlagerung von PV-Anlagen von Freiflächen auf Dachflächen mit moderaten Mehrkosten von 4 % zu einer ausgeglicheneren Verteilung der Erzeugung im Energiesystem führen. Die Substitution von Windenergieanlagen führt zwar zu einer regional noch ausgeglicheneren Erzeugung, aber zu höheren Mehrkosten von 12 %.

Schlagwörter: Potenzialanalyse, Erneuerbare Energien, Dezentralisierung, Energieregionen, Autarkie

Danksagung

Die Veröffentlichung dieser Promotionsschrift markiert den Abschluss eines langen und herausfordernden Weges, auf dem mich viele Menschen begleitet haben.

Zunächst möchte ich mich bei meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten bedanken, der es mir ermöglicht hat zu diesem spannenden Thema am IEK-3 zu promovieren und stets mit Unterstützung und Rat zur Seite stand. Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dr.rer.pol.habil. Michael Lauster danke ich für die Übernahme des Korreferats und Univ.-Prof. h. c. (MGU) Dr.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Thomas Gries für die Übernahme des Prüfungsvorsitz.

Ich bedanke mich bei den Abteilungs- und Gruppenleitern des IEK-3 für die fachliche Betreuung. Dr.-Ing. Leander König-Kotzur stand mir stets mit kreativen und fachlich präzisen methodischen Ideen zur Seite. Dr.-Ing. Jann Weinand danke ich für die Durchsicht meiner Dissertationsschrift sowie für die vielen erfolgreichen gemeinsamen Projekte. Besonderen Dank möchte ich meinen beiden Gruppenleitern, Prof. Dr.-Ing. Peter Stenzel und Dr. Noah Pflugradt, aussprechen. Sie haben mich auf dem Weg zur Dissertation durch die Diskussion der Inhalte, Anmerkungen zu Texten und Ratschläge durchweg begleitet.

Meinen weiteren Kolleg*innen am IEK-3, die mich auf dem Weg begleitet haben, danke ich für die fachliche, aber viel wichtiger für die emotionale Unterstützung. Leider reicht der Platz für die Danksagung nicht aus, um alle namentlich zu erwähnen. Ohne euch wäre die Promotionszeit nur halb so unterhaltsam gewesen. Vielen Dank an meine Masteranden Junsong Du, Kai Schulze und Sebastian Galarza, die mit ihren Abschlussarbeiten tolle Arbeit geleistet haben und damit ihren Beitrag zu dieser Dissertation hatten.

Während meiner eigenen Studienzzeit haben mir meine ehemaligen Kollegen und Vorgesetzten vom EBC, Dr.-Ing. Peter Remmen, M.Sc. Michael Mans und Dr.-Ing. Moritz Lauster, wichtige Einblicke in die Wissenschaft und in die Programmierung gegeben, die für meinen Promotionsweg unerlässlich waren. Dafür möchte ich meinen großen Dank aussprechen.

Ich möchte mich bei meinen Freunden und meiner Familie für die immer vorhandene Unterstützung in stressigen Zeiten bedanken. Ein besonderer Dank gilt meinen Eltern Ulla und Robert, meinem Bruder Henry, meiner Tante Aglaia, meinem Onkel Paolo und meiner Großmutter Katrin, die mir in all den schwierigen Situationen der letzten Jahre - nicht nur während der Dissertation - immer zur Seite standen. Zum Abschluss möchte ich mich bei Rachel bedanken. Sie musste sowohl meine Launen während der Abgabe- und Verteidigungsvorbereitungsphase als auch meine Wochenendarbeiten abfedern und war zugleich meine fachliche Diskussionspartnerin. Ohne dich wäre die Promotion nicht möglich gewesen.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	i
Kurzfassung	iii
Danksagung	v
Abkürzungsverzeichnis	xxi
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Zielstellung und gewählter Ansatz	2
2 Stand der Wissenschaft	5
2.1 Autarkie, Autonomie und Dezentralität in Energiesystemen	5
2.2 Energieregionen - Dezentralisierung im Energiesystem	7
2.3 Modellierung von regionalen Energiesystemen in der Literatur	9
2.3.1 Untersuchungszweck und Methodik regionaler Energiesystemmodelle	10
2.3.2 Umfang regionaler Energiesystemmodelle	12
2.3.3 Autarkiebetrachtungen in regionalen Analysen	14
2.4 Regionale und dezentrale Elemente in nationalen Energiesystemszszenarien .	16
2.4.1 Nationale Analysen mit dezentralem Fokus	16
2.4.2 Clustering-Methoden in Energiesystemmodellen	19
2.5 Modellierung der Bedarfe in regionalen Energiesystemen	20
2.6 Modellierung der Potenziale von erneuerbaren Energieträgern	21
2.6.1 Windpotenziale	24
2.6.2 Freiflächen-Photovoltaik	27
2.6.3 Dachflächen-Photovoltaik	29
2.6.4 Potenzial zur Energiegewinnung aus Biomasse und Hausmüll	30
2.7 Zusammenfassung und Fazit	31
3 Modellierung regionaler Energiesysteme	33
3.1 Regionale Potenziale von erneuerbaren Energieträgern	33
3.1.1 Zubaupotenziale von Technologien auf freien Flächen	34
3.1.2 Zubaupotenziale für Photovoltaikanlagen auf Dachflächen	43
3.1.3 Potenzial zur Nutzung von Biomasse	45

3.1.4	Potenzial der energetischen Verwertung von Hausmüll	46
3.2	Bedarfsmodellierung	47
3.3	Energiesystemmodellierung	49
3.3.1	Optimierung von Energiesystemmodellen	50
3.3.2	Das regionale Energiesystemmodell ETHOS.FineRegions	51
3.3.3	Berechnung der spezifischen Systemkosten	54
3.3.4	Autarkiemodellierung	54
3.4	Energiesystemanalyse auf Gemeindeebene	56
3.4.1	Optimierung der Energiesysteme aller deutschen Gemeinden	56
3.4.2	Szenarien für die Gemeindebetrachtung	57
3.5	Dezentrale Elemente im nationalen Energiesystem	61
3.5.1	Aggregation zu einem nationalen Energiesystemmodell	61
3.5.2	Szenarien für die nationale Betrachtung	64
3.6	Zusammenfassung	65
4	Ergebnisse	67
4.1	Regionale Potenziale von erneuerbaren Energieträgern	67
4.1.1	Potenzial für den Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen auf Freiflächen	67
4.1.2	Potenziale von Dachflächen Photovoltaikanlagen	78
4.2	Analyse der Energiesysteme in den deutschen Gemeinden	81
4.2.1	Lastgerechte Autarkie in deutschen Gemeinden	81
4.2.2	Fallstudie in der individuellen Gemeindebetrachtung	91
4.2.3	Auswirkung von Stromhandel auf die Ergebnisse	98
4.2.4	Auswirkung von Autarkierandbedingungen auf die Ergebnisse	104
4.2.5	Sensitivitäten der Ergebnisse	108
4.3	Dezentralität im nationalen Energiesystem	117
4.3.1	Ergebnisse der Clusteranalyse	117
4.3.2	Dezentralität in nationalen Energiesystemszenerarien	120
4.4	Zusammenfassung der Ergebnisse	134
5	Diskussion	137
5.1	Regionale Potenziale von erneuerbaren Energieträgern	137
5.2	Einordnung der Ergebnisse der individuellen Gemeindeanalyse	141
5.3	Einordnung der Ergebnisse für das nationale Energiesystemmodell	143
6	Zusammenfassung	147
6.1	Zielsetzung der Arbeit und gewählter Ansatz	147
6.2	Methodische Beiträge	147
6.3	Ergebnisse	148
Anhang A	Anhang zur Modellierung regionaler Energiesysteme	153
A.1	Potenzialanalyse	153
A.2	Bedarfsmodellierung	172

A.3	Energiesystemmodellierung	181
Anhang B	Anhang zu den Ergebnissen	183
B.1	Anhang zu den regionalen Potenzialen von erneuerbaren Energieträgern . .	183
B.2	Anhang zur Analyse der Energiesysteme in den deutschen Gemeinden . . .	184
B.3	Anhang zur Analyse der Dezentralität im nationalen Energiesystem	191
	Bibliography	193

Abbildungsverzeichnis

1.1	Struktur der vorliegenden Arbeit.	3
2.1	Schematische Darstellung des zellularen Energiesystems.	7
2.2	Unterschied in der Kapazitätsdichte verschiedener Formen: Die linienförmige Fläche auf der linken Seite weist eine 75 % größere Kapazitätsdichte auf. . .	26
3.1	Struktur des Methodikkapitels.	33
3.2	Darstellung der <i>Intersection over Union (IoU)</i> in einem Venn-Diagramm. . . .	35
3.3	Schematische Darstellung der Kennwerte zum Vergleich der Datensätze. . .	36
3.4	Regression zur Bestimmung der spezifischen Leistung (oben) und Nabenhöhe (unten) in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit in 150 Meter Höhe.	38
3.5	Visualisierung des Ausschlusses von existierenden Windenergieanlagen. . .	40
3.6	Veranschaulichung der nach EEG 2021 [256] förderwürdige Fläche an Randstreifen an Autobahnen und Schienen. Basierend auf Risch et al. [14].	41
3.7	Nutzbare Potenzialfläche bei Auswahl verschiedener <i>Soil Quality Ratings</i> für eine Freiflächen-PV-Potenzialanalyse. Basierend auf Risch et al. [14].	42
3.8	Workflow zur Berechnung des Dachflächen-PV-Potenzials in einer Region. . .	44
3.9	Berücksichtigte Komponenten in <i>ETHOS.FineRegions</i>	51
3.10	Strompreise in der Zeitreihe <i>Preiszeitreihe</i> ² ($0 \text{ €/MWh} - 100 \text{ €/MWh}$) im Jahresverlauf.	58
3.11	Anwendungsbeispiel der verwendeten Clusteringmethode.	62
4.1	Vergleich von der <i>Normalized Total Area (NTA)</i> (obere Grafik) und der <i>Intersection over Union (IoU)</i> (untere Grafik) ohne Pufferabstände.	68
4.2	Vergleich von der <i>Normalized Total Area (NTA)</i> (obere Grafik) und der <i>Intersection over Union (IoU)</i> (untere Grafik) mit Pufferabständen aus einer typischen Windanalyse.	69
4.3	<i>NTA</i> und <i>IoU</i> für die wohnliche Landnutzung über dem Pufferabstand. . . .	70
4.4	<i>NTA</i> und <i>IoU</i> für eine exemplarische Windanalyse unter Nutzung verschiedener Landverfügbarkeitsdatensätze.	71
4.5	Ergebnisse für die Szenarien der Onshore-Wind-Potenzialanalyse vor und nach Ausschluss der existierenden Anlagen.	73
4.6	Links: Zugebaute Kapazität pro Bundesland im Jahr 2021, rechts: Installierte Gesamtkapazität im Jahr 2021. Datenquelle: FA Wind [240]	74
4.7	Ausbau von 2010 bis 2021 aus [241], sowie die im Osterpaket [2] festgelegten Pläne des BMWK ab 2022.	74

4.8 Kapazitätsdichte des Ausbaupotenzials für Onshore-Windenergieanlagen in Szenario 1 Gesetzgebung (links) und Szenario 2 Expansiv (rechts) in deutschen Gemeinden.	75
4.9 Sensitivität der Potenziale aus Szenario 2, 2a und 2b gegenüber dem Abstand zu wohnlicher Nutzung. Vorveröffentlicht auf der EGU General Assembly 2022 [282].	76
4.10 Kapazitätsdichte des Ausbaupotenzials für Freiflächenphotovoltaik in Szenario 1 Seitenstreifen (links) und Szenario 3 Kombination (rechts) in deutschen Gemeinden.	78
4.11 Kapazitätsdichte des Ausbaupotenzials für Dachflächenphotovoltaik in deutschen Gemeinden.	79
4.12 Kapazitäts- und erzeugungsgewichtete Verteilung der Azimutwinkel der Dachflächen in Deutschland.	79
4.13 Kapazitätsgewichtete Verteilung der Neigungswinkel der Dachflächen in Deutschland.	80
4.14 Vergleich des Kapazitätspotenzials zwischen dem Solarkataster [209] und der vorliegenden Arbeit für sieben ausgewählte Landkreise.	80
4.15 Vergleich von Neigungs- und Azimutwinkeln zwischen dem Solarkataster [209] und der vorliegenden Arbeit.	81
4.16 Bevölkerungsgewichtete Autarkieverteilung der Szenarien.	82
4.17 Autarkiegrad der Gemeinden über der Bevölkerungsdichte.	82
4.18 Elektrische Erzeugungskapazitäten in den energieautarken Gemeinden.	83
4.19 Speicherkapazitäten in den energieautarken Gemeinden im Szenariovergleich.	85
4.20 Normierter Stand der Speicher in allen Gemeinden über das Jahr.	85
4.21 Kapazitäten zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme in den energieautarken Gemeinden.	86
4.22 Abregelung der erneuerbaren Energieträger in den energieautarken Gemeinden.	87
4.23 Punktdiagramm der Abregelung über der bevölkerungsspezifischen Batteriespeicher- (oben) und Wärmespeicherkapazität (unten).	87
4.24 Prozesswärmebereitstellung in den energieautarken Gemeinden.	88
4.25 Spezifische Systemkosten in energieautarken Gemeinden für die erneuerbaren Szenarien.	89
4.26 Punktdiagramm der Systemkosten über dem Anteil der installierten Windkapazität an der gesamten erneuerbaren Kapazität für alle Gemeinden, die ihr Windpotenzial nicht voll ausschöpfen.	90
4.27 Elektrische Erzeugungskapazitäten im Szenariovergleich für Ilmenau.	91
4.28 Stromerzeugung und -bedarf in einem beispielhaften Winterzeitraum in Ilmenau.	92
4.29 Wärmeerzeugung und -bedarf in einem beispielhaften Winterzeitraum in Ilmenau.	93
4.30 Anteil gebauter Kapazität für ausgewählte Technologien über dem Autarkiegrad in Ilmenau für das <i>Referenz</i> -Szenario.	94
4.31 Abreglung (a) und spezifische Systemkosten (b) über dem Autarkiegrad in Ilmenau für das <i>Referenz</i> -Szenario.	95
4.32 Anteil gebauter Kapazität für ausgewählte Technologien über dem Autarkiegrad in Ilmenau für das <i>Akzeptanz</i> -Szenario.	96

4.33 Abreglung (a) und spezifische Systemkosten (b) über dem Autarkiegrad in Ilmenau für das <i>Akzeptanz</i> -Szenario.	97
4.34 Anteil gebauter Kapazität für ausgewählte Technologien über dem Autarkiegrad in Urmitz für das <i>Referenz</i> -Szenario.	97
4.35 Abreglung (a) und spezifische Systemkosten (b) über dem Autarkiegrad in Urmitz.	98
4.36 Kalibrierung der Preiszeitreihe auf die gebauten erneuerbaren Kapazitäten im nationalen <i>Referenz</i> -Szenario der vorliegenden Arbeit.	99
4.37 Elektrische Erzeugungskapazitäten für verschiedene Strompreisannahmen.	99
4.38 Abregelung für verschiedene Strompreisannahmen.	100
4.39 Autarkie für verschiedene, zeitlich konstante Importpreise	101
4.40 Autarkiegrad in deutschen Gemeinden für das <i>Referenz</i> -Szenario (links) und das <i>Preiszeitreihe</i> ² -Szenario (rechts).	103
4.41 Elektrische Erzeugungskapazitäten unter verschiedenen Autarkierandbedingungen.	105
4.42 Abregelung unter verschiedenen Autarkierandbedingungen.	106
4.43 Lorenzkurve für die Erzeugung durch erneuerbare Energieträger in den autarken Gemeindesystemen.	107
4.44 Bevölkerungsgewichtete Verteilung der Autarkie für verschiedene Wetterjahre.	108
4.45 Bevölkerungsgewichtete Verteilung der spezifischen Systemkosten der realautarken Gemeinden für verschiedene Wetterjahre.	109
4.46 Relative Änderung ausgewählter Kapazitäten im Vergleich zum <i>Referenz</i> -Szenario.	110
4.47 Sensitivität der Ergebnisse im <i>Referenz</i> -Szenario gegenüber der <i>CAPEX</i> -Annahmen.	111
4.48 Sensitivität der Ergebnisse im <i>Preiszeitreihe</i> ² -Szenario gegenüber der <i>CAPEX</i> -Annahmen.	114
4.49 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Autarkieverteilung im <i>Referenz</i> - und <i>Preiszeitreihe</i> ² -Szenario. Der Zusatz <i>ohne TSA</i> kennzeichnet jeweils, dass ohne Zeitreihenaggregation optimiert wurde.	116
4.50 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die gebauten Kapazitäten im <i>Referenz</i> - und <i>Preiszeitreihe</i> ² -Szenario. Der Zusatz <i>ohne TSA</i> kennzeichnet jeweils, dass ohne Zeitreihenaggregation optimiert wurde.	116
4.51 Ellbogenplot zur Auswertung des Zielkonfliktes zwischen Regionsgrößen und <i>Cluster</i> -Güte.	118
4.52 <i>Geclusterte</i> Regionen für die nationale Analyse.	119
4.53 Spezifische Systemkosten für die Szenarien in der nationalen Auswertung.	120
4.54 Installierte elektrische Erzeugungskapazitäten für die Szenarien in der nationalen Auswertung.	121
4.55 Installierte Speicherkapazitäten für die Szenarien in der nationalen Auswertung. *) Abkürzung UGS: Untergrundspeicher.	122
4.56 Regionale Verteilung des Nettoautarkiegrad für die Szenarien in der nationalen Auswertung.	123
4.57 Regionale Verteilung der Bedarfsspezifischen Winderzeugung für die Szenarien in der nationalen Auswertung.	124

4.58 Regionale Verteilung der bedarfsspezifischen PV-Erzeugung für die Szenarien in der nationalen Auswertung.	125
4.59 Lorenzkurven für die erneuerbare Erzeugung in den Szenarien in der nationalen Auswertung.	126
4.60 Prozesswärmeerzeugung unter Variation der Bedingungen für die Biomasseherkunft.	126
4.61 Elektrische Kraftwerkskapazitäten unter Variation der Bedingungen für die Biomasseherkunft.	127
4.62 Spezifische Systemkosten für das <i>Referenz</i> -Szenario unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zentralisierungsgrade.	127
4.63 Elektrische Erzeugungskapazitäten für das <i>Referenz</i> -Szenario unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zentralisierungsgrade.	128
4.64 Elektrische Kraftwerkskapazitäten für das <i>Referenz</i> -Szenario unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zentralisierungsgrade.	129
4.65 Speicherkapazitäten im Energiesystem für das <i>Referenz</i> -Szenario unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zentralisierungsgrade. *) Abkürzung UGS: Unterspeicher.	130
4.66 Nettoautarkiegrad in den Regionen für verschiedene Zentralisierungsgrade. .	131
4.67 Regionale Verteilung der bedarfsspezifischen Winderzeugung für verschiedene Zentralisierungsgrade.	132
4.68 Lorenzkurven für die Erzeugung (a) und für die annualisierten Systemkosten (b) für verschiedene Zentralisierungsgrade.	133
5.1 Übersicht über Onshore-Wind Kapazitätspotenziale unterschiedlicher Studien	137
5.2 Übersicht über Freiflächen-PV Kapazitätspotenziale unterschiedlicher Studien	139
5.3 Übersicht über Dachflächen-PV Kapazitätspotenziale unterschiedlicher Studien	140
A.1 Regionale Verteilung der Datenpunkte, die zur Regressionsanalyse von spezifischer Leistung und Nabenhöhe in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit verwendet werden.	172
A.2 Disaggregationsschlüssel für den Gebäudebereich (a) und den GHD-Bereich (b).	172
A.3 Disaggregationsschlüssel für PKW- (a) und Bus-Bedarfe (b).	173
A.4 Disaggregationsschlüssel für Strom- (a) und Wasserstoffbedarfe (b) der Bahn.	173
A.5 Disaggregationsschlüssel für LKW-Bedarfe.	174
A.6 Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Stahl- (a) und Nichteisenmetallindustrie (b).	174
A.7 Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Aluminiumindustrie.	175
A.8 Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Zement- (a) und Keramikindustrie (b).	175
A.9 Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Chemie- (a) und Ammoniakindustrie (b).	176
A.10 Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Papier- (a) und Glasindustrie (b).	176
A.11 Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Bergbau- (a) und Automobilindustrie (b).	177
A.12 Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Nahrungs- und Tabakindustrie. .	177

A.13 Disaggregationsschlüssel für für weitere Industriezweige (a) und für die Gesamtindustrie (b).	178
A.14 Aus der Disaggregation resultierende Bedarfe für Strom (a) und Wärme (b). .	178
A.15 Aus der Disaggregation resultierende Bedarfe für Wasserstoff (a) und Hochtemperaturprozesswärme (b).	179
A.16 Aus der Disaggregation resultierende Bedarfe für nicht elektrifizierbare Hochtemperaturprozesswärme in der Stahlindustrie (Direktreduktion) (a) und in der Zementindustrie (b).	179
A.17 Aus der Disaggregation resultierende Bedarfe für Mitteltemperatur- (a) und Niedertemperaturprozesswärme (b).	180
A.18 Blockdiagramm der Komponenten des Optimierungsmodells ETHOS.FineRegions.	181
B.1 Auf Gemeindeebene durchgeführter Vergleich zwischen Solarkataster und dem Ansatz zur Ermittlung von Dachflächen Photovoltaik Potenzialen in der vorliegenden Arbeit.	184
B.2 Stromerzeugung und -bedarf in einem beispielhaften Sommerzeitraum in Ilmenau.	185
B.3 Wärmeerzeugung und -bedarf in einem beispielhaften Sommerzeitraum in Ilmenau.	186
B.4 Speicherkapazitäten für verschiedene Strompreisannahmen.	187
B.5 Netzanschlussleistung und -arbeit für Strom unter verschiedenen Autarkierandbedingungen.	187
B.6 Speicherkapazitäten unter verschiedenen Autarkierandbedingungen.	188
B.7 Sensitivität der Ergebnisse im Referenzszenario gegenüber der CAPEX-Annahmen für Abweichungen von $\pm 20\%$	189
B.8 Sensitivität der Ergebnisse im <i>Preiszeitreihe</i> ² -Szenario gegenüber der CAPEX-Annahmen für Abweichungen von $\pm 20\%$	190
B.9 Gemeindecluster mit verschiedene Gewichtungen für den Flächenschwerpunkt als Aggregationsparameter.	191

Tabellenverzeichnis

2.1	Regionale Energiesystemmodelle in der Literatur.	11
2.2	Energieträger und Sektoren in regionalen Energiesystemmodellen.	13
2.3	Erzeugungstechnologien in regionalen Energiesystemmodellen.	14
2.4	Umwandlungs-, Speicher- und Netzberücksichtigungen in regionalen Energiesystemmodellen.	15
2.5	Nationale und kontinentale Systemstudien mit dezentralem Fokus.	17
2.6	Methodikwahl verschiedener Potenzialstudien	22
2.7	Vergleich von Umfang und Auflösung von verschiedenen Studien	23
2.8	In der Literatur häufig verwendete Landnutzungsdatensätze.	23
2.9	Verwendete Ausschlusskriterien für Windanalysen	25
2.10	Verwendete Initialflächen für Freiflächen-PV-Analysen in der Literatur.	27
2.11	Verwendete Ausschlusskriterien für Freiflächen-PV-Analysen	28
2.12	Kapazitätsdichten in Freiflächen-PV Potenzialanalysen	28
2.13	Vergleich von Faktoren zur Berücksichtigung von Dachdetails in Dachflächen-PV Potenzialanalysen	30
2.14	Literaturwerte für Potenziale zur energetischen Nutzung biogener Reststoffen in Deutschland für das Bezugsjahr 2050.	31
3.1	Ausgewählte Ausschlusskriterien für die Szenarien der Potenzialanalyse für Windenergieanlagen.	37
3.2	Parameter der Referenzanlagen in den Bundesländern.	39
3.3	Ausgewählte Ausschlusskriterien für die Freiflächen-PV-Analyse.	42
3.4	Verwendete Schlüssel zur Disaggregation von Biomassepotenzialen.	46
3.5	Bevölkerungsspezifische Abfallmengen mit Werten aus Dornbusch et al. [279] und Flamme et al. [280]. E: Einwohner*innen.	47
3.6	Genutzte Faktoren für die Disaggregation auf Gemeindeebene.	48
3.7	Zeitreihen in <i>ETHOS.FineRegions</i>	52
3.8	Erzeugungstechnologien für Prozesswärme in <i>ETHOS.FineRegions</i>	53
3.9	Szenarien für die Gemeindebetrachtung.	60
3.10	Verwendete Aggregationsmethode pro Parametertyp.	64
4.1	Vergleich der Landverfügbarkeitsanalysen mit ausgewählten Studien.	72
4.2	Ergebnisse für die Szenarien der Freiflächenphotovoltaik-Potenzialanalyse.	77

4.3	Über das Jahr aufsummierte Aggregationsparameter exklusive der Flächenschwerpunkte und Prozesswärmebedarfe für ausgewählte Regionen.	120
A.1	Definition der Ausschlusskriterien für verschiedene Datensätze.	153
A.2	Abfragen zur Datenabfrage bei OSM-Overpass [230]	160
A.3	Ausschlussdefinitionen für die Szenarien der Onshore-Wind-Potenzialanalyse.	160
A.4	Ausschlussdefinitionen für die Bundesländer in Szenario 1.	162
A.5	Definition der Positivflächen in den Freiflächen-PV-Analysen.	168
A.6	Ausschlüsse für die Szenarien der Freiflächen-PV-Analyse.	169
A.7	Pufferdefinitionen zur Auswertung von Datensätzen für Windanalysen.	170
A.8	Ausschlüsse für die typische Windanalyse zur Auswertung der Landnutzungsdatensätze.	171
A.9	Variation der Kostenannahmen basierend auf Stolten et al. [104].	182

Konventionen

Im Verlaufe der Thesis werden die folgenden Konventionen verwendet.

Eigennamen und *englische Begriffe* werden kursiv geschrieben.

ERKLÄRUNGEN:

Informelle Exkurse zu einem Modell oder einer Definition.

Abkürzungsverzeichnis

Generelle Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
AGFW	Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
CAPEX	Investitionskosten (englisch: Capital Expenditure)
CLC	Corine Land Cover
CTS	Commerce, Trade & Services
EE	Erneuerbare Energien
EEG2017	Erneuerbare Energien Gesetz 2017
EEG2021	Erneuerbare Energien Gesetz 2021
GIS	Geographical Information System
H ₂ -UGS	Wasserstoff-Untergroundspeicher
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LoD2	CityGML - Level of Detail 2
LP	Linear Programming
MAE	Mittlerer absoluter Fehler (englisch: Mean Absolute Error)
MAPE	Mittlerer absoluter prozentualer Fehler (englisch: Mean Absolute Percentage Error)
MILP	Mixed Integer Linear Programming
OPEX	Bestriebsausgaben (englisch: Operational Expenditure)
OSM	Open Street Map
TAC	Annualisierte Systemkosten (englisch: Total Annual Costs)
TSA	Zeitreihenaggregation (englisch: Time Series Aggregation)
WDPA	World Database on Protected Areas

Formelzeichen - Analyse Landverfügbarkeitsdatensätze

Symbol	Einheit	Bedeutung
NTA	-	Normalized Total Area
IoU	-	Intersection over Union
A	m ²	Fläche
p	m ²	Pixelauflösung

Formelzeichen - Potenzialanalyse Onshore-Wind

Symbol	Einheit	Bedeutung
p	W/m^2	Spezifische Leistung der WEA
$v_{m,150m}$	m/s	Mittlere Windgeschwindigkeit in 150 m Höhe
h	m	Nabenhöhe
d	m	Rotordurchmesser
γ	$^\circ$	Einfallwinkel der Hauptwindrichtung
α	$^\circ$	Laufwinkel der Ausschusselipse

Formelzeichen - Potenzialanalyse Freiflächen-PV

Symbol	Einheit	Bedeutung
f_{GC}	-	Faktor für Bodenabdeckung
f_c	-	Faktor für baubedingte Hindernisse
η_{PV}	-	PV-Moduleffizienz
a_{cov}	m^2/kW	Modulabdeckung
$P_{FFPV,Ex.}$	MW	Leistung der existierenden Freiflächen-PV-Anlage
$A_{FFPV,Ex.}$	m^2	Fläche der existierenden Freiflächen-PV-Anlage

Formelzeichen - Potenzialanalyse Dachflächen-PV

Symbol	Einheit	Bedeutung
\vec{n}	-	Normalvektor
P	-	Punkte zur Bestimmung der Dachausrichtung
α	$^\circ$	Nord-Azimut
γ	$^\circ$	Neigungswinkel
A_{roof}	m^2	Dachfläche
X_i	-	Anteil belegter Dachfläche
$P_{Bestand}$	MW	Leistung der PV-Bestandsanlagen
$P_{Potenzial}$	MW	Leistung der potenziellen Anlagen

Formelzeichen - Energiesystemmodellierung

Symbol	Einheit	Bedeutung
$f_{Bundesland}$	-	Disaggregationsschlüssel Bundeslandebene
$f_{Landkreis}$	-	Disaggregationsschlüssel Landkreisebene
$f_{Gemeinde}$	-	Disaggregationsschlüssel Gemeindeebene
TAC_{System}	€	Annualisierte Systemkosten
$B_{Stromäquivalent}$	MW	Äquivalenter Strombedarf
B_{Strom}	MWh	Strombedarf
B_{H_2}	MWh	Wasserstoffbedarf
$B_{PH,LT}$	MWh	Niedertemperaturprozesswärmebedarf
$B_{PH,MT}$	MWh	Mitteltemperaturprozesswärmebedarf
$B_{PH,HT}$	MWh	Hochtemperaturprozesswärmebedarf
$\eta_{Elektrolyseur}$	-	Elektrolyseurwirkungsgrad

$\eta_{E-Heizkessel}$	-	Elektroheizkesselwirkungsgrad
$\eta_{E-Industriefofen}$	-	Wirkungsgrad Elektro-Ofen
ε_{WP}	-	Leistungszahl Wärmepumpe
CF_{EE}	-	Kombinierter Kapazitätsfaktor der erneuerbaren Energieträger
CF_{PV}	-	Kapazitätsfaktor der PV-Anlagen
CF_{Wind}	-	Kapazitätsfaktor der Onshore-Windenergieanlagen
$CF_{Offshore}$	-	Kapazitätsfaktor der Offshore-Windenergieanlagen
P_{PV}	MW	Kapazität PV-Anlagen
P_{Wind}	MW	Kapazität Onshore-Windenergieanlagen
$P_{Offshore}$	MW	Kapazität Offshore-Windenergieanlagen
p	€	Strompreis
X	-	Exponent Strompreiszeitreihe

Formelzeichen - Clustering

Symbol	Einheit	Bedeutung
X_{EE}	-	Gewichtungsfaktor Erneuerbare Energieträger
X_{Bedarf}	-	Gewichtungsfaktor Bedarfe
$X_{Schwerpunkt}$	-	Gewichtungsfaktor Flächenschwerpunkt
DB	-	Davies-Boulding Index
k	-	Anzahl Cluster
R_{ij}	-	Gütemaß für DB
s	-	Mittlere Distanz aller Parameter zum Clusterschwerpunkt
d	-	Distanz zwischen Clusterschwerpunkten

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Motivation

Die Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems bewirkt gleichzeitig eine zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung: Während das Energiesystem in der Vergangenheit von Großkraftwerken geprägt war, übernehmen im neuen Energiesystem eine Vielzahl dezentraler Erzeuger die Strombereitstellung. Im Klimaschutzgesetz [1] hat sich die Bundesregierung 2021 das Ziel gesetzt, die deutsche Energieversorgung bis zum Jahr 2045 zu dekarbonisieren. Das Osterpaket von 2022 [2] zeigt zudem, dass dies in Deutschland im Gegensatz zu anderen Ländern durch den Ausbau der erneuerbaren Energieträger erreicht werden soll. Die „natürliche“ Dezentralisierung des Energiesystems wird daher zwangsläufig weiter zunehmen. Dennoch ist die Frage nach der angestrebten Dezentralität im Energiesystem nicht geklärt: Soll sich der Ausbau erneuerbarer Erzeuger primär an den Erzeugungsbedingungen orientieren oder sollen die Vorteile der Verbrauchsnähe bei der Erzeugung genutzt werden? Gibt es ein optimales Maß an Dezentralität im Energiesystem, welches die Vorteile beider Leitbilder ausbalanciert?

Eine Herausforderung, die sich aus der großen Anzahl von Erzeugern im sich wandelnden Energiesystem ergibt, ist die Organisation der dezentralen Elemente. Eine Möglichkeit der Strukturierung ist der Zusammenschluss der dezentralen Erzeuger zu *virtuellen Kraftwerken*, um den erzeugten Strom gemeinsam zu vermarkten. Durch die gebündelte Teilnahme am Strommarkt werden Preissignale, die den Zustand des Stromsystems berücksichtigen, auch für kleine Erzeuger relevant [3]. Zur Verbesserung der räumlichen Organisation werden häufig *nodale Preiszonen* als geeignetes Instrument diskutiert. Dabei soll das Preissignal Redispatch-Maßnahmen reduzieren, indem die Netzauslastung in die individuelle Preisbildung für die Netzknoten einfließt [4]. Ein weiteres, in diesem Kontext relevantes Konzept, ist das zellulare Energiesystem. Dieses wurde durch den Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) [5] ins Leben gerufen, um dezentrale Erzeuger und Verbraucher zu orchestrieren: Die Nutzung regionaler Flexibilitäten in Energiezellen soll den Netzausbau und den Speicherbedarf im entstehenden Energiesystem reduzieren.

Neben der Vervielfachung der Erzeuger hat auch die Zahl der Akteure im Stromsystem stark zugenommen [6]. Zunächst hat die Marktöffnung im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 1998 zu einer verringerten Vormachtstellung der großen Erzeugungsunternehmen geführt [7]. Darüber hinaus hat die Vielzahl von weniger kapitalintensiven Erzeu-

gern im Stromsystem dazu geführt, dass verschiedene kleinere Akteure selbst Strom erzeugen. Beispielsweise waren im März 2023 laut Marktstammdatenregister [8] 1,8 Millionen PV-Anlagen von Haushalten in Deutschland registriert. In Umfragen werden ökonomische Anreize, Umweltschutz, aber auch Selbstversorgungsbestrebungen als Gründe genannt, warum immer größere Teile der Bevölkerung selbst Strom erzeugen [9]. Auch in Gemeinden ist das Streben nach Autarkie beziehungsweise Selbstversorgung in sogenannten *Energie-regionen* immer häufiger zu beobachten. Die Motive der Akteure, solche Ziele zu formulieren, sind vielfältig. Die wesentlichen Treiber sind jedoch Umweltbewusstsein, Steuereinnahmen und das Streben nach Unabhängigkeit von übergeordneten Strukturen [10]. Wenn Gemeinden darüber hinaus die Bevölkerung in Partizipationsprojekte einbinden, kann außerdem die Akzeptanz für lokale erneuerbare Energie-Projekte erhöht werden [11]. Wie bereits Schumacher [12] in seinem Buch *Small Is Beautiful* herausstellt, kümmern sich „in kleinen Verbänden zusammengeschlossene Menschen besser um [...] ihre sonstigen natürlichen Hilfsquellen“. Die Vorteile, die sich aus der Bildung von Energieregionen ergeben, sind zu erkennen, jedoch stellt sich die Frage nach den techno-ökonomischen Potenzialen der verschiedenen Konzepte sowie nach den Auswirkungen auf das nationale Gesamtsystem.

1.2 Zielstellung und gewählter Ansatz

Aus der Motivation leiten sich die folgenden Forschungsfragen für die vorliegende Arbeit ab:

1. Wie hoch ist das Potenzial¹ der deutschen Gemeinden für eine autarke Energieversorgung?
2. Welche Auswirkungen haben Autarkiebestrebungen von Gemeinden auf die optimale Technologiewahl und die Kosten im Energiesystem?
3. Wie wirken sich verschiedene Grade der Dezentralisierung auf die Kosten und den Technologiemix des Energiesystems aus?

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wird ein regionales Energiesystemmodell entwickelt, das die kostenoptimale Zusammensetzung zukünftiger Energiesysteme bis zur Gemeindeebene bewerten kann. Die Anforderungen an das Modell leiten sich aus den Forschungsfragen ab: Zum einen müssen Autarkierandbedingungen modelliert werden, um unterschiedliche Zielsetzungen der Gemeinden abbilden zu können. Zum anderen ist die Verzahnung mit der nationalen Ebene notwendig, um Dezentralitätsbetrachtungen im nationalen Kontext betrachten zu können. Zu diesem Zweck wird ein neuartiger Ansatz entwickelt, der durch eine flexible Aggregation der Regionen des Energiesystemmodells unterschiedliche Untersuchungsebenen ermöglicht. Aufgrund des großen Einflusses der erneuerbaren Erzeugungspotenziale auf die Fragestellungen der Arbeit wird zusätzlich ein besonderer Fokus auf die Potenzialanalyse erneuerbarer Energieträger gelegt. Abbildung 1.1 gibt einen Überblick über die Gliederung der Arbeit, welche aus 6 Kapiteln besteht.

In Kapitel 2 wird der Stand der Forschung zu den Schwerpunkten der Arbeit beleuchtet. Hierbei werden in Abschnitt 2.1 die für den weiteren Verlauf der Arbeit notwendigen Grundlagen und Begriffe der Dezentralität und Autarkie definiert. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 2.2 Praxisbeispiele von *Energieregionen* vorgestellt, die sich Ziele in verschiedenen

¹Im Rahmen dieser Arbeit wird, sofern nicht weiter spezifiziert, die Definition des technischen Potenzials verwendet.

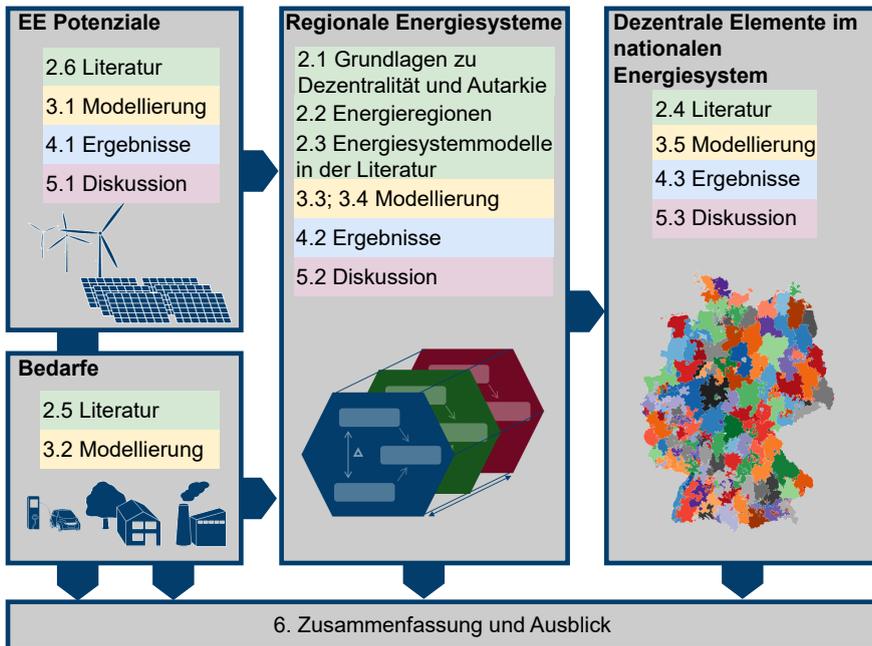


Abbildung 1.1: Struktur der vorliegenden Arbeit.

Autarkiedimensionen gesetzt haben. Anschließend wird die Modellierung in den einzelnen Forschungsfeldern der Arbeit vorgestellt: Abschnitt 2.3 gibt einen Überblick über die in der Literatur verwendeten regionalen Energiesystemmodelle. In Abschnitt 2.4 wird die Modellierung von Studien zur Transformation des nationalen Energiesystems unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralitätsaspekten behandelt. Außerdem werden die Grundlagen von *Clustering*-Techniken vorgestellt. Anschließend werden in Abschnitt 2.5 regionale Bedarfsmodellierungen in der Literatur vorgestellt, bevor in Abschnitt 2.6 die Literatur zu Potenzialanalysen erneuerbarer Energieträger vorgestellt wird.

Kapitel 3 stellt die Modellierung der vorliegenden Arbeit vor. Zunächst wird die grundlegende Modellierung von erneuerbaren Potenzialen (Abschnitt 3.1) und Bedarfen (Abschnitt 3.2) beschrieben. In Abschnitt 3.3 wird das regionale Energiesystemmodell *ETHOS.FineRegions* präsentiert, das die Grundlage der vorliegenden Arbeit bildet. Anschließend werden die mit dem Modell durchgeführten Analysen vorgestellt: Abschnitt 3.4 skizziert, wie das Modell zur Optimierung und Auswertung der Energiesysteme von Gemeinden eingesetzt wird und Abschnitt 3.5 beschreibt, wie das regionale Modell zur Beantwortung nationaler Fragestellungen genutzt wird.

Die Ergebnisse der Arbeit werden in Kapitel 4 präsentiert. In Abschnitt 4.1 wird zunächst auf die Ergebnisse der Potenzialanalyse für Onshore-Wind-, Freiflächen-PV- und Dachflächen-PV-Anlagen eingegangen. Die Ergebnisse der Analyse der Energiesysteme auf Gemeindeebene werden in Abschnitt 4.2 erläutert. Anschließend wird die Dezentralitätsanalyse in Abschnitt 4.3 vorgestellt.

In Kapitel 5 werden die Ergebnisse aus Kapitel 4 diskutiert und in den Kontext der Literatur eingeordnet. Die wesentlichen Ergebnisse der Arbeit werden in Kapitel 6 zusammengefasst.

Kapitel 2

Stand der Wissenschaft

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über den Stand der Wissenschaft zu regionalen und dezentralen Elementen in der Energiesystemanalyse. Zunächst werden in Abschnitt 2.1 die Begriffe Autarkie, Autonomie und Dezentralität in Bezug auf das Energiesystem erläutert. Anschließend werden in Abschnitt 2.2 Energieregionen vorgestellt, die sich zum Ziel gesetzt haben, die Energiewende auf dezentraler Ebene umzusetzen. In Abschnitt 2.3 werden regionale Energiesystemmodelle aus der Literatur vorgestellt, welche die Transformation von Energiesystemen auf Gemeindeebene untersuchen. Darauf folgend werden in Abschnitt 2.4 Energiesystemstudien mit dezentralem Fokus vorgestellt und die Methodik der geografischen Aggregation erläutert. In Abschnitt 2.5 wird auf die Bedarfsmodellierung auf regionaler Ebene eingegangen, bevor in Abschnitt 2.6 der Fokus auf die Potenzialanalyse von erneuerbaren Energieträgern gelegt wird.

Teile der Abschnitte 2.1, 2.2, 2.3 und 2.5 wurden in Risch et al. [13] und Teile des Abschnitts 2.6 in Risch et al. [14] veröffentlicht.

2.1 Autarkie, Autonomie und Dezentralität in Energiesystemen

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen von Autarkie, Autonomie und Dezentralität im Kontext von Energiesystemen vorgestellt und die in der Arbeit verwendete Terminologie definiert.

Die Begriffe der Autarkie und Autonomie werden im Rahmen der Energiesystemanalyse zur Beschreibung von Systemen genutzt, die ihren Energiebedarf teilweise oder komplett selbst decken [15]. Dabei können sich sowohl die betrachteten Energieträger als auch die gesetzten Systemgrenzen unterscheiden [16]. In der Literatur werden autarke Strukturen auf unterschiedlichen Betrachtungsebenen untersucht, diese reichen von der Gebäudeebene über die regionale Ebene bis hin zur nationalen Ebene [17]. Im Folgenden wird sich auf den regionalen Betrachtungsrahmen fokussiert.

Zur Beschreibung autarker Strukturen in Regionen werden in der Literatur die Begriffe Autarkie (zum Beispiel [16, 18]) und Autonomie (zum Beispiel [19, 20]) sowie im Englischen „self-sufficiency“ [10, 21, 22], „autarky“ [23–26] und „autonomy“ [15, 27–31] oft synonym verwendet. Juntunen und Martiskainen [17] stellen jedoch heraus, dass „energy autonomy“

oftmals das Konzept der Autarkie überschreitet und zudem soziale Dimensionen beinhaltet. Auch für den deutschen Sprachgebrauch verdeutlichen Deutsche et al. [32], dass „Autonomie nicht zwangsläufig mit Autarkie einhergeht“, und heben die Selbstbestimmung einer Region als Entscheidungskriterium hervor. Dementsprechend ist für Systemgrenzen, die enger gefasst sind als der Nationalstaat, der Begriff der Energieautarkie vorzuziehen [32]. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird aufgrund der regionalen Bilanzgrenze dementsprechend der Begriff der Autarkie verwendet.

Weiterführend kann nach Deutsche et al. [32] zwischen lastgerechter Autarkie und bilanzieller Autarkie unterschieden werden. Bei der lastgerechten Autarkie (auch komplette Autarkie [16], harte Autarkie [33], Inselbetrieb, [34], reale Autarkie [35] oder „off-grid“ [36]) kann die betrachtete Region ihre Energienachfrage zu jedem Zeitpunkt selbst bereitstellen und benötigt dementsprechend zu keinem Zeitpunkt einen Netzanschluss, um ihre Energiebilanz zu erfüllen. Bei der bilanziellen Autarkie (auch weiche Autarkie [33] oder „on-grid“ [33]) tauscht die Region weiterhin Energie über die Regionsgrenzen hinweg aus. In der Region wird aber über einen Bilanzzeitraum, welcher meistens auf ein Jahr festgelegt wird [29, 33, 37], mindestens die gleiche Menge Energie bereitgestellt wie nachgefragt wird. Bei der bilanziellen Autarkie muss die Region dementsprechend nicht den zeitlichen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch, beispielsweise mit Hilfe von Speichern übernehmen. McKenna et al. [33] führen zudem die tendenzielle Autarkie ein, bei der das Streben nach Autarkie nicht im Fokus steht: Durch die dezentrale Struktur der erneuerbaren Energieträger wird ein Teil des Verbrauchs ohne zusätzliche Initiative innerhalb der Region selbst bereitgestellt.

Beim Blick auf das nationale Gesamtsystem wird häufig der Begriff der Dezentralität (z.B.: [6, 38–40]) verwendet. Ähnlich wie bei der tendenziellen Autarkie ist durch die Abkehr von konventionellen und zentralen Großkraftwerken hin zu einer Vielzahl von kleinteiligen erneuerbaren Erzeugern eine natürliche Dezentralisierung bei der Versorgung im Stromsystem zu beobachten [21, 41, 42]. Oftmals wird zusätzlich zur räumlichen Verteilung der Erzeugung, die Verbrauchsnähe als Indikator für Dezentralität im Energiesystem verwendet [6, 38, 40]. Konkret werden konventionelle Großkraftwerke [21], sowie zentral angelegte Wind- und Solarparks [6, 41] (insbesondere Wind auf See) in der Literatur als zentrale Erzeuger angesehen. Während beim Bau von Großkraftwerken die Standortwahl - abgesehen von der Nähe zu Infrastruktur oder Abbaustätten - uneingeschränkt möglich war, wird beim Bau von zentralen Wind- und Solarparks hauptsächlich auf optimale Erzeugungskonditionen geachtet. Hierdurch ergeben sich nach Witte et al. [6] „zwei konkurrierende Paradigmen“ für das zukünftige Energiesystem: Auf der einen Seite steht die zentrale Erzeugung unter besseren Erzeugungskonditionen für die Erneuerbaren mit hohem Bedarf für Transportinfrastruktur und auf der anderen Seite die Verbrauchsnähe der dezentralen Erzeugung unter ungünstigeren Erzeugungskonditionen.

Ein Konzept, welches darauf abzielt, die dezentralen Tendenzen im Energiesystem zu strukturieren, ist das zellulare (oder wabenförmige [43]) Energiesystem. Abbildung 2.1 gibt einen Überblick über den Aufbau eines zellularen Energiesystems. Bei diesem werden auf möglichst niedriger Ebene (Zellebene) alle Energieformen durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen und Power-to-X-Potenzialen (P2X) ausgeglichen [5, 44]. Durch die Ausnutzung dieser Potenziale auf regionaler Ebene kann die Abregelung von erneuerbaren Energien reduziert werden [6, 21, 45]. Birkner [21] stellt weiterführend heraus, dass bei der Bilanzierung innerhalb der Zelle das Pareto-Gesetz Anwendung finden sollte, sodass gewisse Energie- und Stoffströme über die Zellgrenze hinweg zugelassen sind. Durch die Ausbalancierung soll der Austausch zwischen den Zellen und damit die benötigten Netz-

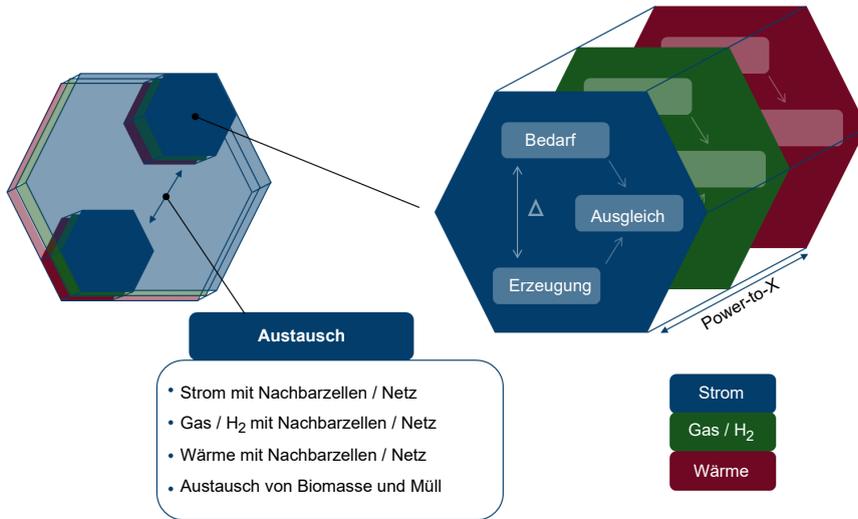


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des zellularen Energiesystems.

infrastrukturen im Energiesystem reduziert werden [21, 42, 46]. Zusätzlich kann durch den zellularen Ansatz die Resilienz¹ des Energiesystems erhöht werden [47]. Durch die Ausregelung auf dezentraler Ebene wird der Bedarf an langen Übertragungsleitungen reduziert und damit die Ausfallwahrscheinlichkeit durch Naturkatastrophen verringert [47]. Zusätzlich kann die Resilienz des Netzes durch die schwarzstartfähige Energiezellen [42, 44] oder die Überstehungsfähigkeit eines *black-outs* [48] einzelner Energiezellen erhöht werden. Zur Erreichung dieser Vorteile ist es jedoch von entscheidender Bedeutung, das Ziel der Dezentralisierung nicht falsch zu interpretieren und damit den Punkt zu überschreiten, in dem sich die Vorteile von zentralen und dezentralen Elementen im Energiesystem optimal ergänzen. Ab diesem Punkt überwiegen die Nachteile von zum Beispiel suboptimalen Erzeugungskonditionen und dem Verlust von Skaleneffekten. Zudem wird eine dezentrale Organisation des Energiesystems oft fälschlicherweise mit Autarkiebestrebungen verbunden, die deutlich größere Einflüsse auf das Energiesystem haben können.

2.2 Energieregionen - Dezentralisierung im Energiesystem

Zahlreiche Gemeinden, Kommunen und Zusammenschlüsse von Regionen haben sich Ziele zur Eigenversorgung in verschiedenen Dimensionen sowie verschiedenem Ausmaß gesetzt. In dem vorliegenden Kapitel werden Energieselbstversorgungskonzepte von Gemeinde- bis Landkreisebene vorgestellt. Oftmals werden Regionen, die einen möglichst hohen Anteil ihres eigenen Energiebedarfes durch erneuerbare Energieträger decken wollen, als Energieregionen betitelt [35, 49, 50]. Diese Begrifflichkeit wird für die vorliegende Arbeit übernommen.

¹Fähigkeit des Systems auf außerordentliche Zustände zu reagieren.

Das deutsche Projekt 100ee-Regionen [51] und das europäische Pendant 100 % RES Communities [52] haben ein Label zur Zertifizierung von Regionen eingeführt, die sich zum Ziel gesetzt haben, ihren Energiebedarf zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen zu decken und dieses Ziel auch erreichen können [53]. Die deutsche Version 100ee-Regionen wurde 2007 zur Untersuchung der regionalen „Erfolgs- und Hemmnisfaktoren“ im Rahmen der Energiewende eingeführt [54]. Das Projekt unterteilt die Regionen weiter [55]:

- 100ee-Regionen: Ein „überdurchschnittlicher“ Anteil des Energiebedarfes wird durch erneuerbare Energie gedeckt.
- 100ee-Starterregionen: Ein Teil des Energiebedarfes wird durch erneuerbare Energie gedeckt.
- 100ee-Urban: Urbane Regionen, die mehr Energie mittels regenerativer Quellen bereitstellen als vergleichbare Regionen.

In Deutschland erreichten im Oktober 2017 93 Regionen das Label 100ee-Region und weitere 58 Regionen das Label 100ee-Starterregion [56]. Im Rahmen der 100 % RES Communities wurde das Konzept auf insgesamt 10 Länder ausgeweitet [52]. Das Projekt Regio-N des Klima-Bündnis e.V. hat sich zum Ziel gesetzt, das Projekt weiterzuführen [57].

Ein Beispiel für eine 100ee-Region ist die Insel Pellworm, die circa 300 % ihres Strombedarfes in einer Jahresbilanz (bilanzielle Autarkie) durch erneuerbare Energieträger erzeugt [58]. Um die Netzinteraktion zu verringern, wurde eine Redox-Flow- und eine Lithium-Ionen-Batterie installiert [59]. Die Gemeinde Wildpoldsried übertraf diesen Wert noch einmal mit einer Erzeugung von rund 500 % ihres Jahresbedarfs durch erneuerbare Energiequellen [60].

Darüber hinaus hat die Europäische Kommission eine Mission für klimaneutrale Städte veröffentlicht, mit dem Ziel bis 2030 hundert klimaneutrale Städte als Innovationshub zu schaffen [61]. Eine Stadt, die sich eine solche Rolle als Ziel gesetzt hat, ist die Stadt Aachen: Um den UN-Vereinbarungen von Paris gerecht zu werden, hat sich die Stadt vorgenommen bis 2030 „Klimaneutralität“ zu erreichen [62, S.61].

Ein weiteres Projekt, welches den Begriff der Energieregionen geprägt hat, sind die „Bioenergiedörfer“ [63]. In der niedersächsischen Gemeinde Jühnde wurde bereits im Jahr 2000 im Rahmen des Forschungsprojektes das Ziel gesetzt, Strom- und Wärmebedarf durch den Einsatz von Biomasse lokal bereitzustellen [64]. Darauf aufbauend wurde das ideale Bioenergiedorf definiert, welches seinen kompletten Strombedarf sowie 50 % des Wärmebedarfes durch den Einsatz von Biomasse deckt [63]. Eine angepasste Definition des idealen Bioenergiedorfes sieht vor, dass auch zusätzliche erneuerbare Energieträger zum Einsatz kommen können, um den gesamten Strombedarf und drei Viertel des Wärmebedarfes eigenständig zu decken [65]. Ziel ist es, die lokale Akzeptanz für die Energieversorgung in der Bevölkerung zu erhöhen, sowie die Wertschöpfung in der Region zu steigern. Im März 2023 hatten 180 Regionen (Stadtteile und Gemeinden) den Status eines Bioenergiedorfes [66].

Das Projekt C/sells versucht darüber hinaus das Konzept des zellularen Energiesystems (vgl. Abschnitt 2.1) zur Anwendung zu bringen, indem Erzeugung und Bedarf auf Zellebene ausgeregelt werden [67]. C/sells beinhaltet 39 Energiezellen mit unterschiedlichen Aufgaben und Anwendungsproben. Beispielsweise soll in den Zellen Flexibilität mobilisiert

und für das Gesamtsystem bereitgestellt werden [68]. Regionale Flexibilitätsmärkte, welche die räumliche Dimension der Regelenergie miteinbeziehen, sollen zum Einsatz kommen, um Netzengpässe zu vermeiden [68]. Konkret werden die Betreiber von Kleinanlagen und Netzbetreiber zusammengebracht, um deren Flexibilitätsbedarf effizient zu decken [69]. Zusätzlich wird ein regionaler, marktdienlicher Handel ermöglicht, durch den die Erzeugung und der Verbrauch von Strom regional durch Preissignale geregelt werden [70]. In der Metropolregion Nürnberg soll darüber hinaus die Vernetzung verschiedener kleinerer Energiezellen zu einer größeren erfolgen [71].

In den vorgestellten Konzepten können unterschiedliche Zielsetzungen erkannt werden. Während lastgerechte Autarkie in Regionen kaum als Ziel verstanden wird, gilt die bilanzielle Autarkie für verschiedene Stakeholder häufig als erstrebenswert, zum Beispiel in den Projekten 100ee-Region [54] und „Bioenergiedörfer“ [63]. Auf die Frage, warum autarke Strukturen angestrebt werden, stellen Engelken et al. [10] heraus, dass Entscheidungsträger aus ökologischer Überzeugung, wegen Steuereinnahmen und der Unabhängigkeit von privaten Unternehmen handeln. Darüber hinaus zeigen Ecker et al. [72], dass Individuen in autarken Versorgungsstrukturen eine höhere Zahlungsbereitschaft aufweisen. Insbesondere auf Haushaltsebene, aber auch auf städtischer Ebene lässt sich der *endowment*-Effekt [73] erkennen, der besagt, dass Individuen Gütern einen höheren Wert zuschreiben, nur weil sie diese besitzen [72]. Aus regional-ökonomischer Sicht kann weitergehend die regionale Wertschöpfung gestärkt und Arbeitsplätze in der Region geschaffen werden [35, 74–76]. Zusätzlich zu ökonomischen Effekten können Energieregionen durch die stärkere Einbindung und Partizipation der Bewohner der Region dabei helfen, die Akzeptanz für die Energiewende in der Bevölkerung zu erhöhen [41, 49, 74, 77–79]. Darüber hinaus können durch die Einbeziehung der Bevölkerung Endenergieeinsparungen erreicht werden, indem die Verbraucher bewusster mit der Energie umgehen [49, 54, 65, 74, 80]. Im Osterpaket des BMWKs wird dementsprechend festgehalten, dass „die finanzielle Beteiligung der Kommunen [...] im Interesse der Akzeptanz vor Ort“ weiterentwickelt werden soll [2]. Zusätzlich zum Streben nach bilanzieller Energieautarkie wird in Anwendungsbeispielen des zellularen Energiesystems der systemdienliche Betrieb regionaler Energiesysteme erprobt [69, 81–83].

Trotz der genannten positiven Einflüsse von regionalen Energiekonzepten ist der makroökonomische Effekt, sowie der Einfluss auf das übergeordnete Energiesystem von Energieregionen wenig erforscht [27, 29]. Das Streben nach bilanzieller Energieautarkie führt möglicherweise zu hohen Spitzen in der Übertragungsleistung, aber geringer Auslastung der Transmissionsinfrastruktur. McKenna [29] stellt heraus, dass bilanziell autarke Regionen hierdurch wenig zu den Netzkosten beisteuern und so zu makroökonomischen Nachteilen führen können.

2.3 Modellierung von regionalen Energiesystemen in der Literatur

Immer häufiger werden regionale Energiesystemmodelle in der Literatur genutzt, um Aussagen hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende auf regionaler Ebene treffen zu können. Das folgende Kapitel gibt zunächst einen Überblick über die Energiesystemmodelle, die aktuell zur Bewertung von deutschen Regionen genutzt werden. Hierbei ist die Übersicht auf Literatur beschränkt, die Analysen auf Gemeindeebene durchführen. Im Detail wird

zunächst der Untersuchungsgegenstand sowie die Methodik in Abschnitt 2.3.1 dargestellt und anschließend in Abschnitt 2.3.2 ein Überblick über berücksichtigte Technologien und Energieträger gegeben. In Abschnitt 2.3.3 folgt ein Vergleich der Analysen, die Autarkie in deutschen Gemeinden durch die Nutzung von Energiesystemmodellen untersuchen.

2.3.1 Untersuchungszweck und Methodik regionaler Energiesystemmodelle

Tabelle 2.1 gibt einen Überblick über Energiesystemmodelle, die in der Literatur zur Beantwortung von Fragestellungen auf regionaler Ebene verwendet werden. Die verschiedenen Modelle und Veröffentlichungen unterscheiden sich bereits beim Zweck der Analyse. Hierbei muss zwischen zwei Ansätzen unterschieden werden: Einige Veröffentlichungen [84–87] haben den Zweck regionale Stakeholder auf dem Weg zur Klimaneutralität zu unterstützen und führen somit, wie in Abschnitt 2.2, beschrieben aufgrund des dezentralen Ausbaus implizit zu teilweise autarken Systemen. Weitere Studien [27, 35] setzen sich zum Ziel die Energiesysteme von autarken und teilautarken Regionen zu analysieren. Beim Vergleich der Energiesystemmodelle ist zu beachten, dass das Energiesystemmodell von Mainzer [86] durch Weinand [27] erweitert wurde, um den geänderten Untersuchungszielen gerecht zu werden.

Die betrachteten Energiesystemmodelle können zunächst in Simulations- und Optimierungsmodelle unterteilt werden. Allerdings wird lediglich von Locherer [84] ein Simulationsmodell zur Bewertung regionaler Energiesysteme verwendet. Der Großteil der Studien [27, 35, 85–87] verwendet Optimierungsansätze, um die gesetzten Fragestellungen zu beantworten. In *python* können solche Optimierungsprobleme durch das *pyomo*-Paket [88, 89] initialisiert werden und mit Solvern wie *Gurobi* [90] oder *glpk* [91] gelöst werden. Das *ETHOS.FINE*-Framework [92, 93] bietet die Möglichkeit ein Optimierungsmodell für Energiesysteme mit geringem Aufwand aufzusetzen. Bei den untersuchten Optimierungsmodellen kann zwischen der Lösung von linearen Optimierungen (LP), sowie gemischt-ganzzahligen Optimierungen (MILP) unterschieden werden. Bei der Wahl der Methode muss zwischen Rechenzeit und Modellgenauigkeit abgewogen werden. MILPs haben den Vorteil, dass Binärvariablen berücksichtigt werden können, um zum Beispiel binäre Investitionsentscheidungen erfassen zu können, dies erhöht jedoch die Rechenzeit [94]. Aus diesem Grund werden für Analysen auf Gemeinde und Landkreisebenen häufig LPs angewandt. Lediglich das Energiesystemmodell RE³ASON [95] verfolgt einen MILP-Ansatz.

Darüber hinaus variiert der regionale Betrachtungsrahmen der Analysen. Der Großteil der betrachteten Literatur untersucht Einzelgemeinden [18, 85, 96] und Fallstudien mit bis zu 72 Gemeinden [84]. Weinand [27] nutzt eine Regressionsanalyse, um die Optimierungsergebnisse aus 15 repräsentativen Gemeinden auf die Gesamtheit der Gemeinden in Deutschland zu projizieren. Zusätzlich sind Gemeinden mit Großindustrien a-priori ausgeschlossen, weswegen sich die Anzahl der untersuchten Gemeinden auf 15 mit dem MILP-Modell und 6314 mit einer Regressionsanalyse beziffert.

Tabelle 2.1: Regionale Energiesystemmodelle in der Literatur.

Veröffentlichung	Modell	Zweck	Methodik ^a	Auflösung ^b			Umfang
				LK	G	Q	
Moeller [35]	oemof [97]	Speicherbedarf und Systemkosten in der Stromversorgung für energieautarke Regionen	LP	x	x	x	24 Gemeinden
Locherer [84]	PROMET [98]	Simulation eines nachhaltigen Energiesystems auf regionaler Ebene	Sim	100 m×100 m			72 Gemeinden
Eggers [85]	KomMod [99]	Entwicklung einer techno-ökonomischen Strategie zur kommunalen Umsetzung der Energiewende	LP	-	x	-	1 Gemeinde
Mainzer [86]	RE ³ ASON [95]	Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme	MILP	x	x	x	6 Gemeinden
Weinand [27]	RE ³ ASON [95]	Energiesystemanalyse von autonomen Gemeinden	MILP + RA	-	x	-	15 + 6314 Gemeinden
Brodecki und Blesl [87]	TIMES Local [100]	Entwicklung methodischer Ansätze zur Abbildung von Energie-Autarkie in Energiesystemmodellen	LP	-	x	x	1 Gemeinde
Alhamwi et al. [101]	FlexiGis [102] & urbs [103]	Untersuchung von Speichern und zellularen Strukturen in urbanen Energiesystemen	LP	-	x	x	1 Gemeinde
Vorliegende Arbeit	ETHOS. FineRegions	Ganzheitliche Analyse aller Gemeindeenergiesysteme in Deutschland	LP	x	x	-	11 003 Gemeinden

^a LP: Lineare Optimierung, MILP: Gemischt-ganzzahlige Optimierung, RA: Regressionsanalyse, Sim: Simulation

^b LK: Landkreis, G: Gemeinden und Städte, Q: Quartiere und Stadtteile

2.3.2 Umfang regionaler Energiesystemmodelle

Tabelle 2.2 gibt einen Überblick über die in den Energiesystemmodellen berücksichtigten Energieträger, Sektoren und Infrastrukturen. Die betrachteten Energieträger variieren in der betrachteten Literatur. Während Strom und Wärme in nahezu allen betrachteten Veröffentlichungen untersucht werden, wird vor allem Wasserstoff oftmals vernachlässigt - lediglich Brodecki und Blesl [87] modellieren Wasserstoff als Energieträger. Studien [104–107], die die Transformation des nationalen Energiesystems untersuchen, kommen zu dem Schluss, dass Wasserstoff eine bedeutende Rolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen wird. Folglich stellt die Vernachlässigung von Wasserstoff als Energieträger in den untersuchten regionalen Energiesystemmodellen eine entscheidende Schwäche dar, da zur regionalen Umsetzung der Energiewende auch der Blick auf das Gesamtsystem sowie die übergeordneten Strukturen nicht verloren gehen sollte. Folglich stellt die Vernachlässigung von Wasserstoff als Energieträger in den untersuchten regionalen Energiesystemmodellen eine entscheidende Schwäche dar. Bei der Untersuchung regionaler Umsetzungen der Energiewende darf die Einordnung in den Kontext des nationalen Gesamtsystems und die Berücksichtigung übergeordneter Strukturen nicht verloren gehen. Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, kann die Ausnutzung von Power-to-X-Potenzialen dabei helfen, die Abregelung von erneuerbaren Energien zu reduzieren. Dementsprechend ist auch die vollständige Modellierung dieser Technologien inklusive der hierfür notwendigen Energieformen von entsprechender Bedeutung, um regionale Konzepte bewerten zu können.

Eine Möglichkeit der Flexibilisierung durch Power-to-X ist die Nutzung von zentralen, strombasierten Wärmeerzeugern im Verbund mit Fernwärmenetzen und Untergrundwärmespeicher, wie es in Dänemark bereits verbreitet ist [108]. Mainzer [86] hat mithilfe von *Open-Street-Map*-Daten [109] den Wärmeaustausch zwischen Stadtteilen durch Bestandsfernwärmenetze im RE^3 ASON-Modell abgebildet. Weiterführend hat Weinand et al. [110] die Kosten des Fernwärmenetzes in der Beispielgemeinde *Groß Kreuz* durch die Entfernung zu möglichen Tiefengeothermiestandorten sowie den spezifischen Wärmeverteilungskosten innerhalb von Siedlungsflächen abgebildet. Eggers [85] berücksichtigt den Ausbau des Fernwärmenetzes durch Kosten pro Leitungsmeter innerhalb eines Knotens und schätzt die Leitungslängen auf Basis des bestehenden Gasnetzes. Eine weitere Möglichkeit Fernwärmenetzkosten zu berücksichtigen sind die Arbeiten aus dem Stratego-Projekt [111, 112]. In einer auf dem Projekt basierenden Folgepublikation [113] werden Investitionskosten in Abhängigkeit von der Wärmedichte in einer Region angegeben. Darüber hinaus beziffert Ashfaq und Ianakiev [114] die fixen Betriebskosten auf 2 €/kWh und dem Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK (AGFW) [115] beziffert die durchschnittlichen Wärmeverluste innerhalb der Fernwärmeleitungen auf 13 %.

Die Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistung, Industrie und Verkehr werden in den meisten der betrachteten Energiesystemmodelle berücksichtigt. In einigen Arbeiten [27, 35, 85, 86] werden einzelne Sektoren jedoch durch vereinfachte Verbrauchserhöhungen modelliert, wodurch das zugehörige Erzeugungsportfolio, sowie Power-to-X-Technologien nicht mitoptimiert werden. In Tabelle 2.2 ist die vereinfachte Darstellung entsprechend gekennzeichnet. Weinand [27] schließt den Industriesektor, wie oben beschrieben, a-priori für seine Autarkieanalysen aus. Zusätzlich zur sektoralen Auflösung der Energiebedarfe stellt die räumliche Auflösung hohe Anforderungen an regionale Energiesysteme. Da die betrachtete Literatur auf Fallstudien für Einzelregionen und die einzige Analyse für alle Gemeinden in Deutschland [116] auf einer Regressionsanalyse beruht, basieren die Bedarfsmodellierungsansätze auf regionsspezifischen Ansätzen. Moeller [35] nutzt hierfür die Strombedarfe des regionalen Masterplans und verwendet als zeitliche Auflösung Stan-

Tabelle 2.2: Energieträger und Sektoren in regionalen Energiesystemmodellen.

Quelle	Energieträger ^a					Sektoren ^b			
	S	W	H ₂	G	BM	H	GHD	I	V
Moeller [35]	x	x ^c	-	-	-	x	x ^d	x ^d	x ^d
Locherer [84]	x	x	-	x	-	x	x	x	-
Eggers [85]	x	x	-	x	x	x	-	-	x ^d
Mainzer [86]	x	x	-	x	x	x	x ^v	x ^v	x ^v
Weinand [27]	x	x	-	x	x	x	x ^v	x ^v	x ^v
Brodecki und Blesl [87]	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Alhamwi et al. [101]	x	-	n.v.	n.v.	-	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Vorliegende Arbeit	x	x	x	x	x	x	x	x	x

^a S: Strom, W: Wärme, G: Gas und/oder Biogas, BM: Biomasse

^b H: Haushalte, GHD: Gewerbe, Handel und Dienstleistung, I: Industrie, V: Verkehr

^c Durch Erhöhung des Strombedarfs modelliert;

^d Nur Strombedarf berücksichtigt

^v Laut Veröffentlichung vereinfachte Modellierung

n.v.: Information in Publikation nicht vorhanden

ardlastprofile. Weitere Analysen [85, 86, 101, 116] nutzen Daten über die Gebäude (zum Beispiel Zensus [117] oder Open-Street-Map [109]) in einer Region, um auf Grundlage von diesen den Bedarf in der Region abzuschätzen. Während regionsspezifische Ansätze für den Untersuchungsrahmen dieser Arbeit nicht in Frage kommen, können Abschätzungen anhand von Gebäudedaten auch deutschlandweit genutzt werden. In Abschnitt 2.5 werden weitere Modellierungsansätze vorgestellt, die den regionalen Energiebedarf deutschlandweit darstellen können.

Die betrachteten Erzeugungstechnologien, die in Tabelle 2.3 dargestellt sind, variieren je nach Analysezweck und Umfang des angewendeten Modells: Während Windenergieanlagen und Dachflächen-PV in allen betrachteten Publikationen betrachtet werden, wird die Freiflächen-PV lediglich von Brodecki und Blesl [87] berücksichtigt, obwohl diese einen großen Anteil an der Stromversorgung in nationalen Energiesystemstudien [104–107] hat.

Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger wird im Energiesystemmodell durch ein regionales Potenzial begrenzt. Entscheidend ist dabei die Höhe der Potenzialgrenze sowie die regionale Verteilung der Potenziale, insbesondere bei Autarkiebetrachtungen und regionalen bzw. dezentralen Fragestellungen. Moeller [35] und Eggers [85] verwenden hierfür die Masterpläne aus den Regionen Osnabrück [118, 119] und Steinfurt [120] bzw. Frankfurt [121]. Auch Locherer [84] wendet eine regionsspezifische Analyse an, um die Potenziale im bayerischen Oberland abzuschätzen. Alhamwi et al. [101] und Mainzer [86] nutzen Open-Street-Map Daten, um Flächen für die Nutzung von Windkraftanlagen auszuweisen. Während Alhamwi et al. [101] die OSM-Daten auch weiterführend für die Abschätzung von Dachflächen-PV-Potenzialen nutzt, hat Mainzer [86] hierfür eine neue Methodik entwickelt, die auf maschineller Bilderkennung [122] basiert. Diese wendet er jedoch nur auf die Region Freiburg an. Weinand et al. [116] nutzt Daten, die in Weinand et al. [123] publiziert wurden. Dabei werden Dachflächenpotenziale aus Mainzer et al. [124] und Windpotenziale aus McKenna et al. [125] verwendet. Aus den in regionalen Energiesystemmodellen genutzten Potenzialdaten ist ersichtlich, dass viele der betrachteten Studien die Potenzialanalyse nur für einzelne Regionen durchführen oder vereinfachte Methodiken verwenden. Diese

Verfahrensweise ist nicht ausreichend, um die Forschungsfragen der vorliegenden Arbeit beantworten zu können. Aus diesem Grund wird in Abschnitt 2.6 vertiefend auf die Potenzialanalyse für erneuerbare Energieträger eingegangen.

Weinand et al. [36] hat das RE³ASON-Modell [95] um die Tiefengeothermie erweitert und kommt zu dem Schluss, dass diese einen signifikanten Einfluss auf die Stromgestehungskosten in autarken Regionen hat. Biomasse- und Biogastechnologien werden in allen Publikationen als Option zur Energiebereitstellung zur Verfügung gestellt.

Tabelle 2.3: Erzeugungstechnologien in regionalen Energiesystemmodellen.

Quelle	WT	PV	FFPV	TGT	MHKW	BM	BG	WK
Moeller [35]	x	x	-	-	-	-	x	-
Locherer [84]	x	x	-	-	-	x	-	x
Eggers [85]	x	x	-	-	-	x	x	-
Mainzer [86]	x	x	-	-	x	x	x	-
Weinand [27]	x	x	-	x	x	x	x	-
Brodecki und Blesl [87]	x	x	x	-	x	x	x	x
Alhamwi et al. [101]	x	x	-	-	-	x	x	x
Vorliegende Arbeit	x	x	x	-	x	x	x	-

WT: Windturbinen, PV: Dachflächen PV, FFPV: Freiflächen PV, TGT: Tiefengeothermie, MHKW: Müllheizkraftwerke, BM: Biomasse, BG: Biogas, WK: Wasserkraft
n.v.: Information in Publikation nicht vorhanden

Tabelle 2.4 gibt einen Überblick über betrachtete Umwandlungs- und Speichertechnologien sowie Netzbetrachtungen innerhalb der regionalen Energiesysteme. Die Wärmepumpe wird zur Umwandlung von Strom in Wärme in nahezu allen Publikationen modelliert. Lediglich Moeller [35] betrachtet keine Wärmepumpen, da die Wärmeerzeugung nur vereinfacht durch eine Verbrauchserhöhung modelliert ist und somit nicht mitoptimiert wird. Wie schon an der fehlenden Wasserstoffberücksichtigung ableitbar, wird die Möglichkeit Strom in gasförmige Energieträger umzuwandeln im überwiegenden Teil der untersuchten Modelle nicht berücksichtigt. Folglich ist auch die chemische Energiespeicherung mittels Wasserstoffs in keinem der betrachteten Modelle möglich. Während direkte Stromspeicher in allen Modellen berücksichtigt werden, werden Wärmespeicher nur in drei der Energiesystemmodelle [84, 85, 87] abgebildet. Bei der Netzbetrachtung wenden alle Modelle eine vereinfachte Betrachtung ohne Berücksichtigung der Netztopologie an. Alternativ werden Kosten und Verluste vereinfacht ohne Kenntnis über das physikalisch korrekte Netz approximiert.

2.3.3 Autarkiebetrachtungen in regionalen Analysen

Die vorgestellten Autarkiedefinitionen (vgl. Abschnitt 2.1) finden sich auch in der regionalen Energiesystemmodellierung wieder. Im Folgenden werden Analysen vorgestellt, welche die Energieautarkiemöglichkeiten in regionalen Energiesystemen modellbasiert untersuchen. Weinand et al. [126] stellen in einer weltweiten Metastudie heraus, dass die Systemkosten in autarken Energiesystemen in der Literatur eine Bandbreite zwischen 27 €/MWh und 910 €/MWh² aufweisen. Im Folgenden wird der Fokus auf Studien gelegt, die Regionen in Deutschland betrachten.

²Eigene Umrechnung von US-Dollar in Euro basierend auf BBC [127] zu einem Kurs (27.07.2023) von 1 \$ = 0,91 €.

Tabelle 2.4: Umwandlungs-, Speicher- und Netzberücksichtigungen in regionalen Energiesystemmodellen.

Quelle	PtH ^a			PtG ^b	Speicher ^c			Netze ^{c,d}		
	WP	GWP	DE		S	W	H ₂	S	W	G
Moeller [35]	-	-	-	-	x	-	-	x ^v	-	-
Locherer [84]	x	-	-	-	x	x	-	x ^v	x ^v	x ^v
Eggers [85]	x	-	-	-	x	x	-	x ^v	x ^v	x ^v
Mainzer [86]	x	-	-	-	x	-	-	x ^v	x ^v	x ^v
Weinand [27]	x	-	-	-	x	-	-	x ^v	x ^v	x ^v
Brodecki und Blesl [87]	x	x	x	x	x	x	-	x ^v	n.v.	n.v.
Alhamwi et al. [101]	-	-	-	-	x	-	-	x	-	-
Vorliegende Arbeit	x	x	x	x	x	x	x	x ^v	x ^v	x ^v

^a PtH: Power-to-Heat, WP: Wärmepumpen, GWP: Großwärmepumpen, DE: Direkterhitzer (z.B. Elektrodenkessel)

^b PtG: Power-to-Gas; ^c S: Strom, W: Wärme, H₂: Wasserstoff; ^d G: Gas/Wasserstoff

^v Vereinfachte Abbildung

Der Großteil der untersuchten Literatur [35, 87, 101, 128–130] untersucht Einzelregionen, um Aussagen über das Potenzial der energetischen Autarkie in diesen treffen zu können. Alle Untersuchungen kommen zu dem Schluss, dass bestimmte Autarkiegrade technologisch sinnvoll zu erreichen sind, aber bei Überschreitung dieses Punktes extreme Speichergrößen zu stark steigenden Systemkosten führen. Moeller [35] stellt für den Regionszusammenschluss Osnabrück-Steinfurt heraus, dass in 18 der 24 untersuchten Gemeinden Autarkiegrade (lastgerecht) von über 80 % unter erhöhten spezifischen Systemkosten möglich sind, lastgerechte Autarkie wird jedoch nicht untersucht. Möller et al. [129] stellen außerdem fest, dass für die kombinierte Region unter extremen Speicherausbau theoretisch ein lastgerechter autarker Betrieb möglich wäre. Für Berlin-Brandenburg kommen Moeller et al. [128] zu einem ähnlichen Ergebnis: Mit erhöhtem Speicheraufwand (Gasspeicher: 530 GWh_{th}; Batteriespeicher: 11 GWh_{el}) kann energetische Autarkie erreicht werden. Alhamwi et al. [101] greifen das Konzept der Energiezellen (vgl. Abschnitt 2.1) auf und zeigen für die Region Oldenburg, dass ein autarker Betrieb der Region ökonomisch nicht sinnvoll ist. Ein zelluläres Szenario führt zu erhöhtem Speicherbedarf, jedoch zu geringeren Importmengen für die Region. Ranalli und Alhamwi [130] wenden das Modell zusätzlich auf Philadelphia (USA) an und zeigen mit einer Residuallastanalyse, dass eine genaue Planung des Erzeugungsmixes auf regionaler Ebene zu stark verringerten Lastresiduen und damit geringeren Netzanforderungen führen kann.

Weinand et al. [116] kommen mit einer kombinierten *Cluster-* [116] und Regressionsanalyse zu dem Schluss, dass 56 % der deutschen Gemeinden ohne Importe in einem Inselmodus betrieben werden könnten. In einer Folgepublikation erlauben Weinand et al. [131] den Einkauf von Strom für die deutschen Gemeinden und untersuchen die resultierenden Systemkosten unter Berücksichtigung von landschaftsgerechtem Windausbau. Die Ergebnisse zeigen, dass in Gemeinden mit hoher landschaftlicher Schönheit höhere Kosten und höhere CO₂-Emissionen resultieren, da der Windausbau durch PV-Ausbau und Stromimporte kompensiert wird.

Basierend auf der untersuchten Literatur lässt sich feststellen, dass energetische Autar-

kie zwar in vielen Regionen technisch möglich ist, aber ab bestimmten Autarkiegraden ökonomisch nicht effizient erscheint. Die dargestellten Erkenntnisse stammen jedoch aus einzelnen Fallstudien und basieren nicht auf der Betrachtung der Gesamtheit aller Gemeinden in Deutschland. Lediglich Weinand et al. [116] leitet mithilfe einer Regressionsanalyse Aussagen für alle deutschen Gemeinden her, modelliert und optimiert aber aufgrund der verwendeten Methodik nicht explizit alle Gemeinden individuell. Darüber hinaus weisen einige Modelle, wie in Tabelle 2.2 beschrieben, Lücken bei der Modellierung von Energieträgern, Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien (Power-to-X) auf, die für das Erreichen von Autarkie in den Regionen jedoch von großer Bedeutung sind.

2.4 Regionale und dezentrale Elemente in nationalen Energiesystemszenarien

Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über Modellansätze zur Analyse dezentraler Strukturen in Energiesystemen. Zunächst werden in Abschnitt 2.4.1 Studien vorgestellt, welche die Auswirkungen einer dezentralen Transformation von nationalen oder kontinentalen Energiesystemen untersuchen. Hierbei ist insbesondere die räumliche Auflösung entscheidend, um Aussagen über die Auswirkungen von Autarkie oder Dezentralität treffen zu können. Auf der anderen Seite ist die räumliche Auflösung nach Kotzur et al. [132] neben dem Umfang des Modells und der zeitlichen Auflösung eine der drei Dimensionen, welche die Größe des Modells bestimmt. Während der Umfang des Modells durch den Betrachtungsrahmen beziehungsweise die Vollständigkeit der Analyse festgelegt ist, kann die zeitliche Dimension durch etablierte Methoden der Zeitreihenaggregation [133] reduziert werden. Ebenso können Aggregationsmethoden genutzt werden, um die Anzahl der Modellknoten flexibel auf die maximal lösbare Anzahl zu reduzieren. Da in der räumlichen Aggregation eine potenziell wertvolle Methode zur Erstellung eines Modells zur Überprüfung dezentraler Ansätze gesehen wird, wird diese in Abschnitt 2.4.2 gesondert vorgestellt.

2.4.1 Nationale Analysen mit dezentralem Fokus

In der Literatur gibt es einige Studien, die sich modellgestützt mit dem Unterschied zwischen einer Transformation zu einem zentralen oder dezentralen System befassen. In Abschnitt 2.1 werden die wichtigsten Aspekte der beiden Ansätze beschrieben, die in den Studien aufgegriffen werden. Tabelle 2.5 gibt einen Überblick über Studien mit dezentralem Fokus in nationalen oder kontinentalen Optimierungsmodellen.

Der Verband Deutscher Ingenieure (VDE) [5] leitet ein vereinfachtes Optimierungsmodell mit 16 Knoten für Deutschland her, um den notwendigen Energieausgleich zwischen den Regionen in einem zentralen und einem dezentralen Szenario zu vergleichen. Im zentralen Szenario wird die erneuerbare Einspeisung gemäß der historischen Einspeisung fortgeschrieben und eine Leistung von 50 GW Offshore-Windenergieanlagen festgelegt. Im dezentralen Szenario hingegen wird die Erzeugung anhand von Potenzialen mithilfe des *Corine Land Cover (CLC)* [139] Datensatzes verteilt und zusätzlich wird eine Offshore-Leistung von 12,5 GW festgelegt. Auch Pfluger et al. [134] und Breyer et al. [40] vergleichen ein dezentrales mit einem zentralen Ausbauszenario. Pfluger et al. [134] gibt für die 6 Modellregionen einen unterschiedlich verteilten Onshore-Windausbau vor, um die beiden Szenarien abzuleiten. Breyer

Tabelle 2.5: Nationale und kontinentale Systemstudien mit dezentralem Fokus.

Quelle	Energieträger	Kontext	Knoten	Auflösung
VDE [5]	Strom	Deutschland	16	jährlich
Pfluger et al. [134]	Strom	Deutschland	6	stündlich
Breyer et al. [40]	Strom	Deutschland	14	stündlich
Kendziorski et al. [135]	Strom, Wärme, Gas	Deutschland	38	je nach Energieträger stündlich bis täglich
Sasse und Trutnevyte [136]	Strom	Schweiz	2258	jährlich
Sasse und Trutnevyte [137]	Strom	Europa	650 (100)	jährlich (stündlich)
Neumann [24]	Strom	Europa	200	2-stündlich
Tröndle et al. [138]	Strom	Europa	497	4-stündlich
Vorliegende Arbeit	Strom, Wärme, Wasserstoff, Prozesswärme, Biomasse, Biogas	Deutschland	350	stündlich

et al. [40] gibt für die 16 Modellregionen im dezentralen Szenario den PV- und Windzubau nach Verteilungsschlüsseln vor: Der PV-Zubau wird zu zwei Dritteln nach der Bevölkerung und zu einem Drittel nach der Regionsfläche verteilt, während der Windausbau zu einem Drittel nach der Bevölkerung und zu zwei Dritteln nach der Regionsfläche verteilt wird. Beide Studien stellen heraus, dass das dezentrale Szenario nur mit moderaten Mehrkosten verbunden ist: Breyer et al. [40] kommen zu dem Ergebnis, dass mit Mehrkosten von 0,2 bis 1,2 % zu rechnen ist. Demgegenüber ergibt sich eine gleichmäßigere Verteilung der Erzeugung durch erneuerbare Energien und eine Verringerung der Spreizung der kommunalen Wertschöpfung. Pfluger et al. [134] kommt auf Mehrkosten von 1,9 % im dezentralen Szenario aufgrund eines größeren Windausbaus und eines höheren Verteilnetzausbaus.

Auch Kendziorski et al. [135] vergleichen eine zentrale und eine dezentrale Transformation des deutschen Energiesystems. Hierbei wird Deutschland im genutzten Modell aus 38 Regionen zusammengesetzt. Im zentralen Szenario werden die Netzausbaukosten in der Optimierung nicht berücksichtigt, während im dezentralen Szenario mit Netzausbaukosten von 2740 €/ (MW km) integriert optimiert wird. Zusätzlich wird ein Effizienzscenario betrachtet, in dem der Strombedarf exogen um 50 % reduziert wird. Die räumliche Auflösung der erschließbaren erneuerbaren Kapazitäten wird durch die Regionalisierung von nationalen Potenzialen aus der Literatur mit *CLC* [139] abgebildet. Kendziorski et al. [135] betonen, dass eine dezentrale und eine zentrale Transformation des Energiesystems mit ähnlichen Kosten (< 0,5 %) gelingen könnte: Die höheren Kosten für Batteriespeicher und Aufdach-PV im dezentralen Szenario werden durch die höheren Kosten für Offshore-Wind und dem Netzausbau ausgeglichen.

