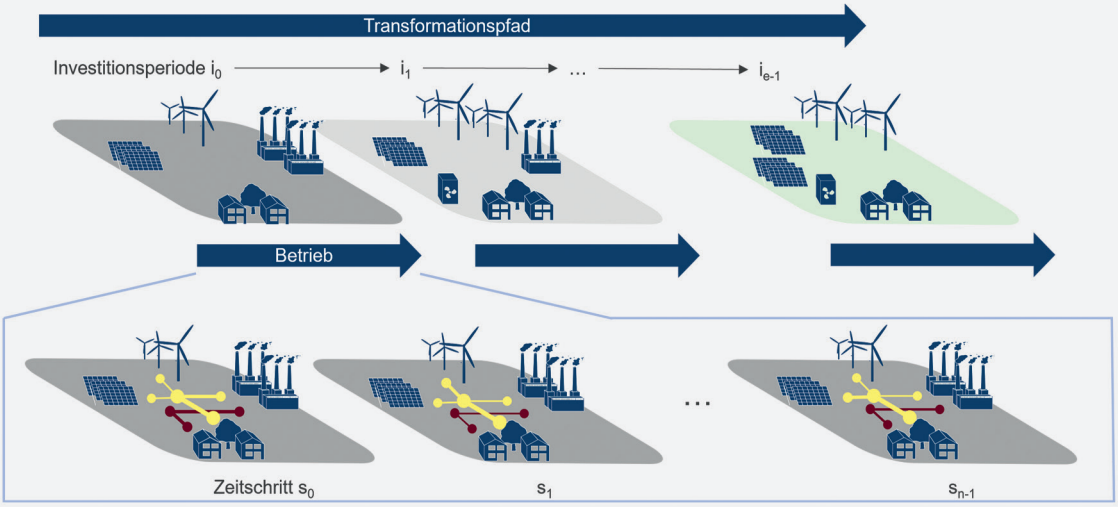


Modellgestützte Transformationspfade des deutschen Energiesystems

Rachel Maier

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 734
ISBN 978-3-95806-995-4

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum

Modellgestützte Transformationspfade des deutschen Energiesystems

Model-Based Transformation Pathways of the German Energy System

Von der Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen zur Erlangung des akademischen Grades einer Doktorin der Ingenieurwissenschaften genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Rachel Maier

Berichter/in: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten
Univ.-Prof. Dr. sc. Julia Kowalski

Tag der mündlichen Prüfung: 16.04.2026

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten der Universitätsbibliothek online verfügbar.

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

Modellgestützte Transformationspfade des deutschen Energiesystems

Rachel Maier

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 734

ISSN 1866-1793 ISBN 978-3-95806-995-4

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 2026

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 734

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2026)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-994-7 (Print)
ISBN 978-3-95806-995-4 (E-Book)

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, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Abstract

The limitation of anthropogenic global warming requires a global reduction in emissions. Germany tightened its emissions reduction targets with the Climate Protection Act of 2021, necessitating a transformation of the entire energy system.

Renewable energy sources, specifically photovoltaic (PV) and wind power plants, are key technologies for this transformation. This study examines their potentials using high-resolution geospatial analyses while accounting for legal frameworks, such as setback regulations. The potential of offshore wind farms on currently legally designated areas amounts to $56{,}1\,\mathrm{GW}$, which is less than the expansion targets outlined in the German government's Easter Package. By expanding land-use categories for additional development, the potential increases to $100{,}0\,\mathrm{GW}$. The potential of Agri-PV systems ranges from 3215 to $5437\,\mathrm{GW_p}$, surpassing all other renewable technologies, while other innovative PV potentials remain significantly lower. Under current legislation, the potential for floating PV installations amounts to $4{,}7\,\mathrm{GW_p}$, though it is highly sensitive to the types of water bodies considered. Parking lot PV installations, depending on parking requirements, could achieve a potential between $16{,}5$ and $24{,}6\,\mathrm{GW_p}$.

The study further analyzes the impact of renewable energy potentials and their weather dependency on the transformation pathway of the German energy system. When wind energy potentials are sufficient, variations in PV potentials, particularly between ground-mounted and Agri-PV systems, can balance one another. Restrictive wind energy potentials, however, have stronger effects on the transformation pathway, leading to more expensive domestic hydrogen production and increased hydrogen imports. The weather dependency of renewable energies continues to significantly influence the expansion of renewables, energy storage, and hydrogen supply, highlighting the need for robust transformation pathway analyses.

Moreover, the study addresses three aspects of the defossilization of Germany's energy system: the role of foresight in emissions reduction, the cost-optimality of the Climate Protection Act, and the impact of stricter CO_2 budgets. Short-sighted decisions, such as delaying coal phase-out and the expansion of renewable energy, could delay or even jeopardize the energy transition. In all foresight scenarios, residual emissions remain in 2045, reflecting the suboptimal cost-effectiveness of greenhouse gas neutrality, which requires additional expensive defossilization measures in the industrial sector. Under the condition of greenhouse gas neutrality by 2045, the targets of the Climate Protection Act are nearly cost-optimal for the budget equivalent. Germany could tighten its climate targets by adopting a CO_2 budget of up to $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ through extreme measures. However, CO_2 budgets below $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ fail due to technological constraints, such as CO_2 storage, rather than limited renewable energy potentials. Tightening the CO_2 budget would lead to greater emission reductions in the coming years and, for budgets below $5{,}0\,\mathrm{Gt}$, to an earlier greenhouse gas neutrality by 2040.

For a cost-optimal transition, far-sighted political decisions and the rapid implementation of targeted measures are essential, particularly a faster coal phase-out and the ambitious expansion of photovoltaic and wind energy systems. Concerning stricter climate goals, early emissions reductions are more crucial than bringing forward the target year for greenhouse gas neutrality.

Keywords: Renewable energy, potential analysis, energy system analysis, CO_2 budget, CO_2 reduction, climate targets

Kurzfassung

Die Begrenzung der menschengemachten Klimaerwärmung erfordert eine globale Emissionsreduktion. Deutschland verschärft mit dem Klimaschutzgesetz von 2021 seine Emissionsreduktionsziele, was eine Transformation des gesamten Energiesystems erfordert.

Die erneuerbaren Energieträger Photovoltaik (PV) und Windenergieanlagen sind Schlüsseltechnologien für diese Transformation. Die Arbeit untersucht deren Potenziale mithilfe hochaufgelöster Geoanalysen und berücksichtigt rechtliche Rahmenbedingungen, beispielsweise Abstandsregeln. Das Potenzial von Offshore-Windenergieanlagen auf den derzeit gesetzlich ausgewiesenen Flächen beträgt mit $56{,}1\,\mathrm{GW}$ weniger als die im Osterpaket der Bundesregierung festgelegten Ausbauziele. Durch die Einschränkung weiterer Landnutzungskategorien zur Erweiterung der Ausbauflächen steigt das Potenzial auf bis zu $100{,}0\,\mathrm{GW}$. Das Potenzial von Agri-PV-Anlagen liegt mit 3215 bis $5437\,\mathrm{GW_p}$ über dem aller anderen erneuerbaren Technologien, während die Potenziale anderer innovativer PV-Anlagen deutlich niedriger ausfallen. Für die aktuelle Gesetzgebung ergibt sich ein Potenzial von $4{,}7\,\mathrm{GW_p}$ für schwimmende PV-Anlagen, jedoch mit starker Sensitivität zu den berücksichtigten Gewässern. Die Parkplatz-PV-Anlagen erreichen je nach Stellplatzvorgaben ein Potenzial zwischen $16{,}5$ und $24{,}6\,\mathrm{GW_p}$.

Aufbauend wird der Einfluss der Potenziale sowie deren Wetterabhängigkeit auf den Transformationspfad des deutschen Energiesystems untersucht. Bei ausreichenden Windenergiepotenzialen werden Variationen der PV-Potenziale untereinander ausgeglichen, insbesondere zwischen Freiflächen- und Agri-PV-Anlagen. Restriktive Potenziale der Windenergieanlagen zeigen stärkere Auswirkungen auf den Transformationspfad mit teurerer inländischer Wasserstoffproduktion sowie höheren Wasserstoffimporten. Die Wetterabhängigkeit der erneuerbaren Energien zeigt weiterhin einen signifikanten Einfluss auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und Speicher sowie der Wasserstoffbereitstellung und weist den Bedarf an robusten Transformationspfadanalysen auf.

Weiterhin werden drei Aspekte der Defossilisierung des deutschen Energiesystems beleuchtet: der Einfluss der Voraussicht auf die Emissionsreduktion, die Kostenoptimalität des Klimaschutzgesetzes sowie die Auswirkung strengerer CO_2-Budgets. Kurzsichtige Entscheidungen führen beispielsweise zu einer Verzögerung des Kohleausstiegs sowie des Ausbaus erneuerbarer Energien und können sogar zu einem Scheitern der Transformation führen. Für alle Voraussichten zeigen sich jedoch Restemissionen in 2045, was die Kostensuboptimalität der Treibhausgasneutralität widerspiegelt, welche zusätzliche forcierte, teure Defossilisierungsmaßnahmen der Industrie erfordert. Unter der Randbedingung der Treibhausgasneutralität in 2045 sind die Ziele des Klimaschutzgesetzes für das Budget-Äquivalent jedoch nahezu kostenoptimal definiert. Deutschland könnte seine Klimaschutzziele bei Umsetzung extremer Maßnahmen auf ein CO_2-Budget von bis zu $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ verschärfen. CO_2-Budgets unter $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ scheitern an der technischen Verfügbarkeit, z.B. der CO_2-Einspeicherung, jedoch nicht an fehlenden Potenzialen der erneuerbaren Energien. Eine Verschärfung des CO_2-Budgets resultiert in einer stärkeren Emissionsreduktion in den nächsten Jahren und nur für CO_2-Budgets unter $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ zu einer früheren Treibhausgasneutralität in 2040.

Für eine kostenoptimale Transformation sind weitsichtige politische Entscheidungen sowie die zügige Umsetzung richtungsweisender Maßnahmen von zentraler Bedeutung, insbesondere ein beschleunigter Kohleausstieg und der ambitionierte Ausbau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Hinsichtlich verschärfter Klimaschutzziele ist eine frühzeitige Emissionsreduktion entscheidender als eine vorgezogene Treibhausgasneutralität.

Schlagwörter: Erneuerbare Energien, Potenzialanalyse, Energiesystemanalyse, CO_2-Budget, CO_2-Reduktion, Klimaschutzziele

Danksagung

Diese Dissertation ist das Ergebnis intensiver Jahre, in denen ich auf die Unterstützung vieler Menschen zählen konnte.

Mein besonderer Dank gilt zunächst meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten, der mir die Möglichkeit zur Promotion gegeben und meine Arbeit mit fachlichem Rat und wertvollen Impulsen begleitet hat. Frau Prof. Dr.sc. Kowalski danke ich für die Übernahme des Korreferats. Herrn Prof. Markert danke ich für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Ein ganz besonderer Dank geht an meine beiden Betreuer in Jülich, Peter und Felix. Ihr wart fachlich wie menschlich die besten Betreuer, die ich mir hätte wünschen können. Ihr habt mir den Freiraum gegeben, mich methodisch eigenständig zu entwickeln, und habt mich zugleich durch die schwierigen Phasen dieser Zeit getragen.

Mein Dank gilt darüber hinaus meinen beiden Abteilungsleitern. Leander danke ich dafür, dass er mich mit seinen methodischen Arbeiten zur mathematischen Optimierung von Jülich begeistert hat, sowie für die vielen hilfreichen Diskussionen im Kölner Coworking Space. Jann danke ich für die zahlreichen Ideen und Projekte, in die er mich eingebunden hat, und für den Freiraum, den er mir für meine methodischen Arbeiten gelassen hat.

Allen Mitarbeitenden des Instituts danke ich für die gute Zusammenarbeit, insbesondere den Doktorandinnen und Doktoranden. Wir haben uns gegenseitig durch die vielen fachlichen und emotionalen Herausforderung unterstützt aber auch gemeinsam gefeiert.

Mein größter Dank gilt schließlich meiner Familie und meinen Freundinnen und Freunden. Meiner Mutter und meinem Stiefvater Manfred danke ich für ihren bedingungslosen Rückhalt und ihre Unterstützung in jeder Lebenslage. Auch meinem Vater möchte ich an dieser Stelle danken. Er hat mir so vieles mit auf den Weg gegeben, ohne das ich heute nicht hier stehen würde. Und natürlich danke an meine Schwester, die mich schon mein ganzes Leben begleitet und unterstützt!

Zuletzt möchte ich Stanley danken. Ich kann nur zurückgeben: Ohne dich wäre die Promotion nicht möglich gewesen. Ich freue mich auf alles was kommt.

Vorbemerkungen zum Einsatz von Künstlicher Intelligenz

In dieser Arbeit wurden die Dienste ChatGPT und DeepL in Einklang mit den „Rahmenbedingungen zum Einsatz von KI in wissenschaftlichen Arbeiten“ [1] der Fakultät für Maschinenwesen der RWTH Aachen University vom 29.07.2025 genutzt, wobei die Anwendungsfälle im Folgenden aufgeführt werden. Die genannten Dienste wurden zur Verbesserung der Lesbarkeit und sprachlichen Qualität dieser Dissertation verwendet. Dabei wurden die Texte jeweils vom Autor dieser Arbeit eigenständig erstellt und anschließend unter Zuhilfenahme der Dienste verbessert. Es wurden explizit keine neuen, durch künstliche Intelligenz erstellten Inhalte verwendet, sondern lediglich bestehende Ideen und Texte neu geordnet und sprachlich optimiert. Nach der Nutzung dieser Dienste hat der Autor die Texte überprüft, bei Bedarf überarbeitet und übernimmt die volle Verantwortung für den Inhalt der Dissertation.

[1] Fakultätsrat der Fakultät fur Maschinenwesen, ”Rahmenbedingungen zum Einsatz von KI in wissenschaftlichen Arbeiten,” RWTH Aachen University, Aachen, Tech. Bericht, Jul. 2025, zugegriffen: 25. Mai 2026. [Online]. Verfügbar: `https://www.maschinenbau.rwth-aachen.de/global/show_document.asp?id=aaaaaaaadcyycsu`

Inhaltsverzeichnis

Abstract i

Kurzfassung iii

Danksagung v

Vorbemerkungen zum Einsatz von Künstlicher Intelligenz vii

Inhaltsverzeichnis ix

Abbildungsverzeichnis xiii

Tabellenverzeichnis xxv

Abkürzungsverzeichnis xxvii

1 Einleitung 1

1.1 Motivation . . . 1

1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit . . . 2

2 Stand der Transformationspfade für Deutschland 5

2.1 Transformationspfade in der Energiesystemmodellierung . . . 5

2.1.1 Optimierungsbasierte Energiesystemmodelle . . . 5

2.1.2 Methoden der Transformationspfade in Energiesystemmodellen . . . 6

2.1.3 Abbildung und Restriktion von Emissionen in Energiesystemmodellen 8

2.1.4 Vergleich von Transformationspfadmethoden in der Literatur . . . 9

2.2 Modellierung von PV- und Windenergieanlagen . . . 11

2.2.1 Onshore-Windenergieanlagen . . . 13

2.2.2 Dachflächen-PV-Anlagen . . . 13

2.2.3 Freiflächen-PV-Anlagen . . . 14

2.2.4 Offshore-Windenergieanlagen . . . 15

2.2.5 Agri-PV-Anlagen . . . 18

2.2.6 Schwimmende PV-Anlagen . . . 22

2.2.7 Parkplatz-PV-Anlagen . . . 25

2.3 Emissionen . . . 28

2.3.1 CO_2-Budgets für Deutschland . . . 29

2.3.2 Emissionsreduktionsziele des Klimaschutzgesetzes 2021 31
2.3.3 Emissionsrestriktionen für Deutschland in Energiesystemmodellen . . 32
2.4 Systemstudien zur Transformation des deutschen Energiesystems 32
2.4.1 Kapazitätspotenziale der PV- und Windenergieanlagen 34
2.4.2 Kosten der PV- und Windenergieanlagen 36
2.4.3 Modellierung der PV- und Windenergieanlagen 37
2.4.4 Ausbau der erneuerbaren Energien 39
2.5 Zusammenfassung und Forschungslücke 42

3 Modellierung und Methodik 45
3.1 Potenziale der PV- und Windenergieanlagen 45
3.1.1 Agri-PV-Anlagen 45
3.1.2 Parkplatz-PV-Anlagen 49
3.1.3 Schwimmende PV-Anlagen 51
3.1.4 Offshore-Windenergieanlagen 53
3.1.5 Onshore-Windenergieanlagen 56
3.1.6 Freiflächen-PV-Anlagen 57
3.1.7 Dachflächen-PV-Anlagen 58
3.1.8 Zusammenfassung 58
3.2 Erweiterung des Frameworks *ETHOS.FINE* 59
3.2.1 Mehrjährige Optimierungen 59
3.2.2 Beschränkung von *Commodities* 66
3.2.3 Transformationspfad-Methoden 67
3.2.4 Zusammenfassung 68
3.3 Erweiterung des Energiesystemmodells *ETHOS.Nestor* 69
3.3.1 Integration der Potenziale der PV- und Windenergieanlagen 70
3.3.2 Transformationspfade 71
3.3.3 Emissionsbegrenzung 71
3.3.4 Techno-ökonomische Parameter der innovativen PV-Anlagen 72
3.3.5 Zusammenfassung 72
3.4 Szenariendefinition 73
3.4.1 Basis-Szenario für das Modell *ETHOS.Nestor* 73
3.4.2 Einfluss der Zeitreihenaggregation 74
3.4.3 Einfluss der Potenziale von PV- und Windenergieanlagen 74
3.4.4 Einfluss der Wetterabhängigkeit der PV- und Windenergieanlagen . . 76
3.4.5 Einfluss der Voraussicht auf die Defossilisierung 76
3.4.6 Einfluss einer jährlichen Emissionsbeschränkung zu einem Emissionsbudget 77
3.4.7 Einfluss von CO_2-Budgets 78
3.5 Zusammenfassung 79

4 Potenziale der PV- und Windenergieanlagen in Deutschland 81
4.1 Ergebnisse der Potenzialanalysen 81

4.1.1 Offshore-Windenergieanlagen 81
4.1.2 Agri-PV-Anlagen 86
4.1.3 Parkplatz-PV-Anlagen 89
4.1.4 Schwimmende PV-Anlagen 91
4.1.5 Freiflächen-PV-Anlagen 93
4.1.6 Onshore-Windenergieanlagen 93
4.1.7 Zusammenfassung 94
4.2 Zusammenfassung und Diskussion der Potenzialanalysen 95
4.2.1 Offshore-Windenergieanlagen 95
4.2.2 Agri-PV-Anlagen 96
4.2.3 Parkplatz-PV-Anlagen 98
4.2.4 Schwimmende PV-Anlagen 98

5 Transformationspfade des deutschen Energiesystems 101
5.1 Einfluss der Zeitreihenaggregation 101
5.2 Einfluss der Potenziale von PV- und Windenergieanlagen 104
5.2.1 Ergebnisse 105
5.2.2 Zusammenfassung und Diskussion 112
5.3 Einfluss der Wetterabhängigkeit der PV- und Windenergieanlagen 115
5.3.1 Ergebnisse 115
5.3.2 Zusammenfassung und Diskussion 120
5.4 Einfluss der Voraussicht auf die Defossilisierung 122
5.4.1 Ergebnisse 123
5.4.2 Zusammenfassung und Diskussion 135
5.5 Einfluss der zeitlichen Emissionsbeschränkung 136
5.5.1 Ergebnisse 136
5.5.2 Zusammenfassung und Diskussion 142
5.6 Einfluss des CO_2-Budgets 143
5.6.1 Einfluss eines abweichenden CO_2-Budgets für das Basis-Szenario . . 143
5.6.2 Sensitivität der Analyse zu zentralen Parametern 153
5.6.3 Mehrkosten zur Erreichung strengerer Klimaschutzziele 168
5.6.4 Zusammenfassung und Diskussion 169

6 Fazit 173

7 Zusammenfassung 179

Literaturverzeichnis 183

Anhang A Landnutzungsdatensätze für die Potenzialanalysen 199
A.1 Landnutzungsdatensätze für die Potenzialanalyse der innovativen PV-Anlagen 199
A.2 Landnutzungsdatensätze für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen 201

Anhang B Ergebnisse der Potenzialanalysen innovativer PV-Anlagen 207

Anhang C Ergebnisse der Transformationspfad-Analysen 209

C.1 Einfluss der Zeitreihenaggregation 209
C.2 Einfluss der Wetterbedingungen 228
C.3 Einfluss der Potenziale der PV- und Windenergieanlagen 234
C.4 Einfluss der Voraussicht 244
C.5 Einfluss der zeitlichen Emissionsbeschränkung 248
C.6 Einfluss des CO_2-Budgets auf das Basis-Szenario 259
C.7 Sensitivitätsanalyse für den Einfluss des CO_2-Budgets 264