Sasse und Trutnevyte [136, 137] wenden in ihren Studien das „Modeling to Generate Alternatives“ Verfahren [140, 141] an, um Energiesysteme nahe dem Kostenoptimum zu untersuchen: Dem Optimierungsmodell wird die optimale Lösung mit einer Relaxation (*Slack*) als Nebenbedingung vorgegeben, während die Zielfunktion ein möglichst vom Kostenoptimum

abweichendes System erzeugen soll. Das *EXPANSE*-Modell [142] hat keine unterjährige zeitliche Auflösung, kann aber eine große Anzahl von Knoten berücksichtigen, sodass Sasse und Trutnevyte die 2258 Schweizer Gemeinden [136] und 650 Knoten in Europa [137] betrachten. Für die Schweiz kommen Sasse und Trutnevyte [136], ohne Transmissionsinfrastruktur zu betrachten, zu dem Ergebnis, dass gemessen am GINI-Koeffizienten eine 50 % höhere Gleichverteilung der erneuerbaren Erzeugung mit 18 % Mehrkosten erreicht werden kann. In der europaweiten Studie [137] wird in einem nachgelagerten Schritt das *PyPSA-Eur* [143] mit 100 Knoten zur Berücksichtigung der Übertragungsinfrastruktur verwendet. Zur Berücksichtigung der Potenziale zum Ausbau von erneuerbaren Energieträgern werden die Daten von Tröndle et al. [144] und von Ruiz et al. [145] für Biomasse genutzt. Ein System mit 6 % Mehrkosten schafft, gemessen am GINI-Koeffizienten, ein 18 % gleicheres System und führt zu einer gerechteren Verteilung der Arbeitsplätze im zukünftigen Energiesektor für Europa.

GINI-KOEFFIZIENT:

Der GINI-Koeffizient [146] wird in der Statistik genutzt, um die Ungleichheit innerhalb einer Population zu messen und variiert zwischen 0 und 100 % [147]. In den Wirtschaftswissenschaften ist der GINI-Koeffizient beispielsweise ein gängiges Maß für die Ungleichheit der Einkommensverteilung innerhalb einer Gesellschaft [148, 149]. Die Verteilung des Einkommens kann dabei durch die Lorenzkurve visualisiert werden [150]. In der Energiesystemanalyse haben verschiedene Studien [24, 136, 137, 151] die Lorenzkurve und den GINI-Koeffizienten verwendet, um die Ungleichheit der Verteilung in den Systemkosten oder in der Erzeugung zwischen Regionen zu bewerten.

Neumann [24] nutzt ebenfalls *PyPSA-Eur* [143], um dezentrale Strukturen im europäischen Energiesystem zu untersuchen. Hierzu betrachtet er 200 Netzknoten mit Netzausbaukosten von 400 €/ (MW km) in einem reinen Stromsystem, wengleich zum Beispiel die indirekte Wasserstoffspeicherung möglich ist. Um verschiedene Ausprägungen der Dezentralität im Energiesystem zu untersuchen, betrachtet Neumann [24] Autarkiedefinitionen als Nebenbedingungen: Bilanzielle Autarkie auf nationaler Ebene führt zu 4 % höheren Systemkosten, aber zu ausgeglicheneren Systemen. Lastgerechte Energieautarkie führt zu erheblichen Mehrkosten, sodass für autarke Nationen Mehrkosten zwischen 33 % und 45 % auftreten und für eine autarke Versorgung der 200 Knoten sogar Mehrkosten von 82 bis 110 % entstehen.

Tröndle et al. [138] nutzt das *Calliope*-Framework [152], um das Stromsystem in Europa mit 498 Knoten zu modellieren und bedient sich wie Neumann [24] Autarkiedimensionen, um dezentrale Strukturen im Energiesystem zu analysieren. Zu diesem Zweck optimiert er die Übertragungsinfrastrukturen zwischen den Flächenschwerpunkten der Knoten mit hinterlegten Kosten auf Basis von [153] (700 bis 1080 €/ (MW km)). Die Potenziale für den Zubau von erneuerbaren Energieträgern werden anhand der Daten aus einer vorangegangenen Studie [144] festgelegt. Die Optimierungsergebnisse werden in zwei Dimensionen ausgewertet: Bilanzielle Autarkie (Erzeugungsdimension) und lastgerechte Autarkie (Ausgleichsdimension). Wie Neumann [24] stellen Tröndle et al. [138] heraus, dass lastgerechte Autarkie auf allen Ebenen mit erheblichen Mehrkosten verbunden ist: Autarke Nationen sind im Vergleich zum freien System (50 €/MWh) um 40 % teurer. Lastgerechte Autarkie auf regionaler Ebene führt im Vergleich sogar zu zusätzlichen Kosten von 69 %. Die bilanzielle Autarkie erfordert dagegen moderate Mehrkosten von 7 % auf nationaler und 22 % auf regionaler Ebene. Die Zusatzkosten entstehen hauptsächlich durch den erhöhten Kapazitätsbedarf im System. Für die Erzeugungstechnologien Wind, PV und Wasserkraft erhöht sich die Kapazität vom Ba-

sisfall (1,1 TW) auf bis zu 1,6 TW im Falle bilanzieller Autarkie auf regionaler Ebene. Die flexible Erzeugung erhöht sich von 0,14 TW auf bis zu 0,51 TW für lastgerechte Autarkie auf regionaler Ebene. Die Übertragungskapazitäten reduzieren sich hingegen von 389 TW km auf beispielsweise 166 TW km für bilanzielle Autarkie auf regionaler Ebene.

Aus der vorgestellten Literatur lassen sich einige Aspekte zur Betrachtung von dezentralen Elementen in nationalen oder kontinentalen Energiesystemstudien erkennen. Zur Szenarioerstellung werden zum Beispiel die erneuerbaren Energieträger unterschiedlich verteilt [5, 40, 134], die Kosten der Übertragungsinfrastruktur integriert bzw. nicht integriert betrachtet [135], Lösungen nahe dem Kostenoptimum untersucht oder Autarkiebedingungen genutzt [24, 138]. Die Auswertung von verschiedenen Dezentralisierungsgraden und die Bestimmung des Punktes, ab dem extreme Mehrkosten auftreten, wurde jedoch in keinem der Szenarien betrachtet. Einige Studien [5, 40, 134, 135], insbesondere im deutschen Kontext, weisen für den Betrachtungszweck eine geringe Anzahl Knoten auf (vgl. Tabelle 2.5). Zudem betrachten die meisten Studien nur Strom als Energieform bzw. nur den Strombedarf, sodass die Frage nach den Vorteilen durch Sektorkopplungstechnologien in dezentralen Szenarien nicht geklärt wurde. Die regionale Verteilung der erneuerbaren Potenziale ist, wie bereits aus den Szenariodefinitionen ersichtlich, für die Betrachtung von Dezentralität von entscheidender Bedeutung und wird dementsprechend in Abschnitt 2.6 gesondert betrachtet.

2.4.2 Clustering-Methoden in Energiesystemmodellen

In keiner der in Abschnitt 2.4.1 betrachteten nationalen und kontinentalen Studien werden die Erkenntnisse aus einem regionalen Energiesystemmodell abgeleitet. Jedoch werden in Weinand et al. [154] und Kühnbach et al. [155] durch eine *Cluster*-Analyse Gruppen gebildet, um die Ergebnisse der regionalen Ergebnisse auch deutschlandweit zu bewerten. Die Methodik häufig verwendeter *Cluster*-Algorithmen, die dem „unsupervised Machine-Learning“ zugeordnet sind, werden im Folgenden erläutert.

Bei partitionierenden Verfahren wird zunächst eine *Cluster*-Anzahl k gewählt, die für einen Startpunkt gebildet werden [156, 157]. Im Falle vom *k-means*-Algorithmus, der zum Beispiel von Kühnbach et al. [155] genutzt wird, werden die Datenpunkte dem nächsten initial gewählten *Cluster*-Schwerpunkt basierend auf den Fehlerquadraten der ausgewählten Parameter zugewiesen [156]. Nachfolgend wird der resultierende *Cluster*-Schwerpunkt neu berechnet und die Datenpunkte neu zugeordnet [156]. Diese Schrittfolge wird so lange wiederholt, bis sich der Schwerpunkt des *Clusters* nicht mehr verändert und der Algorithmus damit konvergiert [156]. Der Nachteil gegenüber anderen partitionierenden Verfahren ist der mögliche Einfluss von Ausreißern in den Datenpunkten [156]. Ein Ansatz diesem Nachteil zu begegnen ist der *k-medoids*-Ansatz, bei dem anstelle von Mittelwerten die Schwerpunkte der Datenpunkte als *Cluster*-Schwerpunkt genutzt werden [156–158]. Beispielsweise wird im *PAM*-Algorithmus der Schwerpunkt des *Clusters* so lange ausgetauscht, bis sich die Kostenfunktion, wie zum Beispiel die Summe der Distanzen, durch keinen Tausch verringern lässt [156]. Der Nachteil gegenüber dem *k-means*-Algorithmus ist die schlechtere Skalierbarkeit [158]. Die partitionierenden Verfahren sind außerdem abhängig vom oftmals zufällig gewählten Initialzustand [159].

Demgegenüber benötigen hierarchische Verfahren, wie zum Beispiel das *Ward-Hierarchical-Clustering*, welches von Weinand et al. [154] angewandt wird, keine Auswahl eines Initialzu-

standes: Die *Cluster*-Bildung erfolgt entweder schrittweise ausgehend von der Gesamtheit der Datenpunkte oder einem allumfassenden *Cluster*. Wenn agglomerativ (oder Bottom-Up) vorgegangen wird, wird ausgehend von allen Datenpunkten schrittweise jeweils ein Datenpunkt zu einem *Cluster* hinzugefügt [156, 157]. Beim divisiven (oder Top-Down) Ansatz wird ausgehend von einem *Cluster* inkrementell ein neues *Cluster* gebildet [156, 157]. Durch beide Verfahrensweisen entsteht eine hierarchische Struktur, welche für eine gewählte *Cluster*-Anzahl ausgewertet werden kann. Das Kriterium zur Auswahl des nachfolgenden Schrittes unterscheidet sich zwischen den hierarchischen Verfahren. Beim „single-linkage“ wird zum Beispiel der kürzeste Abstand des Datenpunktes zu allen im *Cluster* inbegriffenen Punkten als Kriterium genutzt [156][160, S.198]. Ein ausgereifteres Kriterium ist das *Ward-Hierarchical-Clustering* [161], welches die *Cluster* zusammenfasst, für die der Anstieg des Fehlerquadrates über alle Aggregationsparameter für den nächsten Aggregationsschritt am geringsten ist [162]. Ähnlich wie beim *k-means*-Algorithmus handelt es sich durch die Zielfunktion um einen Ansatz, der die Varianz minimiert [160, p.203].

Die Anwendung der Algorithmen auf eigene Datensätze kann zum Beispiel durch die *Open-Source-Software scikit-learn* [163], die in python implementiert ist, vorgenommen werden. *scikit-learn* [163] kann auch genutzt werden, um Bewertungskriterien wie den *Davies-Bouldin-Index* [164] zu berechnen.

In Patil et al. [165] und Frysztacki et al. [166] werden *Cluster*-Algorithmen verwendet, um die Knoten in vernetzten Energiesystemmodellen zu reduzieren. Um die Nähe der Knoten bei der Aggregation zu berücksichtigen, wird die Kontiguitätsbedingung genutzt: Durch eine Matrix wird spezifiziert, welche Knoten aneinander angrenzen und dementsprechend *geclustert* werden könnten [165]. Bei Inselknoten kann die Übertragungsinfrastruktur ausgewertet werden, um zu entscheiden, mit welchen Knoten die Insel zusammengefasst werden kann [165]. Alternativ kann zum Beispiel das *networkx*-Paket [167] genutzt werden, um die kürzeste Distanz zum Festland zu ermitteln. Während Patil et al. [165] einen *k-medoids*-Algorithmus mit einer eigenen Distanzmetrik zum *clustern* nutzt, werden in Frysztacki et al. [166] verschiedene *Cluster*-Algorithmen verglichen, um herauszufinden, welcher Algorithmus die besten Ergebnisse für verschiedene Energiesystemmodelle liefert: Für Modelle mit großem erneuerbarem Anteil ist der Ward-Algorithmus mit erneuerbarer Erzeugung in stündlicher Auflösung als Parameter zu präferieren.

2.5 Modellierung der Bedarfe in regionalen Energiesystemen

Wie beschrieben, unterscheidet sich die Bedarfsmodellierung zwischen den in Abschnitt 2.3.2 und Abschnitt 2.4.1 betrachteten Modellen. Zunächst können die verwendeten Ansätze in *Bottom-Up* und *Top-Down* kategorisiert werden.

Bei *Bottom-Up*-Ansätzen werden physikalische Modelle mithilfe statistischer Daten so parametrisiert, dass sie den Bedarf innerhalb einer Region abbilden. Durch *Bottom-Up*-Modelle können, solange die Parametrierung des Modells gewährleistet ist, unabhängig von der Gebietsdefinition Bedarfe berechnet werden. Schwierigkeiten können sich jedoch beim regionalen und sektoralen Umfang der Bedarfe ergeben. Beispiele für Studien, die Bedarfe in nationalem Umfang für bestimmte Sektoren hergeleitet haben, sind Kotzur [168] und Reul et al. [169]: Kotzur [168] berechnet mit einem Typgebäudeansatz die Bedarfe des Wohnsektors auf Gemeindeebene. Hierzu werden allen Gemeinden in Deutschland durch Zensus-Daten [117] parametrisiert. Reul et al. [169] nutzen Daten der Studie Mobilität In Deutschland (2017)

(MiD 2017), um Verkehrsnachfragen auf Gemeindeverbandsebene durch ein aktivitäts- und agentenbasiertes Modell zu berechnen. Weitere physikalische Modelle zur Bedarfsmodellierung existieren in der Literatur, jedoch gibt es keine sektorübergreifenden Datensätze.

Bei *Top-Down*-Ansätzen werden beispielsweise Informationen über die Bevölkerung oder die Beschäftigungsstruktur genutzt, um einen nationalen Bedarf auf verschiedene regionale Ebenen zu verteilen. So nutzen Tröndle et al. [138] etwa Bevölkerungsdaten zur Disaggregation des Haushaltsstrombedarfs und Daten vom europäischen Emissionshandel [170] zur Disaggregation des Industriebedarfs. Das DemandRegio-Projekt [171] regionalisiert Haushalts-, GHD- und Industriebedarfsdaten für die Energieträger Strom und Gas und nutzt hierfür Daten zur Beschäftigungsstruktur und zur Bevölkerung, sowie weitere regionale Daten. Groß [172] benutzt darauf aufbauend Beschäftigtenzahlen, sowie Bevölkerungsentwicklungen, um die ganzheitlichen, nationalen Bedarfe aus Kullmann [173] auf Landkreisebene zu disaggregieren. Busch et al. [174] nutzt weiterführend Daten zu den verursachten CO_2 -Emissionen in Deutschland [170], um die nationalen Bedarfe auf regionale Ebene zu verteilen. Auch Cerniauskas [175] und Cerniauskas et al. [176] nutzen Daten zu den CO_2 -Emissionen in Deutschland zur Regionalisierung von zukünftigen Wasserstoffbedarfen in Deutschland. Der Vorteil der von Groß [172] und Busch et al. [174] gewählten Ansätze liegt darin, dass alle im Energiesystem auftretenden Bedarfe in allen Energieformen und allen Sektoren aus Kullmann [173] bzw. Stolten et al. [104] abgeleitet werden können.

Für regionale Energiesystemmodelle, welche alle Sektoren sowie Energieträger umfassen, müssen in diesen Dimensionen auch die Bedarfe als Eingangsdaten bereitgestellt werden. Dementsprechend stellen die in Busch et al. [174] und Groß [172] erarbeiteten Disaggregationsansätze geeignete Ansätze dar, um die Bedarfe aus nationalen Studien zu regionalisieren. Hierzu können beispielsweise die Beschäftigungsstruktur [177, 178], Daten zu CO_2 -Zertifikaten [170] oder Bevölkerungszahlen [179] genutzt werden.

2.6 Modellierung der Potenziale von erneuerbaren Energieträgern

Die Potenziale erneuerbarer Energieträger sind eine einflussreiche Randbedingung für regionale Energiesystemmodelle und bestimmen die maximal zubaubare Kapazität erneuerbarer Energieträger für das Energiesystemmodell. Im Folgenden wird ein Literaturüberblick zu Potenzialanalysen für die Technologien Wind (Abschnitt 2.6.1), Freiflächenphotovoltaik (Abschnitt 2.6.2), Dachflächenphotovoltaik (Abschnitt 2.6.3) und Biomasse (Abschnitt 2.6.4) gegeben.

Generell können Potenzialanalysen in *bottom-up* (flächenscharfe) und *top-down* (statistische) Ansätze unterteilt werden. Darüber hinaus existieren Mischformen, die Informationen über Flächennutzungen verwenden, um diese statistisch zu verarbeiten. Diese werden im Folgenden als Hybridansätze bezeichnet. Tabelle 2.6 zeigt, welche Ansätze zur Potenzialermittlung für verschiedene Technologien in der Literatur verwendet werden. Rein statistische Methoden werden ausschließlich bei Dachflächen-PV-Analysen eingesetzt. Der Grund dafür liegt in der großen Datenmenge, die für eine flächenscharfe Auswertung der Dächer erforderlich ist. Diese Daten stehen oftmals entweder nicht zur Verfügung oder können bei großen Untersuchungsrahmen nicht verarbeitet werden. Die statistischen Methoden zur Ermittlung von Dachflächen-PV-Potenzialen unterscheiden sich wesentlich in ihren Ansätzen

und werden daher im entsprechenden Kapitel (2.6.3) beschrieben.

Für Wind- und Freiflächen-PV-Analysen werden in der Literatur hauptsächlich Landverfügbarkeitsanalysen sowie Mischformen verwendet. Landverfügbarkeitsanalysen dienen der standortgenauen Ermittlung von Flächenpotenzialen für erneuerbare Energieträger. Grundsätzlich werden im Rahmen von Landverfügbarkeitsanalysen sukzessive verschiedene Flächenkategorien für die Nutzung durch die betrachtete Technologie ausgeschlossen. Darüber hinaus sind bei einige Kategorien Pufferabstände zu berücksichtigen, zum Beispiel sind bei Potenzialanalysen für Windturbinen aufgrund der Rechtslage Abstände zu Wohnbebauung einzuhalten [180]. Nach der Identifizierung von Ausschlussflächen können die verbleibenden Flächen als geeignet deklariert werden und somit als Potenzialflächen für die betrachtete Technologie verwendet werden. Als vorgelagerten Schritt betrachten jedoch verschiedene Analysen [144, 145, 181–187], insbesondere bei der Modellierung von Freiflächen-PV-Potenzialen, Initialflächen. Hierbei wird vor dem Ausschluss von Landnutzungskategorien festgelegt, welche Flächen initial in die Analyse einbezogen werden. Bei Analysen mit einem hybriden Ansatz werden im Anschluss an die Landverfügbarkeitsanalyse Nutzbarkeitsfaktoren verwendet, um die verfügbaren Flächen zu reduzieren.

Tabelle 2.6: Methodikwahl verschiedener Potenzialstudien

Technologie	Statistisch	Hybrid	Flächenscharf
Wind		[125, 144, 183, 188]	[145, 181, 184–186, 188–198]
Freiflächen-PV		[144, 145, 182, 183]	[185, 187, 199–202]
Dachflächen-PV	[124, 144, 145, 183, 189, 194, 200, 203–205]		[122, 206–214]

Zur Identifizierung von Flächenkategorien werden Geografische Informationssystemen (GIS) eingesetzt, die der systematischen Verarbeitung von geografischen Informationen auf der Grundlage von Geodaten dienen. Die verwendeten GIS-Programme unterscheiden sich jedoch von Analyse zu Analyse. Einige Veröffentlichungen basieren auf selbst entwickelten Tools [144, 215, 216]: Ryberg et al. [215] nutzen das Open-Source-Python-Tool *ETHOS.GLAES* [217], welches GIS-Daten auf Basis von *ETHOS.GeoKit* [218] im Raster- und Vektorformat verarbeiten kann, um nutzbare und nicht nutzbare Flächen zu identifizieren. Mattsson et al. [216] nutzen das in Julia geschriebene Tool *GlobalEnergyGIS* [219], mit dem Potenziale von erneuerbaren Energieträgern für beliebige Regionen berechnet werden können. Weitere Studien [125, 193, 197, 201, 202] basieren auf existierende GIS-Programmen, wie *QGIS* [220], *gvSIG* [221] oder *ArcGis* [222].

Methodisch unterscheiden sich die betrachteten Studien außerdem in der gewählten Auflösung. Da der begrenzende Faktor hier die Rechenaufwand, sowie die Auflösung bzw. die Lagegenauigkeit der Eingangsdaten ist, korreliert die Auflösung stark mit dem Umfang der Analyse - großräumige Analysen (nationale oder kontinentale) greifen häufiger auf grobmaschigere Auflösungen zurück. Tabelle 2.7 fasst die Auflösung der betrachteten Studien zusammen. Alle ausgewerteten Studien mit nationalem Kontext weisen eine Auflösung von größer als 25 m auf. Mit Auflösungen von 25 m und kleiner wurden bislang lediglich Studien [187, 198, 199, 201] mit regionalem Untersuchungsrahmen durchgeführt.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied zwischen den betrachteten Studien sind die verwen-

Tabelle 2.7: Vergleich von Umfang und Auflösung von verschiedenen Studien

Quelle	Umfang	Auflösung
Ryberg et al. [191]	Kontinental	100 m
Tröndle et al. [144]	Kontinental	10 ^{''1}
Schmid et al. [194]	National	35 m
Siyal et al. [197]	National	1000 m
Bofinger et al. [195]	National	100 m
Lütkehus et al. [196]	National	25 m
LUBW [198]	Bundesland	<5 m
Perpiña Castillo et al. [223]	Kontinental	1000 m
Seidenstücker [187]	Bundesland	3 m
LUBW [199]	Bundesland	10 m
Lindberg et al. [201]	Gemeinde	10 m

¹ ≈ 200 m in Deutschland

deten Datenquellen. Tabelle 2.8 gibt einen Überblick über die am häufigsten verwendeten Datensätze in Potenzialanalysen.

Tabelle 2.8: In der Literatur häufig verwendete Landnutzungsdatensätze.

Datensatz	Quellen
Basis-DLM [224]	[184, 187, 189, 190, 196, 198, 199]
Copernicus Land Cover [139]	[125, 145, 183, 188, 191, 192, 195, 200]
OSM [109]	[125, 185, 191, 193, 194, 200]
Global Land Cover [225]	[145]
GlobCover [226]	[144, 188, 202]
European Settlement Map [227]	[144]
World Database on Protected Areas [228]	[144, 145, 188, 191, 200]
BfN-Daten [229]	[124, 189, 190, 194, 196]

Die in der Literatur am weitesten verbreiteten Landnutzungsdatensätze für Analysen mit deutschem oder europäischem Betrachtungsrahmen sind *Corine Land Cover (CLC)* (in 38,1 % der Studien) [139], *Basis-DLM* (33,3 %) [224], *Open Street Map (OSM)* [109] (28,6 %) (zum Beispiel durch Extraktion mit *overpass-turbo* [230] oder *Geofabrik* [231]) und *WD-PA* [228] (23,8 %). In den meisten Fällen wird eine Kombination von Datenquellen verwendet, um mit unterschiedlichen Datensätzen verschiedene Landnutzungen zu identifizieren. Darüber hinaus werden in einigen Studien Datensätze für einzelne Landnutzungen, wie zum Beispiel für Wasserschutzgebiete [232–235], verwendet. Höhenmodelle (*digital elevation model (DEM)*), wie zum Beispiel [236], werden eingesetzt, um Höhenlagen und Hangneigungen abzubilden. McKenna et al. [237] stellen heraus, dass der Einfluss der Eingangsdaten auf die Potenzialanalysen nicht hinreichend quantifiziert ist.

2.6.1 Windpotenziale

Potenzialanalysen zur Ermittlung möglicher Standorte für Onshore-Windenergieanlagen werden in der Literatur ausschließlich auf der Basis von Landverfügbarkeitsanalysen (vgl. Abschnitt 2.6) durchgeführt. Der Großteil der betrachteten Studien geht hierbei initial von einer Verfügbarkeit der untersuchten Regionsfläche aus. Diese kann durch die Regionsgeometrien initialisiert werden, für Deutschland können hierzu zum Beispiel die Verwaltungsgebiete [238] genutzt werden. Nur Masurowski et al. [181] definieren für ihre Landverfügbarkeitsstudie Weideland und Ackerflächen als initial verfügbare Flächen.

Nachfolgend werden in den Analysen verschiedene Landnutzungskategorien sukzessive für die Nutzung durch Onshore-Windenergieanlagen ausgeschlossen. Tabelle 2.9 fasst die in der Literatur verwendeten Ausschlusskriterien zusammen.

Es wird deutlich, dass die betrachteten Ausschlusskriterien zwischen den Studien stark variieren. Einige Kriterien, wie zum Beispiel die Flächen des Natur- und Landschaftsschutzes oder Flughäfen, werden jedoch in fast allen Studien ausgeschlossen. Dazu gehören auch Siedlungsflächen, die in 93,3 % der Studien ausgeschlossen werden. Allerdings ist die Wahl des Puffers hier nicht einheitlich: Peters et al. [189] und das LANUV [184] unterscheiden beispielsweise zwischen Wohnbebauung innerhalb von Innenbereichen und Wohnbebauung in Außenbereichen nach dem Baugesetzbuch [239] und schließen diese mit 1000 m bzw. 750 m [189] und 3H [184] aus. Amme et al. [185] begegnen der Unsicherheit in Szenariorechnung mit Abständen von 400 m bis 1000 m. Lütkehus et al. [196] nutzt einen Abstand von 600 m zu Flächen mit Wohnnutzung.

Die betrachteten Unterschiede sind größtenteils auf Unklarheiten in der Rechtslage zurückzuführen. Im Allgemeinen werden in den Studien mit nationalem und kontinentalem Betrachtungsrahmen einheitliche Ausschlüsse für das gesamte Untersuchungsgebiet angewandt und somit nicht auf das Landesrecht eingegangen. Die Regelungen können jedoch von Bundesland zu Bundesland stark variieren, wie durch die Fachagentur Wind an Land [180] zusammengetragen wurde. Als prominentes Beispiel sei hier die 10H-Regelung aus Bayern genannt, die den Windausbau im Bundesland fast vollständig zum Erliegen gebracht hat [240, 241]. Andererseits zeigt der Vergleich der länderspezifischen Regelungen [180] mit dem Ausbau in den Bundesländern [240, 241], dass eine liberale Gesetzeslage kein Garant für einen starken Ausbau der Windenergie ist, sodass unscharfe Regelungen oder regionale Widerstände den Windausbau in den Bundesländern begrenzen können. In Baden-Württemberg soll daher zur Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie das Widerspruchsrecht abgeschafft werden [242]. Ein weiterer Grund für den unterschiedlichen Windausbau in den Bundesländern sind die unterschiedlichen Windverhältnisse, die sich nach Angaben des Bundesverbandes Wind Energie [243] in etwa 20 % höheren Volllaststunden in Norddeutschland widerspiegeln.

Bei anderen Kriterien besteht bereits bei der binären Entscheidung zwischen Ausschluss oder nicht Ausschluss Uneinigkeit. Wälder werden beispielsweise nur in 46,7 % der Studien als nicht nutzbar eingestuft, was ebenfalls auf Unklarheiten und Unsicherheiten in der Rechtslage zurückgeführt werden kann [244].

Ein weiterer Grund für Unterschiede in den Ausschlussdefinitionen ist die Datenlage. Wohnhäuser werden beispielsweise nur in zwei der betrachteten Studien [184, 198], die Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg als Untersuchungsrahmen haben, durch die amtlichen Hausumringe [245] berücksichtigt. Auf nationaler und kontinentaler Ebe-

ne hingegen wurden Wohngebäude nach Kenntnis des Autors bisher in keiner Studie berücksichtigt, obwohl die Rechtslage hier zumindest für die Ausschlussentscheidung eindeutig ist: Gebäude mit Wohnnutzung werden in Deutschland bundesrechtlich durch die *Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm* [246], sowie durch die Vermeidung optisch bedrängender Wirkung geschützt. Nach verschiedenen Gerichtsurteilen ist bei einem Abstand von der dreifachen Gesamthöhe der Anlage (3H) keine optisch bedrängende Wirkung festzustellen [247]. Die bundesrechtlichen Bestimmungen können durch Landesgesetze weiter verschärft werden. Grund hierfür ist die oftmals fehlende Datenverfügbarkeit für eine solche Berücksichtigung. Darüber hinaus führt die mangelnde Datenverfügbarkeit dazu, dass einige Detailausschlüsse, wie zum Beispiel seismische Überwachungsstationen (zum Beispiel aus [248]) und Navigationssysteme der Flugsicherung (VOR/D-VOR) nur in 6,7 % beziehungsweise 13,3 % der Studien ausgeschlossen werden.

Tabelle 2.9: Verwendete Ausschlusskriterien für Windanalysen. Einige Kriterien sind gruppiert und beinhalten alle zugehörigen Ausschlüsse.

Ausschlusskriterium	Häufigkeit in der Literatur (%)	Quellen
Bebautes Gebiet	13,3	[144, 195]
Siedlungen	93,3	[125, 144, 145, 184–186, 190–194, 196–198]
Wohnhäuser	13,3	[184, 186]
Industriell- und kommerziell genutzte Gebiete	73,3	[125, 145, 184, 185, 190–194, 196, 198]
Bergbaugebiete	26,7	[184, 191, 194, 198]
Straßen und Schienen	66,7	[125, 145, 184, 185, 190, 191, 194, 196–198]
Stromleitungen	73,3	[125, 184–186, 190–192, 194, 196–198]
Flughäfen	80,0	[125, 145, 184, 185, 190–194, 196–198]
Flächen des Natur- & Landschaftsschutzes	100,0	[125, 144, 145, 184–186, 190–198]
Gewässer	80,0	[145, 184, 185, 190–198]
Wälder	46,7	[145, 184–186, 190, 191, 194]
Höhenlagen	13,3	[191, 192]
Hangneigungen	60,0	[144, 145, 185, 186, 190–192, 194, 196]
Seismische Überwachungsstationen	6,7	[184]
VOR/D-VOR Navigationssysteme	13,3	[185, 194]
Radarstationen	6,7	[198]

Die umfassende Berücksichtigung von Ausschlusskriterien ist von entscheidender Bedeutung, wenn Aussagen zum Energiesystem auf regionaler Ebene getroffen werden sollen: Während für Aussagen zum nationale Energiesystem ein Ausschluss bestimmter Flächenkategorien vernachlässigbar sein kann, kann dies auf regionaler Ebene zum Beispiel zu veränderten Aussagen über die Möglichkeiten zur Selbstversorgung einzelner Regionen führen. In der betrachteten Literatur sind keine Studien vorhanden, welche Wohn-

gebäude und regionale Detailausschlüsse für eine nationale Analyse berücksichtigen.

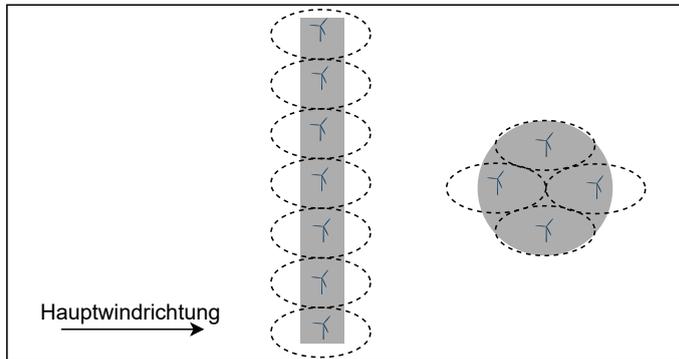


Abbildung 2.2: Unterschied in der Kapazitätsdichte verschiedener Formen: Die linienförmige Fläche auf der linken Seite weist eine 75 % größere Kapazitätsdichte auf.

Nach der Ermittlung geeigneter Flächen kann das Kapazitätspotenzial auf diesen bestimmt werden. In der Literatur wird zu diesem Zweck entweder eine durchschnittliche Kapazitätsdichte (in MW/km^2) [125, 144, 145, 185, 188] oder eine standortgenaue Platzierung von Turbinen [181, 183, 184, 186, 190, 196, 198, 249] verwendet. Sensfuß et al. [188] und McKenna et al. [125] variieren die genutzte Kapazitätsdichte je nach Region aufgrund unterschiedlicher Turbinenauslegung. Der Nachteil der Nutzung einer gemittelten Kapazitätsdichte ist die fehlende Berücksichtigung der Geometrien der Potenzialflächen. Insbesondere bei hochaufgelösten Analysen kann die Form der Geometrie einen großen Einfluss auf die Kapazitätsdichte haben. Abbildung 2.2 zeigt zwei Potenzialflächen mit gleicher Fläche, aber unterschiedlicher Form. Auf der linienförmigen Form können 75 % mehr Anlagen installiert werden, die Fläche weist somit auch eine 75 % höhere Flächendichte auf. Dieser Effekt kann durch eine standortgenaue Platzierung der Turbinen auf den verfügbaren Flächen umgangen werden. Ein weiterer Vorteil der Methode besteht darin, dass die Standorte für weitere Analysen verwendet werden können, wie zum Beispiel für Simulationen zur Erzeugung von Erzeugungszeitreihen mit Simulationstools wie *ETHOS.RESKit* [250] oder *Renewable-Ninja* [251]. Bei der Platzierung werden die Abstände als Vielfache des Rotordurchmessers (D) in Haupt- und Nebenwindrichtung skaliert. In Hauptwindrichtung werden in der Literatur Werte von $5D$ bis $9D$, in Nebenwindrichtung Abstände von $3D$ bis $4D$ verwendet. Hierbei kann die Hauptwindrichtung aus meteorologischen Datensätzen wie ERA5 [252] oder dem *Global Wind Atlas* [253] bestimmt werden. Ryberg et al. [249] leiten zusätzlich einen Ansatz her, um für jeden der identifizierten Standorte eine Turbine auswählen zu können: Daten bestehender Anlagen, sowie Winddaten aus dem *Global Wind Atlas* [253] werden verwendet, um mittels Regressionsanalyse einen Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeiten und Turbinenparameter herzuleiten. Für Deutschland können detaillierte Daten zu bestehenden Windturbinen dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur [8] entnommen werden.

2.6.2 Freiflächen-Photovoltaik

Im Gegensatz zu Windanalysen basieren Freiflächen-PV-Analysen vermehrt auf Initialflächen, lediglich zwei betrachtete Quellen [189, 200] gehen initial von einer Verfügbarkeit der gesamten Regionsfläche aus. Der Grund hierfür liegt an nicht klar definierbaren Landnutzungskonflikten. Während bei Windanalysen Ausschlüsse mit Puffern Flächennutzungen klar kategorisieren können, weisen Freiflächen-PV-Analysen ohne Initialflächenbetrachtung meist fast komplette Ackerflächen als Potenzialflächen aus, da die meisten Ausschlüsse hier ohne oder mit geringem Puffer ausgeschlossen werden.

Aus dem gleichen Grund verwenden 40 % der Studien (vgl. Tabelle 2.6) Hybridansätze, die über Faktoren nur Anteile der Landnutzungskategorien für die Nutzung durch Freiflächen-PV-Anlagen berücksichtigen. Hierdurch verlieren die Analysen die Standortgenauigkeit, da die Anteile der Flächen nicht mehr lokalisiert werden können. Ruiz et al. [145] nutzen Anteile von ungenutztem Land, Ackerland und Vegetationsflächen, die durch *Corine Land Cover* [139] und *Global Land Cover* [225] identifiziert werden. Ebner et al. [183] betrachten initial landwirtschaftliche sowie Weideflächen des *CLC* [139] in landwirtschaftlich benachteiligten Gebieten [254] als nutzbar, von denen ein Anteil von 7 % verwendet werden.

Ein weiterer Grund für die Betrachtung von Initialflächen sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen in Deutschland: Im Erneuerbare-Energien-Gesetz von 2017 (*EEG2017*) [255] und 2021 (*EEG2021*) [256] werden unter anderem Randstreifen an Autobahnen und Bahnschienen sowie landwirtschaftlich benachteiligte Gebiete als förderfähig eingestuft. Tabelle 2.10 gibt einen Überblick über verwendete Initialflächen in der Literatur.

Tabelle 2.10: Verwendete Initialflächen für Freiflächen-PV-Analysen in der Literatur.

110 m	Randstreifen		Landwirtschaftlich benachteiligte Flächen
	185 m	500 m	
[187, 199]	[186]	[185]	[185, 186]

Während sich mehrere Analysen [187, 199] mit Randstreifen von 110 m auf die Definition vom *EEG2017* beziehen, berücksichtigen Luderer et al. [186] die Änderungen des *EEG 2021* mit einem 185 m Randstreifen. Amme et al. [185] nutzen einen 500 m Korridor, was dem 2,7-fachen des *EEG 2021* entspricht. Weiterführend werden in der Literatur [185, 186] landwirtschaftlich weniger ertragreiche Flächen als Initialflächen gewählt, da diese auch nach *EEG2021* [256] gefördert werden. Hierzu wird häufig ein Datensatz der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) [257] verwendet, der den landwirtschaftlich genutzten Flächen in Deutschland eine Bodengüte „Soil Quality Rating“ [258] zuweist.

Nach der Identifizierung von Initialflächen werden andere Landnutzungen für den Bau von Freiflächen-PV-Anlagen ausgeschlossen. Tabelle 2.11 gibt einen Überblick über die am häufigsten verwendeten Ausschlusskriterien. Gebäude werden, analog zu den Windanalysen (vgl. Abschnitt 2.6.1), nur in regionalen (Gemeinde- bis Bundeslandebene) Analysen berücksichtigt. Wälder und Wasserflächen hingegen werden in allen Analysen ausgeschlossen.

Tabelle 2.11: Verwendete Ausschlusskriterien für Freiflächen-PV-Analysen. Einige Kriterien sind gruppiert und beinhalten alle zugehörigen Ausschlüsse.

Ausschlusskriterium	Häufigkeit in der Literatur (%)	Quellen
Bebautes Gebiet	44,4	[144, 201, 202, 223]
Siedlungen	66,7	[144, 145, 185, 187, 199, 200]
Gebäude	33,3	[187, 199, 201]
Agrarflächen	33,3	[200–202]
Straßen und Schienen	55,6	[145, 185, 187, 199, 201]
Flächen des Natur- & Landschaftsschutzes	100,0	[144, 145, 185, 187, 199–202, 223]
Gewässer	100,0	[144, 145, 185, 187, 199–202, 223]
Wälder	100,0	[144, 145, 185, 187, 199–202, 223]
Überschwemmungsgebiete	33,3	[185, 187, 199]
Hangneigungen	44,4	[144, 145, 185, 200]

Um aus den Flächenpotenzialen ein Kapazitätspotenzial abzuleiten, wird bei Freiflächen-PV-Analysen ausschließlich auf Kapazitätsdichten zurückgegriffen. Tabelle 2.12 zeigt die in der Literatur verwendeten Kapazitätsdichten, die zwischen 40 und 300 MW/km² liegen.

Tabelle 2.12: Kapazitätsdichten in Freiflächen-PV Potenzialanalysen

Quelle	Kapazitätsdichte [MW/km ²]	Beschreibung
Amme et al. [185]	100	Basierend auf Wirth [259]
Ebner et al. [183]	40	Luftbildauswertung
Tröndle et al. [144]	80	16 % Wirkungsgrad, 50 % Reihenabstand
Seidenstücker [187]	85	17 % Wirkungsgrad, 50 % Reihenabstand
Ryberg [200]	50	24 % Wirkungsgrad; $\frac{3}{7}$ für Reihenabstände; 72 % für z.B. Servicegebäude basierend auf [260]; Faktor für Auflösung 67,5 %
Ruiz et al. [145]	50 – 300	Szenarioabhängig

Im Großteil der Literatur wird die Kapazitätsdichte über die Wirkungsgrade der PV-Module definiert, die beispielsweise in den Datenblättern (zum Beispiel [261, 262]) der Hersteller zu finden sind. Zusätzlich werden Faktoren für Reihenabstände und von Ryberg [200] ein Faktor für andere Landnutzungen, welche die Potenzialfläche verringern, basierend auf [260] eingeführt.

2.6.3 Dachflächen-Photovoltaik

Dachflächen-PV-Potenzialanalysen können nach der Auflösung der Ergebnisse, sowie durch den geografischen Umfang der Analyse klassifiziert werden [124, 263]. Die Auflösung der Methoden kann in hoch, mittel und niedrig unterteilt werden. Hierbei sind hochauflösende Ansätze mit flächenscharfen Analysen gleichzusetzen, während niedrig-auflösende Ansätze oftmals auf eine statistische Methodik zurückzuführen sind (vgl. Abschnitt 2.6). In Tabelle 2.6 ist die betrachtete Literatur entsprechend klassifiziert. Beispiele für hochauflösende Analysen sind Bilderkennungsverfahren [122, 206–208] und Methoden, die auf 3D-Gebäudedaten zurückgreifen [209–214]. Mittel- und niedrigauflösende Ansätze nutzen statistische Daten zur Abschätzung des Potenzials und sind daher auf die Auflösung der statistischen Daten beschränkt. Hierbei werden in der Literatur Korrelationen der Dachflächen zu Bevölkerungsdaten verwendet. Ryberg [200] verwendet die *Global Human Settlement Layer* [264] und leitet die Dachflächenpotenziale durch eine empirische Beziehung zur Bevölkerung und Bevölkerungsdichte in einer Region ab. Tröndle et al. [144] nutzt den *European Settlement Layer* [227], um die Dachflächen in einer Region abzuschätzen und anhand von Daten von *sonnendach.ch* [265] zu kalibrieren. Ruiz et al. [145] nutzt hingegen den Rasterdatensatz *Corine Land Cover* [139], um Wohn- und Industriegebiete zu identifizieren und das Dachflächenpotenzial anhand fester Faktoren zu ermitteln. Mainzer et al. [124] verwendet Zensusdaten [117] auf Gemeindeebene, um die Dachflächenpotenziale anhand der Anzahl bestimmter Gebäudetypen in einer Region und der durchschnittlichen Dachfläche pro Gebäudetyp abzuschätzen.

CITYGML LEVEL OF DETAIL (LOD):

LoDs kategorisieren den Detailgrad von 3D-Gebäudemodellen [266]. LoD0-Modelle entsprechen dem Gebäudegrundriss, während LoD1-Modelle das Gebäude mit einer um die Höhe erweiterten Box abbilden [266]. Ab LoD2 wird die Dachform modelliert und ab LoD3 werden Informationen über Details wie Fenster, Gauben oder Ähnlichem berücksichtigt [266]. CityGML-Daten können beispielsweise in der Open-Source Datenbank *3D-CityDB* [267] verwaltet werden.

Der geografische Umfang der Analysen variiert von Einzelgebäuden bis hin zu kontinentalen Betrachtungen. Statistische Ansätze werden hierbei vor allem für großskalige Analysen eingesetzt, etwa auf nationaler [124, 183, 189, 194] oder kontinentaler [144, 145, 200, 205] Ebene. Neuere Studien konnten jedoch hochauflösende Methodiken auf nationaler Ebene anwenden:

- Walch et al. [211] verwendet *CityGML LoD2* Daten, um das Dachflächen-PV-Potenzial in der Schweiz zu extrahieren. Hierzu nutzen die Autor*innen Daten von 9,6 Millionen Dächern, um Orientierung und Fläche zu berechnen.
- Luderer et al. [186] und Wiehe et al. [190] schätzen das Potenzial für Dachflächen-PV in verschiedenen Regionen anhand der Gebäudegrundflächen ab.
- Eggers et al. [214] nutzen *CityGML LoD1* Gebäudemodelle ohne Dachinformationen zur Abschätzung des deutschen Dachflächen-PV-Potenzials.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass zwar in Walch et al. [211] bereits Daten mit *CityGML-LoD2* verwendet wurden, um Potenziale auf nationaler Ebene in der Schweiz

zu ermitteln, eine solche Analyse für die rund 93,1 Millionen Dachgeometrien [268] in Deutschland jedoch noch nicht durchgeführt wurde.

Um die installierbare Modulfläche zu bestimmen, muss ein Teil der Dachfläche, der beispielsweise durch Dachaufbauten belegt ist, abgezogen werden. In der Regel werden nicht nutzbare Dachflächenanteile durch einen Reduktionsfaktor (rf) berücksichtigt. Lediglich Grothues und Seidenstücker [209] nutzt ein hochaufgelöstes ($0,5\text{ m} \times 0,5\text{ m}$) *LiDar*-Modell, um Dachaufbauten für jedes Dach zu bestimmen. Tabelle 2.13 fasst die in der Literatur verwendeten Faktoren zusammen. rf variiert zwischen 0,486 und 0,8. Einzig Walch et al. [211] weisen auch geringere Faktoren aus für beispielsweise sehr kleine Dächer.

Tabelle 2.13: Vergleich von Faktoren zur Berücksichtigung von Dachdetails in Dachflächen-PV Potenzialanalysen

Quelle	rf	Beschreibung
Mainzer et al. [124]	0.58	Dachhindernisse und Verschattung
Fath et al. [212]	0.7 für Flach- & 0.75 für Satteldächer	Basierend auf [269]
Walch et al. [211]	0-0.8	Unterscheidung nach Dachgröße und Neigung. Machine-Learning Ansatz angelernt durch LoD4-Daten.
Portmann et al. [265]	0.7 für Flach- & 0.42-0.8 für Satteldächer	Für Satteldächer Unterscheidung nach Dachgröße und Gebäudenutzung
Eggers et al. [214]	0.486	Dachhindernisse, Verschattung und Ineffizienzen beim Platzieren
Wiehe et al. [190]	0.6 für Wohn- und 0.8 für Industriegebäude	Annahme: Wohngebäude haben Satteldächer und Industriegebäude Flachdächer
International Energy Agency (IEA) [270]	0.6	Dachaufbauten, Verschattung und Denkmalschutz

2.6.4 Potenzial zur Energiegewinnung aus Biomasse und Hausmüll

Wie in Abschnitt 2.3.2 dargelegt, sind Biomasse- oder Biogastechnologien oftmals in regionalen Energiesystemmodellen abgebildet. Zum einen können diese bereits heute effizient als Brennstoff in KWK-Anlagen eingesetzt werden. Zum anderen können die Kleinkraftwerke im zukünftigen Energiesystem einen Teil der flexiblen Energieversorgung übernehmen.

Ähnlich wie bei der Wind- und PV-Erzeugung gibt es auch bei den biogenen Brennstoffe Potenzialgrenzen in den Regionen, die im Modell abgebildet werden. Da der Einsatz von Nutzpflanzen als Biomasse im Nutzungskonflikt mit der Nahrungsmittelproduktion steht und dem Vergleich mit der Erzeugung durch Freiflächen-PV standhalten muss, werden im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich biogene Reststoffe als Potenzial betrachtet. Tabelle 2.14 zeigt in der Literatur angegebenen energetisch nutzbare Biomassepotenziale für biogene Reststoffe, die zwischen 95,6 TWh und 395 TWh variieren. Die vom Deutschen Biomasse-

seforschungszentrum (DBFZ) veröffentlichten Trockenmassen müssen für den Vergleich zunächst in ein energetisches Potenzial umgerechnet werden. Dazu werden für Reststoffe, die in Biogas umgewandelt werden, die ebenfalls vom DBFZ veröffentlichten Konversionsfaktoren [271] verwendet. Für feste Biomasse werden die Heizwerte aus Hahn et al. [272] verwendet.

Tabelle 2.14: Literaturwerte für Potenziale zur energetischen Nutzung biogener Reststoffen in Deutschland für das Bezugsjahr 2050.

Quelle	Szenario	Potenzial [TWh]
Thrän et al. [273]	Min	183,9
	Max	371,4
DBFZ [274]	Min	136,1
	Max	263,9
Fehrenbach et al. [275]	Business as usual	253,3
	Mit erweiterten Restriktionen	241,1
Ruiz et al. [145]	Low	95,6
	Medium	225,3
	High	459,0

In der Literatur sind nach Kenntnis des Autors nur nationale Potenziale veröffentlicht worden. Groß [172] hat im Rahmen eines Modells zur Abbildung von Infrastrukturen in Deutschland Biomassepotenziale, um die regionale Auflösung zu erhöhen, auf Landkreisebene disaggregiert. Dieser Ansatz kann auch für die Regionalisierung der Potenziale auf Gemeindeebene gewählt werden. Das deutsche Biomasseforschungszentrum hat seine Daten [274], die auf Brosowski et al. [276] basieren, aufgeschlüsselt nach Reststoffart veröffentlicht. Dementsprechend können je nach Reststofftyp unterschiedliche Disaggregationsschlüssel verwendet werden, beispielsweise können Bevölkerungszahlen [179], gehaltene Tiere [277] oder Waldflächen [224] genutzt werden.

Darüber hinaus können Teile des Hausmüllaufkommens in Deutschland als Brennstoff genutzt werden. Die Potenziale zur energetischen Verwertung des Mülls in den Gemeinden hängen auch von der Siedlungsstruktur ab, für deren Einteilung häufig die Siedlungstypen des BBSR [278] verwendet werden. Dornbusch et al. [279] haben in detaillierten Analysen das bevölkerungsspezifische Hausmüllaufkommen für verschiedene Regionstypen ermittelt. Bei Umrechnung des brennbaren Anteils mit einem Heizwert von 2,78 kWh/kg [280] ergibt sich ein energetisches Potenzial von 271,1 bis 308,9 kWh pro Kopf.

2.7 Zusammenfassung und Fazit

Witte et al. [6] zeigen in ihrer Meta-Studie auf, dass dezentrale Elemente im Energiesystem nicht hinreichend in der Literatur betrachtet werden. Abschnitt 2.1 definiert die Begriffe Dezentralität und Autarkie und zeigt die konkurrierenden Konzepte in zentralen und dezentralen Ansätzen auf. Abschnitt 2.2 unterstreicht die Bedeutung der Fragestellung der vorliegenden Arbeit durch Beispiele von Regionen, welche die Energiewende auf dezentraler Ebene vorantreiben wollen.

Darauf aufbauend werden Studien vorgestellt, die regionale Energiesystemmodelle nutzen, um Aussagen über die Dekarbonisierung und Autarkiebestrebungen von Gemeinden zu tref-

fen. Zudem wird Literatur vorgestellt, die sich mit dezentralen Strukturen in nationalen bzw. kontinentalen Energiesystemen beschäftigen. Eine Kombination der beiden Ansätze durch *Cluster-Methoden* könnte dazu beitragen, die energiesystemischen Eigenschaften individueller Regionen durch geeignete Aggregationsmethoden beizubehalten. Außerdem kann ein solcher Ansatz in der Zukunft flexibel an die zur Verfügung stehenden Rechenkapazitäten angepasst werden, sodass die betrachtete Knotenanzahl des Energiesystemmodells weiter erhöht werden kann.

Für beide Untersuchungszwecke hat sich gezeigt, dass keines der bestehenden Modelle aus der Literatur eine umfassende Analyse und die Beantwortung der Forschungsfragen dieser Arbeit ermöglicht: Beispielsweise wird Wasserstoff als Energieträger lediglich von Brodecki und Blesl [87] in einer regionalen Energiesystemanalyse betrachtet, welche jedoch nur eine Region umfasst. Keine der vorgestellten Studien führt eine deutschlandweite Analyse auf Gemeindeebene durch. Lediglich Weinand et al. [116] haben durch eine Regressionsanalyse die Ergebnisse aus 15 Gemeinden auf die Gesamtheit der Gemeinden in Deutschland projiziert. Die Betrachtung aller Gemeinden in einem Energiesystemmodell ist daher ein methodisches Novum in diesem Forschungsfeld.

Eine weitere Lücke in den Modellen der Literatur ist die detaillierte Berücksichtigung von potenziellen Standorten für den Bau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Diese stellen eine einflussreiche Eingangsgröße für die regionalen Energiesystemmodelle dar. Insbesondere die regionale Verteilung der Potenziale ist für die Forschungsfragen dieser Arbeit von essenzieller Bedeutung, da sich hierdurch die Möglichkeit des dezentralen Ausbaus der erneuerbaren Energien und damit auch die Möglichkeit zur Erreichung energetischer Autarkie auf regionaler Ebene und die Konzeptionierung eines dezentralen Energiesystems entscheidend verändert. Hierzu müssen regionale Detailausschlüsse betrachtet werden, welche bislang nur für Studien im Bundeslandkontext eingesetzt wurden. Außerdem stellt sich die Frage des Einflusses der weitreichend in der Literatur variierenden Landnutzungsdatensätze, der bislang nicht untersucht ist. Die für regionale Modelle aufgrund ihrer Verbrauchsnähe besonders interessante Dachflächen-PV-Anlagen, werden in nationalen Potenzialstudien für Deutschland hauptsächlich durch statistische Zusammenhänge zu bestimmten Landnutzungen oder Bevölkerungsdaten ausgewertet. Um dem Betrachtungsrahmen der vorliegenden Arbeit gerecht zu werden, wird eine Methodik zur gebäudescharfen Ermittlung von Dachflächen-PV-Potenzialen erarbeitet.

In der Literatur lässt sich zusammenfassend erkennen, dass ein ganzheitliches, regionales Energiesystemmodell, das für alle Gemeinden in Deutschland parametrisiert und ausgewertet werden kann, eine Forschungslücke darstellt und für die Beantwortung der Forschungsfragen der vorliegenden Arbeit essentiell ist. Das *Clustering* von Netzknoten zu einem vernetzten, nationalen Energiesystemmodell ermöglicht es, die Eigenschaften des Modells deutschlandweit zu nutzen und die Auswirkung von Dezentralität im nationalen Energiesystem zu untersuchen. Darüber hinaus ist die Schließung der aufgezeigten Forschungslücken hinsichtlich des potenziellen Ausbaus von erneuerbaren Energieträgern insbesondere für die regionale Energiesystemmodellierung von zentraler Bedeutung.

Kapitel 3

Modellierung regionaler Energiesysteme

Im folgenden Kapitel wird die Methodik zur Modellierung regionaler Energiesysteme vorgestellt. Abbildung 3.1 gibt einen Überblick über die Abschnitte des Kapitels. Zunächst wird in

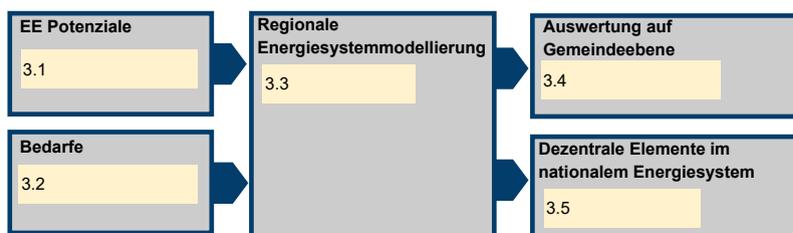


Abbildung 3.1: Struktur des Methodikkapitels.

Abschnitt 3.1 auf die Ermittlung von Potenzialgrenzen für die Modelle eingegangen, bevor in Abschnitt 3.2 die Bedarfsmodellierung vorgestellt wird. Anschließend wird in Abschnitt 3.3 die Methodik der in dieser Arbeit verwendeten Energiesystemmodellierung sowie das regionale Energiesystemmodell *ETHOS.FineRegions* präsentiert. In Abschnitt 3.4 wird vorgestellt, wie mit Hilfe des entwickelten Energiesystemmodells alle Gemeinden in Deutschland analysiert werden, bevor in Abschnitt 3.5 die verwendete Methodik zur Betrachtung dezentraler Elemente im nationalen Energiesystem vorgestellt wird.

Teile von Abschnitt 3.1 wurden in Risch et al. [14] und Teile der Abschnitte 3.2, 3.3 und 3.4 in Risch et al. [13] vorveröffentlicht.

3.1 Regionale Potenziale von erneuerbaren Energieträgern

Im Folgenden wird die Methodik zur Bestimmung von regional hoch aufgelösten Potenzialen von erneuerbaren Energieträgern beschrieben. Zuerst wird in Abschnitt 3.1.1 auf die Potenziale von erneuerbaren Energieträgern auf Freiflächen eingegangen. Dabei wird die Methodik zur Bewertung von Landnutzungsdatensätzen sowie die Analysen zur Bestimmung

von Onshore-Wind- und Freiflächen-PV-Potenzialen mittels Landverfügbarkeitsanalysen vorgestellt. Nachfolgend wird auf die Ermittlung von Dachflächen-PV-Potenzialen mit 3D-Gebäudedaten eingegangen. Abschließend wird in Abschnitt 3.1.3 die Methodik zur Regionalisierung von Biomassepotenzialen besprochen.

3.1.1 Zubaupotenziale von Technologien auf freien Flächen

Um Wind- und Freiflächen-PV-Potenziale zu identifizieren, die auf Freiflächen installiert werden, wird im Rahmen dieser Arbeit eine Landverfügbarkeitsanalyse durchgeführt. Dazu wird das Open-Source-Tool *ETHOS.GLAES* [217] verwendet. In *ETHOS.GLAES* können, wie in Abschnitt 2.6 beschrieben, Geodaten genutzt werden, um bestimmte Landnutzungskategorien mit optionalen Pufferabständen auszuschließen. Zu diesem Zweck können Vektor- und Rasterdatensätze verwendet werden, um Landnutzungen zu identifizieren. Rasterdatensätze repräsentieren hierbei durch einzelne Pixel verschiedene Landnutzungskategorien und haben somit die durch die Pixelgröße vorgegebene Auflösung. Die Genauigkeit von Vektordatensätzen kann hingegen nicht durch eine Auflösung, sondern nur durch die Genauigkeit der Kartierung angegeben werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Datensätze in *ETHOS.GLAES* [217] mithilfe von *ETHOS.GeoKit* [218] im Rasterformat mit einer Auflösung von $10\text{ m} \times 10\text{ m}$ verarbeitet.

Einfluss von Landnutzungsdatensätzen

Für die Landverfügbarkeitsanalysen werden, wie in Abschnitt 2.6 beschrieben, verschiedene Landnutzungsdatensätze als Eingangsdaten genutzt. Der Einfluss dieser Datensätze auf die Potenzialanalyse ist jedoch nach McKenna et al. [237] nicht hinreichend quantifiziert. Daher wird in dieser Arbeit eine Methodik hergeleitet, um den Einfluss der Datensätze auf die Potenzialanalyse zu messen. Zunächst werden die Datensätze pro Kategorie hinsichtlich der ausgewiesenen Fläche sowie der Lage dieser Flächen verglichen. Anschließend wird eine repräsentative Windanalyse eingeführt, um den Einfluss auf die Potenzialanalyse zu messen.

Für die Analyse werden die in der Literatur am häufigsten genutzten Landnutzungsdatensätze berücksichtigt (vgl. Tabelle 2.8):

- Basis-DLM [224]: offizieller Landnutzungsdatensatz mit hoher Lagegenauigkeit (zwischen ± 3 und $\pm 15\text{ m}$ je nach Kategorie)
- *Corine Land Cover (CLC)* [139]: Rasterdatensatz ($100\text{ m} \times 100\text{ m}$ Auflösung) mit Informationen zur Landnutzung
- *Open Street Map (OSM)* [109]: Nutzerbasierter Landnutzungsdatensatz
- *World Database on Protected Areas (WDPA)* [228]: Vektordatensatz mit Informationen zu geschützten Gebieten. Zusammenschluss von über 500 Datenquellen.

Zur Bewertung der Datensätze werden zwei Metriken eingeführt, die für 18 Kategorien aus-

gewertet werden:

$$NTA(\text{dataset}_i) = \frac{A(\text{dataset}_i)}{\max_j(A(\text{dataset}_j))} \quad (3.1)$$

$$IoU(\text{dataset}_{(i,j)}) = \frac{A(\text{dataset}_i) \cap A(\text{dataset}_j)}{A(\text{dataset}_i) \cup A(\text{dataset}_j)} \quad (3.2)$$

Die „Normalized Total Area (NTA)“ ist ein Maß für die durch einen Datensatz identifizierte Fläche. Dabei wird die von einem Datensatz ausgewiesene Fläche $A(\text{dataset}_i)$ durch die maximal ausgewiesene Fläche aller Datensätzen normiert. Wenn ein Datensatz die maximale Fläche aufweist, beträgt der *NTA*-Wert entsprechend 100 %. Die „Intersection over Union (IoU)“ vergleicht zwei Datensätze hinsichtlich der Lage der ausgewiesenen Flächen. Die *IoU* zwischen zwei Datensätzen ist die Fläche, die durch beide Datensätze ausgewiesen wird über der Fläche, die durch die Kombination der beiden Datensätze identifiziert wird. Abbildung 3.2 visualisiert die Ermittlung des *IoU*-Werts in einem Venn-Diagramm. Bei einem *IoU*-Wert von 100 % sind die ausgewiesenen Flächen identisch.

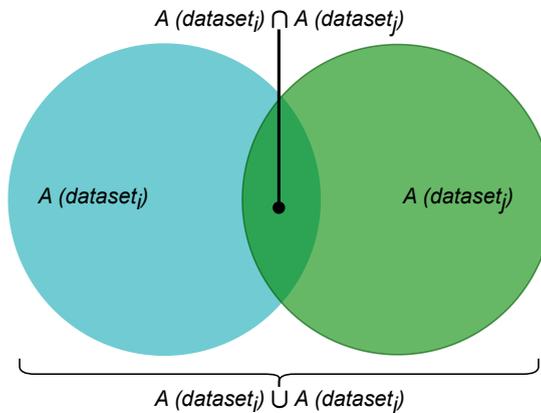


Abbildung 3.2: Darstellung der *Intersection over Union (IoU)* in einem Venn-Diagramm.

Zunächst werden von allen Datensätzen die entsprechenden Merkmale extrahiert. Wenn ein Vektordatensatz vorliegt, werden die Daten rasterisiert. Hierbei wird eine $10\text{ m} \times 10\text{ m}$ -Auflösung gewählt, die auch für die Landverfügbarkeitsanalysen verwendet wird (vgl. Abschnitt 3.1.1). Anschließend werden die Daten auf den gleichen Ausschnitt gebracht und als Matrix dargestellt. In Abbildung 3.3 ist der Ablauf zur Berechnung der Kennwerte schematisch an einem Beispiel dargestellt. Wenn ein Datensatz einen Pixel der untersuchten Landnutzungskategorie zuweist, bekommt der entsprechende Matrixeintrag den Wert 1. Andernfalls wird der Wert als 0 festgelegt. Dementsprechend können alle Werte der Gleichungen 3.1 und 3.2 bestimmt werden. Die ausgewiesene Fläche je Datensatz $A(\text{dataset}_i)$ kann jeweils unter Berücksichtigung der Pixelauflösung p durch die zum Datensatz gehörende Matrix M_i bestimmt werden:

$$A(\text{dataset}_i) = \text{sum}(M_i) \cdot p \quad (3.3)$$

Die Schnittmenge der Flächen der beiden Datensätze $A(\text{dataset}_i) \cap A(\text{dataset}_j)$, sowie die Vereinigung der Fläche der beiden Datensätze $A(\text{dataset}_i) \cup A(\text{dataset}_j)$ können durch Addition der Matrizen der beiden Datensätze i, j M_i und M_j bestimmt werden. Alle Matrix-Indizes mit einem Wert von 2 werden durch beide Datensätze ausgewiesen (Schnittmenge),

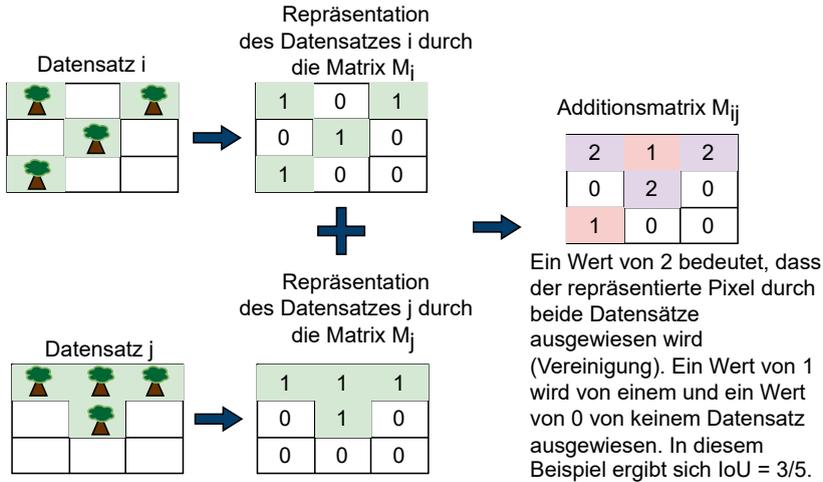


Abbildung 3.3: Schematische Darstellung der Kennwerte zum Vergleich der Datensätze.

während ein Wert von ≥ 1 in der addierten Matrix von mindestens einem der beiden Datensätze ausgeschlossen wird (Vereinigung).

Die Analyse wird für zwei Fälle durchgeführt. Zum einen wird die beschriebene Methodik auf die Rohdatensätze angewandt ohne zusätzliche Pufferabstände. Als zweiter Fall werden die ausgewiesenen Datensätze durch eine typische Windanalyse, die im Anhang in Tabelle A.7 definiert ist, gepuffert und anschließend verglichen, um den Einfluss auf die Windanalyse messbar zu machen.

Weiterführend wird eine typische Windanalyse mit den verschiedenen Datensätzen durchgeführt. Hierbei wird, wenn möglich, der genutzte Datensatz pro Kategorie zwischen *Open Street Map*, *Corine Land Cover* und *Basis-DLM* variiert. Bei weiteren Ausschlüssen, die nicht durch alle drei Datensätze identifiziert werden können, wird ein fester Datensatz genutzt. Eine Zusammenfassung der verwendeten Ausschlüsse für die Analyse kann im Anhang (s. Tabelle A.8) gefunden werden.

Zubaupotenziale von Onshore-Windenergieanlagen

Für die Potenzialanalyse von Onshore-Windenergieanlagen wird eine Greenfield-Analyse verwendet. Dementsprechend stehen zum Beginn der Landverfügbarkeitsanalyse jegliche Flächennutzungen zur Verfügung. Anschließend werden je nach Szenariodefinition bestimmte Landnutzungen mit entsprechenden Pufferabständen für die Nutzung durch Windturbinen ausgeschlossen. Die Analyse basiert auf der Analyse aus Risch et al. [14]. Insgesamt werden fünf Szenarien betrachtet, in denen die Ausschlussdefinitionen variiert werden:

- S1 Legislation: Die Ausschlüsse werden anhand der Gesetzeslage in den deutschen Bundesländern (Stand Mitte 2022), basierend auf [180] und eigenen Korrekturen, gewählt.

- S2 Expansiv: Ausschlussdefinition am unteren Ende der Gesetze der Bundesländer, bei denen Wald und Landschaftsschutzgebiete genutzt werden können.
- S2a Not at Protected Landscapes: Ausschlüsse werden wie in S2 gewählt, aber Landschaftsschutzgebiete werden ausgeschlossen.
- S2b No Forests: Ausschlüsse werden wie in S2 gewählt, aber Wälder werden ausgeschlossen.
- S3 Restriktiv: Restriktive Ausschlüsse am oberen Ende der Gesetze der Bundesländer.

Ein Auszug der gewählten Ausschlussdefinitionen ist in Tabelle 3.1 dargestellt. Alle weiteren Definitionen können dem Anhang (Tabelle A.3) entnommen werden. Innenbereiche bezeich-

Tabelle 3.1: Ausgewählte Ausschlusskriterien für die Szenarien der Potenzialanalyse für Windenergieanlagen.

Ausschluss	Datenquelle	S1 ¹	S2 ²	S2a ^{2a}	S2b ^{2b}	S3 ³
Innenbereiche	Basis-DLM [224]	individuell*	1000 m	1000 m	1000 m	1000 m
Wohngebäude in Außenbereichen	Hausumringe [245]	individuell*	3 H	3 H	3 H	1000 m
Wälder	Basis-DLM [224]	individuell*	—	—	0 m	0 m
Landschaftsschutzgebiete	WDPA [228]	individuell*	—	0 m	—	0 m

¹S1 Legislation; ²S2 Expansive; ^{2a}S2a Not at Protected Landscapes; ^{2b}S2b No Forests; ³S3 Restrictive.
* Bundeslandspezifische Ausschlussdefinitionen

nen hierbei zusammenhängend bebaute Flächen nach §34 BauGB [239] und werden durch das *Basis-DLM* [224] Merkmal *AX_Ortslage* modelliert. Wohngebäude sowie Wohnbereiche außerhalb der Innenbereiche werden als Flächen ohne Bebauungsplan (Außenbereiche) behandelt. Innen- und Außenbereiche werden unterschiedlich geschützt, zum Beispiel bei den Abstandsregelungen in den Windenergieerlassen der Bundesländer.

Oftmals werden Tabuzonen in Abhängigkeit der Gesamtturbinenhöhe H definiert. Zum Beispiel ist für die Bestimmung des Abstandes von Windenergieanlagen zu Wohnbereichen auf den Schallschutz und die optisch bedrängende Wirkung der Anlagen zu achten. Da Gerichtsurteile nahelegen, dass ab einem Abstand von $3H$ keine optisch bedrängende Wirkung nachgewiesen werden kann [247], wird dieser Wert als konservative Abschätzung genutzt. Bei einem dreifachen Abstand der Gesamtanlagenhöhe wird nach vereinfachter Abschätzung auch den Definitionen der TA Lärm [246] für allgemeine Wohngebiete entsprochen. Zusätzlich verfügen moderne Anlagen über schallreduzierende Betriebsmodi, in denen durch eine Leistungsminderung Grenzwerte für die Nacht eingehalten werden können. Daher wird angenommen, dass die dreifache Turbinenhöhe als Abstand zu Wohngebäuden im Außenbereich ausreichend ist.

Um die anlagenabhängigen Ausschlussdefinitionen berücksichtigen zu können, wird pro Bundesland eine Referenzturbinen ausgewählt, die für die Landverfügbarkeitsanalyse genutzt wird. Die Methodik zur Wahl der Turbinen basiert auf dem in Ryberg et al. [249] und Ryberg [200] vorgestellten Ansatz. Anhand von realen Anlagenparametern und den Winddaten

des *Global Wind Atlas* [253] wird die spezifische Anlagenleistung ($\frac{P}{A}$) sowie die Nabenhöhe über der mittleren Windgeschwindigkeit in einer Regression ermittelt. Für die Anlagendaten werden in der vorliegenden Analyse die Daten aus dem Marktstammdatenregister [8] verwendet. Um zukünftige Turbinenkonfigurationen abzubilden, werden Anlagen mit einer Leistung kleiner 3,5 MW und Anlagen, die vor dem Jahr 2017 in Betrieb genommen wurden, herausgefiltert. Zusätzlich wird die *Enercon E-126* Anlage aufgrund ihrer untypisch großen spezifischen Leistung nicht für die Regression genutzt. Insgesamt stehen nach Anwendung der Filter 1062 Datenpunkte zur Verfügung. In Abbildung A.1 im Anhang ist die geografische Lage der verwendeten Turbinen dargestellt. Davon befinden sich in Niedersachsen mit 276 die meisten nutzbaren Turbinen, gefolgt von Nordrhein-Westfalen (181) und Brandenburg (179). Süddeutschland ist mit 62 Anlagen in Baden-Württemberg und 16 Anlagen in Bayern vertreten.

Abbildung 3.4 zeigt die resultierenden Regressionen für die spezifische Leistung p (oben) und die Nabenhöhe h (unten) in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit in 150 Meter Höhe ($v_{m,150m}$). Für die Regression wird, wie durch Ryberg [200] ein logarithmischer

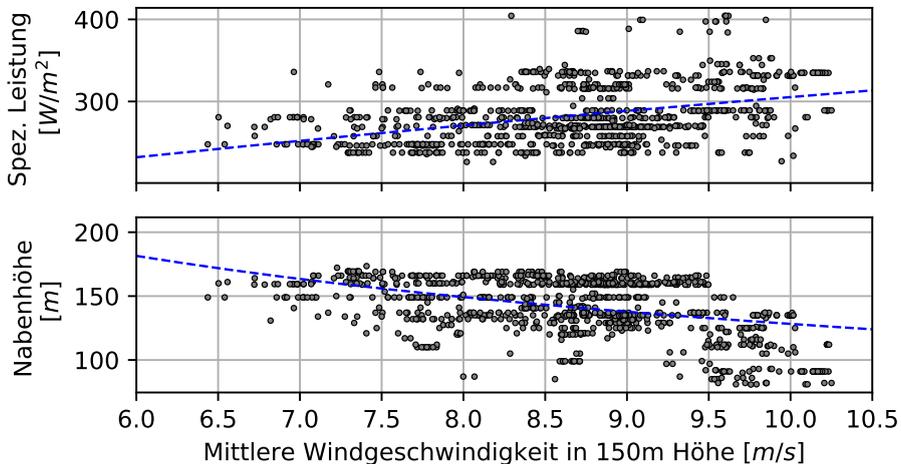


Abbildung 3.4: Regression zur Bestimmung der spezifischen Leistung (oben) und Nabenhöhe (unten) in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit in 150 Meter Höhe. In Anlehnung an Ryberg [200].

Zusammenhang unterstellt, sodass sich folgende Beziehung ergibt:

$$p = 3,97068 \cdot \exp(0,53769 \cdot \ln(v_{m,150m}) + 3,104507) \quad (3.4)$$

$$h = 8,82096 \cdot \exp(-0,68010 \cdot \ln(v_{m,150m}) + 4,24252) \quad (3.5)$$

Wie von Ryberg [200] beschrieben, ist die Güte der Regression nicht besonders hoch, da neben der Windgeschwindigkeit noch weitere Parameter die Auswahl einer Anlage für einen Standort beeinflussen. Darüber hinaus werden für die Auswahl einer Anlage an einem potenziellen Standort genaue Windmessungen durchgeführt, wodurch ein zusätzlicher Fehler durch die Verwendung des *Global Wind Atlas* induziert wird. Ferner wird die Anlagenkonfiguration in Realität nicht stetig durchgeführt, wodurch sich die horizontal angeordneten Datenpunkte für beide Parameter in Abbildung 3.4 ergeben. Dementsprechend kann mit den

ermittelten Funktionen nicht direkt aus einem Standort auf die konkrete Anlage geschlossen werden. Trotzdem werden die allgemeinen Verhältnismäßigkeiten durch die Regression wiedergegeben, indem an Standorten mit höheren Windgeschwindigkeiten niedrigere Turbinen mit höherer spezifischer Leistung gebaut werden als an Standorten mit hoher spezifischer Leistung. Für die Landverfügbarkeitsanalyse ist die Abbildung dieses Trends bei der Platzierung von Windenergieanlagen von entscheidender Bedeutung.

Da in der Landverfügbarkeitsanalyse Ausschlüsse in Abhängigkeit von Anlagenhöhe und Rotordurchmesser vorgenommen werden, muss vor Durchführung der Landverfügbarkeitsanalyse eine Referenzturbinen pro Bundesland ausgewählt werden. Zu diesem Zweck wird eine vorgelagerte Landverfügbarkeitsanalyse durchgeführt, in der Innenbereiche (Abstand 1000 m), Flächen mit Wohnnutzung in Außenbereichen (Abstand 1000 m) und Wohnhäuser (Abstand 600 m) ausgeschlossen werden. Für die resultierenden, vereinfachten Anlagenstandorte wird die Regression genutzt, um die spezifische Leistung (Gleichung 3.4) und die Nabhöhe (Gleichung 3.5) zu bestimmen. Um aus der Analyse eine Referenzanlage pro Bundesland zu ermitteln, werden die mittleren Werte der beiden Parameter genutzt. Zur Berechnung des Rotordurchmessers wird eine Anlagenleistung von 5 MW angenommen. Tabelle 3.2 zeigt die resultierenden Parameter der Referenzanlagen für die 16 Bundesländer. Bei einer Leistung von 5 MW weisen die nördlichen Bundesländer aufgrund

Tabelle 3.2: Parameter der Referenzanlagen in den Bundesländern.

	Spez. Leistung [W/m^2]	Durchmesser [m]	Nabhöhe [m]
Schleswig-Holstein	299,7	145,7	131,4
Hamburg	293,4	147,3	135,0
Niedersachsen	282,6	150,1	141,8
Bremen	298,6	146,0	132,0
Nordrhein-Westfalen	277,1	151,6	145,3
Hessen	260,4	156,4	157,6
Rheinland-Pfalz	260,8	156,2	157,1
Baden-Württemberg	246,4	160,8	169,1
Bayern	245,1	161,2	171,2
Saarland	263,6	155,4	154,8
Berlin	268,1	154,1	151,2
Brandenburg	273,1	152,7	147,9
Mecklenburg-Vorpommern	289,4	148,3	137,3
Sachsen	271,6	153,1	148,9
Sachsen-Anhalt	273,2	152,6	147,7
Thüringen	264,8	155,1	154,1

der höheren Windgeschwindigkeiten die kleinsten Anlagen auf, während in den südlichen Bundesländern aufgrund des gleichen Zusammenhangs die größten Anlagen platziert werden.

Nach Durchführung der finalen Landverfügbarkeitsanalyse wird die spezifische Anlagenleistung mit Gleichung 3.4 für die resultierenden Anlagenstandorte aktualisiert, sodass die Kapazität bei gleichbleibendem Rotordurchmesser um die Referenzkapazität von 5 MW variiert. Anschließend werden Windturbinen auf den verfügbaren Flächen, die größer als $10\,000\text{ m}^2$ sind, unter Anwendung des Platzierungsalgorithmus von *ETHOS.GLAES* [217] platziert. Hierbei wird der 8-fache Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und der 4-fache

Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung als Abstand zwischen den Turbinen eingehalten. Die vorherrschende Windrichtung wird mithilfe des *ERA5*-Datensatzes [252] bestimmt.

Mithilfe des Marktstammdatenregister [8] können Bestandsanlagen identifiziert werden und ausgeschlossen werden. Hierzu wird um die Anlagenstandorte eine Ellipse gebildet, die aus 30 Punkten besteht, deren x und y -Koordinate um Δx beziehungsweise Δy vom Anlagenstandort verschoben ist:

$$\Delta x = 8 \cdot d \cdot \cos(\alpha + (\gamma - 180)) \quad (3.6)$$

$$\Delta y = 4 \cdot d \cdot \sin(\alpha + (\gamma - 180)) \quad (3.7)$$

Hierbei wird d als der größere Durchmesser von existierender Anlage und potenzieller Anlage gewählt. γ stellt den Winkel der vorherrschenden Windrichtung dar und α ist der Laufwinkel, der zwischen $0 + (\gamma - 180)$ und $360 + (\gamma - 180)$ definiert ist. Abbildung 3.5 veranschaulicht die entstehende Geometrie.

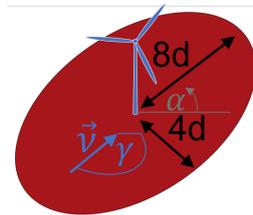


Abbildung 3.5: Visualisierung des Ausschlusses von existierenden Windenergieanlagen.

Die identifizierten existierenden und potenziellen Turbinen werden anschließend mit *ETHOS.RESKit* [250] simuliert. Die potenziellen Erzeugungszeitreihen werden dann in 7 Gruppen pro Region mit *ETHOS.Spapat* [165] durch einen agglomerativen Ansatz mit *average linkage* aggregiert.

Zubaupotenziale von Freiflächen Photovoltaikanlagen

Potenzialanalysen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen werden, wie in Abschnitt 2.6.2 beschrieben, häufig mit Initialflächen durchgeführt. Dies bedeutet, dass Flächen vorausgewählt werden, die für den Ausgangspunkt der Analyse zur Verfügung stehen. Nach der Vorauswahl können weitere Flächennutzungen innerhalb der vorselektierten Flächen für die Nutzung durch PV-Anlagen ausgeschlossen werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei Flächenarten in Anlehnung an das *EEG 2021* [256] ausgewählt: Zum einen werden Randstreifen von Autobahnen und Schienen als Positivflächen berücksichtigt. Zum zweiten werden landwirtschaftlichen Flächen mit geringer Bodengüte als Vorauswahl erfasst. Die Analyse basiert auf der Veröffentlichung Risch et al. [14].

Ein 200 m Streifen entlang von Autobahnen und Schienen ist nach dem *EEG 2021* [256] förderfähig, wobei ein 15 m Korridor für die Migration von Tieren freigehalten werden muss. Hierdurch ergibt sich die in Abbildung 3.6 dargestellte Geometrie als Positivfläche. Die Modellierung der Flächen an Autobahnen und Bahnschienen erfolgt in drei Schritten. Zunächst werden die linienförmigen Merkmale des *Basis-DLM*-Datensatzes [224] extrahiert und gepuffert, um die Fahrbahn zu approximieren. Da für die Autobahnen die Breite als Attribut in den Daten enthalten ist, kann diese als Quelle für die Fahrbahnbreite genutzt werden. Für

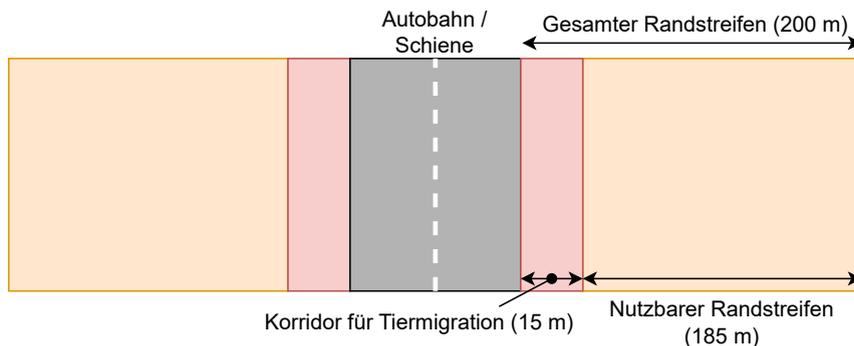


Abbildung 3.6: Veranschaulichung der nach EEG 2021 [256] förderwürdige Fläche an Randstreifen an Autobahnen und Schienen. Basierend auf Risch et al. [14].

die Bahnschienen ist diese Information nicht vorhanden, weswegen eine Breite von 10 m in Anlehnung an Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg [199] angesetzt wird. Anschließend werden 200 m als Puffer genutzt, um die Positivfläche zu identifizieren. Daraufhin werden die Autobahn- und Schienengeometrien mit einem 15 m-Puffer ausgeschlossen, um den Korridor für Tiernmigration zu berücksichtigen.

Landwirtschaftliche Flächen mit geringer Bodengüte werden mithilfe des *Soil-Quality-Ratings (SQR)* der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) [257] identifiziert. Hierzu wird der Datensatz mit den landwirtschaftlichen Flächen des *Basis-DLM* [224] verschnitten, um die Konsistenz zwischen den Datensätzen zu gewährleisten. Ohne diesen Schritt würden aufgrund der groben Auflösung des *SQR*-Datensatzes (250 m × 250 m Auflösung) Flächen identifiziert, die außerhalb von landwirtschaftlicher Landnutzungen liegen. Das *Soil Quality Rating* [258] weist den Flächen eine Bodengüte auf einer Skala von 0 bis 100 zu und kennzeichnet *SQR*-Werte kleiner oder gleich 40 als Böden mit schlechten Ertragsaussichten. Da große Landnutzungskonflikte zwischen Freiflächen-PV-Anlagen und landwirtschaftlichen Flächen herrscht, wird eine Voranalyse durchgeführt, in welcher der Einfluss des *SQR*-Ratings auf die nutzbare Fläche untersucht wird. Abbildung 3.7 zeigt, wie viel Fläche zur Verfügung steht, wenn verschiedene *SQR*-Grenzwerte für die Analyse angesetzt werden. Außerdem ist der Anteil der landwirtschaftlichen Fläche in Deutschland dargestellt. Bei einem *SQR*-Wert von 40, der in Mueller et al. [258] als Böden mit schlechter Güte kategorisiert wird und in der Literatur als Grenzwert genutzt wird (vgl. Abschnitt 2.6.2), sind 6,3 % der landwirtschaftlichen Fläche Deutschlands als Potenzialfläche nutzbar. Es wird angenommen, dass dies zu unüberwindbar großen Landnutzungskonflikten führt. Ein *SQR*-Wert von 30 hingegen führt zu einer möglichen Nutzung von 1,3 %.

Die beschriebenen Positivflächen werden genutzt, um drei Szenarien zu definieren: In Szenario 1 werden die 185 m Randstreifen an Schienen und Autobahnen als Ausgangsflächen verwendet. Szenario 2 nutzt Agrarflächen mit geringer Bodengüte, welche durch *SQR*-Werte von kleiner oder gleich 30 klassifiziert werden. Im dritten Szenario werden die Definitionen kombiniert: In Randstreifen werden Agrarflächen, mit $SQR \geq 40$ ausgeschlossen, außerhalb von Randstreifen stehen die Flächen aus Szenario 2 zur Verfügung. Der höhere Wert von 40 wird innerhalb von Randstreifen gewählt, da diese als weniger wertvoll eingeschätzt werden.

Nach Auswahl des Startpunktes der Potenzialanalyse werden weitere Landnutzungen innerhalb der Positivflächen ausgeschlossen. Tabelle 3.3 zeigt die wichtigsten Ausschlusskriteri-

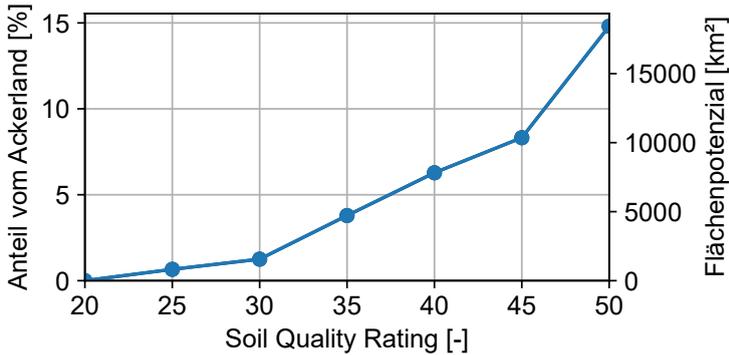


Abbildung 3.7: Nutzbare Potenzialfläche bei Auswahl verschiedener *Soil Quality Ratings* für eine Freiflächen-PV-Potenzialanalyse. Basierend auf Risch et al. [14].

en für die drei Szenarien, alle weiteren Ausschlussdefinitionen sind im Anhang (Tabelle A.6) zu finden.

Tabelle 3.3: Ausgewählte Ausschlusskriterien für die Freiflächen-PV-Analyse.

Ausschluss	Datenquelle	S1	S2	S3
Wälder	Basis-DLM [224]	10 m	10 m	10 m
Gebäude	Hausumringe [245]	10 m	10 m	10 m
Agrarflächen	Basis-DLM [224], SQR [257]	—	SQR \geq 30	SQR \geq 30, Randstreifen: SQR \geq 40
Autobahnen, Bahnschienen	Basis-DLM [224]	15 m	200 m	15 m

¹S1 Randstreifen; ²S2 Geringe Bodengüte; und ³S3 Kombination.

Resultierende Potenzialflächen, die kleiner als 5000 m^2 sind, werden nach der Potenzialanalyse ausgeschlossen. Anschließend können den Flächen Anlagenparameter zugeordnet werden. Hierzu werden Module in Südausrichtung und optimalem Neigungswinkel mithilfe von *ETHOS.RESKit* [250] im Einklang mit Ryberg [200] platziert. Aus den resultierenden Flächen wird mithilfe von Gleichung 3.8 ein Kapazitätspotenzial berechnet. Hierzu wird ein Reduktionsfaktor für die Bodenabdeckung $f_{GC} = 0,5$ und ein Reduktionsfaktor für baubedingte Hindernisse $f_c = 0,72$ [260] eingeführt. Darüber hinaus wird eine direkte Modulabdeckung $a_{cov} = 4,55 \text{ m}^2/\text{kW}$ verwendet, was einem Wirkungsgrad von 0,22 entspricht, der mit heutigen Hocheffizienzmodulen übereinstimmt [261, 262].

$$P_{FFPV} = \frac{f_{GC} \cdot f_c}{a_{cov}} \cdot A_{OFPV} = 79,2 \text{ MW}_p/\text{km}^2 \cdot A_{FFPV} \quad (3.8)$$

Die existierenden Anlagen werden durch ein Polygon um den Standort der Anlage ausgeschlossen. Da im Marktstammdatenregister [8] keine Informationen über die Geometrie der Anlage vorliegen, wird aus der Kapazität $P_{FFPV,Ex}$ ein Quadrat mit der Fläche $A_{FFPV,Ex}$.

um den Standort der Anlage gebildet:

$$A_{FFPV,Ex.} = \frac{P_{FFPV,Ex.}}{79,2 \text{ MW}_p/\text{km}^2} \quad (3.9)$$

Anschließend können die existierenden und potenziellen Anlagen mit *ETHOS.RESKit* [250] simuliert werden und zu einer Erzeugungszeitreihe, die im Energiesystemmodell verwendet werden kann, zusammengefasst werden.

3.1.2 Zubaupotenziale für Photovoltaikanlagen auf Dachflächen

Für die Modellierung von flächenscharfen Dachflächen-PV-Potenzialen werden im Rahmen dieser Arbeit 3D-Gebäudedaten [268] verwendet. Genauer wird der Datensatz im *CityGML*-Format mit LoD2 (vgl. Abschnitt 2.6.3) verwendet, in dem die Gebäude durch eine Box mit vereinfachten Dachgeometrien abgebildet werden. Detaillierte Strukturen, wie zum Beispiel Schornsteine oder Gauben, sind im Datensatz nicht enthalten. Abbildung 3.8 veranschaulicht den Workflow, der zur Abbildung des Dachflächen-PV-Potenzials verwendet wird. Die Gebäudedaten sind in einer 3D-CityDB [267] gespeichert, von der alle Dächer in der Untersuchungsregion abgefragt werden. Für jedes Dach wird individuell die Ausrichtung, die Leistung und die mögliche Erzeugung ermittelt. Die Orientierung kann über den Normalvektor (\vec{n}) bestimmt werden, der wiederum über drei Punkte (P_1 , P_2 und P_3) von der Dachfläche mit Gleichung 3.10 ermittelt werden kann.

$$\vec{n} = \frac{\begin{pmatrix} P_{1,x} - P_{0,x} \\ P_{1,y} - P_{0,y} \\ P_{1,z} - P_{0,z} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} P_{2,x} - P_{0,x} \\ P_{2,y} - P_{0,y} \\ P_{2,z} - P_{0,z} \end{pmatrix}}{\left\| \begin{pmatrix} P_{1,x} - P_{0,x} \\ P_{1,y} - P_{0,y} \\ P_{1,z} - P_{0,z} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} P_{2,x} - P_{0,x} \\ P_{2,y} - P_{0,y} \\ P_{2,z} - P_{0,z} \end{pmatrix} \right\|} \quad (3.10)$$

Die Ausrichtung einer Dachfläche ist durch den Nord-Azimet (α), sowie den Neigungswinkel (γ) bestimmt. Der Nordazimet ist hierbei der Winkel zwischen Normalvektor und dem Nordvektor:

$$\alpha = \arccos \left(\vec{n} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{pmatrix} \right) \quad (3.11)$$

Der Neigungswinkel wird als der Winkel zwischen dem Normalvektor und dem z-Vektor berechnet:

$$\gamma = \arccos \left(\vec{n} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix} \right) \quad (3.12)$$

Bei einem Neigungswinkel von weniger als 10° , wird davon ausgegangen, dass die Module auf der Dachfläche aufgeständert werden, sodass eine Südausrichtung und ein optimaler Neigungswinkel verwendet werden können. Der optimale Neigungswinkel wird mit *ETHOS.RESKit* [250] auf Basis von Ryberg [200] ermittelt. Zusätzlich muss in diesem Fall ein Abstand zwischen den Reihen eingehalten werden, um eine Verschattung zwischen den Modulen zu verhindern. Hierzu wird ein Faktor von 0,5 angenommen.

Als folgender Schritt kann die installierbare Kapazität über die Fläche der Geometrie bestimmt werden. Da die *LoD2*-Daten keine Informationen über Dachaufbauten enthalten,

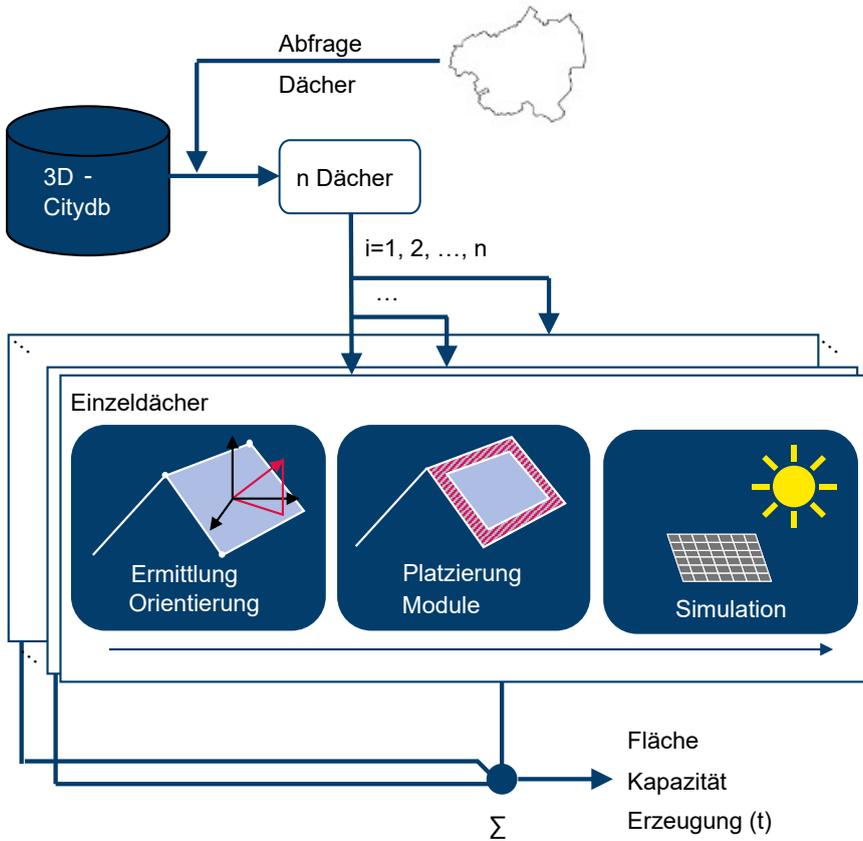


Abbildung 3.8: Workflow zur Berechnung des Dachflächen-PV-Potenzials in einer Region.

muss ein Faktor für nicht nutzbare Flächen eingeführt werden. Die Reduzierung der Dachflächen aufgrund von nicht nutzbaren Flächen wird in Anlehnung an International Energy Agency (IEA) [270] (vgl. Abschnitt 2.6.3) mit 0,6 angesetzt und beinhaltet zusätzlich durch Denkmalschutz nicht bebaubare Gebäude und Flächen mit zu starker Verschattung. Die Moduleffizienz (η_{PV}), die im Rahmen dieser Arbeit im Einklang mit derzeitigen Hocheffizienzmodulen als 22 % [261, 262] gewählt wird, führt zu einem Flächenbedarf von $4,55 \text{ m}^2/\text{kW}$.

Zusammenfassend ergibt sich folgende Gleichung zur Ermittlung des Kapazitätspotenzials aus den Dachflächen:

$$P_{PV,peak} = \begin{cases} \frac{0,6}{4,55 \text{ m}^2/\text{kW}} \cdot A_{roof} = 131,9 \text{ MW}_p/\text{km}^2 \cdot A_{roof}, & \text{für } \gamma \geq 10^\circ & (3.13a) \\ \frac{0,6 \cdot 0,5}{4,55 \text{ m}^2/\text{kW}} \cdot A_{roof} = 65,9 \text{ MW}_p/\text{km}^2 \cdot A_{roof}, & \text{für } \gamma < 10^\circ & (3.13b) \end{cases}$$

Als Mindestanlagengröße wird anschließend 1 kW_p festgelegt, sodass Dachflächen, die aufgrund ihrer Größe diese Leistung nicht erreichen können, nicht als Potenzial zur Verfügung stehen.

Tabelle 3.4: Verwendete Schlüssel zur Disaggregation von Biomassepotenzialen.

Potenzial	$f_{\text{Bundesland}}$	f_{Gemeinde}
Altholz	-	Bevölkerung [179]
Biogen. Anteil Abwässer	-	Bevölkerung [179]
Klärschlamm aus kommunalen Kläranlagen	-	Bevölkerung [179]
Biogut priv. Haushalte	-	Bevölkerung [179]
Speiseöle und -fette aus privaten Haushalten	-	Bevölkerung [179]
Waldrestholz (Nadel)	-	Waldflächen (Nadelwald) [224]
Waldrestholz (Laub)	-	Waldflächen (Laubwald) [224]
Rinde	-	Waldflächen (Gesamt) [224]
Grüngut	-	Objektart „AX_SportFreizeitUnd Erholungsflaeche“ [224]
Holz von Landschaftspflegeflächen	-	Objektarten „AX_Gehoelz“, „AX_Heide“, „AX_Moor“ und „AX_Sumpf“ [224]
Rindermist	Anzahl Rinder [277]	Landwirtschaftlich genutzte Flächen [224]
Rindergülle	Anzahl Rinder [277]	Landwirtschaftlich genutzte Flächen [224]
Schweinegülle	Anzahl Schweine [277]	Landwirtschaftlich genutzte Flächen [224]
Getreidestroh	-	Landwirtschaftlich genutzte Flächen [224]

Für alle weiteren Faktoren wird direkt auf Gemeindeebene disaggregiert, sodass der Faktor in der Gemeinde f_{Gemeinde} durch die Summe des Faktors in allen Gemeinden $\sum_i^n f_{\text{Gemeinde},i}$ in Bezug gesetzt wird:

$$\text{Potenzial}_{\text{Gemeinde}} = \text{Potenzial}_{\text{National}} \cdot \frac{f_{\text{Gemeinde}}}{\sum_i^n f_{\text{Gemeinde},i}} \quad (3.17)$$

3.1.4 Potenzial der energetischen Verwertung von Hausmüll

Das Potenzial zur energetischen Verwertung von Hausmüll wird mithilfe der in Dornbusch et al. [279] ausgewiesenen spezifischen Hausmüllmenge bestimmt. Hierbei unterscheidet Dornbusch et al. [279] zwischen verschiedenen Siedlungstypen, für die unterschiedlich hohe Abfallmengen je Einwohnenden anfallen. Tabelle 3.5 zeigt die spezifischen Abfallmengen für unterschiedliche Siedlungstypen, sowie das thermisch verwertbare Potenzial. Zur Bestimmung des Potenzials wird zunächst die Siedlungsdichte der Region klassifiziert:

$$\text{Siedlungsdichte} = \frac{\text{Bevölkerungszahl}}{\text{Gemeindefläche}} \quad (3.18)$$

Die Bevölkerungszahl wird hierbei [179] entnommen. Die Gemeindefläche wird durch die Gemeindegrenzen im Vektorformat [238] ermittelt. Der spezifischen Hausmüllmenge muss

Tabelle 3.5: Bevölkerungsspezifische Abfallmengen mit Werten aus Dornbusch et al. [279] und Flamme et al. [280]. E: Einwohner*innen.

	Ländlich	Ländlich dicht	Städtisch
Siedlungsdichte [279]	< 150 E/km ²	150 E/km ² – 750 E/km ²	> 750 E/km ²
Hausmüll pro Kopf [279]	124,6 kg/E	110,5 kg/E	151,1 kg/E
Brennbarer Hausmüll pro Kopf [279]	111,1 kg/E	97,5 kg/E	135,3 kg/E
Energetisches Potenzial pro Kopf [279, 280]	308,9 kWh/E	271,1 kWh/E	376,1 kWh/E

ein nicht thermisch verwertbarer Anteil durch Altglas, Metalle, Inertmaterial sowie Problem- und Schadstoffen abgezogen werden. Um das energetische Potenzial zu ermitteln, wird ein Heizwert von 2,78 kWh/kg genutzt [280].

3.2 Bedarfsmodellierung

Zur Abbildung der Bedarfe auf Gemeindeebene werden die Bedarfe des klimaneutralen Energiesystems im Jahr 2045 der Studie *Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045* [104] regionalisiert. Hierbei wird der Bedarf für einzelne Regionen anteilig anhand von Gewichtungsfaktoren ermittelt. Dabei wird je nach Datenlage ein einstufiger oder zweistufiger Ansatz verwendet. Die Methodik erweitert hierbei drei vorhandenen Arbeiten [172, 174, 175] (vgl. Abschnitt 2.5), von denen jeweils die Software und Regionalisierungsschlüssel als Basis verwendet werden. Teile dieser Methodik wurden in Risch et al. [13] vorveröffentlicht. Beim einstufigen Ansatz liegen die Daten bereits auf Gemeindeebene vor, sodass diese direkt genutzt werden können, um den Bedarf innerhalb von einer Gemeinde zu ermitteln:

$$\text{Bedarf}_{f_{\text{Gemeinde},1}} = \text{Bedarf}_{f_{\text{National}}} \cdot \frac{f_{\text{Gemeinde}}}{\sum_i^n f_{\text{Gemeinde},i}} \quad (3.19)$$

Hierbei wird die Summe $\sum_i^n f_{\text{Gemeinde},i}$ über alle Gemeinden in Deutschland definiert. Bei der zweistufigen Regionalisierung wird der Bedarf zunächst auf Landkreisebene ermittelt, um diesen dann mit einem weiteren Gewichtungsfaktor auf die Gemeindeebene zu projizieren:

$$\text{Bedarf}_{f_{\text{Gemeinde},2}} = \text{Bedarf}_{f_{\text{National}}} \cdot \frac{f_{\text{Landkreis}}}{\sum_i^l f_{\text{Landkreis},i}} \cdot \frac{f_{\text{Gemeinde}}}{\sum_j^k f_{\text{Gemeinde},j}} \quad (3.20)$$

Die Summe $\sum_i^l f_{\text{Landkreis},i}$ wird hierbei über alle Landkreise in Deutschland gebildet, während $\sum_j^k f_{\text{Gemeinde},j}$ über alle Gemeinden im betrachteten Landkreis definiert ist. Der zweite Ansatz wird gewählt, wenn die nutzbaren Daten auf Landkreisebene besser zu bewerten sind als auf Gemeindeebene. Zum Beispiel liegen Daten von der Agentur für Arbeit [177, 178] zur Beschäftigung auf Landkreisebene in Wirtschaftszweige aufgeschlüsselt vor, während die Wirtschaftszweige in den Daten auf Gemeindeebene in vier Gruppen aggregiert sind. Dementsprechend wird in diesem Fall zunächst auf Landkreisebene nach einzelnen Wirtschaftszweigen disaggregiert, bevor die Sektoren zusammengefasst auf Gemeindeebene aufgeschlüsselt werden.

Tabelle 3.6 zeigt die genutzten Faktoren zur Bedarfsdisaggregation. Für den Industrie-sektor werden, soweit möglich, die CO_2 -Emissionen der Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) [170] auf Basis der Arbeiten von Busch et al. [174] verwendet.

Tabelle 3.6: Genutzte Faktoren für die Disaggregation auf Gemeindeebene.

Bedarf	$f_{Landkreis}$	$f_{Gemeinde}$
Wohnsektor	Bevölkerungsentwicklung [171] angelehnt an Groß [172]	Bevölkerung [179]
GHD-Sektor	Angestellte im GHD-Sektor (Abschnitte A, G-U) [177]	Angestellte im GHD-Sektor (Abschnitte A, G-U) [178]
PKW (Strom)	Fahrzeugkilometer PKW [169]	
PKW (H_2)	Fahrzeugkilometer PKW [169]	
Bus (Strom)	Fahrzeugkilometer Busse [169]	
Bus (H_2)	Fahrzeugkilometer Busse [169]	
Bahn (Strom)	Umspannwerke der Deutschen Bahn angelehnt an [174]	
Bahn (H_2)	Nicht elektrifizierte Schienen angelehnt an [176]	
LKW (H_2)	Angelehnt an [176]	
Industrie (Stahl)	CO_2 -Emissionen bei der Herstellung von Roheisen und Stahl [170] angelehnt an [174]	
Industrie (Nichteisenmetalle)	CO_2 -Emissionen bei der Verarbeitung von Nichteisenmetallen [170] angelehnt an [174]	
Industrie (Aluminium)	CO_2 -Emissionen bei der Herstellung von Primäraluminium [170] angelehnt an [174]	
Industrie (Chemie)	CO_2 -Emissionen in der Chemieindustrie (exklusive Ammoniak) [170] angelehnt an [174]	
Industrie (Ammoniak)	CO_2 -Emissionen bei der Herstellung von Ammoniak [170] angelehnt an [174]	
Industrie (Zement)	CO_2 -Emissionen bei der Herstellung von Zementklinker [170] angelehnt an [174]	
Industrie (Keramik)	CO_2 -Emissionen bei der Herstellung von Keramik [170] angelehnt an [174]	
Industrie (Papier)	CO_2 -Emissionen bei der Herstellung von Papier und Zellstoff [170] angelehnt an [174]	
Industrie (Glas)	CO_2 -Emissionen bei der Herstellung von Glas [170] angelehnt an [174]	
Industrie (Bergbau)	Angestellte im Bergbau (Abschnitt C 05-09) [171]	Industrieangestellte (Abschnitte B-F) [178]
Industrie (Automobil)	Angestellte in der Automobilindustrie (Abschnitt C 29-30) [171]	Industrieangestellte (Abschnitte B-F) [178]
Industrie (Nahrungs- & Tabakindustrie)	Angestellte in der Nahrungs- & Tabakindustrie (Abschnitt C 10-12) [171]	Industrieangestellte (Abschnitte B-F) [178]
Industrie (Weitere)	Angestellte in diversen Wirtschaftszweigen (Abschnitt C 13-16, 26-28, 31-33) [171]	Industrieangestellte (Abschnitte B-F) [178]
Industrie (Gesamt)	Industrieangestellte (Abschnitte B-F) [171]	Industrieangestellte (Abschnitte B-F) [178]

Diese Methodik wird für die Industriezweige Stahl, Nichteisenmetalle, Aluminium, Chemie, Ammoniak, Zement, Papier und Glas angewandt. Für den Bergbau, die Automobilbranche, die Nahrungswirtschaft und weitere Industriezweige werden zunächst die Angestellten im entsprechenden Industriezweig für die Disaggregation auf Landkreisebene nach Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE) [171] genutzt, um anschließend anhand der gesamten Industrieangestellten auf Gemeindeebene zu Regionalisieren.

Aufgrund der Dominanzklausel¹ sind einige Daten auf Gemeindeebene [178] geschwächt und müssen ergänzt werden. Eine Möglichkeit ist die Nutzung von Daten aus anderen Jahren: Zunächst werden die Beschäftigtenzahlen aus 2020 genutzt. Wenn diese nicht vorliegen, wird versucht mit Daten bis zum Jahre 2016 aufzufüllen. Darüber hinaus kann, wenn nur für eine Gemeinde in einem Landkreis keine Daten vorliegen, die Differenz zu den Beschäftigtenzahlen auf Landkreisebene herangezogen werden. Als letzte Option werden die Gemeinden in einem Landkreis, für die nach der Auffüllung keine Zahlen vorliegen, durch Bevölkerungszahlen regionalisiert. Im Industriebereich ist dies beim Vergleich zur Landkreisebene für 1,4% und im GHD-Bereich für 0,5% der Angestellten der Fall. Die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Disaggregationsschlüssel sind im Anhang in Abbildung A.2 bis Abbildung A.13 in einer Kartendarstellung abgebildet.

Für die Erstellung des regionalen Energiesystemmodells (vgl. Abschnitt 3.3.2) werden die Bedarfe für alle modellierten Energieträger benötigt. Die Bedarfszeitreihen aus der Studie von Stolten et al. [104] werden gemäß den Anforderungen des Energiesystemmodells in Gruppen unterteilt. Konkret bedeutet dies, dass die Zeitreihen zunächst einem der Verteilungsschlüssel aus Tabelle 3.6 und anschließend einem der Bedarfe des Energiesystemmodells zugeordnet werden. Hierdurch ergeben sich Bedarfe in den Dimensionen Strom, Wärme, Prozesswärme (Niedertemperatur-, Mitteltemperatur- und elektrifizierbare sowie nicht elektrifizierbare Hochtemperaturwärme), sowie Wasserstoff. Da die Technologiewahl im Modell getroffen wird, wird der Bedarf jeweils der Endenergieform zugeordnet. Beispielsweise wird dem Modell bei einem stofflichen Wasserstoffbedarf entsprechend ein Wasserstoffbedarf induziert. Andererseits wird die, durch den Wasserstoffindustrieofen bereitgestellte Hochtemperaturwärme, dem Hochtemperaturwärmebedarf zugeordnet. Die durch die Disaggregation ermittelten Bedarfe sind in Abbildung A.14 bis Abbildung A.17 in einer Kartenansicht dargestellt.

3.3 Energiesystemmodellierung

Im folgenden Kapitel wird die Methodik der Energiesystemmodellierung vorgestellt. Zunächst wird in Abschnitt 3.3.1 die Methodik zur Optimierung von Energiesystemmodellen vorgestellt. Anschließend erfolgt in Abschnitt 3.3.2 eine Einführung in das, im Rahmen dieser Arbeit entwickelte, regionale Energiesystemmodell *ETHOS.FineRegions*, bevor in Abschnitt 3.3.3 die Berechnung der spezifischen Systemkosten und in Abschnitt 3.3.4 die Autarkiemodellierung erläutert werden.

¹Die Dominanzklausel greift, wenn aus Daten auf Gemeindeebene auf Unternehmensdaten geschlossen werden kann.

3.3.1 Optimierung von Energiesystemmodellen

Zur Modellierung der regionalen Energiesysteme wird das *Framework for Integrated Energy System Assessment (ETHOS.FINE)* [92] genutzt. Das *python*-basierte Framework vereinfacht die Formulierung von Optimierungsproblemen zur Abbildung des Energiesystems. Die Optimierungszielfunktion von *ETHOS.FINE* ist die Minimierung der annualisierten Systemkosten. Hierzu sind fünf Komponentenklassen in *ETHOS.FINE* enthalten: *Source*-, *Sink*-, *Conversion*-, *Storage*- und *Transmission*-Komponenten. Für jede abzubildende Technologie kann eine Instanz dieser Komponentenklassen erstellt werden, mit welcher der Beitrag zur Optimierungszielfunktion definiert wird. Bei der Initialisierung jeder Komponente wird angegeben, welche *Commodity* durch den Betrieb dieser umgewandelt, verbraucht oder erzeugt wird. Eine *Commodity* kann beispielsweise ein Energiestrom oder ein Brennstoff sein. *ETHOS.FINE* überführt die Eingangsparameter wie die Kapazitätsbeschränkungen oder Betriebsweisen von Komponenten in entsprechende Nebenbedingungen der Optimierung. Zusätzlich wird für jede Komponente der Beitrag zur Energiebilanz beziehungsweise Stoffbilanz des Energiesystems initialisiert. Das Optimierungsmodell wird in *ETHOS.FINE* mithilfe von *pyomo* [88, 89] formuliert und anschließend mit einem *Solver* wie *Gurobi* [90] oder *GLPK* [91] gelöst. Im Rahmen dieser Arbeit wird *Gurobi* verwendet.

Allgemein können in *ETHOS.FINE* sowohl lineare (englisch: *linear programming (LP)*) als auch gemischt-ganzzahlige (englisch: *mixed integer linear programming (MILP)*) Probleme initialisiert werden. Da neben der Betrachtung eines aggregierten deutschen Gesamtsystems alle Gemeinden in Deutschland als individuelle Einzelknoten betrachtet werden, wird im Rahmen dieser Arbeit ein lineares Modell verwendet. Dies ermöglicht es, trotz der hohen Anzahl an Einzelknoten und der resultierenden Modellgröße, die zu Beginn identifizieren Fragestellungen, beantworten zu können. Darüber hinaus wird die Anzahl der optimierten Zeitschritte durch das in *ETHOS.FINE* integrierte *ETHOS.tsam*-Paket [133] reduziert, welches Zeitschritte anhand von Ähnlichkeiten mit *Cluster*-Verfahren gruppiert. Im Rahmen dieser Arbeit werden 40 Typtage und 12 Segmente innerhalb der Typtage verwendet, sodass sich die optimierten Zeitschritte von 8760 auf 480 reduzieren. Diese Konfiguration induziert nach Hoffmann et al. [133] einen Fehler von weniger als 5%. Der Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Ergebnisse dieser Arbeit wird nachfolgend im Rahmen der Sensitivitätsanalyse überprüft.

Für die Windenergieanlagen wird zusätzlich ein Ansatz entwickelt, um trotz der linearen Methodik eine Mindestgröße der Anlagen berücksichtigen zu können. Hierzu wird nach der Optimierung überprüft, ob errichtete Windenergieanlagen eine Mindestgröße von 2 MW erreichen. Ist dies nicht der Fall und ist die gebaute Kapazität gleichzeitig ungleich Null (Toleranz: 1 kW), werden zwei weitere Optimierungen gestartet: Die Zielwerte einer Optimierung ohne Windenergieanlagen und einer Optimierung mit Windenergieanlagen, die mindestens 2 MW groß sind, wird verglichen. Basierend auf diesem Vergleich wird das Optimierungsmodell mit den geringeren annualisierten Systemkosten als Ergebnis für das zugehörige Energiesystem verwendet.

Zur Optimierung des Modells wird eine Hardwarekonfiguration mit 2 TB RAM-Speicher und zwei *CPU*s *Intel Xeon Gold 6334* (3,6 GHz Grundtaktfrequenz) genutzt.

3.3.2 Das regionale Energiesystemmodell ETHOS.FineRegions

Teile dieser Methodik wurden in Risch et al. [13] veröffentlicht. Im vorliegenden Kapitel wird das regionale Energiesystemmodell *ETHOS.FineRegions* vorgestellt. In Abbildung 3.9 sind die wichtigsten Komponenten des Modells dargestellt. Abbildung A.18 zeigt zusätzlich ein Blockschaltbild, das auch die Verknüpfungen der Komponenten enthält. Insgesamt werden 54 Komponenten berücksichtigt, um eine ganzheitliche technologische Bewertung des Energiesystems zu ermöglichen. Alle techno-ökonomischen Parameter (Kapitalkosten, Zinssatz, Operationskosten, Lebensdauer und Effizienzen) basieren, sofern nicht anders im Text spezifiziert, auf der Studie *Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045* [104]. Das Modell wird für alle 11 003 Gemeinden in Deutschland parametrisiert und so implementiert, dass eine Auswertung aller Gemeindeenergiesysteme für verschiedene Szenarien durchgeführt werden kann.



Abbildung 3.9: Berücksichtigte Komponenten in *ETHOS.FineRegions*.

ETHOS.FineRegions berücksichtigt 10 *Commodities*, die durch *Source*-Technologien erzeugt oder durch *Conversion*-Technologien aus anderen *Commodities* umgewandelt werden können. Die Bedarfe werden durch *Sink*-Technologien mit festen Profilen vorgegeben, die Herleitung dieser ist in Abschnitt 3.2 dargestellt.

Strom kann aus den *Stromquellen* Windenergie (Wind-Onshore), Solarenergie (Dachflächen-PV und Freiflächen-PV) erzeugt und importiert werden. Die maximale Erzeugung durch Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen ist hierbei durch die Potenzialgrenze (vgl. Abschnitt 2.6) beschränkt. Der Stromimport kann durch etwaige Autarkievorgaben (vgl. Abschnitt 3.3.4) beschränkt werden. In Tabelle 3.7 sind die im Modell verwendeten Zeitreihen zusammengefasst. Für die Onshore-Windenergieanlagen werden 7 Zeitreihen pro Region verwendet. Hierzu werden die Zeitreihen aller Anlagen, falls in einer Region mehr als sieben Zeitreihen zur Verfügung stehen, auf Basis von *ETHOS.Spogat* [165] gruppiert. Die Dachflächen-PV-Module werden, wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, mit 9 Zeitreihen modelliert, um den unterschiedlichen Ausrichtungen gerecht zu werden. Hierbei wird zusätzlich

zwischen potenziellen und existierenden Anlagen unterschieden. Da alle Freiflächen-PV-Anlagen nach Süden ausgerichtet sind und somit von einem nahezu gleichen Erzeugungsprofil über alle Anlagen innerhalb einer Gemeinde ausgegangen werden kann, werden diese mit einer Zeitreihe modelliert. Zudem kann Strom aus weiteren *Commodities* umgewandelt werden: So können zum Beispiel Biomasse, Biogas und Müll in Kraftwerken und KWK-Anlagen zu Strom beziehungsweise Strom und Wärme umgewandelt werden. Hierbei stehen Quellen zur Verfügung, für die durch das *BalanceLimit* (vgl. Abschnitt 3.3.4) das jährliche Potenziallimit für die einzelnen Regionen forciert wird. Zusätzlich kann Wasserstoff genutzt werden, um in KWK-Anlagen oder Brennstoffzellen Strom (und Wärme) bereitzustellen.

Tabelle 3.7: Zeitreihen in *ETHOS.FineRegions*.

Technologie	Maximale / Fixe Zeitreihe	Anzahl Zeitreihen pro Region
Windenergieanlagen	Maximale	7
Dachflächen-PV-Anlagen	Maximale	9
Freiflächen-PV-Anlagen	Maximale	1
Strombedarf	Fixe	1
Wärmebedarf	Fixe	1
Wasserstoffbedarf	Fixe	1
Prozesswärmebedarf	Fixe	5

Das intranodale Netz zur Verteilung des Stroms innerhalb des Knotens wird durch eine *Conversion*, abgebildet, wobei die Kosten für den Netzausbau auf Stolten et al. [104] basieren. Darüber hinaus wird wie von Stolten et al. [104] angenommen, dass 40 % der Dachflächen-PV-Erzeugung verbrauchsnahe ohne notwendige Verteilungs-Infrastruktur bereitgestellt werden kann. Anderweitige Stromerzeugung, sowie die Ausspeicherung aus zentralen Batteriespeichern muss zunächst über das Netz verteilt werden.

Die Erzeugung von Wärme kann in *ETHOS.FineRegions* dezentral oder zentral mit anschließender Verteilung über Fernwärmenetze erfolgen. Zur zentralen Wärmeerzeugung stehen Großwärmepumpen, KWK-Anlagen oder Heizwerke zur Verfügung. Die so erzeugte Wärme kann vor der Verteilung durch das Fernwärmenetz in zentral gelegenen unterirdischen Wärmespeichern gespeichert werden. Die Kosten des Fernwärmenetzes werden mit spezifischen Investitionskosten auf Basis des Stratego-Projektes [111, 112] abgebildet. In einer Folgepublikation [113] wird ein Zusammenhang zwischen den spezifischen Investitionskosten des Fernwärmenetzes und der Wärmedichte im Verteilungsgebiet hergestellt. Basierend auf diesen Annahmen werden anhand der Wärmedichten der Gemeinden individuelle Kosten für den Fernwärmenetz-Ausbau angesetzt. Die Wärmedichte wird hierfür als Quotient des jährlichen Wärmebedarfs einer Gemeinde und ihrer baulich geprägte Siedlungsfläche berechnet:

$$\text{Wärmedichte} = \frac{B_{\text{Wärme}}}{\text{Baulich geprägte Siedlungsfläche}} \quad (3.21)$$

Die baulich geprägte Siedlungsfläche wird mithilfe des Basis-DLM [224] ermittelt: Wohnbauflächen, Industrie- und Gewerbeflächen, sowie bestimmte Flächen besonderer Prägung² werden als bauliche geprägte Siedlungsflächen klassifiziert und zur Berechnung für die

²mit den Funktionen Regierung und Verwaltung, Bildung und Wissenschaft, Kultur, Religiöse Einrichtung, Soziales und Sicherheit und Ordnung

Wärmedichte verwendet. Die Investitionskosten pro abgesetzter Wärmemenge werden unter der Annahme von 2155 Volllaststunden [115] in kapazitätsspezifische Investitionskosten umgerechnet. Zusätzlich werden nach Ashfaq und Ianakiev [114] $2 \text{ €}/(\text{kW a})$ als fixe Betriebskosten angenommen. Als Wärmeverluste im Netz werden 13% angesetzt [115]. Dezentral kann der Wärmebedarf durch Wärmepumpen und Wasserstoff-Brennwertkessel gedeckt werden. Die dezentral erzeugte Wärme kann ebenfalls in dezentralen Wärmespeichern zwischengespeichert werden.

Der in der Industrie oder durch Umwandlungstechnologien anfallende Wasserstoffbedarf kann durch die Wasserstofferzeugung in PEM³-Elektrolyseure gedeckt werden, die im Modell intern einen zusätzlichen Strombedarf induzieren. Zur Verteilung des Wasserstoffs innerhalb eines Knotens wird eine *Coversion*-Komponente initialisiert, die zur Versorgung der dezentralen Verbrauchskomponenten ausgebaut werden muss. Der Wasserstoff kann zentral, ohne vorherige Verteilung in überirdischen Drucktanks gespeichert werden. Über die anschließende Rückverstromung in zentralen Wasserstoffturbinen oder Brennstoffzellen besteht eine indirekte Möglichkeit der Stromspeicherung.

Der Industriesektor wird in regionalen Optimierungsmodellen meist stark vereinfacht, beispielsweise nur in Form einer Erhöhung des Energiebedarfs (vgl. Abschnitt 2.3.2). Diese Methodik erlaubt jedoch keine Rückschlüsse auf die Technologieauswahl im Industriesektor. Aufgrund der hohen regionalen Auflösung in dieser Arbeit, muss ein Kompromiss zwischen der Auflösung des Industriesektors und der Komplexität des Modells sowie der daraus resultierenden Rechenzeit gefunden werden. In *ETHOS.FineRegions* wird daher zum einen der Wasserstoff- und Strombedarf der Industrie berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.2). Zum anderen wird der Prozesswärmebedarf der Industrie durch drei weitere *Commodities* abgebildet: Die Niedertemperaturprozesswärme repräsentiert den Wärmebedarf, der bei Temperaturen kleiner als 100°C anfällt. Der Mitteltemperaturbereich ist zwischen 100°C und 500°C definiert, während der Hochtemperaturbereich ab 500°C beginnt. Tabelle 3.8 zeigt, welche Technologien im Modell zur Erzeugung von Prozesswärme zur Verfügung stehen. Nieder-

Tabelle 3.8: Erzeugungstechnologien für Prozesswärme in *ETHOS.FineRegions*.

	Technologie	Energieträger
Niedertemperaturprozesswärme	An das Fernwärmenetz angeschlossene Technologien und Industrierärmepumpe	
Mitteltemperaturprozesswärme	Heizwerk	Biogas, Biomasse oder Müll
	Industrieelektroheizkessel	Strom
Hochtemperaturprozesswärme	Industrieöfen	Biomasse (Biokohle), Strom, Biogas oder Wasserstoff

temperaturwärme kann durch alle an das Fernwärmenetz angeschlossenen Technologien bereitgestellt werden. Zusätzlich kann in Regionen, in denen ein Fernwärmenetz nicht Teil des kostenoptimalen Systems ist, eine Industrierärmepumpe direkt am Industriestandort errichtet werden. Der Mitteltemperaturprozesswärmebedarf kann durch Heizwerke gedeckt werden, die Wärme aus Biogas, Biomasse oder Müll erzeugen können. Zusätzlich kann ein Industrieelektroheizkessel eingesetzt werden, der entsprechendes Strom zu Mitteltemperaturprozesswärme umwandeln kann. Die Hochtemperaturprozesswärme wird über Industrieöfen bereitgestellt. Als Energieträger können in diesem Fall Biokohle, Biogas, Wasserstoff oder Strom zum Einsatz kommen. Da nicht alle industriellen Prozesse elektrifiziert wer-

³Protonen-Austausch-Membran (engl.: proton exchange membrane)

den können, wird ein nicht elektrifizierbarer Anteil des Bedarfs definiert: Zum einen kann der Prozesswärmebedarf zur Stahlherstellung mittels Direktreduktion in *ETHOS.FineRegions* nur durch gasförmige Energieträger (Biogas und Wasserstoff) gedeckt werden. Zum anderen ist die Zementherstellung im Modell nicht elektrifizierbar, sodass nur Biokohle, Biogas oder Wasserstoff eingesetzt werden können. Der verbleibende Anteil des Hochtemperaturbedarfs kann durch alle aufgeführten Industrieöfen gedeckt werden.

3.3.3 Berechnung der spezifischen Systemkosten

Die Gemeinden können sich signifikant in Fläche, Bevölkerung und Bedarfsstruktur unterscheiden. Um trotzdem einen Vergleich der Kosten zwischen verschiedenen Systemen mit unterschiedlichen Gegebenheiten zu ermöglichen, werden spezifische Systemkosten eingeführt:

$$\text{Spez. Systemkosten} = \frac{TAC_{\text{System}}}{B_{\text{Stromäquivalent}}} \quad (3.22)$$

Hierbei werden die annualisierten Systemkosten (TAC) in Bezug zu einem stromäquivalenten Bedarf ($B_{\text{Stromäquivalent}}$) gesetzt. Dementsprechend wird in der vorliegenden Betrachtung eine makroökonomische Perspektive eingenommen, indem Umlagen, Steuern und sonstige Abgaben nicht berücksichtigt werden. Dieser setzt sich aus der Summe aller Energiebedarfe (Strombedarf B_{Strom} , Wasserstoffbedarf B_{H_2} , Niedertemperaturprozesswärmebedarf $B_{\text{PH,LT}}$, Mitteltemperaturprozesswärmebedarf $B_{\text{PH,MT}}$, Hochtemperaturprozesswärmebedarf $B_{\text{PH,HT}}$) zusammen, welche mit Hilfe der Wirkungsgrade (Elektrolyseurwirkungsgrad $\eta_{\text{Elektrolyseur}}$, Elektroheizkesselwirkungsgrad $\eta_{\text{E-Heizkessel}}$, Elektro-Ofen-Wirkungsgrad $\eta_{\text{E-Industrieofen}}$) und Leistungszahlen (Wärmepumpenleistungszahl ε_{WP}) der zur Deckung verwendeten Technologien in Strombedarfe umgerechnet werden. Hierbei wird für jeden Bedarfstyp eine repräsentative Technologie definiert und für die Berechnung genutzt. So erfolgt die Umrechnung des Wärmebedarfs in einen Strombedarf beispielsweise durch die mittlere Leistungszahl der im Modell eingesetzten Wärmepumpe.

$$B_{\text{Stromäquivalent}} = B_{\text{Strom}} + \frac{B_{\text{Wärme}}}{\varepsilon_{\text{WP}}} + \frac{B_{\text{H}_2}}{\eta_{\text{Elektrolyseur}}} + \frac{B_{\text{PH,LT}}}{\varepsilon_{\text{WP}}} + \frac{B_{\text{PH,MT}}}{\eta_{\text{E-Heizkessel}}} + \frac{B_{\text{PH,HT}}}{\eta_{\text{E-Industrieofen}}} \quad (3.23)$$

Während die jährlichen Bedarfe und die Umwandlungsfaktoren Eingangsgrößen des Modells sind, sind die annualisierten Systemkosten (TAC) die Minimierungsgröße der Optimierung. Die Formulierung der Zielfunktion kann der Arbeit von Welder [93, S.72-73] entnommen werden.

3.3.4 Autarkiemodellierung

Eine notwendige Szenariodimension zur Überprüfung der Forschungsfragen der vorliegenden Arbeit sind die Autarkieebenenbedingungen (vgl. Abschnitt 3.4.2). Um diese in *ETHOS.Fine* abzubilden, werden die in Abschnitt 2.1 vorgestellten Autarkiedefinitionen im Folgenden in Größen des Energiesystemmodells überführt. Bei einer bilanziellen Autarkie stellt eine Region über den Zeitraum von einem Jahr mindestens den eigenen Bedarf bereit.

Der Nettoautarkiegrad wird entsprechend als jährliches Integral der Energiebereitstellung über dem jährlichen Integral des Bedarfes definiert:

$$\text{Nettoautarkiegrad} = \frac{\int \text{Erzeugung}(t)dt}{\int \text{Bedarf}(t)dt} = \frac{\int (\text{Verkauf}(t) - \text{Einkauf}(t))dt}{\int \text{Bedarf}(t)dt} \quad (3.24)$$

Übersteigt die Energiebereitstellung einer Region im Rahmen der jährlichen Bilanz den Energiebedarf der Region resultiert dies in einem Nettoautarkiegrad größer als 1.

Der (lastgerechte) Autarkiegrad berücksichtigt keine exportierte Energie in der Bilanzierung und wird wie folgt definiert:

$$\text{Autarkiegrad} = 1 - \frac{\int \text{Einkauf}(t)dt}{\int \text{Bedarf}(t)dt} \quad (3.25)$$

Der maximale Autarkiegrad von 1 kann vereinfacht mit einem Inselbetrieb gleichgesetzt werden, da eine Interaktion mit dem Netz bilanziell nicht notwendig ist. Notwendige Maßnahmen zum Betrieb des Stromnetzes beispielsweise zu Frequenzerhaltung, werden im Zuge der Vereinfachung nicht berücksichtigt.

Zur abschließenden Bewertung der Autarkie in Regionen wird die Netzanschlussleistung der Region betrachtet:

$$\text{Einkauf}(t) \leq \text{Netzanschlussleistung} \quad (3.26)$$

$$\text{Verkauf}(t) \leq \text{Netzanschlussleistung} \quad (3.27)$$

Aus der Netzperspektive ist die Netzanschlussleistung der aussagekräftigste Indikator, da nur durch die Einbeziehung der zeitlichen Dimension in Austauschbegrenzungen die Infrastrukturkosten reduziert werden können. Beispielsweise können hohe Leistungsspitzen in der Übertragung an wenigen Zeitpunkten im Jahr trotzdem zu hohen Autarkie- beziehungsweise Nettoautarkiegraden führen. Dementsprechend kann eine leistungs-basierte Austauschbegrenzung aus Netzsicht Vorteile gegenüber einer energiemengenbasierten Austauschbegrenzung haben. McKenna [29] stellt ebenfalls heraus, dass die Limitierung der energiemengenbasierten Netzinteraktion durch Betrachtung des Autarkiegrads und Nettoautarkiegrads zu makroökonomischen Nachteilen führen kann.

Um den Nettoautarkiegrad und Autarkiegrad in der Energiesystemmodellierung zu berücksichtigen, wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit eine zusätzliche Nebenbedingung implementiert. Der *BalanceLimitConstraint* wird generisch in *ETHOS.FINE* umgesetzt, so dass verschiedene Bilanzen für einzelne Knoten des Energiesystems beeinflusst werden können - nicht nur der Austausch mit Nachbarregionen. Die allgemeine Formulierung des *BalanceLimitConstraint* ist nachfolgend dargestellt:

$$\sum_t \text{Source}_{op} - \sum_t \text{Sink}_{op} + \sum_t \text{Transm.}_{in} - \sum_t \text{Transm.}_{out} \lesseqgtr \text{BalanceLimit} \quad (3.28)$$

Es ist möglich jegliche *Source/Sink*- und *Transmission*-Komponenten zu berücksichtigen. Die Betriebsvariablen von allen ausgewählten Komponenten werden über die Modelllaufzeit aufsummiert und mit dem entsprechenden Vorzeichen in der Ungleichung berücksichtigt. Weiterführend kann entschieden werden, ob der *BalanceLimitConstraint* als untere oder obere Schranke in der Einheit der *Commodity* definiert werden soll. Hierdurch lässt sich zum Beispiel die maximalen CO_2 -Emissionen in einer Region oder die Mindestmenge an Erzeugung durch erneuerbare Energieträger forcieren.

Wenn der Nettoautarkiegrad vorgeschrieben werden soll, kann der Wert für das *BalanceLimit* durch eine Multiplikation mit dem Bedarf berechnet werden:

$$\text{BalanceLimit} = (1 - \text{Nettoautarkiegrad}) \cdot \sum_t \text{Bedarf} \quad (3.29)$$

Der Bedarf wird hierbei durch den äquivalenten Strombedarf (vgl. Abschnitt 3.3.3) repräsentiert. Im Falle des Nettoautarkiegrades müssen gemäß der Definition die eingehenden Ströme (*Einkauf* und *Transm.in*) sowie die ausgehenden Ströme (*Verkauf* und *Transm.out*) bilanziert werden:

$$\sum_t \text{Einkauf} - \sum_t \text{Verkauf} + \sum_t \text{Transm.in} - \sum_t \text{Transm.out} \leq (1 - \text{Nettoautarkiegrad}) \cdot \sum_t \text{Bedarf} \quad (3.30)$$

Im Falle des (lastgerechten) Autarkiegrades werden die ausgehenden Ströme nicht verrechnet. Dementsprechend entfällt der durch die Transmissionskomponente ausgehende Strom (*Transm.out*) und der *Verkauf*:

$$\sum_t \text{Einkauf} + \sum_t \text{Transm.in} \leq (1 - \text{Autarkiegrad}) \cdot \sum_t \text{Bedarf} \quad (3.31)$$

3.4 Energiesystemanalyse auf Gemeindeebene

Teile dieser Methodik wurden in Risch et al. [13] veröffentlicht. Im folgenden Abschnitt wird die Methodik zur Auswertung aller deutschen Gemeinden vorgestellt. Hierbei wird zunächst auf die parallele Optimierung aller Gemeinden in Deutschland eingegangen (Abschnitt 3.4.1). Anschließend werden die Szenarien für die Auswertung der Gemeinde-Energiesysteme in Abschnitt 3.4.2 vorgestellt.

3.4.1 Optimierung der Energiesysteme aller deutschen Gemeinden

Für die individuelle Gemeindebetrachtung wird für jede Gemeinde ein eigenes Optimierungsproblem formuliert und gelöst. Dies hat den Vorteil, dass die Probleme parallel gelöst werden können. Der Nachteil dieses Ansatzes ist, dass kein Informationsaustausch zwischen den einzelnen Gemeinden möglich ist. Dementsprechend kann in diesem Verfahren nur die Einzelbetrachtung der Gemeinden erfolgen. Rückschlüsse auf Austauschmöglichkeiten zwischen einzelnen Gemeinden sind nur bedingt möglich.

Um dennoch einen Austausch zu modellieren wird ein Import und ein Export als Quelle beziehungsweise Senke implementiert. Zur Autarkiemaximierung wird der Einkaufspreis auf 100 €/kWh gesetzt. Unter dem Ziel der Minimierung der Systemkosten führt dies dazu, dass ein Stromeinkauf nur als letzte Option eingesetzt wird, um die Lösbarkeit des Optimierungsproblems weiterhin zu gewährleisten. Alternativ kann ein Strompreis oder eine Strompreiszeitreihe vorgegeben werden, die für den Kauf und Verkauf von Strom gilt. Da die zukünftigen Strompreise in erneuerbaren Energiesystemen mit großer Unsicherheit behaftet sind, werden verschiedene Annahmen für den Strompreis untersucht (vgl. Abschnitt 3.4.2).

Im Folgenden wird eine Strompreiszeitreihe betrachtet, welche die Erzeugungspotenziale aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland berücksichtigt, sodass sich in Zeiten geringer Erzeugungspotenziale hohe Strompreise und in Zeiten hoher Erzeugungspotenziale niedrige Strompreise ergeben. Damit wird modelliert, dass zum Beispiel ein hohes Angebot an PV-Strom im Sommer den Strompreis an der Börse drückt. Es wird also angenommen, dass die Erzeugung der erneuerbaren Energieträger der Preistreiber auf dem Strommarkt ist. Zunächst wird hierzu die normierte Erzeugung durch erneuerbare Energieträger (CF_{EE}) definiert:

$$CF_{EE}(t) = \frac{P_{PV} \cdot CF_{PV}(t) + P_{Wind} \cdot CF_{Wind}(t) + P_{Offshore} \cdot CF_{Offshore}(t)}{P_{Wind} + P_{PV} + P_{Offshore}} \quad (3.32)$$

Die Kapazitäten der PV-Anlagen (P_{PV}), der Onshore-Windenergieanlagen (P_{Wind}) und Offshore-Windenergieanlagen ($P_{Offshore}$) werden hierbei so gewählt, dass diese den Werten des nationalen *Referenz*-Szenarios der vorliegenden Arbeit entsprechen (vgl. Abschnitt 3.5.2). Die Kapazitätsfaktoren der jeweiligen Technologie (CF_{Wind} , CF_{PV} und $CF_{Offshore}$) werden hierbei durch die gemittelten Kapazitätsfaktoren der verwendeten Potenziale definiert. Für die Kapazitätsfaktoren CF_{Wind} , CF_{PV} werden die normierten Erzeugungszeitreihen aus dem Wind-Potenzialszenario *S2 Expansive*, dem Freiflächen-PV-Potenzialszenario *S3 Kombination* beziehungsweise dem Offshore-Wind-Potenzialszenario *S1 Expansive* verwendet (vgl. Abschnitt 3.1).

Die Preiszeitreihe wird durch die relative Abweichung der gewichteten erneuerbaren Kapazitätsfaktoren CF_{EE} vom Mittelwert gebildet. Zusätzlich wird ein Exponent X eingeführt, der die Ausschläge des Preises (p) gewichtet:

$$p(t) = \begin{cases} \bar{p} + \left(\frac{CF_{EE} - CF_{EE}(t)}{CF_{EE} - CF_{EE,min}} \right)^X \cdot (p_{max} - \bar{p}), & \text{für } CF_{EE}(t) \leq \overline{CF_{EE}} \quad (3.33a) \\ \bar{p} - \left(\frac{CF_{EE}(t) - \overline{CF_{EE}}}{CF_{EE,max} - \overline{CF_{EE}}} \right)^X \cdot (\bar{p} - p_{min}), & \text{für } CF_{EE}(t) > \overline{CF_{EE}} \quad (3.33b) \end{cases}$$

Durch diesen Ansatz ist der Strompreis bei hoher potenzieller Erzeugung von erneuerbaren Energieträger niedrig und bei geringer potenzieller Erzeugung teuer. Abbildung 3.10 visualisiert die Preiszeitreihe exemplarisch für eine Spreizung zwischen 0 €/MWh und 100 €/MWh und $X = 2$. Im Folgenden werden die beschriebenen Preiszeitreihen als *Preiszeitreihe^X* bezeichnet.

Der untere und obere Strompreis wird für $X = 1$ und $X = 2$ so kalibriert, dass die zugebauten erneuerbaren Kapazitäten, denen des nationalen *Referenz*-Szenarios dieser Arbeit mit verwendeter Zeitreihenaggregation entsprechen. Hierzu wird der untere und obere Wert der Preiszeitreihe solange variiert bis die gewünschten Kapazitäten erreicht sind. Beispielsweise führt eine höhere Spreizung in der Zeitreihe zu einer Bevorzugung von PV- gegenüber Windenergieanlagen aufgrund der höheren Gleichzeitigkeit der PV-Anlagen. Auf diese Weise können die Kapazitäten gezielt angepasst werden, bis die Zielwerte erreicht sind.

3.4.2 Szenarien für die Gemeindebetrachtung

Zur Analyse der regionalen Energiesysteme werden verschiedene Szenarien definiert, die mögliche Entwicklungen in der Zukunft abbilden. Hierzu werden verschiedene Szenariogruppen gebildet, um unterschiedliche Einflussgrößen zu untersuchen.

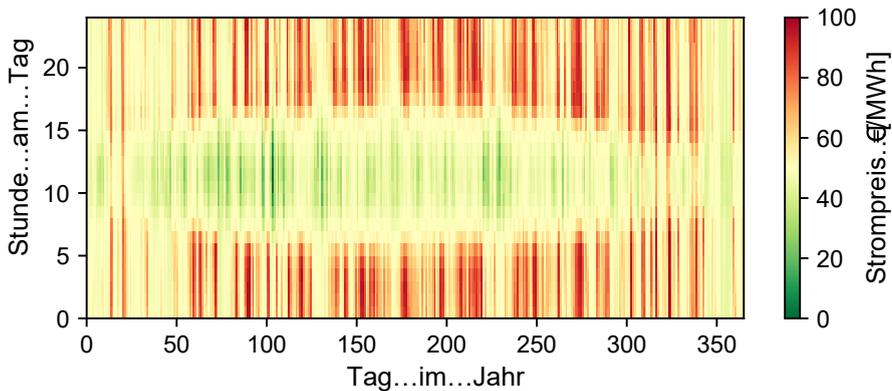


Abbildung 3.10: Strompreise in der Zeitreihe *Preiszeitreihe*² (0 €/MWh - 100 €/MWh) im Jahresverlauf.

Zunächst wird ein *Referenz*-Szenario definiert, von dem ausgehend verschiedene Annahmen in den weiteren Szenarien variiert werden. Im *Referenz*-Szenario wird der lastgerechte Autarkiegrad in den Gemeinden maximiert. Für den Windausbau wird die Obergrenze durch das Szenario *S2 Expansiv* (vgl. Abschnitt 3.1.1) vorgegeben. Als Obergrenze für den Freiflächen-PV-Ausbau wird das Szenario *S3 Combination* (vgl. Abschnitt 3.1.1) verwendet, in dem Potenziale auf Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienen sowie auf landwirtschaftlich benachteiligten Flächen zur Verfügung stehen. Für die Dachflächenphotovoltaik werden dem Modell alle Dächer zur Verfügung gestellt, sodass die Auswahl der Ausrichtung Ergebnis der Optimierung ist.

In der ersten Szenariogruppe werden die Randbedingungen der erneuerbaren Energieträger gegenüber dem *Referenz*-Szenario variiert, der (lastgerechte) Autarkiegrad wird in dieser Szenariogruppe maximiert:

- **Akzeptanz:** Anders als im *Referenz*-Szenario wird der Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen durch das *Szenario S3 Restrictive* vorgegeben.
- **Gesetzgebung:** Das Potenzial für den Windenergieausbau wird durch das *Szenario S1 Legislation* gesetzt.
- **Priorisierung Dachflächen-PV:** Durch die Reduzierung der *CAPEX* für Dachflächen-PV um 50%, auf 264 €/kW, wird der Dachflächen-PV-Ausbau bevorzugt. Eine solche Entwicklung kann zum Beispiel durch eine stärkere Förderung von Dachflächen-PV angestoßen werden. Um die gesellschaftlichen Gesamtkosten abzubilden, wird der reduzierte Anteil der Kosten nachträglich auf die Systemkosten aufgeschlagen.

Darüber hinaus wird in einer zusätzlichen Gruppe an Szenarien der Einfluss verschiedener Optionen für den Kauf und Verkauf von Strom für die Gemeinden untersucht:

- **Szenario 63 €/MWh & Szenario 100 €/MWh:** Der Import ist zu einem zeitlich konstanten Preis von 63 €/MWh beziehungsweise 100 €/MWh erlaubt. In den Zusatz-

szenarien 63 €/MWh (Exp.) und 100 €/MWh (Exp.) ist auch der Export zu diesem Preis möglich.

- **Preiszeitreihe¹, Preiszeitreihe²:** Importe und Exporte sind mit den Preisen der Preiszeitreihen *Preiszeitreihe¹* beziehungsweise *Preiszeitreihe²* (vgl. Abschnitt 3.4.1) zulässig.

Der Einfluss der in Abschnitt 3.3.4 beschriebenen Autarkierandbedingungen wird anhand der folgenden Szenarien überprüft:

- **Referenz:** Das beschriebene *Referenz*-Szenario wird als Basis für die lastgerecht autarke Betrachtungsweise herangezogen.
- **Net-Autarkie:** Der Stromexport der Gemeinden muss über das Jahr mindestens so groß sein wie der Stromimport.
- **Net-Autarkie*:** Der Stromexport der Gemeinden muss über das Jahr mindestens so groß sein wie der Stromimport, das Preissignal wird durch die Preiszeitreihe *Preiszeitreihe²* vorgegeben.
- **20%-Peak-Preiszeitreihe² & 40%-Peak-Preiszeitreihe²:** Im Vergleich zu der im *Preiszeitreihe²*-Szenario beobachteten Spitzenleistung von Ein- und Verkauf wird diese exogen auf 20 % beziehungsweise 40 % begrenzt.
- **Preiszeitreihe²:** Das *Preiszeitreihe²*-Szenario wird als Vergleichszenario verwendet.

Für das *Referenz*-Szenario wird darüber hinaus die Sensitivität der Ergebnisse aller Gemeinden gegenüber verschiedener Einflussfaktoren überprüft:

- **Wetterjahre:** Um die Variabilität der Erzeugung von erneuerbaren Energieträgern über verschiedene Jahre zu berücksichtigen und den Einfluss auf die Ergebnisse zu messen werden diese für 40 Wetterjahre simuliert und die Zeitreihen als Eingang für die Optimierungsmodelle genutzt. Hierfür werden die Wetterjahre des *ERA5*-Datensatzes [252] mit dem *Python-Tool ETHOS.RESKit* [250] genutzt. Weitergehend wird für jede Gemeinde das schlechteste Wetterjahr bestimmt (*Kritisches Wetterjahr*): Zunächst wird das Jahr gewählt, in dem die Gemeinde den niedrigsten Autarkiegrad erreicht. Wenn die Gemeinde in allen 40 Jahren einen Autarkiegrad von 1 erreicht, werden als zweites Kriterium die spezifischen Systemkosten herangezogen.
- **Zeitreihenaggregation:** Der Einfluss der Zeitreihenaggregation wird durch die Optimierung ohne Verwendung von *ETHOS.tsam* [133] überprüft. Zusätzlich zum *Referenz*-Szenario wird die Sensitivität des Szenarios *Preiszeitreihe²* überprüft.
- **Kostenannahmen:** Für eine Abweichung der Kosten um $\pm 5\%$, $\pm 10\%$ und $\pm 20\%$ wird der Einfluss der Investitionskosten von Onshore-Windenergieanlagen, Freiflächen-PV, Dachflächen-PV, Batteriespeichern, Wärmespeichern und H_2 -Speichern untersucht. Zusätzlich wird die Halbierung und Verdopplung der Kosten der Komponenten betrachtet, um potenzielle Extrementwicklungen zu analysieren. Die Kostenannahmen aus Stolten et al. [104] sowie die Variationen sind in Tabelle A.9 zu finden. Zusätzlich zum *Referenz*-Szenario wird die Sensitivität des Szenarios *Preiszeitreihe²* überprüft.

Tabelle 3.9 fasst die definierten Szenarien zusammen.

Tabelle 3.9: Szenarien für die Gemeindebetrachtung.

Szenario	Autarkie	Strompreis	Beschreibung
Referenz	lastgerecht	-	-
Akzeptanz	lastgerecht	-	Anders als im Referenz-Szenario werden die Onshore-Windpotenziale durch das Szenario S3 <i>Restrictive</i> vorgegeben
Gesetzgebung	lastgerecht	-	Anders als im Referenz-Szenario werden die Onshore-Windpotenziale durch das Szenario S1 <i>Legislation</i> vorgegeben
Priorisierung Dachflächen-PV	lastgerecht	-	Die Investitionskosten für Dachflächen-PV-Anlagen halbiert.
63 €/MWh	-	63 €/MWh	Der Import von Strom ist zu 63 €/MWh zugelassen.
100 €/MWh	-	100 €/MWh	Der Import von Strom ist zu 100 €/MWh zugelassen.
63 €/MWh (+ Exp.)	-	63 €/MWh	Der Import und Export von Strom ist zu 63 €/MWh zugelassen.
100 €/MWh (+ Exp.)	-	100 €/MWh	Der Import und Export von Strom ist zu 100 €/MWh zugelassen.
<i>Preiszeitreihe</i> ¹	-	<i>Preiszeitreihe</i> ¹	Der Import und Export von Strom ist zu Preisen der <i>Preiszeitreihe</i> ¹ zugelassen.
<i>Preiszeitreihe</i> ²	-	<i>Preiszeitreihe</i> ²	Der Import und Export von Strom ist zu Preisen der <i>Preiszeitreihe</i> ² zugelassen.
Net-Autarkie	Nettoautarkie	0 €/MWh	Die Regionen müssen die Randbedingung der Nettoautarkie erfüllen.
Net-Autarkie*	Nettoautarkie	<i>Preiszeitreihe</i> ²	Die Regionen müssen die Randbedingung der Nettoautarkie erfüllen. Strom kann zu Preisen der <i>Preiszeitreihe</i> ² importiert und exportiert werden.
20 %-Peak- <i>Preiszeitreihe</i> ²	Netzanschlussbegrenzung	<i>Preiszeitreihe</i> ²	Im Bezug zum <i>Preiszeitreihe</i> ² -Szenario wird die Netzanschlussleistung auf 20 % begrenzt.
40 %-Peak- <i>Preiszeitreihe</i> ²	Netzanschlussbegrenzung	<i>Preiszeitreihe</i> ²	Im Bezug zum <i>Preiszeitreihe</i> ² -Szenario wird die Netzanschlussleistung auf 40 % begrenzt.

3.5 Dezentrale Elemente im nationalen Energiesystem

Das vorliegende Kapitel gibt einen Überblick über die Vorgehensweise zur Untersuchung dezentraler Elemente im nationalen Energiesystem. Zunächst wird in Abschnitt 3.5.1 die Methodik zur Aggregation des regionalen Energiesystemmodells zu einem nationalen Modell vorgestellt. Anschließend werden in Abschnitt 3.5.2 die Szenarien zur Untersuchung von dezentralen Elementen im nationalen Energiesystem präsentiert.

3.5.1 Aggregation zu einem nationalen Energiesystemmodell

Im Folgenden wird die Methodik zur Verwendung des regionalen Modellansatzes (vgl. Abschnitt 3.3.2) in einer nationalen Analyse vorgestellt. Aufgrund der Komplexität des vorgestellten Modellansatzes können die 11 003 deutschen Gemeinden nicht als vernetzte Knoten gerechnet werden und werden daher zu Gemeinde-*Clustern* aggregiert.

Als *Clustering*-Algorithmus wird zu diesem Zweck der *Ward-Hierarchical-Clustering*-Algorithmus verwendet (vgl. Abschnitt 2.4.2), um Ähnlichkeiten in den Gemeindesystemen zu quantifizieren. Dieser wird von Frysztacki et al. [166] mit der stündlich aufgelösten erneuerbaren Erzeugung als Aggregationsparameter für die Aggregation von Energiesystemknoten mit hohen Anteilen erneuerbarer Energieträger empfohlen. Zusätzlich wird, anders als von zum Beispiel Weinand et al. [154] und Kühnbach et al. [155], die Kontiguitätsbedingung genutzt. Durch diese wird sichergestellt, dass nur angrenzende Gemeinden zusammengefasst werden, um weiterhin geographische Gegebenheiten berücksichtigen zu können. Hierzu wird eine Matrix gebildet, die beschreibt, welche Gemeindegeometrien aneinander angrenzen. Inselgemeinden haben keine Nachbargemeinden und müssen dementsprechend separat behandelt werden. Hierzu wird mit dem *networkx*-Paket [167] basierend auf den ausgewerteten direkten Nachbarn ein System aus Knoten und Kanten gebildet, in dem nicht angebundene Knoten identifiziert werden können. Diesen wird dann Kontiguität mit der gemessen am Flächenschwerpunkt nächstliegenden Gemeinde unterstellt.

Um die Ähnlichkeit der Gemeinden bewerten zu können, werden verschiedene Parameter mit verschiedenen Gewichtungsfaktoren im Aggregationsalgorithmus verglichen. Vor der Gewichtung werden diese zentriert und skaliert. Hierzu wird der *StandardScaler* des *scikit-learn* [163] verwendet, durch den die Mittelwerte der Parameter eliminiert werden und die Werte mit der Standardabweichung skaliert werden. Abbildung 3.11 gibt ein vereinfachtes Beispiel, das die angewendete Methodik verdeutlicht. Vier Regionen werden anhand von zwei Parametern i und j *geclustert*.

Im Folgenden werden drei Parametergruppen betrachtet: die mögliche erneuerbare Erzeugung, die Energiebedarfe und die Flächenschwerpunkte der Gemeinden. Für diese und deren Subgruppe müssen jeweils Gewichtungsfaktoren (X) festgelegt werden, um den Einfluss auf die Energiesysteme der Gemeinden zu bewerten. Die Flächenschwerpunkte der Gemeinden werden als Aggregationsparameter genutzt, um zu große *Cluster*-Bildungen zu vermeiden, in denen die Kupferplattenannahme gilt. Da die Flächenschwerpunkte immer unähnlicher werden, je weiter die Gemeinden voneinander entfernt sind, wird die Aggregation von weit auseinander liegenden Gemeinden benachteiligt. Für die Subgruppen der erneuerbaren Erzeugung wird eine gleiche Gewichtung genutzt, sodass jede Technologie einem Drittel des Gewichtungsfaktors der Gruppe beigemessen wird. Innerhalb

Zunächst findet eine Transformation statt, um die Parameter auf vergleichbare Werte zu bringen. Hierbei wird eine Standardoperation (StandardScaler) des sklearn packages genutzt. Anschließend werden die Parameter i und j mit $X_i=0,5$ und $X_j=2$ gewichtet. Beim Ward-Hierarchical-Clustering werden dann die angrenzenden Regionen zusammengefasst, durch deren Aggregation die Fehlersumme minimal erhöht wird. Die Farben kennzeichnen die Initial-Regionen. Die schraffierten Regionen stellen die Clusterstufen 1 und 2 geclusterte Region dar.

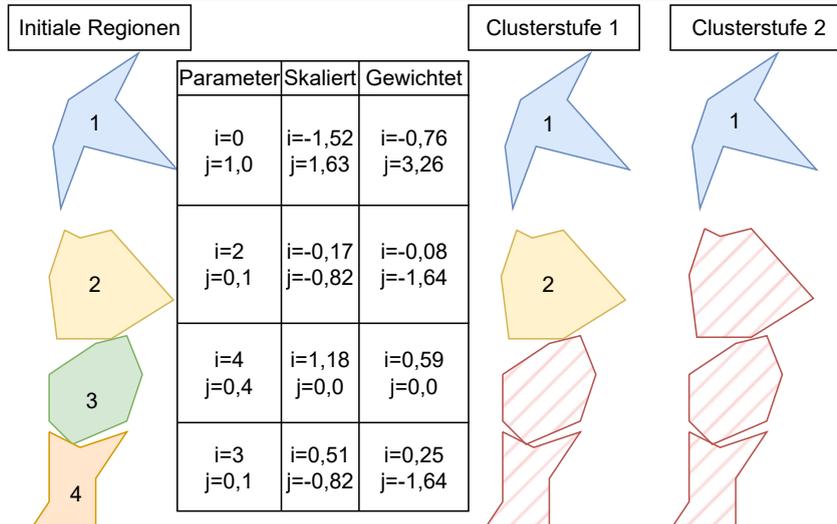


Abbildung 3.11: Anwendungsbeispiel der verwendeten Clusteringmethode.

der Bedarfsgruppe wird der Einfluss des jeweiligen nationalen Bedarfes mit seinem Anteil am nationalen Gesamtbedarf gewichtet. Alle Gewichtungsfaktoren mit Ausnahme des Flächenschwerpunktes werden auf die Fläche bezogen, um den Einfluss der Regionsgröße auf die Aggregationsparameter eliminieren. Im Folgenden sind die Parameter zusammengefasst:

- Erzeugung von erneuerbaren Energieträgern X_{EE}
 - Flächenspezifische potenzielle Winderzeugung (stündlich):
 $\frac{1}{3} X_{EE}$
 - Flächenspezifische potenzielle Freiflächen-PV-Erzeugung (stündlich):
 $\frac{1}{3} X_{EE}$
 - Flächenspezifische potenzielle Dachflächen-PV-Erzeugung (stündlich):
 $\frac{1}{3} X_{EE}$
- Bedarfsstruktur X_{Bedarf}
 - Flächenspezifischer Wärmebedarf (stündlich):
 $\text{Wärmebedarf}_{\text{Jahr}} / \text{Gesamtbedarf}_{\text{Jahr}} \cdot X_{\text{Bedarf}}$
 - Flächenspezifischer Strombedarf (stündlich):
 $\text{Strombedarf}_{\text{Jahr}} / \text{Gesamtbedarf}_{\text{Jahr}} \cdot X_{\text{Bedarf}}$
 - Flächenspezifischer Wasserstoffbedarf (stündlich):
 $\text{Wasserstoffbedarf}_{\text{Jahr}} / \text{Gesamtbedarf}_{\text{Jahr}} \cdot X_{\text{Bedarf}}$

- Flächenspezifischer Niedertemperaturbedarf (stündlich):
 $\text{Prozesswärmebedarf}_{\text{LT,Jahr}} / \text{Gesamtbedarf}_{\text{Jahr}} \cdot X_{\text{Bedarf}}$
 - Flächenspezifischer Mitteltemperaturbedarf (stündlich):
 $\text{Prozesswärmebedarf}_{\text{MT,Jahr}} / \text{Gesamtbedarf}_{\text{Jahr}} \cdot X_{\text{Bedarf}}$
 - Flächenspezifischer Hochtemperaturbedarf (stündlich):
 $\text{Prozesswärmebedarf}_{\text{HT,Jahr}} / \text{Gesamtbedarf}_{\text{Jahr}} \cdot X_{\text{Bedarf}}$
 - Flächenspezifischer Hochtemperaturbedarf (Direktreduktion, stündlich):
 $\text{Prozesswärmebedarf}_{\text{HT,DR,Jahr}} / \text{Gesamtbedarf}_{\text{Jahr}} \cdot X_{\text{Bedarf}}$
 - Flächenspezifischer Hochtemperaturbedarf (Zement, stündlich):
 $\text{Prozesswärmebedarf}_{\text{HT,Zement,Jahr}} / \text{Gesamtbedarf}_{\text{Jahr}} \cdot X_{\text{Bedarf}}$
- Flächenschwerpunkt der Gemeinde $X_{\text{Schwerpunkt}}$

Zur finalen Quantifizierung der Gewichtungsfaktoren, müssen die Gewichtungen der Gruppen festgelegt werden. Der Einfluss der Erzeugungsgruppe (X_{EE}) und der Bedarfsgruppe (X_{Bedarf}) auf die Energiesysteme wird für die Aggregation als identisch eingestuft, indem die Gruppen gleich gewichtet werden. Die Gewichtung der Flächenschwerpunkte der Gemeinden ($X_{Schwerpunkt}$) verbleibt als Freiheitsgrad und wird in einer Voranalyse festgelegt. Der Zielkonflikt zwischen großen Regionsgeometrien mit Kupferplattenannahme und dem zunehmenden Fehler in der Aggregation durch Nutzung des Flächenschwerpunktes wird hierbei gegenübergestellt. Dazu wird jeweils ein Indikator für die beiden Zielgrößen in einem Ellenbogenplot aufgetragen. Die Größe der Regionen wird durch die größte Entfernung zum Flächenschwerpunkt innerhalb der Regionen, gemittelt über alle Regionen, repräsentiert. Die Aggregationsgüte wird durch den *Davies-Bouldin-Index* abgeschätzt, der ein weitverbreitetes Gütemaß bei *Cluster-Analysen* ist. Hierbei werden alle Aggregationsparameter bis auf die Flächenschwerpunkte berücksichtigt. Der *Davies-Bouldin-Index* (*DB*) berechnet sich nach [164] zu:

$$DB = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \max_{i \neq j} R_{ij} \quad (3.34)$$

Hierbei ist k die Anzahl an *Clustern* und R_{ij} das Gütemaß, welches sich unter Berücksichtigung der mittleren Distanz aller Parameter zum *Cluster*-Schwerpunkt s_i und der Distanz zwischen den *Cluster*-Schwerpunkten d_{ij} wie folgt berechnet [164]:

$$R_{ij} = \frac{s_i + s_j}{d_{ij}} \quad (3.35)$$

Der resultierende *Davies-Bouldin-Index* ist umso besser, je kleiner sein Wert ist. Außerdem ist der *DB*-Wert datensatzspezifisch, das bedeutet, dass er zum Vergleich von *Cluster*-Bildungen innerhalb eines Datensatzes genutzt werden sollte. Die Formulierung des Gütemaßes R_{ij} führt zu einer Bevorzugung von großen Distanzen zwischen *Cluster*-Schwerpunkten und kleiner Fehler innerhalb der *Cluster*. Die Anzahl der *Cluster* wird mit einer fünfziger Schrittweite so festgelegt, dass sich das Optimierungsproblem in weniger als zehn Tagen lösen lässt.

Angelehnt an Patil et al. [165] werden anschließend die Eingangsparameter des Energiesystemmodells nach Tabelle 3.10 zusammengefasst. Hierbei können alle Parameter einer Parameterklasse zugeordnet und anschließend nach einer bestimmten Methodik zusammengefasst werden. Zum Beispiel wird der maximale Betrieb von erneuerbaren Energieträgern als kapazitätsgewichtete Mittelwerte zusammengefasst. Die Kapazitätsfaktoren der Windenergieanlagen innerhalb eines *Clusters* werden somit aus den kapazitätsgewichteten

Tabelle 3.10: Verwendete Aggregationsmethode pro Parametertyp.

Parameterklasse	Methodik
Maximaler Betrieb	Kapazitätsgewichteter Mittelwert
Bedarfszeitreihen	Summe
Kapazitätsobergrenze	Summe
Fixe Kapazität	Summe
CAPEX	Mittelwert
OPEX (Kapazitätsspezifisch)	Mittelwert
OPEX (Betriebsspezifisch)	Mittelwert

Kapazitätsfaktoren der im *Cluster* enthaltenden Gemeinden zusammengesetzt. Auf diese Weise haben die Gemeinden, die über eine höhere potenzielle oder vorhandene Kapazität verfügen, einen größeren Einfluss auf die Kapazitätsfaktoren. Die fixen Betriebsweisen, welche die Energiebedarfe im Energiesystem darstellen, die Kapazitätsobergrenzen und die fixen Kapazitäten werden über alle Gemeinden im *Cluster* summiert. Für die *CAPEX*- und *OPEX*-Parameter wird der Mittelwert genutzt.

Das erstellte Modell wird anschließend für die nationale Analyse um zentrale Komponenten ergänzt. Offshore-Windenergieanlagen werden in einem Knoten in der Nordsee und einem Knoten in der Ostsee repräsentiert. Die potenziellen Standorte der Anlagen wird durch das Szenario *S1 Expansive* aus Risch und Maier et al. [14] (79,1 GW) festgelegt. Außerdem wird die unterirdische Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernenspeichern ermöglicht. Zur Lokalisierung der Speichermöglichkeiten werden die regional aufgelösten Daten aus Groß [172] verwendet. In Regionen mit solchen Speichermöglichkeiten wird dem Modell zusätzlich der Bau großskaliger Wasserstoffkraftwerke erlaubt. Für die Kosten werden jeweils die Daten aus Stolten et al. [104] verwendet.

Zwischen den Flächenschwerpunkten der ermittelten Knoten wird der Austausch von Wasserstoff und Strom erlaubt. Hierzu wird jeweils ein *Greenfield*-Ansatz verfolgt, sodass die Netze zwischen den Knoten mit optimiert werden. Für die Kosten des Übertragungsnetzes wird sich an der Arbeit von Tröndle et al. [138] orientiert, der einen Übertragungsnetzausbau mit 920 €/ (MW km) beziffert. Es wird vereinfacht ein direkter Austausch zwischen den Knoten modelliert und keine lineare Lastflussanalyse durchgeführt. Für das Wasserstoffnetz werden basierend auf Groß [172] Ausbaurkosten von 144 €/ (MW km) und variable Betriebskosten von 14 €/ (GWh km) angenommen.

3.5.2 Szenarien für die nationale Betrachtung

Das Ziel des nationalen Szenariorahmens ist es, den Einfluss dezentraler und zentraler Elemente im vernetzten Energiesystem zu untersuchen. Zu diesem Zweck werden zwei Szenariodimensionen definiert: Zum einen werden Szenarien gebildet, in denen die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern variiert wird:

- **Referenz:** siehe Abschnitt 3.4.2
- **Akzeptanz:** siehe Abschnitt 3.4.2
- **Priorisierung Dachflächen-PV:** siehe Abschnitt 3.4.2

Zum anderen wird der *Zentralisierungsgrad* als Szenariovariable eingeführt. Für einen Zentralisierungsgrad von 100 % werden die Netzkapazitäten integriert optimiert. Davon abweichend werden die Netzkapazitäten so festgelegt, dass sie den Netzkapazitäten bei 100 % multipliziert mit dem *Zentralisierungsgrad* entsprechen. Beispielsweise stehen für einen *Zentralisierungsgrad* von 50 % die Hälfte der Netzkapazitäten zur Verfügung, verglichen mit den optimierten Kapazitäten bei einem *Zentralisierungsgrad* von 100 %. Eine Leitung mit 100 TW Leistung würde somit auf 50 TW reduziert. Das Energiesystemmodell wird für verschiedene *Zentralisierungsgrade* optimiert und ausgewertet. In diesen Szenarien ist der Import von Wasserstoff in den Regionen zu 104,4 €/MWh möglich. Hierbei werden 96,6 €/MWh basierend auf den Schiffsimporten aus Stolten et al. [104] und 7,8 €/MWh für die Transmission basierend auf Cerniauskas [175] angesetzt. Zusätzlich wird als Vergleich zum unvernetzten System (*Zentralisierungsgrad*=0 %) ein Szenario gebildet, in dem alle Gemeinden optimiert werden. In diesem Szenario können die Gemeinden Wasserstoff importieren. Das nationale Modell wird ohne die Verwendung der Zeitreihenaggregation optimiert.

3.6 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird die Modellierung der vorliegenden Arbeit zur Bewertung von autarken und dezentralen Elementen im Energiesystem vorgestellt. Das regionale Energiesystemmodell *ETHOS.FineRegions* wird aufbauend auf dem *ETHOS.FINE*-Framework auf Gemeindeebene entwickelt und kann für alle Gemeinden in Deutschland angewendet werden. Dies ermöglicht die techno-ökonomische Untersuchung der Regionen in autarken und nicht-autarken Szenarien.

Die Potenziale zum Zubau von Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen werden durch detaillierte Landverfügbarkeitsanalysen ermittelt. Dazu wird a priori die Genauigkeit der Landnutzungsdatensätze analysiert, um geeignete Datensätze für die Analysen auszuwählen und damit eine hohe Standortgenauigkeit zu gewährleisten. Zur Ermittlung der Dachflächen-PV-Potenziale werden 3D-Dachgeometrien für ganz Deutschland ausgewertet.

Um auch Analysen auf nationaler Ebene durchführen zu können, wird ein *Clustering*-Ansatz entwickelt. Mit Hilfe des *Ward-Hierarchical-Clustering*-Algorithmus werden Gemeinden gruppiert, bis die gewünschte Knotenanzahl erreicht ist.

Kapitel 4

Ergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse in drei Abschnitten dargestellt: In Abschnitt 4.1 werden die Potenzialanalysen für die erneuerbaren Energieträger vorgestellt. Abschnitt 4.2 beschreibt die Ergebnisse des regionalen Energiesystemmodells *ETHOS.FineRegions* für alle Gemeinden in Deutschland, bevor in Abschnitt 4.3 die Ergebnisse der nationalen Dezentralitätsanalyse für 350 Knoten vorgestellt werden.

Teile von Abschnitt 4.1 wurden in Risch et al. [14] und Teile von Abschnitt 4.2 in Risch et al. [13] vorveröffentlicht.

4.1 Regionale Potenziale von erneuerbaren Energieträgern

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Potenzialanalysen für erneuerbare Energieträger vorgestellt, welche auf dem in Abschnitt 2.6 vorgestellten Ansatz basieren. Das Kapitel ist in zwei Abschnitte gegliedert: In Abschnitt 3.1.1 wird auf die Potenziale für den Ausbau von erneuerbaren Energieträgern auf Freiflächen eingegangen. Dabei wird zunächst die Analyse der Landnutzungsdatensätze vorgestellt, gefolgt von den Ergebnissen der Onshore-Windpotenzialanalyse und der Freiflächen-PV-Analyse. Ergänzend wird ein Exkurs zum Einfluss der Gesetzgebung auf den potenziellen Zubau von Onshore-Windenergieanlagen gegeben. In Abschnitt 3.1.2 werden die Ergebnisse der Dachflächen-PV-Analyse für Deutschland präsentiert.

4.1.1 Potenzial für den Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen auf Freiflächen

Landnutzungsdatensätze

Abbildung 4.1 zeigt die Analyse für Landnutzungsdatensätze ohne Pufferabstände. Da für die meisten Ausschlusskriterien in Windanalysen Pufferabstände verwendet werden, sind die Ergebnisse in Abbildung 4.2 zusätzlich für eine typische Windanalyse dargestellt. *WD-PA* kann aufgrund seines Betrachtungsrahmens nur für die Kategorien Naturschutzgebiet

(*Nature Reserve*) und Nationalpark (*National Park*) ausgewertet werden. Darüber hinaus enthält das *Corine Land Cover* keine linienförmigen Landnutzungskategorien und macht auch keine Angaben zu Schutzgebieten, sodass auch für diese Kombination keine Analyse möglich ist.

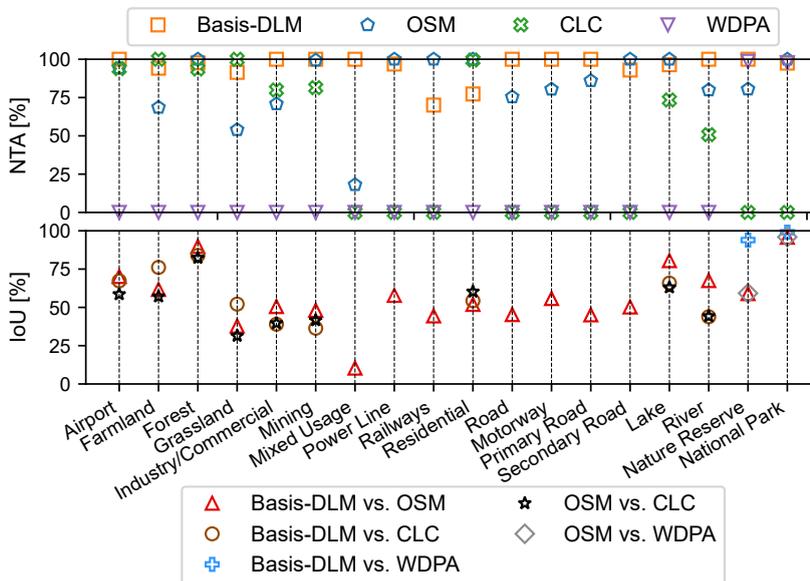


Abbildung 4.1: Vergleich von der *Normalized Total Area (NTA)* (obere Grafik) und der *Intersection over Union (IoU)* (untere Grafik) ohne Pufferabstände.

Für großflächige Landnutzungskategorien wie Agrarflächen (*Farmland*), Waldflächen (*Forest*), Grünland (*Grassland*) oder Bergbau (*Mining*), die auch in Windanalysen ohne Puffer ausgeschlossen werden, liefern die Abbildungen 4.1 und 4.2 konsequenterweise die gleichen Ergebnisse: *Corine Land Cover (CLC)* und *Basis-DLM* weisen ähnliche Flächengrößen aus, was die *NTAs* beider Datensätze nahe 100% zeigen. Der *IoU* der beiden Datensätze für Bergbau und Grasland beträgt jedoch nur 36% beziehungsweise 52%. Dies zeigt, dass die ausgewiesenen Flächen zwar eine ähnliche Größe haben, aber sehr unterschiedlich gelegen sind. Für Agrarflächen und Waldflächen hingegen ist neben den *NTAs*, die nahe 100% liegen, auch der *IoU* mit 76% beziehungsweise 84% hoch. Daher sind die identifizierten Flächengrößen für diese beiden Kategorien nahezu identisch und die Positionen der Datensätze können als ähnlich angesehen werden. Während *OSM* bei den Waldflächen ähnlich positionierte Flächen wie *Basis-DLM* (*IoU*=90%) und *CLC* (*IoU*=82%) identifiziert, unterscheiden sich die Flächen bei Agrar- und Grünflächen bereits bei Betrachtung der *NTA*-Werte von 69% beziehungsweise 54% und es wird deutlich, dass *OSM* jeweils weniger Flächen identifiziert.

Für linienförmige Merkmale wie Stromleitungen (*Power Line*), Schienen (*Railways*), Straßen (*Road*), Autobahnen (*Motorway*), Bundesstraßen (*Primary Road*), Landes- oder Staatsstraßen (*Secondary Road*) kann *CLC* nicht zur Identifikation verwendet werden. Beim Vergleich der ungepufferten Daten von *Basis-DLM* und *OSM* in Abbildung 4.1 fällt auf, dass die iden-

tifizierte Fläche bei den linienförmigen Merkmalen in der Lage stark variiert. Beispielsweise beträgt der IoU zwischen OSM und $Basis-DLM$ in Abbildung 4.1 für Schienen nur 44 %. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass eine Verschiebung der länglichen Flächen um wenige Meter zu einer starken Reduktion des $IoUs$ führt. Betrachtet man gepufferte Ausschlussflächen (Abbildung 4.2), so erkennt man, dass die Flächen der Datensätze nahezu identisch sind. Die $IoUs$ der linienförmigen Kriterien, exklusive des Zusammenschlusses aller Straßen ($Road$), liegen alle über 80 % und erreichen sogar 96 % für Autobahnen und Stromleitungen. Der niedrigere IoU (71 %) aller Straßen erklärt sich durch die fehlende Identifikation einiger Kreis- und Gemeindestraßen, weshalb der NTA von OSM auch nur bei 77 % liegt.

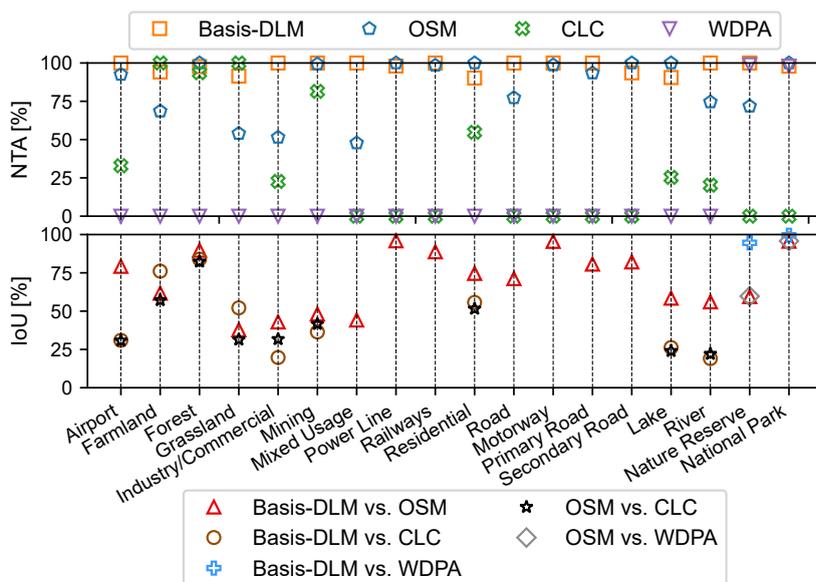


Abbildung 4.2: Vergleich von der *Normalized Total Area (NTA)* (obere Grafik) und der *Intersection over Union (IoU)* (untere Grafik) mit Pufferabständen aus einer typischen Windanalyse.

Bei den Schutzgebieten schließen $WDPA$ und $Basis-DLM$ in beiden Abbildungen nahezu die gleichen Flächen aus, sodass der IoU für Naturschutzgebiete (*Nature Reserve*) und Nationalparks (*National Park*) im gepufferten Fall (Abbildung 4.2) bei 94 % beziehungsweise 99 % liegt. Während OSM auch für Nationalparks ähnliche Flächen wie $Basis-DLM$ und $WDPA$ ausweist, unterscheiden sich die Flächen der Naturschutzgebiete in Größe ($NTA=77\%$) und Lage ($IoU=59\%$ zu $Basis-DLM$ und $IoU=60\%$ zu $WDPA$).