Abbildungsverzeichnis

1.1 Struktur der vorliegenden Arbeit 3

2.1 Schematischer Aufbau mehrjähriger Transformationspfade mit Investitions- und Betriebsentscheidungen 6
2.2 Methoden der Transformationspfadanalyse mit variierender Voraussicht . . 7
2.3 Kapazitätspotenziale verschiedener Studien für Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland 13
2.4 Kapazitätspotenziale verschiedener Studien für Dachflächen-PV-Anlagen in Deutschland 14
2.5 Kapazitätspotenziale verschiedener Studien für Freiflächen-PV-Anlagen in Deutschland 15
2.6 Kapazitätspotenziale verschiedener Studien für Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland 18
2.7 CO_2-Budgets für Deutschland 31
2.8 Verwendete Kapazitätspotenziale der PV- und Windenergieanlagen in den Systemstudien zum Klimaschutzgesetz von 2021 35
2.9 Spezifische Investitionskosten der erneuerbaren Energien in den Systemstudien zum Klimaschutzgesetz von 2021 37
2.10 Historische installierte Kapazität von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien zur Treibhausgasneutralität in 2045 40
2.11 Historische installierte Kapazität von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien zur Treibhausgasneutralität in 2045 41
2.12 Historische installierte Kapazität von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien zur Treibhausgasneutralität in 2045 42

3.1 Verteilung der Parkplatzfläche und der Verteilung des Anteils des Stellplatzes für die Szenarien der Potenzialanalyse von Parkplatz-PV-Anlagen . . . 51
3.2 Bestimmung des Kostenbeitrags des Intervalls von Investitionsperioden . . 63
3.3 Modelltechnische Implementierung von Transformationspfaden mit historischen Kapazitäten in *ETHOS.FINE* 67

4.1 Analyse der Landnutzungsdatensätze für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen 82

4.2 Schifffahrtswege der aktuellen Gesetzgebung in Deutschland und identifizierte Schifffahrtswege durch Halpern et al. [89] für verschiedene Grenzwerte 83
4.3 Analyse des Datensatzes von Halpern et al. [89] 84
4.4 Potenzielle und existierende Offshore-Windenergieanlagen im deutschen Meeresgebiet pro Szenario 85
4.5 Kapazitätspotenziale der Offshore-Windenergieanlagen für die administrativen Gebiete 86
4.6 Kapazitätspotenziale der Agri-PV-Anlagen der vier Potenzialszenarien . . . 87
4.7 Kapazitätsdichte der Potenzialszenarien für Agri-PV-Anlagen 87
4.8 Stromgestehungskosten der Agri-PV-Anlagen 88
4.9 Kapazitätsdichte der Parkplatz-PV-Potenziale in Deutschland 89
4.10 Kapazitätspotenziale der Parkplatz-PV-Anlagen für die Bundesländer 90
4.11 Stromgestehungskosten der Parkplatz-PV-Anlagen 90
4.12 Potenzial der schwimmenden PV-Anlagen in Deutschland anhand der aktuellen Gesetzgebung 91
4.13 Sensitivität der Potenzialanalyse schwimmender PV-Anlagen hinsichtlich des Uferabstands, des Flächenanteils und der berücksichtigen Seen 92
4.14 Stromgestehungskosten des Potenzialszenarios der aktuellen gesetzlichen Vorgaben für schwimmende PV-Anlagen 92

5.1 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Gesamtkosten des Transformationspfades 102
5.2 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Optimierungslaufzeit 103
5.3 Einfluss der Potenziale auf den Ausbau der PV- und Windenergieanlagen . 105
5.4 Einfluss der Potenziale auf die Strombereitstellung aus PV- und Windenergieanlagen und auf die gesamte Strombereitstellung 107
5.5 Einfluss der Potenziale auf die Stromnachfrage 108
5.6 Einfluss der Potenziale auf die Wasserstoffbereitstellung 109
5.7 Einfluss der Potenziale auf die Wasserstoffnachfrage 109
5.8 Einfluss der Potenziale auf den Energieträgereinsatz zur Prozesswärmebereitstellung 110
5.9 Einfluss der Potenziale auf die Wärmebereitstellung der Energieträger der Gebäude 111
5.10 Einfluss der Potenziale auf die Speicherkapazitäten 112
5.11 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen auf den Ausbau dieser 116
5.12 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen auf die gesamte Strombereitstellung und die Bereitstellung aus den PV- und Windenergieanlagen 117
5.13 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen auf die Stromnachfrage 118
5.14 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen auf die Wasserstoffbereitstellung 119
5.15 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen auf die Speicherkapazitäten . . 120

5.16 Abweichung der Gesamtkosten des Transformationspfades durch das historische Wetterjahr zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen im Vergleich zum *Basis*-Szenario mit dem Wetterjahr 2014 120
5.17 Einfluss der Voraussicht auf die jährlichen Treibhausgasemissionen und das verbleibende Treibhausgas-Budget sowie die CO_2-Vermeidungskosten . . . 123
5.18 Einfluss der Voraussicht auf die jährlichen Treibhausgasemissionen des Energie- und Industriesektors 124
5.19 Einfluss der Voraussicht auf die Kapazitäten und Volllaststunden der Stein- und Braunkohlekraftwerke 126
5.20 Einfluss der Voraussicht auf die Gesamtstrombereitstellung und auf den Anteil der Strombereitstellung durch PV- und Windenergieanlagen 127
5.21 Einfluss der Voraussicht auf die installierten Leistungen von PV- und Windenergieanlagen 127
5.22 Einfluss der Voraussicht auf die Stromnachfragen 128
5.23 Einfluss der Voraussicht auf die Wärmebereitstellung der Gebäude pro Energieträger 129
5.24 Einfluss der Voraussicht auf die Prozesswärmebereitstellung 130
5.25 Einfluss der Voraussicht auf die Stahlproduktion 131
5.26 Einfluss der Voraussicht auf die Wasserstoffbereitstellung 132
5.27 Einfluss der Voraussicht auf die Primärenergiebereitstellung der zentralen fossilen Energieträger 133
5.28 Abweichung der jährlichen Kosten zum Szenario mit perfekter Voraussicht . 134
5.29 Mehrkosten der Transformationspfade mit sinkender Voraussicht im Vergleich zum Transformationspfad mit perfekter Voraussicht 134
5.30 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die jährlichen Treibhausgasemissionen 137
5.31 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die sektoralen Emissionen 138
5.32 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Herstellung hochwertiger Chemikalien 139
5.33 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Wasserstoffbereitstellung 140
5.34 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die jährlichen sektoralen Kosten und die Gesamtkostenabweichung des Transformationspfades im Vergleich zum Szenario mit jährlichen Emissionsobergrenzen 142
5.35 Einfluss des CO_2-Budgets auf jährlichen CO_2- und Treibhausgas-Emissionen 144
5.36 Einfluss des CO_2-Budgets auf die sektoralen CO_2-Emissionen 145
5.37 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Strombereitstellung 146
5.38 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kapazitäten der erneuerbaren Energieträger 147
5.39 Einfluss des CO_2-Budgets auf den Stromverbrauch 147
5.40 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Energienachfrage des Industriesektors . 149
5.41 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Chemieindustrie 150
5.42 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Wasserstoff-Nachfrage 151
5.43 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Wasserstoff-Bereitstellung 152
5.44 Einfluss des CO_2-Budgets auf die jährlichen Systemkosten 153

5.45 Wasserstoffimporte der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 154
5.46 Geologische CO_2-Einspeicherung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 156
5.47 CO_2-Nutzung zur Methanolproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 157
5.48 Strombereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 160
5.49 Stromverbrauch der Power-to-Heat-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 161
5.50 Einsatz von Erdgas für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 161
5.51 Wasserstoffbereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 162
5.52 Strombereitstellung aus PV- und Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 164
5.53 Treibhausgasemissionen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . 166
5.54 Erdgasnachfrage der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 167
5.55 Mehrkosten des Transformationspfades in Abhängigkeit des CO_2-Budgets verglichen mit dem *Basis*-Szenario und dem korrespondierenden CO_2-Budget des Klimaschutzgesetzes von 2021 169

C.1 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die jährlichen Systemkosten für die Szenarien mit Myopie 210
C.2 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Emissionen für die Szenarien mit Myopie 211
C.3 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Endenergie für die Szenarien mit Myopie 212
C.4 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Speicherkapazität für die Szenarien mit Myopie 213
C.5 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Stromnachfrage für die Szenarien mit Myopie 214
C.6 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf das Stromangebot für die Szenarien mit Myopie 215
C.7 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Kapazitäten des Stromsystems für die Szenarien mit Myopie 216
C.8 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Wasserstoffnachfrage für die Szenarien mit Myopie 217
C.9 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Wasserstoffproduktion für die Szenarien mit Myopie 218
C.10 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die jährlichen Systemkosten für die Szenarien mit perfekter Voraussicht 219
C.11 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Emissionen für die Szenarien mit perfekter Voraussicht 220
C.12 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Endenergie für die Szenarien mit perfekter Voraussicht 221
C.13 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Speicherkapazität für die Szenarien mit perfekter Voraussicht 222

C.14 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Stromnachfrage für die Szenarien mit perfekter Voraussicht 223
C.15 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf das Stromangebot für die Szenarien mit perfekter Voraussicht 224
C.16 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Kapazitäten des Stromsystems für die Szenarien mit perfekter Voraussicht 225
C.17 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Wasserstoffnachfrage für die Szenarien mit perfekter Voraussicht 226
C.18 Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Wasserstoffproduktion für die Szenarien mit perfekter Voraussicht 227
C.19 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die sektoralen Emissionen 228
C.20 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die Volllaststunden . . 228
C.21 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die Strombereitstellung 229
C.22 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die Wärmebereitstellung im Gebäudesektor 230
C.23 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf den Wärmebedarf der Gebäude 231
C.24 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf den Energieträgereinsatz für die Prozesswärmebereitstellung 231
C.25 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die sektorale Wasserstoffnachfrage 232
C.26 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die Wasserstoffnachfrage des Industriesektors 233
C.27 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die Herstellung hochwertiger Chemikalien 233
C.28 Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die sektoralen Kosten 234
C.29 Einfluss der Potenziale auf die Strombereitstellung 235
C.30 Einfluss der Potenziale auf die Stromnachfrage 236
C.31 Einfluss der Potenziale auf die Wasserstoffnachfrage des Industriesektors . 237
C.32 Einfluss der Potenziale auf den Wärmebedarf der Gebäude 238
C.33 Einfluss der Potenziale auf die sektoralen Emissionen 239
C.34 Einfluss der Potenziale auf die Abweichung der Gesamtkosten 240
C.35 Historische installierte Kapazität von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien sowie der vorliegenden Arbeit zur Treibhausgasneutralität in 2045 . 241

C.36 Historische installierte Kapazität von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien sowie der vorliegenden Arbeit zur Treibhausgasneutralität in 2045 . 242
C.37 Historische installierte Kapazität von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien sowie der vorliegenden Arbeit zur Treibhausgasneutralität in 2045 243
C.38 Einfluss der Voraussicht auf die sektoralen jährlichen Treibhausgasemissionen 244
C.39 Einfluss der Voraussicht auf die Stromnachfrage 245
C.40 Einfluss der Voraussicht auf den Energieträgereinsatz für die Stahlproduktion 245
C.41 Einfluss der Voraussicht auf die Zementproduktion mit und ohne CO_2-Abscheidung 246
C.42 Einfluss der Voraussicht auf den Energieträgereinsatz in der Zementproduktion 246
C.43 Einfluss der Voraussicht auf die Prozesse zur Bereitstellung hochwertiger Chemikalien 247
C.44 Einfluss der Voraussicht auf den Primärenergiebedarf nach Energieträger . 248
C.45 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Strombereitstellung . . 249
C.46 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf den Stromverbrauch . . . 250
C.47 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Energieträger der Raumwärmeversorgung 251
C.48 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Energieträger der Industrie 252
C.49 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf den Wasserstoffverbrauch 253
C.50 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Energieträger der Prozesswärmeversorgung 254
C.51 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Prozesswärmenachfrage 254
C.52 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Zementproduktion . . 255
C.53 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf den Energieverbrauch . . 256
C.54 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Stahlproduktion 256
C.55 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf den Energieverbrauch . . 257
C.56 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die CO_2-Abscheidung . . 258
C.57 Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die CO_2-Verwendung . . . 258
C.58 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Strombereitstellung des Basis-Szenarios 259
C.59 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Wärmeerzeugung der Gebäude des Basis-Szenarios 260
C.60 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Stahlproduktion des Basis-Szenarios . . 260
C.61 Einfluss des CO_2-Budgets auf den Energiebedarf der Stahlprozesse des Basis-Szenarios 261
C.62 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Energieträger der Prozesswärme des Basis-Szenarios 262
C.63 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Wasserstoff-Nachfrage des Industriesektors des Basis-Szenarios 262
C.64 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Emissionsabscheidung des Basis-Szenarios 263
C.65 Einfluss des CO_2-Budgets auf die CO_2-Nutzung des Basis-Szenarios . . . 264

C.66 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten des Gebäudesektors der Szenarien 264
C.67 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten der fossilen Energieträger der Szenarien . . . 265
C.68 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten des Energiesektors der Szenarien 265
C.69 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten des Industriesektors der Szenarien 266
C.70 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten der erneuerbaren Treibstoffe der Szenarien . . . 266
C.71 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten der Speicher der Szenarien . . . 267
C.72 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten des Transportsektors der Szenarien 267
C.73 Einfluss des CO_2-Budgets auf die Emissionen der Gebäude der Szenarien 268
C.74 Emissionen des Energiesektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 268
C.75 Emissionen des Gebäudesektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 269
C.76 Emissionen des Industriesektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 269
C.77 Emissionen des Transportsektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 270
C.78 Negative Emissionen durch CO_2-Abscheidung und -speicherung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 270
C.79 Strombereitstellung durch Biomasse der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 271
C.80 Strombereitstellung durch Wasserstoff der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 271
C.81 Strombereitstellung durch Steinkohle der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 272
C.82 Strombereitstellung durch Wasserkraft der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 272
C.83 Strombereitstellung durch Braunkohle der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 273
C.84 Strombereitstellung durch Erdöl der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 273
C.85 Strombereitstellung durch Erdgas der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 274
C.86 Strombereitstellung durch Kernkraft der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 274
C.87 Strombereitstellung durch Freiflächen-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 275
C.88 Strombereitstellung durch Dachflächen-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 275
C.89 Strombereitstellung durch Offshore-Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 276
C.90 Strombereitstellung durch Onshore-Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 276
C.91 Strombereitstellung durch Parkplatz-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 277

C.92 Strombereitstellung durch Agri-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 277
C.93 Strombereitstellung durch schwimmende PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 278
C.94 Strombereitstellung der PV- und Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 278
C.95 Stromverbrauch der Gebäude der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 279
C.96 Stromverbrauch der Wärmepumpen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 279
C.97 Stromverbrauch der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 280
C.98 Stromverbrauch der Power-to-Heat-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 280
C.99 Stromverbrauch der Elektrolyseure der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 281
C.100 Stromverbrauch durch Gewerbe und Diensthandel der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 281
C.101 Stromverbrauch des Transports der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 282
C.102 Installierte Leistung der Dachflächen-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 282
C.103 Installierte Leistung der Onshore-Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 283
C.104 Installierte Leistung der Freiflächen-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 283
C.105 Installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 284
C.106 Installierte Leistung der Agri-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 284
C.107 Installierte Leistung der Parkplatz-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 285
C.108 Installierte Leistung der schwimmenden PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 285
C.109 Energieträgereinsatz von Steinkohle für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 286
C.110 Energieträgereinsatz von Biomasse für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 286
C.111 Energieträgereinsatz von Strom für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 287
C.112 Energieträgereinsatz von Wasserstoff für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 287
C.113 Energieträgereinsatz von Braunkohle für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 288
C.114 Energieträgereinsatz von Steinkohle für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . . . 288

C.115 Energieträgereinsatz von Erdgas für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 289
C.116 Energieträgereinsatz von Erdöl für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 289
C.117 Energieträgereinsatz von Abfall für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 290
C.118 Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets290
C.119 Gesamte Wasserstoffbereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 291
C.120 Inländische Wasserstoffherstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 291
C.121 Wasserstoffbedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 292
C.122 Wasserstoffbedarf des Transportsektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 292
C.123 Wasserstoffbedarf des Energiesektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 293
C.124 Geologische CO_2-Einspeicherung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 293
C.125 CO_2-Abscheidung durch Direct-Air-Capture-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 294
C.126 CO_2-Abscheidung durch fossil betriebene Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 294
C.127 CO_2-Abscheidung durch Zementprozesse der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 295
C.128 CO_2-Abscheidung durch Biomasseanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 295
C.129 CO_2-Abscheidung durch Abfallanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 296
C.130 Zementproduktion ohne CO_2-Abscheidung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 296
C.131 Zementproduktion mit CO_2-Abscheidung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 297
C.132 Einsatz von Biogas in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 297
C.133 Einsatz von Strom in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 298
C.134 Einsatz von Wasserstoff in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 298
C.135 Einsatz von Steinkohle in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 299
C.136 Einsatz von Braunkohle in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 299
C.137 Einsatz von Niedertemperatur-Prozesswärme in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 300

C.138 Einsatz von Erdgas in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 300
C.139 Einsatz von Erdöl in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 301
C.140 Einsatz von Abfall in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 301
C.141 Rezyklierter Stahl der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 302
C.142 Wasserstoffbasierte Stahlproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 302
C.143 Konventionelle Stahlproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 303
C.144 Herstellung hochwertiger Chemikalien aus regenerativ-basiertem Steamcracking der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 303
C.145 Herstellung hochwertiger Chemikalien aus fossil-basiertem Steamcracking der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 304
C.146 Herstellung hochwertiger Chemikalien aus fossil-basierter Methanolgasifizierung zu Olefinen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 304
C.147 Herstellung hochwertiger Chemikalien aus regenerativ-basierter Methanolgasifizierung zu Olefinen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets . 305
C.148 Strom-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 305
C.149 Endenergiebedarf nach Kohle und Koks der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 306
C.150 Wasserstoff-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 306
C.151 Erdöl-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 307
C.152 Biomasse-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 307
C.153 Braunkohle-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 308
C.154 Wärme-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 308
C.155 Erdgas-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 309
C.156 Abfall-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 309
C.157 Einsatz von Abfall für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 310
C.158 Einsatz von Erdöl für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 310
C.159 Einsatz von Erdgas für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 311
C.160 Einsatz von Braunkohle für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 311

C.161 Einsatz von Wasserstoff für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 312
C.162 Einsatz von Strom für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 312
C.163 Einsatz von Steinkohle für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 313
C.164 Einsatz von Biomasse für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 313
C.165 Kapazitäten der Wärmespeicher der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 314
C.166 Kapazitäten der Batterien der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 314
C.167 Kapazitäten der Wasserstoffspeicher der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets 315

Tabellenverzeichnis

2.1 Studien zum Vergleich von Transformationspfad-Methoden 10
2.2 Übersicht der Potenzialanalysen verschiedener Studien für Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland 16
2.3 Ausschlussflächen in Potenzialanalysen verschiedener Studien für Offshore-Windenergieanlagen 17
2.4 Übersicht der Parameter in Potenzialanalysen für Agri-PV-Anlagen 21
2.6 Übersicht der Parameter in Potenzialanalysen verschiedener Studien für schwimmende PV-Anlagen 24
2.7 Übersicht der Parameter in Potenzialanalysen verschiedener Studien für Parkplatz-PV-Anlagen 27
2.8 Übersicht der techno-ökonomischen Parameter für Parkplatz-PV-Anlagen . . 28
2.9 Übersicht der Studien zum Klimaschutzgesetz 2021 34
2.10 Forcierter Mindestausbau der erneuerbaren Energien in den Systemstudien zum Klimaschutzgesetz 2021 38

3.1 Eignung der Pflanzenkategorien des georeferenzierten Datensatzes von Blickensdörfer et al. [108] für Agri-PV-Anlagen 47
3.2 Definition der Potenzialszenarien der Agri-PV-Anlagen anhand der Pflanzenkategorien 49
3.3 Ausgeschlossene Landnutzungskategorien für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen 56
3.4 Techno-ökonomische Parameter der innovativen PV-Technologien in *ETHOS.Nestor* 72
3.5 Kombination der Potenziale von erneuerbaren Energien für die Szenarienrechnungen in *ETHOS.Nestor* 76

4.1 Potenziale der Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland 85
4.2 Potenziale der Freiflächen-PV-Anlagen in Deutschland 93
4.3 Potenziale der Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland 93

A.1 Ausschlüsse in der Landverfügbarkeitsanalyse von Parkplatz-, Agri- und Schwimmende-PV-Anlagen 200
A.2 Identifikation der Initialflächen für Offshore-Windenergieanlagen für die Potenzialszenarien S2 und S3 202
A.3 Identifikation der Infrastrukturen für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen 203

A.4 Identifikation der Militärgebiete für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen 204
A.5 Identifikation der Schifffahrtswege für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen 205
A.6 Identifikation der Naturschutzgebiete für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen 206

B.1 Ergebnisse der Potenzialanalysen der innovativen PV-Anlagen auf Bundeslandebene in Deutschland 208

Abkürzungsverzeichnis

AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
$CAPEX$	Investitionskosten (englisch: Capital Expenditure)
DAC	Direct Air Capture Anlagen
dena	Deutsche Energie-Agentur
DLM	Digitales Landschaftsmodell
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbaren Energien Gesetz
IPPC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
IoU	Intersection-over-Union
LCOE	Stromgestehungskosten
KPI	Key Performance Indicator
KSG	Klimaschutzgesetzt
Nestor	National Energy System with Integrated Sector Coupling
NTA	Normalized-Total-Area
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PV	Photovoltaik
$OPEX$	Bestriebsausgaben (englisch: Operational Expenditure)
THG	Treibhausgase
OSM	Open Street Map
WDPA	World Database on Protected Areas

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Motivation

Die historischen Treibhausgasemissionen durch menschliches Handeln führten bereits zu einer wahrnehmbaren Klimaerwärmung der Atmosphäre, der Meere und der Landflächen [1]. Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) [1] quantifiziert den wahrscheinlichsten Bereich dieser menschengemachten Erwärmung zwischen $0{,}8$ und $1{,}3\,^{\circ}\mathrm{C}$ für den Zeitraum von 2010 bis 2019 im Vergleich zum Zeitraum von 1850 bis 1990. Hierbei zeigt sich eine annähernd lineare Beziehung der kumulierten menschenverursachten CO_2-Konzentration in der Atmosphäre zur Klimaerwärmung [1]. Um die weitere Klimaerwärmung zu begrenzen, müssen daher insbesondere die kumulierten CO_2-Emissionen in der Atmosphäre begrenzt werden. Das IPCC veröffentlicht hierzu globale CO_2-Budgets, mit deren Ausstoß unterschiedliche Temperaturerhöhungen mit bestimmten Wahrscheinlichkeiten erreicht werden. Die Begrenzung der globalen Treibhausgasemissionen in der Atmosphäre und damit der weiteren Klimaerwärmung stellt eine zentrale Herausforderung der Menschheit dar, welche über die Staatengrenzen hinausgeht und dennoch die Übernahme nationaler Verantwortung erfordert. Unterschiedliche Verteilungsmethoden ermöglichen die Definition nationaler Anteile an einem globalen CO_2-Budget.