Bei den Kategorien Flughäfen (*Airport*), Seen (*Lake*) und Flüssen (*River*) unterscheiden sich die Ergebnisse deutlich zwischen den Datensätzen. Für Flughäfen weisen OSM und CLC nur unwesentlich weniger Fläche als $Basis-DLM$ aus. Die Position der Fläche unterscheidet sich jedoch deutlich zwischen den Datensätzen, sodass der IoU beim Vergleich von $Basis-DLM$ und OSM maximal 70 % erreicht. Betrachtet man die gepufferte Analyse (Abbildung 4.2) so wird deutlich, dass sich CLC deutlich von den beiden anderen Datensätzen

unterscheidet und nur 33 % der Fläche identifiziert. Dieser starke Effekt kann durch den hohen Pufferabstand von 6000 m und die Vernachlässigung einzelner kleineren Flughäfen durch den *CLC*-Datensatz erklärt werden. Auch bei den Flüssen und Seen unterscheidet sich die ausgewiesene Fläche nach Pufferung durch den *CLC*-Datensatz deutlich, was in geringen *NTAs* von 20 % beziehungsweise 25 % resultiert. Aber auch *OSM* und *Basis-DLM* unterscheiden sich in der Lage der identifizierten Flächen, sodass Flüsse und Seen nur in einem *IoU* von 56 % und 58 % resultieren.

Der Unterschied zwischen den Datensätzen wird auch bei dem oft diskutierten Abstand zu Flächen mit Wohnnutzung deutlich. Da die wohnliche Nutzung nach Masurowski et al. [181] und McKenna et al. [237] ein sehr einflussreiches Ausschlusskriterium ist und die Pufferabstände in der Gesetzgebung variieren, sind *NTA* und *IoU* in Abbildung 4.3 für die Wohnnutzung in Abhängigkeit vom Pufferabstand dargestellt. *OSM* und *CLC* identifizieren

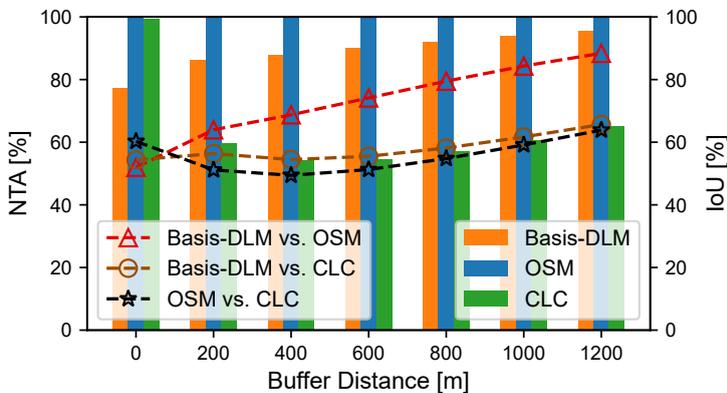


Abbildung 4.3: *NTA* und *IoU* für die wohnliche Landnutzung über dem Pufferabstand.

mit einem *NTA* von jeweils 100 % ohne Puffer die größte Fläche. Durch die Pufferung verringert sich der *NTA* von *CLC* jedoch erheblich. Der Effekt ist auf die Vernachlässigung kleiner Siedlungen im *CLC*-Datensatz zurückzuführen, die ohne Pufferung nur einen geringen Einfluss auf die Fläche haben. Bei Berücksichtigung eines Pufferabstandes wirkt sich jedoch die zusätzlich durch kleine Siedlungen gepufferte Fläche stark auf den *NTA* aus, sodass *CLC* mit einem Pufferabstand von 400 m nur noch 54 % der *OSM*-Fläche identifiziert. Bei größeren Pufferabständen wird der Effekt gedämpft, da sich die gepufferten Bereiche von *OSM* beziehungsweise *Basis-DLM* vermehrt überlagern. Folglich erreicht *CLC* bei einem Pufferabstand von 1200 m einen mit 65 % größeren *NTA*-Wert als bei kleineren Pufferabständen. Der Vergleich von *Basis-DLM* und *OSM* zeigt ebenfalls die dämpfende Wirkung des Pufferabstandes: Während *Basis-DLM* ohne Pufferabstand 77 % der Fläche von *OSM* ausweist, erhöht sich dieser Wert mit einem typischen Puffer von 1000 m auf 94 %. Auch die Lage der Fläche nähert sich bei größeren Pufferabständen an, sodass maximal ein *IoU*-Wert von 88 % bei 1200 m Pufferabstand zwischen *Basis-DLM* und *OSM* erreicht wird.

Um den Einfluss der Datensätze auf eine Windanalyse zu quantifizieren, wird eine beispielhafte Windanalyse für Deutschland mit *OSM*, *Basis-DLM* und *CLC* durchgeführt. Abbildung 4.4 zeigt den *NTA* und den *IoU* für die resultierenden Potenzialflächen. Im Vergleich zur Methodik in Risch et al. [14] werden Infrastrukturen, die nicht durch *CLC* abgebildet werden können, bei der Analyse durch *Basis – DLM* ausgeschlossen, um eine bessere Ver-

gleichbarkeit zu gewährleisten. Während *OSM* mit einem *NTA* von 31 % auf die geringsten

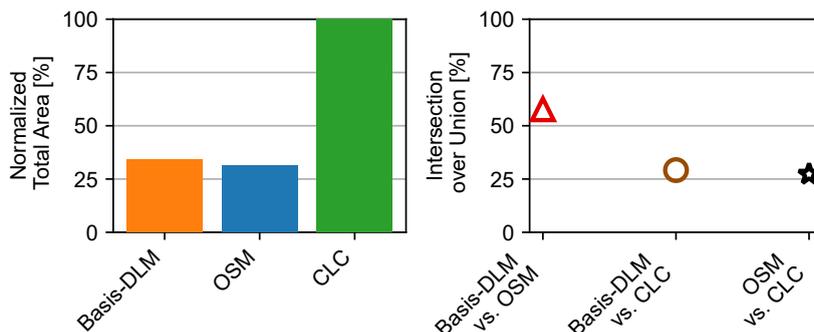


Abbildung 4.4: *NTA* und *IoU* für eine exemplarische Windanalyse unter Nutzung verschiedener Landverfügbarkeitsdatensätze.

Potenzialflächen kommt, erreicht *Basis-DLM* mit einem *NTA* von 34 % eine etwas größere Potenzialfläche. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die Analyse mit dem *CLC*-Datensatz eine 3,2-fach größere Potenzialfläche im Vergleich zur Analyse mit *Basis-DLM* und eine 2,9-fach größere Potenzialfläche im Vergleich zur *OSM*-Analyse ergibt. Diese Zahlen unterstreichen die in der vorangegangenen Analyse aufgezeigte Problematik des *CLC*-Datensatzes: Für einige Kriterien, darunter die Wohnnutzung, werden die Ausschlussflächen stark unterschätzt. Dennoch wird der *CLC*-Datensatz in 8 von 21 untersuchten Studien verwendet (vgl. Tabelle 2.8). Im Gegensatz dazu unterscheiden sich die Analysen von *OSM* und *Basis-DLM* in der Gesamtfläche nur um 8 %. Die Lage der Potenzialflächen variiert hingegen stark, wie der *IoU* von 58 % zeigt.

Es kann festgehalten werden, dass die Nutzung unterschiedlicher Landnutzungsdatensätze in Potenzialstudien deren Vergleichbarkeit stark einschränkt. Der *CLC*-Datensatz führt zu einer starken Überschätzung des Potenzials und sollte insbesondere zur Identifizierung von Siedlungsflächen vermieden werden.

Plausibilisierung der Wind- und Freiflächen-PV-Analyse

Um die Ergebnisse der Landverfügbarkeitsanalysen zu plausibilisieren werden diese mit regionalen, hochaufgelösten Studien verglichen. Für die Freiflächen-PV-Analyse werden zwei Studien für den Vergleich verwendet, die das Potenzial für Freiflächen-PV-Anlagen an Randstreifen von Autobahnen und Bahntrassen in Nordrhein-Westfalen (LANUV [187]) und Baden-Württemberg (LUBW [199]) ausweisen. Die Windanalyse wird ebenfalls mit einer Studie aus Nordrhein-Westfalen [184] und Baden-Württemberg [198] abgeglichen.

Für die Vergleichbarkeit zwischen den Analysen werden die Landverfügbarkeitsanalysen an die Vergleichsstudien angepasst. Hierzu werden die Ausschlüsse inklusive angewandter Datensätze harmonisiert. Die Analyse wird zusätzlich durch regionale Ausschlüsse ergänzt, die durch weitere Datensätzen abgebildet werden. Des Weiteren werden für die Freiflächen-PV-Analysen die Randstreifen gemäß *EEG 2017* [255] auf 110 m angepasst.

Tabelle 4.1: Vergleich der Landverfügbarkeitsanalysen mit ausgewählten Studien.

	LANUV (Freiflächen- PV) [187]	LANUV (Wind) [184]	LUBW (Freiflächen- PV) [199]	LUBW (Wind) [198]
Potenzialfläche der Studie [km ²]	380	568	260	2206
Potenzialfläche [km ²]	390	545	228	2278
<i>IoU</i> [%]	81,4	-	87,9	79,3

Im Vergleich zur Freiflächen-PV-Studie der LUBW [199] weist der vorgestellte Ansatz mit 87,7 % (228 km²) eine ähnlich Potenzialfläche aus. Aus dem *IoU*-Wert, der bei 87,7 % liegt, kann geschlossen werden, dass die ermittelten Potenzialflächen auch ähnlich positioniert sind wie in der LUBW-Studie [199]. Im Vergleich zur LANUV-Studie [187] wird 102,6 % der Gesamtfläche ausgewiesen, jedoch sind in diesem Fall, mit einem *IoU* von 81,4 %, die Flächen teilweise an anderer Stelle lokalisiert.

Verglichen mit der Windpotenzialstudie des LANUV [184] wird in der Windanalyse für Nordrhein-Westfalen 96 % (545 km²) der Potenzialfläche identifiziert. Da nach Kenntnis des Autors keine Vektordateien veröffentlicht wurden, kann kein *IoU* berechnet werden kann. Im Vergleich zur LUBW-Studie (Wind) werden 103,3 % der Fläche mit einem *IoU* von 79,3 % ausgewiesen.

Ein Grund für verbleibenden Differenzen sind unterschiedliche Versionen der Datensätze. In der vorliegenden Arbeit wird das *Basis-DLM* von 2021 genutzt, während die LUBW-Studie (Freiflächen-PV) [199] zum Beispiel 2018 erschienen ist. Des Weiteren sind die verwendeten Ausschlüsse nicht immer eindeutig dokumentiert, so gibt es für einzelne Landnutzungs-kategorien weitere Unterkategorien, für welche die Zuordnung in den Studien nicht eindeutig ist. Beispielsweise sind im *Basis-DLM* 12 Subkategorien für Schienen dokumentiert, die nicht eindeutig aus den Ausschlussdokumentationen der Studien gezogen werden können. Zusätzlich werden nicht alle Ausschlüsse aufgrund der Komplexität identisch abgebildet: Vom LANUV [187] werden Häuser in Südrichtung mit 10 m und in die weiteren Himmelsrichtungen mit 20 m gepuffert. Außerdem werden in Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) [184] jeweils fünf beieinanderliegende Häuser mit 1000 m ausgeschlossen, während weitere Wohngebäude mit 720 m ausgeschlossen sind.

Ergebnisse der Szenarien für Windpotenziale

Abbildung 4.5 zeigt die Ergebnisse der Szenarien der Potenzialanalyse für Onshore-Windenergieanlagen vor und nach Ausschluss der existierenden Anlagen. Zusätzlich zu der zubaubaren Kapazität in den Szenarien stehen dem Energiesystemmodell 52,1 GW Windkapazität an existierenden Standorten zur Verfügung. Im Szenario S2 Expansiv, welches als Basisszenario für die Energiesystemmodelle gewählt wird, sind 6,5 % der Fläche Deutschlands vor Ausschluss der Bestandsanlagen als Potenzialfläche nutzbar. Im restriktiven Szenario 3 stehen hingegen nur 1,0 % der Fläche zur Verfügung. Während in Szenario 2 noch 392 GW installiert werden können, reduziert sich das Kapazitätspotenzial in Szenario 3 auf 91 GW, was nach verschiedenen nationalen Energiesystemstudien [104, 186] nicht aus-

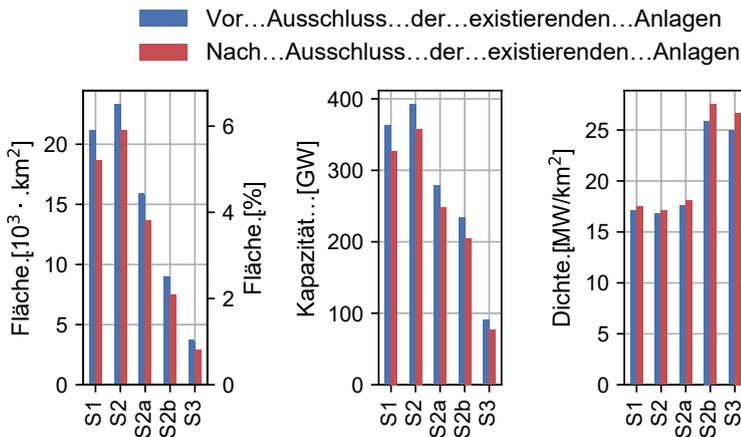


Abbildung 4.5: Ergebnisse der Onshore-Wind-Potenzialanalyse vor und nach Ausschluss der existierenden Anlagen für die Szenarien S1 Gesetzgebung, S2 Expansiv, S2a Not at Protected Landscapes, S2b No Forests und S3 Restrictive.

reicht, um die Treibhausgasneutralität Deutschlands kostenoptimal zu erreichen.

Exkurs: Einfluss der Gesetzgebung auf den potenziellen Zubau von Windkraft

Die Gesetzgebung rund um die Installation von Windenergieanlagen ist oftmals Gegenstand der öffentlichen Debatte. So wird zum Beispiel die in Bayern geltende „10H-Regelung“, nach der die 10-fache Gesamthöhe der Turbine zu Wohnbebauung eingehalten werden muss, kontrovers diskutiert: Auf der einen Seite kann ein ausreichender Abstand zur Wohnbebauung zu einer Akzeptanzsteigerung für die Installation von Windturbinen führen. Auf der anderen Seite ist der Windausbau in Bayern durch die „10H-Regelung“ nahezu zum Erliegen gekommen. Im folgenden Abschnitt, von dem Teile im Artikel [281] und in Risch et al. [282] veröffentlicht wurden, wird der Einfluss von der Gesetzgebung auf den potenziellen Zubau von Windenergieanlagen untersucht. Für diesen Exkurs wird eine Schwachwindturbine als Referenzanlage mit 4,7 MW, einer Nabenhöhe von 120 m und einem Rotordurchmesser von 155 m genutzt.

Abbildung 4.6 zeigt die im Jahr 2021 zugebaute Kapazität auf der linken Seite, sowie die im Jahr 2021 installierte Gesamtkapazität auf der rechten Seite. Es wird deutlich, dass sich die installierte Kapazität auf fünf Bundesländer fokussiert, in denen 68,2 % der Gesamtkapazität installiert sind: Niedersachsen (20,8 %), Brandenburg (14,1 %), Schleswig-Holstein (12,5 %), Nordrhein-Westfalen (11,3 %) und Sachsen-Anhalt (9,5 %). Beim Blick auf den Zubau im Jahr 2021 wird ersichtlich, dass in diesen Bundesländern auch die größte Entwicklung stattgefunden hat. Lediglich in Sachsen-Anhalt hat der Zubau mit unter 0,1 GW stagniert, sodass Niedersachsen, Brandenburg, Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen für 74 % des Zubaus verantwortlich sind. Besonders wenig Ausbau konnten Baden-Württemberg, Bayern und Sachsen verzeichnen, in denen gemeinsam ca. 0,14 GW hinzugebaut wurden. Die gesamte installierte Leistung in den drei Bundesländern ist mit 5,5 GW nur 9,9 % der installierten Kapazität in Deutschland, obwohl diese 34,9 % der deutschen Fläche ausmachen.

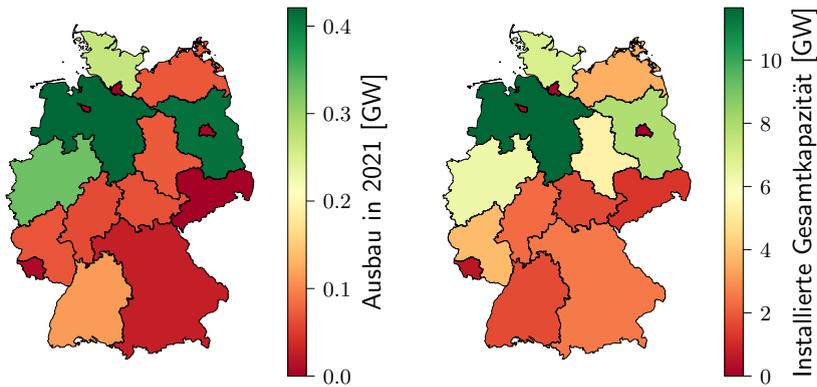


Abbildung 4.6: Links: Zugebaute Kapazität pro Bundesland im Jahr 2021, rechts: Installierte Gesamtkapazität im Jahr 2021. Datenquelle: FA Wind [240]

Im Osterpaket von 2022 [2] hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) das Ziel ausgerufen, die Kapazität von Wind-Onshore-Anlagen bis 2035 auf 160 GW zu erhöhen. Hierzu sollen jährlich bis zu 10 GW Windenergieanlagen zugebaut werden. In Abbildung 4.7 sind die historischen Zubauzahlen von 2010 bis 2021 nach [241], sowie die Ziele des BMWK [2] für die Jahre 2022 bis 2035, dargestellt. Es ist ersichtlich, dass im Jahr 2017 mit 5,3 GW der bislang maximale Zubau erreicht wurde, während der Ausbau im Jahr 2018 stark eingebrochen ist. Demzufolge muss, um den anvisierten Ausbau von 10 GW im Jahre 2025 zu erreichen, eine Verfünffachung des Ausbaus im Vergleich zum Jahre 2021 erreicht werden. Bei vereinfachter Gewichtung anhand der Bundeslandflächen ergeben sich ab 2022 die dargestellte Verteilung auf die Bundesländer. Bei dieser Betrachtungsweise müsste in Bayern, dem flächenstärksten Bundesland, mit 2 GW/a die größte Leistung installiert werden.

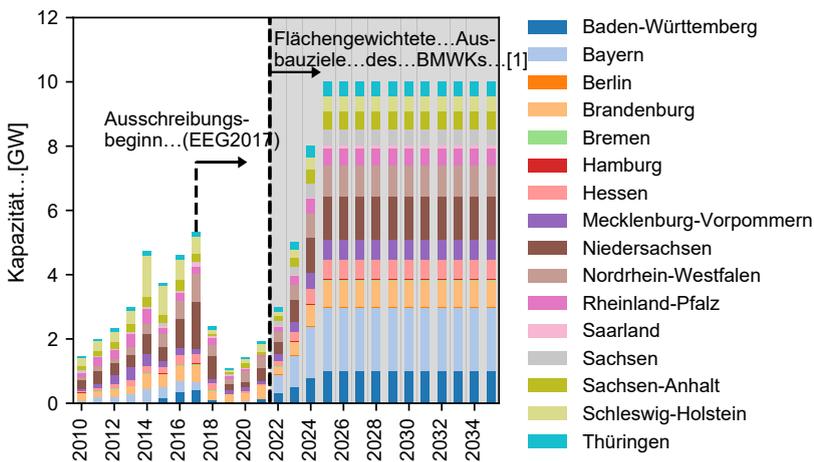


Abbildung 4.7: Ausbau von 2010 bis 2021 aus [241], sowie die im Osterpaket [2] festgelegten Pläne des BMWK ab 2022.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Gesetzeslage in Szenario S1 stellt sich die Frage, ob Flächen für einen solchen Zubau in den Bundesländern momentan zur Verfügung stehen. Abbildung 4.8 zeigt die Kapazitätsdichte für die Potenzialszenarien S1 Gesetzgebung und S2 Expansiv in den deutschen Gemeinden. Die Karte zeigt, dass in Bayern und Nordrhein-

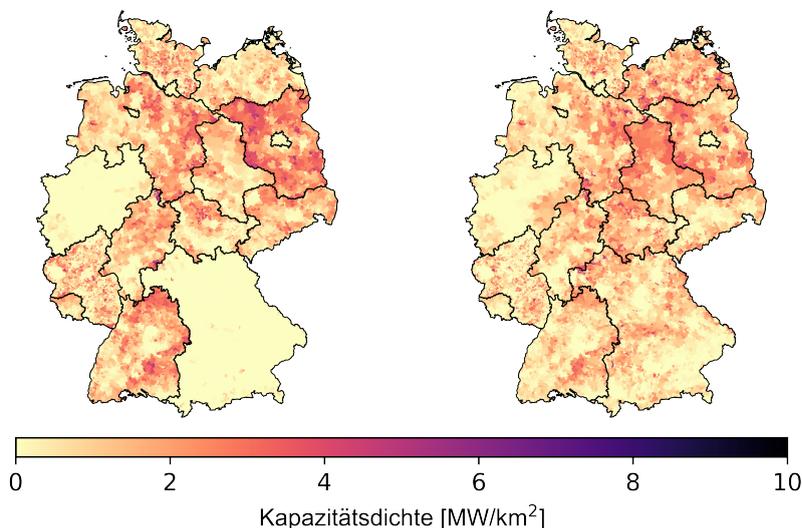


Abbildung 4.8: Kapazitätsdichte des Ausbaupotenzials für Onshore-Windenergieanlagen in Szenario 1 Gesetzgebung (links) und Szenario 2 Expansiv (rechts) in deutschen Gemeinden.

Westfalen nur geringe Zubaupotenziale vorhanden sind: Gemessen an der Landesfläche, können in Bayern 0,4 % und in Nordrhein-Westfalen nur 0,3 % genutzt werden. In Bayern ist dies durch den Einfluss der „10H-Regelung“ zu begründen, während in Nordrhein-Westfalen der große Abstand von 1000 m zu Wohnbebauung und die hohe Bevölkerungsdichte zum geringen Potenzial führen. In Abbildung 4.9 wird der Einfluss vom Abstand zu Innen- und Außenbereichen auf die Windpotenziale in Deutschland genauer untersucht: Für die Szenarien S2, S2a und S2b (vgl. Abschnitt 4.1.1) sind von links nach rechts der Abstand zu Innen- und Außenbereichen variiert, um den Effekt auf das Potenzial in Deutschland zu messen. Es ist ersichtlich, dass bei deutschlandweiter Anwendung der „10H-Regelung“ auch ohne Ausschluss von Wäldern und Landschaftsschutzgebieten mit 22 GW ein unzureichendes Windpotenzial resultiert. Demgegenüber können auch mit Abständen von 1000 m zu Innenbereichen und zur Wohnbebauung in Außenbereichen Kapazitätspotenziale erreicht werden, die eine kostenoptimale Energiewende nach Energiesystemstudien, wie Stolten et al. [104] (213 GW), ermöglichen. Jedoch muss die Wechselwirkung mit weiteren Ausschlusskriterien berücksichtigt werden: Bei einem zusätzlichen Ausschluss von Waldflächen wird bei Einhaltung von 1000 m zu jeglicher Wohnbebauung das vom BMWK definierte Ziel für 2035 (160 GW) verfehlt.

Beim Vergleich zwischen dem Potenzial bei aktueller Gesetzeslage (Abbildung 4.8) und installierter Kapazität (Abbildung 4.6) fällt auf, dass die Diskrepanz in Baden-Württemberg zwischen beiden besonders groß ist. Während ein großes Kapazitätspotenzial von 73,5 GW in Szenario S1 erreicht wird, beträgt die installierte Leistung nur 1,7 GW. Ebenso ist der geringe Ausbau in Baden-Württemberg nicht ausschließlich mit den schlechteren Windbedingungen im Vergleich zu anderen Bundesländern zu begründen. Eine Studie von Windguard

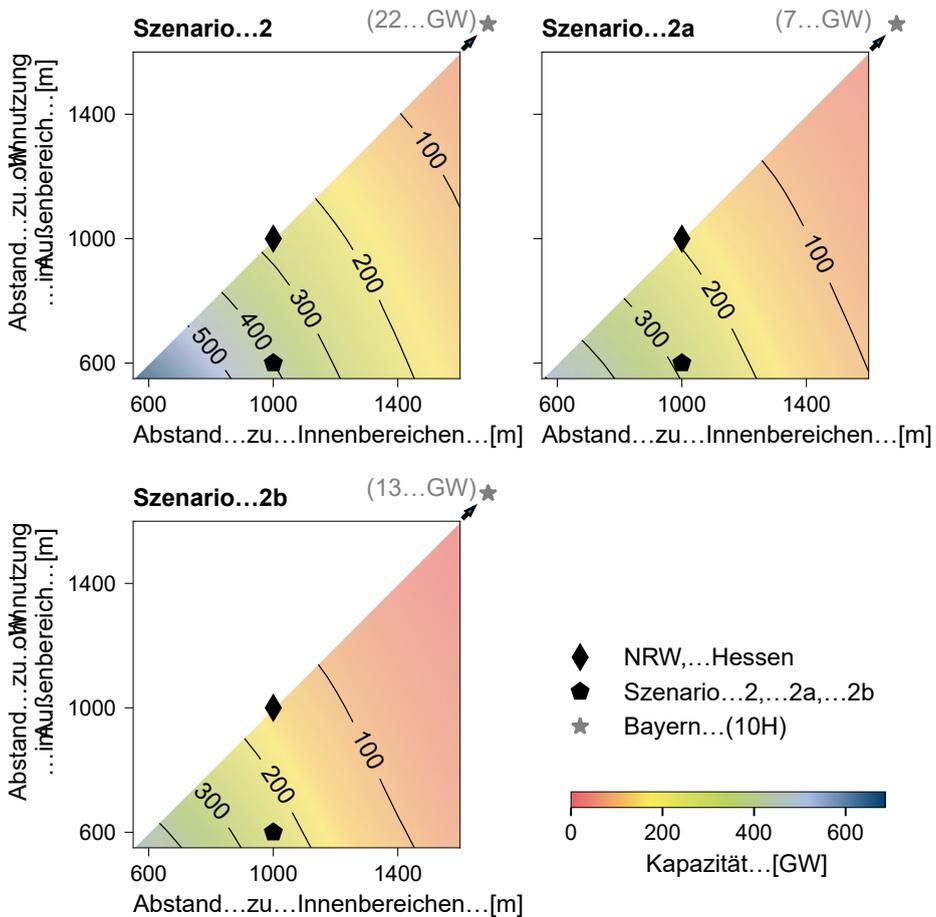


Abbildung 4.9: Sensitivität der Potenziale aus Szenario 2, 2a und 2b gegenüber dem Abstand zu wohnlicher Nutzung. Vorveröffentlicht auf der EGU General Assembly 2022 [282].

[243] stellt heraus, dass zwischen Nord- und Süddeutschland durchschnittlich 20 % weniger spezifischer Ertrag von Windenergieanlagen zu erwarten ist. Eine wenig restriktive Gesetzeslage hinsichtlich der Abstandsregelungen ist dementsprechend eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für einen ausreichenden Windausbau in den Bundesländern. Im konkreten Fall von Baden-Württemberg soll im Zuge des kleinen Ausbaus im Jahr 2021 (0,1 GW) das im Zusammenhang mit Windenergieanlagen geltende Widerspruchsrecht abgeschafft werden [242]. Zusätzlich plant das BMWK im Osterpaket [2] die Erweiterung der Beteiligung von Kommunen an Windkraftprojekten, um den Windausbau lokal attraktiver zu gestalten.

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass sowohl aktueller Ausbau als auch potenzieller Ausbau bei aktueller Gesetzeslage in den Bundesländern stark unterschiedlich ausfallen. Bayern und Nordrhein-Westfalen haben mit den geltenden Gesetzen in den kommenden Jahren kaum die Möglichkeit neue Flächen für den Windausbau zu erschließen. Bundesländer, die wie Niedersachsen den Windausbau fördern, können sich Standortvorteile

durch Arbeitsplätze in der Windindustrie und durch Ansiedlung von energieintensiver Industrie in der Nähe von Windparks mit *Power-Purchase-Agreements* erhoffen. Trotzdem reichen die Potenziale, die in Abschnitt 4.1.1 vorgestellt werden aus, um die Ziele des BMWKs zu erreichen und weitergehend nach Energiesystemstudien, wie Stolten et al. [104], ausgegebene Kapazitätsziele, um die anvisierte Treibhausneutralität in Deutschland kostenoptimal zu erwirken. Lediglich im restriktiven Szenario S3 ergibt sich ein Windpotenzial von 90 GW, dementsprechend kann eine deutschlandweit restriktive Gesetzeslage zu einem unzureichenden Windausbau führen.

Zusätzlich ist ersichtlich, dass lokaler Einspruch wie in Baden-Württemberg durch das Widerspruchsverfahren zu sehen, den Ausbau effektiv hemmen kann. Dementsprechend ist der Abbau von lokalen Hürden und die Schaffung von Akzeptanz in der Bevölkerung von großer Bedeutung, um die Windpotenziale in Deutschland auszuschöpfen und den Weg zur Klimaneutralität zu bestreiten.

Potenzial für den Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen

Tabelle 4.2 zeigt die nationalen Ergebnisse für die Freiflächen-PV Potenzialanalyse.

Tabelle 4.2: Ergebnisse für die Szenarien der Freiflächenphotovoltaik-Potenzialanalyse.

	S1 ¹	S2 ²	S3 ³
Potenzialfläche [km ²]	5723	1560	4373
Potenzialfläche [%]	1,60	0,44	1,22
Kapazität [GW]	456,1	123,6	347,7
Anzahl Gemeinden	11 003	11 003	11 003
...mit vorausgewählten Flächen	5667	1892	6446
...mit Potenzial	5253	1711	5939

¹S1 Randstreifen; ²S2 Geringe Bodengüte; und ³S3 Kombination.

Das Kapazitätspotenzial variiert zwischen 123,6 GW_p im Szenario S2, in dem landwirtschaftlich benachteiligte Flächen betrachtet werden, und 456,1 GW_p im Szenario S1 Seitenstreifen. Das Kombinationsszenario S3 liegt mit 347,7 GW_p zwischen den beiden anderen Szenarien, weil mehr Potenzial durch den zusätzlichen Ausschluss von landwirtschaftlichen Flächen mit einer hohen Güte ($SQR \geq 40$) in Seitenstreifen entfällt, als zusätzliche Potenzialfläche durch die landwirtschaftlich benachteiligten Flächen außerhalb von Seitenstreifen hinzukommt.

Weitergehend zeigt sich, dass die Anzahl Gemeinden mit Potenzialflächen stark zwischen den Szenarien variiert. Während in Szenario S2 nur 1711 Gemeinden ein Freiflächen-PV-Potenzial besitzen, ist diese Zahl in Szenario S3 mit 5939 bedeutend höher. Dies kann dadurch erklärt werden, dass die landwirtschaftlich benachteiligten Gebiete, mit einem *SQR*-Wert von kleiner 30, insbesondere im südosten Thüringens und dem westen Niedersachsens vorhanden sind. Abbildung 4.10 zeigt die Kapazitätsdichte, die sich auf Gemeindeebene für die Szenarien S1 Seitenstreifen (links) und S3 Kombination (rechts) ergibt. Auch hier können die genannten Gebiete auf der rechten Karte deutlich erkannt werden.

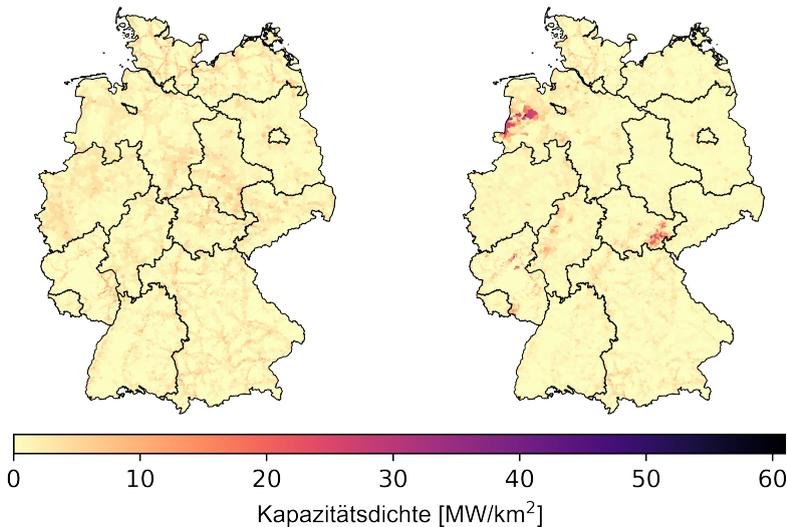


Abbildung 4.10: Kapazitätsdichte des Ausbaupotenzials für Freiflächenphotovoltaik in Szenario 1 Seitenstreifen (links) und Szenario 3 Kombination (rechts) in deutschen Gemeinden.

4.1.2 Potenziale von Dachflächen Photovoltaikanlagen

Unter Verwendung der in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Methodik ergibt sich für Deutschland ein Kapazitätspotenzial für Dachflächen-PV von 625 GW. Bei Reduzierung des Potenzials um die nordausgerichteten Gruppen verringert sich das Gesamtpotenzial auf 492 GW. Abbildung 4.11 zeigt die Kapazitätsdichten für das Dachflächen-PV Potenzial in den deutschen Gemeinden ohne nordausgerichtete Dächer. Die Ballungszentren stehen aufgrund der Gebäudedichte eindeutig heraus, sodass in Berlin (9,2 GW), Hamburg (6,5 GW), München (4,0 GW) und Köln (3,9 GW) die größten Kapazitätspotenziale vorhanden sind.

In Abbildung 4.12 und Abbildung 4.13 sind die Verteilungen von Azimut- und Neigungswinkel in Deutschland dargestellt, wobei alle Satteldächer mit einem Neigungswinkel von mehr als 10° berücksichtigt sind. In den vier Himmelsrichtungen sind Häufungen des Kapazitätspotenzials zu beobachten. Dementsprechend sind auch auf den nordausgerichteten Dächern große Kapazitätspotenziale zu finden. Bei Betrachtung der erzeugungsgewichteten Verteilung wird ersichtlich, dass das Erzeugungspotenzial auf diesen Flächen aufgrund der ungünstigen Ausrichtung vergleichsweise geringer ausfällt. Die Verteilung für den Neigungswinkel in Abbildung 4.13 zeigt, dass der Großteil der Kapazitätspotenziale auf Dächern mit einem Neigungswinkel von weniger als 45° lokalisiert sind.

Um die neu entwickelte Methodik zu Plausibilisieren wird ein Vergleich mit dem Solarkataster des Landesamtes für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen [209] durchgeführt. Die Methodik wurde an die des Solarkataster angepasst, indem die Werte für die Effizienz auf $\eta = 0,17$ und der Faktor für Reihenabstände auf 0,4 gesetzt wurden. Zusätzlich wurde die Mindestgröße der Potenzialflächen auf 7 m^2 für geneigte Dächer und $17,5 \text{ m}^2$ für Flachdächer verringert. Die resultierende Gesamtkapazität ist 15 % geringer als der im Solarkataster [209] ausgewiesene Wert. In Abbildung 4.14 sind die Ergebnisse für

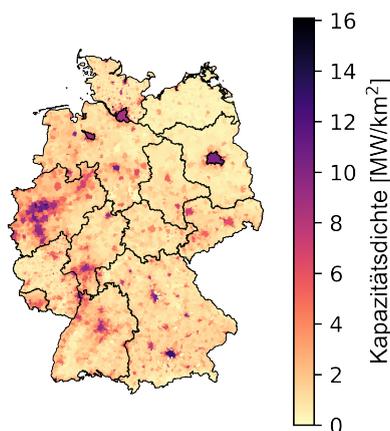


Abbildung 4.11: Kapazitätsdichte des Ausbaupotenzials für Dachflächenphotovoltaik in deutschen Gemeinden.



Abbildung 4.12: Kapazitäts- und erzeugungsgewichtete Verteilung der Azimutwinkel der Dachflächen in Deutschland.

sieben Landkreise in Nordrhein-Westfalen dargestellt. Es wird ersichtlich, dass tendenziell eine Unterschätzung des Kapazitätspotenzials im Vergleich zum Solarkataster vorliegt. Lediglich in der Städteregion Aachen ist das Potenzial höher als im Solarkataster ausgewiesen. Beim Vergleich für die Gemeinden der sieben Landkreise fällt das Kapazitätspotenzial in 48 von 67 Gemeinden kleiner aus, wobei die größte Abweichung in der kreisfreien Stadt Mönchengladbach 40 % beträgt. Für die Gemeinden, in denen ein größeres Kapazitätspotenzial geschätzt wird, ist die maximale Abweichung 11 % in der Gemeinde Alsdorf. In Abbildung B.1 ist der Vergleich zwischen dem vorgestellten Ansatz und dem Solarkataster für die Gemeinden als Punktwolke dargestellt. Für Gemeinden, deren Punkt auf der Winkelhalbierenden liegt, sind die Ergebnisse daher identisch. Das Bestimmtheitsmaß (R^2) für die Winkelhalbierende und die dargestellten Punkte berechnet sich zu 0,81 - bei einem Wert von 1 würden alle Punkte auf der Winkelhalbierenden liegen. Um die Ausrichtung- und Neigungswinkel zu Vergleichen ist in Abbildung 4.15 ein Verteilungsplot für die beiden Größen dargestellt. Es wird ersichtlich, dass der vorliegende Ansatz ähnliche Verteilungen wie die

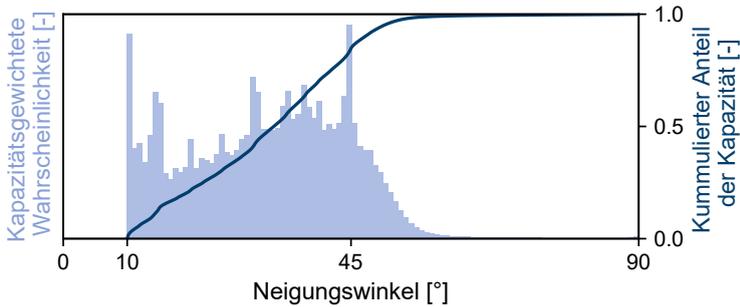


Abbildung 4.13: Kapazitätsgewichtete Verteilung der Neigungswinkel der Dachflächen in Deutschland.

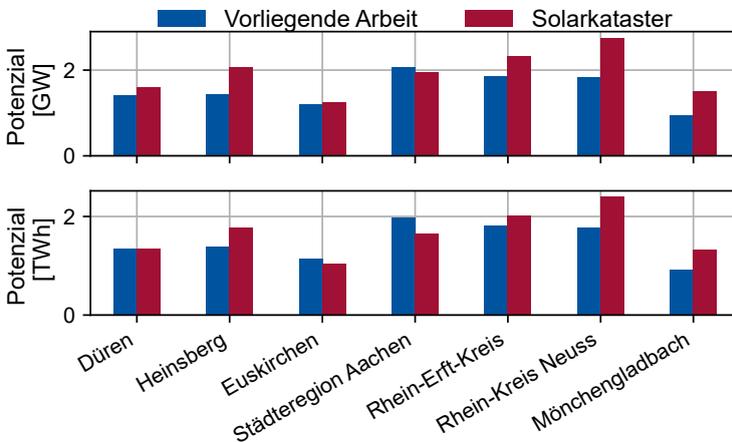


Abbildung 4.14: Vergleich des Kapazitätspotenzials zwischen dem Solarkataster [209] und der vorliegenden Arbeit für sieben ausgewählte Landkreise.

des Solarkatasters ermittelt. Die Abweichung für Neigungswinkel zwischen 10° und $10,99^\circ$ lässt sich durch einen Rundungsfehler bei den Daten des Solarkatasters erklären, durch den alle Dächer, die einen Neigungswinkel kleiner als $10,99^\circ$ haben, als Flachdach klassifiziert wurden. Als Grund für verbleibende Abweichungen sei auf die Abbildung von Dachaufbauten, die beim Solarkataster [209] durch ein $0,5\text{ m} \times 0,5\text{ m}$ Geländemodell abgebildet wurden, verwiesen. Des Weiteren führt die Abbildung des unteren Erzeugungslimits von 650 kWh pro kW_p beim Solarkataster aufgrund unterschiedlicher Erzeugungsabschätzungen und der Berücksichtigung von Verschattungen im Solarkataster [209] zu Unterschieden in den Ergebnissen.

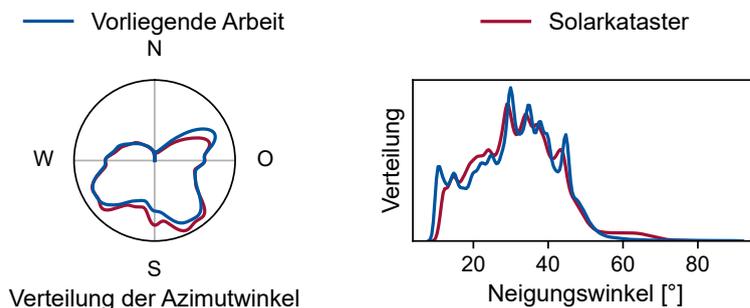


Abbildung 4.15: Vergleich von Neigungs- und Azimutwinkeln zwischen dem Solarkataster [209] und der vorliegenden Arbeit.

4.2 Analyse der Energiesysteme in den deutschen Gemeinden

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Szenarien auf Gemeindeebene (vgl. Abschnitt 3.4.2) verglichen. Hierzu werden alle Gemeinden als Einzelknotenmodelle parallel und ohne Vernetzung optimiert (vgl. Abschnitt 3.4.1). Zunächst werden in Abschnitt 4.2.1 die Ergebnisse der Szenarien vorgestellt, in denen der (lastgerechte) Autarkiegrad maximiert wird. In Abschnitt 4.2.2 werden die Ergebnisse für zwei Gemeinden als Fallbeispiele näher untersucht. Daran anschließend werden die Ergebnisse für verschiedene Strompreissannahmen (Abschnitt 4.2.3) und Autarkierandbedingungen (Abschnitt 4.2.4) präsentiert. In Abschnitt 4.2.5 wird die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber der Verwendung unterschiedlicher Wetterjahre, verschiedener Kostenannahmen sowie der Zeitreihenaggregation untersucht. Insgesamt werden 1,7 Millionen Optimierungen durchgeführt, um die Ergebnisse dieses Kapitels zu erhalten.

4.2.1 Lastgerechte Autarkie in deutschen Gemeinden

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die in Abschnitt 3.4.2 präsentierten Szenarien vorgestellt, in denen der Autarkiegrad maximiert wird. Hierbei werden die Energiesysteme und die Autarkiemöglichkeiten auf Gemeindeebene vorgestellt.

Abbildung 4.16 zeigt die sortierte Autarkieverteilung in der Bevölkerung. Im *Referenz*-Szenario wird in 10 231 Gemeinden (93,0 % der Gemeinden) mit insgesamt 43,4 Millionen Einwohner*innen (52,2 % der deutschen Bevölkerung) ein lastgerecht autarkes Energiesystem aufgebaut. Da im Priorisierungsszenario für Dachflächen-PV-Erzeugung im Vergleich zum *Referenz*-Szenario lediglich die Kosten für Dachflächenphotovoltaik reduziert werden, ist eine identische Autarkieverteilung zu erkennen. Im *Akzeptanz*- und *Gesetzgebung*-Szenario hingegen werden andere Onshore-Windkraft-Potenziale vorgegeben, hierdurch verringert sich die Bevölkerung in energieautarken Gemeinden im *Gesetzgebung*-Szenario auf 42,6 und im *Akzeptanz*-Szenario auf 39,8 Millionen Menschen.

Abbildung 4.17 zeigt den erreichbaren Autarkiegrad über der Bevölkerungsdichte der Ge-

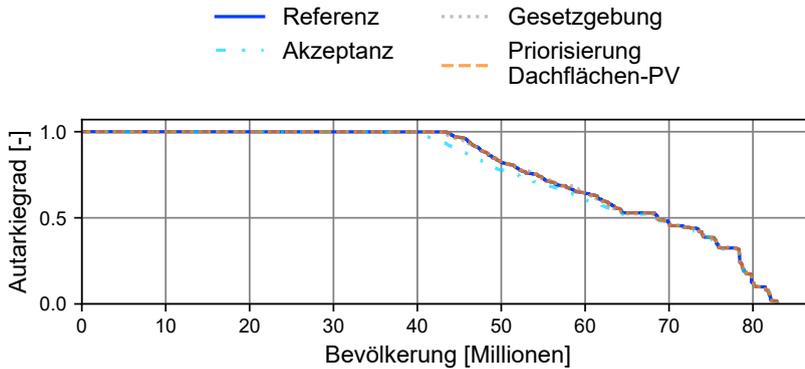


Abbildung 4.16: Bevölkerungsgewichtete Autarkieverteilung der Szenarien.

meinden im Referenzszenario. Zusätzlich ist der spezifische Bedarf durch die Größe der Punkte dargestellt. Für die autarken Gemeinden im *Referenz*-Szenario ergibt sich ein

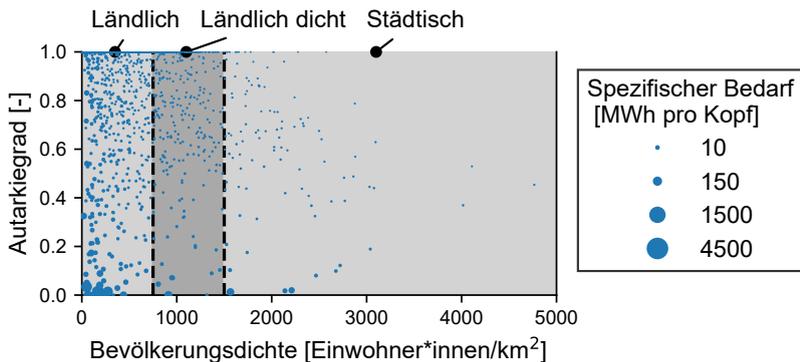


Abbildung 4.17: Autarkiegrad der Gemeinden über der Bevölkerungsdichte.

Bevölkerungsschnitt von 4240,4 pro autarker Gemeinde. Dies zeigt, dass hauptsächlich bevölkerungsarme Gemeinden energetische Autarkie erreichen könnten. Insgesamt haben 7884 dieser Gemeinden weniger als 5000 Einwohner*innen, womit diese laut BBSR [278], unter Vernachlässigung der „Grundzentralen Funktion“, als ländliche Gemeinde klassifiziert sind. Auch nach der Klassifizierung von Dornbusch et al. [279] sind 7298 der autarken Gemeinden als „ländlich“ (<150 Einwohner*innen/ km^2) und 2764 der autarken Gemeinden als „ländlich dicht“ (<750 Einwohner*innen/ km^2) kategorisiert. Auf der anderen Seite stehen 39,8 Millionen Einwohner*innen in 772 Gemeinden (durchschnittlich 51 500 Einwohner*innen pro Gemeinde), für die eine autarke Versorgung nicht möglich ist. Zum einen weisen die Gemeinden mit größeren Bevölkerungszahlen höhere Endenergiebedarfe auf, zum anderen sind die Potenziale für den Ausbau von Freiflächen-PV- und Onshore-Wind-Anlagen aufgrund der Flächenkonkurrenz geringer. Darüber hinaus zeigt die Abbildung, dass auch dünn besiedelte Gemeinden mit hohen spezifischen Bedarfen, zum Beispiel aufgrund von Industriestandorten, keine autarke Versorgung erreichen können.

Durch diesen Zusammenhang kann auch die geringe Abweichung der erreichbaren Autarkiegrade zwischen den Szenarien erklärt werden: Ein Großteil der Gemeinden, welche Energieautarkie erreichen können, verfügen über ausreichend hohe Potenziale zur Erzeugung von erneuerbaren Energieträgern, um auch in Szenarien mit reduzierten Potenzialen weiterhin hohe Autarkiegrade zu erzielen: Nur für 540 Gemeinden mit 22,6 Millionen Einwohner*innen verändert sich der Autarkiegrad zwischen *Referenz*- und *Akzeptanz*-Szenario um durchschnittlich 12,4%. Bezogen auf die 11 003 Gemeinden ergibt sich eine mittlere Abweichung des Autarkiegrads von 0,6%. Für den geringen Einfluss des Windszenarios auf die Autarkieverteilung gibt es drei Gründe: Zum einen haben 3826 Gemeinden im *Referenz*- und *Akzeptanz*-Szenario ein identisches Windpotenzial. Zum anderen kann in 2496 Gemeinden, trotz des reduzierten Potenzials auch im *Akzeptanz*-Szenario die für die optimale Konfiguration des Energiesystem benötigte Kapazität an Windenergieanlagen gebaut werden. Die verbleibenden 4141 Gemeinden müssen zwar im Vergleich zum Kostenoptimum im *Referenz*-Szenario die gebaute Windkapazität verringern, erreichen aber trotz des dadurch veränderten Energiesystems weiterhin den gleichen Autarkiegrad.

Abbildung 4.18 zeigt die installierten, elektrischen Erzeugungstechnologien für die Gemeinden, welche in allen Szenarien eine autarke Versorgungsstruktur erreichen. In allen Szenarien überwiegt die installierte Kapazität durch Dachflächen-PV-Anlagen. So entfallen beispielsweise im *Referenz*-Szenario 108,3 GW auf Dachflächen-PV-Anlagen, dies entspricht rund 40,3% der installierten Leistung. Im *Akzeptanz*-Szenario vergrößert sich der Anteil

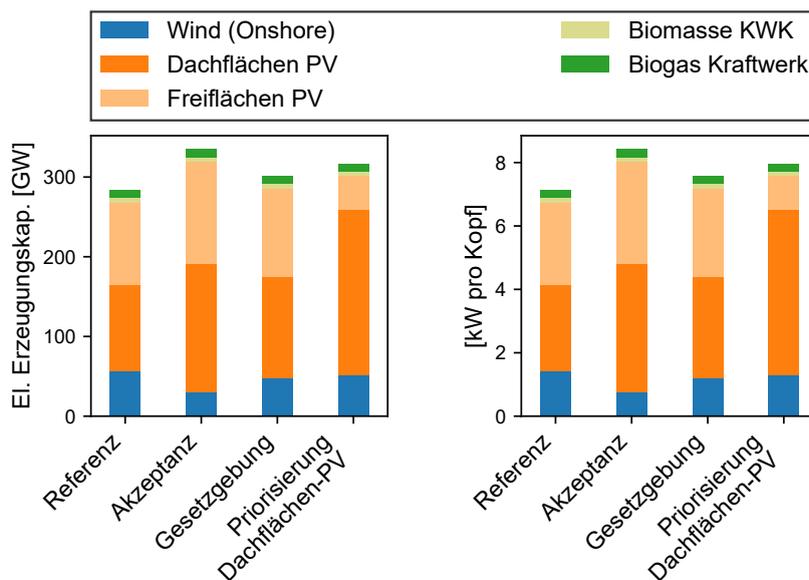


Abbildung 4.18: Elektrische Erzeugungskapazitäten in den energieautarken Gemeinden.

der Dachflächen-PV aufgrund der reduzierten Windkapazität auf 161,5 GW beziehungsweise 50,6%. Im *Priorisierung-Dachflächen-PV*-Szenario erhöht sich die gebaute Dachflächen-PV-Kapazität noch deutlicher auf 207,7 GW und 68,8% der Gesamtkapazität. Aufgrund der Gleichzeitigkeit in der PV-Erzeugung wird in diesem Szenario jedoch vor allem die Freiflächen-PV-Kapazität reduziert (-58,7%), während die Windkapazität im Vergleich zum *Referenz*-Szenario nur um 9,5% sinkt. Die Gründe für die Dominanz der Dachflächen-

PV-Kapazität in den Szenarien sind mehrdimensional: Zum einen sind die Volllaststunden der PV-Anlagen geringer als die der Onshore-Windenergieanlagen, sodass für das *Referenz*-Szenario die Erzeugung durch Onshore-Windenergieanlagen (134,5 TWh) bei kleinerer Kapazität größer ist als die Erzeugung durch Dachflächen-PV-Anlagen (97,5 TWh). Zum anderen ist die Verbrauchsnähe der Dachflächen-PV in Autarkiebetrachtungen von großer Bedeutung und ein großer Vorteil der Technologie: Die Korrelation der Dachflächen-PV-Potenziale mit den Bevölkerungsdichten der Gemeinden führt dazu, dass die Bedarfszentren im autarken Fall verstärkt auf Dachflächen-PV-Anlagen zurückgreifen. Der stärkere Ausbau der Dachflächen-PV in den autarken Gemeinden ist zusätzlich durch Gemeinden zu erklären, die gerade noch einen energetischen Autarkiegrad von 1 erreichen. In diesen Gemeinden findet eine Ausschöpfung der kompletten erneuerbaren Potenziale statt - es fehlt der Freiraum für eine kostenoptimale Zusammenstellung des Systems. Dies äußert sich beispielsweise dadurch, dass auch Dachflächen-PV-Module in Nordausrichtung gebaut werden.

Ein Beispiel für eine solche Systemzusammenstellung ist die Gemeinde Urmitz, die zwar lastgerechte Energieautarkie erreichen kann, aber dafür in allen Szenarien sämtliche Erzeugungsmöglichkeiten mobilisieren muss. Dementsprechend kann am Beispiel Urmitz ein Grund für die hohe Dachflächen-PV-Leistung betrachtet werden: Durch die vollständige Nutzung der 21,8 MW großen Dachflächen-PV-Potenziale in allen Szenarien werden auch nordausgerichteten Dachflächen genutzt, die mit 538 Volllaststunden weitaus weniger kosteneffizient sind als die südausgerichteten Dächer (1052 Volllaststunden). Die entstehenden Energiesysteme in solchen Extremgemeinden sind somit durch den Einsatz unwirtschaftlicher Komponenten weit von einem kosteneffizienten System entfernt.

Abbildung 4.19 zeigt die Speicherkapazitäten in den autarken Gemeinden für die Szenarien. Darüber hinaus ist in Abbildung 4.19 der normierte Speicherstand in allen Gemeinden über das Jahr dargestellt. Es wird ersichtlich, dass der saisonale Speicherbedarf in den energieautarken Gemeinden hauptsächlich durch eine im *Referenz*-Szenario 53,9 TWh große Wärmespeicherkapazität mit 2,0 Ladezyklen¹ (kapazitätsgewichteter Mittelwert) gedeckt wird.

Zusätzlich kommen auch Wasserstofftanks zum Einsatz, diese sind jedoch in allen Szenarien eine dezimale Größenordnung kleiner skaliert. Im *Referenz*-Szenario werden beispielsweise 1,6 TWh installiert (13,7 Ladezyklen im kapazitätsgewichteten Durchschnitt). Als Tagesspeicher kommen zentrale Batteriespeicher zum Einsatz, die aufgrund des Anwendungsfalles und den höheren kapazitätsspezifischen Kosten entsprechend kleiner dimensioniert sind (*Referenz*-Szenario: 285,1 GWh mit 179,4 Ladezyklen im kapazitätsgewichteten Durchschnitt). Außerdem ist aus Abbildung 4.19 ersichtlich, dass die Speicher im *Akzeptanz*-Szenario, in welchem weniger Windkapazitäten zur Verfügung stehen, signifikant größer dimensioniert sind, sodass Batteriespeicher, Wasserstoffspeicher und Wärmespeicher um 57,6 %, 68,8 % und 54,2 % höhere Kapazitäten gegenüber dem *Referenz*-Szenario haben. Ein Grund hierfür ist die saisonale und innettägliche Schwankung der PV-geprägten Energiebereitstellung im *Akzeptanz*-Szenario.

Abbildung 4.21 zeigt die in den autarken Gemeinden gebauten Kapazitäten, die zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme zum Einsatz kommen. Durch den Einsatz von „Power-to-Heat“-Technologien werden Strom- und Wärmesystem gekoppelt. In Kombination mit den großen Wärmespeichern wird somit auch das Stromsystem flexi-

¹Die Ladezyklen werden als vollständige Ent- und Beladungen über das Jahr definiert. Hierbei werden Teilzyklen addiert und somit ebenfalls berücksichtigt.

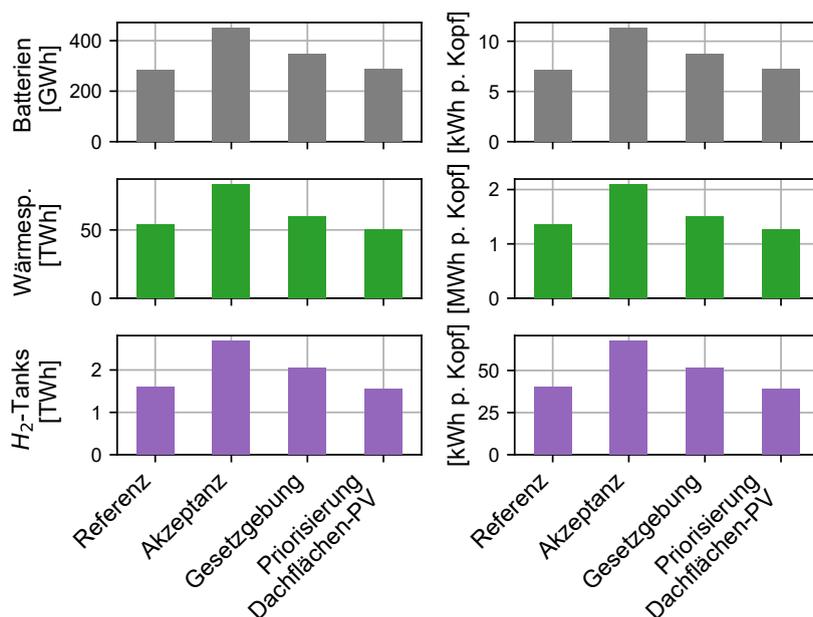


Abbildung 4.19: Speicherkapazitäten in den energieautarken Gemeinden im Szenariovergleich.

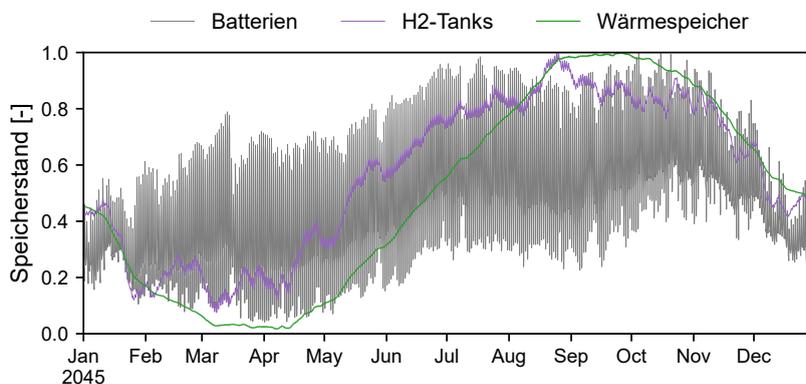


Abbildung 4.20: Normierter Stand der Speicher in allen Gemeinden über das Jahr. Durch die Aufsummierung der Speicherstände aller Gemeinden muss der niedrigste Gesamtspeicherstand des Jahres nicht zwangsläufig Null sein.

bilisiert. Dementsprechend werden im *Akzeptanz*-Szenario in Kombination mit den groß dimensionierten Wärmespeichern auch die größten Großwärmepumpenkapazitäten (81,1 GW) und Elektrodenkesselkapazitäten (19,3 GW) gebaut. Im *Referenz*-Szenario (Großwärmepumpen: 58,2 GW, Elektrodenkessel: 17,8 GW), *Gesetzgebungsszenario* (Großwärmepumpen: 68,0 GW, Elektrodenkessel: 18,8 GW) und *Priorisierung-Dachflächen-*

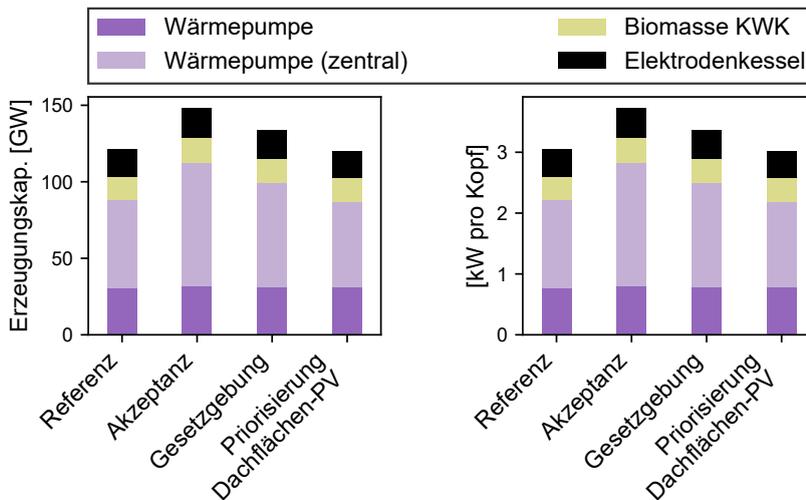


Abbildung 4.21: Kapazitäten zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme in den energieautarken Gemeinden.

PV-Szenario (Großwärmepumpen: 55,8 GW, Elektrodenkessel: 17,6 GW) fallen die Kapazitäten entsprechend kleiner aus.

In Bezug auf die Speicherkapazitäten stellt die Beispielgemeinde Urmitz ein Extrembeispiel dar: Es wird ein 28,6 GWh großer Wärmespeicher (1,5 Ladezyklen) in Kombination mit 0,7 GWh Batteriespeichern mit 21,9 Ladezyklen genutzt. Zusätzlich wird ein 1,9 GWh großer Wasserstofftank installiert. Dessen Anzahl an Ladezyklen fällt mit 1,2 deutlich geringer aus als die durchschnittliche Anzahl über alle Gemeinden. Die geringe Anzahl an Ladezyklen, welche unter normalen Bedingungen für diese Technologien nicht zu erwarten sind, verdeutlichen die Überdimensionierung der Speicher. Da die Gemeinde beinahe jede erzeugte Kilowattstunde verwerten muss, werden Speicherkapazitäten gebaut, die nur zu wenigen Zeitpunkten im Jahr genutzt werden. In Gemeinden, in denen das System freier gewählt werden kann, wie zum Beispiel Ilmenau, erreichen die 0,3 GWh großen Wasserstofftanks 32,2 und die 0,1 GWh Batterien 287,6 Ladezyklen. Der 8,5 GWh große Wärmespeicher wird mit 9,8 Ladezyklen am seltensten be- und entladen. Der Unterschied in den gebauten Kapazitäten zeigt sich auch bei Betrachtung der bevölkerungsspezifischen Batteriekapazitäten: Während in Urmitz 203,8 kWh/Einwohner*innen gebaut werden, sind es in Ilmenau 2,8 kWh/Einwohner*innen. Damit weichen beide Gemeinden im Vergleich zu den durchschnittlich 7,2 kWh/Einwohner*innen über alle autarken Gemeinden ab und vermitteln einen Eindruck für die Bandbreite innerhalb der Gemeinden.

In Abbildung 4.22 ist die Abregelung der erneuerbaren Energieträger in den autarken Gemeinden dargestellt. Trotz der groß dimensionierten Speicher werden im *Referenz*-Szenario etwa 39,1 TWh der möglichen Erzeugung abgeregelt. In einem vollständig erneuerbaren Energiesystem ist zwar mit einer höheren Abregelung zu rechnen, dennoch ist die Abregelung mit 10,6% als groß einzustufen. Diese Tatsache verdeutlicht den Zielkonflikt zwischen Speicherdimensionierung, weiterer Flexibilität im System und Abregelung im Kostenoptimum: Je größer der gebaute Speicher dimensioniert wird, desto kleiner kann die Abregelung ausfallen. Andererseits führen diese extremen Speichergrößen zu enormen Kosten,

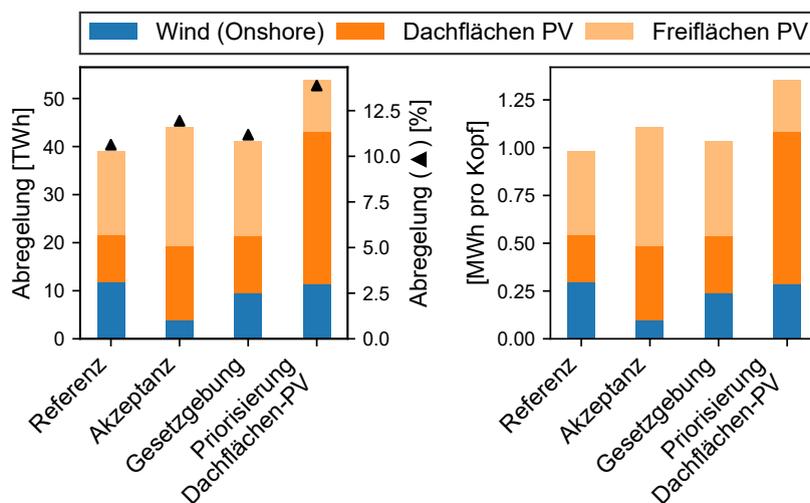


Abbildung 4.22: Abregelung der erneuerbaren Energieträger in den energieautarken Gemeinden.

sodass eine Kappung der Erzeugungsspitzen bei extrem hoher erneuerbarer Erzeugung, besonders in autarken Gemeinden kostenoptimal sein kann. Hierdurch kann eine Auslegung der Einspeicherkapazitäten (zum Beispiel Elektrolyseure für den H₂-Speicher) auf die Spitzenerzeugung vermieden werden. Abbildung 4.23 zeigt die prozentuale Abregelung

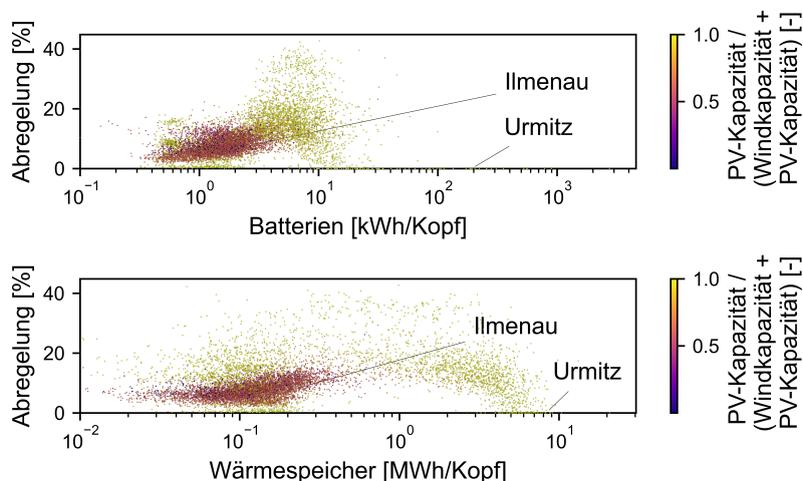


Abbildung 4.23: Punktdiagramm der Abregelung über der bevölkerungsspezifischen Batteriespeicher- (oben) und Wärmespeicherkapazität (unten).

in den Gemeinden über den bevölkerungsspezifischen Batteriespeicher- beziehungsweise Wärmespeicherkapazitäten im Referenzszenario. Die Farbgebung der Punkte zeigt darüber hinaus den Anteil der PV-Kapazität an der gesamten erneuerbaren Kapazität. In den ener-

gieautarken Gemeinden zeigt sich ein differenziertes Bild: In Gemeinden wie Urmitz, die knapp die lastgerechte Autarkie erreichen, muss nahezu jede Kilowattstunde genutzt werden, sodass es in dieser Gemeinde in keinem der Szenarien zu Abregelungen kommt. Um dies zu erreichen, müssen in diesen Gemeinden sehr große Speicherkapazitäten gebaut werden. In Gemeinden mit größeren Freiheitsgraden im Energiesystemdesign wie Ilmenau führen hingegen größere Abregelungen und kleinere Speicherkapazitäten zum kostenoptimalen Energiesystem, sodass in Ilmenau im *Referenz*-Szenario beispielsweise eine Abregelung von 7,9% resultiert. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass die PV-lastigen Systeme (gelb) häufig mit hohen Abregelungen und/oder großen Speicherkapazitäten einhergehen. Dementsprechend zeigt sich durch Abbildung 4.23 einerseits den Vorteil eines ausgeglichenen Erzeugungsmixes und andererseits den Zielkonflikt zwischen Flexibilität und Abregelung.

Obwohl die PV-Kapazitäten im *Akzeptanz*-Szenario mit 90,5% der installierten erneuerbaren Kapazität anteilig größer als im *Referenz*-Szenario sind und damit eine höhere Gleichzeitigkeit der Erzeugung vorliegt, ist die Abregelung mit 11,9% nur geringfügig höher. Die Speicher sind jedoch, wie oben beschrieben, deutlich größer dimensioniert, wodurch der moderate Anstieg der Abregelung durch eine Verschiebung innerhalb des Zielkonfliktes zwischen Flexibilität und Abregelung erklärt werden kann. Im *Priorisierung-Dachflächen-PV*-Szenario steigt die Abregelung dagegen deutlich auf 13,9%, weil die zusätzlich gebaute Dachflächen-PV-Kapazität trotz erhöhter Abregelung aufgrund der künstlich reduzierten Investitionskosten kostenoptimal ist. Dies zeigt sich auch am großen Anteil der Dachflächen-PV-Anlagen an der Abregelung.

Die Struktur der Prozesswärmebereitstellung in den autarken Gemeinden ist in Abbildung 4.24 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Erzeugung der Prozesswärme im Szenariovergleich kaum Unterschiede aufweist. Während das Fernwärmenetz für den Nieder-

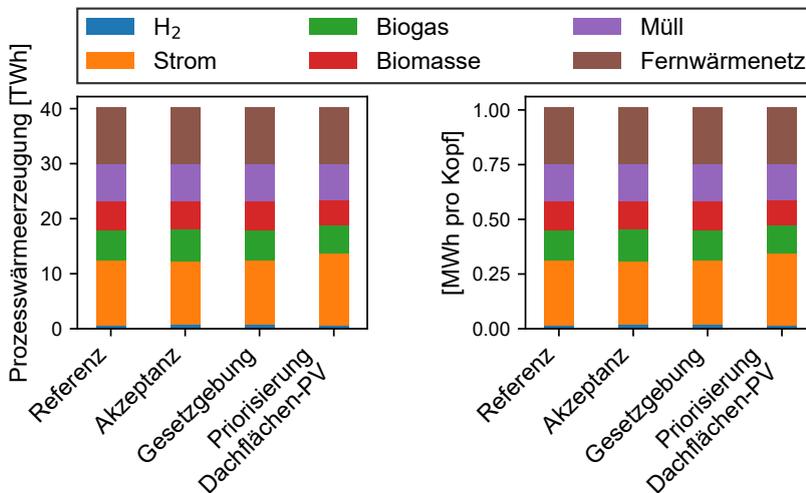


Abbildung 4.24: Prozesswärmebereitstellung in den energieautarken Gemeinden.

temperaturbereich im *Referenz*-Szenario den größten Anteil übernimmt, wird für den Mitteltemperaturbereich Müll mit 66,2% und Biomasse mit 10,7% als Energieträger verwendet. Der Hochtemperaturbedarf wird durch die Nutzung von Biokohle (21,3%), die aus Biomasse-

se durch Torrefizierung gewonnen wird, und Biogas (26,8 %) gedeckt. Da das Vorkommen von Biomasse und Biogas in den Gemeinden durch Potenzialgrenzen beschränkt ist, gibt es eine regionale Diskrepanz zwischen dem Aufkommen der Bioenergieträger und dem Bedarf zur Prozesswärmeerzeugung. Aufgrund dessen kann eine deutliche Elektrifizierung der Mittel- (22,6 %) und Hochtemperaturwärmeerzeugung (48,9 %) beobachtet werden. Wasserstoff wird lediglich zu 2,9 % zur Hochtemperaturprozesswärmeerzeugung eingesetzt. Es sei angemerkt, dass der stoffliche Wasserstoffbedarf in der Industrie, zum Beispiel zur Ammoniakproduktion, in diesen Zahlen nicht enthalten ist.

Abbildung 4.25 zeigt die spezifischen Systemkosten in den energieautarken Gemeinden auf einer logarithmischen Achse. Diese weisen über alle Gemeinden hinweg starke Schwankun-

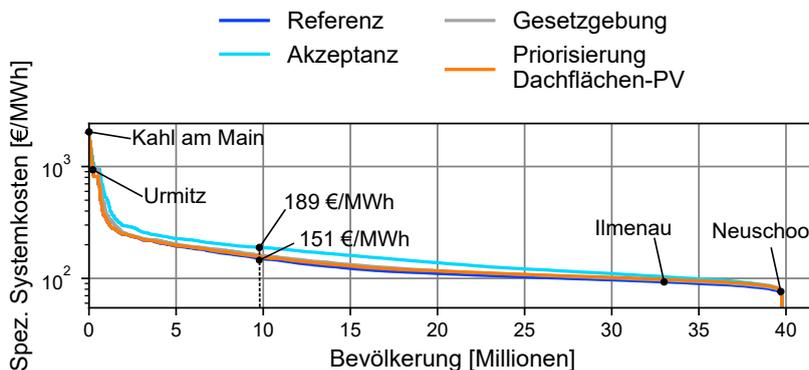


Abbildung 4.25: Spezifische Systemkosten in energieautarken Gemeinden für die erneuerbaren Szenarien. Zur Berechnung der spezifischen Systemkosten wird der stromäquivalenten Bedarf als Bezugsgröße gewählt (vgl. Abschnitt 3.3.3).

gen auf: Im *Referenz*-Szenario sind die spezifischen Kosten in Neuschoo in Niedersachsen mit 67,2 €/MWh am niedrigsten, während in Kahl am Main in Bayern mit 2041,6 €/MWh die höchsten Kosten auftreten. Damit sind die Kosten in Kahl am Main etwa doppelt so hoch wie in Urmitz, das, wie oben ausgeführt, nur mit extremen und sehr teuren Maßnahmen ein autarkes Energiesystem erreichen kann.

Für Gemeinden mit einer Gesamtbevölkerung von insgesamt 30 Millionen ist im *Referenz*-Szenario ein autarkes System mit Kosten unter 151,1 €/MWh zu erreichen, im Durchschnitt ergeben sich Kosten von 121,6 €/MWh pro Gemeinde. Der bevölkerungsgewichtete Mittelwert fällt mit 144,2 €/MWh höher aus. Dies zeigt, dass die bevölkerungsreichen Gemeinden im Schnitt höhere spezifische Kosten zu tragen haben. Das *Akzeptanz*-Szenario weist, aufgrund der verringerten Windkapazitäten, die höchsten Kosten aller Szenarien auf. Zum einen können etwaige Überkapazitäten, die im *Referenz*-Szenario zum kostenoptimalen System führen, nicht gebaut werden. Zum anderen stellen sich öfter PV-lastige Systeme ein, in denen beispielsweise die Batteriespeicher größer dimensioniert werden müssen (vgl. Abbildung 4.19). Hierdurch ergeben sich im *Akzeptanz*-Szenario durchschnittliche Kosten von 138,1 €/MWh, auch die bevölkerungsgewichteten durchschnittlichen Kosten fallen mit 174,1 €/MWh für dieses Szenario höher aus. Für eine Bevölkerung von 30 Millionen können spezifische Systemkosten von weniger als 189,3 €/MWh erreicht werden. Durch die künstlich reduzierten Investitionskosten für Dachflächen-PV-Anlagen im *Priorisierung-Dachflächen-PV*-Szenario, die nachträglich auf die Systemkosten draufgerechnet wer-

den, ergeben sich höhere Systemkosten. Die fehlende Information des Modells über die tatsächlichen Kosten von Dachflächen-PV-Anlagen führt zu einer Abweichung vom gesamtgesellschaftlichen Kostenoptimum. Dementsprechend liegt der bevölkerungsgewichtete Mittelwert bei 148,8 €/MWh und damit leicht über dem *Referenz*-Szenario, aber deutlich unter dem *Akzeptanz*-Szenario.

Abbildung 4.26 zeigt ein Punktdiagramm der spezifischen Systemkosten über dem Anteil der Windkapazität an der erneuerbaren Erzeugungskapazität für alle 5948 (54,0 %) Gemeinden im *Referenz*-Szenario, in denen das Windpotenzial nicht vollständig genutzt wird. Dies bedeutet, dass die 5948 abgebildeten Gemeinden theoretisch noch weitere Windkapazitäten ausbauen könnten. 99 % der betrachteten Gemeinden liegen über 12 % und unter

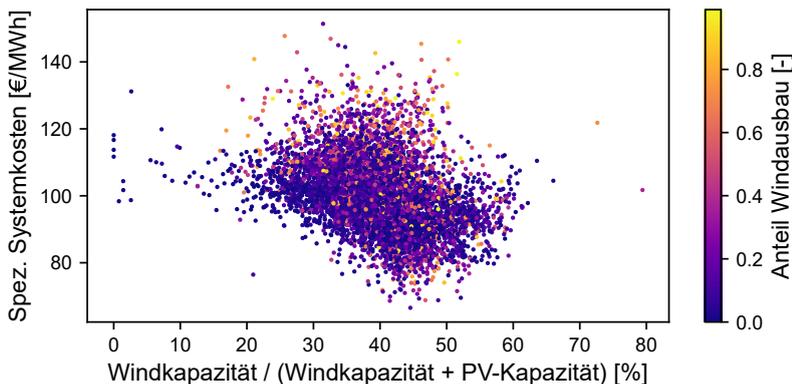


Abbildung 4.26: Punktdiagramm der Systemkosten über dem Anteil der installierten Windkapazität an der gesamten erneuerbaren Kapazität für alle Gemeinden, die ihr Windpotenzial nicht voll ausschöpfen.

59 % Windanteil an der erneuerbaren Kapazität bei spezifische Systemkosten von unter 151,4 €/MWh. Im Durchschnitt liegen die spezifischen Systemkosten der Gemeinden bei 100,2 €/MWh, betrachtet man den bevölkerungsgewichteten Mittelwert ergeben sich Systemkosten von 100,3 €/MWh. Im Vergleich zu der Gesamtheit der autarken Gemeinden im *Referenz*-Szenario sind die spezifischen Systemkosten demnach 17,6 % beziehungsweise 43,8 % geringer. Ein ausgewogener Erzeugungsmix und die freie Wahl der erneuerbaren Technologien ist somit ausschlaggebend für moderate Systemkosten in den Gemeinden.

Etwa die Hälfte der Bevölkerung könnte, in allen in diesem Unterkapitel betrachteten Szenarien, in energieautarken Gemeinden leben. Hierfür werden in den Gemeindesystemen große Flexibilitäten insbesondere durch die Kombination von „Power-to-Heat“-Technologien mit zentralen Wärmespeichern bereitgestellt. Weiterhin werden große erneuerbaren Überkapazitäten installiert, die in einer Abregelung von bis zu 11,9 % im PV-lastigen *Akzeptanz*-Szenario münden. Die Vorteile von ausgeglicheneren Erzeugungsstrukturen in den einzelnen Gemeinden zeigen sich auch durch die signifikant größeren Speicherkapazitäten und die höheren Systemkosten im *Akzeptanz*-Szenario. Insgesamt ergeben sich auch im *Referenz*-Szenario für einen großen Anteil der Bevölkerung hohe Kosten für eine autarke Versorgungsstruktur auf Gemeindeebene. Am Beispiel der Extremgemeinde Urmitz wird zudem ein weiteres Problem autarker Gemeinden deutlich: In vielen dicht besiedelten Gemeinden sind die Kosten für den Aufbau einer autarken Versorgungsstruktur exorbitant hoch. Zudem ist in anderen Gemeinden die Deckung des Energiebedarfs ohne Importe nicht

möglich.

4.2.2 Fallstudie in der individuellen Gemeindebetrachtung

Im Folgenden werden die Energiesysteme von zwei Beispielmunicipalitäten, die bereits in Abschnitt 4.2.1 behandelt wurden, im Detail vorgestellt. Konkret wird auf die Energiesysteme der Gemeinden Ilmenau und Urmitz eingegangen, an deren Beispiel Aspekte vorgestellt werden, die bei der Betrachtung der Gesamtheit der Gemeinden nicht vollständig erläutert werden können.

Abbildung 4.27 zeigt die elektrischen Erzeugungskapazitäten in Ilmenau im Szenariovergleich. Im *Referenz*-Szenario kann eine autarke Energieversorgung erreicht werden, ohne

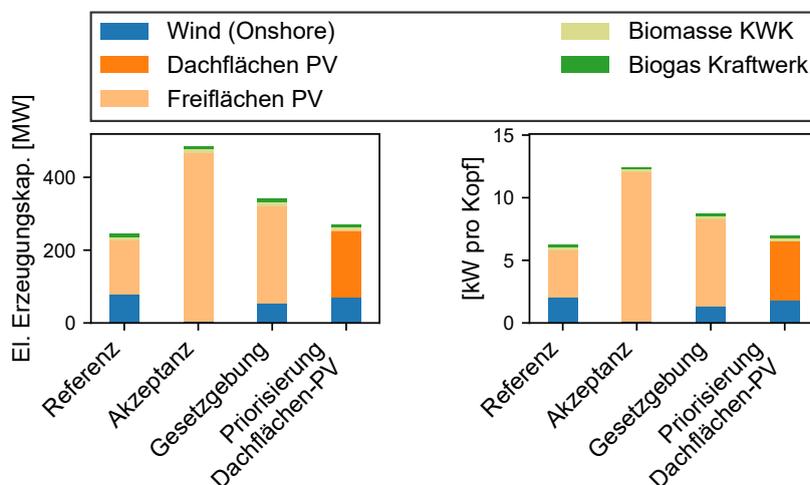


Abbildung 4.27: Elektrische Erzeugungskapazitäten im Szenariovergleich für Ilmenau.

dass ein Vollausbau der erneuerbaren Energieträger erforderlich ist. So werden im *Referenz*-Szenario lediglich 40,0% des Windpotenzials, 28,9% des Freiflächen-PV-Potenzials und 0,0% des Dachflächen-PV-Potenzials genutzt. Im *Akzeptanz*-Szenario wird das reduzierte Windpotenzial durch eine gesteigerte Freiflächen-PV-Kapazität ausgeglichen. Auf diese beiden Szenarien wird im Folgenden näher eingegangen.

Abbildung 4.28 zeigt die Stromerzeugung sowie den Stromverbrauch in einer Winterperiode (01. bis 15. Januar) in Ilmenau für das *Referenz*-Szenario. Durch die große Überkapazität an Windkraft- (79,7 MW) und Freiflächen-PV-Anlagen (147,1 MW) im autarken Energiesystem, werden die Erzeugungsspitzen bei gleichzeitiger Erzeugung durch Wind- und PV-Anlagen abgeregelt. Gleiches lässt sich im Sommer schon bei geringer Wintererzeugung durch die hohen Spitzen der Freiflächenphotovoltaik beobachten (siehe Abbildung B.2). Die Abregelung wird hierbei zum einen durch das ausgebaute intranodale Netz (161,1 MW) bestimmt, da sich eine Erhöhung der Netzkapazität für wenige Stunden im Jahr nicht lohnt. Zum anderen ist es nicht kostenoptimal, weitere *Power-to-X*-Kapazitäten wie Wärmepumpen, Elektrolyseure und Batteriespeichern auf die maximale Erzeugung der erneuerbaren Energieträger

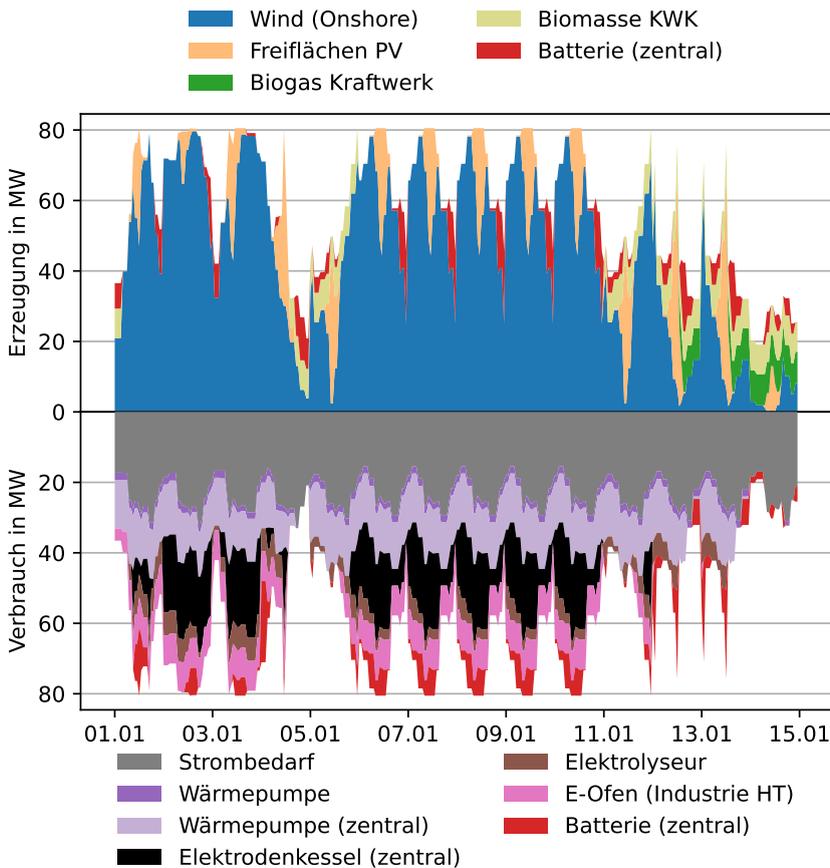


Abbildung 4.28: Stromerzeugung und -bedarf in einem beispielhaften Winterzeitraum in Ilmenau.

auszulegen. Insgesamt ergibt sich so für Ilmenau eine Abregelung von 29,8 GWh, was 7,9 % der theoretisch möglichen Erzeugung entspricht.

Die trotz der Abregelung hohen Stromerzeugungsspitzen werden zum einen in einem 107,0 MWh großen Batteriespeicher eingespeichert. Zum anderen werden die Power-to-X-Technologien (zum Beispiel Elektrolyseure, Wärmepumpen, Elektrodenkessel) bei hoher erneuerbarer Erzeugung betrieben, sodass sich eine zeitliche Verschiebung des optimierten Strombedarfs zu den Erzeugungsspitzen einstellt.

Abbildung 4.29 zeigt die Wärmeerzeugung und den Wärmebedarf für den beispielhaften Winterzeitraum. Es ist zu erkennen, dass die wärmeseitige Flexibilisierung durch zentrale Wärmespeicher erreicht wird. Der zentrale Erdwärmespeicher (8,5 GWh) wird aufgrund der geringen kapazitätsspezifischen Kosten im Vergleich zu den anderen für die Gemeinde verfügbaren Speichertechnologien sowie der vergleichsweise geringeren Selbstentladung mit geringen 9,8 Ladezyklen eingesetzt. Im Vergleich zur Gesamtheit der Gemeinden (vgl. Abschnitt 4.2.1) sind die Ladezyklen jedoch höher, was auf eine bes-

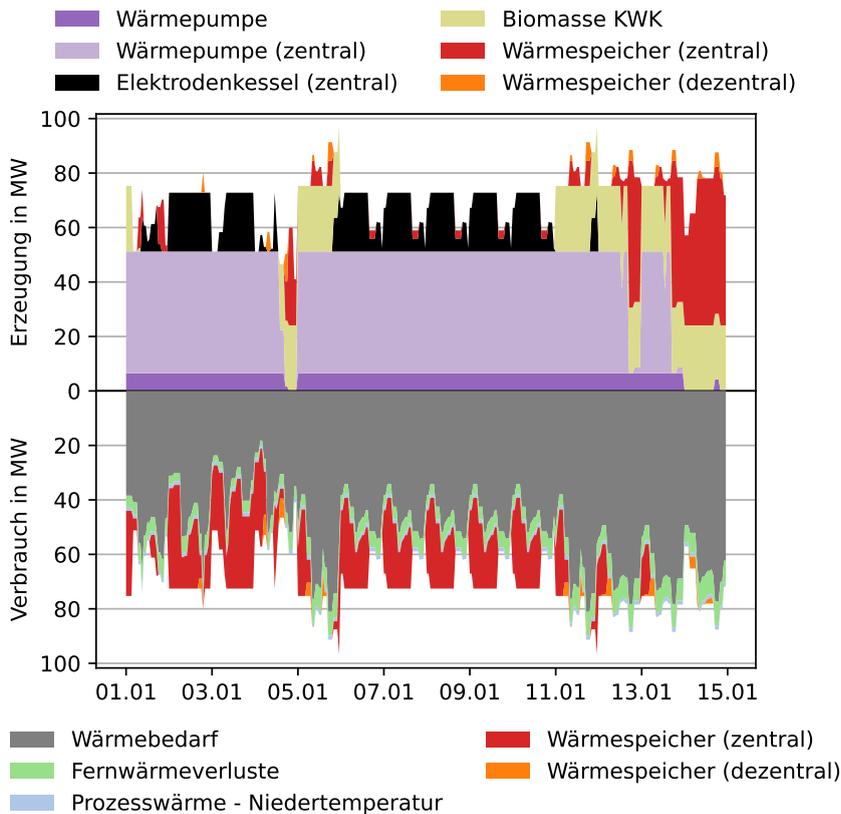


Abbildung 4.29: Wärmeerzeugung und -bedarf in einem beispielhaften Winterzeitraum in Ilmenau.

sere Auslastung des Speichers über das Jahr hindeutet. Darüber hinaus wird ersichtlich, dass eine Wärmepumpenkapazität größer als $51,2 \text{ MW}_{\text{th}}$ aufgrund der hohen kapazitätsspezifischen Investitionskosten nicht ökonomisch sinnvoll ist. Demzufolge wird bei höherem Wärmebedarf Wärme aus den Wärmespeichern ausgespeichert, eine Biomasse-KWK-Anlage ($24,1 \text{ MW}_{\text{th}}$) betrieben und ein Elektrodenkessel ($21,6 \text{ MW}_{\text{th}}$) eingesetzt.

Weitere Flexibilität wird über die Kopplung des Strom- und Wasserstoffsystems bereitgestellt. Überschussstrom wird mit einem $6,6 \text{ MW}$ -Elektrolyseur, der mit $4292,8$ Volllaststunden betrieben wird, genutzt, um Wasserstoff herzustellen. Durch eine Zwischenspeicherung im $0,27 \text{ GWh}$ großen Wasserstoffspeicher wird eine weitere Flexibilisierung des Energiesystems in Ilmenau erreicht.

Um das Energiesystem in Ilmenau für verschiedene Autarkiegrade auszuwerten, wird dieser in 5% -Schritten exogen vorgegeben. Abbildung 4.30 zeigt den Anteil der gebauten Kapazität von ausgewählten Technologien über dem Autarkiegrad. Jeder Autarkieschritt ist somit eine eigene Optimierung, wodurch jeweils ein individuelles System pro Stützpunkt vorliegt. Durch die Systemwechsel können Sprünge im Verlauf entstehen. Zum Beispiel kann bei einem Autarkiegrad von 80% bis 85% erkannt werden, dass die Kapazität des

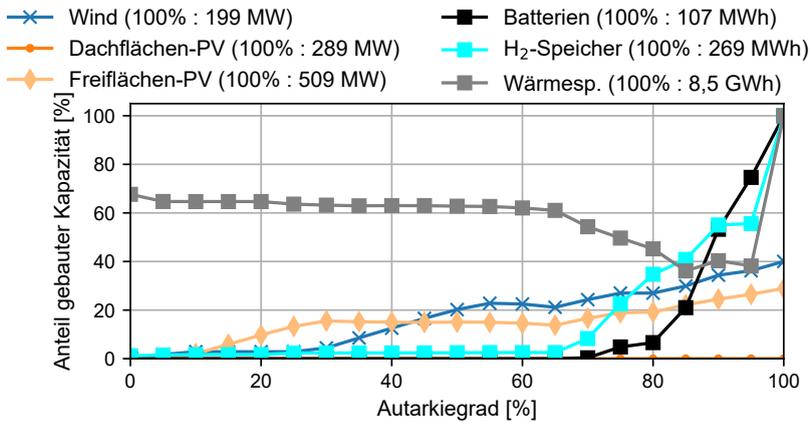


Abbildung 4.30: Anteil gebauter Kapazität für ausgewählte Technologien über dem Autarkiegrad in Ilmenau für das *Referenz*-Szenario. Jeder Autarkieschritt ist eine eigene Optimierung. Die Auswertung sollte somit nicht als Schrittfolge interpretiert werden. Für die erneuerbaren Energieträger bezieht sich die Prozentzahl auf das Ausbaupotenzial in der Region. Der prozentuale Ausbau der Speichertechnologien ist auf den maximal auftretenden Ausbau für die verschiedenen Autarkiegrade bezogen.

Wärmespeichers von 3,8 GWh auf 3,1 GWh abnimmt. Demgegenüber steigen die Kapazitäten von Batterie- und Wasserstoffspeicher an. Darüber hinaus wird Biomasse, die bei einem Autarkiegrad von 80 % noch zur Prozesswärmeerzeugung genutzt wird, bei 85 % zunehmend zur flexiblen Erzeugung von Strom und Wärme in Biomasse-KWK-Anlagen (+27 % Wärme- und Stromerzeugung) eingesetzt. Dadurch wird einerseits mehr Strom zur Hochtemperaturwärmeerzeugung verwendet, andererseits reicht eine kleinere Dimensionierung des Wärmespeichers aus. Das sprunghafte Verhalten zeigt, dass die Auswertung für unterschiedliche Autarkiegrade nicht als Weg zur Autarkie interpretiert werden sollte, sondern als voneinander getrennte Systeme.

Die Speichertechnologien erreichen ihre Maxima für das lastgerecht autarke System (Autarkiegrad=100 %). Um den Schritt von 80 % Autarkie bis zum vollautarken System zu vollziehen, wird ein fast dreimal so großer (Faktor 2,9) Wasserstoffspeicher gebaut, während sich die Kapazität des Batteriespeichers sogar verfünffach. Die Freiflächen-PV-Kapazität erhöht sich um 52,1 % von 96,7 MW auf 147,1 MW; die Windkapazität steigt um 48,4 % von 53,7 MW auf 79,7 MW. Abbildung 4.31 (a) zeigt die Abregelung über dem Autarkiegrad für Ilmenau. Trotz der signifikant höheren Speicherkapazität erreicht die Abregelung bei einem Autarkiegrad von 100 % mit 29,8 GWh (7,9 %) ihr Maximum. Da in Ilmenau im *Referenz*-Szenario ausreichend Wind- und PV-Potenziale zur Verfügung stehen, stellt sich bei einer gleichmäßigen Wind- und PV-Erzeugung (40,3 % PV-Erzeugung) eine im Vergleich zur Gesamtheit der Gemeinden (10,3 %, vgl. Abschnitt 4.2.1) geringere Abregelung ein.

In Abbildung 4.31 (b) sind die spezifischen Systemkosten für verschiedene, zeitlich konstante Stromimportpreise (50-150 €/MWh) über dem Autarkiegrad aufgetragen. Hierbei werden die Autarkiegrade exogen vorgegeben, das heißt der Einkauf ist nicht Teil der Optimierung, sondern wird als Anteil des äquivalenten Bedarfs vorgeschrieben. Beispielsweise kann für einen Autarkiegrad von 50 % und Importkosten von 100 €/MWh abgelesen werden, dass die

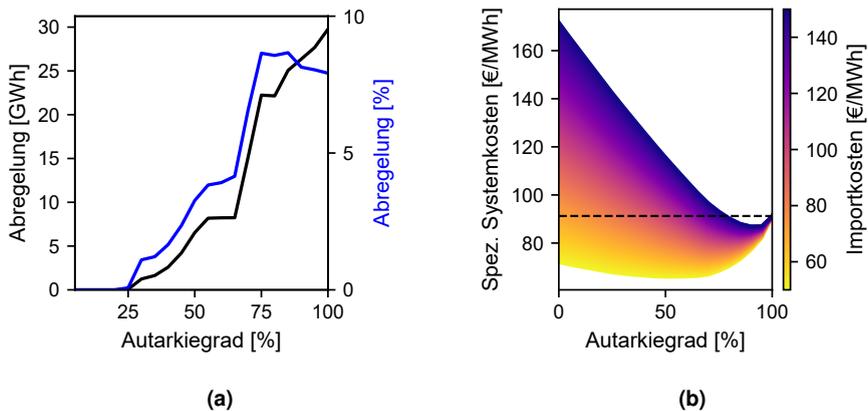


Abbildung 4.31: Abregelung (a) und spezifische Systemkosten (b) über dem Autarkiegrad in Ilmenau für das *Referenz*-Szenario.

spezifische Systemkosten mit $90,8 \text{ €/MWh}$ unter dem Einkaufspreis liegen. Es ist zu erkennen, dass durch die ausgewogene Erzeugungsstruktur im lastgerecht autarken Energiesystem spezifische Systemkosten von $91,3 \text{ €/MWh}$ erreicht werden können. Darüber hinaus kann festgestellt werden, dass selbst für hohe Einkaufspreise von zum Beispiel 120 €/MWh , der kostenoptimale Fall für 85% Autarkie erreicht wird. Dementsprechend wäre selbst bei sehr hohen zukünftigen Strompreisen eine autarke Versorgung nicht kosteneffizient. Wenn Strom zu niedrigeren Preisen wie beispielsweise 80 €/MWh eingekauft werden kann, ergibt sich der kostenoptimale Autarkiegrad bereits bei 70%.

Abbildung 4.32 zeigt den Anteil gebauter Kapazitäten über dem Autarkiegrad im *Akzeptanz*-Szenario. Im Vergleich der beiden Szenarien zeigt sich, dass die stark reduzierten Windkapazitäten durch einen nahezu vollständigen Ausbau (91,0%) der Freiflächen-PV kompensiert wird. Dies führt zu einem PV-lastigen System, wodurch die Speicher- und Flexibilitätskapazitäten größer dimensioniert werden müssen. Beispielsweise ergibt sich im *Akzeptanz*-Szenario ein 3,8-fach größerer Batterie- und ein 2,3-fach größerer Wärmespeicher als im *Referenz*-Szenario.

Abbildung 4.33 (a) zeigt darüber hinaus den Verlauf der Abregelung in Ilmenau für das *Akzeptanz*-Szenario. Insbesondere der Ausschluss der Waldflächen führt dazu, dass sich das Potenzial für den Zubau von Windenergieanlagen merklich auf 5 MW reduziert. Durch die Gleichzeitigkeit in der Erzeugung und der damit verbundenen Kosten für den Ausgleich von saisonalen und inertäglichen Mustern, ergibt sich eine sehr hohe kostenoptimale Abregelung von $145,9 \text{ GWh}$ beziehungsweise 29,1% für das lastgerecht autarke System. Die Abregelung ist für den Schritt von 90% auf 100% Autarkiegrad mehr als doppelt so hoch (+142%). Insbesondere zur Erreichung der letzten Prozentpunkte Autarkiegrad steigt die Abregelung somit extrem an. Dies kann dadurch erklärt werden, dass für diesen Schritt auch 45,6% mehr Freiflächen-PV-Kapazität zugebaut wird, die vermehrt abgeregelt wird, da die Erzeugungsspitzen deutlich über dem Bedarf liegen. Hierdurch erhöhen sich auch die spezifischen Systemkosten, die in Abbildung 4.33 (b) über dem Autarkiegrad aufgetragen sind. Das lastgerecht autarke System weist im *Akzeptanz*-Szenario mit $122,8 \text{ €/MWh}$ 34,6% höhere Kosten als im *Referenz*-Szenario auf. Darüber hinaus wird der kostenoptimale Autarkiegrad im Vergleich zum *Referenz*-Szenario früher erreicht: Für Einkaufspreise von 120 €/MWh verringert sich dieser von 85% auf 75% und für Einkaufspreise von 80 €/MWh

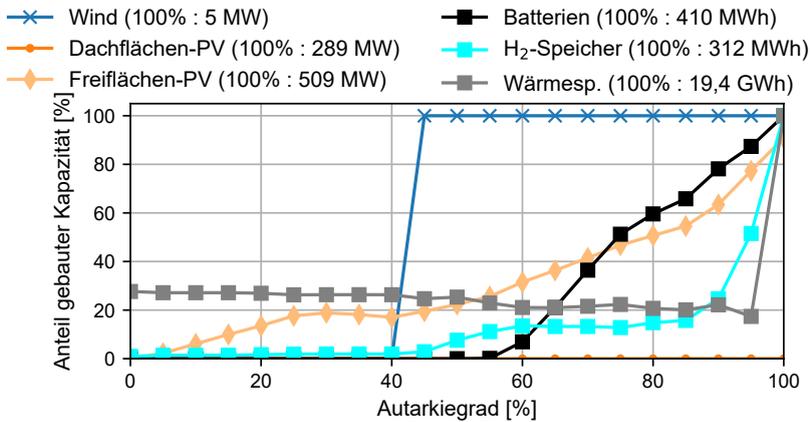


Abbildung 4.32: Anteil gebauter Kapazität für ausgewählte Technologien über dem Autarkiegrad in Ilmenau für das *Akzeptanz*-Szenario. Jeder Autarkieschritt ist eine eigene Optimierung. Die Auswertung sollte somit nicht als Schrittfolge interpretiert werden. Für die erneuerbaren Energieträger bezieht sich die Prozentzahl auf das Ausbaupotenzial in der Region. Der prozentuale Ausbau der Speichertechnologien ist auf den maximal auftretenden Ausbau für die verschiedenen Autarkiegrade bezogen.

von 70 % auf 55 %.

In Ilmenau zeigt sich in diesem Vergleich der Vorteil einer ausgeglichen Erzeugungsstruktur: Die geringeren Speicher- und Flexibilitätskapazitäten sowie die geringere Abregelung im *Referenz*-Szenario führen zu deutlich reduzierten Systemkosten im Vergleich zum *Akzeptanz*-Szenario. Außerdem zeigt sich anhand der Untersuchung verschiedener Autarkiegrade eine Pareto-Ähnliche Gesetzmäßigkeit: Für die letzten 20 % Autarkie sind enorme Kapazitätserhöhungen notwendig.

Die Gemeinde Urmitz kann im Gegensatz zu Ilmenau nur unter großen Anstrengungen eine autarke Energieversorgung erreichen. Abbildung 4.34 zeigt den Ausbau ausgewählter Technologien über dem Autarkiegrad für das *Referenz*-Szenario. Für hohe Autarkiegrade muss ein Großteil der Erzeugung durch Dachflächen-PV-Anlagen erfolgen. Ab einem Autarkiegrad von 80 % ist ein Vollausbau der erneuerbaren Energieträger zu erkennen, sodass für höhere Autarkiegrade keine Überkapazitäten aufgebaut werden können. Zusätzlich wird auch ein Großteil der Speicherkapazitäten erst ab diesem Schwellenwert hinzugebaut. Insbesondere bei den mit hohen Kosten verbundenen Batteriespeichern ist der extreme Zuwachs erst beim 100 % autarken System zu erkennen.

Auch beim Blick auf die Abregelung in Abbildung 4.35 (a) wird ersichtlich, dass diese ab einem Autarkiegrad von 75 % abnimmt, bis sie im lastgerecht autarken System 0 erreicht: Das System kann nicht mehr abregeln, ohne Energiebedarf abzuwerfen, sodass jede Erzeugungsspitze genutzt oder eingespeichert werden muss. Die Kosten für diese Einspeicherung sind entscheidend für die hohen spezifischen Systemkosten, die sich für ein autarkes System in Urmitz ergeben. Besonders die Kosten der Batterien sind mit 37,7 % an den Gesamtkosten ausschlaggebend. Zusätzlich haben die zentralen Wärmepumpen einen Anteil von 30,8 %, die mit $134,7 \text{ MW}_{\text{th}}$ extrem groß dimensioniert sind. In Kombination mit

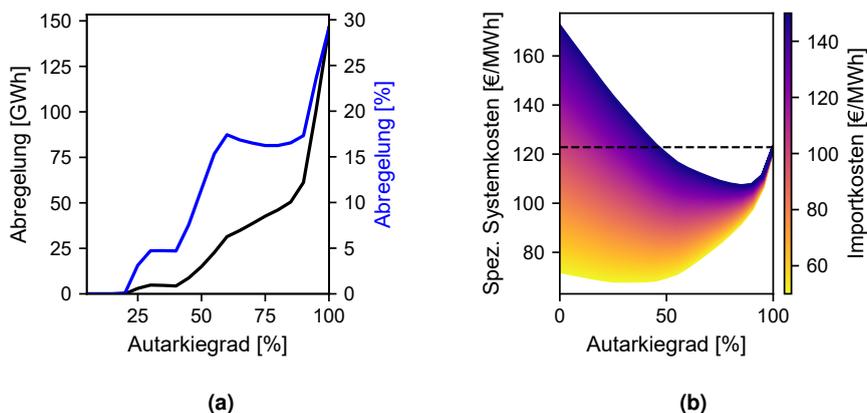


Abbildung 4.33: Abregelung (a) und spezifische Systemkosten (b) über dem Autarkiegrad in Ilmenau für das *Akzeptanz*-Szenario.

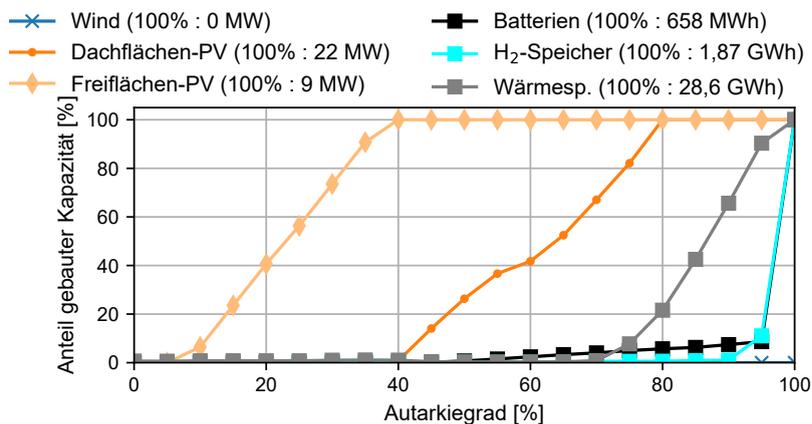


Abbildung 4.34: Anteil gebauter Kapazität für ausgewählte Technologien über dem Autarkiegrad in Urmitz für das *Referenz*-Szenario. Jeder Autarkieschritt ist eine eigene Optimierung. Die Auswertung sollte somit nicht als Schrittfolge interpretiert werden. Für die erneuerbaren Energieträger bezieht sich die Prozentzahl auf das Ausbaupotenzial in der Region. Der prozentuale Ausbau der Speichertechnologien ist auf den maximal auftretenden Ausbau für die verschiedenen Autarkiegrade bezogen.

dem 0,7 GWh großen Batteriespeicher werden die hohen Wärmepumpenspitzen zu Zeiten hoher Wärmepumpenleistungszahlen genutzt, um den 28,6 GWh großen Wärmespeicher zu beladen. Abbildung 4.35 (b) zeigt die spezifischen Kosten in Urmitz über dem Autarkiegrad. Während bei einem Autarkiegrad von 90% erhöhte Kosten zwischen 179,8 und 274,8 €/MWh auftreten, ist ein lastgerecht autarkes System aus den oben genannten Gründen mit 941,8 €/MWh extrem teuer.

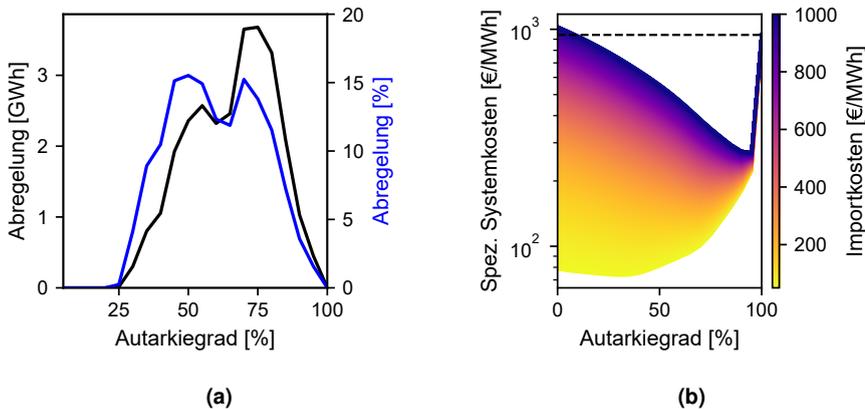


Abbildung 4.35: Abregelung (a) und spezifische Systemkosten (b) über dem Autarkiegrad in Urmitz.

4.2.3 Auswirkung von Stromhandel auf die Ergebnisse

Im Folgenden wird das *Referenz*-Szenario um die Möglichkeit des Stromimports und -exports erweitert. Hierzu werden alle Gemeinden zum einen in zwei Szenarien mit konstantem Ein- und Verkaufspreis analysiert, zum anderen werden zwei Preiszeitreihen (vgl. Abschnitt 3.4.1) zur Strompreismodellierung genutzt.

Die Preiszeitreihen basieren auf der Annahme, dass die erneuerbaren Energieträger die Haupttreiber der Strombörsenpreise sind. Die Strompreiszeitreihen modellieren somit die Entwicklung der regionalen Energiesysteme im Zusammenspiel mit einem Gesamtsystem mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Erzeugung. Im Gegensatz dazu erreichen Großkraftwerke konstantere Stromgestehungskosten. Die Annahme eines konstanten Strompreises stellt somit einen fiktiven Extremfall eines Energiesystems dar, in dem Großkraftwerke die Preistreiber sind.

Die Strompreiszeitreihen werden so kalibriert, dass die gebauten Kapazitäten in allen Gemeinden denen des nationalen *Referenz*-Szenarios (vgl. Abschnitt 4.3.2) mit Zeitreihenaggregation der vorliegenden Arbeit entsprechen. Die Spreizung der Zeitreihen wird dabei solange angepasst, bis die Zielkapazitäten erreicht sind. Abbildung 4.36 zeigt die gebauten Kapazitäten für die kalibrierten Zeitreihen im Vergleich zu den Zielwerten des *Referenz*-Szenarios der nationalen Analyse. Zusätzlich ist für die *Preiszeitreihe*¹ eine kleinere und größere Spreizung der Zeitreihe dargestellt, um die Vorgehensweise zu verdeutlichen. Es ist zu erkennen, dass durch eine größerer Spreizung der Zubau von Windenergieanlagen bevorzugt wird. Bei einer geringeren Spreizung wird hingegen der PV-Zubau favorisiert. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass die PV-Erzeugungzeitreihen eine höhere Gleichzeitigkeit aufweisen und die PV-Erzeugung somit vermehrt zu Zeiten mit niedrigen Preisen auftritt. Dadurch werden die PV-Anlagen durch die niedrigeren Preise stärker benachteiligt, während die höheren Preise nur selten von den PV-Anlagen abgerufen werden können. Die *Preiszeitreihe*¹ und *Preiszeitreihe*² werden auf eine Spreizung von 28 €/MWh bis 89 €/MWh beziehungsweise 1 €/MWh bis 112 €/MWh kalibriert. Nach der Kalibrierung ist die Abweichung zwischen der installierten Leistung aller erneuerbaren Energieträger in den Gemeinden mit kalibrierten Strompreiszeitreihen und den resultierenden Ka-

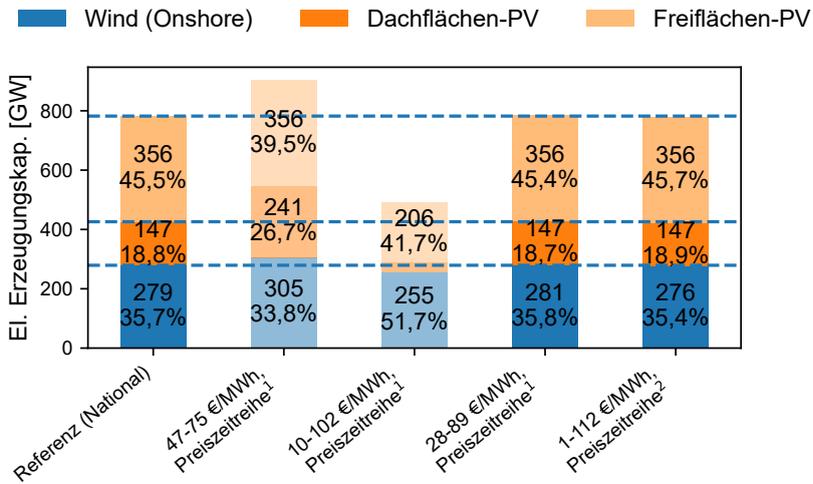


Abbildung 4.36: Kalibrierung der Preiszeitreihe auf die gebauten erneuerbaren Kapazitäten im nationalen Referenz-Szenario der vorliegenden Arbeit.

pazitäten im nationalen Kontext kleiner als 1 %.

Abbildung 4.37 zeigt die installierten elektrischen Erzeugungskapazitäten für die verschiedenen Strompreisannahmen. Die geringsten Kapazitäten werden in den beiden Szenarien mit

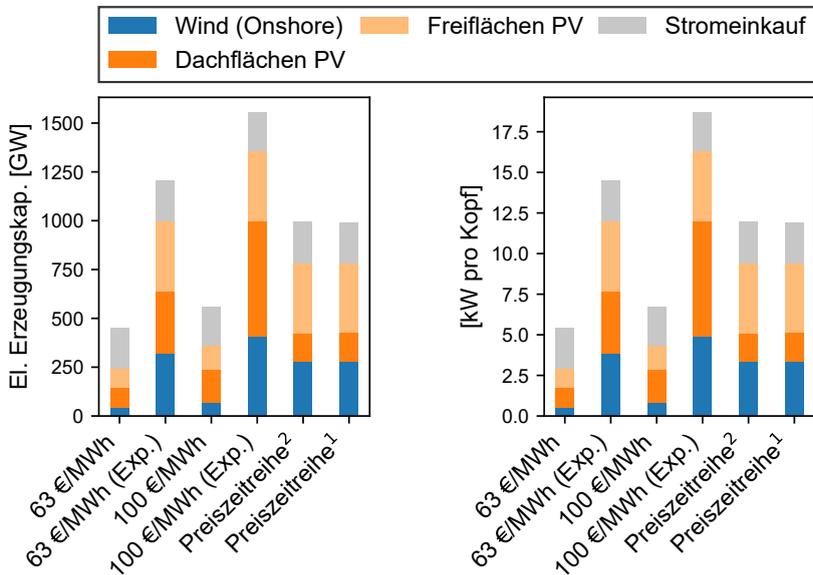


Abbildung 4.37: Elektrische Erzeugungskapazitäten für verschiedene Strompreisannahmen.

konstantem Einkaufspreis (63 €/MWh und 100 €/MWh), ohne die Möglichkeit eines Stromexports, gebaut. Zum einen sind große Überkapazitäten nicht notwendig, da die zeitliche Variabilität des Importes genutzt werden kann, um die fehlende Flexibilität zu gewährleisten. Zum anderen führen die fehlenden Exportmöglichkeiten zu geringeren kostenoptimalen Erzeugungskapazitäten. Die Überkapazitäten, die in den erneuerbaren Szenarien (vgl. Abschnitt 4.2.1), gebaut werden, sind somit für diese beiden Szenarien nicht notwendig. Hierdurch ergibt sich eine geringere pro Kopf Leistung von 2,9 kW (245,0 GW Gesamtkapazität) für einen Einkaufspreis von 63 €/MWh beziehungsweise 4,3 kW (444,3 GW Gesamtkapazität) für 100 €/MWh exklusive Importkapazität im Vergleich zu den Erzeugungsleistungen in den autarken Gemeinden von 6,8 kW pro Kopf im *Referenz*-Szenario. Die nicht benötigten Überkapazitäten spiegeln sich auch in einer geringeren Abregelung wider, die für die verschiedenen Szenarien in Abbildung 4.38 dargestellt ist. Mit 152 kWh pro Kopf und 3,7 %

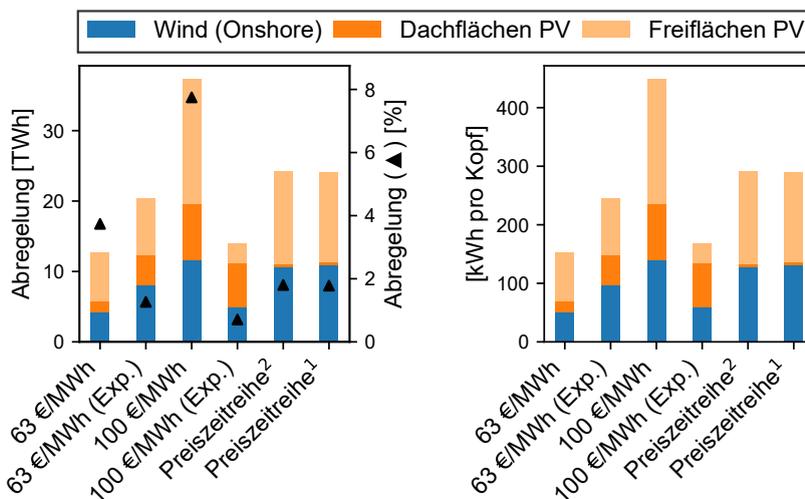


Abbildung 4.38: Abregelung für verschiedene Strompreisannahmen.

(63 €/MWh) beziehungsweise 449,0 kWh pro Kopf und 7,7 % (100 €/MWh) sind die Abregelungen im Vergleich zu 983,7 kWh pro Kopf und 10,6 % im *Referenz*-Szenario geringer. Im Vergleich zwischen den beiden Szenarien lassen sich die höheren Werte für einen Einkaufspreis von 100 €/MWh durch die höheren vermiedenen Stromeinkaufskosten erklären. Durch diese steigen die Grenzkosten im System an, wodurch Flexibilitäten zur Vermeidung von Abregelungen wirtschaftlicher werden.

Wenn der Export zum gleichen Preis zugelassen wird, ergeben sich durch die Erlöspotenziale für die Gemeinden größere kostenoptimale Kapazitäten. So werden 996,0 GW für einen Strompreis von 63 €/MWh beziehungsweise 1355,9 GW für einen Strompreis von 100 €/MWh gebaut. Die Abregelungen von 14,0 TWh (0,7 %) für 100 €/MWh beziehungsweise 20,4 TWh (1,3 %) für 63 €/MWh werden aufgrund des intranodalen Netzes vorgenommen, dessen Ausbau in einigen Gemeinden zur Übertragung von Erzeugungsspitzen nicht sinnvoll gegenüber der Abregelung ist. Der Zielkonflikt zwischen Verkaufsmaximierung und Minimierung des Ausbaus des intranodalen Netzes führt dazu, dass die Abregelung für einen höheren Strompreis geringer ausfällt.

Die Preiszeitreihenszenarien *Preiszeitreihe*¹ und *Preiszeitreihe*² haben mit 63,38 €/MWh

beziehungsweise 63,35 €/MWh ähnliche Durchschnittswerte wie der konstante Strompreis von 63 €/MWh. Die gebauten erneuerbaren Kapazitäten sind mit 784,1 GW und 779,7 GW jedoch um 21,3 % beziehungsweise 21,7 % geringer als die des konstanten Strompreisszenarios. Hierbei entfallen im *Preiszeitreihe*²-Szenario drei Viertel des Kapazitätsrückgangs auf die Dachflächen-PV-Anlagen. Die Unterschiede trotz des vergleichbaren durchschnittlichen Preises können durch die Nutzung der inversen potenziellen erneuerbaren Erzeugung in der Herleitung der Preiszeitreihen (vgl. Abschnitt 3.4.1) erklärt werden, wodurch die Preise an Zeitpunkten hoher erneuerbarer Erzeugung niedrig werden. Gerade bei den Photovoltaikanlagen ergibt sich eine größere Gleichzeitigkeit und führt damit zu geringeren Strompreisen bei Spitzen in der Erzeugung. Die höhere Abregelung für die Preiszeitreihen im Vergleich zum konstanten Strompreis von 63 €/MWh kann durch die niedrigeren Strompreise zu Erzeugungsspeaks erklärt werden, wodurch eine Abregelung zu diesen Zeitpunkten häufiger kosteneffizient ist.

Der Anstieg der Dachflächen-PV-Kapazität bei konstanter Strompreisannahme im Vergleich zur variablen Preiszeitreihe zeigt somit, dass ein konstantes Preissignal insbesondere den Ausbau von PV-Anlagen begünstigt. Somit kann beispielsweise eine Dämpfung der Preisausschläge durch Förderinstrumente dazu führen, dass die kostenoptimale PV-Kapazität überbaut wird. Ein zeitlich flacheres Strompreisprofil kann außerdem durch Großkraftwerke (zum Beispiel großskalige Wasserstoffturbinen) hervorgerufen werden. Der Grad der Flexibilität im zukünftigen Energiesystem und die damit einhergehende Glättung kann darüber hinaus dazu führen, dass sich der optimale Mix zwischen PV- und Windkapazität im System verändert. Der Großteil der Flexibilität wird in allen hier betrachteten Szenarien durch den Stromeinkauf beziehungsweise durch das Stromnetz bereitgestellt. Lediglich die *Power-to-Heat*-Route wird in Kombination mit Wärmespeichern zur großskaligen Flexibilisierung der regionalen Energiesysteme genutzt. Dies bedeutet, dass die Flexibilität in diesem Fall entweder durch Optionen wie Wasserstoffgroßkraftwerke aufgrund der Modellskala nicht modelliert wird oder durch Optionen auf regionaler Ebene nicht kostenoptimal ist. Erstere könnten auch in den vorgestellten Preismodellen, je nach Wasserstoffkosten, Teil des kostenoptimalen Zielsystems sein. Für zweitere müssten entsprechende Förderinstrumente wie beispielsweise Flexibilitätsprämien initiiert werden.

Abbildung 4.39 zeigt den Autarkiegrad für die verschiedenen Preisszenarien. Das *Referenz*-

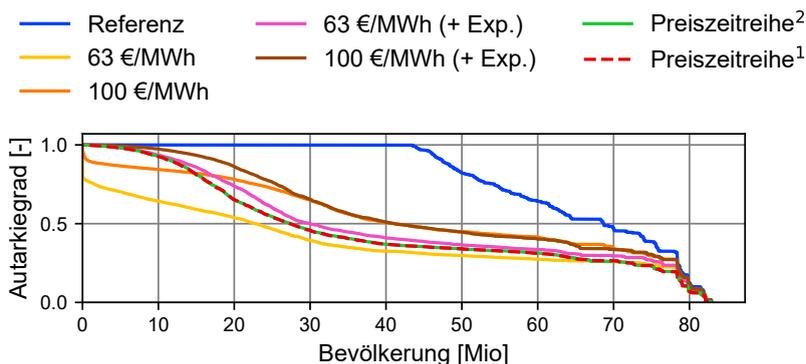


Abbildung 4.39: Autarkie für verschiedene, zeitlich konstante Importpreise

Szenario (blaue Linie) stellt als Vergleichsszenario die obere Schranke dar, da in diesem der

Autarkiegrad maximiert wurde (vgl. Abschnitt 4.2.1). Mit Ausnahme des *Referenz*-Szenario wird in dieser Darstellung die tendenzielle Autarkie (vgl. Abschnitt 2.1) dargestellt: Der Autarkiegrad ergibt sich zwangsläufig durch den Zubau von erneuerbaren Energieträgern unter den Randbedingungen der Szenarien in den Regionen.

Ein Importpreis von 63 €/MWh ohne erlaubten Export (gelbe Linie) führt zu den geringsten Autarkiegraden für den Großteil der Bevölkerung. Wird bei gleichem Preis der Export von Strom zugelassen, kann der Autarkiegrad einerseits durch Strom, der nicht in der Region genutzt, sondern verkauft wird, sinken. Andererseits werden auch mehr Erzeugungskapazitäten gebaut (vgl. Abbildung 4.37), die nicht ausschließlich zum Exportieren gebraucht werden und somit zu einer Erhöhung des Autarkiegrads führen. Für einen Strompreis von 63 €/MWh mit Export (rosa Linie) werden höhere Autarkiegrade erreicht als bei einem reinen Import zu 63 €/MWh. Die durch die erhöhte Kapazität gestiegene Erzeugung, die in der Region genutzt wird, überwiegt also gegenüber der Strommenge, die durch den Verkauf nicht in der Region verwertet wird. Beim Vergleich eines zeitlich konstanten Preises von 100 €/MWh mit (braun) und ohne Export (orange) können zwei Abschnitte in Abbildung 4.39 erkannt werden: Links von einer Bevölkerung von circa 28 Millionen ist ein höherer Autarkiegrad im Szenario mit Export zu erkennen, ab dieser Bevölkerungszahl sind die Autarkiegrade ohne Export gleich groß oder sogar abschnittsweise größer als mit Export. Die oben beschriebenen Effekte lassen sich auch hier wiedererkennen. Für die 28 Millionen Einwohner*innen ist der Effekt durch die größeren Erzeugungskapazitäten gleich groß oder größer. Für die restlichen 55,1 Millionen Einwohner*innen bewirkt der nicht vorhandene Verkauf, dass der Effekt des höheren Eigenverbrauchs überwiegt. So werden in diesem Szenario beispielsweise 11,3 GWh Batteriespeicher gebaut, die mit Exportmöglichkeit nicht in den Gemeindesystemen zu finden sind.

Die Preiszeitreihen (*Preiszeitreihe*¹: rote Linie, *Preiszeitreihe*²: grün gestrichelte Linie) und der konstante Strompreis von 63 €/MWh (rosa Linie) haben einen ähnlichen Verlauf. Für den Großteil der Bevölkerung lässt sich ein höherer Verlauf des konstanten Preises erkennen, der auf die erhöhten Kapazitäten zurückgeführt werden kann.

Abbildung 4.40 zeigt den Autarkiegrad für alle Gemeinden in Kartendarstellung im *Referenz*-Szenario (links) und im Strompreiszeitreihenszenario *Preiszeitreihe*² (rechts). Hierbei ist der Autarkiegrad nicht strikt positiv, da durch ineffizientere Umwandlungen als zur Berechnung des stromäquivalenten Bedarfs angenommenen, der Stromimport größer als der stromäquivalente Bedarf werden kann. Dies ist im *Referenz*-Szenario für 21 Gemeinden mit einem Bevölkerungsanteil von 0,3% und im *Preiszeitreihe*²-Szenario für 25 Gemeinden mit einem Bevölkerungsanteil von 0,4% der Fall. Im *Referenz*-Szenario bildet sich in 10 231 Gemeinden ein autarkes Energiesystem. Dies korrespondiert jedoch, wie in Abschnitt 4.2.1 beschrieben, nur mit einer Bevölkerung von 52,2%. Wie aus der Kartendarstellung ersichtlich wird, können die Großstädte wie beispielsweise Bremen, Hamburg, Berlin, München, oder die Ballungszentren in Nordrhein-Westfalen keine autarke Energieversorgung erreichen. Darüber hinaus stechen Gemeinden mit hohem Energiebedarf aus der Industrie mit geringen Autarkiegraden hervor, wie zum Beispiel Ludwigshafen am Rhein mit 0,2%. In dünn besiedelten Gebieten, zum Beispiel in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg, ist für viele Gemeinden ein autarkes Energiesystem im *Referenz*-Szenario erreichbar. Dies lässt sich mit den großen erneuerbaren Potenzialen und den geringeren Energiebedarfen in diesen Regionen begründen.

Durch die Möglichkeit Strom zu Preisen der Zeitreihe *Preiszeitreihe*² zu im- und exportieren, sinkt der Autarkiegrad für den Großteil der Gemeinden ab. Besonders in Süddeutschland

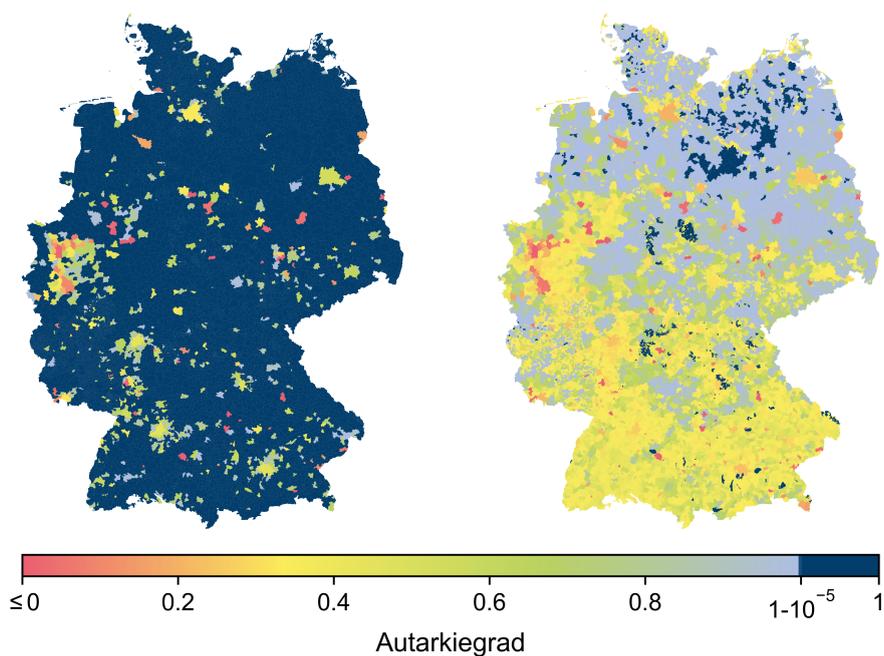


Abbildung 4.40: Autarkiegrad in deutschen Gemeinden für das *Referenz*-Szenario (links) und das *Preiszeitreihe*²-Szenario (rechts).

und Nordrhein-Westfalen ergeben sich für viele Regionen Autarkiegrade zwischen 0,3 und 0,7. Auf der anderen Seite ergeben sich im nördlichen Niedersachsen, in Schleswig-Holstein, in Mecklenburg-Vorpommern, in Sachsen-Anhalt und in Brandenburg große Anteile der Gemeinden mit Autarkiegraden von größer 0,8. Hier kann der Zusammenhang zu großen Windpotenzialen (vgl. Abschnitt 4.1.1) mit günstigen Erzeugungskonditionen hergestellt werden: In den Gemeinden werden große Überkapazitäten aufgebaut, um durch den erzeugten Strom Erlöse zu generieren. Die Gemeinden werden somit zu Regionen mit hohem Exportüberschuss. Als Nebeneffekt sind die gebauten erneuerbaren Kapazitäten so groß, dass der Strombedarf der Gemeinden nahezu vollständig aus eigener Erzeugung gedeckt werden kann. Für 486 Gemeinden ergibt sich sogar, trotz der Möglichkeit Strom zu importieren, eine autarke Versorgungsstruktur. 204 dieser Regionen sind unbewohnte gemeindefreie Gebiete und importieren dementsprechend keinen Strom. In den restlichen 282 Gemeinden fallen die Überkapazitäten so groß aus, dass sich im kostenoptimalen Fall eine Versorgung ohne Importe einstellt. Als Indikator hierfür sei das Verhältnis zwischen Verkauf und äquivalentem Strombedarf genannt, dass in Averlak in Schleswig-Holstein mit 11,2 am geringsten unter den 282 Gemeinden ausfällt - der erzeugte PV- und Windstrom ist 2,7 beziehungsweise 9,3-mal größer als in der Gemeinde Energie nachgefragt wird. Dementsprechend führt der große Erzeugungsüberhang als Nebeneffekt zur Autarkie in diesen Gemeinden.

Am Vergleich des Preiszeitreihenszenarios *Preiszeitreihe*² mit dem *Referenz*-Szenario zeigen sich auch die ökonomischen Nachteile einer autarken Versorgungsstruktur: Während die autarke Versorgung im *Referenz*-Szenario Kosten von 144,2 €/MWh im Bevölkerungsdurchschnitt verursacht, sind die Kosten für die gleichen Gemeinden im Preis-

zeitreihenszenario mit 54,8 €/MWh weitaus günstiger. Wie in Abschnitt 4.2.1 gezeigt, sind für 12,3 Millionen Einwohner*innen im *Referenz*-Szenario Autarkie auf Gemeindeebene für Kosten von unter 100 €/MWh möglich, auch für diese Gemeinden und deren Einwohner*innen zeigt der Vergleich zum Preiszeitreihenszenario *Preiszeitreihe*² den Nachteil: Unter Vernachlässigung von etwaigen Export- oder Importbeschränkungen sind 95,1 % dieser Gemeinden mit 91,6 % der Bevölkerung im *Preiszeitreihe*²-Szenario energetische Netto-Exporteure und 94,4 % mit 90,5 % der Bevölkerung weisen einen finanziellen Exportüberschuss auf. Diese ungenutzte Einnahmequelle bedeutet aus der Perspektive der Gemeinden mit kostengünstigen Energiesystemen einen erheblichen Nachteil.

4.2.4 Auswirkung von Autarkierandbedingungen auf die Ergebnisse

Als weiterer Einflussfaktor werden die in Abschnitt 3.4.2 vorgestellten Szenarien analysiert, welche den Einfluss der Autarkie-Randbedingungen auf die Gemeindesysteme untersuchen. Hierbei wird unter anderem das *Referenz*-Szenario mit dem *Net-Autarkie*-Szenario verglichen. Ersteres maximiert den lastgerechten Autarkiegrad, während zweiteres die Erfüllung der Nettoautarkie als Nebenbedingung vorgibt. Zur Untersuchung der Netto-Autarkie in den Gemeinden wird zusätzlich ein Szenario (*Net-Autarkie**) gebildet, in dem der Ein- und Verkauf durch die Preise der Zeitreihe *Preiszeitreihe*² vorgegeben wird. Diese Szenarien bilden somit die Bestrebungen von Regionen in Netto-Autarkie-Dimensionen ab (vgl. Abschnitt 2.2). Darüber hinaus werden zwei Szenarien untersucht, in denen die Netzanschlussleistung auf 20 % (20 %-*Peak-Preiszeitreihe*²) und 40 % (40 %-*Peak-Preiszeitreihe*²) des Referenzwertes des *Preiszeitreihe*²-Szenarios begrenzt wird. Hierdurch wird eine eingeschränkte Austauschleistung zum Beispiel durch einen schleppenden Netzausbau modelliert beziehungsweise eine alternative Zielsetzung für Regionen diskutiert. Das *Preiszeitreihe*²-Szenario wird zum Vergleich ebenfalls mit einbezogen. In diesem Abschnitt ist der Szenariovergleich auf die Gemeinden beschränkt, die im *Referenz*-Szenario eine autarke Versorgungsstruktur aufbauen können. Dies ist gleichzeitig auch die Schnittmenge der Gemeinden, die in allen Szenarien die Autarkienebenbedingungen erfüllen können.

Abbildung 4.41 zeigt die elektrischen Erzeugungskapazitäten in den Szenarien. Während im *Referenz*-Szenario insgesamt 306,3 GW erneuerbare Kapazität gebaut wird, ist für Nettoautarkie in den gleichen Gemeinden eine reduzierte Gesamtkapazität von 292,2 GW erforderlich. Die niedrigere Gesamtkapazität ist auf die geringeren kostenoptimalen Überkapazitäten zurückzuführen. Im *Net-Autarkie*-Szenario sinken die Wind- und Dachflächen-PV-Kapazitäten um 14,2 GW und 12,8 GW, die Freiflächen-PV-Kapazität steigt um 12,9 GW. Während die Gesamtkapazität der südlichen Dachflächen-PV-Gruppen (Süd, Süd-West, Süd-Ost) im *Net-Autarkie*-Szenario die des *Referenz*-Szenarios um 0,92 GW übersteigen, ergibt sich ein Rückgang der Kapazität von 13,7 GW für die verbleibenden Gruppen. Aus dieser Entwicklung können zwei Schlüsse gezogen werden: Erstens werden im *Referenz*-Szenario bestimmte Dachflächen-PV-Überkapazitäten aufgrund der höheren Grenzkosten in den Energiesystemen kosteneffizient. Zweitens zeigt der Rückgang in den Südgruppen jedoch, dass im *Referenz*-Szenario, in dem das Netz nicht als kostenfreie Flexibilitätsoption zur Verfügung steht, die zeitliche Verschiebung in den Erzeugungsprofilen der nicht südausgerichteten PV-Anlagen trotz der geringeren Volllaststunden Vorteile für das System bringen. Auch der Rückgang der flexiblen Stromerzeuger von 16,7 GW auf 0,35 GW kann durch den geringeren Flexibilitätsbedarf erklärt werden. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass durch die Nutzung des Netzanschlusses als kostenlose Flexibilitätsoption im *Net-Autarkie*-Szenario der Druck zum Aufbau von Flexibilitäten stark gesenkt wird. Die Sys-

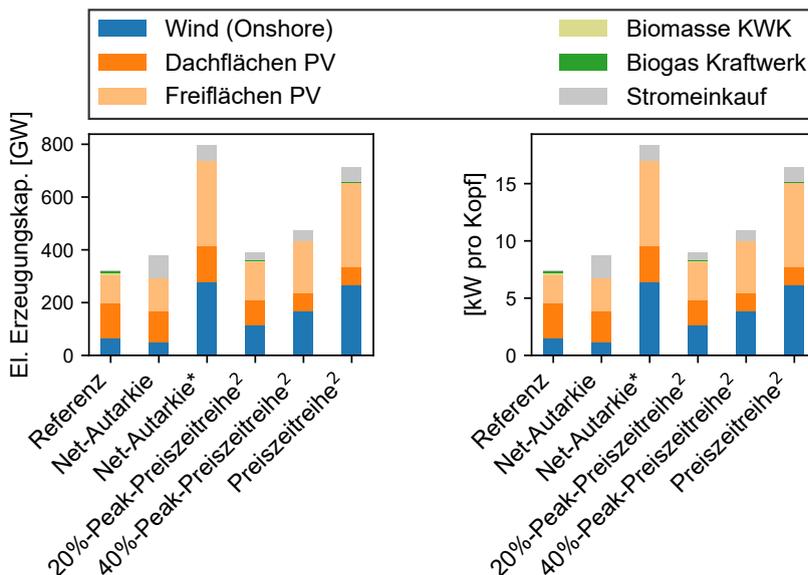


Abbildung 4.41: Elektrische Erzeugungskapazitäten unter verschiedenen Autarkierandbedingungen.

temflexibilität verlagert sich damit über die Regionsgrenzen hinaus zu zentralen Flexibilitäten wie beispielsweise H₂-Großkraftwerken.

Durch die Vorgabe eines externen Preissignals im *Net-Autarkie** Szenario erhöhen sich die Kapazitäten aufgrund der möglichen Erlöse deutlich auf insgesamt 738,0 GW. Wie in Abschnitt 4.2.3 beschrieben sind die autarken Gemeinden, die in diesem Kapitel verglichen werden, tendenziell Gemeinden mit großen Erlöschancen. Dementsprechend ist der Vergleich mit dem Preiszeitreihenszenario *Preiszeitreihe*² aussagekräftiger. Die Gesamtkapazitäten sind im *Net-Autarkie** um 82,3 GW (11,2 %) größer als im *Preiszeitreihe*²-Szenario. Insbesondere die Dachflächen-PV-Kapazität ist im *Net-Autarkie** Szenario um 73,0 GW (88,7 % der Veränderung) höher. Dies ist zum einen dadurch zu begründen, dass sich für Gemeinden, die durch das Preissignal ohne zusätzliche Autarkie-Nebenbedingung bilanzielle Autarkie erreichen, durch die Nebenbedingung keine Veränderung im Optimierungsergebnis ergeben. Für 6019 der 10 231 Gemeinden beziehungsweise 45,7 % der Bevölkerung ergibt sich somit für beide Szenarien ein identisches Energiesystem. Zum anderen werden die verbleibenden Gemeinden dazu gezwungen vom Kostenoptimum abweichende Kapazitäten aufzubauen, die zum Großteil auf Dachflächen-PV-Anlagen entfallen. Dementsprechend ist gegen die Formulierung von Nettoautarkiezielen beziehungsweise von Zielen für eine bedarfsbezogene Mindesterzeugung aus erneuerbaren Energien auf regionaler Ebene nichts einzuwenden, solange die Region es schafft, diese Ziele unter Berücksichtigung nationaler Ausbaupläne zu erfüllen. Andernfalls besteht die Gefahr, dass unwirtschaftliche oder nicht benötigte Kapazitäten aufgebaut werden.

Wird die Netzanschlussleistung im Vergleich zum *Preiszeitreihe*²-Szenario um 20 % und 40 % reduziert, werden 355,1 GW bzw. 432,4 GW Gesamtkapazität gebaut. Die Erhöhung der Kapazitäten, im Vergleich zum *Referenz*-Szenario, kann wiederum auf den möglichen Erlös

durch Exporte zurückgeführt werden, der im Fall der Begrenzung auf 40 % höher ausfällt. Dies kann auch an den, im Vergleich zum *Referenz*- und *Net-Autarkie*-Szenario, größeren Erzeugungsleistungen der profitableren Wind- und Freiflächen-PV-Erzeugungsleistungen von 115,3 GW und 145,2 GW (20 %-*Peak-Preiszeitreihe*²) beziehungsweise 168,6 GW und 197,3 GW (40 %-*Peak-Preiszeitreihe*²) erkannt werden.

Betrachtet man die weiteren Erzeugungsleistungen, so ist zu erkennen, dass zur Erreichung von lastgerechter Autarkie die größten flexiblen Kapazitäten benötigt werden: Die elektrische Leistung der Biogas-Kraftwerke ist mit 10,4 GW am größten, gefolgt von der Leistung der Biomasse-KWK-Anlagen (5,62 GW_{el}). Auf der anderen Seite des Spektrums befindet sich das *Preiszeitreihe*²-Szenario, in dem keine Kraftwerkskapazitäten gebaut werden. Die Begrenzung der Netzleistung führt folglich zu einem Anstieg der flexiblen Erzeugungsleistung, um die fehlende Netzflexibilität auszugleichen. So werden im 20 %-*Peak-Preiszeitreihe*²-Szenario 6,3 GW (unter anderem 2,7 GW_{el} Biomasse-KWK und 3,6 GW Biogas-Kraftwerke) und im 40 %-*Peak-Preiszeitreihe*²-Szenario 3,7 GW (unter anderem 1,9 GW_{el} Biomasse-KWK und 1,8 GW Biogas-Kraftwerke) gebaut. Ähnlich verhält es sich bei den Speicherkapazitäten (vgl. Abbildung B.6): Im *Referenz*-Szenario werden unter anderem 65,7 TWh Wärmespeicher und 339,8 GWh Batteriespeicher gebaut, während die Kapazitäten bei Begrenzung der Netzanschlussleistungen auf 20 % auf 24,8 TWh Wärmespeichern und 103,0 GWh Batteriespeicher sinken. Im Preiszeitreihenszenario (*Preiszeitreihe*²) verringern sich die Wärmespeicherkapazitäten auf 4,9 TWh und es werden keine Batteriespeicher gebaut.

Die Abregelung, die in Abbildung 4.42 für die verschiedenen Szenarien dargestellt ist, zeigt den Zielkonflikt zwischen den Kosten für zusätzliche Flexibilität im System und der Abregelung. Im *Net-Autarkie*-Szenario wird aufgrund eines kostenlosen Austausches, sowie der

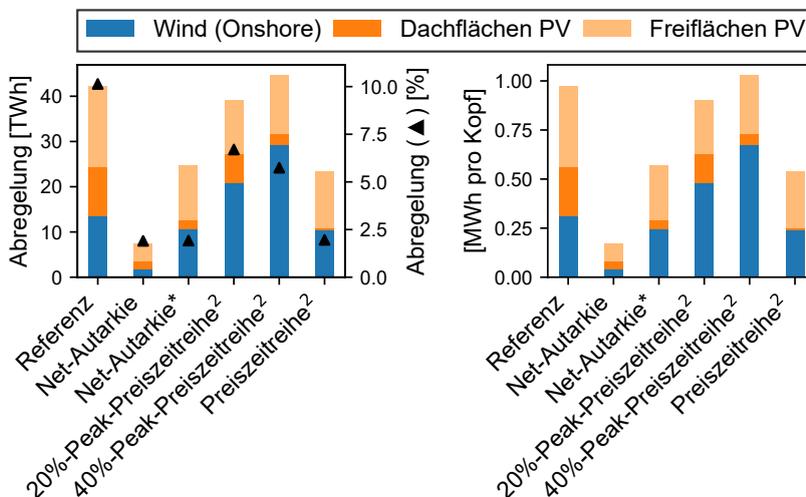


Abbildung 4.42: Abregelung unter verschiedenen Autarkierandbedingungen.

unlimitierten Anschlussleistung, lediglich aufgrund von Begrenzungen durch das intranodale Netz abgeregelt. Die Abregelung beträgt daher lediglich 7,6 TWh beziehungsweise 1,9 %. In den weiteren Szenarien stellen sich die kostenoptimalen Abregelungen aufgrund der eingeschränkten Netzanschlussleistung bei höheren Werten ein: Bei einer Begrenzung der Netz-

leistung auf 20 % und 40 % werden 6,7 % (39,2 TWh) beziehungsweise 5,7 % (44,7 TWh) der möglichen erneuerbaren Stromerzeugung abgeregelt.

Der entstehende Zielkonflikt zwischen Flexibilität, Abregelung und Netzanschlussleistung zeigt auf, dass die Abregelung bei verzögertem Netzausbau in einem voll erneuerbaren Energiesystem weiter ansteigen wird. Umgekehrt zeigt der Zielkonflikt aber auch, dass regionale Flexibilität dabei helfen kann den Netzausbaubedarf zu reduzieren, da hohe erneuerbare Erzeugungsspitzen innerhalb der Regionen genutzt werden können. Außerdem können flexible Erzeuger dazu beitragen, dass geringere Überkapazitäten aufgebaut werden müssen. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass nicht südlich ausgerichtete PV-Anlagen in Systemen mit größerem Flexibilitätsbedarf trotz der geringeren Volllaststunden aufgrund ihrer abweichenden Erzeugungsprofile zum Einsatz kommen. Dementsprechend sollten zukünftig Förderinstrumente entwickelt werden, die nicht pauschal erneuerbare Erzeugung vergüten, sondern dabei helfen unter Berücksichtigung der regionalen und zeitlichen Dimension gezielte Anreize zu geben, die Flexibilität zu erhöhen und damit erneuerbare Energieträger in 100 % erneuerbare Energiesystemen einzubinden und deren Abregelung zu reduzieren.

Abbildung 4.43 zeigt die Lorenz-Kurve der erneuerbaren Erzeugung für verschiedene Autarkie-Randbedingungen. Die Lorenzkurve ist eine Analysemethode zur Messung der Gleichheit in einer Population und wird zum Beispiel von Sasse und Trutnevyte [136] zur Überprüfung der Gleichheit zwischen den Energiesystemen verschiedener Regionen verwendet. In Abbildung 4.43 ist die Erzeugung aus erneuerbaren Energien für die Gesamtheit der betrachteten Bevölkerung gleich, wenn die Lorenzkurve der Winkelhalbierenden entspricht. Zwischen den Szenarien ergeben sich starke Unterschiede in der Gleichheit der Er-

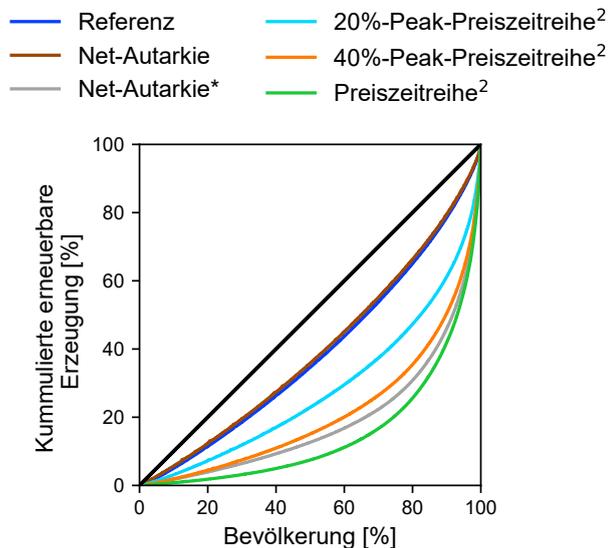


Abbildung 4.43: Lorenzkurve für die Erzeugung durch erneuerbare Energieträger in den autarken Gemeindesystemen.

zeugung, die durch den *GINI*-Koeffizienten quantifiziert werden können (vgl. Abschnitt 2.4).

Im *Net-Autarkie*-Szenario ist die erneuerbare Erzeugung mit einem *GINI*-Koeffizienten von 0,21 am gleichmäßigsten verteilt. Eine ähnliche Verteilung ergibt sich, wenn die Systeme im *Referenz*-Szenario lastgerecht-autark sind. Dieses Verhalten ist zu erwarten, da in beiden Fällen mindestens der äquivalente Strombedarf in der Region erzeugt werden muss. Wird die Nutzung von Netzkapazitäten zugelassen, so wird die Ungleichheit umso größer, je größer diese Netzkapazitäten gewählt werden. Hierdurch ergibt sich ein *GINI*-Koeffizient von 0,44 für das 20%-*Peak-Preiszeitreihe*²- und von 0,58 für das 40%-*Peak-Preiszeitreihe*²-Szenario. Für das *Preiszeitreihe*²-Szenario ergibt sich mit 0,70 der höchste *GINI*-Koeffizient. Die Vermeidung großer Netzanschlusskapazitäten kann somit zu einer gleichmäßiger verteilten Erzeugung führen. Wie die Ergebnisse zeigen, können die Nutzung der Verbrauchsnähe der teureren Dachflächen-PV sowie die Nutzung regionaler Flexibilität Mittel zur Erreichung dieses Zwecks sein.

4.2.5 Sensitivitäten der Ergebnisse

Sensitivitäten der Ergebnisse gegenüber unterschiedlichen Erzeugungsbedingungen

Im Folgenden wird die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im *Referenz*-Szenario durch die Nutzung von 40 verschiedenen Wetterjahren variiert. Zusätzlich zu den Ergebnissen für die unterschiedlichen Jahre wird ein Szenario gebildet, in dem für jede Gemeinde das ungünstigste Wetterjahr gewählt wird: Zunächst wird für jede Gemeinde das Wetterjahr gewählt, für das der geringste Autarkiegrad erreicht wird. In Gemeinden, in denen für alle Wetterjahre eine autarke Versorgung möglich ist, werden die maximalen spezifischen Systemkosten als Bewertungskriterium herangezogen. Dieses Szenario wird im Folgenden *kritisches Wetterjahr* genannt.

Abbildung 4.44 stellt die Autarkieverteilung in der Bevölkerung für die verschiedenen Wetterjahre dar. Es zeigt sich, dass das Wetterjahr des *Referenz*-Szenarios (2014) im Vergleich zu

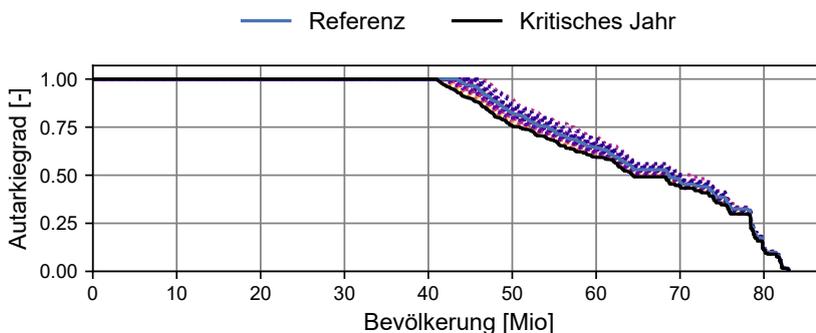


Abbildung 4.44: Bevölkerungsgewichtete Verteilung der Autarkie für verschiedene Wetterjahre.

den anderen Wetterjahren zu mittleren Autarkiegraden führt. Das *kritische Wetterjahr* stellt per Definition die untere Grenze des Autarkiegrads dar. Im Vergleich zum Wetterjahr des *Referenz*-Szenarios verringert sich die Bevölkerung, die in energieautarken Gemeinden lebt,

um 2,4 Millionen. Da der Bedarf unabhängig von den Wetterbedingungen gedeckt werden muss, stellt das *kritische Jahr* eine robustere Abschätzung der möglichen Autarkiegrade in den deutschen Gemeinden dar.

Abbildung 4.45 zeigt die Verteilung der spezifischen Systemkosten in den energieautarken Gemeinden auf einer logarithmischen Skala. Für einen Großteil der Bevölkerung gibt es keine signifikanten Abweichungen zwischen dem *kritischen Jahr* und dem *Referenz*-Szenario. So sind die Kosten für 30 Millionen Einwohner*innen nur um bis zu 6,8 % erhöht. Für die ver-

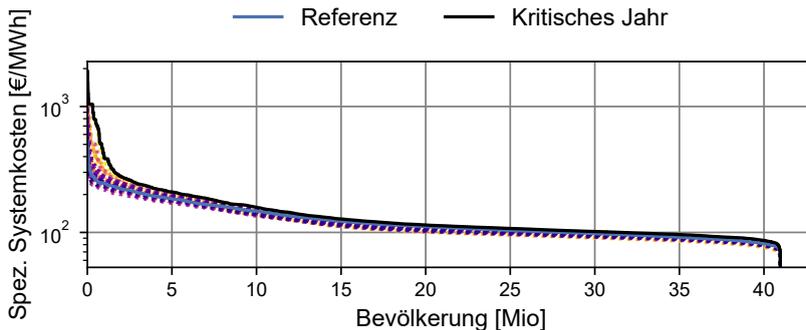


Abbildung 4.45: Bevölkerungsgewichtete Verteilung der spezifischen Systemkosten der realautarken Gemeinden für verschiedene Wetterjahre.

bleibenden Gemeinden ergeben sich stärkere Abweichungen zwischen den Wetterjahren. Diese Abweichungen sind darauf zurückzuführen, dass die Systeme mit erhöhten Systemkosten bereits im *Referenz*-Szenario nur knapp eine autarke Versorgung realisieren können. Bei diesen Gemeinden wirken sich Änderungen in der Erzeugung besonders stark auf die Systemkosten aus. Dementsprechend sind die Kosten für eine Million Einwohner*innen im kritischen Jahr mit 796,7 €/MWh im Bevölkerungsschnitt 2,75-fach höher als im *Referenz*-Szenario. Im Durchschnitt steigen die spezifischen Systemkosten in den Gemeinden um 8,0 % auf 126,60 €/MWh. Im bevölkerungsgewichteten Mittel erhöhen sich die Kosten gegenüber dem *Referenz*-Szenario sogar um 18,0 % auf 150,3 €/MWh. Aus der Sensitivität der Kosten gegenüber den Wetterjahren kann erkannt werden, dass für das Wetterjahr des *Referenz*-Szenarios (2014) durchschnittliche Kosten auftreten. Die Nutzung unterschiedlicher Wetterjahre führt zu einer robusteren Abschätzung der Kosten.

Abbildung 4.46 zeigt die Abweichung der gebauten Kapazitäten für verschiedene Wetterjahre. Das Wetterjahr des *Referenz*-Szenarios weist im Vergleich zu den anderen Wetterjahren und dem *kritischen Jahr* durchschnittliche Kapazitäten auf. Während die Schwankungen zwischen den Wetterjahren bei den Erzeugungskapazitäten geringer ausfallen, sind sie bei den gebauten Speicherkapazitäten ausgeprägter. Die Batteriespeicher fallen für das *kritische Jahr* mit 291,2 GWh beispielsweise 56,5 % größer aus. Auch die in den Ergebnissen signifikanten Wärmespeicher sind mit 62,7 TWh um 21,4 % größer. Diese Unterschiede sind, wie schon bei den Kostenabweichungen, maßgeblich auf die Gemeinden an der Grenze zur Autarkie zurückzuführen. Dies wird an der pareto-ähnlichen Verhältnismäßigkeit bei Betrachtung der Batteriekapazität deutlich: Gemeinden mit 5 % der energieautarken Bevölkerung sind für 85,9 % der zusätzlichen Batteriespeicherkapazität im *kritischen Jahr* verantwortlich. Bei den Wärmespeichern sorgen Gemeinden mit 5 % der energieautarken Bevölkerung für 23,0 % der Veränderung. Die Unterschiede bei den gebauten Erzeu-

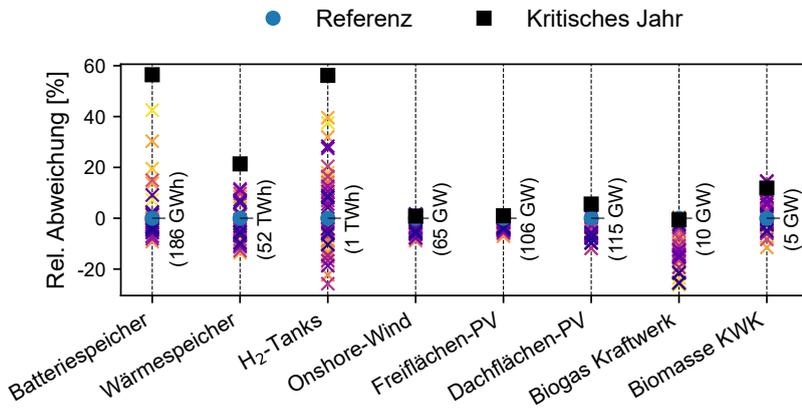


Abbildung 4.46: Relative Änderung ausgewählter Kapazitäten im Vergleich zum *Referenz*-Szenario.

gungskapazitäten sind geringer. In einigen Wetterjahren werden geringere Dachflächen-PV-Kapazitäten gebaut als im Jahr 2014. Beispielsweise sind die Kapazitäten für das Wetterjahr 1990 um 11,9% geringer als im Wetterjahr des *Referenz*-Szenarios (2014). Im *kritischen Jahr* sind die Unterschiede in den Onshore-Wind-, Freiflächen-PV- und Dachflächen-PV-Kapazitäten jedoch mit 0,9%, 1,0% beziehungsweise 5,6% nur geringfügig größer als im *Referenz*-Szenario. Die im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energieträgern größeren Schwankungen in den Dachflächen-PV-Kapazitäten sind, wie bei den Batteriespeichern, auf Gemeinden an der Grenze zur Autarkie zurückzuführen.

Es zeigt sich, dass der Anteil der Bevölkerung in potenziell energieautarken Gemeinden bei Betrachtung von mehreren Wetterjahren maximal von 52,2% auf 49,2% sinkt. Die Gesamtergebnisse hinsichtlich autarker Versorgung in deutschen Gemeinden können somit als robust angesehen werden, da hauptsächlich Gemeinden Autarkie erreichen, die in ungünstigen Wetterjahren weiteres Potenzial zur Energieversorgung mobilisieren können. Mit Blick auf die Kosten und auf die gebauten Kapazitäten in den Gemeinden, in denen nur knapp Energieautarkie erreicht wird, kann festgestellt werden, dass diese Systeme eine große Sensitivität gegenüber dem genutzten Wetterjahr aufweisen. Die Stabilität dieser Systeme kann zusätzlich infrage gestellt werden, da im vorliegenden Abschnitt lediglich die Sensitivität gegenüber historischen Wetterbedingungen untersucht wird. Mögliche bedeutendere Erzeugungslauten in der Zukunft könnten somit zu einem noch teureren System beziehungsweise in den Extremgemeinden zu einer ungedeckten Nachfrage führen.

Sensitivitäten der Ergebnisse gegenüber Kostenannahmen

Im Folgenden werden die Ergebnisse hinsichtlich ihrer Sensitivität gegenüber der verwendeten Kostenannahmen überprüft. Hierbei werden die Investitionskosten für Windturbinen, Dachflächen-PV-Anlagen, Freiflächen-PV-Anlagen, Wärmespeicher, H₂-Speicher und Batteriespeicher im *Referenz*- und *Preiszeitreihe*²-Szenario für die Optimierung aller Gemeinden variiert. Der Einfluss wird hierbei für einer Kostenunsicherheit von $\pm 20\%$ in 5%-Schritten

und für den Extremfall einer Halbierung und Verdoppelung der Investitionskosten untersucht. Die Kostenannahmen aus Stolten et al. [104] sowie die Variationen sind in Tabelle A.9 zu finden.

Abbildung 4.47 zeigt die Sensitivität des *Referenz*-Szenarios gegenüber den Annahmen für die Investitionskosten für alle Stützpunkte. Zusätzlich ist in Abbildung B.7 der Bereich von $\pm 20\%$ gesondert dargestellt. Für Abweichungen von $\pm 20\%$ ist für alle Technolog-

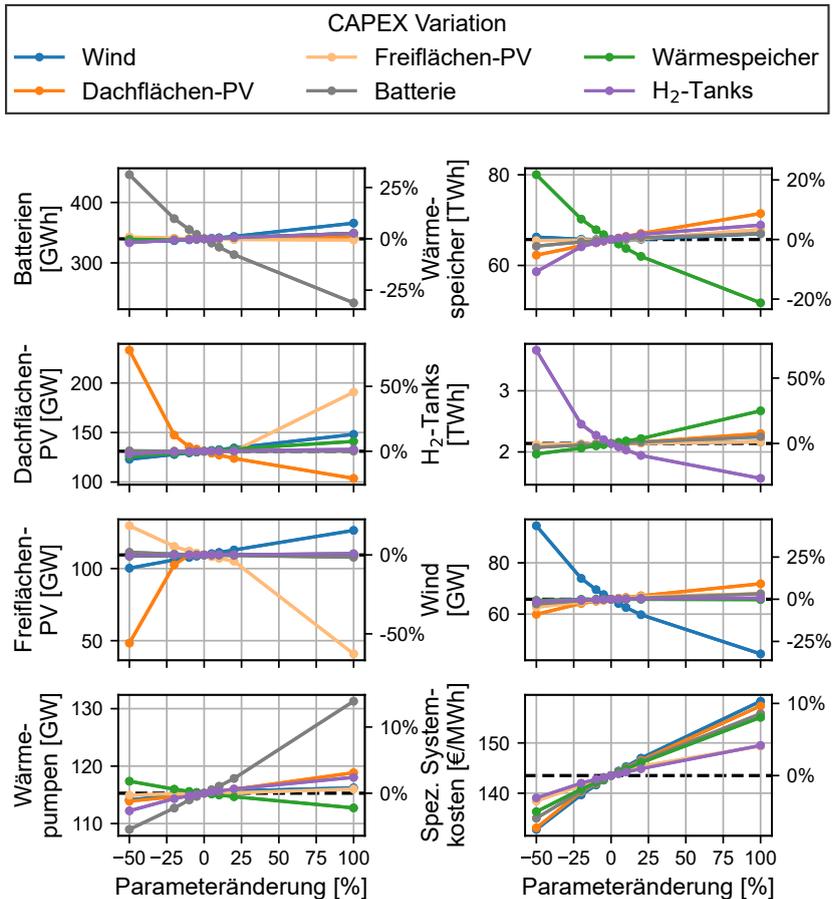


Abbildung 4.47: Sensitivität der Ergebnisse im *Referenz*-Szenario gegenüber der *CAPEX*-Annahmen.

en zu erkennen, dass der Einfluss auf die Ergebnisse moderat ist. Für Wärmespeicher (-5,7%, +6,9%) und Freiflächen-PV-Anlagen (-4,0%, +5,4%) sind Abweichungen von ungefähr $\pm 5\%$ zu erkennen. Für Batteriespeicher (-7,7%, +9,8%), Dachflächen-PV-Anlagen (-5,5%, +12,4%), Wasserstofftanks (-9,2%, +14,7%) und Windenergieanlagen (-9,2%, +12,4%) sind die Abweichungen mit circa 10% etwas höher. Für die mittleren spezifischen Systemkosten ergibt sich eine Abweichung von maximal -2,9% durch die Investitionskosten der Windenergieanlagen. Der Einfluss der Kosten im Variationsbereich $\pm 20\%$ auf die Ergebnisse des *Referenz*-Szenarios kann somit als moderat eingestuft werden.

Im Folgenden wird der Einfluss extremer Abweichungen der Investitionskosten auf die Ergebnisse des *Referenz*-Szenarios untersucht. Eine Halbierung beziehungsweise Verdopplung der Batterie-Investitionskosten variiert die Batteriekapazität im Vergleich zum *Referenz*-Szenario symmetrisch um $\pm 31,2\%$. Die Wechselwirkung mit den *CAPEX*-Variationen der anderen Technologien fallen vergleichsweise gering aus. Der maximale Kapazitätswachstum im Extremfall einer Verdopplung der Investitionskosten für Windturbinen liegt bei $7,6\%$. Die positive Korrelation lässt sich durch den Rückgang der Kapazität von Windturbinen und dem damit einhergehenden Anstieg der PV-Kapazitäten in den Systemen begründen, welcher eine höhere Batteriespeicherkapazität für Abend- und Nachtstunden erforderlich macht.

Bei einer Verdopplung oder Halbierung der Investitionskosten der Wärmespeicher ergibt sich eine Änderung der Kapazität um $-21,3\%$ beziehungsweise $+21,8\%$. Die absolute Abweichung ist aufgrund der großen Wärmespeicherkapazitäten im *Referenz*-Szenario mit $-14,3\text{ TWh}$ beziehungsweise $+14,0\text{ TWh}$ signifikant. Die Wärmespeicherkapazität verändert sich außerdem durch die Variation der Investitionskosten von Dachflächen-PV-Anlagen und Wasserstofftanks. Darüber hinaus zeigt sich eine Wechselwirkung der Wärmespeicherkapazitäten insbesondere mit den Investitionskosten der Dachflächen-PV-Anlagen und den Investitionskosten der Wasserstofftanks. Bei den Wasserstofftanks ist dies auf die saisonale Nutzung beider Speichertechnologien in den Energiesystemmodellen (vgl. Abschnitt 4.2.1) zurückzuführen. Dieser Effekt ist insbesondere bei einer Reduktion der Investitionskosten des Wasserstoffspeichers quantifizierbar. Bei einer Halbierung der Wasserstoffspeicherkosten werden $10,8\%$ weniger Wärmespeicher gebaut. Eine unvorhergesehene technologische Entwicklung, die eine erhebliche Kostenreduktion der Wasserstoffspeicher zur Folge hat, würde daher zu einer Substitution der Wärmespeicher durch die Wasserstoffspeicher in den kostenoptimalen Systemen führen. Diese Wechselwirkung der Speichertechnologien lässt sich auch für die Kapazität der Wasserstofftanks erkennen: Durch eine Verdopplung der Investitionskosten der Wärmespeicher ergibt sich eine Erhöhung der Kapazität der Wasserstofftanks um $25,0\%$. Für die eigenen Investitionskosten gibt es bei den Wasserstofftanks ein asymmetrisches Verhalten: Durch eine Kostenreduktion steigt die Gesamtkapazität stärker als sie durch eine Kostenerhöhung zurückgeht. So führt eine Halbierung der Kosten zu einem Anstieg von $71,3\%$, während eine Verdopplung der Kosten zu einer Reduktion um $26,7\%$ führt.

Für die Dachflächen-PV-Anlagen gibt es ebenfalls eine größere Abweichung durch eine Reduktion als durch eine Erhöhung der Investitionskosten. Hierfür gibt es zwei Gründe: Zum einen haben die Gemeindesysteme nur bedingt die Freiheit Dachflächen-PV-Kapazitäten zu reduzieren, da Substitutionsmöglichkeiten durch andere Erzeugungspotenziale fehlen. Eine Verdopplung der Kosten führt lediglich zu einer Reduktion der Kapazität um $20,9\%$. Zum anderen ergibt sich eine große Wechselwirkung mit den Freiflächen-PV-Anlagen aufgrund der ähnlichen Erzeugungsprofile. So kommt es bei einer Halbierung der Kosten zu einem Systemwechsel, in dem große Anteile der Freiflächen-PV-Kapazität durch Dachflächen-PV-Kapazität ausgetauscht werden. Die Erhöhung der Dachflächen-PV-Kapazität um $102,0\text{ GW}$ ($45,5\%$) ist gleichbedeutend mit einer Reduktion der Freiflächen-PV-Kapazität um $61,2\text{ GW}$. Asymmetrisch sind auch die Auswirkungen veränderter Freiflächen-PV-Investitionskosten auf die Dachflächen-PV-Kapazität: Eine Verdopplung der Kosten führt einerseits zu einer Erhöhung der Dachflächen-PV-Kapazität auf $190,7\text{ GW}$, eine Verringerung der Kosten führt andererseits zu keiner messbaren Veränderung der Dachflächen-PV-Kapazität. Dies kann durch den bereits geringen Wert ohne Kostenvariation für die Kosten der Freiflächenphotovoltaik erklärt werden, der zu einer Bevorzugung der Freiflächen-PV- gegenüber der Dachflächen-PV-Anlagen in den Gemeinden für den Referenzwert führt. Dennoch ergibt sich eine erhöhte Freiflächen-PV-Kapazität von $18,5\%$ bei einer Halbierung

der Investitionskosten, der auf eine Substitution von Windkapazitäten zurückzuführen ist. Dementsprechend führt auch eine Erhöhung der Investitionskosten der Windturbinen zu einem Anstieg der Freiflächen-PV-Kapazitäten um 15,5 %, andererseits reduziert sich die Windkapazität um 32,4 %. Eine Halbierung der Investitionskosten der Windturbinen führt zu einer Erhöhung der Kapazität um 43,6 %. Die Investitionskosten der erneuerbaren Energieträger führen also zu Substitutionseffekten, insbesondere zwischen den PV-Technologien, sodass eine Vergünstigung der Dachflächen-PV oder eine Verteuerung der Freiflächen-PV den größten Einfluss auf die Systemzusammensetzung hat. Bei den Windenergieanlagen sind die Substitutionsmöglichkeiten mit höheren Mehrkosten verbunden, weswegen die Systemzusammenstellung robuster gegenüber den Investitionskosten ist.

Für die Wärmepumpenkapazitäten ist eine positive Korrelation mit den Investitionskosten der Batteriespeicher erkennbar: Für eine Verdopplung der Batteriespeicherkosten ergibt sich eine Erhöhung der Wärmepumpenkapazität um 13,9 %. Für eine Halbierung der Batteriekosten ergibt sich ein Rückgang der Kapazität um 5,5 %. Hierdurch ist ersichtlich, dass die Wärmepumpe in Kombination mit den Wärmespeicherkapazitäten eine Alternative zur Flexibilisierung des Stromsystems darstellt. Insbesondere Überkapazitäten der Wärmepumpen können als alternative Maßnahme zur innertäglichen Speicherung in Batteriespeicher verstanden werden. Folglich ist auch eine negative Korrelation der Wärmepumpenkapazität gegenüber den Investitionskosten der Wärmespeicher zu erkennen, da diese in Kombination eingesetzt werden.

Für die spezifische Systemkosten ergibt sich der größte Einfluss durch die Investitionskosten von Dachflächen-PV- und Windanlagen. Für diese Technologien gibt es für die Gemeindesysteme die geringsten Substitutionsmöglichkeiten. Bei der Dachflächenphotovoltaik lässt sich das Verhalten durch die Ausschöpfung der Freiflächen-PV-Potenziale in den Gemeinden erklären, wodurch die Nutzung der Dachflächen in vielen Gemeinden die einzige Möglichkeit zum Ausbau der PV-Leistung in den Systemen darstellt. Für die Windenergieanlagen ergibt sich der Effekt aus dem unterschiedlichen Erzeugungsprofil. Der Einfluss durch die Batterie- und Wärmespeicher auf die Systemkosten ist durch verschiedene Substitutionsmöglichkeiten etwas geringer.

Abbildung 4.48 zeigt die Sensitivität der Ergebnisse im *Preiszeitreihe*²-Szenarios für verschiedene Investitionskostenvariationen. Zusätzlich ist der $\pm 20\%$ -Bereich in Abbildung B.8 dargestellt. Im Allgemeinen ist der Einfluss auf die Ergebnisse größer als im *Referenz*-Szenario, da die Einschränkung, dass der Strom innerhalb der Region erzeugt und genutzt werden muss, entfällt. Durch die Import- und Exportmöglichkeiten müssen die Komponenten nun dem Kostendruck durch weitere Substitutionsmöglichkeiten standhalten, sodass Kostenveränderung zu größeren Abweichungen im Vergleich zum *Referenz*-Szenario führen. Gleichzeitig fallen die Wechselwirkungen zwischen den Komponenten kleiner aus, da diese nicht zwangsläufig im Gemeindesystem interagieren müssen.

Die Batteriespeicher werden ab einer Kostenreduktion um 20 % als Alternative zur Flexibilität durch das Netz ökonomisch attraktiv: Bei einer Kostenreduktion von 20 % werden 92,4 MWh Batteriespeicher gebaut, bei einer Halbierung der Kosten ist die Batteriespeicherkapazität mit 770,9 GWh eine Größenordnung größer dimensioniert. Die Wärmespeicherkapazität verändert sich insbesondere für höhere Wärmespeicher-Investitionskosten, für eine Erhöhung um 20 % ist ein Kapazitätsrückgang um 11,3 % und für eine Verdopplung der Kosten ein Kapazitätsrückgang um 66,0 % zu beobachten. Die Wasserstofftanks zeigen eine große Variabilität für eine Erhöhung und eine Reduktion ihrer Investitionskosten: Für $\pm 20\%$ ergibt sich ein Rückgang um 11,4 % beziehungsweise eine Erhöhung um 12,3 %. Die im

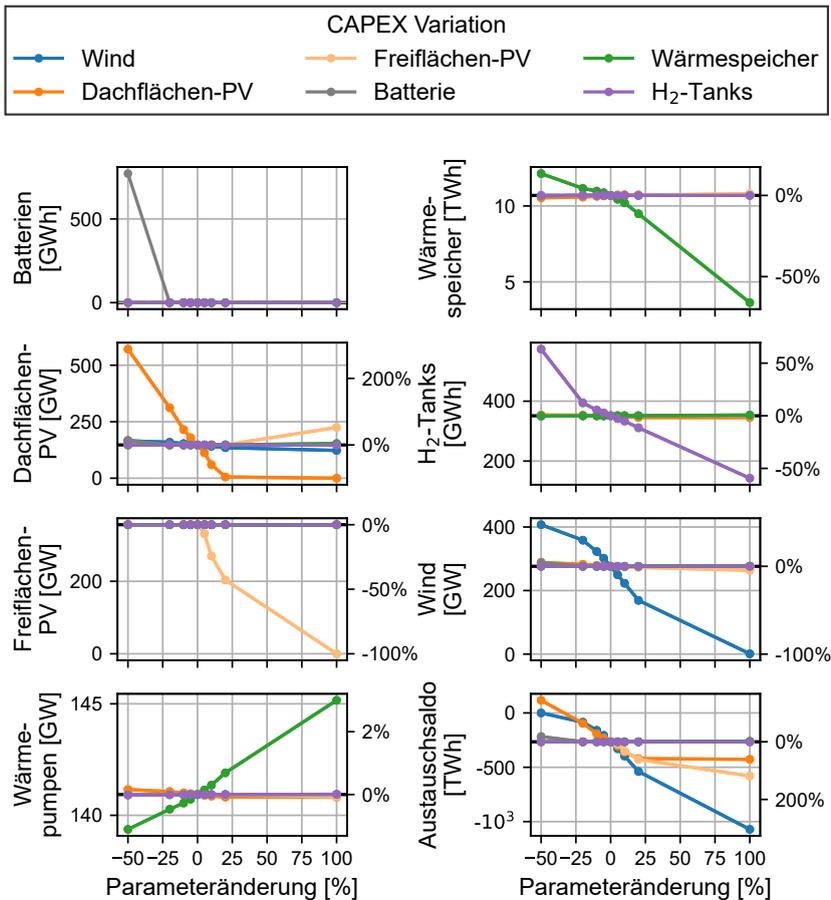


Abbildung 4.48: Sensitivität der Ergebnisse im *Preiszeitreihe*²-Szenario gegenüber der *CAPEX*-Annahmen.

Referenz-Szenario beobachtete Wechselwirkung zwischen Wasserstofftanks und zentralen Wärmespeichern kann für dieses Szenario nicht festgestellt werden, da die saisonale Speicherung nicht zwangsläufig auf Gemeindeebene erfolgen muss.