Deutschland ist für $4{,}6\,\%$ der historischen Klimaerwärmung verantwortlich [2]. Im Jahr 2022 betrug der deutsche Anteil am globalen CO_2-Äquivalent aller menschengemachten Treibhausgase $1{,}5\,\%$ [3]. Die deutschen Treibhausgasemissionen pro Person lagen hierbei mit $9{,}5\,\mathrm{t}$ CO_2-Äquivalenten deutlich über dem globalen Durchschnitt von $6{,}8\,\mathrm{t}$ CO_2-Äquivalenten [3]. Dabei war CO_2 mit einem Anteil von $89{,}4\,\%$ an den CO_2-Äquivalenten aller Treibhausgase das am stärksten emittierte Treibhausgas [4]. Der Anteil Deutschlands an den globalen CO_2-Emissionen betrug $1{,}75\,\%$ [3].

Mit dem Klimaschutzgesetz von 2021 [5] hat Deutschland seine nationalen Klimaschutzziele verschärft. Das Gesetz definiert jährliche Obergrenzen der Treibhausgasemissionen bis zum Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045. Die Annahme der Entwicklung weiterer Nicht-CO_2-Treibhausgase erlaubt die Ableitung des korrespondierenden CO_2-Budget für Deutschland, wodurch der deutsche Beitrag zur weiteren Klimaerwärmung bei Einhaltung der Ziele quantifiziert werden kann. Die Verantwortung Deutschlands zur Begrenzung der weiteren Klimaerwärmung ist jedoch sowohl von den globalen Zielen als auch von der Verteilungsmethodik des CO_2-Budgets auf die Nationen abhängig und resultiert in unter-

schiedlichen CO_2-Budgets.

Die Erreichung der Klimaschutzziele sowie die Einhaltung von Emissionsobergrenzen erfordert eine Defossilisierung des deutschen Energiesystems. Hierbei stellen PV- und Windenergieanlagen einen wesentlichen Bestandteil zur Emissionsreduktion der Strombereitstellung dar, welche durch kontinuierlich weiterentwickelnde gesetzliche Vorgaben gefördert werden. Der mögliche Beitrag der Technologien ist insbesondere durch das Kapazitätspotenzial in Abhängigkeit der Ausbauflächen sowie des Erzeugungspotenzials aufgrund der Wetterabhängigkeit begrenzt. Neben den bereits verwendeten Technologien der Dachflächen- und Freiflächen-PV-Anlagen sowie der Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen werden in der neusten Gesetzgebung auch innovative PV-Technologien wie Parkplatz-, Agri- und schwimmende PV-Anlagen gefördert. Die Ausbauplanung der PV- und Windenergieanlagen stellt einen essenziellen Bestandteil der Transformation des deutschen Energiesystems dar und ist hierbei signifikant von den gesetzlichen Vorgaben zu den Ausbauflächen abhängig.

Die Potenzialanalysen von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland sowie die Analyse der Transformation des deutschen Energiesystems sind komplexe Fragestellungen, die softwarebasierte Ansätze erfordern. Um den Einfluss gesetzlicher Vorgaben auf den möglichen Beitrag der PV- und Windenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem zu quantifizieren, bedarf es georeferenzierter Landverfügbarkeitsanalysen. Für die Analyse kostenoptimaler Transformationspfade zur Emissionsreduktion sind Modelle mit hohem technologischem und sektoralem Detailgrad erforderlich, um die Kosteneffizienz von Entscheidungen der Emissionsreduktion umfassend abzubilden.

1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit

Die vorliegende Arbeit beleuchtet daher die folgenden fünf Forschungsfragen zum deutschen Energiesystem:

1. Was sind die Potenziale der innovativen PV- sowie Windenergieanlagen in Deutschland?
2. Wie beeinflussen Gesetzesänderungen zum Ausbau der PV- und Windenergieanlagen den Transformationspfad des deutschen Energiesystems und wie robust ist der Transformationspfad hinsichtlich der Wetterabhängigkeit der Technologien?
3. Welchen Einfluss haben kurzsichtige im Vergleich zu weitsichtigen Entscheidungen auf die Entwicklung des deutschen Transformationspfades?
4. Sind die Ziele des deutschen Klimaschutzgesetzes hinsichtlich der jährlichen Emissionsobergrenzen kostenoptimal definiert?
5. Welche Maßnahmen sind zur Erreichung strengerer Klimaschutzziele im Vergleich zum Klimaschutzgesetz erforderlich und zu welchen Mehrkosten führen diese?

Ein Überblick der Themen und Struktur findet sich in Abbildung 1.1.

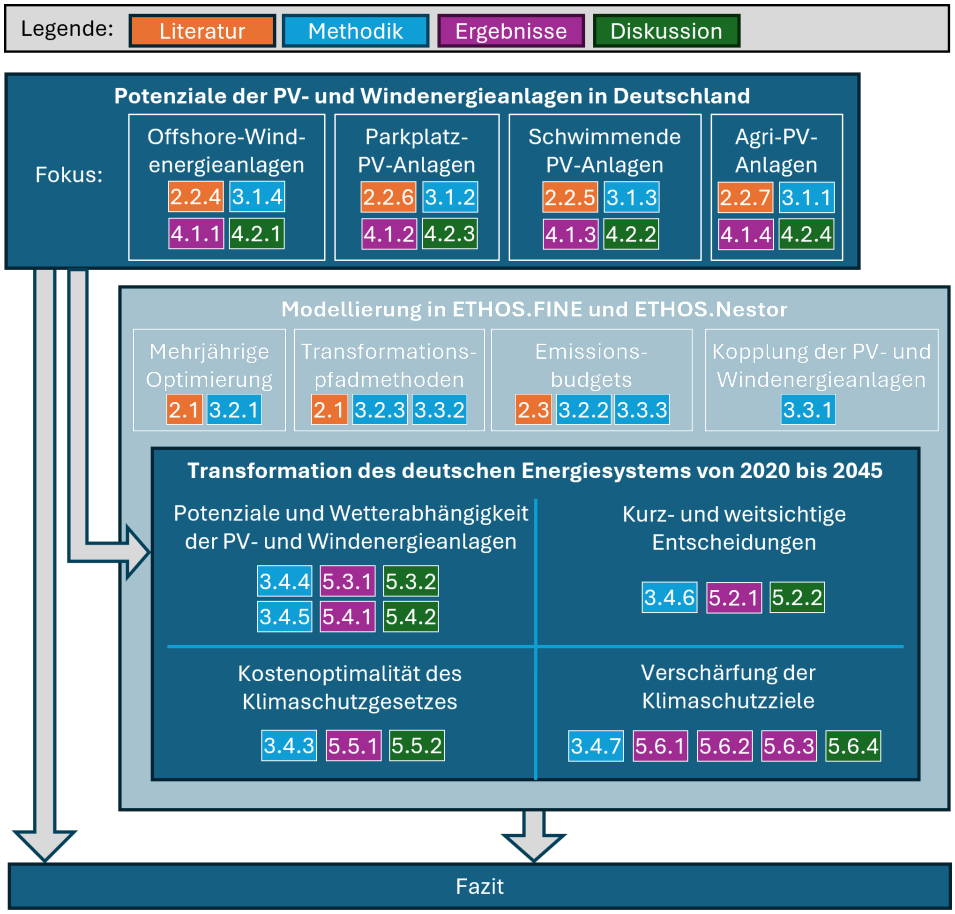


Abbildung 1.1: Struktur der vorliegenden Arbeit

In **Kapitel 2** erfolgt zunächst die Vorstellung des **aktuellen Forschungsstands** der Themenfelder der vorliegenden Arbeit. Abschnitt 2.1 präsentiert die methodischen Grundlagen mehrjähriger Transformationspfade sowie der Einfluss von Transformationspfadmethoden. In Abschnitt 2.2 erfolgt eine Übersicht über die Methodik sowie Ergebnisse bisheriger Potenzialanalysen zu PV- und Windenergieanlagen mit Fokus auf Offshore-Windenergieanlagen sowie auf innovative PV-Technologien der Parkplatz-, schwimmenden und Agri-PV-Anlagen. Abschnitt 2.3 umfasst mehrere Aspekte im Themenfeld der Emissionen. Zum einen wird die Methodik der Emissionsbegrenzung in Energiesystemmodellen vorgestellt, zum anderen werden CO_2-Budgets von Deutschland in Abhängigkeit von den globalen Klimaschutzzielen beschrieben. In Abschnitt 2.4 werden bisherige Systemstudien zum Transformationspfad des deutschen Energiesystems mit Berücksichtigung der Ziele des Klimaschutzgesetzes von 2021 vorgestellt. Abschließend wird die Forschungslücke in bestehenden Arbeiten aufgezeigt und die Forschungsfragen der vorliegenden Arbeit hergeleitet.

In **Kapitel 3** wird die **Methodik der vorliegenden Arbeit** zur Beantwortung der genannten Forschungsfragen vorgestellt. Hierzu wird in Abschnitt 3.1 zunächst die Methodik sowie die Szenarien der Potenzialanalysen der PV- und Windenergieanlagen beschrieben. Der

Fokus liegt dabei auf den Technologien der Offshore-Windenergieanlagen und auf den innovativen PV-Technologien der Parkplatz-, schwimmenden und Agri-PV-Anlagen. Im Rahmen der Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen erfolgt zudem eine Untersuchung des Einflusses von Landnutzungskategorien sowie des Einflusses unterschiedlicher Landnutzungsdatensätze in der Landverfügbarkeitsanalyse. In den beiden nachfolgenden Abschnitten 3.2 und 3.3 werden die erforderlichen Erweiterungen des Optimierungsframeworks *ETHOS.FINE* sowie des Energiesystemmodells *ETHOS.Nestor* zur Beantwortung der Forschungsfragen vorgestellt. Diese umfassen unter anderem mehrjährige Optimierungen, verschiedene Transformationspfadmethoden, die optionale Verwendung von Emissionsbudgets sowie eine automatisierte Kopplung der hochaufgelösten Potenziale der PV- und Windenergieanlagen. In Abschnitt 3.4 werden schließlich die Szenarien zur Beantwortung der Forschungsfragen 2 bis 5 vorgestellt.

In **Kapitel 4** werden die **Ergebnisse der Potenzialanalyse** der PV- und Windenergieanlagen präsentiert und diskutiert, um die erste Forschungsfrage zu beantworten. Die **Ergebnisse der Transformationspfadanalysen** des deutschen Energiesystems von 2020 bis 2045 werden in **Kapitel 5** vorgestellt und diskutiert. Hierbei werden die vorgestellten Forschungsfragen 2 bis 5 beantwortet.

Die **Beantwortung der Forschungsfragen** der Arbeit findet sich in **Kapitel 6**. In **Kapitel 7** wird abschließend die vorliegende Arbeit zusammengefasst.

Kapitel 2

Stand der Transformationspfade für Deutschland

Das folgende Kapitel präsentiert den Stand der Wissenschaft zu den Forschungsfragen der vorliegenden Arbeit.

2.1 Transformationspfade in der Energiesystemmodellierung

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [6] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

2.1.1 Optimierungsbasierte Energiesystemmodelle

Die Transformation des Energiesystems ist ein notwendiger Schritt in Richtung Klimaverträglichkeit und Nachhaltigkeit. Dieses Vorhaben erfordert in Zukunft massive Investitionen in neue Energietechnologien und Infrastrukturen und unterliegt Veränderungen der Nachfrage, beispielsweise der Elektrifizierung des Verkehrssektors oder dem zusätzlichen Bedarf für Kühlsysteme [7–9].

Optimierungsbasierte Bottom-up-Energiesystemmodelle können eine kosteneffiziente Entscheidungsfindung bei Investitionen unterstützen und gleichzeitig die Betriebsplanung berücksichtigen, um variable Nachfragen jederzeit zu erfüllen [10, 11]. Hierbei werden alle systemrelevanten Technologien zur Einspeisung, Nachfrage, Speicherung, Transmission oder Umwandlung von Energieformen sowie weitere Randbedingungen in einem Energiesystemmodell durch mathematische Gleichungen abgebildet und anschließend auf eine Zielfunktion, beispielsweise der Kosten, optimiert. Die Randbedingungen können weitere systemrelevante Aspekte wie die Deckung zwischen Angebot und Verbrauch von Energieformen über alle Technologien gewährleisten oder die maximalen Emissionen des Systems beschränken. Für ausführlichere Beschreibung zu mathematischen Optimierungsmodellen zur Energiesystemanalyse sei auf Hoffmann et al. [12] verwiesen.

Für große Energiesysteme reicht die Analyse eines einzigen optimalen Systemdesigns jedoch nicht aus, um die Energiesystemtransformation angemessen zu erfassen, da sich nicht das gesamte Design in einem Zeitschritt radikal ändern kann [13]. So kann beispielsweise der Ausbau bestimmter Technologien zeitlich beschränkt sein oder die Technologieparameter und Verfügbarkeit können sich über den betrachteten Zeitraum verändern. Zum Beispiel sind negative Emissionstechnologien voraussichtlich erst in der Zukunft verfügbar.

Transformationspfaden erlauben die modellbasierte Untersuchung der Umwandlung eines Systems von einem Zustand in einen anderen über mehrere aufeinander folgenden Zeitabschnitte, sogenannten Investitionsperioden oder Modelljahren. Pro Investitionsperiode können die Kapazitäten der Systemkomponenten angepasst werden, um die jeweiligen Nachfragen zu decken, und dadurch wird das Systemdesign sukzessive verändert. Ein häufiger Anwendungsfall von Transformationspfaden ist die Analyse von Emissionsreduktionsstrategien, wie beispielsweise für nationale Strategien für das Energiesystem [14, 15]. Diese Art der Modellierung unterstützt daher die Identifizierung einer realisierbaren und kosteneffektiven Transformation des Energiesystems mit mehreren aufeinanderfolgenden Auslegungen des Systemdesigns. Im Laufe des Transformationspfads muss das Systemdesign den Betriebsänderungen und weiteren Einschränkungen wie Emissionsreduktionszielen gerecht werden. Abbildung 2.1 zeigt exemplarisch einen Transformationspfad mit mehreren Investitionsperioden und dem Betrieb für eine Investitionsperiode. Im oberen Teil der Abbildung wird die Veränderung des Systemdesigns der Kapazitäten dargestellt. Der untere Teil der Abbildung zeigt den unterjährig variierenden Betrieb der Anlagen des Systems beispielhaft für die erste Investitionsperiode.

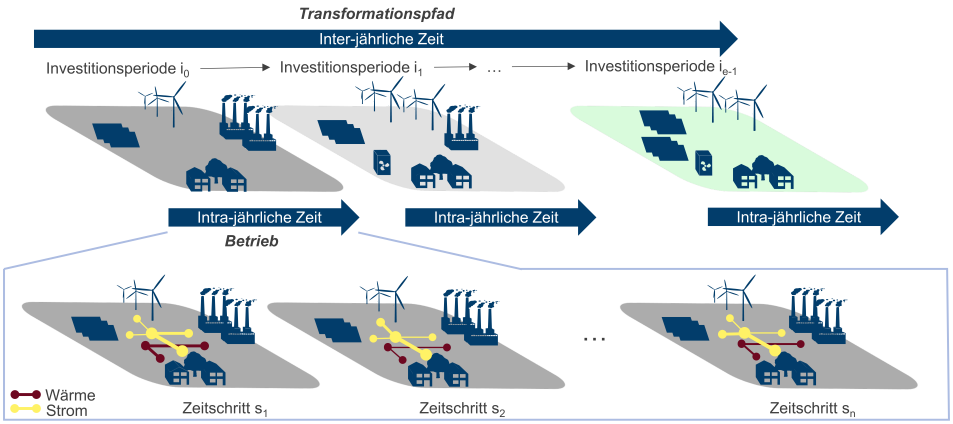


Abbildung 2.1: Schematischer Aufbau mehrjähriger Transformationspfade mit Investitions- und Betriebsentscheidungen, angelehnt an Maier et al. [6].

2.1.2 Methoden der Transformationspfade in Energiesystemmodellen

Der Transformationspfad zur Umwandlung des Energiesystems über mehrere Zeitschritte kann durch verschiedene Methoden modelliert werden. Abbildung 2.2 zeigt eine Übersicht der verschiedenen Ansätze. Die Methoden variieren stark hinsichtlich der Voraussicht über den Transformationspfad und der Anzahl der Optimierungsläufe [16, 17]. Im Folgenden bezeichnet der Begriff „Voraussicht“ den Zeitraum, für welchen Informationen über die

zukünftigen Investitionsperioden innerhalb eines Optimierungslaufs verfügbar sind. Eine vollständige Voraussicht bedeutet, dass vollständige Informationen über alle Investitionsperioden des Transformationspfads in der Optimierung berücksichtigt werden, während eine begrenzte Voraussicht nur Informationen für eine zeitliche Teilmenge der Investitionsperioden besitzt [18]. Sowohl die volle als auch die begrenzte Voraussicht entspricht nicht der Realität. Akteure haben zwar keine zuverlässigen Informationen über die Zukunft entsprechend der vollen Voraussicht, lassen jedoch trotzdem Erwartungen an die Zukunft in Entscheidungen einfließen [16, 18].

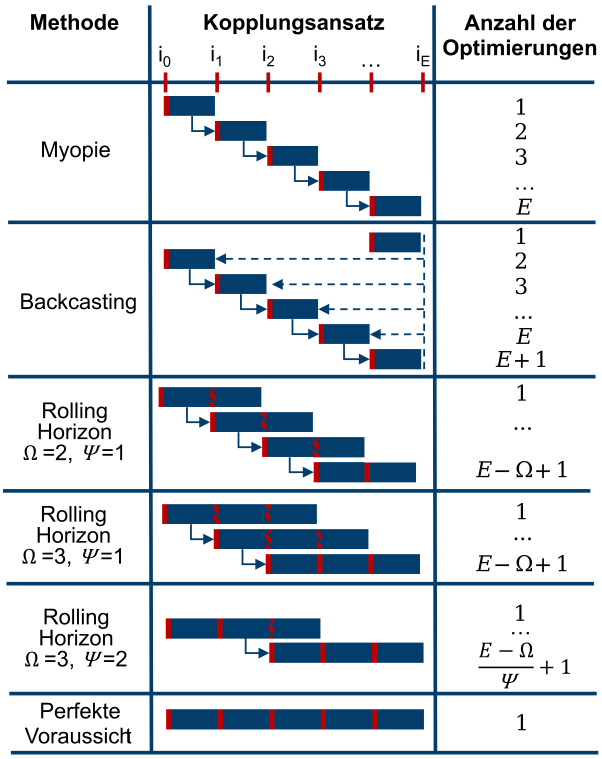


Abbildung 2.2: Methoden der Transformationspfadanalyse mit variierender Voraussicht, angelehnt an Maier et al. [6]. Der Parameter E beschreibt die Anzahl der Investitionsperioden innerhalb des Transformationspfads, Ω die Anzahl der Investitionsperioden in einem einzelnen Optimierungslauf und Ψ die Anzahl der Investitionsperioden zwischen den Läufen. Die Parameter müssen die Bedingung $\Psi < \Omega$ und $\mathrm{mod}(\frac{E-\Omega}{\Psi}) \stackrel{!}{=} 0$ erfüllen.