Für die erneuerbaren Erzeugungskapazitäten ergibt sich ein großer Einfluss gegenüber den Investitionskosten. Bei einer Verdopplung der Investitionskosten für Wind-, Dachflächen-PV- und Freiflächen-PV-Anlagen ist die jeweilige Technologie nicht mehr Teil des kostenoptimalen Systems. Während bei einer Verdopplung der Investitionskosten für Freiflächen-PV- beziehungsweise Windinvestitionskosten eine Wechselwirkung mit den Dachflächen-PV-Kapazitäten beobachtet werden kann, ist dies für die restlichen Kombinationen nicht der Fall. Der 52,7-prozentige Anstieg der Dachflächen-PV-Kapazität für eine Verdopplung der Freiflächen-PV-Investitionskosten kann auf das intranodale Netz zurückgeführt werden, das den zeitgleichen Stromexport verteuert. Bei einer Verdopplung der Windinvestitionskosten ist der Rückgang der Dachflächen-PV-Kapazität (-16,6%) ebenfalls auf den Ausbau des intranodalen Netzes zurückzuführen: Das Netz kann durch die reduzierte Gleichzeitigkeit von

Wind- und Dachflächen-PV-Anlagen besser ausgenutzt werden. Bei einer Halbierung der Dachflächen-PV- und Windinvestionskosten erfolgt ein Ausbau bis zur Potenzialgrenze der jeweiligen Technologie.

Zur Berechnung des Austauschaldos wird der in allen Gemeinden exportierte Strom, mit dem in allen Gemeinden importierten, Strom verrechnet. Dementsprechend wird mit einem Wert von -265,3 TWh mehr Strom von den Gemeinden importiert als exportiert. Für verdoppelte Windinvestionskosten ist mit einer Erhöhung um 303,7 % auf 1071,2 TWh der größte Importüberschuss zu beobachten. Durch eine Verdopplung der Freiflächen-PV-Investitionskosten ist eine Erhöhung von 60,8 % zu beobachten. Auf der anderen Seite führt die Halbierung der Windinvestionskosten zu einem fast vollständigen Ausgleich zwischen Import und Export, sodass lediglich 0,1 TWh mehr Strom importiert als exportiert wird. Durch eine Halbierung der Dachflächen-PV-Investitionskosten wird sogar ein Exportüberschuss erzielt: Über das Jahr werden 116,5 TWh mehr Strom exportiert als importiert. Der größere Einfluss kann durch den extremen Zuwachs der Dachflächen-PV-Kapazität bei reduzierten Investitionskosten erklärt werden, der stärker als bei den anderen Technologien ausfällt. Somit ergeben sich stark veränderte kostenoptimale Systeme durch signifikante Veränderungen in den Kostenannahmen der erneuerbaren Energieträger im *Preiszeitreihe*²-Szenario.

Vergleicht man die Sensitivität der beiden Szenarien gegenüber den Investitionskostenannahmen, so lässt sich erkennen, dass das *Referenz*-Szenario in der Systemzusammensetzung weniger sensibel auf veränderte Kostenannahmen reagiert. Einerseits führt der geringere Kostendruck im *Referenz*-Szenario aufgrund der teureren Systeme zu den geringeren Abweichungen. Zum anderen haben viele Gemeinden aufgrund der Autarkieebenenbedingung im *Referenz*-Szenario nicht die Freiheit, ihr Energiesystem grundlegend zu verändern. Darüber hinaus lassen sich im *Referenz*-Szenario größere Wechselwirkungen zwischen den Komponenten feststellen. Beispielsweise werden die Wärmepumpen als Flexibilitätserersatz zu Batteriespeichern eingesetzt, wodurch die Kapazität der Wärmepumpe positiv mit den Investitionskosten der Batterie korreliert. Im *Preiszeitreihe*²-Szenario führt der hohe Kostendruck zu einer erheblichen Sensitivität der gebauten erneuerbaren Kapazitäten gegenüber den Kostenannahmen.

Sensitivitäten der Ergebnisse gegenüber der Zeitreihenaggregation

Als weitere Einflussgröße wird die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber der verwendeten Zeitreihenaggregation untersucht. Abbildung 4.49 zeigt die Autarkieverteilung mit und ohne Zeitreihenaggregation für das *Referenz*- und das *Preiszeitreihe*²-Szenario. Im *Referenz*-Szenario sind für die Autarkiemöglichkeiten der deutschen Gemeinden kaum Unterschiede durch die Nutzung von Zeitreihenaggregation zu erkennen. Messbar wird dies durch den mittleren absoluten Fehler (MAE), der kleiner als 10^{-6} ist. Im Preiszeitreihenszenario *Preiszeitreihe*² ist der MAE mit 0,022 etwas höher. In Abbildung 4.49 erkennt man geringe Abweichungen in diesem Szenario für eine Bevölkerung von etwa 20 Millionen zwischen den beiden Varianten: Die Verwendung der Zeitreihenaggregation führt zu etwas höheren Autarkiegraden. Dies kann dadurch begründet werden, dass die hohen Autarkiegrade in einigen Gemeinden durch große Überkapazitäten der erneuerbaren Erzeuger erreicht werden. Durch die Zeitreihenaggregation werden Stunden, in denen der Bedarf nicht durch die Überkapazitäten gedeckt werden würde, zu anderen Stunden mit geringer Erzeugung *geclustert*. Dementsprechend sind für die Ergebnisse der Preiszeitreihen-Szenarien (vgl.

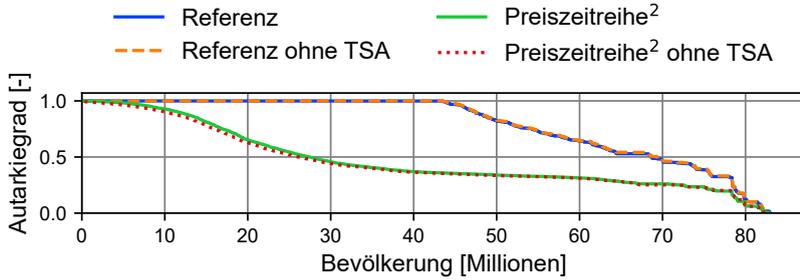


Abbildung 4.49: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Autarkieverteilung im *Referenz*- und *Preiszeitreihe*²-Szenario. Der Zusatz *ohne TSA* kennzeichnet jeweils, dass ohne Zeitreihenaggregation optimiert wurde.

Abschnitt 4.2.3), in denen der Kauf und Verkauf von Strom erlaubt ist, keine lastgerecht autarken Systeme realistisch.

Abbildung 4.50 zeigt Ausbaupkapazitäten für ausgewählte Technologien für die Szenarien mit und ohne Zeitreihenaggregation. Die Zeitreihenaggregation hat einen geringen Einfluss auf

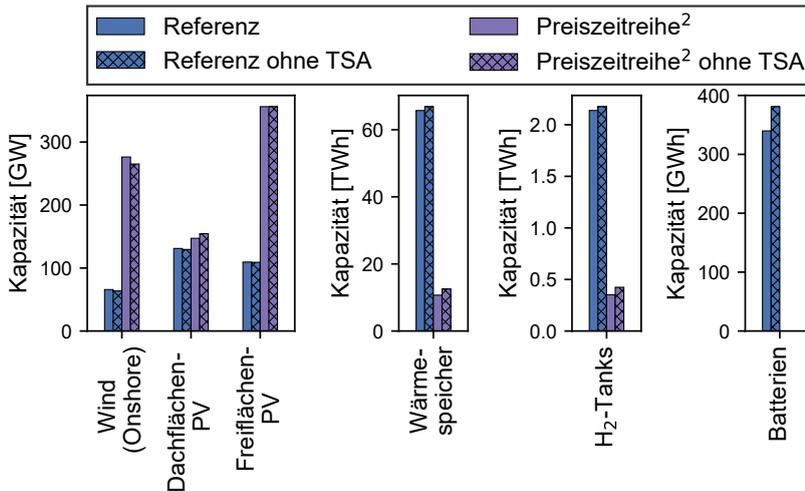


Abbildung 4.50: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die gebauten Kapazitäten im *Referenz*- und *Preiszeitreihe*²-Szenario. Der Zusatz *ohne TSA* kennzeichnet jeweils, dass ohne Zeitreihenaggregation optimiert wurde.

die erneuerbaren Kapazitäten: Ohne Zeitreihenaggregation wird im *Referenz*-Szenario lediglich 2,3 GW (3,6 %) und im *Preiszeitreihe*² 11,1 GW (4,0 %) weniger Windkapazität zugebaut. Die Dachflächen-PV-Kapazität ist im *Referenz*-Szenario ohne Zeitreihenaggregation ebenfalls um 1,6 GW (1,2 %) geringer und im *Preiszeitreihe*² um 7,4 GW (5,0 %) höher. Bei den Freiflächen-PV-Anlagen ist der Unterschied mit 0,4 GW (0,4 %) im *Referenz*-Szenario

beziehungsweise 0,0 GW (0,0 %) im *Preiszeitreihe*²-Szenario vernachlässigbar gering.

Bei den Speicherkapazitäten sind die Unterschiede dagegen geringfügig größer, da die zeitliche Struktur des Modells die Notwendigkeit der Energiespeicherung stärker beeinflusst. Im *Referenz*-Szenario werden ohne Zeitreihenaggregation 1,2 TWh (1,8 %) zusätzliche Wärmespeicherkapazität, 0,04 TWh (1,7 %) mehr Wasserstoffspeicherkapazität und 41,2 GWh (12,1 %) mehr Batteriespeicherkapazität gebaut. Im *Preiszeitreihe*²-Szenario ist der Einfluss auf die Wärmespeicherkapazität mit einer Erhöhung um 1,8 TWh (17,1 %) relativ gesehen am stärksten.

Im *Referenz*-Szenario ergibt sich ein MAE von 2,6 €/MWh und eine mittlere absolute prozentuale Abweichung (MAPE) von 2,2 % durch die Nutzung der Zeitreihenaggregation, sodass der Einfluss der Systemänderungen durch die Zeitreihenaggregation auf die spezifischen Systemkosten ebenfalls gering ist. Für das *Preiszeitreihe*²-Szenario ist der Fehler mit einem MAE von 6,7 €/MWh etwas größer.

Die Sensitivitätsanalyse bezüglich der genutzten Zeitreihenaggregation zeigt, dass die Zeitreihenaggregation zu leichten Veränderungen in den untersuchten Energiesystemen führt. Der Einfluss liegt jedoch im Rahmen der sonstigen Unsicherheiten. Darüber hinaus ist der Einfluss auf die Kosten, sowie die erreichbare Autarkie in den Gemeinden für das *Referenz*-Szenario vernachlässigbar gering.

4.3 Dezentralität im nationalen Energiesystem

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Dezentralitätsuntersuchung vorgestellt. Hierzu wird in Abschnitt 4.3.1 zunächst auf die *Cluster*-Analyse zur Erstellung des nationalen Energiesystems mit 350 Knoten eingegangen, bevor in Abschnitt 4.3.2 die Szenarioergebnisse präsentiert werden.

4.3.1 Ergebnisse der Clusteranalyse

Wie in Abschnitt 3.5.1 erläutert, wird die Anzahl der *Cluster* auf die größtmögliche Zahl festgelegt, mit der die Optimierung der Szenarien noch innerhalb von zehn Tagen durchgeführt werden kann. Mit einer Schrittweite von 50 wird die Knotenanzahl auf diesem Weg zu 350 ermittelt. Das lösbar Modell besteht für das *Referenz*-Szenario aus 313,1 Millionen Variablen und 396,3 Millionen Nebenbedingungen.

Nach Festlegung der Anzahl der Modellknoten auf 350 und Fixierung der Gewichtungsfaktoren der Erzeugung und Bedarfe (vgl. Abschnitt 3.5.1), verbleibt der Gewichtungsfaktor des Flächenschwerpunktes als freie Variable in der Aggregation. Der Zielkonflikt zwischen der Unschärfe durch die fehlende geografische Modellierung innerhalb der Modellknoten und der Güte der Aggregation wird durch eine Voranalyse untersucht. Dabei werden die beiden Zielgrößen, repräsentiert durch jeweils einen Indikator, in einem Ellbogenplot aufgetragen (vgl. Abschnitt 3.5.1). Dieser ist in Abbildung 4.51 dargestellt. Auf der *X*-Achse ist der *Davies-Bouldin-Index* aufgetragen und auf der *Y*-Achse der Mittelwert aller maximalen Distanzen in den Regionsgeometrien zum Flächenschwerpunkt der jeweiligen Region.

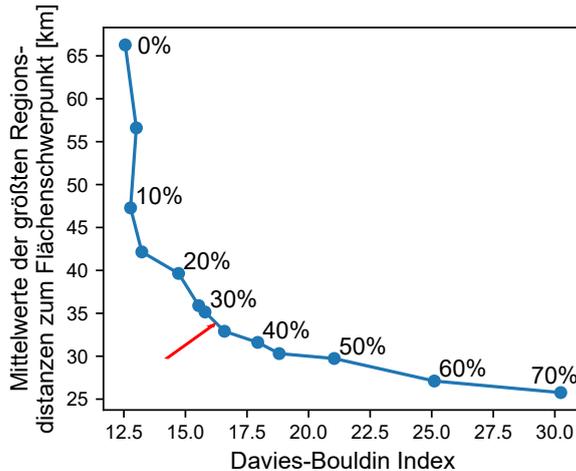


Abbildung 4.51: Ellbogenplot zur Auswertung des Zielkonfliktes zwischen Regionsgrößen und *Cluster*-Güte.

Die Auswertung wird zwischen 0 % und 70 % Gewichtung des Flächenschwerpunkts durchgeführt. Der Ellbogen wird graphisch bei etwa 33 % identifiziert. Dementsprechend wird der Gewichtungsfaktor des Flächenschwerpunktes auf 33 % festgelegt, wodurch die *Cluster*-Gewichtungen vollständig definiert sind. Die Regionsgeometrien sind für unterschiedliche Gewichtungen in Abbildung B.9 dargestellt.

Abbildung 4.52 zeigt die entstehenden 350 Regionen für das nationale Modell bei Nutzung der beschriebenen Aggregationskonfiguration. Aufgrund der großen Unterschiede in den energiesystematischen Eigenschaften im Vergleich zu den Nachbarregionen umfassen 139 Knoten nur eine Gemeinde. Diese haben eine durchschnittliche Bevölkerungsdichte von 1869 Einwohner*innen pro km^2 . Nach Dornbusch et al. [279] ist ab einer Bevölkerungsdichte von 750 Einwohner*innen pro km^2 eine städtische Struktur zu erkennen. Von den 139 Gemeinden, welche jeweils einen eigenen Knoten bilden, werden 112 als Städte klassifiziert. Die Großstädte Berlin, Hamburg, München und Köln sind entsprechend aufgrund ihrer verdichteten Bedarfsstruktur und der Dachflächen-PV lastigen Potenziale im Vergleich zum Umland ein eigenes *Cluster*. Unter den verbleibenden 27 Gemeinden befindet sich beispielsweise Büttel in Schleswig-Holstein mit 39 Einwohner*innen, das sich aufgrund des ansässigen Chemieparks und dem resultierenden Wasserstoffbedarfs von seinen Nachbarregionen abgrenzt.

Tabelle 4.3 zeigt die jährlichen Summen der Aggregationsparameter exklusive der Flächenschwerpunkte und Prozesswärmebedarfe für ausgewählte Regionen, die auch in Abbildung 4.52 markiert sind. Im Vergleich zwischen Berlin (1) und seiner nördlichen Nachbarregion (2) kann erkannt werden, warum die Großstädte nicht mit ihrem Umland zusammengefasst werden: Die flächenbezogenen Dachflächen-PV-Potenziale und Bedarfe sind im Vergleich zu den anderen Regionen sehr hoch, wohingegen die Wind- und Freiflächen-PV-Potenziale eher gering ausfallen. Im Vergleich zwischen Berlin (1) und seiner Nachbarregion (2) unterscheidet sich der flächenspezifische Wärmebedarf beispielsweise um einen Faktor 45,9, das Dachflächen-PV-Potenzial um einen Faktor 13,6 und das Windpotenzial um einen Faktor eins zu 11,8.

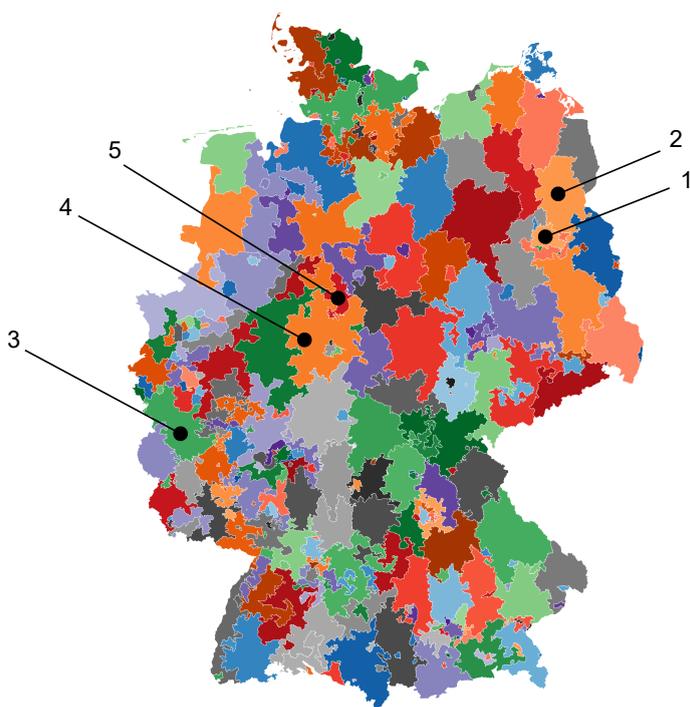


Abbildung 4.52: Geclusterte Regionen für die nationale Analyse.

Der Knoten mit den meisten Gemeinden (3) dehnt sich mit 309 Gemeinden und einer Fläche von 4011 km^2 im Westen Deutschlands über Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz aus. Die Region ist geprägt durch ländliche Gebiete mit moderatem Windpotenzial sowie vergleichsweise geringen Dachflächen- und Freiflächen-PV-Potenzialen und spezifischen Bedarfen. Die Region ist mit einer Bevölkerungsdichte von $108 \text{ Einwohner*innen pro km}^2$ dem ländlichen Siedlungstyp nach Dornbusch et al. [279] zugeordnet. Die mit 7059 km^2 an der Fläche gemessen größte Region (4), die sich in der Mitte Deutschlands über Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Thüringen erstreckt umfasst 97 Gemeinden. Auch hierbei handelt es sich um eine Region mit ländlichen Strukturen ($115 \text{ Einwohner*innen pro km}^2$), wobei sowohl unbewohnte Gebiete als auch ländlich dichte Gebiete im Knoten inbegriffen sind. Davon abgegrenzt bildet sich nördlich eine gemessen an der Fläche (1026 km^2) kleinere Region (5) bestehend aus 37 Gemeinden mit $58 \text{ Einwohner*innen pro km}^2$. Obwohl beide Regionen eine ländliche Struktur aufweisen, unterscheiden sich die Aggregationsparameter: Region (5) hat höhere Windpotenziale ($5,6 \text{ GWh/km}^2$) im Vergleich zu Region (4) ($3,8 \text{ GWh/km}^2$). Zusätzlich sind die flächenspezifischen PV-Potenziale und Bedarfe in Region (5) jeweils geringer als in Region (4). Beispielsweise ist der Wärmebedarf in Region (4) um einen Faktor 2,4 größer als in Region (5).

Tabelle 4.3: Über das Jahr aufsummierte Aggregationsparameter exklusive der Flächenschwerpunkte und Prozesswärmebedarfe für ausgewählte Regionen.

	Wind- potenzial [GWh/km ²]	Dachflächen- PV-Potenzial [GWh/km ²]	Freiflächen- PV-Potenzial [GWh/km ²]	Strom- bedarf [GWh/km ²]	Wärme- bedarf [GWh/km ²]	H ₂ - Bedarf [GWh/km ²]
(1)	0,3	9,8	0,2	13,8	35,2	2,2
(2)	3,7	0,7	0,4	0,3	0,8	0,1
(3)	2,0	1,0	1,3	0,4	0,9	0,2
(4)	3,8	1,0	1,4	0,6	0,9	0,3
(5)	5,6	0,6	0,5	0,3	0,4	0,1

4.3.2 Dezentralität in nationalen Energiesystemszenarien

Szenarioauswertung

In diesem Abschnitt werden die Szenarioergebnisse (vgl. Abschnitt 3.5.2) für die Dezentralitätsuntersuchung vorgestellt. Während die Szenarionamen und deren Randbedingungen denen der Gemeindeuntersuchung (vgl. Abschnitt 4.2.1) entsprechen, ist der Untersuchungsrahmen hier das nationale Energiesystem. Dementsprechend wird das Energiesystemmodell mit 350 aggregierten Knoten ausgewertet, um die Auswirkungen verschiedener Technologien auf die Dezentralisierung des Energiesystems zu bewerten.

Abbildung 4.53 zeigt die spezifischen Systemkosten für die nationalen Szenarien. Im *Re-*

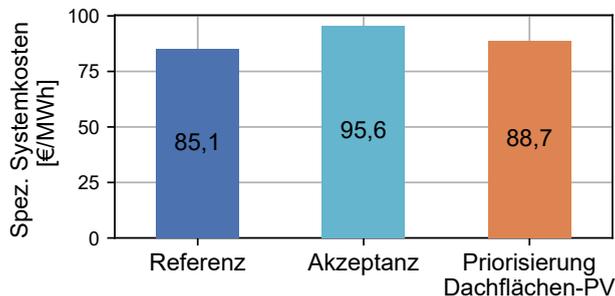


Abbildung 4.53: Spezifische Systemkosten für die Szenarien in der nationalen Auswertung.

ferenz-Szenario sind die Systemkosten mit 85,1 €/MWh am niedrigsten. Für das *Akzeptanz*-Szenario ergeben sich infolge des reduzierten Windpotenzials mit 95,6 €/MWh die höchsten Systemkosten. Auch im *Priorisierung-Dachflächen-PV*-Szenario sind aufgrund der Abweichung vom Kostenoptimum mit 88,7 €/MWh höhere Systemkosten zu beobachten. In diesem Szenario verfügt das Modell während der Optimierung nicht über alle Kosteninformationen und baut daher vom Kostenoptimum abweichende Kapazitäten.

Abbildung 4.54 zeigt die elektrischen Erzeugungskapazitäten in den Szenarien. Im *Referenz*-Szenario sind insgesamt 277,1 GW Onshore- und 61,3 GW Offshore-Windturbinen installiert. Zusätzlich werden 131,6 GW Dachflächen-PV- und 356,2 GW Freiflächen-PV-Anlagen gebaut. Um das reduzierte Onshore-Windpotenzial im *Akzeptanz*-Szenario aus-

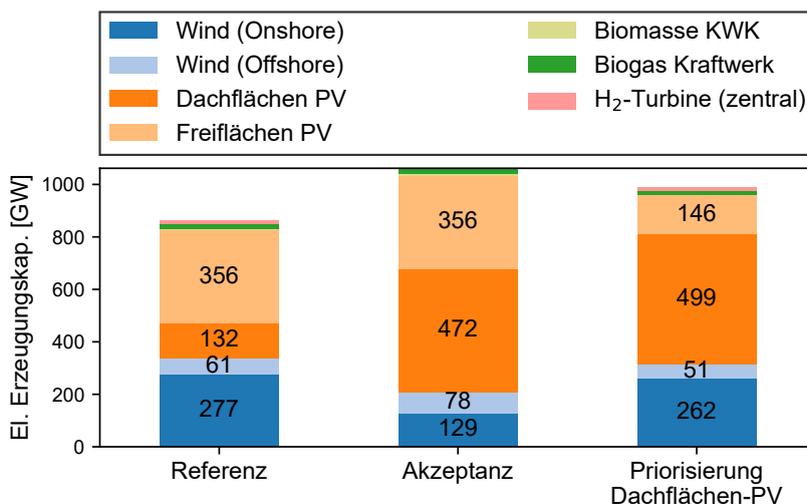


Abbildung 4.54: Installierte elektrische Erzeugungskapazitäten für die Szenarien in der nationalen Auswertung.

gleiches zu können, werden 16,4 GW mehr Offshore-Windturbinen gebaut, was einen Ausbau bis zur Offshore-Potenzialgrenze bedeutet. Zusätzlich wird die Dachflächen-PV-Kapazität stark auf 471,6 GW erhöht. Im *Priorisierung-Dachflächen-PV*-Szenario wird aufgrund der reduzierten Investitionskosten der Dachflächen-PV-Anlagen eine noch größere Kapazität gebaut, sodass 498,6 GW installiert werden. Im Gegensatz zum *Akzeptanz*-Szenario wird jedoch hauptsächlich Freiflächen-PV-Kapazität ersetzt, sodass diese auf 146,2 GW sinkt. Die Onshore-Wind- und Offshore-Wind-Kapazität ist demgegenüber nur um 15,0 GW beziehungsweise 10,4 GW geringer als im *Referenz*-Szenario. Daraus wird ersichtlich, dass die Windenergieanlagen aufgrund des abweichenden Erzeugungsprofils nur indirekt mit den PV-Anlagen konkurrieren. Die Vorteile eines ausgeglichenen Erzeugungsmixes sind somit stärker als die Kostenvorteile der Freiflächenphotovoltaik.

Abbildung 4.55 zeigt die Speicherkapazitäten in den Szenarien. Die unterirdischen Wasserstoffspeicher (H₂-UGS) sind die Speichertechnologie mit den größten Kapazitäten in allen Szenarien. Während im *Referenz*-Szenario und *Priorisierung-Dachflächen-PV*-Szenario eine Kapazität von 30,8 TWh und 31,3 TWh gebaut wird, werden die Untergrundspeicher im *Akzeptanz*-Szenario mit 38,4 TWh um 24,7 % größer als im *Referenz*-Szenario dimensioniert. Die Untergrundspeicher werden in den Szenarien mit 3,7 bis 5,5 Zyklen genutzt, woraus geschlossen werden kann, dass die großen Wasserstoffspeicher in allen Szenarien zur Überbrückung saisonaler Erzeugungsschwankungen genutzt werden. Auch bei den anderen Speicherkapazitäten weicht vor allem das *Akzeptanz*-Szenario von den weiteren Szenarien ab. Während die zentralen Wärmespeicher mit 12,4 TWh nur etwas größer als im *Referenz*- und *Priorisierung-Dachflächen-PV*-Szenario ausfallen, sind die Batterien und Wasserstofftanks signifikant größer dimensioniert. Sowohl der Batteriespeicher als auch die Wasserstofftanks werden als untertägige Speicher genutzt. Die Batteriespeicher weisen in allen Szenarien eine Zyklenanzahl zwischen 277,4 (*Akzeptanz*-Szenario) und 321,4 (*Priorisierung-Dachflächen-PV*-Szenario) auf. Die Wasserstofftanks können im *Akzeptanz*-Szenario mit 267,1 Zyklen ebenfalls als untertägige Speicher klassifiziert werden. Der höhere Bedarf an untertägigen Speichern im *Akzeptanz*-Szenario kann auf die größere un-

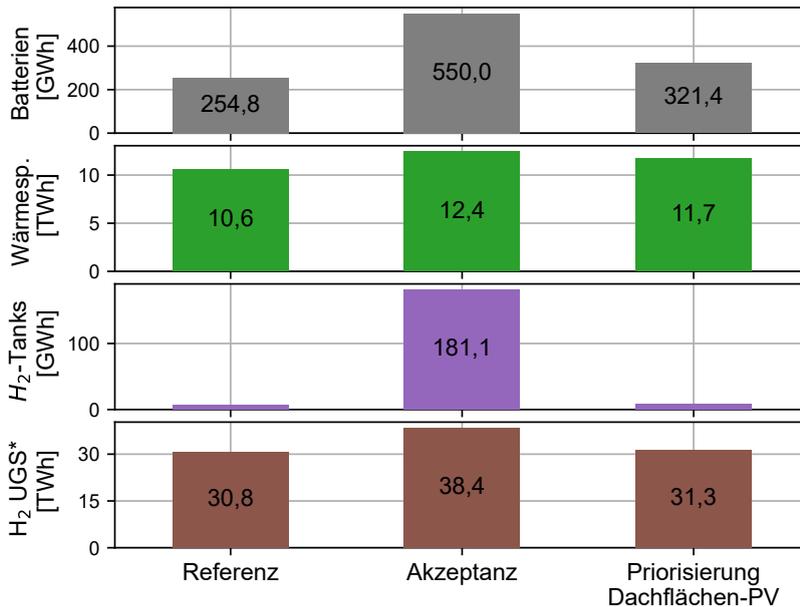


Abbildung 4.55: Installierte Speicherkapazitäten für die Szenarien in der nationalen Auswertung. *) Abkürzung UGS: Untergrundspeicher.

tertägige Variation der Erzeugung durch den hohen PV-Anteil zurückgeführt werden.

Abbildung 4.56 zeigt den Nettoautarkiegrad der Regionen in einer Kartendarstellung für die Szenarien. Da der Nettoautarkiegrad als Verhältnis von Energiebereitstellung zu Bedarf definiert ist (vgl. Abschnitt 3.3.4), ist er zusätzlich ein Maß für die Nähe der Erzeugung zum Bedarf im System. Es ist zu erkennen, dass in allen Szenarien vor allem im Norden und Nordosten Deutschlands hohe Nettoautarkiegrade erreicht werden. Abbildung 4.57 zeigt darüber hinaus die regionale Verteilung der bedarfsspezifischen Winderzeugung. Die kombinierte Betrachtung von Abbildung 4.56 und Abbildung 4.57 zeigt, dass die hohen Nettoautarkiegrade in den windreichen Regionen Deutschlands auftreten. Im Vergleich der Szenarien fallen die sehr hohen Nettoautarkiegrade im Norden und Nord-Osten Deutschlands im *Akzeptanz*-Szenario entsprechend etwas geringer aus, da es sich um ländliche, windreiche Regionen handelt, deren Windpotenzial im *Akzeptanz*-Szenario geringer ist. Ein Knoten, der sich über Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg erstreckt, sticht in beiden Kartendarstellungen des *Referenz*-Szenarios heraus: Die Erzeugung übertrifft den äquivalenten Strombedarf in der Region um das 17,3-fache. Mit einer Gesamtbevölkerung von 130 000 und einer Bevölkerungsdichte von 33,3 Einwohner*innen/km² handelt es sich um eine ländliche Region. Im *Referenz*-Szenario wird eine Onshore-Wind-Kapazität von 6,2 GW gebaut, womit die Winderzeugung 85,0% der Gesamterzeugung in der Region ausmacht. Als Gegenbeispiel kann Duisburg angeführt werden, das aufgrund des hohen Industriebedarfes nur einen Bruchteil seines Bedarfes selbst bereitstellt und somit auf die Importe aus anderen Regionen angewiesen ist.

Zusätzlich kann die regionale Verteilung des Nettoautarkiegrads in Abbildung 4.56 auch als Indikator für die jährlichen Übertragungsbedarfe des Energiesystems herangezogen

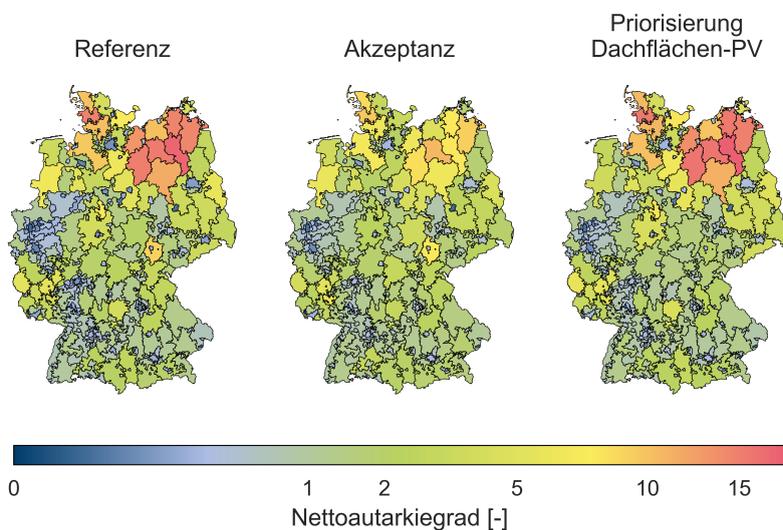


Abbildung 4.56: Regionale Verteilung des Nettoautarkiegrad für die Szenarien in der nationalen Auswertung.

gen werden. Während sich im *Referenz-* und *Priorisierung-Dachflächen-PV-*Szenario ein höherer Übertragungsbedarf aus dem Norden und Nordosten Deutschlands in die weiteren Regionen abzeichnet, ist dieser für das *Akzeptanz-*Szenario geringer. Messbar wird dies durch die Transportkapazität, die für das Stromnetz im *Referenz-*Szenario 82,6 TW_{km}, im *Priorisierung-Dachflächen-PV-*Szenario 80,4 TW_{km} und im *Akzeptanz-*Szenario 77,0 TW_{km} beträgt. Die Transportkapazität des Wasserstoffnetzes ist in allen Szenarien mit 22,1 TW_{km_{H₂,LHV}} (*Referenz-*Szenario), 21,7 TW_{km_{H₂,LHV}} (*Priorisierung-Dachflächen-PV-*Szenario) beziehungsweise 17,6 TW_{km_{H₂,LHV}} (*Akzeptanz-*Szenario) kleiner ausgelegt. Es zeigt sich daher, dass in den Szenarien vor allem die genutzten Windkapazitäten Treiber des Transmissionsbedarfs sind. Die Ähnlichkeit zwischen dem *Priorisierung-Dachflächen-PV-*Szenario und dem *Referenz-*Szenario wird ebenfalls deutlich. Wie oben beschrieben werden hauptsächlich Freiflächen-PV-Anlagen durch Dachflächen-PV-Anlagen ersetzt. Der Vergleich der beiden Szenarien in Abbildung 4.56 zeigt, dass sich die regionale Verteilung des Nettoautarkiegrads nur geringfügig unterscheidet. In einigen Regionen ändert sich der Nettoautarkiegrad jedoch merklich, zum Beispiel sinkt er in einer Region im Westen Niedersachsens, wo größere Freiflächen-PV-Potenziale vorhanden sind, von 6,5 auf 3,6.

Abbildung 4.58 zeigt die bedarfsspezifische PV-Erzeugung auf Dach- und Freiflächen. Es ist zu erkennen, dass die PV-Erzeugung gleichmäßiger über Deutschland verteilt ist als die Winderzeugung (Abbildung 4.57). Im *Referenz-* und *Akzeptanz-*Szenario heben sich zwei Regionen aufgrund ihrer großen Freiflächen-PV-Erzeugung hervor. Eine Region im Westen Niedersachsens weist im *Referenz-*Szenario eine bedarfsspezifische PV-Erzeugung von 4,2 auf. Die zweite Region umgibt die Stadt Jena und umfasst hauptsächlich Gemeinden aus Thüringen mit kleineren Bereichen in Sachsen-Anhalt. Der Regionszusammenschluss verzeichnet eine bedarfsspezifische PV-Erzeugung von 5,8. Im *Priorisierung-Dachflächen-PV-*

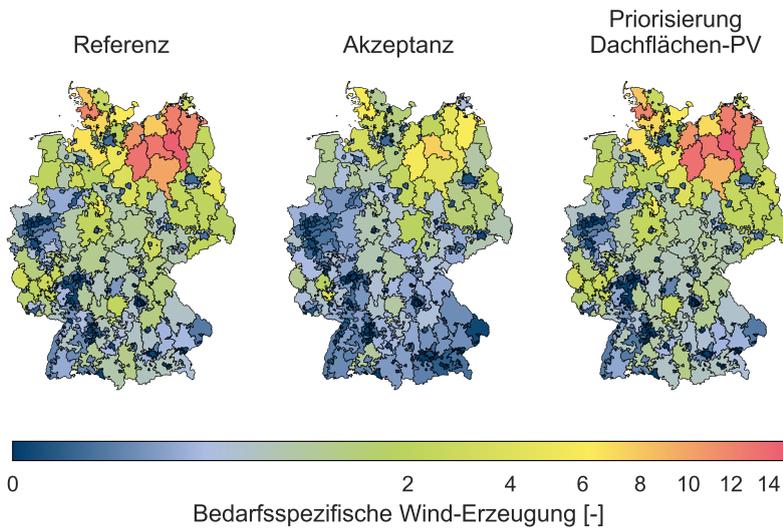


Abbildung 4.57: Regionale Verteilung der bedarfsspezifischen Winderzeugung für die Szenarien in der nationalen Auswertung.

Szenario fügen sich die Regionen mit bedarfsspezifischen PV-Erzeugungen von 1,3 und 0,8 in das Gesamtbild ein, da wie oben beschrieben, ein großer Teil der Freiflächen-PV-Anlagen im Gesamtsystem durch Dachflächen-PV-Anlagen ersetzt werden. Somit führen die höheren gesellschaftlichen Kosten im Dachflächen-PV-Szenario zwar zu einer gleichmäßigeren Verteilung der PV-Erzeugung durch den priorisierten Zubau von Photovoltaikanlagen auf Dachflächen. Da die Substitution der Windkapazitäten aber nur in begrenztem Umfang beobachtet werden kann, bleibt die Erzeugungsdominanz in den nördlichen und nordöstlichen Regionen im groß.

Abbildung 4.59 zeigt die Lorenzkurven für die Erzeugung in den Szenarien. Die beschriebenen Muster finden sich auch hier wieder: Während das *Akzeptanz*-Szenario mit einem *GINI*-Koeffizienten von 0,51 die größte Gleichheit in der Erzeugung zwischen den Regionen aufweist, zeigt das *Referenz*-Szenario mit einem *GINI*-Koeffizienten von 0,67 die größte Ungleichheit. Dazwischen liegt das *Priorisierung-Dachflächen-PV*-Szenario mit einem *GINI*-Koeffizienten von 0,59. Die geringere Winderzeugung im *Akzeptanz*-Szenario führt zwar zu einer geringeren Ungleichheit in der Erzeugung, die hohen Mehrkosten im Vergleich zum *Referenz*-Szenario (vgl. Abbildung 4.53) zeigen jedoch, dass hierfür ein enormer Kostenaufwand erforderlich ist. Im *Priorisierung-Dachflächen-PV*-Szenario verläuft die Lorenzkurve insbesondere für die Bevölkerung mit sehr geringem Erzeugungsanteil über der Lorenzkurve des *Referenz*-Szenarios: Die PV-Erzeugung verlagert sich von Freiflächen-Anlagen in bevölkerungsarmen Regionen zu Dachflächen-Anlagen in bevölkerungsreiche Regionen, die im *Referenz*-Szenario kaum Strom erzeugen. Für die 20% der Bevölkerung, die den größten Anteil an der Erzeugung haben, ist hingegen kaum ein Unterschied zu erkennen, da die Winderzeugung im Norden und Nordosten Deutschlands weiterhin sehr präsent ist. Um eine noch größere Gleichheit in der Erzeugung zu erreichen, müssten daher Maßnahmen zur Verdrängung der Windkapazitäten erfolgen, die aber wie am *Akzeptanz*-Szenario

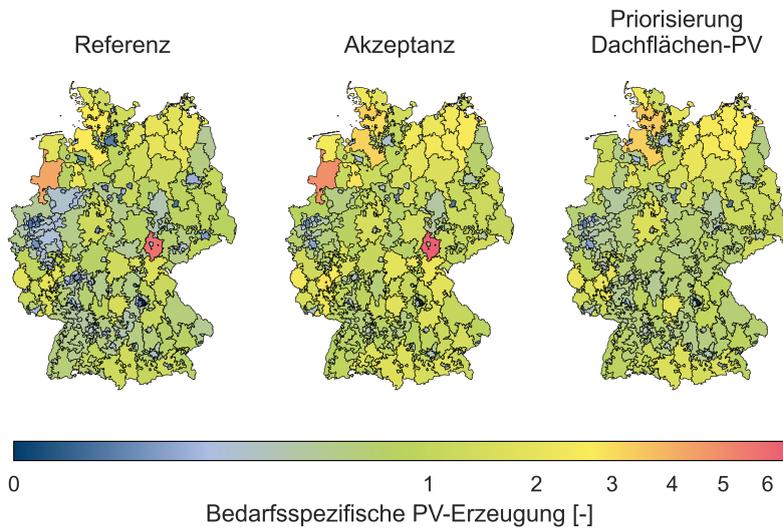


Abbildung 4.58: Regionale Verteilung der bedarfsspezifischen PV-Erzeugung für die Szenarien in der nationalen Auswertung.

zu sehen ist, zu deutlich höheren gesellschaftlichen Zusatzkosten führen würde.

Regionale Nutzung der Bioenergieträger

Im Folgenden wird eine Sensitivität für das *Referenz*-Szenario betrachtet, in der die Nutzung der biogenen Brennstoffe nicht auf die anfallenden Regionen beschränkt ist und damit in ganz Deutschland genutzt werden können. Damit stellt der Vergleich zwei Extrembeispiele dar: Während der Transport von Biomasse und Biogas im *Referenz*-Szenario über die Regionsgrenzen hinaus nicht zugelassen ist, können beide Energieträger in der Sensitivität *Biomasse-National* unabhängig von ihrer Herkunft überall in Deutschland eingesetzt werden.

Abbildung 4.60 zeigt die Prozesswärmeerzeugung in beiden Varianten. Der Biomasseanteil an der Prozesswärmeerzeugung erhöht sich von 18 % im *Referenz*-Szenario auf 29 % in der *Biomasse-National*-Sensitivität. Auch der Biogasanteil erhöht sich von 6 % auf 12 %. Insbesondere der zur Prozesswärmeerzeugung genutzte Wasserstoff wird bei einer deutschlandweiten Nutzung der biogenen Brennstoffe durch diese ersetzt. Insbesondere im Hochtemperaturbereich erhöht sich die Nutzung durch 27,2 % auf 53,2 %.

Abbildung 4.61 zeigt die gebauten elektrischen Kraftwerkskapazitäten in der Sensitivitätsbetrachtung. Die Kapazitäten der zentralen Wasserstoffturbinen erhöht sich von 14,0 GW auf 17,1 GW bei der nationalen Nutzung der biogenen Ressourcen. Demgegenüber verringern sich die Kapazitäten der Biomasse-KWK-Anlagen und Biogas Kraftwerke: Während im *Referenz*-Szenario noch 3,26 GW_{el} Biomasse-KWK-Anlagen genutzt wer-

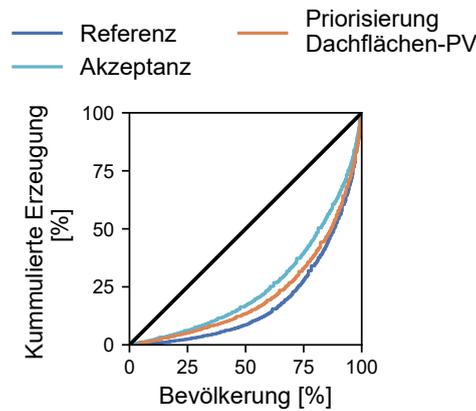


Abbildung 4.59: Lorenzkurven für die erneuerbare Erzeugung in den Szenarien in der nationalen Auswertung.

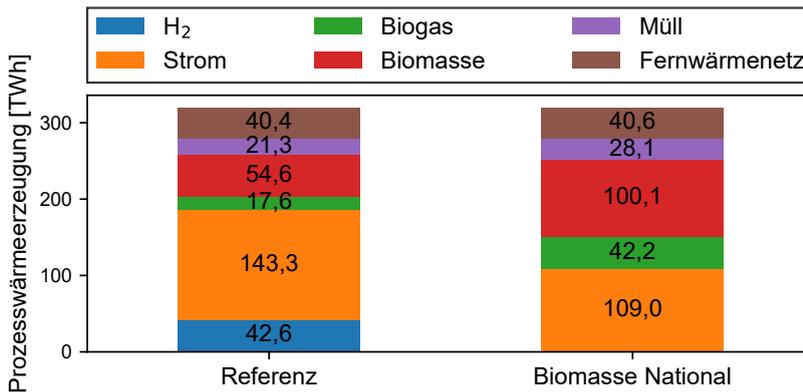


Abbildung 4.60: Prozesswärmeerzeugung unter Variation der Bedingungen für die Biomasseherkunft.

den, werden in der Sensitivität keine Kapazitäten errichtet. Die Biogaskraftwerke reduzieren sich von 18,5 GW auf 15,5 GW.

Es kann festgehalten werden, dass sich die Nutzung der biogenen Brennstoffe durch die nationale Nutzung vom Stromsektor in den Industriesektor verlagert. Die industriellen Bedarfszentren können nun insbesondere die in ländlichen Räumen anfallenden Biomassepotenziale nutzen.

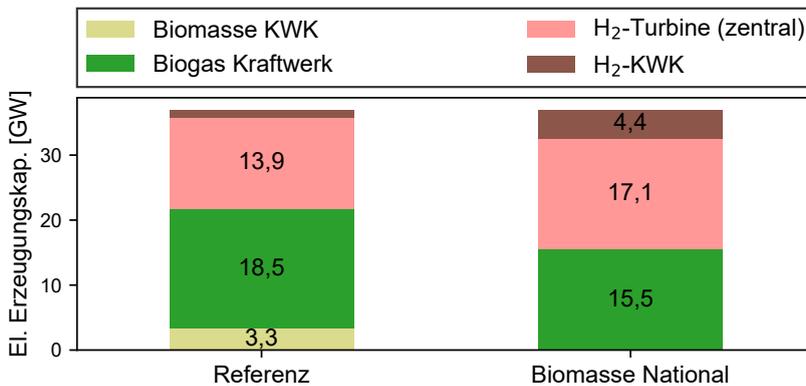


Abbildung 4.61: Elektrische Kraftwerkskapazitäten unter Variation der Bedingungen für die Biomasseherkunft.

Auswertung des Zentralisierungsgrads

Im Folgenden werden die *Zentralisierungsgrade* für das *Referenz*-Szenario ausgewertet. Für einen *Zentralisierungsgrad* von 100 % sind die Netzkapazitäten Teil der Optimierungsvariablen. Für abweichende *Zentralisierungsgrade* werden die Netzkapazitäten als *Zentralisierungsgrad* multipliziert mit der frei optimierten Netzkapazität (*Zentralisierungsgrad* 100 %) definiert. Als zusätzliche Variation wird das Szenario 0 % (*Gemeinde*) eingeführt. In diesem wird wie bei 0 % *Zentralisierungsgrad* unvernetzt optimiert, jedoch wird als regionale Auflösung die Gemeindeebene gewählt. Hierbei haben die Regionen die Möglichkeit Wasserstoff für 104,4 €/MWh zu importieren.

Abbildung 4.62 zeigt die Kosten der verschiedenen *Zentralisierungsgrade* im *Referenz*-Szenario. Per Definition ist der Referenzfall (*Zentralisierungsgrad*=100 %) der kos-

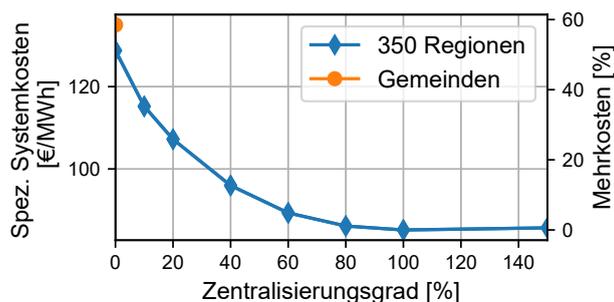


Abbildung 4.62: Spezifische Systemkosten für das *Referenz*-Szenario unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zentralisierungsgrade.

tengünstigste Fall, da in den Modellen für von 100 % abweichende *Zentralisierungsgrade* vom Kostenoptimum divergierende Randbedingungen definiert werden. Es ist zu erkennen, dass eine signifikant verringerte Vernetzung zu erheblichen Kostensteigerungen im Energie-

system führt. Während für einen *Zentralisierungsgrad* von 60 % moderate Mehrkosten von 4,9 % gegenüber dem Referenzfall entstehen, steigen die Mehrkosten für den unverbundenen Fall um 51,2 %. Umgekehrt erhöhen sich die Kosten für höhere *Zentralisierungsgrade* als 100 % nur geringfügig. Beispielsweise entstehen für 150 % der Netzkapazität nur Mehrkosten von 0,6 %.

Abbildung 4.63 zeigt die elektrische Erzeugungskapazitäten über dem *Zentralisierungsgrad*. Im Referenzfall setzen sich die erneuerbaren Erzeugungskapazität im System aus

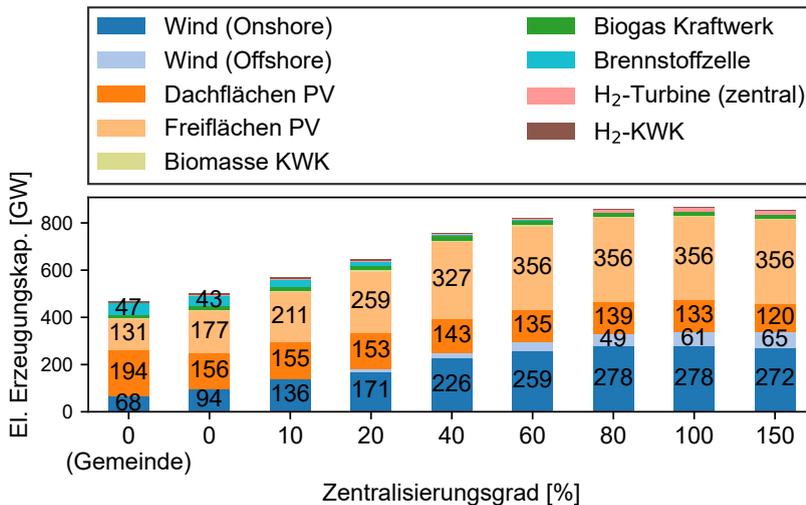


Abbildung 4.63: Elektrische Erzeugungskapazitäten für das *Referenz*-Szenario unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zentralisierungsgrade.

Freiflächen-PV-Anlagen (356,2 GW), Onshore-Windturbinen (277,5 GW), Dachflächen-PV-Anlagen (133,4 GW) und Offshore-Windturbinen (61,1 GW) zusammen. Für einen *Zentralisierungsgrad* von 150 % verringert sich die installierte Dachflächen-PV-Leistung auf 119,8 GW, während sich die Offshore-Windkapazität auf 65,1 GW erhöht. Es ist also zu erkennen, dass die zentralen Erzeugungstechnologien mit erhöhter Netzkapazität besser eingebunden werden können. Der gleiche Trend lässt sich auch beim Blick auf die verringerten Netzkapazitäten erkennen: Für geringere *Zentralisierungsgrade* reduziert sich die Kapazität der Offshore-Windenergieanlagen als zentrale Technologie. Beispielsweise verringert sich die installierte Offshore-Windkapazität für 80 % *Zentralisierungsgrad* auf 48,9 GW. Für diesen Schritt wird die Freiflächen-PV-Leistung weiterhin bis zur Potenzialgrenze ausgebaut. Die Leistung von Onshore-Windenergieanlagen wird sogar leicht um 0,8 GW erhöht. Für kleinere *Zentralisierungsgrade* sinken die Freiflächen-PV- und Onshore-Windkapazitäten, da deren Erzeugung nicht mehr ausreichend über die Regionsgrenzen hinaus transportiert werden können und eine Speicherung innerhalb der Regionen nicht wirtschaftlich umzusetzen ist. Somit reduziert sich die Gesamtkapazitäten der erneuerbaren Erzeuger im System. Um die Stromlücke zu schließen, wird der Wasserstoffimport in Kombination mit größeren Dachflächen-PV-Kapazitäten genutzt. Für einen *Zentralisierungsgrad* von 20 % reduziert sich beispielsweise die installierte Leistung von Onshore-Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen auf 170,9 GW beziehungsweise 259,1 GW, da der erzeugte Strom nicht mehr hinreichend zwischen den Regionen verteilt werden kann. Demgegenüber steigt die Dachflächen-PV-Kapazität auf 153,2 GW und 651,3 TWh_{LHV} Wasserstoff werden importiert.

Auf Gemeindeebene verstärken sich die Trends im Vergleich zum unvernetzten System mit 350 Regionen weiter: Beispielsweise sinken die Leistungen von Freiflächen-PV (130,9 GW) und Onshore-Wind (67,8 GW), da sich die Regionen, in denen der erzeugte Strom genutzt werden kann, verkleinern.

Abbildung 4.64 zeigt die elektrischen Kraftwerkskapazitäten für verschiedene *Zentralisierungsgrade*. Allgemein lässt sich erkennen, dass große flexible Erzeugungskapazitäten

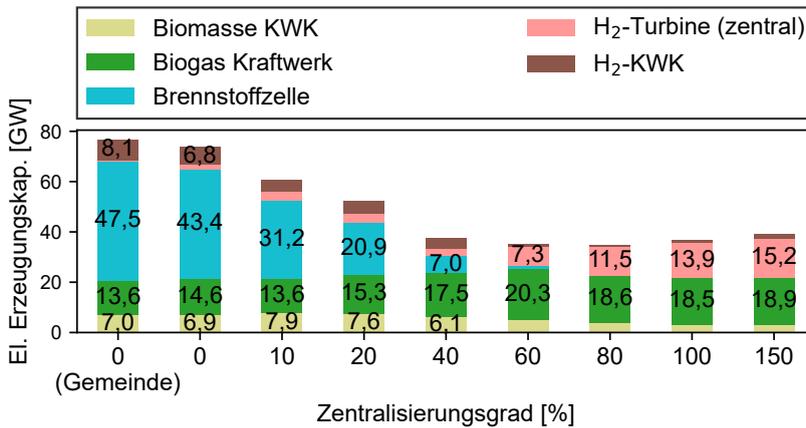


Abbildung 4.64: Elektrische Kraftwerkskapazitäten für das *Referenz*-Szenario unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zentralisierungsgrade.

für geringere *Zentralisierungsgrade* aufgebaut werden. Insbesondere zur Verstromung des importierten Wasserstoffs werden große Brennstoffzellenkapazitäten aufgebaut. Im unvernetzten System werden dementsprechend 43,4 GW_{el} Brennstoffzellen und 6,8 GW_{el} Wasserstoff-KWK-Anlagen gebaut. Die Umwandlung der biogenen Brennstoffe durch Biogas-Kraftwerke und Biomasse-KWK-Anlagen wird über alle *Zentralisierungsgrade* genutzt. Während für höhere *Zentralisierungsgrade* tendenziell mehr Biogas-Kraftwerke errichtet werden, werden in den weniger vernetzten Systemen vermehrt Biomasse-KWK-Anlagen gebaut. Dies kann durch die vermehrte Nutzung von *Power-to-Heat*-Maßnahmen zur Flexibilisierung des Energiesystems auf regionaler Ebene begründet werden. Die Biomasse-KWK-Anlagen sind in Kombination mit unterirdischen Wärmespeichern ein entsprechendes Flexibilisierungsinstrument. Für höhere Zentralisierungsgrade können die höheren Netzkapazitäten für die Verteilung des erzeugten Stroms genutzt werden. Die teilweise sinkenden Leistungen der Biogas-Kraftwerke für höhere *Zentralisierungsgrade* können durch die Konkurrenz durch erneuerbare Energieträger erklärt werden. Darüber hinaus variieren die Kapazitäten der Wasserstoffturbine zwischen den *Zentralisierungsgraden* aufgrund von zwei gegenläufigen Effekten: Auf der einen Seite führen geringere *Zentralisierungsgrade* zu einer erschwerten Einbindung der Wasserstoffturbinen, da sowohl der Transport des als Brennstoff verwendeten Wasserstoffs zur Turbine als auch der Transport des erzeugten Stroms über die Regionsgrenzen hinaus erschwert wird. Auf der anderen Seite nehmen die Wasserstoffimporte für geringe *Zentralisierungsgrade* stark zu. Dementsprechend ist keine stetige Abnahme der zentralen Wasserstoffturbine zu erkennen: Während im Referenzfall Wasserstoffturbinen mit einer Leistung von 13,9 GW gebaut werden, reduziert sich die Leistung bei einem *Zentralisierungsgrad* von 40 % auf 2,9 GW. Für einen *Zentralisierungsgrad* von 20 % erhöht sich die Leistung auf 3,4 GW, woraus geschlossen werden kann, dass der gesteiger-

te Wasserstoffimport für diesen Schritt einflussreicher ist als die geringere Vernetzung. Für geringere *Zentralisierungsgrade* werden wiederum kleinere Kapazitäten der Wasserstoffturbine aufgebaut.

Abbildung 4.65 zeigt die gebauten Speicherkapazitäten über dem *Zentralisierungsgrad*. Auch bei den Speichern lässt sich die Abkehr von zentralen Komponenten für kleine *Zen-*

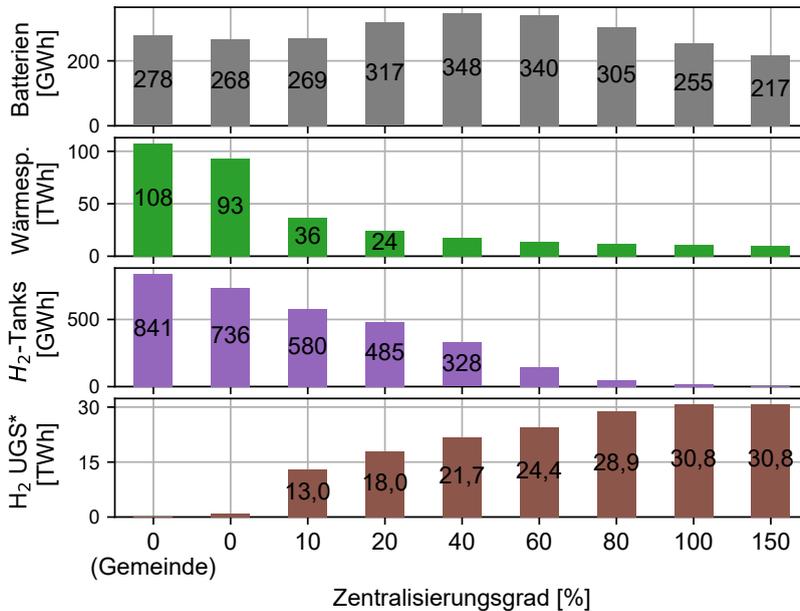


Abbildung 4.65: Speicherkapazitäten im Energiesystem für das *Referenz-Szenario* unter Berücksichtigung unterschiedlicher *Zentralisierungsgrade*. *) Abkürzung UGS: Untergrundspeicher.

tralisierungsgrade beobachten: Die unterirdischen Wasserstoffspeicher können aufgrund der geringeren Transportkapazität des Wasserstoffnetzes schlechter integriert werden. Im Referenzfall werden 30,8 TWh Untergrundspeicher gebaut, für 60 % *Zentralisierungsgrad* nur noch 24,4 TWh und im unvernetzten Fall nur noch 1,0 TWh beziehungsweise 0,0 TWh auf Gemeindeebene. Auf der anderen Seite lässt sich für die weiteren Speichertechnologien ein Anstieg für kleinere *Zentralisierungsgrade* beobachten. Beispielsweise werden im Referenzfall nur 18,0 GWh Wasserstofftanks gebaut. Die Kapazität nimmt für geringe *Zentralisierungsgrade* jedoch immer weiter zu, sodass für das unvernetzte System insgesamt 840,5 GWh Wasserstofftanks gebaut werden. Noch ausgeprägter ist der Trend für die Wärmespeicher, die für die unvernetzten Systeme einen Großteil der saisonalen Speicherung (2,1 Ladezyklen) übernehmen. Während im Referenzfall 10,7 TWh installiert werden, erhöht sich die Kapazität für einen *Zentralisierungsgrad* von 60 % um 25,2 % auf 13,4 TWh. Für geringere *Zentralisierungsgrade* erhöht sich die Kapazität weiter, jedoch ist der relative Anstieg deutlicher: Von 60 % auf 10 % ist fast eine Verdreifachung der Kapazität auf 36,3 TWh zu beobachten. Insgesamt nimmt durch die starke Kapazitätssteigerung auch die Auslastung der Wärmespeicher über den *Zentralisierungsgrad* ab. Während diese im Referenzfall mit 14,2 Ladezyklen genutzt werden, verringern sich diese für 60 % auf 11,3 und für 10 % auf 4,7. Für geringe *Zentralisierungsgrade* ersetzen die Wärmespeicher die sai-

sonale Flexibilität der nicht mehr integrierten Unterspeicher. Zusätzlich wird weitere Flexibilität notwendig, die nicht mehr durch den Austausch mit anderen Regionen bereitgestellt werden kann. Während die extrem großen Wärmespeicherkapazitäten für die geringen *Zentralisierungsgrade* aus den beschriebenen Gründen resultieren, zeigen die Kapazitäten für die *Zentralisierungsgrade* über 60%, dass die Wärmespeicher auch für stark vernetzte Systeme mit günstigen Unterspeichern eine geeignete Maßnahme zur Flexibilisierung darstellen.

Abbildung 4.66 zeigt die regionale Verteilung des Nettoautarkiegrads für verschiedene *Zentralisierungsgrade*. Auch hier lässt sich der oben beschriebene Trend wiedererkennen: Für

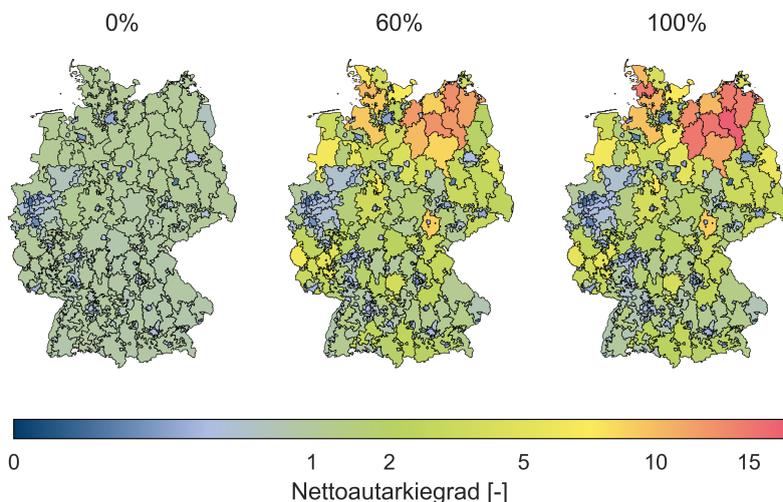


Abbildung 4.66: Nettoautarkiegrad in den Regionen für verschiedene Zentralisierungsgrade.

einen *Zentralisierungsgrad* von 100% erzeugen einige Regionen in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg das bis zu 17,3-fache ihres Bedarfes und werden zu energetischen Exporteuren. Für einen *Zentralisierungsgrad* von 60% ergibt sich eine Reduzierung des Nettoautarkiegrads in diesen Regionen, da die Überschusserzeugung nicht mehr in die Bedarfszentren verteilt werden kann. Im unvernetzten System lohnt es sich nicht Kapazitäten zur Überschusserzeugung aufzubauen, weshalb in den Regionen Nettoautarkiegrade von kleiner oder gleich eins resultieren. Viele Regionen erzeugen einen Großteil ihres Bedarfes selbst und weisen Nettoautarkiegrade von über 0,8 auf. Bezogen auf die Fläche sind dies 82,2% Deutschlands, bezogen auf die Bevölkerung jedoch nur 44,8%. Am anderen Ende der Skala gibt es einige Regionen, die einen großen Teil ihres Primärenergiebedarfs durch Wasserstoffimporte decken. Unter diesen Regionen sind zum einen die Großstädte wie Berlin, Hamburg, München, Köln und Bremen und zum anderen Industrieregionen wie Ludwigshafen am Rhein oder Büttel. Wie schon bei der Autarkieuntersuchung auf Gemeindeebene (Abschnitt 4.2.4) zeigt sich hier die Kluft zwischen ländlichen Regionen und städtischen sowie industriellen Bedarfszentren.

Abbildung 4.67 zeigt die Winderzeugung im Verhältnis zum äquivalenten Strombedarf. Wie

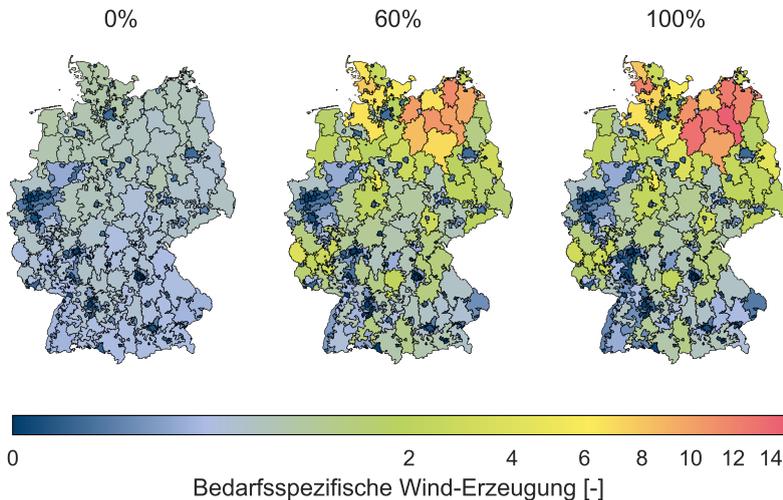


Abbildung 4.67: Regionale Verteilung der bedarfsspezifischen Winderzeugung für verschiedene Zentralisierungsgrade.

bereits in der Szenarioauswertung ist die Überschusserzeugung im Referenzfall insbesondere im Norden und Nordosten Deutschlands in Regionen mit hohen Winderzeugungen aufzutreten. Bei geringeren *Zentralisierungsgraden* kann der Übertragungsbedarf dieser Regionen nicht mehr bedient werden, sodass sich geringere optimale Onshore-Windkapazitäten ergeben. Für 11 Regionen in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, dem Nordosten Niedersachsens und dem Norden Sachsen-Anhalts ergibt sich im Referenzfall eine bedarfsspezifische Winderzeugung von größer als 7,0 mit einem Durchschnitt von 11,0. Wie an den gebauten Kapazitäten (vgl. Abbildung 4.63) erkannt werden kann, nimmt die Onshore-Windkapazität für einen 80-prozentigen *Zentralisierungsgrad* zunächst leicht zu. Jedoch erhöht sich gleichzeitig die Abregelung von Onshore-Windenergieanlagen um 14,8 % von 41,9 TWh auf 48,1 TWh, wovon 36,3 % auf die 11 Regionen entfällt. Unterhalb eines *Zentralisierungsgrades* von 60 % kann ein Rückgang der Onshore-Windkapazitäten erkannt werden, der insbesondere in den Beispielregionen auftritt. Demzufolge reduzieren sich die bedarfsspezifischen Winderzeugungen für die 11 Beispielregionen auf im Schnitt 8,7 im 60%-Fall und 3,0 im 20%-Fall. Somit kann festgehalten werden, dass bei einer Reduzierung der Vernetzung große Teile der kostengünstigen Windpotenziale im Norden und Nordosten Deutschlands nicht mehr kosteneffizient eingebunden werden können. Daher ergibt sich eine Verschiebung hin zum Ausbau von Dachflächen-PV-Anlagen und Wasserstoffimporten im Gesamtsystem.

Abbildung 4.68 (a) zeigt die Lorenzkurven, in denen die kumulierte Erzeugung über der Bevölkerung für ausgewählte *Zentralisierungsgrade* aufgetragen ist. Wie bereits in den Kartendarstellungen erkannt werden kann, resultieren geringere *Zentralisierungsgrade* in einer gleicheren Verteilung der Erzeugung. Für den Referenzfall ergibt sich mit einem *GINI-Koeffizienten* von 0,67 dementsprechend die ungleichste Verteilung der dargestellten *Zen-*

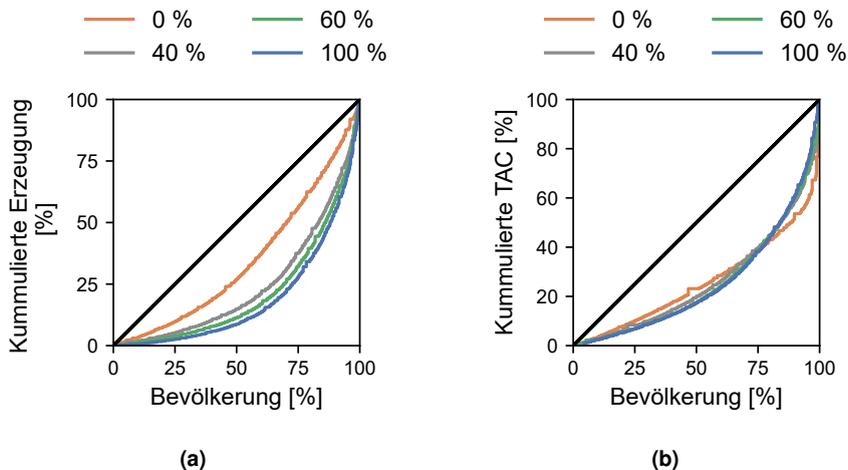


Abbildung 4.68: Lorenzkurven für die Erzeugung (a) und für die annualisierten Systemkosten (b) für verschiedene Zentralisierungsgrade.

tralisierungsgrade. Für einen *Zentralisierungsgrad* von 60 % und für das unvernetzte System sind die *GINI*-Koeffizienten mit 0,61 beziehungsweise 0,32 geringer.

Abbildung 4.68 (b) zeigt die Lorenzkurve für die annualisierten Systemkosten (TAC). Für diese Verteilungen ist das Bild zwischen den betrachteten *Zentralisierungsgraden* uneindeutiger. Im Referenzfall und im unvernetzten System quantifiziert sich die Gleichheit der annualisierten Systemkosten durch den *GINI*-Koeffizienten auf 0,50 beziehungsweise 0,49. Die Verteilung dieser Fälle ist jedoch unterschiedlich: Bei 75 % der Bevölkerung resultiert ein Schnittpunkt zwischen den Kurven. Die Bevölkerung der Regionen links des Schnittpunktes leistet im Referenzfall pro Kopf einen geringeren Beitrag zu den annualisierten Systemkosten als im unvernetzten Fall. Die städtischen und industriellen Bedarfszentren, die im Referenzfall den größten Teil ihres Energiebedarfs durch Importe decken und nur einen geringen Beitrag zu den Gesamtsystemkosten leisten, müssen im unvernetzten Fall eine hohe finanzielle Last im Verhältnis zur Bevölkerung leisten. Es ergibt sich also eine Verschiebung der Bedarfszentren von der linken zur rechten Seite der Verteilung. Im Referenzfall fallen die bevölkerungsspezifisch größten Kosten dagegen in den Regionen an, die signifikante Überschusserzeugungen aufweisen. Diese Kosten sind jedoch bevölkerungsspezifisch geringer als in den Bedarfszentren im unvernetzten Fall. Andererseits sind die geringeren Kosten der Bedarfszentren im Referenzfall signifikanter als die geringeren Kosten der Erzeugungszentren im unvernetzten Fall. In den Bedarfszentren führen hohe Wasserstoffimporte, große Speicherkapazitäten sowie große Dachflächen-PV-Kapazitäten zu hohen Kosten. Die auf die Gesamtkosten normierte Darstellung vernachlässigt, dass die Kosten im vernetzten System deutlich geringer sind als im unvernetzten Fall (vgl. Abbildung 4.62). Darüber hinaus werden Umverteilungsmaßnahmen, wie zum Beispiel durch Steuereinnahmen in den Erzeugerregionen, nicht berücksichtigt, deren Einbeziehung zu einer gleicheren Verteilung der Systemkosten im Referenzfall führen würde.

Es kann festgehalten werden, dass ein unvernetztes oder nur schwach vernetztes Energiesystem zu enormen Kostensteigerungen führt. Demgegenüber führt ein *Zentralisierungsgrad* von 60 % zu einer regional ausgewogeneren Verteilung mit moderaten Mehrkosten

im Vergleich zum Referenzfall (4,9%). In diesem Fall werden zentrale Komponenten wie Onshore-Windenergieanlagen im Nord-Osten Deutschlands und Offshore-Windparks reduziert zugebaut. Darüber hinaus werden geringere Kapazitäten von zentralen Wasserstoffturbinen und H₂-Untergrundspeichern gebaut. Regionale Flexibilitätsoptionen wie Untergrundwärmespeicher werden für alle *Zentralisierungsgrade* genutzt.

4.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im vorliegenden Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeit präsentiert. Die **Analyse der Landnutzungsdatensätze in Abschnitt 4.1.1 zeigt, dass der Detailgrad der Eingangsdaten entscheidend für die Qualität der Landverfügbarkeitsanalyse ist.** Beispielsweise führt die Nutzung des *CLC*-Datensatzes in einer typischen Windanalyse zu einer Überschätzung der Potenzialflächen um einen Faktor 2,9. **Die Szenarien der Potenzialanalyse für Onshore-Wind zeigen, dass bei einheitlich liberalen gesetzlichen Rahmenbedingungen ausreichend Flächen zur Verfügung stehen, um beispielsweise die Ziele des Osterpakets [2] und die Ausbauziele aus nationalen Energiesystemstudien zu erreichen.** Im expansiven Szenario (*S2 Expansiv*) resultiert zum Beispiel ein Ausbaupotenzial von 392 GW. Im restriktiven Szenario *S3 Restriktiv* werden lediglich 91 GW Potenzial erreicht, womit die Ziele unterschritten werden. Der Vergleich der Potenzialflächen unter Berücksichtigung der aktuellen Gesetzeslage mit aktuellen Ausbauzahlen zeigt zudem, dass die Gesetzeslage zwar eine hinreichende, aber keine notwendige Bedingung für einen ausreichenden Windausbau in den Bundesländern ist. **Das Freiflächen-PV-Potenzial beläuft sich je nach Szenario auf zwischen 124 GW und 348 GW.** Da das Potenzial nicht signifikant durch Abstandsflächen reduziert wird, ist die Auswahl von Positivflächen unter Berücksichtigung von Landnutzungskonflikten für die Politik von größerer Relevanz für den sozialverträglichen Ausbau. **Die erstmalige Nutzung von 3D-Dachgeometrien zur Ermittlung des Dachflächen-PV-Potenzials in Deutschland in Abschnitt 4.1.2 ergibt ein Kapazitätspotenzial von 625 GW beziehungsweise 492 GW, wenn nordausgerichtete Dächer nicht berücksichtigt werden.**

Das *Referenz*-Szenario in Abschnitt 4.2.1, in dem die Energiesysteme der deutschen Gemeinden untersucht werden, zeigt, dass **93% der deutschen Gemeinden mit 52% der Bevölkerung das Potenzial haben, eine autarke Energieversorgung zu erreichen.** In der Fallstudie in Abschnitt 4.2.2 werden einzelne Gemeinden näher betrachtet. In Ilmenau zeigt sich bei der Untersuchung verschiedener Autarkiegrade eine Pareto-ähnliche Gesetzmäßigkeit. Für die letzten 20% Autarkie sind enorme Kapazitäten für die Bereitstellung und Speicherung von Energie notwendig. **Die Ergebnisse der Preiszeitreihen-Szenarien in Abschnitt 4.2.3 zeigen, dass auch für dünn besiedelte Gemeinden mit geringen spezifischen Systemkosten im Falle einer autarken Energieversorgung ökonomische Nachteile durch entgangene Einnahmen entstehen.** 91% der 12 Millionen Einwohner*innen, deren Gemeinden im *Referenz*-Szenario Systemkosten von unter 100 €/MWh erreichen, leben im *Preiszeitreihe*²-Szenario in Gemeinden mit einem finanziellen Exportüberschuss. Die Untersuchung von Netto-Autarkie-Randbedingungen in Abschnitt 4.2.4 verdeutlicht, **dass Ziele von Regionen zur Netto-Autarkie oder zur bedarfsbezogenen Mindestenergieerzeugung aus Gesamtsystemsicht keine Nachteile haben, solange sie mit den nationalen Ausbauzielen vereinbar sind und nicht als Obergrenze verstanden werden.**

Die nationalen Szenarien in Abschnitt 4.3.2 zeigen, dass eine **Verlagerung von PV-**

Anlagen von Freiflächen auf Dächer zu einer gleichmäßigeren regionalen Verteilung der Erzeugung bei moderaten Mehrkosten führen kann. Eine stärkere Angleichung der regionalen Unterschiede in der Erzeugung kann durch eine Substitution von Windenergieanlagen durch PV-Anlagen erreicht werden, ist aber mit deutlich höheren Mehrkosten verbunden. Wie bei der Analyse der Energiesysteme in den Gemeinden führt eine PV-lastige Erzeugung zu hohen Mehrkosten durch die Speicherauslegung. Die Auswertung des *Zentralisierungsgrads* in Abschnitt 4.3.2 zeigt, dass eine verringerte Vernetzung bei einem *Zentralisierungsgrad* von 60 % mit Mehrkosten von weniger als 5 % erreicht werden kann. **Ein geringer vernetztes System führt dagegen zu deutlichen Mehrkosten.** Die fehlende Integration zentraler Komponenten wie Offshore-Windenergieanlagen, Wasserstoffuntergrundspeicher und Wasserstoffturbinen führt zu techno-ökonomischen Nachteilen.

Kapitel 5

Diskussion

5.1 Regionale Potenziale von erneuerbaren Energieträgern

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Potenzialanalyse (vgl. Abschnitt 4.1) eingeordnet und mit Literaturwerten verglichen. Teile dieses Kapitels wurden in Risch et al. [14] veröffentlicht.

Abbildung 5.1 zeigt die Ergebnisse verschiedener Windpotenzialstudien, die für Deutschland durchgeführt wurden. Die resultierenden Kapazitätspotenziale variieren zwischen 68 GW [144] und 1188 GW [196]. Es gibt drei Hauptgründe für die große Bandbreite der Er-

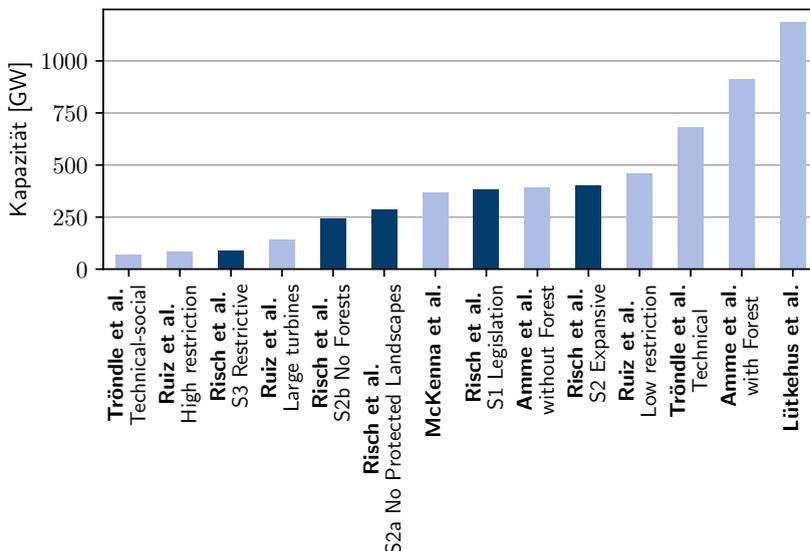


Abbildung 5.1: Übersicht über Onshore-Wind Kapazitätspotenziale unterschiedlicher Studien

gebnisse: Die gewählte Methodik (Tabelle 2.6 und Tabelle 2.7), die verwendeten Datensätze (Tabelle 2.8) und die Definition der Ausschlüsse (Tabelle 2.9).

Tröndle et al. [144] und McKenna et al. [125] verwenden hybride Ansätze, bei denen die ermittelten Flächen durch Reduktionsfaktoren nach unten korrigiert werden. Durch die Anwendung dieses Ansatzes werden zwar bundesweit vergleichbare Potenziale ermittelt, jedoch geht die Flächenschärfe der Analyse verloren und die regionale Verteilung der Potenziale kann nicht mehr ausreichend abgebildet werden. Gerade diese regionale Verteilung der Potenziale ist jedoch für die Forschungsfragen der vorliegenden Arbeit entscheidend. Darüber hinaus schaffen die Reduktionsfaktoren eine weitere Sensitivität, die auf Annahmen der Wissenschaftler beruht.

Wie in Abschnitt 4.1.1 gezeigt wurde, weisen die Landverfügbarkeitsanalysen eine hohe Sensitivität gegenüber den verwendeten Datensätzen auf. Beispielsweise führt die Nutzung von *CLC*-Daten [139] zu einem etwa 3-mal größeren Kapazitätspotenzial als die Nutzung von *Basis-DLM* [224] oder *OSM* [109]. Die Verwendung von *CLC*-Daten zur Identifizierung von Landnutzungskategorien wird beispielsweise von Tröndle et al. [144], McKenna et al. [125] und Ruiz et al. [145] genutzt. Das mit Abstand größte Potenzial in Lütkehus et al. [196] wurde mit dem *DLM250*-Datensatz ermittelt, der eine Positionsgenauigkeit von ± 100 m aufweist und damit einen Teil zum großen Potenzial beiträgt. Außerdem ist der Abstand zur Wohnbebauung mit 600 m im Vergleich zu den anderen Studien gering.

Bei den Unterschieden, die sich aus den Ausschlussdefinitionen ergeben, ist zu unterscheiden zwischen Ausschlüssen, die nicht berücksichtigt werden, und Ausschlüssen, die aufgrund des Forschungsgegenstandes variieren. Zum Beispiel sind zwar Siedlungen oder bebaute Gebiete in allen betrachteten Studien berücksichtigt, jedoch werden Wohnhäuser kaum in die Analysen einbezogen. Die Kapazitätspotenziale in den Szenarien würden um 27 % (S1), 9 % (S2), 10 % (S2a), 12 % (S2b) und 34 % (S3) höher ausfallen, wenn Gebäude in den vorgestellten Analysen nicht berücksichtigt würden. Je nach Siedlungsstruktur kann dieser Effekt in verschiedenen Regionen stärker oder schwächer ausfallen, so ist der Effekt in Schleswig-Holstein mit 56 % (S1), 25 % (S2), 25 % (S2a), 27 % (S2b) und 100 % (S3) ausgeprägter. Dies zeigt, wie wichtig es ist, die Ausschlusskriterien für regionale Analysen umfassend zu definieren.

Es kann festgehalten werden, dass für die Überprüfung von Ausschlussdefinitionen, zum Beispiel zur Überprüfung des Einflusses unterschiedlicher Gesetzgebungen, zunächst die Vollständigkeit der Analyse sichergestellt werden muss. Dies bedeutet, dass ein flächenscharfer Ansatz mit hochaufgelösten Datensätzen und vollständigen Ausschlussdefinitionen eine hinreichende Bedingung für solche Analysen ist.

In Abschnitt 4.1.1 wurde diesbezüglich bereits der Einfluss der Siedlungsstruktur auf die Potenziale untersucht. Eine weitergehende Analyse der Wechselwirkungen zwischen den Ausschlusskriterien, sowie der Sensitivität der Potenziale gegenüber bestimmten Ausschlussdefinitionen könnte einerseits helfen, die Unterschiede in den Ergebnissen verschiedener Studien transparenter zu machen. Andererseits könnte hierdurch eine aussagekräftige Metrik bei der Überprüfung von gesetzlichen Abstandsregelungen geschaffen werden.

Abbildung 5.2 zeigt die Kapazitätspotenziale verschiedener Landverfügbarkeitsstudien, die das Freiflächen-PV-Potenzial in Deutschland ermitteln. Die Kapazitätspotenziale variieren zwischen 90 GW [144] und 1285 GW [145]. Die Gründe für die große Bandbreite der Potenziale liegen wie bei den Windpotenzialanalysen in der Methodik, in den verwendeten Da-

tensätzen, sowie in der Definition der Analyse. Wie bei der Windanalyse verwenden Tröndle

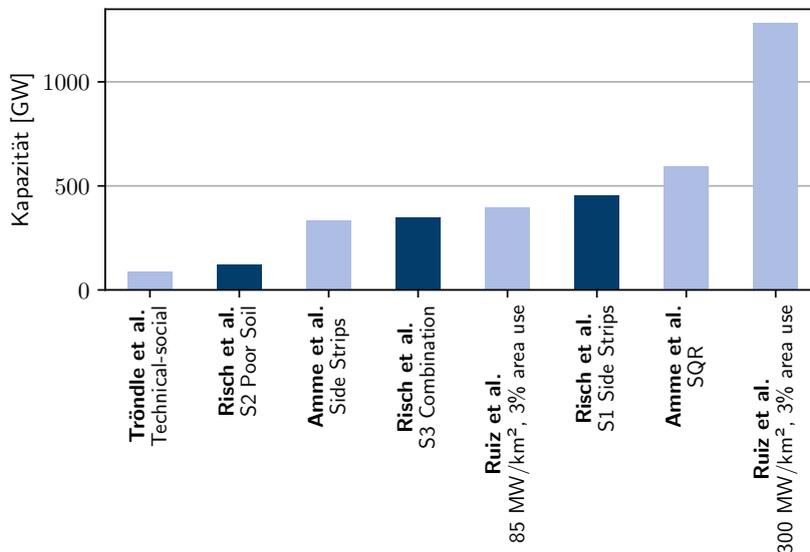


Abbildung 5.2: Übersicht über Freiflächen-PV Kapazitätspotenziale unterschiedlicher Studien

et al. [144], McKenna et al. [125] und in der Freiflächen-PV-Analyse auch Ruiz et al. [145] Reduktionsfaktoren, um die nutzbare Fläche pro Flächenkategorie oder die Gesamtfläche zu verringern. So wird in Ruiz et al. [145] nur 3 % der identifizierten Fläche genutzt. Einen weiteren Einflussfaktor auf die Potenziale stellen die in Tabelle 2.12 dargestellten Kapazitätsdichten dar. Während die in dieser Arbeit genutzten 79,2 MW/km² denen im ersten Szenario von Ruiz et al. [145] (85 MW/km²), Tröndle et al. [144] (80 MW/km²) und Amme et al. [185] (100 MW/km²) ähnelt, ist das große Kapazitätspotenzial im zweiten Szenario von Ruiz et al. [145] durch den von der Literatur abweichenden 300 MW/km² zurückzuführen.

Amme et al. [185] verwenden eine vergleichbare Methodik wie die vorliegende Arbeit: Zunächst werden die für die Analyse zur Verfügung stehenden Flächen ausgewählt und anschließend die nicht nutzbaren Anteile innerhalb dieser Flächen ausgeschlossen. Das größere Potenzial bei der Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen mit geringer Bodengüte kann durch den höheren Grenzwert im Szenario von Amme et al. [185] erklärt werden. Für das Szenario, in dem Seitenstreifen an Autobahnen und Schienen genutzt werden, wird von Amme et al. [185] der 2,7-fache Abstand der im EEG 2021 [256] festgelegten 185 m verwendet. Durch den Ausschluss von Flächen mit hohen Bodengüten ($SQR > 40$) resultiert das Szenario dennoch in einem geringeren Potenzial als das in dieser Arbeit vorgestellte Seitenstreifenszenario.

Für die Freiflächen-PV-Analyse ist daher die Wahl der Methodik von entscheidender Bedeutung. Bei der Durchführung einer Analyse mit vorausgewählten Flächen ist die Definition dieser Positivflächen der einflussreichste Faktor. Die Verwendung von Reduktionsfaktoren führt, wie bei der Windanalyse, zum Verlust der Flächenschärfe und bringt der Analyse eine weitere Sensitivität, welche auf Annahmen der Wissenschaftler beruht. Zudem kann die Wahl einer Greenfield-Analyse zu sehr hohen Potenzialen führen, die Nutzungskonflikte ent-

scheidend unterschätzen.

Die Wahl der Methodik stellt auch gleichzeitig die größte Herausforderung bei der Freiflächen-PV-Analyse dar. Der Fokus zukünftiger Analysen sollte daher auf der Auswahl der Positivflächen liegen. Zum einen können weitere nach *EEG 2021* [256] förderfähige Flächen abgebildet werden. Beispielsweise sind in der Literatur die Potenziale auf Parkplätzen oder der schwimmenden Photovoltaik nicht flächenscharf quantifiziert. Darüber hinaus kann durch die gezielte Auswahl von Positivflächen, die Politik bei der Förderplanung durch die Wissenschaft unterstützt werden. Ein weiterer Einflussfaktor, der beleuchtet wurde, ist die gewählte Kapazitätsdichte. Hier sollte zukünftig auch die Erhöhung der Kapazitätsdichte durch eine kombinierte Ost-West-Ausrichtung auch ökonomisch beleuchtet werden.

Abbildung 5.3 zeigt die Kapazitätspotenziale der Dachflächen-PV für Deutschland, die in der Literatur zu finden sind. Wie in Abschnitt 2.6.3 beschrieben, unterscheiden sich die Ansätze

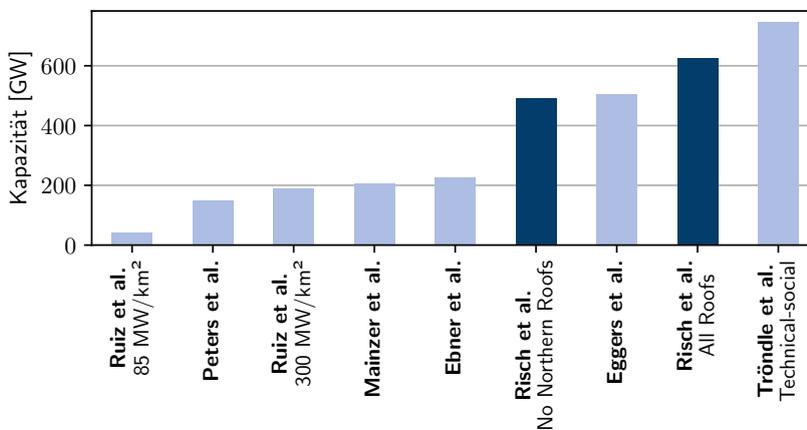


Abbildung 5.3: Übersicht über Dachflächen-PV Kapazitätspotenziale unterschiedlicher Studien

der Potenzialanalysen im Gegensatz zu den Analysen für Onshore-Wind (Abschnitt 2.6.1) und Freiflächen-PV (Abschnitt 2.6.2) deutlich. Dies zeigt sich auch in der großen Streuung der Kapazitätspotenziale (43 GW [145] bis 746 GW [144]). Alle betrachteten Analysen, bis auf Eggers et al. [214] verwenden statistische Ansätze, bei denen die Dachflächen-PV-Potenziale anhand von Korrelationen wie beispielsweise zu Bevölkerungszahlen berechnet werden. Dementsprechend ist die Vergleichbarkeit der Ergebnisse aufgrund der unterschiedlichen Ansätze eingeschränkt. Tröndle et al. [144] kalibriert die mit dem Human Settlement Layer gewonnenen Erkenntnisse mit genaueren Daten von *sonnendach.ch* und kommt damit den Ergebnissen dieser Arbeit näher als beispielsweise Ruiz et al. [145], die feste Faktoren für unterschiedliche Kategorien des *Corine Land Covers* [139] nutzen. Darüber hinaus zeigen die Probleme des *Corine Land Covers* für Windanalysen Abschnitt 4.1.1, dass die regionale Verteilung der Potenziale durch die Verwendung eines solchen Datensatzes nur eingeschränkt abgebildet wird. Mainzer et al. [124] verwendet genauere Daten des Zensus [117], berechnet damit aber nur die Kapazitäten für den Wohngebäudebereich, wodurch ein geringeres Potenzial zu erwarten ist. Die flächenscharfe Analyse von Eggers et al. [214], die mit *LOD1*-Daten, in denen keine Dachform abgebildet ist, durchgeführt wurde, resultiert in

einem vergleichbaren Potenzial (504 GW).

Die Dachflächen-PV-Analyse könnte in Zukunft durch die Verwendung von *LoD4*-Daten, in denen Dachaufbauten, Gauben etc. abgebildet sind, verbessert werden. So haben Walch et al. [211] in ihrer Analyse *LoD4*-Daten aus Geneva genutzt, um ein *Machine-Learning-Modell* zu trainieren, das den Korrekturfaktor für nicht nutzbare Anteile auf Dachflächen für die anderen Schweizer Kantone unter anderem anhand der Dachneigung und der Größe der Dachfläche approximiert. Die Methodik könnte ein geeigneter alternativer Ansatz sein, wenn in Zukunft keine *LoD4*-Datensätze verfügbar sind.

5.2 Einordnung der Ergebnisse der individuellen Gemeindeanalyse

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der individuellen Gemeindeanalyse (vgl. Abschnitt 4.2) eingeordnet. Teile des Kapitels wurden in Risch et al. [13] vorveröffentlicht.

Die in Abschnitt 2.3.3 vorgestellten Studien, welche die Autarkiemöglichkeiten von Gemeinden untersuchen, werten bis auf Weinand et al. [116] lediglich einzelne Regionen aus. Weinand et al. [116] projizieren die Ergebnisse aus 15 repräsentativen Gemeinden auf die Gesamtheit der deutschen Gemeinden, mit dem Ergebnis, dass 56 % der deutschen Gemeinden respektive 14 % der Bevölkerung autark werden könnten. Die Ergebnisse unterscheiden sich im Vergleich zum *Referenz*-Szenario der vorliegenden Arbeit, in dem 92,5 % der deutschen Gemeinden mit 50,7 % der Bevölkerung eine autarke Energieversorgung aufbauen könnten. Für die Abweichungen gibt es verschiedene Gründe: Zunächst ist der Untersuchungsrahmen nicht vergleichbar, da Weinand et al. [116] einen Teil der Gemeinden aufgrund ihres Industriebedarfs a-priori ausschließen. Dementsprechend unterscheiden sich beispielsweise die Autarkiemöglichkeiten von ländlichen Gemeinden mit erhöhtem Industriebedarf, die im Rahmen dieser Arbeit theoretisch autark werden können. Darüber hinaus bestehen Unterschiede in den Potenzialen für die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern: Weinand et al. [116] berücksichtigen keine Freiflächen-PV-Anlagen, die einen großen Anteil an der Stromerzeugung der Gemeinden in der vorliegenden Arbeit haben. Das Windpotenzial wurde aus McKenna et al. [125] übernommen und unterscheidet sich nur unwesentlich vom deutschlandweiten Kapazitätspotenzial der vorliegenden Arbeit. Die regionale Verteilung der Windpotenziale führt jedoch aufgrund der Nutzung von Reduktionsfaktoren und *CLC*-Daten [139] zu weiteren Unterschieden zwischen den Studien. Noch einflussreicher dürfte das von Weinand et al. [116] verwendete Dachflächen-PV-Potenzial aus Mainzer et al. [124] sein. Dieses fällt deutlich geringer als die Potenziale der vorliegenden Arbeit aus, da nur Dachflächen auf Wohngebäuden mittels einer statistischen Methodik zur Ermittlung der Potenziale verwendet wurden (vgl. Abschnitt 5.1). Aufgrund der Verbrauchsnähe der Dachflächen-PV ist gerade dieses Potenzial von entscheidender Bedeutung und wird vermehrt zur Erreichung von lastgerechter Autarkie in den Gemeinden ausgenutzt. Im *Referenz*-Szenario der vorliegenden Arbeit entfallen beispielsweise 44,3 % der zugebauten Kapazität auf Dachflächen-PV-Anlagen.

Auch die hohen Mehrkosten von durchschnittlich 410 €/MWh in Weinand et al. [116] zur Erreichung von Autarkie auf Gemeindeebene werden durch die vorliegende Arbeit nicht in ihrer Höhe bestätigt. Zwar treten auch für Extremfälle, wie die Gemeinde Kahl am Main, enorme Kosten auf (2041,6 €/MWh). Dennoch sind die Systemkosten für den Großteil der

Gemeinden geringer. Zum einen werden von Weinand et al. [116] im RE^3 ASON-Modell [95] Entscheidungsvariablen verwendet. Zwar wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Methodik zur Berücksichtigung einer Mindestgröße (2 MW) für Windenergieanlagen hergeleitet, jedoch kann es aufgrund von der freien Dimensionierung der weiteren Technologien zu einer Unterschätzung der Systemkosten kommen. Zum anderen können die erhöhten Kosten in Weinand et al. [116] auf einen Punkt zurückgeführt werden, der im Ausblick beschrieben wird: Die Betrachtungen von weiteren Technologien im Energiesystemmodell kann zu großen Kosteneinsparungen führen. Im Rahmen dieser Arbeit sind gerade die von Weinand et al. [116] nicht berücksichtigten Freiflächen-PV-Anlagen und die unterirdischen Wärmespeicher mitverantwortlich für die vergleichsweise geringen Systemkosten. Auch Weinand et al. [126] weisen in ihrer Metastudie darauf hin, dass nicht berücksichtigte Technologien zu einer Überschätzung der Systemkosten von autarken Energiesystemen führen können. Darüber hinaus begründen die Autoren die Überschätzung der Systemkosten in anderen Studien mit der Nichtberücksichtigung von Kostendegressionen. Im Rahmen dieser Arbeit wurde in den Annahmen für das Jahr 2045 ein Rückgang der Kosten unterstellt.

Moeller [35] zeigt für die Gemeinde Greven, dass ein 80-prozentig autarkes Energiesystem spezifische Systemkosten von 122 €/MWh hervorruft, höhere Autarkiegrade werden jedoch nicht untersucht. Der nicht innerhalb der Gemeinde erzeugte Strom kann zu einem Preis von 67 €/MWh importiert werden. Für das autarke System in Greven ergeben sich unter den Annahmen des *Referenz*-Szenarios bei einem Autarkiegrad von 80 % und Strompreisen von 67 €/MWh Kosten von 141,2 €/MWh, die mit denen aus Moeller [35] vergleichbar sind. Dennoch muss hervorgehoben werden, dass aufgrund der unterschiedlichen Modelle große Unterschiede im entstehenden Energiesystem bestehen. Beispielsweise werden in Greven 303 MW Freiflächen-PV und 85,7 MW Großwärmepumpen installiert, während Moeller [35] diese Technologien nicht berücksichtigt.

Aufgrund der erstmaligen Betrachtung aller Gemeinden in Deutschland und der damit verbundenen Rechenzeiten wurde im Rahmen dieser Arbeit auf der Formulierung eines *MILP*-Optimierungsproblems, wie es beispielsweise von Weinand et al. [116] vorgenommen wurde, verzichtet. Durch die Verwendung größerer Rechenkapazitäten in zukünftigen Arbeiten, könnten die Ergebnisse dieser Arbeit durch eine *MILP*-Formulierung des Optimierungsproblems präzisiert werden. Darüber hinaus könnte die regionale Auflösung innerhalb der Gemeinden durch eine *Multi-Node*-Implementierung verbessert werden, sodass die Netzinfrastruktur innerhalb einer Region detaillierter abgebildet werden kann.

Bei der Betrachtung der in den autarken Gemeinden verwendeten Technologien fällt auf, dass ein Großteil der Flexibilisierung der Energieversorgung wärmeseitig vorgenommen wird. Durch die Kombination von unterirdischen Wärmespeichern mit zentralen Wärmepumpen im Fernwärmenetz kann überschüssiger Strom flexibel zur Wärmeversorgung genutzt werden. Der Einsatz dieser Technologiekombination zeigt sich auch in den Szenarien, in denen Strom importiert und exportiert werden darf (Abschnitt 4.2.3). Auch in der Sensitivitätsanalyse (Abschnitt 4.2.5) zeigt sich, dass die zentralen Wärmespeicher sowohl im *Preiszeitreihe*²-Szenario als auch im *Referenz*-Szenario selbst bei einer Verdopplung der Investitionskostenannahme im kostenoptimalen System verbleiben. Die Nutzung von sogenannten *Carnot-Batterien* könnte die wärmeseitige Flexibilisierung noch attraktiver machen. In zukünftigen Arbeiten könnte die Rückverstromung durch beispielsweise Dampfturbinen in einem *Organic-Rankine-Cycle* untersucht werden.

5.3 Einordnung der Ergebnisse für das nationale Energiesystemmodell

Das folgende Kapitel ordnet die Ergebnisse des nationalen Energiesystems in den Kontext der Literatur ein. Zunächst werden ausgewählte Detailergebnisse mit der Studie *Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045* von Stolten et al. [104] verglichen.

Die installierten Onshore-Wind- und Freiflächen-PV-Kapazitäten sind im *Referenz*-Szenario der vorliegenden Arbeit um 64,3 GW beziehungsweise 107,8 GW höher als in Stolten et al. [104]. Die Dachflächen-PV-Kapazitäten sind im *Referenz*-Szenario demgegenüber um 68,6 GW geringer. Während die Studien vergleichbare Onshore-Wind- und Dachflächen-PV-Potenziale aufweisen, ist der Unterschied in der installierten Leistung der Freiflächen-PV-Anlagen durch die veränderte Potenzialgrenze zu begründen. Wie in Abschnitt 4.3.2 beschrieben, ergibt sich eine hohe Wechselwirkung der PV-Kapazitäten im System, so dass Teile der reduzierten Dachflächen-PV-Kapazität durch die erhöhte Freiflächen-PV-Potenzialgrenze erklärt werden können. Die erhöhte Windkapazität kann durch den nicht erlaubten Import im *Referenz*-Szenario der vorliegenden Arbeit begründet werden, da der importierte Strom und Wasserstoff in Stolten et al. [104] substituiert werden müssen.

Der Hochtemperaturbedarf der Industrie wird in der Studie von Stolten et al. [104] zu 95 % durch Biokohle gedeckt. Im *Referenz*-Szenario der vorliegenden Arbeit sind die Energieträger in der Hochtemperaturprozesswärmer durch die Aufteilung in 19 % Biokohle, 8 % Biogas, 20 % Wasserstoff und 53 % Strom vielfältiger. Ein Grund für die Unterschiede findet sich in der Modellierung des Industriesektors, der in *ETHOS.FineRegions* aufgrund der hohen regionalen Auflösung vereinfacht vorgenommen werden musste (vgl. Abschnitt 3.3.2). Darüber hinaus ist das verwendete Biomassepotenzial in der vorliegenden Studie geringer. Die Sensitivität der Regionalität der Biomasse (vgl. Abschnitt 4.3.2) zeigt einen weiteren wichtigen Grund für die Abweichungen: Die Begrenzung der nutzbaren Biomasse auf regionaler Ebene führt dazu, dass einige Biomassepotenziale aus ländlichen Regionen nicht in den industriellen Bedarfszentren genutzt werden können. Für die zukünftige Allokation des Biomasseaufkommens stellt sich die Frage, ob die regionale Nutzung durch zum Beispiel Biomasse-KWK-Anlagen im Vordergrund steht oder ob die energiedichtere Biokohle im Pyrolyseverfahren für den deutschlandweiten Einsatz in der Industrie hergestellt wird. Zukünftige Betrachtungen könnten sich mit der kostenoptimalen Allokation von Biomasse unter Berücksichtigung der Kosten und Möglichkeiten des Transports biogener Brennstoffe befassen.

Auch bei Betrachtung der Spitzenlastkapazitäten zeigt sich der Einfluss durch die regionale Nutzung der biogenen Energieträger: Durch die erhöhte Biomassenutzung im Industriesektor reduziert sich die elektrische Leistung der Biomasse-KWK-Anlagen und wird durch großskalige Wasserstoffturbinen ersetzt. Während bei einer regionalen Biomassenutzung 3,3 GW_{el} Biomasse-KWK-Anlagen und 18,5 GW Biogas-Kraftwerke gebaut werden, wird bei einer nationalen Nutzbarkeit der Biomasse keine Biomasse in KWK-Anlagen genutzt und 15,5 GW Biogas-Kraftwerke gebaut. Die Leistung der zentralen Wasserstoffturbinen steigt demgegenüber von 14,0 GW_{el} auf 17,1 GW_{el}. Die Kapazität der Spitzenlastkraftwerke ist damit sowohl im *Referenz*-Szenario als auch bei nationaler Nutzung der Biomasse mit jeweils ungefähr 37 GW circa 16 GW geringer als in Stolten et al. [104]. Zur Überbrückung von Erzeugungslücken durch die erneuerbaren Energieträger im System kommen zusätzlich zu den Kraftwerkskapazitäten Speicher zum Einsatz. Für die saisonale Speicherung kom-

men in beiden Arbeiten Wasserstoffkavernenspeicher und zentrale Wärmespeicher zum Einsatz. Während die Wasserstoffspeicher in der vorliegenden Arbeit 4,6 TWh (-13,1 %) kleiner skaliert sind, sind die Wärmespeicher 7,8 TWh (371 %) größer. Insgesamt ist die Leistung zur Überbrückung von Erzeugungslauten in Stolten et al. [104] aufgrund der größeren Kraftwerkskapazitäten und der Möglichkeit Strom aus Nachbarländern zu importieren größer einzuschätzen. Dies kann durch die vorgegebene Flautenperiode in der Studie [104] erklärt werden, die in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt wurde. Die größeren Wärmespeicherkapazitäten können auf der anderen Seite durch die höhere regionale Auflösung begründet werden, durch die die Salzkavernenspeicher zusätzliche Transportkosten verursachen. Die Wärmespeicher können eine kostengünstige Alternative darstellen, Flexibilitäten auf regionaler Ebene bereitzustellen.

In Abschnitt 2.4.1 werden Studien vorgestellt, die dezentrale und zentrale Transformationsstrategien im Energiesystem vergleichen. Ein Vergleich von Detailergebnissen lässt sich mit diesen Studien aufgrund der großen Unterschiede in den verwendeten Modellen nicht vornehmen. Dennoch werden im Folgenden die Hauptaussagen der Studien verglichen.

Der Szenariovergleich von Kendziorski et al. [135] resultiert in ähnlichen Kosten zwischen dem zentralen und dezentralen Szenario. Der größte Unterschied zur vorliegenden Arbeit liegt in der Szenariodefinition: Im dezentralen (integrierten) Fall werden die Kosten des Netzausbaus berücksichtigt, während diese im zentralen (desintegrierten) Fall erst nachträglich einbezogen werden. Darüber hinaus wird Deutschland durch 38 Modellknoten repräsentiert, sodass beispielsweise die Winderzeugung ohne zusätzlichen Netzausbau weiträumiger genutzt werden kann. Die Unterschiede in den gebauten Kapazitäten der erneuerbaren Energieträger zwischen den Szenarien von Kendziorski et al. [135] sind zudem bis auf die exogen vorgegebene Offshore-Windkapazität nicht grundlegend, sodass die Unterschiede besser mit denen für einen 80-prozentigen *Zentralisierungsgrad* dieser Arbeit vergleichbar sind, für den ebenfalls nur moderate Mehrkosten entstehen und eine gewisse Verlagerung der Winderzeugung aus dem Norden in den Süden Deutschlands beobachtet werden kann. Der größere Einfluss der Szenariovariation auf den Netzausbau in Kendziorski et al. [135] (größer als 50-prozentige Abweichung der Netzkapazität) kann zum einen durch die großen Regionsdefinitionen erklärt werden, durch die Windkapazitäten auch ohne Netzausbau in größeren Regionen genutzt werden können. Ein weiterer Grund sind die hohen gewählten Kosten für den Netzausbau (2740 €/ (MW km)) in Kendziorski et al. [135], die erst a posteriori berücksichtigt werden, und dementsprechend nicht in der Optimierung einbezogen werden.

Neumann [24] und Tröndle et al. [138] untersuchen die Transformation des europäischen Energiesystems anhand von 200 beziehungsweise 497 Knoten. Durch andere Regionsdefinitionen als in der vorliegenden Arbeit und durch die Vernachlässigung von beispielsweise Wärmebedarfen können alle Regionen der beiden Studien Nettoautarkie erreichen, während in der vorliegenden Arbeit ein Import von Wasserstoff für einige Regionen des unverbundenen Systems notwendig wird, um den Bedarf über das Jahr decken zu können. Dementsprechend können die Ergebnisse für die Kosten der Autarkie der Knoten nicht verglichen werden. Trotzdem kommen beide Studien zu deutlichen Mehrkosten für ein unverbundenes System, die auch in der vorliegenden Arbeit festgestellt werden können. Beide Studien [24, 138] kommen zu dem Ergebnis, dass autarke Nationen in Europa mit Mehrkosten von 33 % und 45 % [24] beziehungsweise 40 % [138] resultieren. Hierdurch können die erhöhten Kosten im *Referenz*-Szenario der vorliegenden Arbeit begründet werden. Beispielsweise weichen die Kosten des *Referenz*-Szenarios nur 20 % von den durchschnittlichen Kosten für autarke Nationen in Tröndle et al. [138] ab.

In zukünftigen Arbeiten könnte der Wasserstoff- und Stromimport aus europäischen Nachbarländern detailliert modelliert werden. Darüber hinaus kann die zukünftige Modellierung von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen weitere Erkenntnisse liefern. Beispielsweise könnten Flexibilitätsgewinne durch *Demand-Side-Management* oder regionale Energiemärkte, den optimalen Netzausbau in den Szenarioergebnissen hin zu einem dezentraleren System reduzieren.

Mit der beschriebenen Hardwarekonfiguration (vgl. Abschnitt 3.3.1) wurde das Abbruchkriterium für *ETHOS.FineRegions* mit 400 Modellknoten nach zehn Tagen erreicht. Für die Rechnungen in dieser Arbeit wurde daher ein Modell mit 350 Knoten verwendet. In zukünftigen Analysen kann die verwendete Knotenanzahl mit dem vorliegenden *Clustering*-Ansatz flexibel je nach verfügbarer Rechenleistung erhöht werden.

Kapitel 6

Zusammenfassung

6.1 Zielsetzung der Arbeit und gewählter Ansatz

Die Dekarbonisierung des Energiesystems ist mit einer natürlichen Dezentralisierung verbunden: Die großen und zentral angelegten Kraftwerke werden durch kleinere, erneuerbare Erzeuger mit geringerer Energiedichte ersetzt. Die Frage nach dem angestrebten Grad der Dezentralisierung des Energiesystems ist jedoch nicht beantwortet: Soll beim Ausbau der erneuerbaren Energieträger die Erzeugungskonditionen oder die Verbrauchsnähe im Vordergrund stehen? Die mit der natürlichen Dezentralisierung einhergehende Veränderung der Eigentümerstruktur von Kraftwerken führt zudem dazu, dass immer mehr Energieeregionen entstehen, die sich Ziele in unterschiedlichen Autarkiedimensionen setzen und die Energiewende auf regionaler Ebene vorantreiben wollen.

Entsprechend gliedert sich der Gegenstand der vorliegenden Arbeit in zwei Teile: Erstens werden die Potenziale von Gemeinden in Deutschland zur Erreichung von Autarkiezielen ermittelt und die resultierenden Energiesysteme techno-ökonomisch bewertet. Zweitens werden die Auswirkungen verschiedener Dezentralisierungen auf das nationale Energiesystem untersucht und unterschiedlich vernetzte Systeme analysiert.

Zu diesem Zweck wird das ganzheitliche Energiesystemmodell *ETHOS.FineRegions* auf Gemeindeebene entwickelt, das durch eine mathematische Optimierung die annualisierten Systemkosten minimiert. Dieses Modell kann durch geeignete *Clustering*-Methoden auch zur Beantwortung von Fragestellungen auf nationaler Ebene verwendet werden.

6.2 Methodische Beiträge

Das Zubaupotenzial der erneuerbaren Energieträger in den Gemeinden wird in *ETHOS.FineRegions* durch die Ergebnisse von Potenzialanalysen abgebildet. Zur Ermittlung der potenziellen Standorte für Freiflächen-PV- und Onshore-Windenergieanlagen werden GIS-basierte Landverfügbarkeitsanalysen durchgeführt. Der Detaillierungsgrad dieser Art von Potenzialanalysen wird durch die Eingangsdaten, die sogenannten Landverfügbarkeitsdatensätze, bestimmt. Um den Einfluss der Datensätze auf die Analyse zu

bewerten und die geeignetsten Datensätze auszuwählen, wird eine **neuartige Analyse der Landverfügbarkeitsdatensätze** durchgeführt. In dieser werden die Lage und Fläche der Ausschlüsse aus verschiedenen Datensätzen verglichen. Die Landverfügbarkeitsanalysen werden anschließend deutschlandweit mit **Detailausschlüssen und -datensätzen** durchgeführt, beispielsweise unter Berücksichtigung aller Gebäude in Deutschland. Für die Windanalyse werden Szenarien erstellt, die verschiedene Abstandsdefinitionen sowie Gesetze in den Bundesländern berücksichtigen. In der Freiflächen-PV-Analyse werden Positivanalysen durchgeführt, in der Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienen sowie landwirtschaftlich benachteiligte Gebiete genutzt werden. Das Potenzial zum Ausbau von **Photovoltaik auf Dachflächen wird erstmals mit 3D-Dachgeometrien für ganz Deutschland** ermittelt. Nachgelagert werden alle Analysen mit regionalen Detailanalysen verglichen und plausibilisiert. Zusätzlich wird für die drei Technologien die **Berücksichtigung von Bestandsanlagen** durch das Marktstammdatenregister [8] ermöglicht.

ETHOS.FineRegions wird mit Hilfe des *ETHOS.FINE*-Frameworks [92] als mathematisches Optimierungsmodell implementiert, mit der Zielvorgabe die annualisierten Systemkosten zu minimieren. Es werden die Energieträger und Brennstoffe Strom, Wärme, Wasserstoff, Biogas und Biomasse berücksichtigt, wodurch eine **ganzheitliche Bewertung regionaler Energiesysteme** möglich wird. Zusätzlich wird der Industriesektor durch verschiedenen Temperaturniveaus des Prozesswärmebedarfs und des stofflichen Wasserstoffbedarfs abgebildet. In *ETHOS.FINE* wird eine Nebenbedingung implementiert, die unter anderem dazu genutzt werden kann, dem Energiesystemmodell Vorgaben zur Autarkie und Netto-Autarkie zu setzen.

Das Modell wird zunächst eingesetzt, um die kostenoptimale Dekarbonisierung der Gemeinde-Energiesysteme sowie die techno-ökonomischen Autarkiepotenziale der Gemeinden zu bewerten. Zu diesem Zweck wird erstmals eine **Optimierung für alle Gemeinde-Energiesysteme in Deutschland** durch eine hohe Anzahl von parallelen Prozessen durchgeführt. Insgesamt werden auf diese Weise 1,7 Millionen Optimierungen durchgeführt, um die Ergebnisse der Arbeit zu generieren.

Die Bewertung dezentraler Elemente im nationalen Kontext erfolgt ebenfalls mit *ETHOS.FineRegions*. Es wird eine **Clustering-Methodik** entwickelt, die es erlaubt, die Modellknoten zu reduzieren, um *ETHOS.FineRegions* trotz der erhöhten Komplexität im vernetzten, nationalen Kontext auswerten zu können. Anhand von energiesystematischen Eigenschaften wie Erzeugungspotenzialen und Endenergiebedarfen werden die Gemeinden mit Hilfe des *Ward-Hierarchical-Clusterings* sukzessive zu Modellknoten hinzugefügt. Die resultierende Anzahl der Modellknoten ist dabei frei wählbar, sodass die regionale Auflösung flexibel an zukünftige Komplexitätssteigerungen des Modells oder erhöhte Rechenkapazitäten angepasst werden kann.

6.3 Ergebnisse

Potenziale von erneuerbaren Energieträgern

Für die regional präzise Modellierung der Potenziale von erneuerbaren Energieträgern ist die Auflösung der **Landnutzungsdatensätze** von signifikanter Bedeutung. Die durchgeführte Analyse zur Bewertung verschiedener Datensätze zeigt:

- In einigen großflächigen Landnutzungskategorien sind keine großen Unterschiede zwischen den Landnutzungsdatensätzen erkennen. Beispielsweise unterscheiden sich die von *Basis-DLM*, *Open-Street-Map* und *Corine-Land-Cover* identifizierten Agrar- oder Waldflächen kaum. Zwischen *Basis-DLM* und *Open-Street-Map* ergeben sich darüber hinaus kaum Unterschiede bei linienförmigen Ausschlüssen.
- Andere Kategorien, wie zum Beispiel Siedlungsflächen, weisen große Unterschiede in den identifizierten Flächen auf. Insbesondere der *Corine-Land-Cover*-Datensatz übersieht Splittersiedlungen, die bei Verwendung typischer Abstandsflächen in Windanalysen einen signifikanten Einfluss haben. Zwischen *Basis-DLM* und *Open-Street-Map* haben größere Abstandsflächen eine dämpfende Wirkung auf die beobachteten Unterschiede.
- **Durch die Nutzung des *Corine-Land-Cover*-Datensatzes werden die Windpotenzialflächen überschätzt:** In einer beispielhaften Windanalyse fallen die Potenzialflächen ungefähr dreimal größer aus als durch bei Verwendung von *Basis-DLM*- und *Open-Street-Map*-Daten.

Das **Zubaupotenzial für Windenergieanlagen** wird in verschiedene Szenarien durch Landverfügbarkeitsanalysen bestimmt:

- Als **Referenzszenario** dient ein Szenario mit expansiven, deutschlandweiten Ausschlussdefinitionen. Das Potenzial ermittelt sich zu 393 GW vor und 358 GW nach Ausschluss der existierenden Anlagenstandorte.
- Unter Berücksichtigung der **aktuellen Regelungen (Stand Mitte 2022) der Bundesländer** reduziert sich das Potenzial zwar nur auf 363 GW beziehungsweise 327 GW nach Ausschluss existierender Anlagenstandorte. Die regionale Verteilung der Potenziale verändert sich aber signifikant, sodass in Nordrhein-Westfalen und Bayern kaum zusätzliche Potenziale mobilisiert werden können.
- Der **Exkurs in die historischen Ausbautzahlen** von Windenergieanlagen zeigt zudem, dass eine wenig restriktive Gesetzeslage zwar eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für einen starken Windausbau ist. Beispielsweise können lokale Einsprüche den Ausbau effektiv hemmen.
- Das **restriktive Szenario** zeigt mit einem Potenzial von 91 GW, dass unter einer deutschlandweiten restriktiven Gesetzeslage nicht genügend Fläche für die Ausbauziele des Osterpakets [2] zur Verfügung stehen würden.

Für **Freiflächen-PV-Anlagen** stehen 456,1 GW auf Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienen zur Verfügung. Die landwirtschaftlich benachteiligten Flächen bieten Platz für 123,6 GW. Eine Kombination der beiden Szenarien, bei der auch in den Randstreifen ein Grenzwert für die Bodenqualität eingehalten wird, resultiert in 347,7 GW. Das **Dachflächen-PV-Potenzial** beziffert sich auf 625 GW. Ohne Berücksichtigung der nach Norden ausgerichtete Dächer, reduziert sich das Potenzial auf 492 GW.

Autarkiepotenziale und Energiesysteme der deutschen Gemeinden

In verschiedenen Szenarien wird zunächst das techno-ökonomische **Autarkiepotenzial der deutschen Gemeinden** untersucht:

- Im **Referenz-Szenario** können 10 231 Gemeinden beziehungsweise 93,0 % der Gemeinden eine autarke Energieversorgung aufbauen. In diesen Gemeinden leben 43,4 Millionen Menschen oder 52,2 % der Bevölkerung. Dabei zeigt sich ein zweigeteiltes Bild: Vor allem die bevölkerungsarmen Gemeinden haben das Potenzial sich autark mit Energie zu versorgen. Die bevölkerungsreichen Gemeinden haben oftmals aufgrund der hohen Energiebedarfe und der geringen Wind- und Freiflächen-PV-Potenziale nicht die Möglichkeit, ihren Bedarf selbst zu decken.
- Die reduzierten Windpotenziale im **Akzeptanz-Szenario** führen zu geringfügigen Reduktionen der Autarkiepotenziale der Gemeinden, wodurch 39,8 Millionen Menschen in autarken Gemeinden leben könnten. Die geringe Veränderung gegenüber dem *Referenz-Szenario* kann darauf zurückgeführt werden, dass in den ländlichen Gemeinden auch im *Akzeptanz-Szenario* häufig ausreichend große Erzeugungspotenziale vorhanden sind.
- Die Autarkiepotenziale können hinsichtlich des verwendeten **Wetterjahres** und der verwendeten **Zeitreihenaggregation** als robust angesehen werden. Die Nutzung von 40 historischen Wetterjahren reduziert die Bevölkerung in autarken Gemeinden um maximal 2,4 Millionen. Der durch die Zeitreihenaggregation induzierte Fehler ist mit weniger als 10^{-6} vernachlässigbar.

Die **Technologiewahl in den Gemeinden** weist dagegen größere Unterschiede zwischen den Szenarien auf:

- In allen Szenarien ergeben sich **hohe Dachflächen-PV-Kapazitäten in den energieautarken Gemeinden**. Im *Referenz-Szenario* machen diese 40,3 % der installierten Leistung aus. Im *Akzeptanz-Szenario* wird mit 50,3 % ein noch größerer Anteil gebaut, um die fehlenden Windpotenziale zu ersetzen. Die Priorisierung von Dachflächenphotovoltaik durch die Senkung der Investitionskosten führt zu einer Substitution von Freiflächen-PV- durch Dachflächen-PV-Anlagen. Der Anteil der Dachflächen-PV-Kapazität steigt dementsprechend auf 68,8 %.
- Der saisonale Speicherbedarf in den autarken Gemeinden wird insbesondere durch große, unterirdische **Wärmespeicher** gedeckt. Im *Referenz-Szenario* werden 53,9 TWh beziehungsweise 1,3 MWh pro Kopf gebaut. Im *Akzeptanz-Szenario* erhöht sich die Kapazität auf 83,1 TWh beziehungsweise 2,1 MWh pro Kopf. Zukünftige Arbeiten könnten sich mit dem Einsatz von *Carnot-Batterien* auf regionaler Ebene befassen.
- Zur innertäglichen Speicherung werden **Batteriespeicher** genutzt. Während im *Referenz-Szenario* 285,1 GWh genutzt werden, ist die Kapazität im *Akzeptanz-Szenario* mit 449,3 GWh um 57,6 % größer. Der Hauptgrund dafür ist die PV-lastige Erzeugungsstruktur im *Akzeptanz-Szenario*.
- Das Beispiel Ilmenau zeigt die **pareto-ähnliche Gesetzmäßigkeit zur Erreichung von lastgerechter Autarkie**: Für die letzten 20 % sind enorme Kapazitätserhöhungen notwendig. Beispielsweise wird die Batteriespeicherkapazität verfünffach. Selbst für sehr hohe Einkaufspreise von 120 €/MWh beträgt der Autarkiegrad des kostengünstigsten Energiesystems lediglich 85 %.
- Die Szenarien mit begrenzter Netzanschlussleistung zeigen, dass die fehlende Netzflexibilität durch zentrale **Wärmespeicher** in Kombination mit *Power-to-Heat*-Komponenten eine geeignete regionale Flexibilitätsoption für das Stromsystem darstellt. Darüber hinaus können Flexibilitäten aus Batteriespeichern und Kraftwerken mit biogenen Brennstoffen regionale Flexibilitäten bereitstellen.

Die großen Speicher- und Dachflächen-PV-Kapazitäten führen zu hohen **spezifischen Systemkosten** in den autarken Gemeinden. Im *Referenz*-Szenario belaufen sich die Kosten im bevölkerungsgewichteten Durchschnitt auf 144,2 €/MWh. Durch die veränderte Technologiewahl im *Akzeptanz*-Szenario steigen die Kosten auf 174,1 €/MWh. Im Priorisierung-Dachflächen-PV-Szenario liegen die Kosten mit 148,8 €/MWh dazwischen. Es zeigt sich, dass ein **ausgewogenes Erzeugungsverhältnis** zwischen Photovoltaik- und Windenergieanlagen entscheidend für moderate Systemkosten in autarken Gemeinden ist.

Der Vergleich des *Referenz*-Szenarios mit dem Szenario *Preiszeitreihe*², in welchem der Ein- und Verkauf von Strom erlaubt ist, zeigt, dass Systemkosten von unter 100 €/MWh im *Referenz*-Szenario insbesondere in Gemeinden auftreten, die im *Preiszeitreihe*²-Szenario in Form von Exporterlösen profitieren könnten: 95,1 % dieser Gemeinden sind im *Preiszeitreihen*-Szenario energetische Netto-Exporteure und 94,4 % dieser Gemeinden weisen einen monetären Exportüberschuss auf. Für autarke Regionen mit hohen Energiebedarfen ergeben sich **sehr hohe Systemkosten**, andere Regionen können ihren Bedarf nicht eigenständig decken. Für Regionen, die eine autarke Energieversorgung zu moderaten Kosten erreichen könnten, sind die **entgangenen Erlöse** das entscheidende Argument gegen Autarkiebestrebungen. Es sollten daher geeignete Instrumente entwickelt beziehungsweise erweitert werden, welche die Regionen stärker an den Erlösen beteiligen, um das Streben nach lastgerechter Autarkie einzudämmen.

Demgegenüber zeigt das Szenario *Net-Autarkie*^{*}, dass gegen **Netto-Autarkie-Ziele** beziehungsweise Mindestziele zur bedarfsgerechten Erzeugung per se nichts einzuwenden ist, solange die gebauten Kapazitäten im Einklang mit nationalen Ausbauzielen stehen und die Ziele nicht als Obergrenze interpretiert werden. Solche Ziele können darüber hinaus helfen, die Akzeptanz in der Bevölkerung dieser Regionen zu erhöhen [11].

Dezentrale Elemente im nationalen Energiesystem

Die Energiesysteme der Gemeinden werden für die nationale Analyse zu 350 Knoten aggregiert. Es ergeben sich 139 Knoten, die nur aus einer Gemeinde bestehen. Insbesondere städtische Gemeinden und Gemeinden mit hohen Industriebedarfen heben sich aufgrund der großen Unterschiede im Vergleich zu den umliegenden Gemeinden ab. An der Fläche und an der Gemeindeanzahl gemessene große Knoten treten insbesondere im ländlichen Raum auf, wo die flächenspezifischen Bedarfe gering sind und große Flächen für Windenergie- und/oder Freiflächen-PV-Anlagen zur Verfügung stehen.

Während im *Referenz*-Szenario **spezifische Systemkosten** von 85 €/MWh resultieren, führt die Einschränkung des Onshore-Windausbaus im *Akzeptanz*-Szenario zu 12,3 % höheren Kosten. Die Priorisierung von Dachflächen-PV-Anlagen führt zu einem Kostenanstieg von 4,2 % im Vergleich zum *Referenz*-Szenario.

Im *Referenz*-Szenario wird die Freiflächen-PV-Kapazität bis zum Potenziallimit (356 GW) ausgebaut. Darüber hinaus werden unter anderem 279 GW Onshore-Windenergieanlagen installiert. Im *Akzeptanz*-Szenario werden die reduzierten Onshore-Wind-Potenziale durch einen Ausbau der Dachflächen-PV-Anlagen auf 471,6 GW und einer Erhöhung der Offshore-Windkapazität bis zur Potenzialgrenze auf 78 GW ersetzt. Durch die Priorisierung der Dachflächenphotovoltaik werden insbesondere Freiflächen-PV-Anlagen durch Dachflächen-PV-Anlagen ersetzt.

Die regionale Verteilung der Erzeugung zeigt, dass sowohl im *Referenz*-Szenario als auch im *Dachflächen-Priorisierung*-Szenario insbesondere **im Norden und Nord-Osten Deutschlands große Erzeugung bezogen auf den Bedarf** aufgrund großer Windpotenziale auftreten. Im *Akzeptanz*-Szenario sind die Erzeugungen gleichmäßiger verteilt. Gemessen an den auf die Erzeugung bezogenen *GINI*-Koeffizienten weist das *Akzeptanz*-Szenario mit 0,51 die gleichmäßigste Verteilung auf, gefolgt vom *Priorisierung-Dachflächen-PV*-Szenario mit 0,59. Das *Referenz*-Szenario weist mit 0,67 die ungleichste Verteilung auf. Durch die **Verlagerung von PV-Anlagen von Freiflächen auf Dächer** wird also ein ausgeglicheneres System zu moderaten Mehrkosten geschaffen. Die **Substitution von Windenergieanlagen** ist hingegen mit höheren Mehrkosten verbunden, da sich aufgrund der unausgewogenen, PV-lastigen Erzeugungsstruktur ein hoher Speicher- und Flexibilitätsbedarf ergibt.

Die Untersuchung des **Zentralisierungsgrads** zeigt, dass die **Systemkosten für schwach vernetzte Systeme stark ansteigen**. Während mittlere *Zentralisierungsgrade* wie beispielsweise 60 % moderate Mehrkosten von 4,9 % im Vergleich zum Referenzfall verursachen, ist das unernetzte System 51,2 % teurer. Allgemein können die zentralen Komponenten immer weniger eingebunden werden. So werden mit sinkendem *Zentralisierungsgrad* immer weniger Offshore-Windenergieanlagen, Wasserstoff-Kavernenspeicher und großskalige Wasserstoffturbinen gebaut. Demgegenüber steigen die Kapazitäten der Dachflächen-PV, der Biomasse-KWK-Anlagen, der Biogas-Kraftwerke und der Brennstoffzellen zur Verstromung der gestiegenen Wasserstoffimporte. Die Verteilung der Erzeugung wird mit abnehmendem *Zentralisierungsgrad* gleichmäßiger: Der *GINI*-Koeffizient der Erzeugung beträgt für den Referenzfall 0,67 und reduziert sich für das unernetzte System auf 0,32. Dies spiegelt sich jedoch nicht in der Verteilung der Systemkosten wider, sodass der *GINI*-Koeffizient hier für den Referenzfall und für das unernetzte System mit 0,5 gleich ist. Die Bedarfszentren haben im unernetzten Fall sehr hohe Kosten zu tragen, die durch die Kostenentlastungen in den windreichen Regionen in der Gleichheitsverteilung nicht aufgefangen werden können. Umverteilungsmaßnahmen, die in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt sind, würden somit im Referenzfall zu einer gleicheren Verteilung führen.

Anhang A

Anhang zur Modellierung regionaler Energiesysteme

In diesem Kapitel sind Zusatzinformationen zur verwendeten Methodik zu finden.

A.1 Potenzialanalyse

Der vorliegende Abschnitt beinhaltet Zusatzinformationen zu den Potenzialanalysen für die erneuerbaren Energieträger. Abbildung A.1 zeigt die verwendeten Datenpunkte für die Regressionsanalyse zur Turbinenauswahl genutzt werden in einer Kartendarstellung. In Tabelle A.1 werden die Ausschlusskriterien, die in den Landverfügbarkeitsanalysen verwendet werden, definiert. Als Zusatzinformation sind in Tabelle A.2 die entsprechenden OSM-Abfragen angegeben. In Tabelle A.3 und Tabelle A.4 sind die in den Wind-Potenzialanalysen verwendeten Abstände dokumentiert. Die Initialflächen und die Ausschlussdefinitionen für die Freiflächen-PV-Analysen sind in Tabelle A.5 und Tabelle A.6 hinterlegt. Abschließend sind in Tabelle A.7 und Tabelle A.8 die notwendigen Abstandsdefinitionen für die Datenanalyse in Abschnitt 3.1.1 festgelegt.

Tabelle A.1: Definition der Ausschlusskriterien für verschiedene Datensätze.

Kriterium	Datensatz	Dateiname / Query	Filter oder Code
Lake	Basis-DLM [224]	ver04_f	OBJART_TXT='AX_Hafenbecken' OR OBJART_TXT='AX_Stehendes Gewaesser'
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_transport .a.free_1	fclass not in ('river', 'riverbank', 'drain', 'canal', 'tidal_ channel')
	CLC [236]		Code_18 in ('512','521')

River	Basis-DLM [224]	gew01_f	OBJART_TXT= 'AX_Fliessge waesser' OR OBJART_TXT= 'AX_Kanal' OR OBJART_TXT= 'AX_Wasserlauf' OR OBJART_TXT= 'AX_Gewaess erachse'
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_water_a_free_1	fclass='river' OR fclass='drain' OR fclass='canal' OR fclass='tidal_channel' OR fclass='riverbank'
	CLC [236]		Code.18 in ('511','522')
Stream	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm _waterways_free_1	fclass='stream' OR fclass='ditch'
Motorway	Basis-DLM [224]	ver01_l ver01_f	WDM = '1301' OBJART_TXT = 'AX_Platz' and FKT != '5310'
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_roads_free_1	fclass in ('motorway', 'motorway_link')
Primary roads	Basis-DLM [224]	ver01_l	WDM = '1303'
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_roads_free_1	fclass in ('prima- ry','primary_link')
Secondary roads	Basis-DLM [224]	ver01_l	WDM = '1305'
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_roads_free_1	fclass in ('secondary', 'secondary_link')
Regional roads	Basis-DLM [224]	ver01_l	WDM != '1301' AND WDM != '1303' AND WDM != '1305'
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_roads_free_1	fclass = ('residential', 'tertiary', 'tertiary- link')
Railways	Basis-DLM [224]	ver03_l	OBJART_TXT = 'AX_Bahnstrecke'

		ver03_f	None
		ver06_f	OBJART.TXT = 'AX_Bahn verkehrsanlage'
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_railways.free_1	None
Power lines	Basis-DLM [224]	sie03_l	OBJART.TXT= 'AX_Leitung'
	OSM [109] retrieved from Overpass-Turbo [230]	Abfrage in Tabelle A.2	
Farmland	Basis-DLM [224]	veg01_f	VEG != '1020'
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_landuse_a.free_1	fclass='farmland' OR fclass='orchard' OR fclass='vineyard'
	CLC [236]		Code_18 in ('211', '212', '213', '221', '222', '223', '241', '242', '243', '244')
Grassland	Basis-DLM [224]	veg01_f	VEG = '1020'
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_landuse_a.free_1	fclass='grass' OR fclass='meadow'
	CLC [236]		Code_18='231'
Forests	Basis-DLM [224]	veg02_f	None
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_landuse_a.free_1	fclass='forest'
	CLC [236]		Code_18 in ('311','312','313')
Trees	Basis-DLM [224]	veg03_f	OBJART.TXT = 'AX_Gehoelz'
Residential	Basis-DLM [224]	sie02.f	OBJART = '41001' OR (OBJART='41007' AND FKT in ('1110', '1120', '1130', '1150', '1160', '1170'))
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_landuse_a.free_1	fclass='residential' OR fclass='retail' OR fclass='allotments'

	CLC [236]		Code_18='111' OR Code_18='112' OR Code_18='133' OR Code_18='141' OR Code_18='142'
Inner areas	Basis-DLM [224]	sie01_f	None
Outer areas	Basis-DLM [224]	sie02_f	OBJART = '41001' OR (OBJART='41007' AND FKT in('1110', '1120', '1130', '1150', '1160', '1170'))
Buildings residential	Hausumringe [245]		GFK IN ('31001_1000', '31001_1010', '31001_1020', '31001_1021', '31001_1022', '31001_1023', '31001_1024', '31001_1025', '31001_1210', '31001_3064', '31001_3066', '31001_2070', '31001_2071', '31001_2072', '31001_2074')
Buildings health treatment	Hausumringe [245]		GFK IN ('31001_3240', '31001_3241', '31001_3242', '31001_3051', '31001_3052')
Buildings mixed	Hausumringe [245]		GFK IN ('31001_1100', '31001_1110', '31001_1120', '31001_1121', '31001_1122', '31001_1123', '31001_1130', '31001_1220', '31001_1221', '31001_1223')
Buildings all	Hausumringe [245]		None
Camping	Basis-DLM [224]	sie02_f	FKT = '4330'

Industrial/ Commercial	Basis-DLM [224]	sie02_f	OBJART = '41002'
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231] CLC [236]	gis_osm_landuse_a.free_1	fclass in ('commercial', 'industrial') Code_18='121'
VOR	OSM [109] retrieved from Overpass- Turbo [230]	Abfrage in Tabelle A.2	"beacon_typ" in ('VOR', 'VOR-DME', 'VOR/DME', 'VOR;DME', 'VOR;TACAN') or "type" in ('VOR/DME') or "beacon.t.1" in ('VOR', 'VOR;TACAN')
D-VOR	OSM [109] retrieved from Overpass- Turbo [230] (query on the right)	Abfrage in Tabelle A.2	"beacon_typ" in ('DVOR', 'DVOR/DME', 'DVOR;DME', 'DVOR;TACAN', 'DVORTAC') or "beacon.t.1" in ('DVOR', 'DVOR-DME', 'DVOR/DME', 'DVOR;DME')
Seismic station	BGR [248]		None
Airports	Basis-DLM [224]	ver04_f	ART in ('5510','5511','5512') OR NTZ in ('2000','3000') AND ZUS IS NULL
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231] CLC [236]	gis_osm_ transport_a.free_1	fclass = 'airport' Code_18='124'
	Basis-DLM [224]	ver04_f	ART in ('5520', '5540', '5550') AND (ZUS IS NULL or ZUS = 'None')
Airfields	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm.transport _a.free_1	fclass = 'airfield' OR fclass = 'apron'
	Basis-DLM [224]	geb03_f	ADF = '4720'
Mining	Basis-DLM [224]	sie02_f	OBJART = '41005' OR OBJART = '41004'

	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_landuse_a.free_1	fclass = 'quarry'
	CLC [236]		Code_18='131'
Re- creational	Basis-DLM [224]	sie02_f	OBJART = '41008'
Cemetery	Basis-DLM [224]	sie02_f	OBJART = '41009'
Birds pro- tected areas (SPA)	WDPA [228]		DESIG_ENG = 'Spe- cial Protection Area (Birds Directive)'
Nature reserve (NSG)	WDPA [228]		DESIG_ENG = 'Na- ture Reserve'
	Basis-DLM [224]	geb03_f	ADF ='1621'
	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_landuse_a.free_1	fclass= 'nature_reserve'
National park	WDPA [228]		DESIG_ENG = 'Natio- nal Park'
	Basis-DLM [224]	geb03_f	ADF ='1670'
	OSM [109] retrieved from Overpass- Turbo [230]	Abfrage in Tabelle A.2	None
FFH	WDPA [228]		Desig='Site of Com- munity Importance (Habitats Directive)'
Biosphere (core zones)	BFN [229]	Bio_Zonierung2021_3035	ZONIERUNG = 'Kernzone'
Biosphere (Main- tenance zones)	BFN [229]	Bio_Zonierung2021_3035	ZONIERUNG = 'Pfle- gezone'
Biosphere (Develop- ment zones)	BFN [229]	Bio_Zonierung2021_3035	ZONIERUNG = 'Ent- wicklungszone'
Nature park	BFN [229]	Naturparke2021	None
Ramsar	WDPA [228]		Desig='Ramsar Site, Wetland of Internatio- nal Importance'
Protected landscapes	WDPA [228]		DESIG_ENG = 'Landscape Protecti- on Area'

Water protection (I&II)	BfG [232]	AM_drinkingWater ProtectionArea-DE	WSG_ZONE in ('1' , '1A' , '1B' , '2' , '2A' , '2a' , '2b' , '2B' , '2B1' , '2B2' , 'GW_I' , 'GW_II' , 'I' , 'II' , 'IIA' , 'IIB' , 'IIC' , 'qual I' , 'qual II' , 'TWS I' , 'TWS II' , 'TWS II/1' , 'TWS II/2' , 'TWS II/3' , 'Zone I' , 'Zone II' , 'keine Angabe')
	LFU-RP [233]		SCHUTZZO_1 in ('Zone I' , 'Zone II' , 'Zone II A' , 'Zone II S')
	LUBW [235]		ZONE in ('Zone I und II bzw. IIA' , 'Zone IIB')
Historical	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_pois_a_free_1	fclass IN ('archaeological' , 'monument' , 'memorial' , 'castle')
Buildings commercial	Hausumringe [245]		GFK IN ('31001_2000' , '31001_2010' , '31001_2020' , '31001_2030' , '31001_2040' , '31001_2050' , '31001_2051' , '31001_2052' , '31001_2053' , '31001_2054' , '31001_2055' , '31001_2056' , '31001_2060' , '31001_2070' , '31001_2071' , '31001_2072' , '31001_2073' , '31001_2074' , '31001_2080' , '31001_2081' , '31001_2082' , '31001_2083' , '31001_2090' , '31001_2091' , '31001_2092' , '31001_2093' , '31001_2094')
Mixed usage	Basis-DLM [224]	sie02.f	OBJART = '41006'

	OSM [109] retrieved from Geofabrik [231]	gis_osm_landuse_a_free_1	fclass='farmyard'
Slope	EU-DEM v1.1 [236]		None
Border	VG250 [238]	VG250_STA	GF = 4

Tabelle A.2: Abfragen zur Datenabfrage bei OSM-Overpass [230]

VOR	[out:json] [timeout:250]; area[name='Deutschland']->.searchArea; (node[airmark=beacon](area.searchArea)); (.;>); out meta;
DVOR	[out:json] [timeout:250]; area[name='Deutschland']->.searchArea; (node[airmark=beacon](area.searchArea)); (.;>); out meta;
Nationalpark	[out:json] [timeout:250]; area[name='Deutschland']->.searchArea; (node['boundary']='national_park')(area.searchArea); way['boundary']='national_park')(area.searchArea); relation['boundary']='national_park')(area.searchArea);); out body; >; out skel qt;
Power Lines	[out:json] [timeout:250]; area[name='Deutschland']->.searchArea; (way[power=line](area.searchArea)); (.;>); out meta;

Tabelle A.3: Ausschlussdefinitionen für die Szenarien der Onshore-Wind-Potenzialanalyse.

Kriterium	Datensatz	S1	S2	S2a	S2b	S3
Airfields	Basis-DLM [224]	individuell ¹	1500 m	1500 m	1500 m	1500 m
Airports	Basis-DLM [224]	individuell ¹	6000 m	6000 m	6000 m	6000 m
Biosphere (core zo- nes)	BFN [229]	individuell ¹	0 m	0 m	0 m	500 m

Biosphere (Development zones)	BFN [229]	individuell ¹	Not excluded	Not excluded	Not excluded	500 m
Biosphere (Maintenance zones)	BFN [229]	individuell ¹	Not excluded	Not excluded	Not excluded	500 m
Birds protected areas (SPA)	WDPA [228]	individuell ¹	300 m	300 m	300 m	500 m
Border	VG250 [238]	individuell ¹	100 m	100 m	100 m	100 m
Buildings commercial	Hausumringe [245]	individuell ¹	2H	2H	2H	3H
Buildings health treatment	Hausumringe [245]	individuell ¹	1000 m	1000 m	1000 m	1000 m
Buildings mixed usage	Hausumringe [245]	individuell ¹	3H	3H	3H	3H
Buildings residential	Hausumringe [245]	individuell ¹	3H	3H	3H	1000 m
Camping	Basis-DLM [224]	individuell ¹	3H	3H	3H	1000 m
Cemetery	Basis-DLM [224]	individuell ¹	0 m	0 m	0 m	0 m
D-VOR	OSM [109]	individuell ¹	10 km	10 km	10 km	10 km
Farmland	Not excluded	Not excluded	Not excluded	Not excluded	Not excluded	Not excluded
FFH	WDPA [228]	individuell ¹	300 m	300 m	300 m	500 m
Forests	Basis-DLM [224]	individuell ¹	Not excluded	Not excluded	0 m	0 m
Grassland	Not excluded	Not excluded	Not excluded	Not excluded	Not excluded	Not excluded
Historical	OSM [109]	individuell ¹	1000 m	1000 m	1000 m	1000 m
Industrial/Commercial	Basis-DLM [224]	individuell ¹	2H	2H	2H	3H
Inner areas	Basis-DLM [224]	individuell ¹	1000 m	1000 m	1000 m	1000 m
Lakes	Basis-DLM [224]	individuell ¹	100 m	100 m	100 m	100 m
Military	Basis-DLM [224]	individuell ¹	0 m	0 m	0 m	0 m
Mineral extraction	Basis-DLM [224]	individuell ¹	0 m	0 m	0 m	0 m
Mixed usage	Basis-DLM [224]	individuell ¹	2H	2H	2H	3H
Motorway	Basis-DLM [224]	individuell ¹	40 + R	40 + R	40 + R	40 + R

National park	WDPA [228]	individuell ¹	300 m	300 m	300 m	500 m
Nature park	BFN [229]	individuell ¹	Not excluded	Not excluded	Not excluded	0 m
Nature reserve (NSG)	WDPA [228]	individuell ¹	300 m	300 m	300 m	500 m
Outer areas	Basis-DLM [224]	individuell ¹	3H	3H	3H	1000 m
Power lines	Basis-DLM [224]	individuell ¹	100 + D	100 + D	100 + D	100 + D
Primary roads	Basis-DLM [224]	individuell ¹	20 + R	20 + R	20 + R	20 + R
Protected landscapes	WDPA [228]	individuell ¹	Not excluded	0 m	Not excluded	0 m
Railways	Basis-DLM [224]	individuell ¹	100 + D	100 + D	100 + D	100 + D
Ramsar	WDPA [228]	individuell ¹	Not excluded	Not excluded	Not excluded	0 m
Recreational	Basis-DLM [224]	individuell ¹	0 m	0 m	0 m	0 m
Regional roads	Basis-DLM [224]	individuell ¹	R	R	R	R
Rivers	Basis-DLM [224]	individuell ¹	100 m	100 m	100 m	100 m
Secondary roads	Basis-DLM [224]	individuell ¹	R	R	R	R
Seismic station	BGR [248]	individuell ¹	1000 m	1000 m	1000 m	1000 m
Slope >17°	EU-DEM v1.1 [236]	individuell ¹	0 m	0 m	0 m	0 m
Stream	OSM [109]	individuell ¹	0 m	0 m	0 m	0 m
VOR	OSM [109]	individuell ¹	15 km	15 km	15 km	15 km
Water protection (I&II)	s. Tabelle A.1	individuell ¹	50 m	50 m	50 m	50 m

¹ Siehe Tabelle A.4.

Tabelle A.4: Ausschlussdefinitionen für die Bundesländer in Szenario 1.

Kriterium	Datensatz	SH	HH	NI	HB	NW	HE
Airfields	Basis-DLM [224]	1750 m					
Airports	Basis-DLM [224]	6000 m					
Biosphere (core zones)	BFN [229]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m

Biosphere (Development zones)	BFN [229]	Not excl.	Not excl.	0 m	Not excl.	Not excl.	Not excl.
Biosphere (Maintenance zones)	BFN [229]	Not excl.	Not excl.	0 m	Not excl.	Not excl.	0 m
Birds protected areas (SPA)	WDPA [228]	300+R	300 m	Not excl.	Not excl.	300 m	Not excl.
Border	VG250 [238]	100 m					
Buildings health treatment	Hausumringe [245]	3H	3H	3H	3H	3H	1000 m
Buildings mixed usage	Hausumringe [245]	3H	3H	3H	3H	1000 m	1000 m
Buildings residential	Hausumringe [245]	3H	3H	3H	3H	1000 m	1000 m
Camping	Basis-DLM [224]	3H	3H	3H	3H	3H	3H
Cemetery	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
D-VOR	OSM [109]	10 km					
Farmland	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.
FFH	WDPA [228]	200+R	200 m	Not excl.	Not excl.	300 m	Not excl.
Forests	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m	0 m	Not excl.	Not excl.
Grassland	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.
Historical	OSM [109]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Industrial/Commercial	Basis-DLM [224]	2H	2H	2H	2H	2H	1000 m
Inner areas	Basis-DLM [224]	800 m	3H	3H	3H	1000 m	1000 m
Lakes	Basis-DLM [224]	50 m					
Military	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Mineral extraction	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Motorway	Basis-DLM [224]	40+R	40+R	40+R	40+R	40+R	40+R
National park	WDPA [228]	300+R	0 m	0 m	0 m	300 m	0 m

Nature park	BFN [229]	Not excl.	Not excl.	Not excl.	0 m	Not excl.	Not excl.
Nature reserve (NSG)	WDPA [228]	200+R	300 m	0 m	0 m	300 m	0 m
Outer areas	Basis-DLM [224]	3H	3H	3H	3H	1000 m	1000 m
Power lines	Basis-DLM [224]	2R	2R	2R	2R	100+2R	2R
Primary roads	Basis-DLM [224]	20+R	20+R	20+R	20+R	20+R	20+R
Protected landscapes	WDPA [228]	Not excl.	Not excl.	Not excl.	0 m	0 m	Not excl.
Railways	Basis-DLM [224]	2R	2R	2R	2R	100+2R	2R
Ramsar	WDPA [228]	300+R	500 m	Not excl.	0 m	Not excl.	Not excl.
Recreational	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Regional roads	Basis-DLM [224]	R	R	R	R	R	R
Rivers	Basis-DLM [224]	50 m	50 m	50 m	50 m	50 m	50 m
Secondary roads	Basis-DLM [224]	R	R	R	R	R	R
Seismic station	BGR [248]	1000 m	1000 m	1000 m	1000 m	1000 m	1000 m
Slope >17°	EU-DEM v1.1 [236]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Stream	OSM [109]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
VOR	OSM [109]	15 km	15 km	15 km	15 km	15 km	15 km
Water protection (I&II)	s. Tabelle A.1	50 m	50 m	50 m	50 m	50 m	50 m

Kriterium	Datensatz	RP	BW	BY	SL	BE
Airfields	Basis-DLM [224]	1750 m				
Airports	Basis-DLM [224]	6000 m				
Biosphere (core zones)	BFN [229]	0 m	200 m	0 m	0 m	0 m
Biosphere (Development zones)	BFN [229]	Not excl.				

Biosphere (Maintenance zones)	BFN [229]	0 m	Not excl.	Not excl.	0 m	Not excl.
Birds protected areas (SPA)	WDPA [228]	Not excl.	700 m	10H	200 m	Not excl.
Border	VG250 [238]	100 m				
Buildings health treatment	Hausumringe [245]	800 m	3H	3H	3H	3H
Buildings mixed usage	Hausumringe [245]	3H	3H	3H	3H	3H
Buildings residential	Hausumringe [245]	3H	3H	10H	3H	3H
Camping	Basis-DLM [224]	3H	3H	3H	3H	3H
Cemetery	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
D-VOR	OSM [109]	10 km				
Farmland	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.
FFH	WDPA [228]	Not excl.	Not excl.	Not excl.	200 m	Not excl.
Forests	Basis-DLM [224]	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	0 m
Grassland	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.
Historical	OSM [109]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Industrial/Commercial	Basis-DLM [224]	2H	2H	2H	2H	2H
Inner areas	Basis-DLM [224]	1100 m	3H	10H	3H	3H
Lakes	Basis-DLM [224]	50 m				
Military	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Mineral extraction	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Motorway	Basis-DLM [224]	40+R	40+R	40+R	40+R	40+R
National park	WDPA [228]	0 m	200 m	0 m	0 m	0 m
Nature park	BFN [229]	Not excl.				
Nature reserve (NSG)	WDPA [228]	0 m	200 m	0 m	200 m	0 m

Outer areas	Basis-DLM [224]	3H	3H	3H	3H	3H
Power lines	Basis-DLM [224]	2R	2R	2R	2R	2R
Primary roads	Basis-DLM [224]	20+R	20+R	20+R	20+R	20+R
Protected landscapes	WDPA [228]	Not excl.				
Railways	Basis-DLM [224]	2R	2R	2R	2R	2R
Ramsar	WDPA [228]	Not excl.	Not excl.	Not excl.	0 m	Not excl.
Re-creational	Basis-DLM [224]	800 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Regional roads	Basis-DLM [224]	R	R	R	R	R
Rivers	Basis-DLM [224]	50 m				
Secondary roads	Basis-DLM [224]	R	R	R	R	R
Seismic station	BGR [248]	1000 m				
Slope >17°	EU-DEM v1.1 [236]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Stream	OSM [109]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
VOR	OSM [109]	15 km				
Water protection (I&II)	s. Tabelle A.1	50 m				

Kriterium	Datensatz	BB	MV	SN	ST	TH
Airfields	Basis-DLM [224]	1750 m	1750 m	1750 m	1750 m	1750 m
Airports	Basis-DLM [224]	6000 m	6000 m	6000 m	6000 m	6000 m
Biosphere (core zones)	BFN [229]	0 m	500 m	0 m	1000 m	0 m
Biosphere (Development zones)	BFN [229]	Not excl.	500 m	Not excl.	1000 m	0 m
Biosphere (Maintenance zones)	BFN [229]	Not excl.	500 m	Not excl.	1000 m	0 m
Birds protected areas (SPA)	WDPA [228]	Not excl.	500 m	Not excl.	Not excl.	Not excl.
Border	VG250 [238]	100 m	100 m	100 m	100 m	100 m

Buildings health treatment	Hausumringe [245]	3H	1000 m	3H	1200 m	3H
Buildings mixed usage	Hausumringe [245]	3H	800 m	3H	3H	3H
Buildings residential	Hausumringe [245]	3H	800 m	3H	3H	3H
Camping	Basis-DLM [224]	3H	3H	3H	3H	3H
Cemetery	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
D-VOR	OSM [109]	10 km				
Farmland	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.
FFH	WDPA [228]	Not excl.	500 m	Not excl.	Not excl.	Not excl.
Forests	Basis-DLM [224]	Not excl.	0 m	0 m	0 m	0 m
Grassland	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.	Not excl.
Historical	OSM [109]	0 m	1000 m	1000 m	0 m	0 m
Industrial/ Commercial	Basis-DLM [224]	2H	2H	2H	2H	2H
Inner areas	Basis-DLM [224]	1000 m	1000 m	3H	1000 m	1000 m
Lakes	Basis-DLM [224]	50 m				
Military	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Mineral extraction	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Motorway	Basis-DLM [224]	40+R	40+R	40+R	40+R	40+R
Nationalpark	WDPA [228]	0 m	1000 m	0 m	0 m	600 m
Nature park	BFN [229]	Not excl.	500 m	Not excl.	Not excl.	0 m
Nature reserve (NSG)	WDPA [228]	0 m	500 m	0 m	200 m	300 m
Outer areas	Basis-DLM [224]	3H	800 m	3H	3H	3H
Power lines	Basis-DLM [224]	2R	2R	2R	400 m	2R
Primary roads	Basis-DLM [224]	20+R	20+R	20+R	20+R	20+R
Protected landscapes	WDPA [228]	Not excl.	Not excl.	Not excl.	500 m	Not excl.
Railways	Basis-DLM [224]	2R	2R	2R	400 m	2R

Ramsar	WDPA [228]	Not excl.				
Recreational	Basis-DLM [224]	0 m	1000 m	0 m	0 m	0 m
Regional roads	Basis-DLM [224]	R	R	R	R	R
Rivers	Basis-DLM [224]	50 m				
Secondary roads	Basis-DLM [224]	R	R	R	R	R
Seismic station	BGR [248]	1000 m				
Slope >17°	EU-DEM v1.1 [236]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
Stream	OSM [109]	0 m	0 m	0 m	0 m	0 m
VOR	OSM [109]	15 km				
Water protection (I&II)	s. Tabelle A.1	50 m				

Tabelle A.5: Definition der Positivflächen in den Freiflächen-PV-Analysen.

Szenario	Positivfläche		Datensatz	Dateiname	Filter	Puffer
S1 Side Strips	Railways	Included	Basis-DLM [224]	ver03.l	ZUS != '2100' OR ZUS is null) AND HDU_X = 0 AND BKT='1100'	200 m
		Excluded	Basis-DLM [224]	ver03.l	ZUS != '2100' OR ZUS is null) AND HDU_X = 0 AND BKT='1100'	15 m
	Motorway	Included	Basis-DLM [224]	ver01.l	(ZUS != '2100' OR ZUS is null) AND HDU_X = 0 AND WDM = '1301'	200 m
		Excluded	Basis-DLM [224]	ver01.l	(ZUS != '2100' OR ZUS is null) AND HDU_X = 0 and WDM = '1301'	15 m
S2 Poor Soil	Farm-land	Included	Processed SQR		Values <30	

S3 Combination	Railways	Included	Basis-DLM [224]	ver03.I	(ZUS != '2100' OR ZUS is null) AND HDU_X = 0 AND BKT='1100'	200 m
		Excluded	Basis-DLM [224] Processed SQR	ver03.I	(ZUS != '2100' OR ZUS is null) AND HDU_X = 0 AND BKT='1100' Values >40	15 m
	Motorway	Included	Basis-DLM [224]	ver01.I	(ZUS != '2100' OR ZUS is null) AND HDU_X = 0 AND WDM = '1301'	200 m
		Excluded	Basis-DLM [224] Processed SQR	ver01.I	(ZUS != '2100' OR ZUS is null) AND HDU_X = 0 and WDM = '1301' Values >40	15 m
	Farmland	Included	Processed SQR		Values <30	
		Excluded	Basis-DLM [224]	ver03.I	(ZUS != '2100' OR ZUS is null) AND HDU_X = 0 AND BKT='1100'	200 m
			Basis-DLM [224]	ver01.I	(ZUS != '2100' OR ZUS is null) AND HDU_X = 0 AND WDM = '1301'	200 m

Tabelle A.6: Ausschlüsse für die Szenarien der Freiflächen-PV-Analyse.

Kriterium	Datensatz	S1	S2	S3
Birds protected areas (SPA)	WDPA [228]	0 m	0 m	0 m
Border	VG250 [238]	100 m	100 m	100 m
Buildings all	Hausumringe [245]	0 m	0 m	0 m

Camping	Basis-DLM [224]	10 m	10 m	10 m
Cemetery	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m
FFH	WDPA [228]	0 m	0 m	0 m
Forests	Basis-DLM [224]	10 m	10 m	10 m
Historical	OSM [109]	0 m	0 m	0 m
Industrial/ Commercial	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m
Inner areas	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m
Lakes	Basis-DLM [224]	10 m	10 m	10 m
Military	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m
Mineral extraction	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m
Motorway	Basis-DLM [224]	s. Tabelle A.5	200 m	s. Tabelle A.5
National park	WDPA [228]	0 m	0 m	0 m
Nature reserve (NSG)	WDPA [228]	0 m	0 m	0 m
Outer areas	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m
Power lines	Basis-DLM [224]	20 m	20 m	20 m
Primary roads	Basis-DLM [224]	22.5 m	22.5 m	22.5 m
Railways	Basis-DLM [224]	s. Tabelle A.5	200 m	s. Tabelle A.5
Recreational	Basis-DLM [224]	0 m	0 m	0 m
Regional roads	Basis-DLM [224]	22.5 m	22.5 m	22.5 m
Rivers	Basis-DLM [224]	10 m	10 m	10 m
Secondary roads	Basis-DLM [224]	22.5 m	22.5 m	22.5 m
Slope >10°	EU-DEM v1.1 [236]	0 m	0 m	0 m
Stream	OSM [109]	10 m	10 m	10 m
Trees	Basis-DLM [224]	10 m	10 m	10 m

Tabelle A.7: Pufferdefinitionen zur Auswertung von Datensätzen für Windanalysen.

Ausschluss	Puffer
Flughäfen	6000 m
Landwirtschaftsflächen	0 m
Wälder	0 m
Weideflächen	0 m
Industrie- und Gewerbegebiete	412 m
Mining	0 m
Gemischt genutzte Gebiete	618 m
Stromleitungen	176 m
Schienen	176 m
Wohnnutzung	618 m
Straßen	40 m
Autobahnen	116 m
Primary Roads	96 m
Secondary Roads	40 m
Seen	100 m
Flüsse	100 m

Naturschutzgebiete	300 m
Nationalparks	300 m

Tabelle A.8: Ausschlüsse für die typische Windanalyse zur Auswertung der Landnutzungsdatensätze.

Ausschluss	Datensatz	Puffer
Flugplätze	variabel	1500 m
Flughäfen	variabel	6000 m
Wälder	variabel	0 m
Industrie- und Gewerbegebiete	variabel	395 m (2H)
Seen	variabel	100 m
Gemischt genutzte Gebiete	variabel	592 m (3H)
Wohngebiete	variabel	592 m (3H)
Flüsse	variabel	100 m
Motorway	variabel ¹	117 m (40 + R)
Primary roads	variabel ¹	97 m (20 + R)
Secondary roads	variabel ¹	77 m (R)
Regional roads	variabel ¹	77 m (R)
Railway	variabel ¹	255 m (100 + D)
Power Line	variabel ¹	255 m (100 + D)
Biosphäre (Kernzonen)	BFN [229]	300 m
Vogelschutzgebiete (SPA)	WDPA [228]	300 m
D-VOR	OSM [230]	10 000 m
FFH	WDPA [228]	300 m
Nationalparks	WDPA [228]	300 m
Naturschutzgebiet	WDPA [228]	300 m
Landschaftsschutzgebiete	WDPA [228]	0 m
Seismische Stationen	BGR [248]	1000 m
Steigung > 17°	Eu-DEM v1.1 [236]	0 m
VOR	OSM [230]	15 000 m

¹Weil die linieförmigen Ausschlüsse nicht durch den CLC-Datensatz identifiziert werden können, wird in der CLC-Analyse Basis-DLM genutzt.



Abbildung A.1: Regionale Verteilung der Datenpunkte, die zur Regressionsanalyse von spezifischer Leistung und Nabenhöhe in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit verwendet werden.

A.2 Bedarfsmodellierung

In diesem Abschnitt werden weitere Informationen zur Bedarfsmodellierung gegeben. Abbildung A.2 bis Abbildung A.13 zeigen die regionale Verteilung der verwendeten Disaggregationsschlüssel in einer Kartendarstellung. Abbildung A.14, Abbildung A.15 und Abbildung A.16 zeigen die resultierenden Bedarfe.

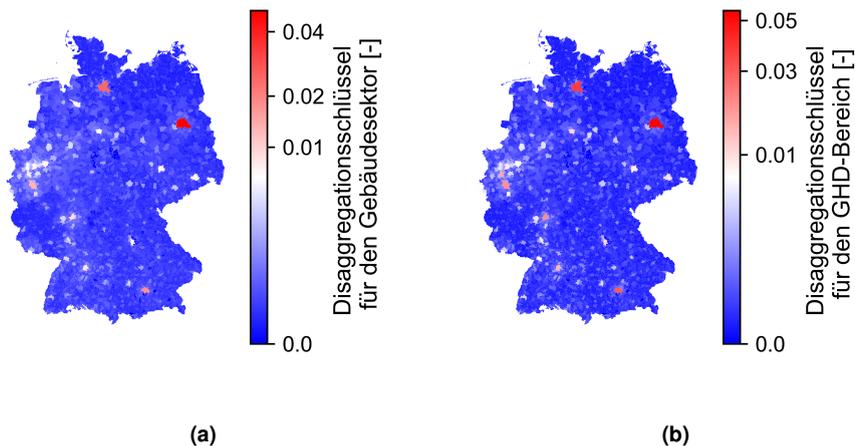


Abbildung A.2: Disaggregationsschlüssel für den Gebäudebereich (a) und den GHD-Bereich (b).

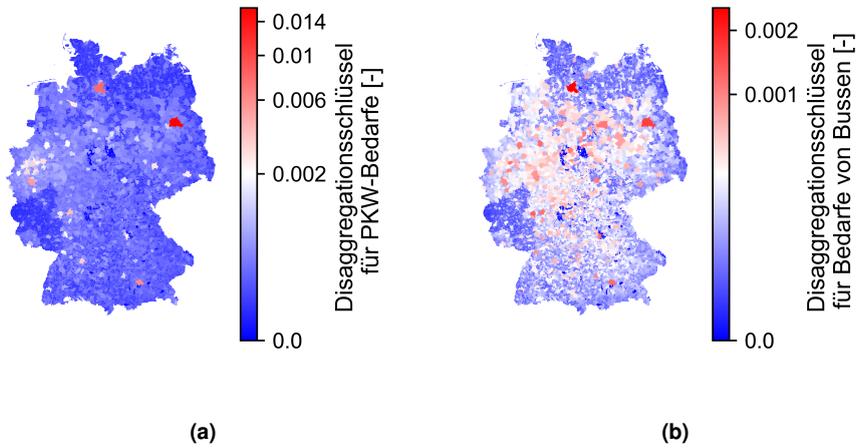


Abbildung A.3: Disaggregationsschlüssel für PKW- (a) und Bus-Bedarfe (b).

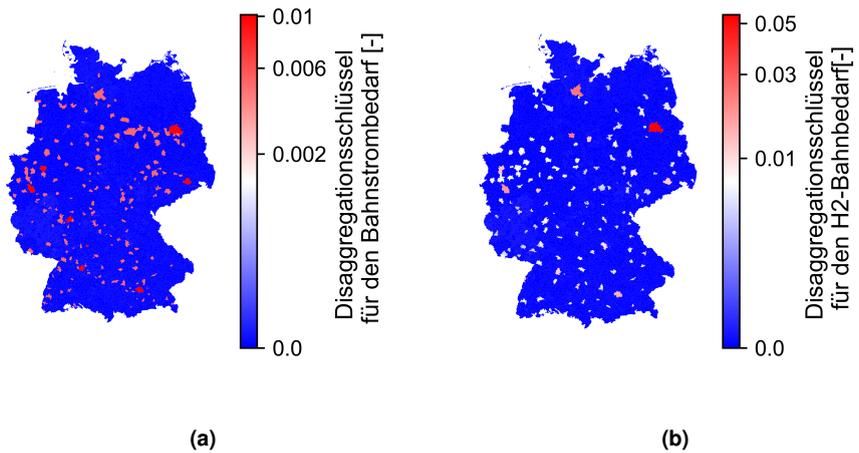
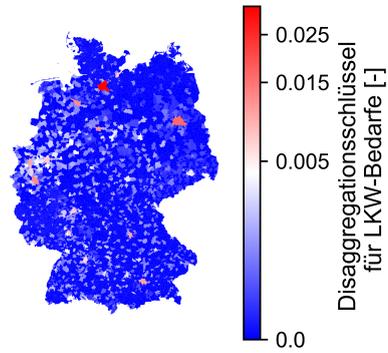
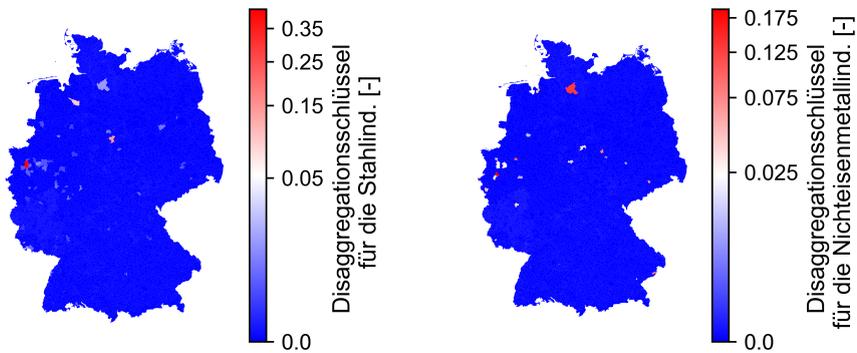


Abbildung A.4: Disaggregationsschlüssel für Strom- (a) und Wasserstoffbedarfe (b) der Bahn.



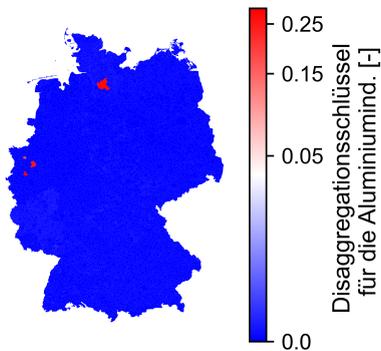
(a)

Abbildung A.5: Disaggregationsschlüssel für LKW-Bedarfe.

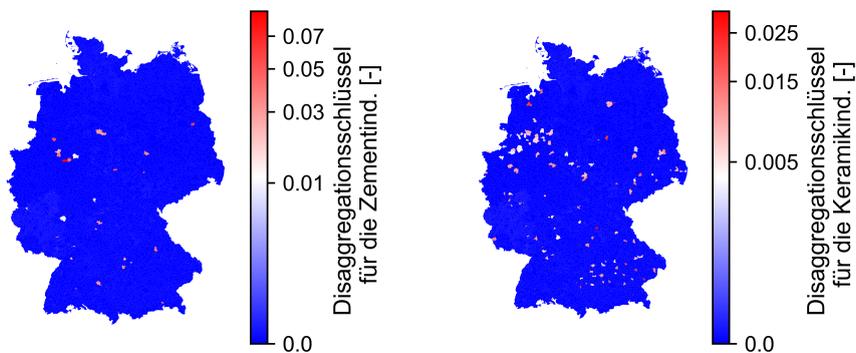
(a)

(b)

Abbildung A.6: Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Stahl- (a) und Nichteisenmetallindustrie (b).



(a)

Abbildung A.7: Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Aluminiumindustrie.

(a)

(b)

Abbildung A.8: Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Zement- (a) und Keramikindustrie (b).

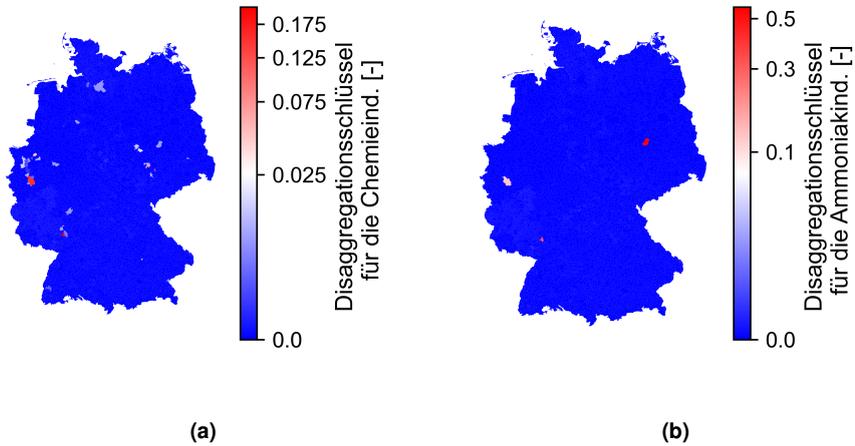


Abbildung A.9: Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Chemie- (a) und Ammoniakindustrie (b).

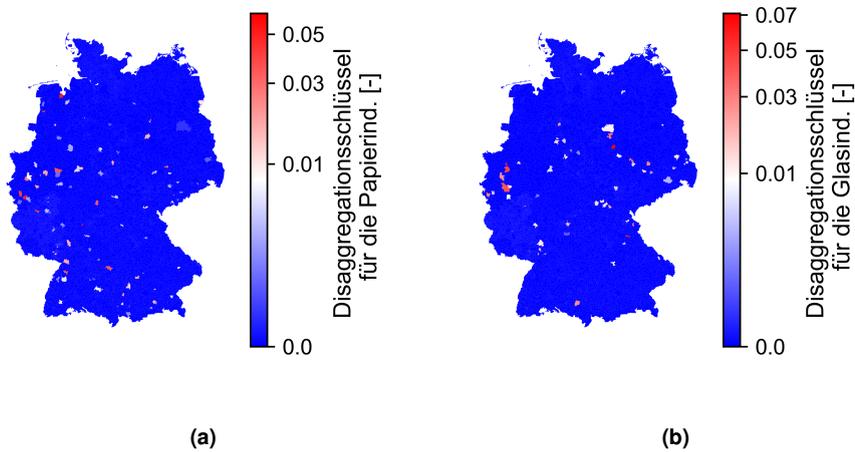


Abbildung A.10: Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Papier- (a) und Glasindustrie (b).

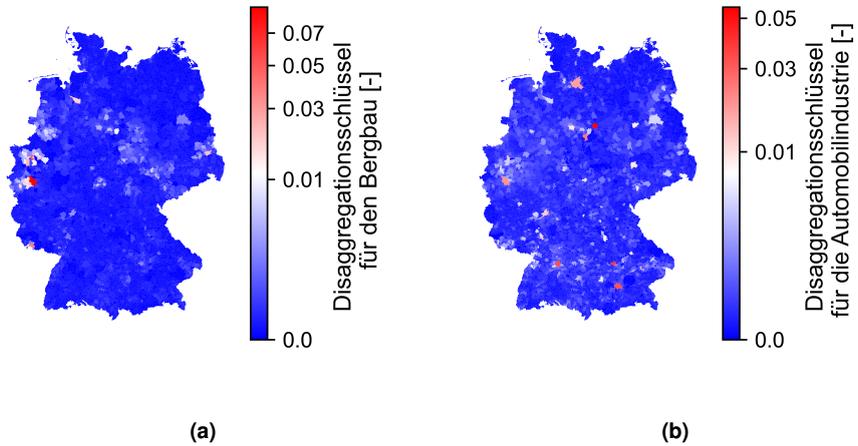


Abbildung A.11: Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Bergbau- (a) und Automobilindustrie (b).

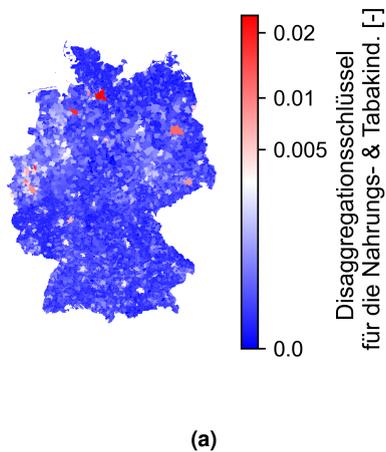


Abbildung A.12: Disaggregationsschlüssel für Bedarfe in der Nahrungs- und Tabakindustrie.

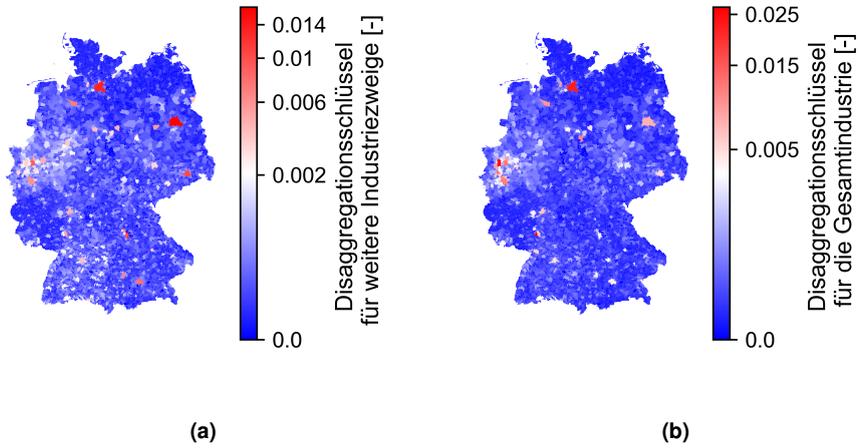


Abbildung A.13: Disaggregationsschlüssel für weitere Industriezweige (a) und für die Gesamtindustrie (b).

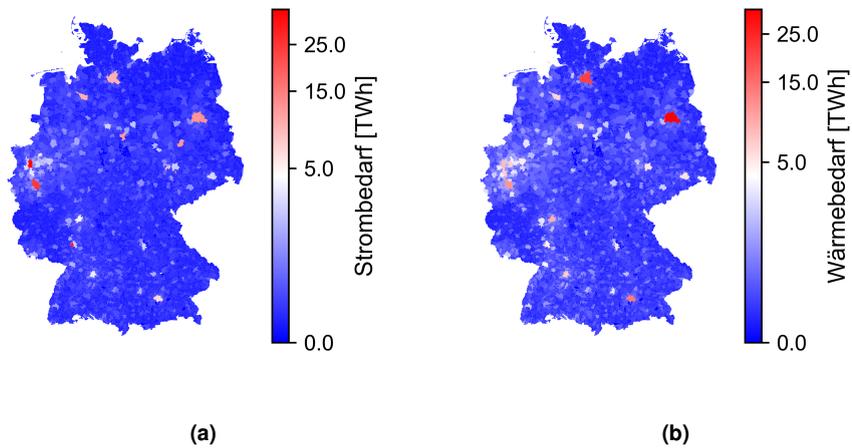


Abbildung A.14: Aus der Disaggregation resultierende Bedarfe für Strom (a) und Wärme (b).