Die Methode **Perfekte Voraussicht** hat die volle Voraussicht mit allen Informationen über alle Investitionsperioden des Transformationspfads [16, 18–20]. Die aufeinanderfolgenden Systemdesigns entlang der Investitionsperioden werden daher durch einen einzigen, jedoch im Vergleich zu weiteren Methoden vergleichsweise komplexen Optimierungslauf bestimmt.

Die weiteren Methoden sind definiert durch eine begrenzte Voraussicht, die kürzer ist als der Zeithorizont des Transformationspfads [7, 17, 18] und hierdurch konsekutive Optimierungsläufe zur Auslegung des Systemdesigns aller Investitionsperioden. Das gegensätzliche Extrem zur Methode der perfekten Voraussicht ist die Methode der **Myopie** ohne jegliche Informationen über zukünftige Investitionsperioden. Das Systemdesign jeder

Investitionsperiode wird hierbei durch eine separate Optimierung bestimmt.

Der Ansatz des **Backcasting**s ist eine Variante der myopischen Voraussicht. Zuerst wird das Systemdesign der letzten Investitionsperiode losgelöst von den vorherigen Investitionsperioden optimiert und als Ziel-Systemdesign definiert. Im Anschluss wird der gesamte Transformationspfad mit begrenzter Voraussicht ähnlich der Myopie-Methode gerechnet. Für die Backcasting-Methode wird jedoch das System in Richtung des zuvor definierten Ziel-Systemdesigns über Nebenbedingung der Kapazitätsentwicklung gelenkt [21]. Diese Methode erfordert daher eine zusätzliche Optimierung zur Anzahl der Investitionsperioden.

Ein Zwischenansatz zwischen der Myopie ohne Voraussicht und der vollständigen Voraussicht ist der Ansatz des **Rolling-Horizons** [19]. Wie in Abbildung 2.2 gezeigt, ist die Voraussicht des Rolling-Horizon-Ansatzes mehrere Investitionsperioden lang, aber kürzer als der Zeithorizont des Transformationspfads und hat daher eine begrenzte Voraussicht über den Transformationspfad. Der Transformationspfad wird durch mehrere aufeinanderfolgende Optimierungen modelliert, wobei jede Optimierung für eine Teilmenge der Investitionsperioden eine vollständige Voraussicht hat [19].

Die vorgestellten Methoden variieren unter anderem in der Voraussicht, der Rechenkomplexität eines Optimierungslaufs des Transformationspfades und der Anzahl an Rechnungen. Hierdurch beeinflusst die Methodik des Transformationspfads die Ergebnisse der Transformationspfadanalyse in Energiesystemmodellen.

2.1.3 Abbildung und Restriktion von Emissionen in Energiesystemmodellen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [6] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Energiesystemmodelle werden häufig für die Analyse der Transformation des Energiesystems zur Emissionsreduktion verwendet, beispielsweise in nationalen Studien [15]. Dies erfordert die Abbildung der Emissionen im Energiesystemmodell, wobei die mathematische Modellierung dieser Emissionen einen entscheidenden Einfluss auf den Transformationspfad hat [22]. Die folgenden Optionen ermöglichen die Berücksichtigung von Emissionen in Energiesystemmodellen und können einzeln oder kombiniert verwendet werden [22–24]:

- Emissionsbepreisung: Emissionen erhöhen aufgrund von exogen im Energiesystemmodell gesetzten Treibhausgas- oder CO_2-Kosten die Systemkosten. Für Zielfunktionen zur Kostenminimierung führt dies zu einer indirekten Emissionsreduktion, wenn Emissionskosten höher als Einsparungen durch Effizienzmaßnahmen sind.
- Multikriterielle Optimierung: Die Zielfunktion minimiert neben den Kosten auch die Emissionen und die Gewichtung beider wird exogen im Modell gesetzt.
- Nebenbedingung zur Emissionsbegrenzung: Die Höhe der Emissionen wird über eine zusätzliche Nebenbedingung mathematisch begrenzt.

Die Nebenbedingung der Emissionsbegrenzung kann für verschiedene Dimensionen formuliert werden. Zum einen kann sich die Emissionsbegrenzung auf das gesamte Energiesystem, auf ausgewählte Regionen oder einzelne Sektoren beziehen. Zum anderen ist die Be-

grenzung an einen Zeithorizont gebunden. Die gängigsten Varianten sind hierbei Emissionsbegrenzungen für Modelljahre oder Emissionsbudgets über den gesamten Transformationspfad [22]. Die Wahl des Zeithorizonts ist hierbei auch von der Transformationspfadmethodik abhängig, da die Emissionen nur für eine Teilmenge des Optimierungshorizontes begrenzt werden können. Beispielsweise ist für einen myopischen Transformationspfad aus sequenziellen Einzeljahresoptimierungen nur eine Begrenzung von jährlichen Emissionen möglich. Für einen Transformationspfad mit sequenzieller Optimierung von gleichzeitig mehreren Modelljahren (Rolling-Horizon) oder einem Transformationspfad mit perfekter Voraussicht sind beide Varianten der Emissionsbegrenzung möglich.

2.1.4 Vergleich von Transformationspfadmethoden in der Literatur

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [6] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Mehrere Studien vergleichen den Einfluss von Voraussicht auf dem Transformationspfad von Energiesystemmodellen durch unterschiedliche Transformationspfad-Methoden. Eine Übersicht findet sich in Tabelle 2.1. Hierbei werden keine Studien und Szenarien mit disruptiven Ereignissen aufgeführt, da diese die Anpassungsmöglichkeiten unterschiedlicher Transformationspfade auf plötzliche Änderungen untersuchen und nicht den Einfluss verschiedener Transformationspfade. Der Untersuchungsumfang der Studien variiert regional von einem einzelnen Stadtteil bis zum globalen Modell, sektoral vom Stromsystem bis zum Gesamtsystem und zeitlich in den Jahren des Transformationspfades. Lambert et al. [25] bieten eine ausführliche Übersicht und einen Vergleich der weiteren aufgeführten Studien in Bezug auf Systemkosten, Investitions- oder Betriebsentscheidungen.

Bisher wurden jedoch die Modellierung der Emissionen und die daraus resultierenden optimierten Emissionsreduktionspfade nicht verglichen. Diese unterscheidet sich jedoch erheblich zwischen den Studien, was die Vergleichbarkeit einschränkt, da die mathematische Modellierung der Emissionen den Transformationspfad entscheidend beeinflusst [22].

Sieben Studien analysieren Szenarien mit Emissionspreisen, die die absoluten Emissionen des Pfades nicht begrenzen. Fünf Studien analysieren Szenarien mit jährlichen Emissionsbegrenzungen, entweder pro Sektor oder für das gesamte Energiesystem. Nur wenige dieser Studien geben Auskunft über die resultierenden Emissionen im Energiesystem. Fuso Nerini et al. [18] verwenden jährliche Emissionsbegrenzungen, die für alle analysierten Szenarien unterschiedlicher Voraussicht gelten und daher einen einschränkenden Einfluss auf den Transformationspfad haben. Gleiches kann in Gerbaulet et al. [30] beobachtet werden, mit nur geringen Variationen der Emissionen der Modelljahre zwischen den Szenarien verschiedener Voraussichten. Dies zeigt, dass externe jährliche Emissionsbeschränkungen große Teile des modellierten Transformationspfads aufgrund eines deutlich eingeschränkten Lösungsraums stark vordefinieren. Selbst für Transformationspfade mit geringer Voraussicht können jährliche Emissionsbeschränkung die Defossilisierung bis zu einem gewissen Grad erzwingen, da das Modell nur die entsprechende Emissionsmenge des modellierten Zeitraums nutzen kann. Dies begrenzt mögliche negativen Folgen durch begrenzte Voraussicht.

Im Gegensatz zu den zuvor genannten Studien verwenden Löffler et al. [31] ein Emissionsbudget für alle Modelljahre des Transformationspfad und dadurch eine freie Verteilung der Emissionen auf die Modelljahre. Dies führt im kurzsichtigen Szenario zu erhöhten Emis-

Tabelle 2.1: Überblick über bestehende Studien zum Einfluss der Voraussicht auf Transformationspfade (DE: Deutschland, UK: Vereinigtes Königreich, EP: Emissionspreis in €/t, JB-sec: Jährliche sektorale Emissionsbegrenzung in Gt/a, JB: Jährliche Emissionsbegrenzung in Gt/a, PB: Emissionsbudget über alle Modelljahre des Transformationspfades in Gt)

Studie	Model	Region	Scope	Zeit-Horizont	Emissions-modellierung	Myopie	Rolling Horizon	Perfekte Voraussicht
Keppo und Strubegger [26]	MESSAGE	Global	Energie	2000-2100	n/a	(✓)	✓	✓
Poncelet et al. [27]	LUSYM	Belgien	Strom	2020-2075	EP		✓	✓
Babrowski et al.[28]	PRESEUS-NET	DE	Strom	2010-2035	EP	✓	✓	
Thomsen et al. [16]	DISTRICT	District	Energie	2020-2035	EP	✓		✓
Lambert et al. [25]	OpTUMus	DE	Energie	2020-2060	EP/JB-sec	✓	✓	✓
Heuberger et al. [17]	ESO	UK	Strom	2015-2050	EP/JB	✓		✓
Fuso Nerini et al. [18]	UK TIMES	UK	Energie	2010-2050	EP/JB		✓	✓
Walter et al.[29]	G&TEP	Europa	Energie	2030-2050	JB	✓		✓
Gerbaulet et al. [30]	dynELMOD	Europa	Strom	2015-2050	JB (/PB)	✓		✓
Löffler et al. [31]	GENeSYS-MOD	Europa	Energie	2015-2050	PB	(✓)		✓

sionen in den ersten Modelljahren, die in den Folgenden kompensiert werden müssen, um das Emissionsbudget über den Transformationspfad einzuhalten. Dies führt zu erheblichen ungenutzten Kapazitäten bei Kohle- und Gaskraftwerken in den späteren Modelljahren, da ein erheblicher Teil des Emissionsbudgets in den frühen Modelljahren ausgeschöpft wurde. Die Studie vergleicht jedoch nur ein vollständig myopisches Szenario mit einem Szenario mit perfekter Voraussicht, so dass es nicht möglich ist, die Auswirkungen einer konsekutiven Erhöhung der Voraussicht mit dem Ansatz des Rolling Horizons zu quantifizieren.

Die Literatur über den Einfluss der Voraussicht auf Energiesystemmodelle weist die folgenden Lücken auf: Erstens vergleichen nur zwei Studien mehr als zwei Transformationspfad-Methoden und sind daher in der Lage, die Auswirkungen einer zunehmenden Voraussicht zu quantifizieren. Zweitens verwenden nur Löffler et al. [31] ein Emissionsbudget für den Transformationspfad anstelle von jährlichen Emissionsbeschränkungen. Es werden jedoch hierbei nur zwei Szenarien unterschiedlicher Voraussicht verwendet. Daher existiert keine Studie, die die Auswirkungen eines kontinuierlichen Anstiegs der Voraussicht auf den Emissionsreduktionspfad unter Beibehaltung eines Emissionsbudgets analysiert.

2.2 Modellierung von PV- und Windenergieanlagen

Teile des folgenden Kapitels sind in Risch und Maier et al. [32] und Maier et al. [33] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden. In der Publikation von Risch und Maier et al. [32] mit geteilter Erstautorenschaft lag der methodische Schwerpunkt bei den Technologien Dachflächen-PV, Freiflächen-PV und Onshore-Windenergie auf der Bearbeitung durch Risch, während die Bearbeitung der Offshore-Technologien durch Maier erfolgte. Entsprechend werden die von Risch behandelten Technologien im Folgenden nur in Form eines kompakten Literaturüberblicks dargestellt.

Die erneuerbaren Energien sind wichtige Schlüsseltechnologien zur Transformation des deutschen Energiesystems. Für eine modellgestützte Ausbauplanung der erneuerbaren Energien im deutschen Energiesystem ist neben der Entwicklung einer geeigneten Transformationspfad-Methodik zusätzlich eine entsprechende Abbildung und Implementierung der erneuerbaren Energien selbst im Energiesystemmodell notwendig. Aktuelle Systemstudien [14, 34–37] beschränken sich hierbei auf Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen sowie Dachflächen- und Freiflächen-PV-Anlagen. Die innovativen Photovoltaik-Anwendungen der schwimmenden PV, Parkplatz-PV und Agri-PV sind zwar in der Gesetzgebung [38], jedoch nicht in den Modellen der Systemstudien berücksichtigt.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird hauptsächlich durch die verfügbare Fläche zum Bau der Technologien begrenzt. Die Flächenrestriktion ergibt sich durch Landnutzungskonkurrenzen. Bei Freiflächen-PV-Anlagen ergibt sich beispielsweise eine Konkurrenz mit landwirtschaftlichen Flächen. Für Windenergieanlagen werden die verfügbaren Flächen insbesondere durch gesetzliche Rahmenbedingungen wie die Abstandsregeln zu Wohngebäuden begrenzt.

Mithilfe von Potenzialanalysen für erneuerbare Energien werden die Flächen und davon abhängigen maximal ausbaubaren Kapazitäten bestimmt. Häufig werden die Kapazitätspotenziale zweistufig bestimmt: Zunächst werden Potenzialflächen identifiziert und anschließend die darauf möglichen Kapazitäten abgeschätzt []. Zur Bestimmung der Potenzialflächen listet Risch [39] mehrere Methoden:

- **Flächenscharfe Analysen** lokalisieren die Potenzialflächen der erneuerbaren Energien mithilfe von Geoanalysen. Beispiele sind Landverfügbarkeitsanalysen zur Bestimmung der Flächenpotenziale oder die Verarbeitung von 3D-Gebäudedaten zur Bestimmung der Flächen für Dachflächen-PV-Potenziale.
- **Statistische Analysen** schätzen das Potenzial mithilfe von Hilfsgrößen für definierte Regionen ab. Beispiele hierfür sind die Bevölkerungsdichte zur Abschätzung der Dachflächen-PV-Potenziale oder statistische Daten zur Anbaufläche zur Bestimmung des Agri-PV-Potenzials.
- **Hybride Analysen** bestimmen zunächst flächenscharfe Potenziale, reduzieren diese aber anschließend um einen festgelegten Faktor. Die Potenzialflächen sind hierdurch nicht mehr exakt lokalisierbar und zeigen eine starke Abhängigkeit des verwendeten Faktors.

Landverfügbarkeitsanalysen

Landverfügbarkeitsanalysen sind eine Form der flächenscharfen Potenzialanalyse und bestimmen verfügbare Flächen für erneuerbare Energieträger einer Region durch georeferenzierte Analysen [40]. Hierbei wird zunächst die gesamte Fläche als verfügbar für den Bau erneuerbarer Energieträger eingestuft. Alternativ können Initialflächen gewählt werden, die für den Bau geeignet sind. Anschließend werden verschiedene Landnutzungskategorien, zum Beispiel Wohngebiete und Wälder, für den Bau ausgeschlossen. Hierbei kann auch ein Puffer um die Flächen einer Landnutzungskategorie ausgeschlossen werden, beispielsweise ein Mindestabstand von Windenergieanlagen zu Wohngebäuden. Die verbliebene Fläche nach Ausschluss aller zu berücksichtigten Landnutzungskategorien stellt die resultierende Potenzialfläche dar. Das Open-Source-Tool GLAES [41] bietet eine Vereinfachung der benötigten geographischen Operationen und kann für Potenzialanalysen erneuerbarer Energien verwendet werden.

Die Flächen der initialen oder auszuschließenden Landnutzungskategorien werden durch zugehörige Geodatensätze identifiziert. Beispiele hierfür sind frei zugängliche Datensätze wie OpenStreetMap [42], CorineLandCover [43], der Datensatz Basis-DLM [44] des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie oder weitere spezialisierte Geodatensätze für einzelne Landnutzungskategorien [45–65]. Diese unterscheiden sich unter anderem im Datentyp (Raster-/Vektordatensatz), den ausgewiesenen Landnutzungskategorien und der Genauigkeit. Aufgrund dieser Unterschiede ergeben sich Abweichungen in den Potenzialanalysen, wenn zwar gleiche Flächenkategorien ausgeschlossen, jedoch verschiedene Datensätze zur Identifizierung der Kategorien verwendet werden.

Risch und Maier et al. [32] definieren zwei Kennwerte zum Vergleich von Landnutzungsdatensätzen und zur Quantifizierung des Einflusses auf Potenzialanalysen. Der Kennwert Normalized Total Area (Gleichung 2.1) beschreibt die identifizierte Fläche eines Datensatzes im Vergleich zur maximal identifizierten Fläche aller verglichenen Datensätze für eine Landnutzungskategorie. Hierdurch wird quantifiziert, wie groß die identifizierte Fläche eines Datensatzes im Vergleich zu den anderen Datensätzen ist.

$$NTA(dataset_i) = \frac{A(dataset_i)}{\max\limits_j(A(dataset_j))} \tag{2.1}$$

Der Kennwert Intersection over Union (IoU) (Gleichung 2.2) vergleicht die Ähnlichkeit der Lage der identifizierten Flächen zweier Datensätze für eine Landnutzungskategorie. Hierbei wird die Schnittmenge (Intersection) ins Verhältnis zu der durch beide identifizierte Fläche gesetzt. Ein Wert von $0\,\%$ sagt, dass es keine Überschneidung in den identifizierten Flächen beider Datensätze gibt, während ein Wert von $100\,\%$ die Gleichheit der Datensätze anzeigt.

$$IoU(dataset_{(i,j)}) = \frac{A(dataset_i) \cap A(dataset_j)}{A(dataset_i) \cup A(dataset_j)} \tag{2.2}$$

Risch [39] analysiert einen hohen Einfluss der Landnutzungsdatensätze auf die Potenziale von Onshore-Windenergieanlagen. Die Verwendung von CLC beispielsweise resultiert in einem $2{,}94$ mal höheren Potenzial als die Verwendung von Basis-DLM. Der Einfluss der Landnutzungsdatensätze auf die Potenziale von Offshore-Windenergieanlagen und Freiflächen-PV-Anlagen werden bislang nicht untersucht.

Im Folgenden werden die Potenziale von Onshore-Windenergieanlagen, Freiflächen-PV-und Dachflächen-PV-Anlagen für Deutschland in Kürze vorgestellt. Für Details zu den Potenzialanalysen sei auf die Dissertation Risch [39] und Risch und Maier et al. [32] verwiesen. Anschließend werden die Technologien Offshore-Windenergieanlagen, schwimmender PV-, Parkplatz-PV- und Agri-PV-Anlagen detailliert vorgestellt.

2.2.1 Onshore-Windenergieanlagen

Onshore-Windenergieanlagen speisten 2022 mit einer installierten Leistung von $58{,}1\,\mathrm{GW}$ zum Jahresende $100{,}5\,\mathrm{TWh}$ in das deutsche Stromnetz ein und stellen damit einen bereits etablierten erneuerbaren Stromerzeuger dar [66]. Mit dem Osterpaket von 2022 strebt die deutsche Bundesregierung die Erhöhung der installierten Leistung auf $160\,\mathrm{GW}$ bis 2035 an [67], wofür weitere Flächen für Windenergieanlagen benötigt werden.

Abbildung 2.3 zeigt eine Übersicht bestehender Potenzialanalysen [32, 68–72] für Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland. Obwohl alle Studien die Potenzialflächen mittels Landverfügbarkeitsanalysen oder hybrider Analysen bestimmen, variieren die Kapazitätspotenziale zwischen $68\,\mathrm{GW}$ und $1188\,\mathrm{GW}$ und liegen damit für vier Szenarien unterhalb der Ziele des Osterpakets. Die Variation der Kapazitätspotenziale resultiert unter anderem durch unterschiedliche Ausschlusskategorien und Puffer, verwendete Datensätze zur Identifikation von Landnutzungskategorien und der Methodik zur Bestimmung der Kapazitäten auf Potenzialflächen. Weitere Details finden sich in der Dissertation von Risch [39].

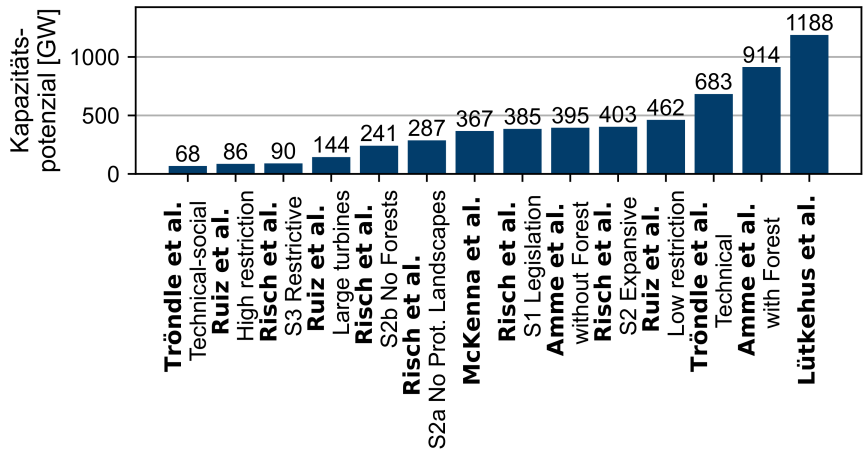


Abbildung 2.3: Kapazitätspotenziale verschiedener Studien für Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland, angelehnt an Risch und Maier et al. [32]

2.2.2 Dachflächen-PV-Anlagen

In Deutschland ist eine Dachflächen-PV-Kapazität von $45{,}16\,\mathrm{GW_p}$ (Stand: 23.06.2023) installiert [73]. Die PV-Strategie der Bundesregierung von 2023 strebt eine deutliche Steige-

rung der installierten Dachflächen-PV-Leistung bei einem jährlichen Ausbau von $11\,\mathrm{GW}$ ab 2026 an [38]. Das deutsche Kapazitätspotenzial ist hierbei durch die verfügbaren Dachflächen begrenzt. Abbildung 2.4 zeigt das deutsche Kapazitätspotenzial unterschiedlicher Potenzialstudien [32, 68, 69, 74–77], welche zwischen 43 und $746\,\mathrm{GW_p}$ ausweisen. Die Studien unterscheiden sich unter anderem in der Methodik der Potenzialflächenbestimmung, des verwendeten Datensatzes und in den Parametern für die Kapazitätsbestimmung auf den Potenzialflächen. Besonders für die Analyse der Potenzialflächen zeigen sich starke Unterschiede in der Methodik: Drei Studien [74–76] verwenden statistische Daten zur Bestimmung der Dachflächen. Zwei weitere Studien [68, 69] verwenden hybride Analysen, welche zunächst Flächen mithilfe von Landnutzungsdatensätzen identifizieren, beispielsweise für bebaute Gebiete, und diese anschließend um feste Faktoren reduzieren. Die weiteren Studien verwenden flächenscharfe Analysen, entweder mithilfe einer Landverfügbarkeitsanalyse für Gebäudegrundrisse [37] oder mithilfe von 3D-Gebäudedaten [32, 77]. Die Analysen mit 3D-Gebäudedaten stellen hierbei die detaillierteste Form der flächenscharfen Potenzialanalysen dar. Eggers et al. [77] verwendet hierfür sogenannte LoD1-Gebäudedaten, welche zwar das Gebäude als Kasten abbildet, jedoch ohne Informationen zur Dachform. Risch und Maier et al. [32] verwenden detailliertere LoD2-Gebäudedaten mit Informationen zur Dachausrichtung und -neigung, um die Potenziale für jedes Gebäude in Deutschland zu bestimmen. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik und der Potenzialanalysen für Dachflächen-PV-Anlagen finden sich in der Dissertation von Risch [39].

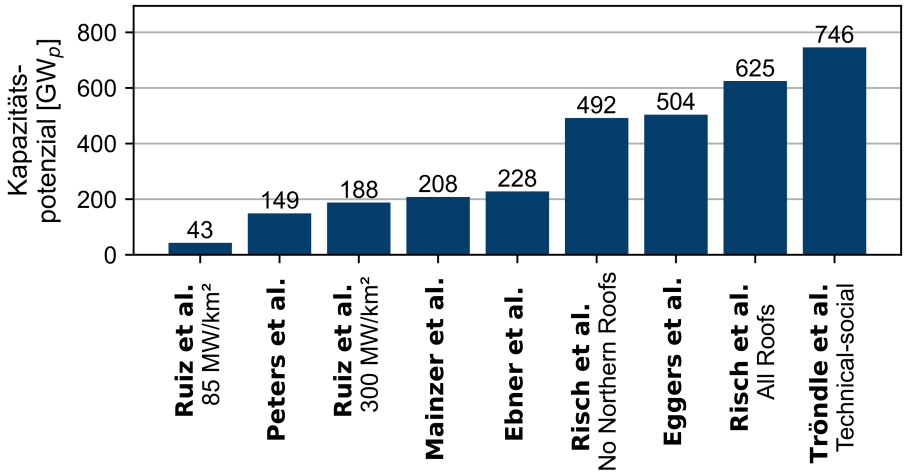


Abbildung 2.4: Kapazitätspotenziale verschiedener Studien für Dachflächen-PV-Anlagen in Deutschland, angelehnt an Risch und Maier et al. [32]

2.2.3 Freiflächen-PV-Anlagen

Die installierte Leistung von Freiflächen-PV-Anlagen in Deutschland beträgt $18{,}79\,\mathrm{GW_p}$ (Stand: 23.06.2023) [73]. Das Erneuerbare Energien Gesetz [78] fördert den Ausbau auf ausgewählten Flächen, wie Randstreifen von Autobahnen und Schienen oder benachteiligten Gebieten. Im Vergleich zu Windenergieanlagen sind die Möglichkeiten der Flächen Co-Nutzung geringer und im Vergleich zu Dachflächen-PV-Anlagen existieren mehr Land-

nutzungskonkurrenzen, beispielsweise zu landwirtschaftlichen Flächen.

Abbildung 2.5 zeigt die Kapazitätspotenziale für Freiflächen-PV-Anlagen in Deutschland. Diese liegen zwischen $90\,\mathrm{GW_p}$ und $1285\,\mathrm{GW_p}$ für die verschiedenen Potenzialstudien und -szenarien [32, 68, 69, 71]. Die hohe Spanne begründet sich unter anderem durch unterschiedliche Initialflächen, Ausschlusskategorien, verwendete Datensätzen und der Ableitung von Kapazitätspotenzialen auf den Potenzialflächen. Einige Studien verwenden auch hybride Ansätze, welche die Potenzialfläche über Flächennutzungsanteile reduzieren. Eine Gesamtübersicht hierzu findet sich in der Dissertation von Risch [39].

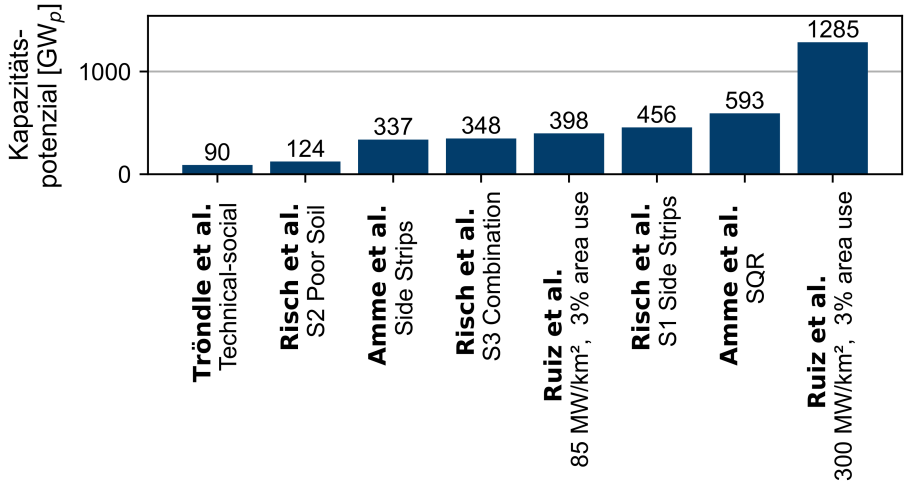


Abbildung 2.5: Kapazitätspotenziale verschiedener Studien für Freiflächen-PV-Anlagen in Deutschland, angelehnt an Risch und Maier et al. [32]

2.2.4 Offshore-Windenergieanlagen

Teile des folgenden Kapitels sind einer Vorveröffentlichung der Autorin aus Risch und Maier et al. [32] übernommen.

Im Jahr 2022 waren bereits $8{,}1\,\mathrm{GW}$ Offshore-Windenergieanlagen installiert und erzeugten $24{,}7\,\mathrm{TWh}$ [79]. Der überwiegende Teil der Anlagen befindet sich in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), ein kleinerer Anteil im deutschen Küstenmeer [79]. Das deutsche Küstenmeer erstreckt sich bis 12 Seemeilen von der Basislinie und gehört zum Staatsgebiet [80]. Daran schließt sich die Ausschließliche Wirtschaftszone bis maximal 200 Seemeilen an [80]. In diesem Gebiet besitzt Deutschland nach dem Seerechtsübereinkommen (UNCLOS) exklusive Rechte, unter anderem die Möglichkeit zum Ausbau von Offshore-Windenergieanlagen [80]. Im Osterpaket der Bundesregierung [67] wird ein Ziel von $70\,\mathrm{GW}$ für 2045 formuliert, das eine stärkere Nutzung von Flächen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone erfordert.

In der Literatur existieren bereits einige flächenscharfe Potenzialstudien basierend auf Landverfügbarkeitsanalysen, eine Übersicht findet sich in Tabelle 2.2. Der regionale Umfang der

Studien variiert hierbei zwischen global, europäisch und national. Im ersten Schritt zur Bestimmung von Kapazitätspotenzialen werden verfügbare Flächen für den Bau von Anlagen bestimmt. Die meisten Studien [68, 69, 76, 81–83] verwenden einen Greenfield-Ansatz, welcher zunächst die gesamte Meeresfläche als verfügbar einstuft, und anschließend nicht verfügbare Flächen ausschließt. Die Studie von Sensfuß et al. [84] verfolgt in ihrer globalen Analyse einen gemischten Ansatz aus Greenfield-Analyse und Initialflächen. Für Deutschland werden $80\,\%$ der Offshore-Windgebiete des Datensatzes 4C-Offshore [85] als Initialflächen verwendet. Die Ariadne Studie [37] verwendet die Windparkflächen des Entwurfs des Flächenentwicklungsplan 2020 [86] des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie und Flächen bestehender Anlagen [87] als Initialflächen.

Tabelle 2.2: Übersicht der Potenzialanalysen verschiedener Studien für Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland

Studie	Region	Methodik: Flächen	Methodik: Kapazitäten
Bosch et al. [81]	Global	Grüne Wiese	Feste Kapazitätsdichte: $3{,}14\,\mathrm{MW/km^2}$
Sensfuß et al. [84]	Global	Vordefiniert für Deutschland	Variable Kapazitätsdichte
Ruiz et al. [69]	Europa	Grüne Wiese	Feste Kapazitätsdichte: $5\,\mathrm{MW/km^2}$
Tröndle et al. [68]	Europa	Grüne Wiese + Reduktionsfaktor 80%	Feste Kapazitätsdichte: $15\,\mathrm{MW/km^2}$
Ebner et al. [76]	Europa	Grüne Wiese + Reduktionsfaktor 90%	Feste Kapazitätsdichte: $14\,\mathrm{MW/km^2}$ bzw. $5\,\mathrm{MW/km^2}$
Zappa und van den Broek [82]	Europa	Grüne Wiese	Variable Kapazitätsdichte: $4{,}2$ bis $6\,\mathrm{MW/km^2}$
Caglayan et al. [83]	Europa	Grüne Wiese	Platzierungs-algorithmus
Ariadne [37]	Deutschland	Grüne Wiese	Variable Kapazitätsdichte: 8 bis $10\,\mathrm{MW/km^2}$

Tabelle 2.3 zeigt die Ausschlussflächen der untersuchten Studien, sowie die verwendeten Puffer und Datensätze. Während die ausgeschlossenen Landnutzungskategorien oft vergleichbar sind, variiert der verwendete Datensatz zur Flächenidentifizierung der Kategorien und der Pufferabstand. Im Gegensatz zu Onshore-Windenergieanlagen wird der Einfluss der Landnutzungsdatensätze für Offshore-Windenergieanlagen bisher nicht analysiert. Häufig verwendete Ausschlusskategorien bei mehr als $50\,\%$ der Potenzialanalysen sind Schutzgebiete, Kabel und Meerestiefen. Seltener werden Schifffahrtswege, der Abstand zu Küsten, Pipelines und Weltmeeresschutzgebiete der UNESCO ausgeschlossen. Aufgrund der maximalen Meerestiefe von etwa $70\,\mathrm{m}$ [88] in Deutschland würde die Mehrheit der Studien jedoch keine Flächen für diese Kategorie ausschließen. Die Infrastrukturen der Kabel und Pipelines werden in den Studien durch unterschiedliche Datensätze und unterschiedliche Puffer ausgeschlossen. Für Studien, die eine Mindestentfernung zur Küste vorschreiben, schwanken diese zwischen $10\,\mathrm{km}$ [81] und $22{,}2\,\mathrm{km}$ [69]. Die Schifffahrtsrouten werden von lediglich zwei Studien [69, 83] durch den Datensatz Halpern et al. [89] ausgeschlossen. Ebner et al. [76] schließen zwar Schifffahrt in ihrer Potenzialanalyse aus, die Methodik und der Datensatz

sind jedoch nicht genannt. Halpern et al. [89] weisen flächenspezifische Schifffahrtsdichten in einer Rasterdatei aus. Um aus dem Datensatz ein Schifffahrtsweg zu identifizieren, muss ein Grenzwert definiert werden, ab welcher Schifffahrtsdichte eine Fläche als ein Schifffahrtsweg klassifiziert wird. Ruiz et al. [69] verwenden in den Szenarien Grenzwerte von 500, 1000 und 5000, Caglayan et al. [83] verwenden $17\,000$. Zusätzlich schließen Caglayan et al. [83] manuell extrahierte Schifffahrtswege mit einem Puffer von $4\,\mathrm{km}$ aus.

In Potenzialanalysen von Onshore-Windenergieanlagen [39] werden weitere Landnutzungskategorien ausgeschlossen, welche auch in Analysen für Offshore-Windenergieanlagen gelten können, jedoch nicht berücksichtigt werden. Ein Beispiel hierfür sind militärische Gebiete, welche in der Ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschland einen Anteil von $26\,\%$ einnehmen [90], oder seismologische Stationen.

Tabelle 2.3: Ausschlussflächen in Potenzialanalysen verschiedener Studien für Offshore-Windenergieanlagen

Ausschluss	Studien	Puffer	Datensatz
Küste	[69, 76, 83]	$22{,}2\,\mathrm{km}$ [69], $15\,\mathrm{km}$[83], $20\,\mathrm{km}$ [76]	Global Administration [83]
Meerestiefe	[68, 69, 76] [81–83]	$50\,\mathrm{m}$ [68, 69, 82], $100\,\mathrm{m}$ [69], $1000\,\mathrm{m}$ [76, 81, 83], unbegrenzt [82]	GEBCO [64] in [69, 81, 83]
Schifffahrt	[69, 76, 83]	$3704\,\mathrm{m}$ [69], $7408\,\mathrm{m}$ [69], $3000\,\mathrm{m}$ [83]	Halpern et al. [89] in [69, 83]
Kabel	[69, 83] [32, 81]	$3704\,\mathrm{m}$ [69], $7408\,\mathrm{m}$ [69], $500\,\mathrm{m}$ [32, 83], $1\,\mathrm{km}$ [81]	GregsCablePlan [91] von [69], EMODnet [92, 93] von [83], TeleGeography submarine cable map [94] von [81]
Pipeline	[69, 83]	$3704\,\mathrm{m}$ [69], $7408\,\mathrm{m}$ [69], $500\,\mathrm{m}$ [83]	World Energy Atlas (nicht öffentlicht) von [69], WorldMap [95] von [83]
Schutzgebiete	[81–83] [68, 84]	$3\,\mathrm{km}$ [83], Vogelschutz: $5\,\mathrm{km}$ [83]	WDPA [96] bei [68, 81–83]
Weltmeeresschutzgebiete	[81]	$0\,\mathrm{km}$ [81]	World Marine Heritage Sites [97] bei [81]

Nach Ausschluss nicht verfügbarer Flächen verbleibt die Potenzialfläche für den Bau von Offshore-Windenergieanlagen. Zwei Potenzialstudien verringern diese Fläche auf einen festen Faktor, ohne die methodische Begründung der gewählten Prozentwerte anzugeben.:

- Zappa und van den Broek [82] begrenzen die Potenzialfläche auf $20\,\%$, um Militärflächen, Fischei und Schifffahrt zu berücksichtigen.
- Tröndle et al. [68] begrenzen die Potenzialfläche auf $10\,\%$, um das technisch-soziale Potenzial vom technischen Potenzial abzuleiten.

Im nächsten Schritt der Potenzialanalyse werden die Kapazitäten auf den identifizierten Potenzialflächen abgeleitet. Die Hälfte der Studien verwenden feste Kapazitätsdichten von

$3{,}14\,\mathrm{MW/km^2}$ [81] bis $15\,\mathrm{MW/km^2}$ [68] (siehe Tabelle 2.2). Tröndle et al. [68] begründen die Kapazitätsdichte von $15\,\mathrm{MW/km^2}$ durch die Installation von $10\,\mathrm{MW}$ pro Anlage. Ebner et al. [76] setzen eine Kapazitätsdichte von $14\,\mathrm{MW/km^2}$ an, welche anschließend auf $5\,\mathrm{MW/km^2}$ reduziert wird, um die Abweichung von den Ergebnissen des deutschen Bundesfachplans 2017 [98] auszugleichen.

Drei weitere Studien verwenden eine variable Kapazitätsdichte [37, 82, 84]. Zappa und van den Broek [82] variieren die Kapazitätsdichte zwischen $4{,}2$ und $6\,\mathrm{MW/km^2}$, während die Ariadne Studie [37] Werte zwischen 8 und $10\,\mathrm{MW/km^2}$ verwenden, angelehnt an den Entwurf des Raumordnungsplans [86]. Sensfuß et al. [84] bestimmen pro untersuchtem Gebiet die optimale Konfiguration der Anlage und berechnen daraus eine variable Kapazitätsdichte. Die Anlagen werden hierbei in einem Abstand des neunfachen Rotordurchmessers in Hauptwindrichtung und fünffachen Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung $(9\,\mathrm{D x 5\,D})$ platziert. Nur Caglayan et al. [83] verwenden einen Platzierungsalgorithmus für Windenergieanlagen mit einem Turbinenabstand von $10\,\mathrm{D x 4\,D}$.

Abbildung 2.6 zeigt die ausgewiesenen Kapazitätspotenziale der untersuchten Studien. Die Ergebnisse variieren zwischen $1\,\mathrm{GW}$ und $106\,\mathrm{GW}$.

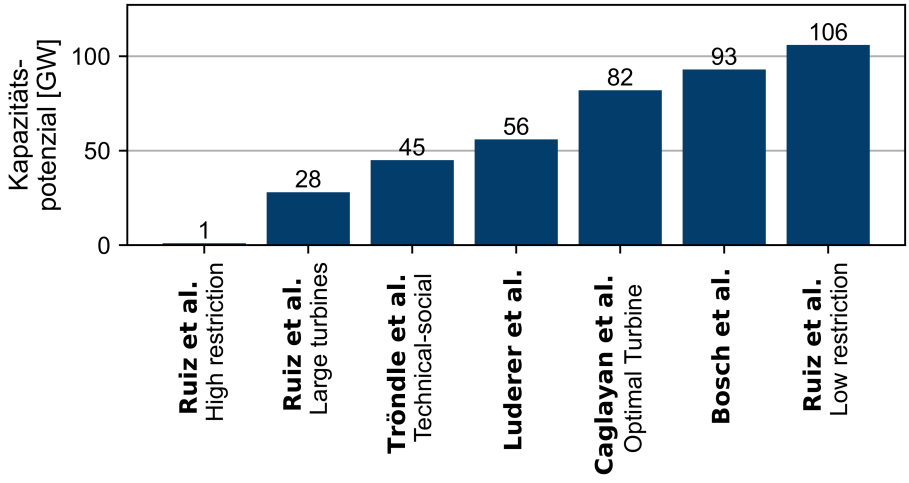


Abbildung 2.6: Kapazitätspotenziale verschiedener Studien für Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland, angelehnt an Risch und Maier et al. [32]

2.2.5 Agri-PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht.

Agri-PV bezeichnet die Co-Nutzung von Flächen für die landwirtschaftliche Produktion und für die Strombereitstellung mit Photovoltaik. Durch die Co-Nutzung können Landnutzungskonflikte zwischen Landwirtschaft und Energiewirtschaft reduziert werden: Einerseits konkurriert die Landwirtschaft mit bodennahen Freiflächen-PV-Anlagen und andererseits werden Energiepflanzen auf landwirtschaftlichen Flächen angebaut, welche jedoch 32 mal we-

niger energieeffizient pro Fläche als Freiflächen-PV-Anlagen sind [99]. Agri-PV-Anlagen erlauben die Kombination beider Nutzungskategorien.