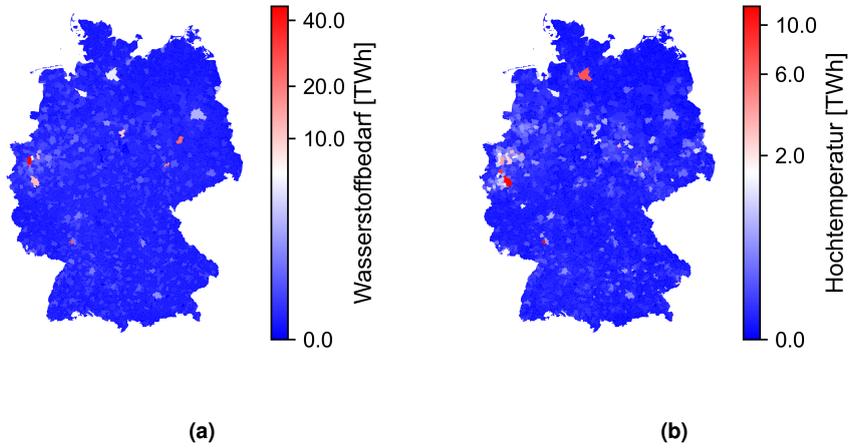


Abbildung A.15: Aus der Disaggregation resultierende Bedarfe für Wasserstoff (a) und Hochtemperaturprozesswärme (b).

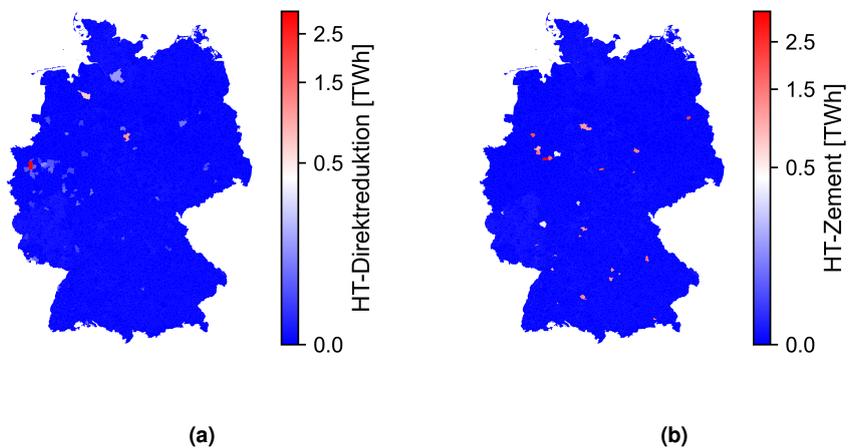


Abbildung A.16: Aus der Disaggregation resultierende Bedarfe für nicht elektrifizierbare Hochtemperaturprozesswärme in der Stahlindustrie (Direktreduktion) (a) und in der Zementindustrie (b).

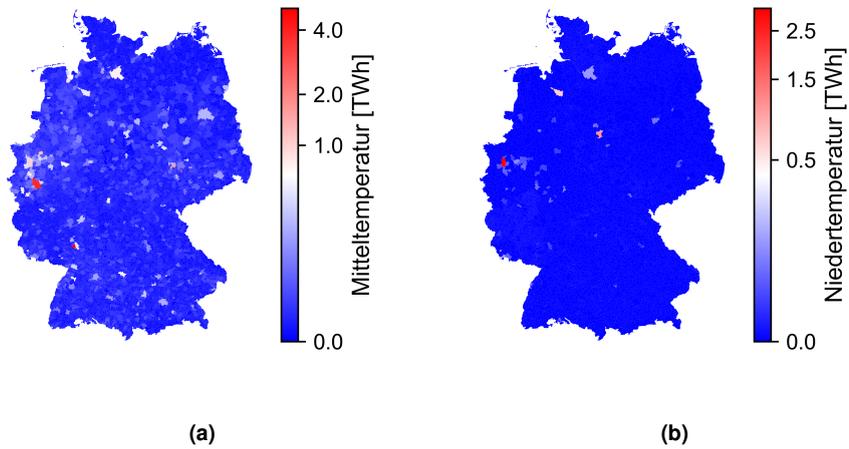


Abbildung A.17: Aus der Disaggregation resultierende Bedarfe für Mitteltemperatur- (a) und Niedertemperaturprozesswärme (b).

A.3 Energiesystemmodellierung

Abbildung A.18 zeigt die Struktur von ETHOS.FineRegions in einem Blockdiagramm. In Tabelle A.9 sind die Kosten der Sensitivitätsanalyse, die auf Stolten et al. [104] basieren, dargestellt.

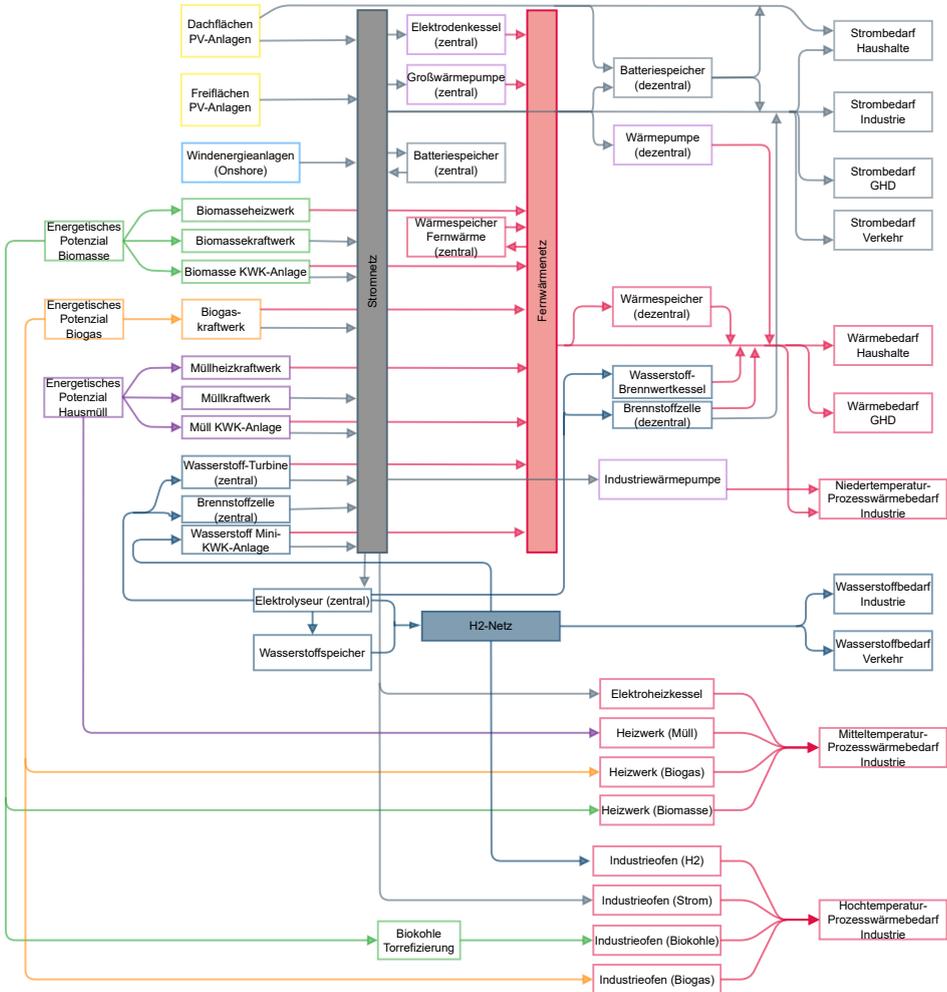


Abbildung A.18: Blockdiagramm der Komponenten des Optimierungsmodells ETHOS.FineRegions.

Tabelle A.9: Variation der Kostenannahmen basierend auf Stolten et al. [104].

Technologie	-50 %	-20 %	Kosten in 2045	+20 %	+100 %
Onshore-Windturbinen [€/kW]	513	820	1025	1230	2050
Dachflächen-PV [€/kW]	264	422	528	634	1056
Freiflächen-PV [€/kW]	173	276	345	414	690
Batterie (zentral) [€/kWh]	71	114	142	170	284
Batterie (dezentral) [€/kWh]	356	249	311	373	622
Wärmespeicher (zentral) [€/kWh]	0,34	0,54	0,67	0,80	1,34
Wärmespeicher (dezentral) [€/kWh]	15	24	30	36	60
H ₂ -Tanks [€/kWh]	9	14	18	22	36

Anhang B

Anhang zu den Ergebnissen

Das vorliegende Kapitel beinhaltet Zusatzinformationen zu den Ergebnissen dieser Arbeit.

B.1 Anhang zu den regionalen Potenzialen von erneuerbaren Energieträgern

Abbildung B.1 zeigt den Vergleich der Dachflächen-PV-Potenzialanalyse mit den Daten des Solarkatasters.

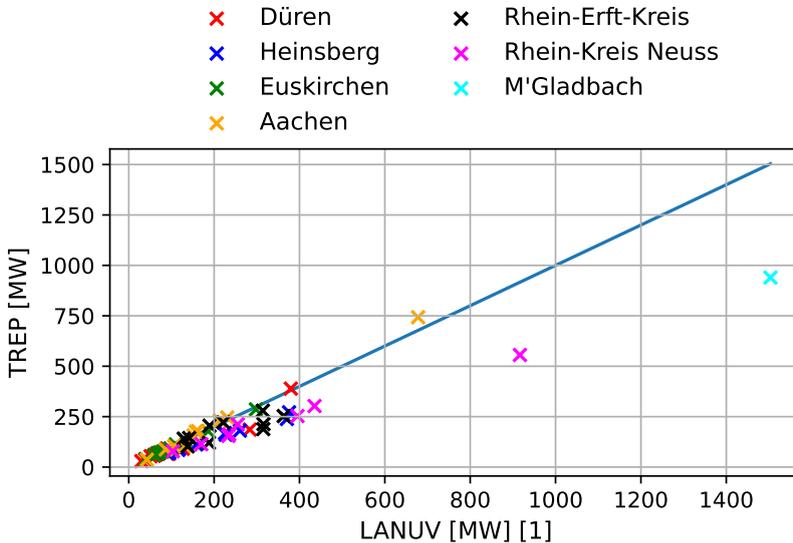


Abbildung B.1: Auf Gemeindeebene durchgeführter Vergleich zwischen Solarkataster und dem Ansatz zur Ermittlung von Dachflächen Photovoltaik Potenzialen in der vorliegenden Arbeit.

B.2 Anhang zur Analyse der Energiesysteme in den deutschen Gemeinden

Im vorliegende Abschnitt werden zusätzliche Ergebnisse für die Analyse der Energiesysteme in den deutschen Gemeinden gegeben. Abbildung B.2 und Abbildung B.3 zeigen die Strom- und Wärmeerzeugung in einem beispielhaften Sommerzeitraum in Ilmenau. Abbildung B.4 zeigt die gebauten Speicherkapazitäten für verschiedene Strompreisannahmen. Abbildung B.5 und Abbildung B.6 zeigen die Netzanschlussleistungen und gebauten Speicherkapazitäten unter verschiedenen Autarkierandbedingungen. In Abbildung B.7 und Abbildung B.8 wird die Sensitivität der Kostenannahmen für einen Bereich von $\pm 20\%$ im *Referenz-* und *Preiszeitreihe*²-Szenario dargestellt.

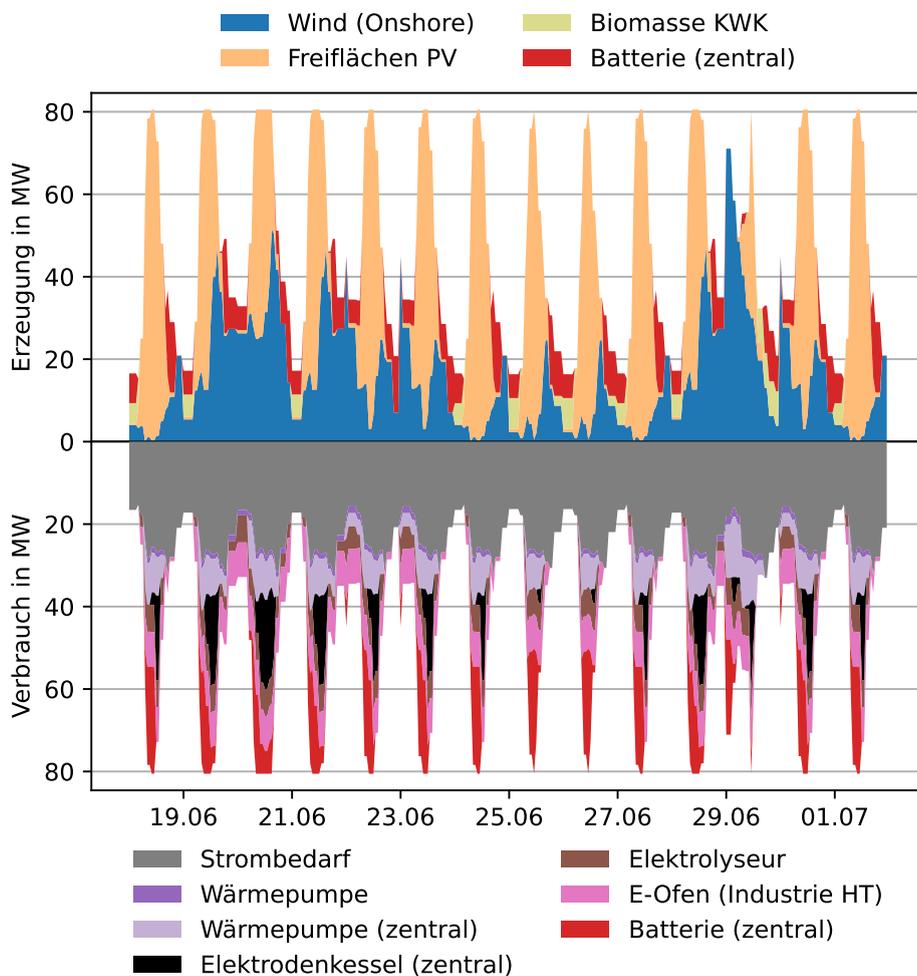


Abbildung B.2: Stromerzeugung und -bedarf in einem beispielhaften Sommerzeitraum in Ilmenau.

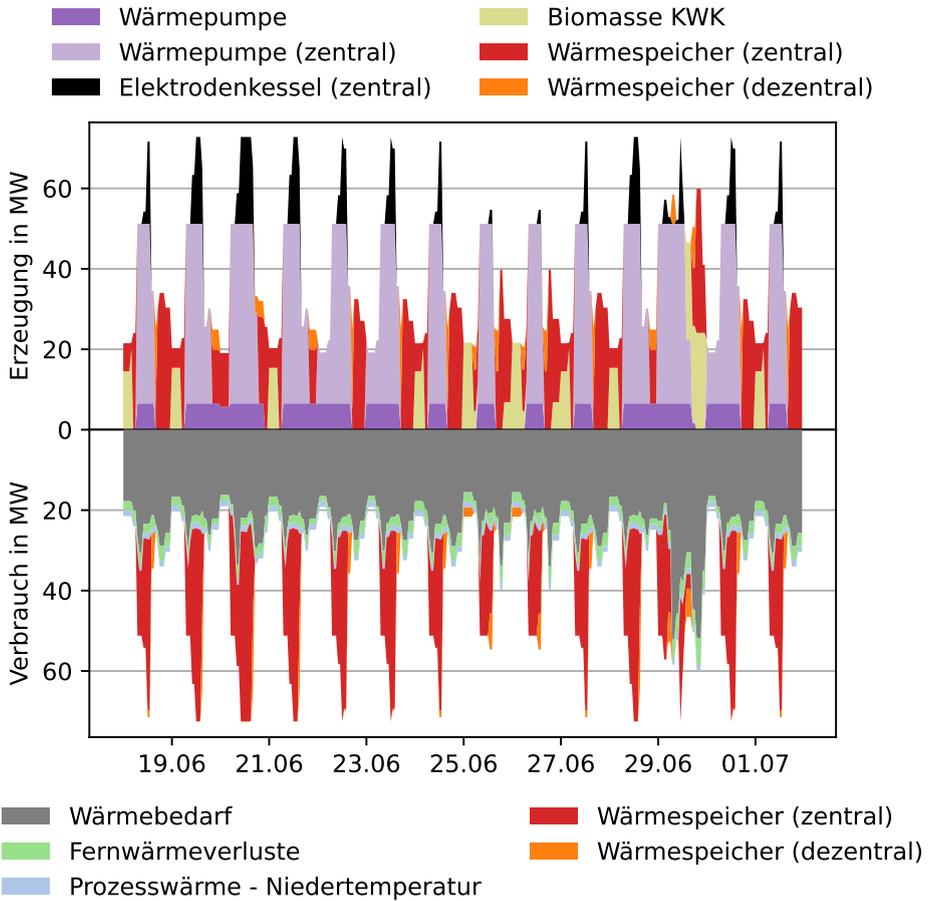


Abbildung B.3: Wärmeerzeugung und -bedarf in einem beispielhaften Sommerzeitraum in Ilmenau.

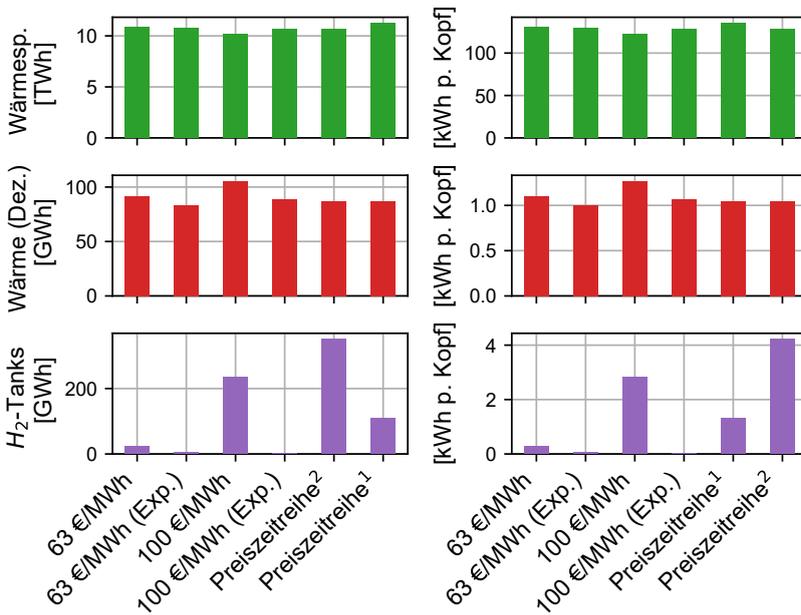


Abbildung B.4: Speicherkapazitäten für verschiedene Strompreisannahmen.

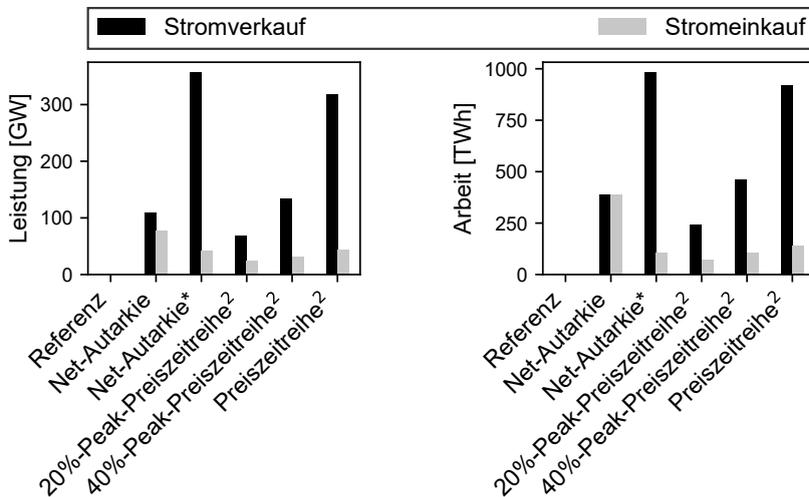


Abbildung B.5: Netzanschlussleistung und -arbeit für Strom unter verschiedenen Autarkierandbedingungen.

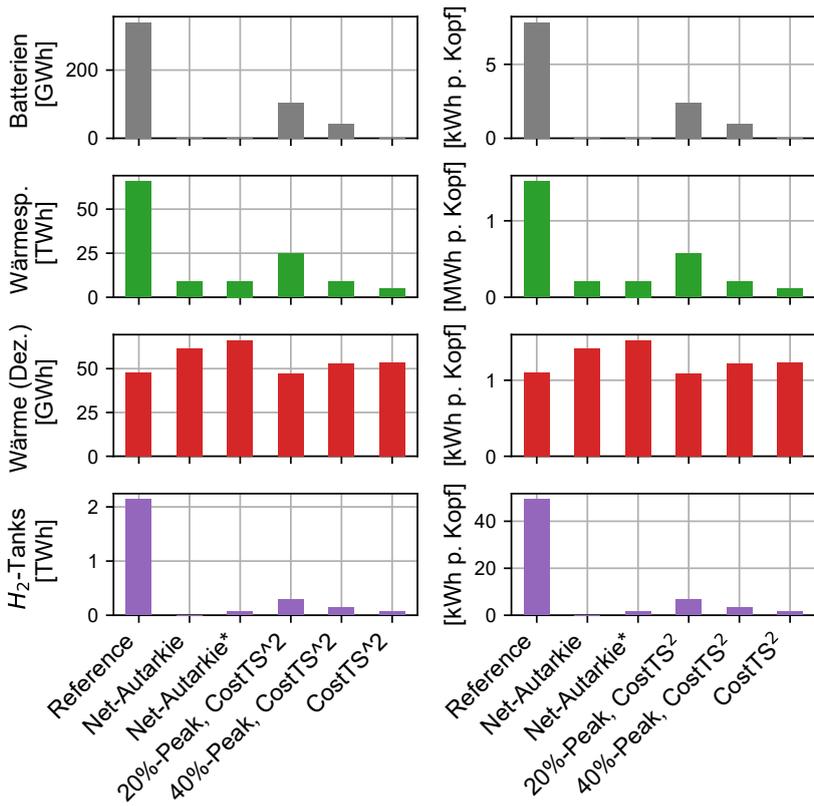


Abbildung B.6: Speicherkapazitäten unter verschiedenen Autarkierandbedingungen.

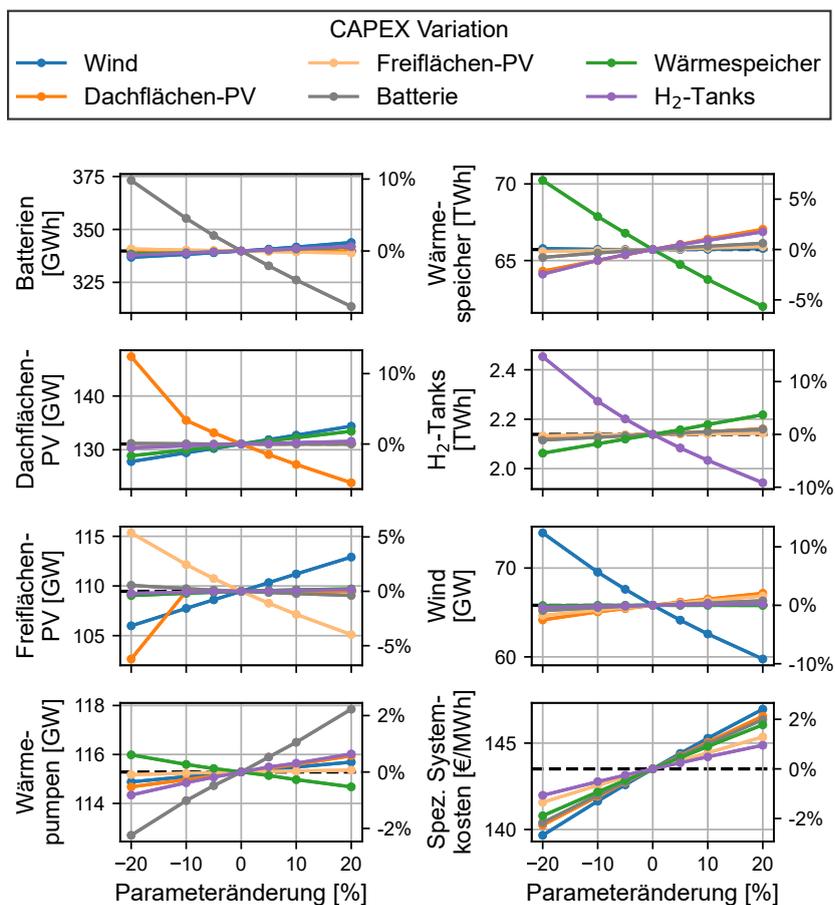


Abbildung B.7: Sensitivität der Ergebnisse im Referenzszenario gegenüber der CAPEX-Annahmen für Abweichungen von ±20%.

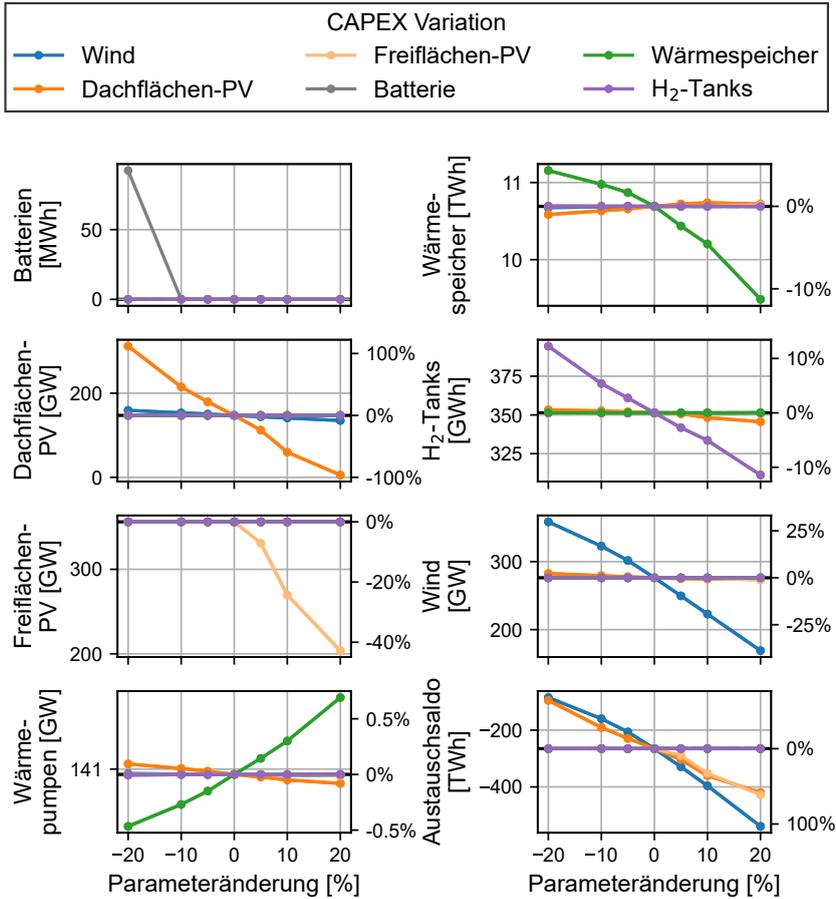


Abbildung B.8: Sensitivität der Ergebnisse im *Preiszeitreihe*²-Szenario gegenüber der CAPEX-Annahmen für Abweichungen von ±20%.

B.3 Anhang zur Analyse der Dezentralität im nationalen Energiesystem

Abbildung B.9 zeigt die entstehenden Regionen in der *Aggregation* für verschiedene Gewichtungen des Flächenschwerpunktes.

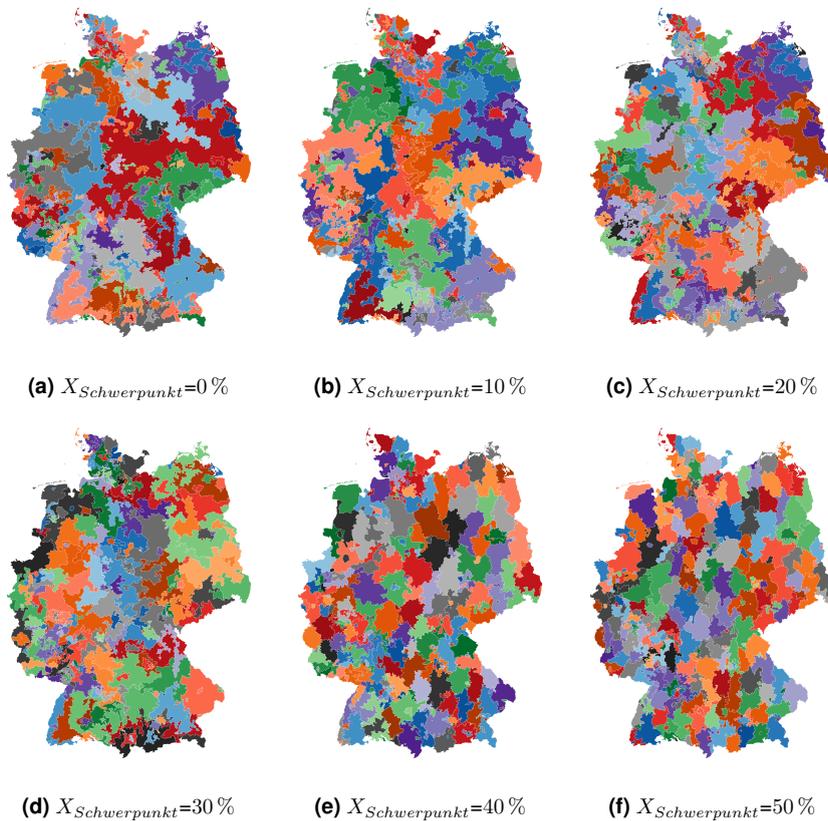


Abbildung B.9: Gemeindecluster mit verschiedene Gewichtungen für den Flächenschwerpunkt als Aggregationsparameter.

Literaturverzeichnis

- [1] "Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S.2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist."
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), "Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (EEG 2023)," Apr. 2022.
- [3] Kathrin Witsch, "Das Kraftwerk der Zukunft," Jan. 2019. [Online]. Verfügbar: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/erneuerbare-energien-das-kraftwerk-der-zukunft/23829968.html>
- [4] Christoph Maurer, Christian Zimmer, und Lion Hirth, "Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich," Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Tech. Bericht, Jul. 2018.
- [5] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *Der Zellulare Ansatz: Grundlage Einer Erfolgreichen, Regionenübergreifenden Energiewende*. Frankfurt am Main:: Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)., 2015.
- [6] J. Witte, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina, und Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften, *Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung: Stellungnahme*, 2020.
- [7] Agentur für Erneuerbare Energien, "20 Jahre Strommarkt-Liberalisierung: Befreiung für saubere Energiewende-Lösungen," <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/politik/europaeische-union/artikel14031>, 2023.
- [8] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, "Marktstammdatenregister," 2022.
- [9] L. Burckhardt und M. Pehnt, "Plug-in-Photovoltaik in Deutschland: Eine technische, ökonomische und soziale Analyse," *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET)*, 2017.
- [10] M. Engelken, B. Römer, M. Drescher, und I. Welpé, "Transforming the energy system: Why municipalities strive for energy self-sufficiency," *Energy Policy*, vol. 98, pp. 365–377, Nov. 2016.
- [11] J. Hildebrand, V. Jahnel, I. Rau, und D. S. Salecki, "Die Energiewende in Kommunen," Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Berlin, Tech. Bericht 92, Mar. 2023.
- [12] E. F. Schumacher, *Small Is Beautiful: Economics as If People Mattered*. New York: HarperPerennial, 1989.

- [13] S. Risch, J. M. Weinand, K. Schulze, S. Vartak, M. Kleinebrahm, N. Pflugradt, F. Kullmann, L. Kotzur, R. McKenna, und D. Stolten, "Scaling energy system optimizations: Techno-economic assessment of energy autonomy in 11000 german municipalities," *Energy Conversion and Management*, vol. 309, p. 118422, 2024. [Online]. Verfügbar: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424003637>
- [14] S. Risch, R. Maier, J. Du, N. Pflugradt, P. Stenzel, L. Kotzur, und D. Stolten, "Potentials of Renewable Energy Sources in Germany and the Influence of Land Use Datasets," *Energies*, vol. 15, no. 15, p. 5536, Jul. 2022.
- [15] C. Rae und F. Bradley, "Energy autonomy in sustainable communities—A review of key issues," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 9, pp. 6497–6506, Dez. 2012.
- [16] R. McKenna, C. Herbes, und W. Fichtner, "Energieautarkie: Vorschlag einer Arbeitsdefinition als Grundlage für die Bewertung konkreter Projekte und Szenarien," *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, vol. 39, no. 4, pp. 235–252, Dez. 2015.
- [17] J. K. Juntunen und M. Martiskainen, "Improving understanding of energy autonomy: A systematic review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 141, p. 110797, Mai 2021.
- [18] L. Brodecki, J. Tomaschek, U. Fahl, M. Wiesmeth, F. Gutekunst, A. Siebenlist, A. Salah, und M. Baumann, "Analyse des Energie-Autarkiegrades unterschiedlich großer Bilanzräume mittels integrierter Energiesystemmodellierung," *Tech. Bericht*, 2017.
- [19] L. Gailing und A. Röhring, "Was ist dezentral an der Energiewende? Infrastrukturen erneuerbarer Energien als Herausforderungen und Chancen für ländliche Räume," *Raumforschung und Raumordnung*, vol. 73, no. 1, pp. 31–43, Feb. 2015.
- [20] W. Woyke und M. Forero, "Methoden zur Bewertung regionaler Energieautarkie (Methods for assessing regional energy self-sufficiency)," in *13. Symposium Energieinnovation*, Graz, Österreich, 2014.
- [21] P. Birkner, "Future Energy Systems – Autonomous Control, Self-sufficient Energy Infrastructures and Big Data," in *International Conference on Smart Energy Research*, 2017, pp. 3–22.
- [22] C. Ruppert-Winkel und J. Hauber, "Changing the Energy System towards Renewable Energy Self-Sufficiency—Towards a multi-perspective and Interdisciplinary Framework," *Sustainability*, vol. 6, no. 5, pp. 2822–2831, Mai 2014.
- [23] M. O. Müller, A. Stämpfli, U. Dold, und T. Hammer, "Energy autarky: A conceptual framework for sustainable regional development," *Energy Policy*, vol. 39, no. 10, pp. 5800–5810, Oct. 2011.
- [24] F. Neumann, "Costs of regional equity and autarky in a renewable European power system," *Energy Strategy Reviews*, vol. 35, p. 100652, Mai 2021.
- [25] J. Schmidt, M. Schönhart, M. Biberacher, T. Guggenberger, S. Hausl, G. Kalt, S. Leduc, I. Schardinger, und E. Schmid, "Regional energy autarky: Potentials, costs and consequences for an Austrian region," *Energy Policy*, vol. 47, pp. 211–221, Aug. 2012.
- [26] R. Seidl, T. von Wirth, und P. Krütli, "Social acceptance of distributed energy systems in Swiss, German, and Austrian energy transitions," *Energy Research & Social Science*, vol. 54, pp. 117–128, Aug. 2019.

- [27] J. M. Weinand, "Energy system analysis of energy autonomous municipalities," Dissertation, Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Sep. 2020.
- [28] J. M. Weinand, F. Scheller, und R. McKenna, "Reviewing energy system modelling of decentralized energy autonomy," *Energy*, p. 117817, 2020.
- [29] R. McKenna, "The double-edged sword of decentralized energy autonomy," *Energy Policy*, vol. 113, pp. 747–750, 2018.
- [30] P. Droege, Ed., *100% Renewable: Energy Autonomy in Action*, pbk. ed ed. Abingdon, Oxon ; New York, NY: Routledge, 2012.
- [31] A. Radzi, "A survey of expert attitudes on understanding and governing energy autonomy at the local level: Survey of expert attitudes on energy autonomy at the local level," *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 4, no. 5, pp. 397–405, Sep. 2015.
- [32] J. Deutsche, W. Hauser, M. Sonnberger, J. Tomaschek, L. Brodecki, und U. Fahl, "Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis," *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, vol. 39, no. 3, pp. 151–162, Sep. 2015.
- [33] R. McKenna, T. Jäger, und W. Fichtner, "Energieautarkie – ausgewählte Ansätze und Praxiserfahrungen im deutschsprachigen Raum," *uwf UmweltWirtschaftsForum*, vol. 22, no. 4, pp. 241–247, Dez. 2014.
- [34] S. Rummeny und E. Waffenschmidt, "Autarkiebetrieb eines kommunalen Stromnetzes mit Batterie und Erneuerbaren Energien," p. 10, 2019.
- [35] C. Moeller, "Speicherbedarf und Systemkosten in der Stromversorgung für energieautarke Regionen und Quartiere," Dissertation, Universitätsbibliothek der TU Clausthal, Oct. 2020.
- [36] J. M. Weinand, R. McKenna, M. Kleinebrahm, und K. Mainzer, "Assessing the contribution of simultaneous heat and power generation from geothermal plants in off-grid municipalities," *Applied Energy*, vol. 255, p. 113824, Dez. 2019.
- [37] Bruno Abegg, "Energieautarke Regionen - Ein Hintergrundbericht der CIPRA," 2010.
- [38] Bauknecht, Vogel, Funcke, und Öko-Institut e.V., "Energiewende – Zentral oder dezentral?" Freiburg, Tech. Bericht, 2015.
- [39] Agora Energiewende, "Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte." Tech. Bericht, 2017.
- [40] Breyer, Berit Müller, Caroline Möller, Elisa Gaudchau, Ludwig Schneider, Matthias Resch, Guido Plessmann, und K. Gajkowski, "Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland," Oct. 2013.
- [41] D. Bauknecht, S. Funcke, und M. Vogel, "Is small beautiful? A framework for assessing decentralised electricity systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 118, p. 109543, 2020.
- [42] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *Zellulares Energiesystem – Ein Beitrag Zur Konkretisierung Des Zellularen Ansatzes Mit Handlungsempfehlungen*. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Energietechnische Gesellschaft (ETG), Mai 2019.

- [43] IZES gGmbH - Institut für ZukunftsEnergieSysteme, "Zusammenfassung der Ergebnisse des Interreg VA-Projekts „EnergiewabenGR“,“ EnergiewabenGR, Tech. Bericht, 2017.
- [44] Silvan Rummeny, "Welche Vorteile bietet ein zelluläres Energiesystem?" Berlin, Mai 2022.
- [45] Dominic Nailis, Dr. Olaf Unruh, Jessica Hermanns, Alexander Hobert, Björn Uhlemeyer, und Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, "Energiesystem der Zukunft für das Rheinische Revier," BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Tech. Bericht, 2020.
- [46] F. Matthes, F. Flachsbarth, M. Vogel, und V. Cook, "Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze," Tech. Bericht, 2018.
- [47] M. Panteli und P. Mancarella, "The Grid: Stronger, Bigger, Smarter?: Presenting a Conceptual Framework of Power System Resilience," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, no. 3, pp. 58–66, Mai 2015.
- [48] E. Waffenschmidt, "Cellular Power Grids for a 100% Renewable Energy Supply," in *International 100% Renewable Energy Conference (IRENEC)*, Istanbul, 2015, p. 5.
- [49] P. Späth, "Understanding the Social Dynamics of Energy Regions—The Importance of Discourse Analysis," *Sustainability*, vol. 4, no. 6, pp. 1256–1273, Jun. 2012.
- [50] O. Kühne und F. Weber, Eds., *Bausteine der Regionalentwicklung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015.
- [51] IdE Institut dezentrale Energietechnologien gemeinnützige GmbH, "100ee-Regionen in Deutschland, Europa und der Welt," Tech. Bericht, 2014.
- [52] CLER, network for the energy transition (France) und Yannick Régnier, "100% RES Communities - Final Report," 2015.
- [53] C. Hoppenbrock und B. Fischer, "Was ist eine 100ee-Region und wer darf sich so nennen?" p. 36, 2012.
- [54] Peter Moser, Steffen Benz, und Cord Hoppenbrock, "Projekt 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen (2009): Schriftliche Befragung von Erneuerbare-Energie-Regionen in Deutschland- Regionale Ziele, Aktivitäten und Einschätzungen in Bezug auf 100% Erneuerbare Energie in Regionen," deENet, Tech. Bericht, 2009.
- [55] P. Buschmann, P. Dr. Moser, S. Roth, und K. Schenk, "100 RE Regions in Germany, Europe and the world," 2014.
- [56] Netzwerk der 100ee-Regionen, "Liste der 100% Erneuerbare-Energien-Regionen: Stand: Oktober 2017," Kassel, Tech. Bericht, 2017.
- [57] Klimabündnis e.V., "Region-N," <http://www.klimabuendnis.org/aktivitaeten/projekte/region-n.html>, 2018.
- [58] A. Schmid, "Pellworm: Eine Nordseeinsel wird energieautark," <https://www.wiwo.de/technologie/green/pellworm-eine-nordseeinsel-wird-energieautark/13553446.html>, Dez. 2015.
- [59] Bundesregierung, "Intelligente Stromversorgung auf Pellworm," <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/forschung/intelligente-stromversorgung-auf-pellworm-443678>, 2015.

- [60] Charley Cameron, "This German village generates 500% more energy than it needs," Mai 2017.
- [61] E. Commission, D.-G. for Research, Innovation, H. Gronkiewicz-Waltz, A. Larsson, A. Boni, K. Krogh Andersen, P. Ferrao, E. Forest, R. Jordan, B. Lenz, J. Lumbreras, C. Nicolaides, J. Reiter, M. Russ, A. Sulling, D. Termont, und M. Vassilakou, *100 Climate-Neutral Cities by 2030 - by and for the Citizens : Report of the Mission Board for Climate-Neutral and Smart Cities*. Publications Office, 2020.
- [62] Maria Vankann, "Integriertes Klimaschutzkonzept," Stadt Aachen, Aachen, Tech. Bericht, 2020.
- [63] H. Ruppert und Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Eds., *Wege zum Bioenergie-dorf: Leitfaden für eine eigenständige Wärme- und Stromversorgung auf Basis von Biomasse im ländlichen Raum*, 3rd ed., ser. nachwachsende-rohstoffe.de. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2010.
- [64] A. Wüste und P. Schmuck, "Bioenergy Villages and Regions in Germany: An Interview Study with Initiators of Communal Bioenergy Projects on the Success Factors for Restructuring the Energy Supply of the Community," *Sustainability*, vol. 4, no. 2, pp. 244–256, Feb. 2012.
- [65] P. Heck, Hochschule Trier, und Akademie für Nachhaltige Entwicklung Mecklenburg-Vorpommern, Eds., *Bioenergie-dörfer - Leitfaden für eine praxisnahe Umsetzung: [Schlussbericht zum Vorhaben: Erstellung eines Leitfadens Bioenergie-dörfer - Chancen für die nachhaltige Regionalentwicklung für die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) ; Laufzeit. 01.09.2012 bis 31.12.2013*, 1st ed. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2014.
- [66] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., "FNR - Bioenergie-dörfer: Liste," <https://bioenergie-dorf.fnr.de/bioenergie-doefer/liste>, Apr. 2022.
- [67] C/sells, "Keimzellen der digitalen Energiewende," <https://www.sinteg.de/schaufenster/csells/>, 2020.
- [68] N. Klempp, M. Schutz, und S. Köppl, "Märkte in C/sells: Handelsplätze, Netzdienstleistungen und FlexPlattformen," Karlsruhe, Apr. 2019.
- [69] B. Haller, O. Langniß, A. Reuter, und N. Spengler, Eds., *1,5°Csellsius: Energiewende zellulär - partizipativ - vielfältig umgesetzt*, 1st ed. Stuttgart: C/sells Verlag, 2020.
- [70] A. Zeiselmaier, S. Köppl, T. Estermann, N. Lehmann, E. Kraft, und N. Klempp, "Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF)," in *11. Internationale Energiewirtschaftstagung an Der TU Wien, Wien, Österreich, 13.-15. Februar 2019*, 2019.
- [71] Gerhard Kleineidam, "Umsetzung eines zellulären Energiesystems in der Europäischen Metropolregion Nürnberg," Berlin, Mai 2022.
- [72] F. Ecker, U. J. J. Hahnel, und H. Spada, "Promoting Decentralized Sustainable Energy Systems in Different Supply Scenarios: The Role of Autarky Aspiration," *Frontiers in Energy Research*, vol. 5, p. 14, Jul. 2017.
- [73] D. Kahneman, J. L. Knetsch, und R. H. Thaler, "Anomalies: The Endowment Effect, Loss Aversion, and Status Quo Bias," *Journal of Economic Perspectives*, vol. 5, no. 1, pp. 193–206, Feb. 1991.

- [74] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, *Bioenergie-Regionen: effiziente Netzwerke und Prozesse als Beitrag zur Energiewende*, 2016.
- [75] A. González, J.-R. Riba, und A. Rius, "Optimal Sizing of a Hybrid Grid-Connected Photovoltaic-Wind-Biomass Power System," *Sustainability*, vol. 7, no. 9, pp. 12 787–12 806, Sep. 2015.
- [76] F. Petrakopoulou, "The Social Perspective on the Renewable Energy Autonomy of Geographically Isolated Communities: Evidence from a Mediterranean Island," *Sustainability*, vol. 9, no. 3, p. 327, Feb. 2017.
- [77] Moser, Kucharczak, und Hoppenbrock, "How to Achieve Renewable Energy Regions and Advance Sustainable Development: Integrated Models and Processes in Germany," in *100% Renewable: Energy Autonomy in Action*, pbk. ed ed. Abingdon, Oxon ; New York, NY: Routledge, 2012.
- [78] J. Zoellner, P. Schweizer-Ries, und C. Wemheuer, "Public acceptance of renewable energies: Results from case studies in Germany," *Energy Policy*, vol. 36, no. 11, pp. 4136–4141, Nov. 2008.
- [79] K. Schumacher, F. Krones, R. McKenna, und F. Schultmann, "Public acceptance of renewable energies and energy autonomy: A comparative study in the French, German and Swiss Upper Rhine region," *Energy Policy*, vol. 126, pp. 315–332, Mar. 2019.
- [80] local-energy swiss, "Was ist eine Energie-Region?" <https://www.local-energy.swiss/programme/energie-region/was-ist-eine-energie-region.html#/>, 2022.
- [81] A. Schneider, "Designnetz: Baukasten Energiewende – Von Einzellösungen zum effizienten System der Zukunft," 2020.
- [82] G. Kleineidam, M. Krasser, und M. Reischböck, "The cellular approach: Smart energy region Wunsiedel. Testbed for smart grid, smart metering and smart home solutions," *Electrical Engineering*, vol. 98, no. 4, pp. 335–340, 2016.
- [83] Josef Bayer, "Aufbau eines innovativen Energienetzes - Energiezelle Max Bögl," Berlin, Mai 2022.
- [84] V. Locherer, "Entwicklung eines physikalisch basierten, räumlich expliziten Modellansatzes zur Simulation eines nachhaltigen Energiesystems auf regionaler Ebene am Beispiel des bayerischen Oberlandes," Dissertation, Ludwig-Maximilians-Universität München, München, Mar. 2021.
- [85] J.-B. Eggert, "DAS KOMMUNALE ENERGIESYSTEMMODELL KOMMOD - Konzeption, Implementierung und Anwendung an den Praxisbeispielen Frankfurt am Main und Freiburg-Haslach," Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin, 2017.
- [86] K. Mainzer, "Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme - Entwicklung und Anwendung eines übertragbaren Modellierungswerkzeugs zur nachhaltigen Systemgestaltung," Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2019.
- [87] L. Brodecki und M. Blesl, "Modellgestützte Bewertung von Flexibilitätsoptionen und Versorgungsstrukturen eines Bilanzraums mit hohen Eigenversorgungsgraden mit Energie," in *SYMPOSIUM ENERGIEINNOVATION*, Graz, 2018, p. 15.
- [88] W. E. Hart, J.-P. Watson, und D. L. Woodruff, "Pyomo: Modeling and solving mathematical programs in Python," *Mathematical Programming Computation*, vol. 3, no. 3, pp. 219–260, 2011.

- [89] M. L. Bynum, G. A. Hackebeil, W. E. Hart, C. D. Laird, B. L. Nicholson, J. D. Sirola, J.-P. Watson, und D. L. Woodruff, *Pyomo—Optimization Modeling in Python*, 3rd ed. Springer Science & Business Media, 2021, vol. 67.
- [90] Gurobi Optimization, LLC, “Gurobi Optimizer Reference Manual,” 2022.
- [91] Andrew Makhorin, “GLPK (GNU Linear Programming Kit),” <https://www.gnu.org/software/glpk/#TOCintroduction>, 2012.
- [92] L. Welder, D. S. Ryberg, L. Kotzur, T. Grube, M. Robinus, und D. Stolten, “Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany,” *Energy*, vol. 158, pp. 1130–1149, Sep. 2018.
- [93] L. Welder, “Optimizing Cross-linked Infrastructure for Future Energy Systems,” Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2022.
- [94] D. Atabay, “Comparison of optimization methods for model predictive control: An application to a compressed air energy storage system,” Dissertation, Technischen Universität München, München, 2017.
- [95] K. Mainzer, “RE³ASON: A tool for the analysis and optimization of urban energy systems,” 2018.
- [96] A. Alhamwi, W. Medjroubi, T. Vogt, und C. Agert, “GIS-based urban energy systems models and tools: Introducing a model for the optimisation of flexibilisation technologies in urban areas,” *Applied Energy*, vol. 191, pp. 1–9, Apr. 2017.
- [97] oemof contributors, “Open energy modelling framework (oemof): A modular open source framework to model energy supply systems.” 2021.
- [98] W. Mauser, H. Bach, T. Frank, T. Hank, F. Koch, T. Marke, M. Muerth, M. Prasch, U. Strasser, und F. Zabel, “PROMET - Processes of Mass and Energy Transfer,” 2015.
- [99] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, “Energiesystemmodelle am Fraunhofer ISE - Fraunhofer ISE,” 2021.
- [100] IER Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung — Universität Stuttgart., “TIMES: The Integrated MARKAL-EFOM System - Modellgenerator zur Modellierung von Energiesystemen.”
- [101] A. Alhamwi, W. Medjroubi, T. Vogt, und C. Agert, “Development of a GIS-based platform for the allocation and optimisation of distributed storage in urban energy systems,” *Applied Energy*, vol. 251, p. 113360, 2019.
- [102] Alaa Alhamwi, “FlexiGIS: An open source GIS-based platform for modelling energy systems and flexibility options in urban areas.” 2019.
- [103] J. Dorfner, K. Schönleber, M. Dorfner, Sonercandas, Froehlie, Smuellr, Dogauzrek, WYAUDI, Leonhard-B, Lodersky, Yunusozsahin, Adeeljsid, T. Zipperle, S. Herzog, Kais-Siala, und O. Akca, “Tum-ens/urbs: Urbs v1.0.1,” Zenodo, Jul. 2019.
- [104] D. Stolten, P. Markewitz, T. Schöb, F. Kullmann, L. Kotzur, S. Risch, T. Groß, M. Hoffmann, D. Franzmann, T. Triesch, S. Kraus, R. Maier, S. Gillessen, H. Heinrichs, N. Pflugradt, T. Grube, und J. Linssen, “Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045,” Forschungszentrum Jülich GmbH Institut für Energie- und Klimaforschung Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3), Jülich, Tech. Bericht, 2022.

- [105] M. Robinius, P. Markewitz, P. Lopion, P. Stenzel, F. Kullmann, und S. Ryberg, "Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. (Kurzfassung)," 2019.
- [106] J. Brandes, M. Haun, D. Wrede, P. Jürgens, C. Kost, und H.-M. Henning, "Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen - Update November 2021: Klimaneutralität 2045," Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme IS, Freiburg, Tech. Bericht, Nov. 2021.
- [107] Agora Energiewende, Prognos, und Consentec, "Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann." Tech. Bericht, 2022.
- [108] P. Y. Renoth, M. J. Duedahl, und H. P. Slente, "DISTRICT ENERGY," State of Green, Tech. Bericht, 2018.
- [109] OpenStreetMap contributors, "Open Street Map," 2021.
- [110] J. M. Weinand, M. Kleinebrahm, R. McKenna, K. Mainzer, und W. Fichtner, "Developing a combinatorial optimisation approach to design district heating networks based on deep geothermal energy," *Applied Energy*, vol. 251, p. 113367, Oct. 2019.
- [111] B. Möller, "Mapping the Heating and Cooling Demand in Europe (Work Package 2, Background Report 5)," Stratego, Tech. Bericht, 2015.
- [112] A. Krasatsenka, D. Connolly, E. Cornelis, R. Bush, und P. Voss, "LOW-CARBON HEATING AND COOLING STRATEGIES FOR EUROPE: Final Publishable Report of the EU-funded project STRATEGO April 2014 - November 2016," Stratego, Tech. Bericht, 2016.
- [113] B. Möller, E. Wiechers, U. Persson, L. Grundahl, und D. Connolly, "Heat Roadmap Europe: Identifying local heat demand and supply areas with a European thermal atlas," *Energy*, vol. 158, pp. 281–292, Sep. 2018.
- [114] A. Ashfaq und A. Ianakiev, "Cost-minimised design of a highly renewable heating network for fossil-free future," *Energy*, vol. 152, pp. 613–626, Jun. 2018.
- [115] J. Dornberger und K. Schmitz, "AGFW – Hauptbericht 2020," AGFW — Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt am Main, Tech. Bericht, 2021.
- [116] J. M. Weinand, S. Ried, M. Kleinebrahm, R. McKenna, und W. Fichtner, "Identification of Potential Off-Grid Municipalities with 100% Renewable Energy Supply for Future Design of Power Grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–1, 2020.
- [117] Statistisches Bundesamt, "[Dataset] ZENSUS2011 - Bevölkerungs- und Wohnungszählung 2011," 2011.
- [118] Landkreis Osnabrück, "Masterplan 100% Klimaschutz des Landkreises Osnabrück," Osnabrück, Tech. Bericht, 2014.
- [119] Stadt Osnabrück, "Masterplan 100 % Klimaschutz Osnabrück," Osnabrück, Tech. Bericht, 2014.
- [120] Kreis Steinfurt, "Masterplan 100 % Klimaschutz für den Kreis Steinfurt: Vom Projekt zum Prinzip." Steinfurt, Tech. Bericht, 2013.

- [121] P. Schumacher, K. Stroh, M. Schurig, C. Ellerbrok, A. Ramonat, und S. Link, "Generalkonzept im Rahmen des Masterplans „100% Klimaschutz“ der Stadt Frankfurt am Main," Fraunhofer-IBP, Tech. Bericht, 2015.
- [122] K. Mainzer, S. Killinger, R. McKenna, und W. Fichtner, "Assessment of rooftop photovoltaic potentials at the urban level using publicly available geodata and image recognition techniques," *Solar Energy*, vol. 155, pp. 561–573, Oct. 2017.
- [123] J. M. Weinand, R. McKenna, und K. Mainzer, "Spatial high-resolution socio-energetic data for municipal energy system analyses," *Scientific Data*, vol. 6, no. 1, p. 243, Dez. 2019.
- [124] K. Mainzer, K. Fath, R. McKenna, J. Stengel, W. Fichtner, und F. Schultmann, "A high-resolution determination of the technical potential for residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany," *Solar Energy*, vol. 105, pp. 715–731, Jul. 2014.
- [125] R. McKenna, S. Hollnaicher, und W. Fichtner, "Cost-potential curves for onshore wind energy: A high-resolution analysis for Germany," *Applied Energy*, vol. 115, pp. 103–115, Feb. 2014.
- [126] J. M. Weinand, M. Hoffmann, J. Göpfert, T. Terlouw, J. Schönau, P. Kuckertz, R. McKenna, L. Kotzur, J. Linßen, und D. Stolten, "Global LCOEs of decentralized off-grid renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 183, p. 113478, Sep. 2023.
- [127] BBC, "Euro (EUR) Latest Exchange Rate & News (Stand 27.7.2023, 17:48)," <https://www.bbc.com/news/topics/ce2gz75e8g0t>, Jul. 2023.
- [128] C. Moeller, J. Meiss, B. Müller, M. Hlusiak, C. Breyer, K. Michael, und J. Twele, "Transforming the electricity generation of the Berlin-Brandenburg region, Germany," *Renewable Energy*, p. 12, 2014.
- [129] C. Möller, K. Kuhnke, M. Reckzugel, H.-J. Pfisterer, und S. Rosenberger, "Energy storage potential in the Northern German region Osnabrück-Steinfurt," in *2016 International Energy and Sustainability Conference (IESC)*. Cologne, Germany: IEEE, Jun. 2016, pp. 1–7.
- [130] J. Ranalli und A. Alhamwi, "Configurations of renewable power generation in cities using open source approaches: With Philadelphia case study," *Applied Energy*, vol. 269, p. 115027, Jul. 2020.
- [131] J. M. Weinand, R. McKenna, M. Kleinebrahm, F. Scheller, und W. Fichtner, "The impact of public acceptance on cost efficiency and environmental sustainability in decentralized energy systems," *Patterns*, p. 100301, Jun. 2021.
- [132] L. Kotzur, L. Nolting, M. Hoffmann, T. Groß, A. Smolenko, J. Priesmann, H. Büsing, R. Beer, F. Kullmann, B. Singh, A. Praktiknjo, D. Stolten, und M. Robinius, "A modeler's guide to handle complexity in energy systems optimization," *Advances in Applied Energy*, vol. 4, p. 100063, Nov. 2021.
- [133] M. Hoffmann, L. Kotzur, und D. Stolten, "The Pareto-optimal temporal aggregation of energy system models," *Applied Energy*, vol. 315, p. 119029, Jun. 2022.
- [134] B. Pfluger, B. Tersteegen, und B. Franke, "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 5: Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung"," Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Tech. Bericht, 2017.

- [135] M. Kendzioriski, L. Göke, C. von Hirschhausen, C. Kemfert, und E. Zozmann, "Centralized and decentral approaches to succeed the 100% energiewende in Germany in the European context: A model-based analysis of generation, network, and storage investments," *Energy Policy*, vol. 167, p. 113039, Aug. 2022.
- [136] J.-P. Sasse und E. Trutnevyte, "Distributional trade-offs between regionally equitable and cost-efficient allocation of renewable electricity generation," *Applied Energy*, vol. 254, p. 113724, Nov. 2019.
- [137] J.-P. Sasse und E. Trutnevyte, "Regional impacts of electricity system transition in Central Europe until 2035," *Nature Communications*, vol. 11, no. 1, p. 4972, Dez. 2020.
- [138] T. Tröndle, J. Lilliestam, S. Marelli, und S. Pfenninger, "Trade-Offs between Geographic Scale, Cost, and Infrastructure Requirements for Fully Renewable Electricity in Europe," *Joule*, p. S2542435120303366, Aug. 2020.
- [139] Copernicus Programme, "CORINE Land Cover (CLC)," 2018.
- [140] J. F. DeCarolis, "Using modeling to generate alternatives (MGA) to expand our thinking on energy futures," *Energy Economics*, vol. 33, no. 2, pp. 145–152, Mar. 2011.
- [141] J. DeCarolis, S. Babae, B. Li, und S. Kanungo, "Modelling to generate alternatives with an energy system optimization model," *Environmental Modelling & Software*, vol. 79, pp. 300–310, Mai 2016.
- [142] E. Trutnevyte, "EXPANSE methodology for evaluating the economic potential of renewable energy from an energy mix perspective," *Applied Energy*, vol. 111, pp. 593–601, Nov. 2013.
- [143] J. Hörsch, F. Hofmann, D. Schlachtberger, und T. Brown, "PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system," *Energy Strategy Reviews*, vol. 22, pp. 207–215, Nov. 2018.
- [144] T. Tröndle, S. Pfenninger, und J. Lilliestam, "Home-made or imported: On the possibility for renewable electricity autarky on all scales in Europe," *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100388, 2019.
- [145] P. Ruiz, W. Nijs, D. Tarvydas, A. Sgobbi, A. Zucker, R. Pilli, R. Jonsson, A. Camia, C. Thiel, C. Hoyer-Klick, F. Dalla Longa, T. Kober, J. Badger, P. Volker, B. Elbersen, A. Brosowski, und D. Thrän, "ENSPRESO - an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials," *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100379, Nov. 2019.
- [146] C. Gini, *Variabilità e Mutabilità: Contributo Allo Studio Delle Distribuzioni e Delle Relazioni Statistiche*. [Fasc. I.]. Tipogr. di P. Cuppini, 1912.
- [147] P. D. Allison, "Measures of Inequality," *American Sociological Review*, vol. 43, no. 6, p. 865, Dez. 1978.
- [148] United Nations Statistics Division Development Data and Outreach Branch, "Reduce inequality within and among countries," <https://unstats.un.org/sdgs/report/2020/goal-10/>, 2020.
- [149] The World Bank Group, "Gini index — Data," <https://data.worldbank.org/indicator/SI.POV.GINI>, 2023.

- [150] H. Dalton, "The Measurement of the Inequality of Incomes," *The Economic Journal*, vol. 30, no. 119, p. 348, Sep. 1920.
- [151] M. Drechsler, J. Egerer, M. Lange, F. Masurowski, J. Meyerhoff, und M. Oehlmann, "Efficient and equitable spatial allocation of renewable power plants at the country scale," *Nature Energy*, vol. 2, no. 9, p. 17124, Sep. 2017.
- [152] S. Pfenninger und B. Pickering, "Calliope: A multi-scale energy systems modelling framework," *Journal of Open Source Software*, vol. 3, no. 29, p. 825, Sep. 2018.
- [153] Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, E. Weidner, M. Jakubcionis, M. Vallei, B. Sigfusson, A. Jäger-Waldau, R. Lacal Arántegui, M. Perez Fortes, J. Carlsson, A. Spisto, C. Moles, J. Giuntoli, G. Marco, S. Lazarou, und D. Magagna, *Energy Technology Reference Indicator (ETRI) Projections for 2010-2050*. Publications Office, 2014.
- [154] J. M. Weinand, R. McKenna, und W. Fichtner, "Developing a municipality typology for modelling decentralised energy systems," *Utilities Policy*, vol. 57, pp. 75–96, 2019.
- [155] M. Kühnbach, A. Bekk, und A. Weidlich, "Prepared for regional self-supply? On the regional fit of electricity demand and supply in Germany," *Energy Strategy Reviews*, vol. 34, p. 100609, Mar. 2021.
- [156] J. Han, M. Kamber, und J. Pei, "Cluster Analysis," in *Data Mining*. Elsevier, 2012, pp. 443–495.
- [157] A. Fahad, N. Alshatri, Z. Tari, A. Alamri, I. Khalil, A. Y. Zomaya, S. Fofou, und A. Bouras, "A Survey of Clustering Algorithms for Big Data: Taxonomy and Empirical Analysis," *IEEE Transactions on Emerging Topics in Computing*, vol. 2, no. 3, pp. 267–279, Sep. 2014.
- [158] D. Xu und Y. Tian, "A Comprehensive Survey of Clustering Algorithms," *Annals of Data Science*, vol. 2, no. 2, pp. 165–193, Jun. 2015.
- [159] A. Bhagat, N. Kshirsagar, P. Khodke, K. Dongre, und S. Ali, "Penalty Parameter Selection for Hierarchical Data Stream Clustering," *Procedia Computer Science*, vol. 79, pp. 24–31, 2016.
- [160] F. Nielsen, *Introduction to HPC with MPI for Data Science*, ser. Undergraduate Topics in Computer Science. Cham: Springer International Publishing, 2016.
- [161] J. H. Ward, "Hierarchical Grouping to Optimize an Objective Function," *Journal of the American Statistical Association*, vol. 58, no. 301, pp. 236–244, Mar. 1963.
- [162] E. Schubert, "HACAM: Hierarchical Agglomerative Clustering Around Medoids – and its Limitations," in *LWDA'21: Lernen, Wissen, Daten, Analysen*, München, Sep. 2021.
- [163] F. Pedregosa, G. Varoquaux, A. Gramfort, V. Michel, B. Thirion, O. Grisel, M. Blondel, P. Prettenhofer, R. Weiss, V. Dubourg, J. Vanderplas, A. Passos, D. Cournapeau, M. Brucher, M. Perrot, und E. Duchesnay, "Scikit-Learn: Machine Learning in Python," *J. Mach. Learn. Res.*, vol. 12, no. null, pp. 2825–2830, Nov. 2011.
- [164] D. L. Davies und D. W. Bouldin, "A Cluster Separation Measure," *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, vol. PAMI-1, no. 2, pp. 224–227, 1979.
- [165] S. Patil, L. Kotzur, und D. Stolten, "Advanced Spatial and Technological Aggregation Scheme for Energy System Models," *Energies*, vol. 15, no. 24, p. 9517, Dez. 2022.

- [166] M. M. Frysztacki, G. Recht, und T. Brown, "A comparison of clustering methods for the spatial reduction of renewable electricity optimisation models of Europe," *Energy Informatics*, vol. 5, no. 1, p. 4, Mai 2022.
- [167] A. Hagberg, P. Swart, und D. S. Chult, "Exploring network structure, dynamics, and function using networkx," Jan. 2008.
- [168] L. Kotzur, "Future grid load of the residential building sector," Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2018.
- [169] J. Reul, T. Grube, und D. Stolten, "Urban transportation at an inflection point: An analysis of potential influencing factors," *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 92, p. 102733, Mar. 2021.
- [170] Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), "Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2021," 2021.
- [171] Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE), "DemandRegio," <https://github.com/DemandRegioTeam/disaggregator>, 2020.
- [172] T. Groß, "Multiregionales Energiesystemmodell mit Fokus auf Infrastrukturen," Dissertation, RWTH Aachen University, 2023.
- [173] F. Kullmann, "Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen der Energieintensiven Industrie Deutschlands im Kontext von CO₂-Reduktionsstrategien," Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2022.
- [174] T. Busch, T. Groß, J. Linßen, und D. Stolten, "The role of liquid hydrogen in integrated energy systems—A case study for Germany," *International Journal of Hydrogen Energy*, p. S0360319923027222, Jun. 2023.
- [175] S. Cerniauskas, "Introduction Strategies for Hydrogen Infrastructure," Dissertation, RWTH Aachen University, 2021.
- [176] S. Cerniauskas, T. Grube, A. Praktijn, D. Stolten, und M. Robinius, "Future Hydrogen Markets for Transportation and Industry: The Impact of CO₂ Taxes," *Energies*, vol. 12, no. 24, p. 4707, Dez. 2019.
- [177] Bundesagentur für Arbeit, "Regionalreport über Beschäftigte - Kreise und Agenturen für Arbeit (Quartalszahlen und Zeitreihen)," 2021.
- [178] Bundesagentur für Arbeit, "Arbeitsmarkt kommunal - Gemeindeverbände und Gemeinden (Jahreszahlen)," 2021.
- [179] Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG (2021), "Verwaltungsgebiete 1:250 000 mit Einwohnerzahlen (Ebenen)," Dez. 2021.
- [180] Fachagentur Wind an Land, "überblick Abstandsempfehlungen und Vorgaben zur Ausweisung von Windenergiegebieten in den Bundesländern," 2021.
- [181] F. Masurowski, M. Drechsler, und K. Frank, "A spatially explicit assessment of the wind energy potential in response to an increased distance between wind turbines and settlements in Germany," *Energy Policy*, vol. 97, pp. 343–350, Oct. 2016.
- [182] B. Lux, D. F. Sensfuß, D. G. Deac, D. C. Kiefer, C. Bernath, D. J. Fragoso-Garcia, und D. B. Pfluger, "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Angebotsseite Treibhausgasneutrale Szenarien," Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Tech. Bericht, Jul. 2021.

- [183] M. Ebner, C. Fiedler, F. Jetter, und T. Schmid, "Regionalized Potential Assessment of Variable Renewable Energy Sources in Europe," in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Ljubljana, Slovenia: IEEE, Sep. 2019, pp. 1–5.
- [184] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV), "Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW – Windenergie," 2021.
- [185] J. Amme, E. Kötter, F. Janiak, und B. Lancien, "Der Photovoltaik- und Windflächenrechner - Methoden und Daten," Oct. 2021.
- [186] G. Luderer, C. Kost, und D. Sörgel, "Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich," Potsdam Institute for Climate Impact Research, Tech. Bericht, 2021.
- [187] C. Seidenstücker, "Solarkataster NRW - Neues Tool für die Planung von Freiflächen Photovoltaik," Dez. 2020.
- [188] F. Sensfuß, K. Franke, und D. C. Kleinschmitt, "Langfristszenarien 3 - Potentiale Windenergie an Land - Datensatz 174," Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Karlsruhe, Tech. Bericht, Sep. 2021.
- [189] D. W. Peters, S. Schicketanz, D. M. Hanusch, A. Rohr, M. Kothe, und P. Kinast, "Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland," Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BM, Berlin, Tech. Bericht, Aug. 2015.
- [190] J. Wiehe, J. Thiele, A. Walter, A. Hashemifarzad, J. Hingst, und C. Haaren, "Nothing to regret: Reconciling renewable energies with human wellbeing and nature in the German Energy Transition," *International Journal of Energy Research*, vol. 45, no. 1, pp. 745–758, Jan. 2021.
- [191] D. S. Ryberg, Z. Tulemat, D. Stolten, und M. Robinius, "Uniformly constrained land eligibility for onshore European wind power," *Renewable Energy*, vol. 146, pp. 921–931, Feb. 2020.
- [192] N. Fueyo, Y. Sanz, M. Rodrigues, C. Montañés, und C. Dopazo, "High resolution modelling of the on-shore technical wind energy potential in Spain," *Wind Energy*, vol. 13, no. 8, pp. 717–726, Nov. 2010.
- [193] P. Enevoldsen, F.-H. Permien, I. Bakhtaoui, A.-K. von Krauland, M. Z. Jacobson, G. Xydis, B. K. Sovacool, S. V. Valentine, D. Luecht, und G. Oxley, "How much wind power potential does europe have? Examining european wind power potential with an enhanced socio-technical atlas," *Energy Policy*, vol. 132, pp. 1092–1100, Sep. 2019.
- [194] T. Schmid, F. Jetter, und T. Limmer, "Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021)," Feb. 2021.
- [195] D. S. Bofinger, D. Callies, M. Scheibe, und D. K. Rohrig, "Potenzial der Windenergienutzung an Land," Bundesverband WindEnergie e.V., Fraunfer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Tech. Bericht, Mar. 2012.
- [196] I. Lütkehus, H. Salecker, und K. Adlunger, "Potenzial der Windenergie an Land," Umweltbundesamt, Tech. Bericht, Jun. 2013.

- [197] S. H. Siyal, U. Mörtberg, D. Mentis, M. Welsch, I. Babelon, und M. Howells, "Wind energy assessment considering geographic and environmental restrictions in Sweden: A GIS-based approach," *Energy*, vol. 83, pp. 447–461, Apr. 2015.
- [198] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, "Potenzialanalyse der Windenergie an Land," <https://www.energieatlas-bw.de/wind/potenzialanalyse/uberblick>, 2019.
- [199] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, "Potenzialanalyse der Freiflächen-Photovoltaik," <https://www.energieatlas-bw.de/sonne/freiflachen/potenzialanalyse>, 2018.
- [200] D. S. Ryberg, "Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe," Dissertation, RWTH Aachen University, 2019.
- [201] O. Lindberg, A. Birging, J. Widén, und D. Lingfors, "PV park site selection for utility-scale solar guides combining GIS and power flow analysis: A case study on a Swedish municipality," *Applied Energy*, vol. 282, p. 116086, Jan. 2021.
- [202] Q. Yang, T. Huang, S. Wang, J. Li, S. Dai, S. Wright, Y. Wang, und H. Peng, "A GIS-based high spatial resolution assessment of large-scale PV generation potential in China," *Applied Energy*, vol. 247, pp. 254–269, Aug. 2019.
- [203] L. Kurdgelashvili, J. Li, C.-H. Shih, und B. Attia, "Estimating technical potential for rooftop photovoltaics in California, Arizona and New Jersey," *Renewable Energy*, vol. 95, pp. 286–302, Sep. 2016.
- [204] D. Assouline, N. Mohajeri, und J.-L. Scartezzini, "Quantifying rooftop photovoltaic solar energy potential: A machine learning approach," *Solar Energy*, vol. 141, pp. 278–296, Jan. 2017.
- [205] K. Bódis, "A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 13, 2019.
- [206] X. Song, Y. Huang, C. Zhao, Y. Liu, Y. Lu, Y. Chang, und J. Yang, "An Approach for Estimating Solar Photovoltaic Potential Based on Rooftop Retrieval from Remote Sensing Images," *Energies*, vol. 11, no. 11, p. 3172, Nov. 2018.
- [207] A. Sampath, P. Bijapur, A. Karanam, V. Umadevi, und M. Parathodiyil, "Estimation of rooftop solar energy generation using Satellite Image Segmentation," in *2019 IEEE 9th International Conference on Advanced Computing (IACC)*. Tiruchirappalli, India: IEEE, Dez. 2019, pp. 38–44.
- [208] R. Singh und R. Banerjee, "Estimation of roof-top photovoltaic potential using satellite imagery and GIS," in *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. Tampa, FL, USA: IEEE, Jun. 2013, pp. 2343–2347.
- [209] E. Grothues und C. Seidenstücker, "Das landesweite Solarkataster Nordrhein-Westfalen," Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV), Tech. Bericht 43, 2018.
- [210] A. Strzalka, N. Alam, E. Duminil, V. Coors, und U. Eicker, "Large scale integration of photovoltaics in cities," *Applied Energy*, vol. 93, pp. 413–421, Mai 2012.
- [211] A. Walch, R. Castello, N. Mohajeri, und J.-L. Scartezzini, "Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty," *Applied Energy*, vol. 262, p. 114404, Mar. 2020.

- [212] K. Fath, J. Stengel, W. Sprenger, H. R. Wilson, F. Schultmann, und T. E. Kuhn, "A method for predicting the economic potential of (building-integrated) photovoltaics in urban areas based on hourly Radiance simulations," *Solar Energy*, vol. 116, pp. 357–370, Jun. 2015.
- [213] J. A. Jakubiec und C. F. Reinhart, "A method for predicting city-wide electricity gains from photovoltaic panels based on LiDAR and GIS data combined with hourly Daysim simulations," *Solar Energy*, vol. 93, pp. 127–143, Jul. 2013.
- [214] J.-B. Eggers, M. Behnisch, J. Eisenlohr, H. Poglitsch, W.-F. Phung, C. Ferrara, und T. E. Kuhn, "PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial: Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland," in *35. PV-Symposium*, Sep. 2020, p. 21.
- [215] D. S. Ryberg, M. Robinius, und D. Stolten, "Evaluating land eligibility constraints of renewable energy sources in Europe," *Energies*, vol. 11, no. 5, p. 1246, 2018.
- [216] N. Mattsson, V. Verendel, F. Hedenus, und L. Reichenberg, "An autopilot for energy models – Automatic generation of renewable supply curves, hourly capacity factors and hourly synthetic electricity demand for arbitrary world regions," *Energy Strategy Reviews*, vol. 33, p. 100606, Jan. 2021.
- [217] D. Severin Ryberg, Leander Kotzur, und Detlef Stolten, "[GitHub Repository] Geospatial Land Availability For Energy Systems (GLAES)," Zenodo, 2020.
- [218] D. Severin Ryberg, L. Kotzur, und Detlef Stolten, "[GitHub Repository] Geospatial toolkit for Python (GeoKit)," Zenodo, 2020.
- [219] Niclas Mattsson, "[GitHub Repository] GlobalEnergyGIS," 2021.
- [220] QGIS.org, "QGIS Geographic Information System. QGIS Association," 2021.
- [221] gvSIG Association, "Regional Ministry of Infrastructure and Transport of Valencia," 2021.
- [222] Environmental Systems Research Institute (ESRI), "ArcGIS," 2021.
- [223] C. Perpiña Castillo, F. Batista e Silva, und C. Lavallo, "An assessment of the regional potential for solar power generation in EU-28," *Energy Policy*, vol. 88, pp. 86–99, Jan. 2016.
- [224] Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG (2021), "Digitales Basis-Landschaftsmodell (Ebenen) (Basis-DLM)," 2021.
- [225] European Environment Agency, "Global land cover - 250m," Jun. 2016.
- [226] ESA, "GlobCover 2009," 2009.
- [227] European Commission. Joint Research Centre., "The European settlement map 2017 release: Methodology and output of the European settlement map (ESM2p5m)." 2016.
- [228] UNEP-WCMC, IUCN, "The world database on protected areas," 2016.
- [229] © Bundesamt für Naturschutz (2021), "BfN-Datensatz," 2021.
- [230] Overpass Contributors, "Overpass Turbo," <https://overpass-turbo.eu/>, 2022.
- [231] Geofabrik GmbH, "OpenStreetMap Data Extracts," <http://download.geofabrik.de/>, 2022.

- [232] © WasserBLick/BfG und Zuständige Behörden der Länder, 2020, "BfG-Datensatz," 2020.
- [233] © Landesamt für Umwelt Rheinland-Pfalz, "Landesamt für Umwelt Rheinland-Pfalz - Wasserschutz," 2021.
- [234] © Bayerischen Landesamts für Umwelt (LfU), "Bayerischen Landesamts für Umwelt (LfU) - Wasserschutz," 2021.
- [235] © Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW), "Daten- und Kartendienst der LUBW - Wasserschutzgebiete," 2021.
- [236] Copernicus Programme, "European Digital Elevation Model (EU-DEM v1.1)," 2016.
- [237] R. McKenna, S. Pfenninger, H. Heinrichs, J. Schmidt, I. Staffell, C. Bauer, K. Gruber, A. N. Hahmann, M. Jansen, M. Klingler, N. Landwehr, X. G. Larsén, J. Lilliestam, B. Pickering, M. Robinius, T. Tröndle, O. Turkovska, S. Wehrle, J. M. Weinand, und J. Wohland, "High-resolution large-scale onshore wind energy assessments: A review of potential definitions, methodologies and future research needs," *Renewable Energy*, p. S0960148121014841, Oct. 2021.
- [238] Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG (2020), "Verwaltungsgebiete 1:250 000 (VG250)," 2020.
- [239] Bundesregierung, "Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 10. September 2021 (BGBl. I S. 4147) geändert worden ist," 2017.
- [240] Fachagentur Windenergie an Land, "Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2021," Berlin, Tech. Bericht, 2021.
- [241] Bundesverband WindEnergie e.V., "Die deutschen Bundesländer im Vergleich," <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/bundeslaender/>, 2021.
- [242] Landtag Baden-Württemberg, "Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Ausführung der Verwaltungsgerichtsordnung," Apr. 2022.
- [243] Deutsche Windguard, "Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land - Entwicklungen, Einflüsse, Auswirkungen," p. 54, 2020.
- [244] Fachagentur Wind an Land, "Entwicklung der Windenergie im Wald," 2021.
- [245] Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG (2021), "Amtliche Hausumringe Deutschland (HU-DE)," 2021.
- [246] Gemeinsames Ministerialblatt (GMBI), "Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm)," Aug. 1998.
- [247] Monika Agatz, *Windenergie Handbuch*, 14th ed., Gelsenkirchen, Dez. 2017.
- [248] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), "Informationen zu deutschen Seismometer-Stationen."
- [249] D. S. Ryberg, D. G. Caglayan, S. Schmitt, J. Linßen, D. Stolten, und M. Robinius, "The future of European onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs," *Energy*, vol. 182, pp. 1222–1238, Sep. 2019.

- [250] D. Severin Ryberg, Leander Kotzur, Heidi Heinrichs, und Detlef Stolten, “[GitHub Repository] Renewable Energy Simulation toolkit for Python (RESKit),” 2020.
- [251] I. Staffell und S. Pfenninger, “Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output,” *Energy*, vol. 114, pp. 1224–1239, Nov. 2016.
- [252] 2021 European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), “ERA5,” 2021.
- [253] Technical University of Denmark, “Global Wind Atlas (GWA) 3.0,” Dez. 2021.
- [254] European Environment Agency, “Less favoured areas,” 2012.
- [255] “Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017),” 2017.
- [256] “Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021),” 2021.
- [257] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), “Ackerbauliches Ertragspotenzial der Böden in Deutschland 1:1.000.000. Source: SQR1000 V1.0,” 2013.
- [258] L. Mueller, U. Schindler, A. Behrendt, F. Eulenstein, und R. Dannowski, “The Muencheberg Soil Quality Rating (SQR),” p. 103, 2007.
- [259] D. H. Wirth, “Recent Facts about Photovoltaics in Germany,” Fraunhofer ISE, Tech. Bericht, 2020.
- [260] S. Ong, C. Campbell, P. Denholm, R. Margolis, und G. Heath, “Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States,” Tech. Bericht NREL/TP-6A20-56290, 1086349, Jun. 2013.
- [261] LG, “LG NEON R - LG370 Q1C-A5,” 2021.
- [262] SUNTECH, “Ultra X Plus - 132 HALF-CELL MONOFACIAL MODULE,” 2021.
- [263] S. Castellanos, D. A. Sunter, und D. M. Kammen, “Rooftop solar photovoltaic potential in cities: How scalable are assessment approaches?” *Environmental Research Letters*, vol. 12, no. 12, p. 125005, Dez. 2017.
- [264] European Commission, Joint Research Centre (JRC), “GHS-POP R2015A - GHS population grid, derived from GPW4, multitemporal (1975, 1990, 2000, 2015) - OBSOLETE RELEASE.” 2015.
- [265] M. Portmann, D. Galvagno-Erny, P. Lorenz, D. Schacher, und R. Heinrich, “Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch: Berechnung von Potenzialen in Gemeinden,” 2019.
- [266] F. Biljecki, H. Ledoux, und J. Stoter, “An improved LOD specification for 3D building models,” *Computers, Environment and Urban Systems*, vol. 59, pp. 25–37, Sep. 2016.
- [267] Z. Yao, C. Nagel, F. Kunde, G. Hudra, P. Willkomm, A. Donaubaue, T. Adolphi, und T. H. Kolbe, “3DCityDB - a 3D geodatabase solution for the management, analysis, and visualization of semantic 3D city models based on CityGML,” *Open Geospatial Data, Software and Standards*, vol. 3, no. 1, p. 5, Mai 2018.
- [268] Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG (2021), “3D-Gebäudemodelle LoD2 Deutschland (LoD2-DE),” 2021.

- [269] M. Kaltschmitt, *Potentiale Und Kosten Regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg*, 1992.
- [270] International Energy Agency (IEA), "Potential for Building Integrated Photovoltaics," 2002.
- [271] T. Krause, M. Pohl, M. Klemm, B. Wirth, A. Gröngroft, F. Müller-Langer, I. Hartmann, K. S. Radtke, D. Thrän, und A. Brosowski, "Nationales Monitoring biogener Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle in Deutschland Teil 2 : Rohstoffeigenschaften und Konversionsfaktoren," 2020.
- [272] J. Hahn, M. Schardt, F. Schulmeyer, und F. Mergler, "Der Energieinhalt von Holz (LWF Merkblatt 12)," Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF), Freising, Tech. Bericht, Jul. 2014.
- [273] D. Thrän, M. Lauer, M. Dotzauer, K. Oehmichen, S. Majer, M. Millinger, und M. Jordan, "Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials (TATBIO)," DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, Tech. Bericht, 2019.
- [274] Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, "DBFZ Webapp — Rohstoffdatenbank," https://webapp.dbfz.de/resource-database/static/media/DBFZ_Ressourcendatenbank_Alle_Daten_DE.ed9c3745.xlsx.
- [275] H. Fehrenbach, J. Giegrich, S. Köppen, B. Wern, J. Pertagnol, F. Baur, K. Hünecke, G. Dehoust, und W. Bulach, "BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor)," Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Tech. Bericht, Sep. 2018.
- [276] A. Brosowski, D. Thrän, U. Mantau, B. Mahro, G. Erdmann, P. Adler, W. Stinner, G. Reinhold, T. Hering, und C. Blanke, "A review of biomass potential and current utilisation – Status quo for 93 biogenic wastes and residues in Germany," *Biomass and Bioenergy*, vol. 95, pp. 257–272, Dez. 2016.
- [277] Statistisches Bundesamt, "Gehaltene Tiere: Bundesländer, Stichmonat, Tierarten," https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Tiere-Tierische-Erzeugung/_inhalt.html, 2021.
- [278] Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), "Raumgliederungen auf Gemeindebasis - Stadt- und Gemeindetyp," 2017.
- [279] H.-J. Dornbusch, L. Hannes, M. Santjer, C. Böhm, S. Wüst, B. Zwisele, M. Kern, H.-J. Siepenkothen, und M. Kanthak, "Vergleichende Analyse von Siedlungsrestabfällen aus repräsentativen Regionen in Deutschland zur Bestimmung des Anteils an Problemstoffen und verwertbaren Materialien," Umweltbundesamt, Tech. Bericht, Jun. 2020.
- [280] S. Flamme, J. Hanewinkel, P. Quicker, und K. Weber, "Energieerzeugung aus Abfällen Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030," Umweltbundesamt, Tech. Bericht, 2018.
- [281] S. Risch, N. Pflugradt, P. Markewitz, R. Maier, L. Kotzur, und D. Stolten, "Einfluss der Gesetzgebung auf die Ausbaupotenziale für Onshore-Windenergieanlagen," *ET. Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 72. Jg. 2022 Heft 7/8, 2022.
- [282] S. Risch, N. Pflugradt, L. Kotzur, und D. Stolten, "Impact of Legislation and Social Acceptance on Wind Potentials in Germany," Vienna, Austria, Mai 2022.

Band / Volume 652

Modelling Secondary Circulation in Convective Boundary Layer Using Large Eddy Simulation

L. Zhang (2024), 84 pp

ISBN: 978-3-95806-799-8

Band / Volume 653

Optionen zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor

S. Kraus (2025), XI, 317 pp

ISBN: 978-3-95806-802-5

Band / Volume 654

Modellierung der flächendifferenzierten Grundwasserneubildung für Schleswig-Holstein im Beobachtungszeitraum 1961 – 2021 und für Klimaszenarien bis 2100

I. McNamara, B. Tetzlaff, F. Wendland, T. Wolters (2025), 191 pp

ISBN: 978-3-95806-803-2

Band / Volume 655

Entwicklung alternativer Brenngaselektroden für die Hochtemperatur-Elektrolyse

F. E. Winterhalder (2025), vii, 161 pp

ISBN: 978-3-95806-805-6

Band / Volume 656

Oxide-based All-Solid-State Batteries for and from Recycling Processes

V. M. Kiyek (2025), viii, 128 pp, xix

ISBN: 978-3-95806-806-3

Band / Volume 657

Investigation of current and future anthropogenic chemical regimes in simulation chamber experiments

M. Färber (2025), 213 pp

ISBN: 978-3-95806-809-4

Band / Volume 658

Dynamischer Betrieb von Polymer-Elektrolyt-Membran Wasserelektrolyseuren

E. Rauls (2025), XIV, 239 pp

ISBN: 978-3-95806-811-7

Band / Volume 659

Pore-scale reactive transport modeling in cementitious materials: Development and application of a high-performance computing code based on the Lattice-Boltzmann method

S. Rohmen (2025), X, 295 pp

ISBN: 978-3-95806-812-4

Band / Volume 660

Recyclingmöglichkeiten für die Keramikkomponenten einer Festoxidzelle

S. Sarner (2025), VIII, 122 pp

ISBN: 978-3-95806-816-2

Band / Volume 661

Methodological Approach Enabling the Two-phase Flow Investigation in Alkaline Electrolysis under Demanding Conditions

S. Renz (2025), IX, 252 pp

ISBN: 978-3-95806-821-6

Band / Volume 662

Variable renewable energy potential estimates based on high-resolution regional atmospheric modelling over southern Africa

S. Chen (2025), XIII, 141 pp

ISBN: 978-3-95806-822-3

Band / Volume 663

Advances in Understanding Nitrate Aerosol Formation and the Implications for Atmospheric Radiative Balance

A. Milousis (2025), 195 pp

ISBN: 978-3-95806-823-0

Band / Volume 664

Optimization of NaSICON-type lithium-ion conductors for solid-state batteries

A. Loutati (2025), viii, 104 pp

ISBN: 978-3-95806-824-7

Band / Volume 665

Innovative Plasma Sprayed Thermal Barrier Coatings for Enhanced Flexibility in Gas Turbine Operation

J. Igel (2025), V, 153, XXXVI pp

ISBN: 978-3-95806-827-8

Band / Volume 666

Techno-ökonomisches Potenzial dezentraler und autarker Energiesysteme

S. K. A. Risch (2025), xxiii, 210 pp

ISBN: 978-3-95806-829-2

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 666
ISBN 978-3-95806-829-2

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