Die Eignung von Anbaupflanzen für die Kombination mit Agri-PV variiert jedoch [99, 100]. Während sich die Erträge einiger Pflanzensorten reduzieren, profitieren andere durch die veränderten Anbaubedingungen der Agri-PV-Anlagen [101]. Die Veränderungen für die Pflanzen umfassen unter anderem Verschattung, ein veränderter Wasserhaushalt und Schutz gegen Extremereignisse wie Starkregen oder Hagel. Eine Vielzahl von Studien [99, 101–107] analysieren die Eignung von Pflanzen für Agri-PV. Tabelle 3.1 in Abschnitt 3.1.1 gibt eine Übersicht dieser Studien für die Eignung von 23 Pflanzensorten-Kategorien. Diese Kategorien orientieren sich an den definierten Pflanzenkategorien des Geodatensatzes von Blickensdörfer et al. [108].

Das Design der Agri-PV-Anlagen kann an die Pflanzeneignung angepasst werden [109]. Typischerweise wird zwischen zwei Kategorien unterschieden, welche auch in der DIN SPEC 91434 [110] ausgewiesen werden [99]: Hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen und bodennahe Agri-PV-Anlagen. Hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen haben PV-Module in mehr als $2{,}1\,\mathrm{m}$ Höhe über dem Boden und nutzen die Flächen unterhalb der Anlage landwirtschaftlich [99]. Bodennahe Agri-PV-Anlagen sind vertikaler ausgerichtet als hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen, in niedrigerer Höhe installiert und nutzen die Flächen zwischen den Anlagen für die Landwirtschaft [99]. Die beiden Systemdesigns unterscheiden sich unter anderem in der Verschattung, den Energieerträgen der PV-Anlagen und den Kosten. Eine weitere Herausforderung des Systemdesigns von Agri-PV-Anlagen ist die aktuell häufig noch fehlende Kompatibilität mit dem Design der Landwirtschaftsmaschinen [111–113]. Für eine großskalige Installation von Agri-PV-Anlagen müssen die Designs zukünftig aufeinander abgestimmt werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Kombination von landwirtschaftlichen Flächen mit Agri-PV-Anlagen sind Moorgebiete. Heute befinden sich $7\,\%$ der landwirtschaftlichen Flächen auf entwässerten Mooren, jedoch sind intakte Moore wichtige Speicher für Treibhausgase [114]. Die Entwässerung von Mooren, beispielsweise für landwirtschaftliche Zwecke, setzt die gespeicherten Emissionen frei, was derzeit $7\,\%$ der vom Menschen verursachten Treibhausgasemissionen in Deutschland ausmacht [114]. Die Wiedervernässung von derzeit entwässerten Mooren solle daher Vorrang vor PV-Anlagen haben [114]. Laut dem aktuellen EEG sind PV-Anlagen nur auf wiedervernässten Mooren erlaubt, welche als „Moor-PV“ bezeichnet werden [78, 114] Der Datensatz von Tegetmeyer et al. [115] ermöglicht die Identifikation der Moorflächen. Da die Umsetzung jedoch nicht abschließend geklärt ist [116, 117], wird eine Potenzialanalyse für Moor-PV-Anlagen im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt.

Potenzialanalysen

Die meisten Agri-PV-Studien fokussieren sich auf Einzelanlagen oder die Eignung von Pflanzensorten für Agri-PV. Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energien wie Onshore-Windenergieanlagen existieren nur wenige Potenzialanalysen und daher auch keine allgemeingültigen Ausschlussflächen oder Abstandsregeln. Im Folgenden wird eine Übersicht von globalen, internationalen und deutschen Potenzialanalysen gegeben.

Auf globaler Ebene bestimmen Yeligeti et al. [106] das Agri-PV-Potenzial mit einer $10\,\mathrm{km}$ x $10\,\mathrm{km}$ aufgelösten Geoanalyse. Anhand von EarthStat [118] und CorineLandCover [119] werden die Anbauflächen von 18 Pflanzensorten identifiziert und diese anhand ihrer Eignung in zwei Kategorien (Low, High) eingeteilt. Diese Einteilung ist auf globaler Ebene de-

finiert und nicht an regionale Klimata angepasst. Drei Szenarien resultieren in globale Agri-PV-Potenziale zwischen $48\,\mathrm{TW_p}$ und $217\,\mathrm{TW_p}$. Drei weitere internationale Studien schätzen das Agri-PV-Potenzial mithilfe von Geoanalysen ab: Steadman und Higgins [120] bestimmen das Potenzial entlang ländlicher Highways in Oregon zur Unterstützung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge. Hierbei werden landwirtschaftliche Flächen mit niedriger Bodengüte im Umkreis von 5 Meilen berücksichtigt und Flächen in Schutzgebieten, Wäldern und Feuchtgebieten ausgeschlossen. Willockx et al. [121] analysieren ein Potenzial auf Kartoffelanbauflächen in Europa von $1290\,\mathrm{GW_p}$ auf $170\,000\,\mathrm{km^2}$. Weitere drei internationale Studien berechnen die Potenzialflächen anhand statistischer Daten der Anbauflächen bestimmter Pflanzensorten anstelle von Geodatenanalysen: Silalahi et al. [122] ermitteln das indonesische Flächenpotenzial von Agri-PV-Anlagen für Mais, Kaffee und niedrig wachsender Kulturen mithilfe von Flächenabdeckungen zwischen $10\,\%$ bis $30\,\%$. Tajima und Iida [123] bestimmen ein Potenzial von $280\,\mathrm{GW_p}$ auf brachliegenden, landwirtschaftlichen Flächen in Japan mit einer Kapazitätsdichte von $66{,}18\,\mathrm{MW_p/km^2}$. Malu et al. [124] bestimmen das Potenzial auf Traubenfarmen in Indien mit einer Kapazitätsdichte von $41{,}72\,\mathrm{MW_p/km^2}$.

Drei weitere Studien analysieren das Agri-PV-Potenzial für Deutschland: Beck et al. [125] schätzen das Potenzial anhand statistischer Anbauflächen von Nutzpflanzen des Jahres 2012 ab. Hierbei werden Nutzpflanzen berücksichtigt, die entweder positiv von Agri-PV beeinflusst werden, wie Kartoffeln, Salat und Spinat, oder nicht beeinflusst werden, wie Raps, Roggen und Hafer. Es wird ein technisches Potenzial von $533\,\mathrm{GW_p}$ auf $12{,}400\,\mathrm{km^2}$ ausgewiesen und ein „praktisches“ Potenzial von $10\,\%$ ($53\,\mathrm{GW_p}$) abgeleitet. Wirth [100] schätzt das Potenzial für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen für Deutschland auf $1700\,\mathrm{GW_p}$ bei einer angenommenen Kapazitätsdichte von $60\,\mathrm{MW_p/km^2}$. Flächen mit Dauerkulturen, zum Beispiel Obst- und Weinbau, werden hierbei vollständig berücksichtigt, während sonstige Ackerflächen (ohne Maisanbau) nur mit einem Drittel der Fläche berücksichtigt werden. Zusätzlich wird ein Potenzial von $1200\,\mathrm{GW_p}$ für vertikale Systeme für Futterpflanzen auf Dauergrün abgeschätzt, bei Verwendung einer Kapazitätsdichte von $25\,\mathrm{MW_p/km^2}$.

Weitere Analysen berechnen das Agri-PV-Potenzial auf Bundeslandebene in Deutschland: Schneider et al. [126] bestimmen in Niedersachsen ein Potenzial von $79\,\mathrm{GW_p}$ auf Flächen mit geringem Biodiversitätspotenzial mithilfe einer Geoanalyse und einer Kapazitätsdichte von $75{,}6\,\mathrm{MW_p/km^2}$. Unger und Lakes [127] fokussieren die Analyse auf Konfliktflächen für die Landwirtschaft in Brandenburg. Diese umfassen Ackerland mit mehr als $0{,}1\,\mathrm{km^2}$ auf sandigen Böden außerhalb von Schutzgebieten. Es werden jedoch keine Zahlen veröffentlicht. Die Energieagentur Brandenburg [128] schätzt das Potenzial von Brandenburg für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen auf $238\,\mathrm{GW_p}$ für Ackerland und $28\,\mathrm{GW_p}$ auf Grünland und für vertikale Agri-PV-Anlagen auf $106\,\mathrm{GW_p}$ auf Ackerland und $13\,\mathrm{GW_p}$ auf Grünland. Die Flächen werden aus den Geodaten des DLM250 [129] identifiziert und für Ackerland zusätzlich der Bodenwert über die ALKIS Bodenschätzung Qualitätsdaten [47] berücksichtigt. Schutzgebiete, Überschwemmungsgebiete, Windflächen, Umwandlungsflächen, Seen, Dörfer und Bereiche des offenen Netzes werden ausgeschlossen und mit Pufferabständen versehen. Dröschel et al. [130] bestimmen das Agri-PV-Potenzial für Rheinland-Pfalz und für das Saarland mit einer Geoanalyse und einer Kapazitätsdichte von $31\,\mathrm{MW_p/km^2}$. Die Flächen werden mithilfe der Geodaten der europäischen Agrarförderung [131] identifiziert. Flächen mit einer Hangneigung von mehr als 20°, Überschwemmungsgebiete und Waldränder mit einem $100\,\mathrm{m}$ Puffer werden ausgeschlossen. Zusätzlich werden Flächen hochwachsender Pflanzen und Potenziale unterhalb von $0{,}1\,\mathrm{km^2}$ für das „ökonomische Potenzial“ ausgeschlossen. Die Einstufung der Eignung erfolgt auf der Grundlage rechtlicher Parameter in die Kategorien „geeignet“, „bevorzugt“, „weniger geeignet“ und „nicht geeignet“. Für Rheinland-Pfalz und das Saarland wird ei-

ne Potenzialfläche von $4734{,}2\,\mathrm{km}^2$ beziehungsweise $509{,}3\,\mathrm{km}^2$ identifiziert. Auf dem „bevorzugten“ Anteil dieser Fläche ergibt sich ein „ökonomisches Potenzial“ von $7{,}4\,\mathrm{GW_p}$ beziehungsweise $1{,}7\,\mathrm{GW_p}$. Wydra et al. [101] schätzen das thüringische Agri-PV-Potenzial für nicht-hochwachsende Pflanzen basierend auf statistischen Daten, wobei Naturschutzgebiete ausgeschlossen werden. Für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen ergibt sich ein Potenzial von $424\,\mathrm{GW_p}$ auf Ackerland und Dauergrünland mit einem Kapazitätsfaktor von $70\,\mathrm{MW_p/km}^2$. Des Weiteren wird ein Potenzial von $66{,}5\,\mathrm{GW_p}$ für vertikale Agri-PV-Anlagen auf Grünland mithilfe eines Kapazitätsfaktors von $39{,}5\,\mathrm{MW_p/km}^2$ ermittelt.

Tabelle 2.4 bietet eine Übersicht über die Methodik und Kapazitätsdichten der Potenzialanalysen für Agri-PV. Während internationale Studien häufiger auf statistischen Daten beruhen, basieren deutsche Studien häufiger auf Geoanalysen. Deutsche Studien differenzieren zudem häufiger die Kapazitätsdichten für vertikale und hochaufgeständerte Anlagen.

Tabelle 2.4: Übersicht der Parameter in Potenzialanalysen für Agri-PV-Anlagen

Parameter	Regional	Wert	Studie
Analysetype	International	statistisch	[122–124]
		georeferenziert	[120, 132]
	Deutschland	statistisch	[101, 125, 133]
		georeferenziert	[100, 126–128, 130]
Kapazitätsdichte $[\mathrm{MW_p/km}^2]$	International	41,7	[124]
		66,2	[123]
		75,9	[132]
	Deutschland	**Vertikal**	
		31	[130]
		39,5	[101]
		Hochaufgeständert	
		43	[125]
		52	[133]
		60	[100]
		70	[101]
		75,6	[126]
		85	[132]

Die Einspeisungen der Agri-PV-Anlagen sind stark vom Systemdesign mit zugehöriger Ausrichtung abhängig. Die Auswahl des Systemdesigns ist hierbei durch die Pflanzeneignung und das Maschinendesign beeinflusst. Für die Neigungen der hochaufgeständerten Agri-PV Anlagen finden sich in der Literatur Werte zwischen 12 und 32° [109, 111, 121, 125, 134–136], während die vertikalen Agri-PV-Anlagen einen Neigungswinkel von 90° aufweisen. Auch in der Orientierung unterscheiden sich vertikale und hochaufgeständerte Anlagen: Vertikale Agri-PV-Anlagen sollten eine Ost-West-Ausrichtung mit einem Azimuth von 90° aufweisen [113]. Hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen hingegen sind in der Literatur eher Richtung Süden, Süd-Westen oder Süd-Osten ausgerichtet [111, 121, 125, 134, 135].

Kosten von Agri-PV-Anlagen

Der folgende Abschnitt bietet eine Kostenübersicht für Agri-PV-Anlagen aus der Literatur. Aufgrund der Neuheit der Technologie existieren bislang nur wenig belastbare Kostenangaben [113]. Eine Übersicht der Kosten findet sich in Tabelle 2.5. Alle Studien aus den Jahren 2017 bis 2022 oder veröffentlichten die Kosten für den Zeitraum von 2017 bis 2022. Keine Studie veröffentlicht eine Prognose für zukünftige Agri-PV-Kosten.

Einige internationale Studien weisen kapazitäts- und/oder flächenspezifische Investitionskosten aus, während deutsche Studien nur kapazitätsspezifische Investitionskosten veröffentlichen. Die flächenspezifischen Investitionskosten werden unter anderem mit der Verkabelung und Flächenvorbereitung begründet [121]. Der Netzanschluss ist bei allen Studien, welche diese Kategorie benennen, in den angegebenen Kosten inkludiert [101, 104, 113]. Die kapazitätsspezifischen Investitionskosten für Deutschland variieren zwischen $688\,€/\mathrm{kW}$ und $2072\,€/\mathrm{kW}$ je nach Design und Größe.

Weitere Parameter für die Systemkosten sind die Betriebskosten und die Lebensdauer der Anlage: Einige Studien weisen fixe kapazitätsspezifische oder prozentuale Betriebskosten aus. Variable Betriebskosten werden von keiner Studie ausgewiesen. Alle Studien, welche die Lebensdauer beziffern, weisen diese mit 25 Jahre aus [101, 104, 121, 137–139].

Tabelle 2.5: Kostenübersicht für Agri-PV-Anlagen in der Literatur, (*: Eigene Berechnung, ES: Spanien, IND: Indien, IT: Italien, DE: Deutschland, €: Euro, $: US-Dollar)

Studie	Land	Gruppe	Investitionskosten	Fixe Betriebskosten
Mamun et al. [107]	-		$1300\,\$/\mathrm{kW_p}$ + Landkosten	ähnlich zu Freiflächen-PV-Anlagen
Willockx et al. [121]	-		$800\,€/\mathrm{kW_p}$ plus $50\,€/\mathrm{m^2}$	$1{,}1\,\%$
Agostini et al. [137]	IT	nachgeführt	$1500\,€/\mathrm{kW_p}$	$1{,}16\,\%$*
Moreda et al. [139]	ES		$56\,770\,€/\mathrm{ha}$	-
Fraunhofer ISE [99]	DE	Grünland	770-840 $€/\mathrm{kW_p}$	-
		Ackerland	981-1274 $€/\mathrm{kW_p}$	-
		Gartenbau	838-1121 $€/\mathrm{kW_p}$	-
Scharf et al. [113]	DE	Nachgef.	$850\,€/\mathrm{kW_p}$	-
		Vertikal	$688\,€/\mathrm{kW_p}$	-
		Hochaufgest.	$1234\,€/\mathrm{kW_p}$	-
Schindele et al. [104]	DE		$1294{,}2\,€/\mathrm{kW_p}$	$1{,}1\,\%$
Wydra et al. [101]	DE	Vertikal	1209-1427 $€/\mathrm{kW_p}$	$17,2$-$21,8\,€\,\mathrm{a/kW}$
		Leichtaufgest	819-1024 $€/\mathrm{kW_p}$	$17,2$-$21,9\,€\,\mathrm{a/kW}$
		Hochaufgest.	1099-1304 $€/\mathrm{kW_p}$	$17,2$-$27,5\,€\,\mathrm{a/kW}$
		Seilaufhäng.	804-1009 $€/\mathrm{kW_p}$	$17,2$-$27,9\,€\,\mathrm{a/kW}$
		Tracking	804-1004 $€/\mathrm{kW_p}$	$18,5$-$31,8\,€\,\mathrm{a/kW}$
		Faltdach	1579-1784 $€/\mathrm{kW_p}$	$17,2$-$30,5\,€\,\mathrm{a/kW}$
Feuerbacher et al. [138]	DE	0.34 ha	$2072\,€/\mathrm{kW_p}$	
		1 ha	$1450\,€/\mathrm{kW_p}$	
		2 ha	$1294\,€/\mathrm{kW_p}$	$16\,€\,\mathrm{a/kW}$
		5 ha	$1178\,€/\mathrm{kW_p}$	
		10 ha	$1123\,€/\mathrm{kW_p}$	

2.2.6 Schwimmende PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht.

Schwimmende PV beschreibt die Stromgestehung durch Photovoltaik auf Wasserflächen. Hierfür werden PV-Module auf schwimmenden Unterkonstruktionen befestigt und in meistens stillen Binnengewässern verankert [140]. Die aktuelle Gesetzgebung in Deutschland

beschränkt den Bau schwimmender PV-Anlagen auf künstliche und stark veränderte Seen [38, 78], wie Baggerseen. Weiterhin müssen ein Mindestabstand von $40\,\mathrm{m}$ zum Ufer und ein maximaler Flächenanteil von $15\,\%$ der Seefläche eingehalten werden [38, 78]. Die Restriktionen werden unter anderem mit dem fehlenden Wissen über die Einflüsse der Anlage auf das Ökosystem begründet [141, 142].

Potenzialanalysen

Im Vergleich zu Freiflächen-PV- oder Windenergie-Anlagen existieren für schwimmende PV-Anlagen wenige Potenzialanalysen für Deutschland. Im Folgenden wird daher auch eine Übersicht über internationale Studien gegeben. Für diese variiert der geographische Umfang zwischen einzelnen Wasserflächen [143–148], nationaler [122, 149–158], kontinentaler [159–161] oder globaler Ebene [140, 162–165]. Auch die analysierten Gewässer unterscheiden sich zwischen den Studien. Die Mehrheit der Studien betrachtet die Flächen von Dämmen und Wasserkraftwerken [143, 144, 147–150, 152, 159–162, 164, 165], welche für die kontinentalen und globalen Studien meistens durch die Global Reservoir and Dam Database [166] identifiziert werden. Weitere Studien analysieren Reservoirs [145, 146, 150, 154, 156, 158], künstliche Gewässer [151, 153, 163], Abwassersammelbecken [157], eine Kombination von natürlichen und stark modifizierten Gewässern [155] oder alle Gewässer [158]. Lediglich Silalahi et al. [122] bestimmen das Potenzial für maritime, schwimmende PV-Anlagen für Indonesien.

Für Deutschland existieren nur wenige Studien und keine *Journal*-Veröffentlichungen. Das Fraunhofer ISE bestimmt ein technisches Potenzial von $44\,\mathrm{GW_p}$ auf künstlichen Gewässern [100] und $56\,\mathrm{GW_p}$ auf Braunkohletagebauseen [167]. Außerdem wird ein „ökonomisches Potenzial“ auf Basis des technischen Potenzials von Braunkohletagebauseen abgeleitet. Hierfür werden Gebiete der Erholung, des Tourismus und der Naturschutzgebiete abgezogen und Flächen kleiner als $0{,}01\,\mathrm{km^2}$, sowie Flächen mit einer starken Fluktuation der Wassertiefe ausgeschlossen. Die Studie schätzt die Reduktion für das ökonomische Potenzial auf $4{,}9\,\%$ des technischen Potenzials, was in einem Potenzial von $2{,}74\,\mathrm{GW_p}$ resultiert. Weigl [168] bestimmt das schwimmende PV-Potenzial auf ungenutzten künstlichen Flächen in Deutschland. Auch hier werden Schutzgebiete und Flächen mit konkurrierender Landnutzung wie Tourismus oder Erholungsgebiete ausgeschlossen, jedoch ist im Vergleich zur Studie des Fraunhofer ISE [167] die Mindestgröße auf $0{,}1\,\mathrm{km^2}$ festgesetzt. Die Potenzialanalyse resultiert in 469 verfügbaren Wasserflächen mit $140\,\mathrm{km^2}$. Das theoretische Potenzial für Deutschland beläuft sich auf 20 bis $25\ \mathrm{GW_p}$ und reduziert sich durch einen Flächennutzungsfaktor von $20\,\%$ auf 4 bis $5\ \mathrm{GW_p}$. Die Ergebnisse werden auch auf Bundeslandebene ausgewiesen.

Auf Bundeslandebene gibt es lediglich Studien für Baden-Württemberg, Brandenburg und Hamburg: LUBW Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg [169] bestimmt das Potenzial auf 69 geeigneten Tagebauseen in Baden-Württemberg und variiert für drei Szenarien den Flächenanteil und die Kapazitätsdichte. Das erste Szenario betrachtet eine vollständige Belegung mit $60\,\mathrm{MW/km^2}$ und resultiert in $1070\,\mathrm{MW_p}$. Im zweiten und dritten Szenario wird eine Kapazitätsdichte von $118\,\mathrm{MW/km^2}$ verwendet. Zwischen den Szenarien variiert jedoch der Belegungsanteil mit $45\,\%$ beziehungsweise $10\,\%$ und resultiert in $1130\,\mathrm{MW_p}$ beziehungsweise $280\,\mathrm{MW_p}$. Der Abstand zum Ufer wird durch eine Reduktion der resultierenden Flächen um $10\,\%$ abgebildet. Die Energieagentur Brandenburg [128] identifiziert ein Potenzial von $817\,\mathrm{MW_p}$ für Brandenburg, jedoch ohne Angaben zur Methodik. Lemke et al. [170] analysieren kein Potenzial für schwimmende PV-Anlagen in Hamburg.

Tabelle 2.6 bietet eine zusammenfassende Übersicht über die verwendeten Parameter in

den Potenzialanalysen. Der Belegungsanteil schwankt in den Szenarien der Studien zwischen $1\,\%$ und $100\,\%$. Die meisten Szenarien verwenden jedoch geringe Anteile: Etwa $56\,\%$ der Szenarien verwenden $10\,\%$ oder weniger der Wasserfläche und etwa $70\,\%$ der Szenarien verwenden $30\,\%$ oder weniger. Die Kapazitätsdichte variiert von $60\,\mathrm{MW_p/km^2}$ bis $200\,\mathrm{MW_p/km^2}$. 10 von 14 Szenarien und Studien liegen hierbei jedoch zwischen $100\,\mathrm{MW_p/km^2}$ und $133\,\mathrm{MW_p/km^2}$.

Tabelle 2.6: Übersicht der Parameter in Potenzialanalysen verschiedener Studien für schwimmende PV-Anlagen

Parameter	Wert	Quelle
Flächenanteil [%]	1	[140, 150–152, 159–161, 163]
	2	[145, 158]
	etwa 5	[122, 140, 144, 150, 152, 163, 167]
	10	[140, 143, 145, 149, 150, 152, 154, 155, 160, 161, 163, 169]
	15	[152]
	20	[144–146]
	25	[143, 165]
	27	[153]
	30	[144, 147, 148, 162]
	40	[156]
	45	[145, 169]
	50	[144, 159]
	70	[171]
	80	[145]
	100	[155, 157, 160, 161, 169]
Kapazitätsdichte $[\mathrm{MW_p/km^2}]$	60	[169]
	etwa 67	[165]
	etwa 81	[156]
	etwa 100	[140, 144, 150, 153, 160, 161, 164]
	etwa 120	[152, 169]
	133	[167]
	200	[152]

Die erzeugbare elektrische Energie ist maßgeblich von der Ausrichtung der installierten Module abhängig. Im Gegensatz zu Freiflächen-PV-Anlagen werden schwimmende PV Anlagen mit einer geringeren Neigung aufgestellt, um die Windlast zu reduzieren [140, 172]. Eine Studie der World Bank Group [140] weist Herstelleranlagen zwischen 5 bis $12\,^\circ$ aus. Eine Studie des National Renewable Energy Laboratory (NREL) verwendet in eigenen Berechnungen einen Neigungswinkel von 10°. Der Azimuth der Anlagen ist abhängig von Faktoren wie Windrichtung oder Schneelast [172].

Analyse der Kosten von schwimmender PV

Schwimmende PV-Anlagen sind aktuell weniger verbreitet als beispielsweise Freiflächen-PV-Anlagen, wodurch die Kostendaten durch stärkere Unsicherheiten behaftet sind [140, 173, 174]. Zusätzlich sind sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten stark standortabhängig, beispielsweise durch die Zugänglichkeit des Gewässers, der Wasserqualität oder der Wassertiefe [140, 175]. Erste Erkenntnisse über die Kostenstrukturen werden in einem offiziellen Bericht der World Bank Group [140] von 2018 zusammengefasst. Eine Vielzahl von Studien berufen sich in ihren Analysen auf diese Werte [141, 174, 176, 177].

In 2021 veröffentlicht das National Renewable Energy Laboratory (NREL) [172] ein weiteres Benchmarking der Kosten von schwimmender PV.

Die Investitionskosten von schwimmender PV-Anlagen orientieren sich insgesamt an den Kosten von Freiflächen-PV-Anlagen [140]. Der Hauptunterschied in den höheren Kosten ergibt sich aus der Konstruktion der Befestigung [140, 172]. Je nach Anlagengröße beläuft sich der Anteil der Strukturkosten auf 25 bis $30\ \%$ [172] für schwimmende PV. Die World Bank Group [140] analysierte global die Investitionskosten von schwimmenden PV-Anlagen bis 2018 und bezifferte diese mit 800 bis $1500\ \mathrm{US\$/kW_p}$ je nach Anlagengröße und Standort. Für unkomplizierte, große Projekte werden jedoch geringere spezifische Kosten von 700 bis $800\ \mathrm{US\$/kW_p}$ genannt. Die Studie berechnet in einem weiteren Kapitel beispielhaft Stromgestehungskosten (LCOE), in welcher spezifische Kosten von $730\ \mathrm{US\$/kW_p}$ verwendet werden. Das NREL [172] veröffentlicht einen Benchmark der schwimmenden PV-Kosten in 2021 in Abhängigkeit der Anlagengröße von 2 bis $50\ \mathrm{MW_p}$ zwischen 1680 bis $1050\ \mathrm{US\$/kW_p}$. Diese Kosten liegen um mehr als $50\,\%$ höher als die Kostenangaben von Di Grazia und Tina [173], welche in ihrer Studie von 2023 für Anlagengrößen von 0 bis $4\ \mathrm{MW_p}$ Kosten zwischen 1240 bis $870\ \mathrm{US\$/kW_p}$ verwenden. Micheli [178] verwendet in seiner Studie Kosten von $700\,€/\mathrm{kW}$ für eine Analyse in Spanien. Eine weitere Kostenabhängigkeit ergibt das Technologiedesign. Die Verwendung von Tracking und/oder Kühlungssystemen erhöht die Investitionskosten um bis zu $26\,\%$ [174]. In Deutschland beliefen sich die Investitionskosten für die schwimmende PV-Anlage in der Stadt Renchen auf $1330\,€/\mathrm{kW_p}$ [179].

Die Betriebskosten (OPEX) werden entweder relativ zu den CAPEX oder in Abhängigkeit zur Kapazität angegeben. Die relativen OPEX variieren hierbei zwischen 1 bis 5% der CAPEX pro Jahr [156, 174, 180]. Die World Bank Group zitiert hier das Fraunhofer ISE mit $2{,}5\,\%$ der CAPEX pro Jahr und listet außerdem kapazitätsabhängige OPEX der Literatur zwischen $9\ \mathrm{US\$\,a/kW}$ und $15{,}4\ \mathrm{US\$\,a/kW}$ aus. In der beispielhaften Berechnung der LCOE verwendet die Studie selbst $11\ \mathrm{US\$\,a/kW}$. NREL verwendet OPEX von $15{,}5\ \mathrm{US\$\,a/kW}$. Micheli [178] verwendet in seiner Studie Kosten von $15\,€\,\mathrm{a/kW}$ für eine Analyse in Spanien. Bei der Verwendung von Tracking- und/oder Kühlungssystemen erhöhen sich die OPEX um 20 bis $25\ \mathrm{US\$\,a/kW}$ [174].

Die Studien geben außerdem ökonomische oder technische Lebensdauern zwischen 20 Jahren [140] und 30 Jahren [172, 174] an.

2.2.7 Parkplatz-PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht.

Parkplatz-PV bezeichnet die Doppelnutzung von Flächen zur Strombereitstellung mit Photovoltaik und zum Parken von Fahrzeugen. Hierfür wird ein Teil oder die gesamte Parkplatzfläche durch hochaufgeständerte PV-Anlagen überdacht. Die Co-Nutzung der Parkplatzflächen bietet zusätzliche Vorteile wie die Verschattung der Fahrzeuge, die Anschlussnähe aufgrund bestehender Infrastruktur und die mögliche Nutzung von Synergieeffekten zum Laden von batterie-elektrischen Fahrzeugen [181]. In 2023 wurde Parkplatz-PV in der PV-Strategie [38] der Bundesregierung als geförderte Sonderkategorie festgehalten. Bis zum Mai 2023 verabschiedeten nur fünf Bundesländer Gesetze, welche die Konstruktion von Parkplatz-PV-Anlagen für neu gebaute Parkplätze unter bestimmten Voraussetzungen verpflichtend macht. Unter anderem variiert die Mindeststellplatzanzahl für eine Pflicht zwi-

schen 35 für Baden-Württemberg [182] und Nordrhein-Westfalen [183], 50 für Hessen [184] und Rheinland-Pfalz [185] und 100 für Schleswig-Holstein [181]. Eine Regelung für eine Nachrüstung auf existierenden Parkplätzen besteht derzeit für kein Bundesland.

Potenzialanalysen
Im Folgenden wird der Stand der Wissenschaft der Potenzialanalysen für Parkplatz-PV-Anlagen vorgestellt. Zunächst werden hierfür die Begriffe Parkplatz und Stellplatz definiert: „Parkplatz“ umfasst die Gesamtfläche, einschließlich beispielsweise Zugänge oder Zufahrtswege, während „Stellplatz“ nur den Abstellort des geparkten Fahrzeugs definiert. Der Flächenanteil beschreibt den prozentual nutzbaren Anteil der Parkplatzfläche für PV, welcher in vielen Studien als Anteil der Stellplatzfläche an der Parkplatzfläche definiert wird.

Lediglich zwei Studien analysieren das Parkplatz-PV-Potenzial von Regionen außerhalb von Deutschland. Quax et al. [186] bestimmen das niederländische PV-Potenzial auf öffentlichen und nicht-öffentlichen Parkplätzen. Für öffentliche Parkplätze wird mit einem nutzbaren Flächenanteil von 50 % ein Potenzial von 9 GW bestimmt. Auf nicht-öffentlichen Parkplätzen liegt das Potenzial mit 21 GW trotz eines geringeren Flächenanteils von nur 15 % höher. Die Methodik wird nicht weitergehend beschrieben. Julieta et al. [156] analysieren das Potenzial auf Parkplätzen mit mehr als $200\,\mathrm{m}^2$ auf den Kanaren mithilfe von Geo- und Bilddaten. Für die gesamte Parkplatzfläche wird eine Kapazitätsdichte von $70\,\mathrm{MW/km}^2$ genutzt und ein nutzbarer Flächenanteil von 35 % verwendet. Die Kapazitätsdichte auf der nutzbaren Fläche liegt daher bei $202\,\mathrm{MW/km}^2$.

Für Deutschland identifiziert Wirth [100] ein Potenzial von 59 GW auf den 300,000 größten Parkplätzen in Deutschland, jedoch wird die Methodik nicht näher beschrieben. Detailliertere Potenzialanalysen finden sich auf Bundeslandebene in Deutschland: Stryi-Hipp et al. [181] bestimmen das Potenzial auf Parkplätzen mit mehr als 100 Stellplätzen in Schleswig-Holstein. Zur Identifizierung von oberirdischen befestigten Parkplätzen werden Daten aus OpenStreetMap (OSM) [42] mit dem Liegenschaftskataster und dem Landschaftsmodell des Bundeslandes kombiniert. Bei einem angenommenen Flächenanteil von 50 % und einer angenommenen Stellplatzgröße von $12{,}5\,\mathrm{m}^2$ wird auf der analysierten Parkplatzfläche ein Kapazitätspotenzial von 1058 MW abgeleitet. Zusätzlich wird ein Potenzial von 40,2 MW auf neu gebauten Parkplätzen bis 2030 bestimmt, jedoch mit unbekannter Methodik. Für Baden-Württemberg wird vom Photovoltaik Netzwerk Baden-Württemberg [187] ein Potenzial von 4,8 GW auf 16.600 existierenden öffentlichen Parkplätzen mit mehr als 40 Stellplätzen geschätzt. Hierfür wird eine Flächendeckung für Parkplatz-PV von 40 bis 50 % angenommen [187]. Die Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen [188] bestimmt ein Potenzial von 3,5 GW für Niedersachsen auf einer Parkplatzfläche von etwa $300\,\mathrm{km}^2$. Für Hamburg berechnen Lemke et al. [170] ein Potenzial von 42 MW auf einer Fläche von $2{,}1\,\mathrm{km}^2$. Beide Studien beschreiben nicht, ob die Parkplatz- oder Stellplatzfläche berücksichtigt werden und geben keine weiteren Informationen zur Methodik. Die Energieagentur Brandenburg [128] bestimmt eine Parkplatzfläche von $64{,}44\,\mathrm{km}^2$ für Brandenburg, von welcher 24,6 % für Parkplatz-PV als geeignet eingestuft wird. Es wird anschließend ein Flächenanteil von 79,4 % angenommen, wodurch sich ein Potenzial von $144\,\mathrm{MW_p}$ ergibt. Die Methodik der Potenzialberechnung wird nicht beschrieben.

Insgesamt existieren sowohl international als auch national nur wenige Potenzialanalysen für Parkplatz-PV-Anlagen und im Vergleich zur Windenergie oder Freiflächen-PV-Anlagen ist die Beschreibung ihrer Methodik weniger umfassend. Die am häufigsten beschriebenen Faktoren zu nutzbaren Flächenanteilen und zur Kapazitätsdichte sind in Tabelle 2.7 zusammengefasst. Der nutzbare Flächenanteil der Parkplatzfläche variiert signifikant zwischen 15

und $79{,}4\,\%$ zwischen den Studien. Ebenso deutlich schwanken die Kapazitätsdichten auf der Potenzialfläche zwischen $65\,\mathrm{MW_p/km^2}$ und $200\,\mathrm{MW_p/km^2}$.

Tabelle 2.7: Übersicht der Parameter in Potenzialanalysen verschiedener Studien für Parkplatz-PV-Anlagen. Die Kapazitätsdichte bezieht sich auf die Potenzialfläche zur Platzierung der Parkplatz-PV-Anlagen innerhalb der Parkplätze und nicht auf den gesamten Parkplatz.

Parameter	Wert	Studie
Flächenanteil [%]	15	[186]
	35	[156]
	50	[181, 186]
	75	[186]
	79,4	[128]
Kapazitätsdichte [$\mathrm{MW_p/km^2}$]	65	[189]
	163	[186]
	170	[189]
	175	[186]
	etwa 200	[156, 181]

Die Neigung und Ausrichtung der Module beeinflusst die erzeugbare elektrische Energie der Parkplatz-PV-Anlage, welche sich aufgrund der vielen Installationsarten jedoch sehr unterscheiden können [181]. Für den Neigungswinkel finden sich Werte zwischen 5 bis $20\,^\circ$. Stryi-Hipp et al. [181] begründen einen „annähernd horizontalen“ Winkel mit der Vermeidung von Verschattungseffekten. Der Azimuth wird in den Berechnungen häufig mit Südausrichtung angenommen [190–192].

Kosten der Parkplatz-PV

Aufgrund der komplexeren Bauweise übersteigen die Parkplatz-PV-Kosten die für Freiflächen-PV. Im Gegensatz zu schwimmenden PV-Anlagen (Abschnitt 2.2.6) existieren weniger Kostenangaben für Parkplatz-PV-Anlagen und keine umfangreichen Benchmark-Studien in der Literatur. Eine Übersicht der Kostenparameter für Parkplatz-PV-Anlagen der Literatur findet sich in Tabelle 2.8. Die Studien weisen hierbei die Parameter entweder für Einzelprojekte [191–196] oder aus Systemperspektive [156, 187, 190, 191, 193, 197] aus. Sieben der zehn Studien [156, 189, 190, 193–195, 197] nennen nur die spezifischen Gesamtkosten der Anlage, während die verbliebenen drei [191, 192, 196] die verschiedene Kostenanteile ausweisen. Insgesamt begründet jedoch die Hälfte der Studien [156, 192, 193, 195–197] die angenommenen Kostenwerte nicht. Weitere Aspekte, wie regionale Unterschiede oder Designunterschiede, schränken die Vergleichbarkeit der Studien ein: Beispielsweise begründen Alghamdi et al. [193] geringere spezifische Kosten aufgrund hoher installierter Leistung und geringerer Personalkosten in Saudi-Arabien im Vergleich zu Großbritannien. Vandewetering et al. [191] andererseits analysieren zum Beispiel die Kostenreduktion für Parkplatz-PV-Anlagen aufgrund von unterschiedlichen innovativen Konstruktionen, teilweise mit Holz, und vergleicht diese mit bisherigen Systemen. Tabelle 2.8 listet hierbei die Ergebnisse für die vorgestellte „Double System“ Parkplatz-PV-Konstruktion.

Die heutigen Investitionskosten liegen laut der Studien zwischen $950\,€/\mathrm{kW}$ und $1400\,€/\mathrm{kW}$ ohne Berücksichtigung der innovativen Holzkonstruktionen von Vandewetering et al. [191]. Alle Studien, mit Ausnahme von Calise et al. [195], nennen lediglich einen einzelnen Kostenwert ohne perspektivische Kostenreduktion in den nächsten Jahren. Calise et al. [195] veröffentlichen eine Kostenentwicklung für 2019, 2030 und 2050. Mehrere Studien quantifizieren den Anteil der Konstruktionskosten und beziffern diesen mit $30\,\%$ [192] oder

34 % [194] der PV-Modulkosten, beziehungsweise 18 % [192] oder 25 % [196] der Gesamtkosten. Nur wenige Studien weisen zusätzliche Parameter neben den Investitionskosten aus. Die fixen Betriebskosten variieren zwischen 0 bis 2 %, während variable Betriebskosten in keiner Studie genannt werden. Die Lebensdauer von Parkplatz-PV-Anlagen wird in allen Studien mit dieser Information einheitlich mit 25 Jahren ausgewiesen. [156, 189, 191–193, 195, 196] Insgesamt ist die Verfügbarkeit der Kostenparameter im Vergleich zur schwimmenden PV stark eingeschränkt.

Tabelle 2.8: Übersicht der techno-ökonomischen Parameter für Parkplatz-PV-Anlagen (*: Eigene Umrechnung, US: Vereinigte Staaten von Amerika, UK: Vereinigtes Königreich, UAE: Vereinigte Arabische Emirate, €: Euro, $: US-Dollar, C$: Kanadische Dollar, £: Pfund, THB: Thailändische Baht)

Quelle	Region	Investitionskosten	Fixe Betriebskosten
Krim et al. [197]	-	<100 kW: 1200-1400 €/kW 100-500 kW: 1050-1200 €/kW >500 kW: 950-1050 €/kW	-
Calise et al. [195]	Italien	2019: 950 €/kW 2030: 620 €/kW 2050: 350 €/kW	2 %
Julieta et al. [156]	Kanaren	1000 €/kW	1,5 %
Deshmukh und Pearce [190]	US	1100 $/kW	-
Krishnan et al. [189]	US	1250 $/kW 2250 $/kW 3250 $/kW	1,5 %
Vandewetering et al. [191]	Kanada	701-731 C$/kW	-
	Kanada	Literatur: 1300 C$/kW für 5 kW 1430 C$/kW für 160 kW	-
Alghamdi et al. [193]	Saudi-Arabien	500 £/kW	0 %
Umer et al. [194]	Pakistan	1220 $/kW	-
Al Awadhi et al. [192]	UAE	1830 US$/kW*	0,8 % *
Mongkoldhumrongkul [196]	Thailand	38 975 THB/kW	0,3 %

Die beschriebenen PV- und Wind-Potenziale sind erforderlich, um die Stromerzeugung zu defossilisieren und somit die Emissionen der Strombereitstellung zu reduzieren. Im Folgenden wird eine Übersicht über die zu vermeidenden Treibhausgasemissionen und sich daraus ableitende Budgets für das deutsche Energiesystem gegeben.

2.3 Emissionen

Um die Erderwärmung durch den menschengemachten Klimawandel zu begrenzen, müssen die Treibhausgasemissionen zukünftig stark reduziert werden [1]. Die Ausbauplanung der erneuerbaren Energien ist stark an die angenommenen Treibhausgasreduktionsziele, die im Transformationspfad hinterlegt werden, verknüpft. Je strenger die Treibhausgasreduktionsziele, desto drastischer muss der Umstieg von fossile auf erneuerbare Energieversorgung erfolgen. Im folgenden Kapitel werden zunächst die deutschen CO_2 Emissionsbudgets und

die aktuelle Gesetzeslage zur Emissionsreduktion in Deutschland vorgestellt. Anschließend wird die Methodik der Emissionsabbildung in Energiesystemmodellen untersucht.

2.3.1 CO_2-Budgets für Deutschland

CO_2 ist das am stärksten emittierte Treibhausgas. Der Anteil von CO_2 in der Atmosphäre kumuliert sich aufgrund seiner Langlebigkeit und stieg seit 1750 um $47\,\%$ an. Der globale Temperaturanstieg durch den Klimawandel korreliert hierbei linear mit den kumulierten globalen CO_2-Gesamtemissionen. Um den weiteren Temperaturanstieg zu begrenzen, müssen daher alle Nationen zukünftig ein gemeinsames CO_2-Emissionsbudget einhalten [198, 199].

Auch andere Treibhausgase, wie Methan oder Lachgas, tragen zur Klimaerwärmung bei, ihr Beitrag ist jedoch aufgrund ihrer kürzeren Langlebigkeit im Vergleich zu CO_2 schwieriger in einem langfristigen Budget abzubilden [198]. Ihr kurzfristigerer Beitrag zur Klimaerwärmung muss dennoch in der Definition eines langfristigen Budgets berücksichtigt werden.

Globale CO_2-Emissionsbudgets wurden bereits mehrfach durch das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) in Abhängigkeit vom Temperaturanstieg gegenüber 1850-1900 veröffentlicht. Hierbei wird neben den Budgets für gewisse Temperaturanstiege auch Wahrscheinlichkeiten von $33\,\%$, $50\,\%$ und $67\,\%$ ausgewiesen, welche die Unsicherheiten in den Budgetberechnungen abbilden. Beispielsweise weist der Bericht von 2021 ein Budget von $650\,\mathrm{Gt}$ zur Begrenzung des Temperaturanstiegs auf $1{,}5\,^{\circ}\mathrm{C}$ mit einer Wahrscheinlichkeit von $33\,\%$ aus. Das Budget umfasst hierbei nur CO_2-Emissionen und nicht weitere Treibhausgase, wie Methan oder Lachgas. Der Einfluss der Emissionen anderer Treibhausgase wird jedoch über eine entsprechende Emissionsprognose in der Berechnung des CO_2-Budgets berücksichtigt. Die Unsicherheit in der Berechnung der zukünftigen Entwicklung anderer Treibhausgase wird hierfür in der Wahrscheinlichkeitsangabe für das definierte Temperaturniveau einbezogen und zusätzlich über eine Unsicherheit von $220\,\mathrm{Gt}$ im CO_2-Budget ausgewiesen. [1]

Basierend auf der Konzeption eines globalen Emissionsbudgets stellt sich die Frage nach der Verantwortung durch Emissionsreduktionsziele auf kontinentaler oder nationaler Ebene. Das IPCC [1] weist hierzu keine Werte aus. Eine Herausforderung bei der Festlegung besteht darin, dass eine politische Einigung auf ein globales Budget abhängig von einer angestrebten maximalen Erwärmung und einer akzeptierten Wahrscheinlichkeit erforderlich ist, bevor das Budget auf kontinentale oder nationale Ebenen verteilt werden kann [200]. Eine weitere Herausforderung ist die Festlegung einer Methodik zur Verteilung des Emissionsbudgets und damit verbundener Reduktionsziele auf kontinentaler oder nationaler Ebene. Diese Fragestellung geht jedoch über naturwissenschaftliche Aspekte hinaus und ist aufgrund nötiger global gerechter Definitionen eine politische und moralische Frage [199]. Zu berücksichtigende Aspekte für die Verteilungsmethodik des globalen Budgets sind unter anderem nationale Kapazitäten und Möglichkeiten zur Emissionsreduktion, Verantwortung, Gleichheit und wirtschaftliche Effizienz [201, 202].

In der Literatur [201–203] werden folgende Verteilungsschlüssel für das globale CO_2-Budget auf Regionen angesetzt. Hierbei ist die Verwendung eines einzelnen Schlüssels oder Kombinationen mehrerer Schlüssel als Verteilungsmethodik möglich:

- Aktuelle Emissionen („grandfathering “): Aufteilung des Budgets anhand des aktuellen

Emissionsanteils

- Pro-Kopf-Gleichheit: Aufteilung des Budgets anhand des Bevölkerungsanteils
- Historische Verantwortung: Aufteilung des Budgets ab einem früheren Zeitpunkt zur Berücksichtigung von historischen Emissionen
- Relative ökonomische Leistungsfähigkeit: Aufteilung des Budgets über das Bruttoinlandsprodukt
- Entwicklungsrechte: Aufteilung des Budgets über den Human Development Index

Für alle Ansätze stellt sich die Frage nach der Gerechtigkeit. Beispielsweise resultieren die Verteilungsschlüssel nach aktuellen Emissionsdaten oder Wirtschaftsleistung in hohen Budgets für hoch entwickelte Industrieländer. Hierbei werden Entwicklungsländer in ihrem Fortschritt benachteiligt, welcher bei hoch entwickelten Industrieländern historisch auf emissionsintensiven Technologien basiert. Eine Verteilung nach historischer Verantwortung limitiert das Budget hoch entwickelter Industrieländer stark. Das Budget kann je nach Bezugsjahr in der Berechnung auch negativ ausfallen. Hierbei stellt sich die Frage nach der Realisierbarkeit und, je nach Bezugsjahr, der generationsübergreifenden Gerechtigkeit bei gleichzeitiger Unwissenheit über die Folgen.

Einige Studien leiten CO_2-Emissionsbudgets für Deutschland aus globalen CO_2-Emissionsbudgets des IPCCs ab. Die berechneten deutschen Budgets unterscheiden sich unter anderem durch das verwendete globale CO_2-Budget. Beispielsweise werden IPCC-Berichte aus verschiedenen Jahren und unterschiedliche Temperaturanstiege mit dazugehörigen Wahrscheinlichkeiten verwendet. Außerdem kann sich die Verteilungsmethodik zur Bestimmung des deutschen Budgets unterscheiden. Weitergehend ist auch das Bezugsjahr in der Verteilungsmethodik relevant: Beispielsweise kann beim „Grandfathering“-Ansatz das nationale Budget über die historischen Emissionen von 2016, dem Zeitpunkt des Pariser Klimaschutzabkommens, oder einem anderen Jahr bestimmt werden. Eine Übersicht der deutschen Budgets der Studien mit Informationen zu den globalen Budgets und der Verteilungsmethodik findet sich in Abbildung 2.7. Hierbei ist zu beachten, dass die Studien Budgets ab einem gewissen Jahr ausweisen, beispielsweise 2016 oder 2022, und in der Abbildung alle Budgets mithilfe der historischen Emissionen [204] auf 2020 normiert sind.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) [198] bewertet den Pro-Kopf-Ansatz als gerechteste Verteilungsmethodik. Das Bezugsjahr für den Bevölkerungsanteil ist hierbei 2016, dem Ratifizierungsjahr des Pariser Klimaschutzabkommens, und resultiert in einem Anteil von $1{,}1\,\%$ des globalen Budgets. Insgesamt werden drei Budgets für Deutschland ab 2020 über das globale Budget des IPCC-Berichts von 2021 [1] für $1{,}75\,^{\circ}\mathrm{C}$ bei $67\,\%$, $1{,}5\,^{\circ}\mathrm{C}$ bei $67\,\%$ und $1{,}5\,^{\circ}\mathrm{C}$ bei $50\,\%$ abgeleitet. [198] Weitere Studien [199, 205, 206] verwenden den Pro-Kopf-Ansatz und begründen dies teilweise mit dem Vorgehen des Sachverständigenrats für Umweltfragen. Die Studien weichen hierbei entweder in der Berichtsversion und damit dem globalen Budget des IPCC, dem Bezugsjahr des Bevölkerungsanteils oder der Anzahl der ausgewiesenen deutschen Budgets ab. Wuppertal Institut [199] und Höhne et al. [205] basieren auf dem IPCC-Bericht [207] von 2018. Das New Climate Institute [205] verteilt das nationale Budget anhand der Bevölkerung von 2018. Das Konzeptwerk Neue Ökonomie [206] verwendet die gleiche Methodik wie der Sachverständigenrat für Umweltfragen [198], weist jedoch fünf Budgets aus.

Die Helmholtz Climate Initiative [201] verwendet eine zeitlich abhängige Methode, welcher in Abbildung 2.7 als „Aufholen + Pro-Kopf“ausgewiesen ist: In der Methode wird zwischen

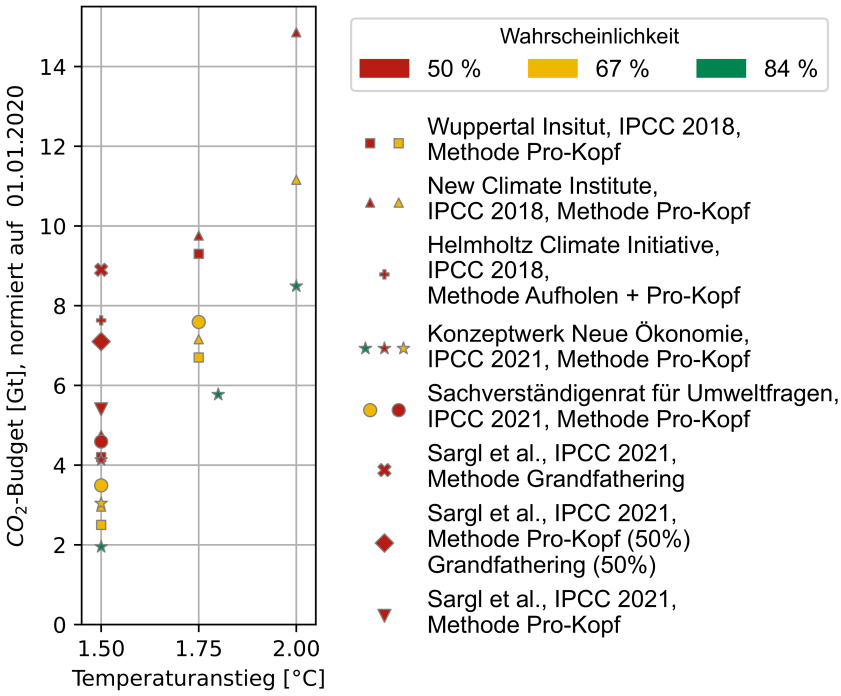


Abbildung 2.7: CO_2-Budgets für Deutschland, normiert auf das Jahr 2020

zwei zeitlichen Abschnitten unterschieden. Im Zeitraum von 2021 bis 2035 soll zunächst der jährliche Emissionsanteil Deutschlands auf den Pro-Kopf-Anteil der globalen Emissionen sinken. Anschließend soll der deutsche Emissionsanteil am globalen Budget anhand des Bevölkerungsanteils bestimmt werden. Hierbei wird jedoch eine Entwicklung der globalen Emissionen angenommen, welche dem Budgetgedanken ohne zeitliche Verteilung widerspricht. Das Budget wird zwar bis 2100 ausgewiesen, bezieht sich aber indirekt auf 2050. Die Emissionen von 2050 bis 2100 werden als netto null angenommen, um das Budget nicht künstlich durch Negativemissionen zu erhöhen.

Sargl et al. [208] berechnen deutsche CO_2-Budgets auf Basis des IPCC-Berichts [1] von 2021 und einer variierenden Gewichtung zweier Verteilungsschlüssel: Zum einen wird der Bevölkerungsanteil von 2019 und zum anderen die Emissionen („Grandfathering“) von 2020 verwendet und die Gewichtung der beiden zwischen $0\,\%$ und $100\,\%$ variiert.

2.3.2 Emissionsreduktionsziele des Klimaschutzgesetzes 2021

Im Klimaschutzgesetz [5] von 2021 verschärft die Bundesregierung die jährlichen Emissionsobergrenzen und strebt eine Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 an. Hierbei werden ausdrücklich die Emissionen aller Treibhausgase und nicht alleine die CO_2-Emissionen berücksichtigt. Zusätzlich werden wichtige Meilensteine definiert: Zum einen wird das Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045 festgesetzt und die Reduktion der Treibhausgasemissionen von $65\,\%$ bis 2030 und $88\,\%$ bis 2040 im Vergleich zu 1990 angestrebt. Zum anderen

sollen ab 2050 die Treibhausgasemissionen in der Atmosphäre durch Negativemissionen reduziert werden. Für den Zeitraum von 2020 bis 2030 sind jährliche Emissionsobergrenzen für Sektoren festgelegt. Von 2030 bis 2040 sind darüber hinaus jährliche prozentuale Minderungsziele gegenüber 1990 definiert. [5]

Durch die Umrechnung der jährlichen Obergrenzen des Klimaschutzgesetzes in ein langfristiges Budget ergibt sich ein theoretisches Treibhausgasbudget von $8{,}6\,\mathrm{Gt}\ CO_2$-Äquivalenten von 2022 bis 2050 laut Knopf und Geden [200]. Das zu Abschnitt 2.3.1 vergleichbare CO_2-Budget lässt sich aus dem Treibhausgasbudget nur mithilfe von Annahmen zur Entwicklung der Nicht-CO_2-Treibhausgasemissionen ableiten. Studien schätzen das CO_2-Budget des Klimaschutzgesetzes auf $6{,}4\,\mathrm{Gt}$ ab 2022 bis 2045 (beziehungsweise $6{,}2\,\mathrm{Gt}$ von 2022 bis 2050) [200], 7 bis $7{,}4\ \mathrm{Gt}$ ab 2020 [206] oder $7{,}9\,\mathrm{Gt}$ [208] ab 2020 bis 2050.

2.3.3 Emissionsrestriktionen für Deutschland in Energiesystemmodellen

Die vorgestellten Emissionsbegrenzungen durch mehrjährige CO_2-Budgets in Abschnitt 2.3.1 oder die jährlich gesetzten Ziele des Klimaschutzgesetzes Abschnitt 2.3.2 in Deutschland sind nur durch eine Nebenbedingung modellierbar, da die Emissionsbepreisung oder multikriterielle Optimierung die Emissionen nur indirekt reduziert, jedoch nicht die Höhe der Emissionen limitiert, siehe Abschnitt 2.1.3.

Ein weiterer Einfluss auf das Emissionsbudget ist die Abbildung von Negativemissionen im Modell. Die Berücksichtigung von Negativemissionen erlaubt höhere Emissionen im Vergleich zu Szenarien ohne Negativemissionen, während beide Varianten das Emissionsbudget bilanziell einhalten. Helmholtz Climate Initiative [201] beschreibt die Problematik für Deutschland bei definierten Netto-Null-Emissionen in 2050 und der Analyse bis 2100: Mögliche Negativemissionen in späteren Modelljahren bilden aufgrund ihrer hohen Abzinsung eine zukünftige kostengünstige Möglichkeit für höhere Emissionen als das definierte Budget. Für das Beispiel könnten Negativemissionen nach 2050 die Emissionen in Deutschland bis 2050 über das definierte Budget hinaus erhöhen und zu einem sogenannten Temperatur-Overshoot führen.

Die Methode der Emissionsrestriktion sowie die Abbildung von Negativemissionen können daher Analysen zur Transformation des deutschen Energiesystems beeinflussen.

2.4 Systemstudien zur Transformation des deutschen Energiesystems

Im Folgenden werden Transformationspfad-Studien des deutschen Energiesystems vorgestellt. Aufgrund der Ausrichtung der vorliegenden Arbeit liegt hierbei ein besonderer Fokus auf der Ausbauplanung der erneuerbaren Energieträger im Kontext der Emissionsreduktion in Deutschland. Wie in Abschnitt 2.3.3 vorgestellt, können die Emissionen in einem Transformationspfad über jährliche Obergrenzen oder ein Emissionsbudget über den gesamten Transformationspfad limitiert werden. Zwar werden deutsche Emissionsbudgets in der Wissenschaft aus dem übergeordneten globalen Restbudgets zur Begrenzung des menschengemachten Klimawandels abgeleitet, diese sind jedoch bislang nicht in der deutschen Ge-

setzgebung verankert und auch nur selten in Transformationspfad-Studien berücksichtigt. Eine Variation des Budgets wird nach Kenntnisstand der Autorin in der Literatur nicht berücksichtigt, wodurch der Einfluss verschiedener angestrebter maximaler Temperaturerhöhungen oder verschiedener Verteilungsmethoden des globalen auf nationale Budgets nicht analysiert wird.

Es existieren jedoch Systemstudien, dessen Emissionsreduktionsvorgaben sich an den Klimaschutzzielen Deutschlands orientieren. In Tabelle 2.9 werden Studien vorgestellt, welche die Transformation des deutschen Energiesystems für die aktuelle Gesetzgebung des Klimaschutzgesetzes von 2021 analysieren. Die Studien modellieren den Transformationspfad in fünf Jahresschritten bis mindestens zur Treibhausgasneutralität. Für die Studie der Boston Consulting Group [209] ist diese Information nicht bekannt. Die Methodik der Transformationspfadanalyse ist nur für einige Studien angegeben und basiert meistens auf der Optimierung mit perfekter Voraussicht. Das REMOD Modell des Fraunhofer ISE ist hierbei eine Sonderform durch die Verwendung einer evolutionären Optimierung mit perfekter Voraussicht. Lediglich die Studie mit *ETHOS.Nestor* [210] des Forschungszentrum Jülich verwendet einen Backcasting-Ansatz für die Transformationspfadanalyse. Das Modell *ETHOS.Nestor* basiert auf dem Optimierungsframework *ETHOS.FINE* [211–213] mit Zeitreihen- [214–217] sowie räumlicher Aggregation [218], und ist Grundlage weiterer Studien und Dissertationen [15, 219–221]. Die Entwicklung des Transportsektors ist an das Modell *ETHOS.Transport* [222] gekoppelt.

Nur drei der untersuchten Studien [14, 36, 37] beschreiben die Modellierung der Emissionsreduktion im Energiesystemmodell. Alle drei limitieren die jährlichen Treibhausgasemissionen nach Vorgabe des Klimaschutzgesetzes auf maximal $60\,\%$ der historischen Emissionen von 1990 für 2030 und eine Treibhausgasneutralität für 2045. Kopernikus-Projekt Ariadne [37] und Brandes et al. [36] verwenden ergänzende Emissionsbudgets von $7{,}5\,\mathrm{Gt} \pm 200\,\mathrm{Mt}$ $CO_{2,eq}$ beziehungsweise $9{,}8\,\mathrm{Gt}\ CO_{2,eq}$, während Stolten et al. [14] die Treibhausgasemissionen über den gesamten Transformationspfad pro Modelljahr nach den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes begrenzt.

Zur Analyse einer Treibhausgasneutralität müssen alle Treibhausgasemittenten aller relevanten Sektoren im Modell abgebildet sein. Dies umfasst große Emittenten wie Kohle- oder Gaskraftwerke im Energiesektor als auch die Nicht-CO_2 Emissionen des Landwirtschaftssektors. Zwischen den Modellen kann zwischen endogener und exogener Abbildung von Komponenten und Emittenten in der Optimierung unterschieden werden. Die endogene Optimierung erlaubt den Wechsel von Systemkomponenten durch Modellentscheidungen, beispielsweise die Wärmeversorgung durch Wärmepumpen anstatt Gasheizungen, wodurch Emissionen gesenkt werden können. Für die exogene Vorgabe werden Komponenten fixiert oder Sektoren vereinfacht abgebildet, wodurch keine interne Emissionsreduktion ermöglicht ist. Hierdurch kann keine Aussage zur umfassenden Technologieauswahl im System getroffen werden. Alle vorgestellten Studien modellieren beispielsweise zwar die Nicht-CO_2 Emissionen des Landwirtschaftssektors exogen, jedoch unterscheidet sich, ob der Gebäudesektor optimiert oder exogen gesetzt wird. Tabelle 2.9 zeigt, dass nur die Hälfte der Studien alle Sektoren optimiert, während die restlichen Studien nur den Umwandlungssektor optimieren.

Die erneuerbaren Energien stellen einen Grundpfeiler der Energiewende dar. Die Technologien der Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen sowie der Freiflächen- und Dachflächen-PV-Anlagen werden in allen Studien berücksichtigt, während die als innovativ eingestuften und als Sonderkategorie geförderten PV-Technologien [38] in keiner Studie integriert

sind. Letztere umfassen unter anderem schwimmenden PV, Parkplatz-PV und Agri-PV. Im Folgenden werden zunächst die Eingangsgrößen der Erneuerbaren Energien für das Optimierungsmodell und im Anschluss die resultierende Ausbauplanung unter Berücksichtigung des deutschen Klimaschutzgesetzes zur Treibhausgasneutralität bis 2045 vorgestellt.

Tabelle 2.9: Studien zum Klimaschutzgesetz 2021, *=Evolutionary Optimization

Studie	Institut	Model	Transf.-pfad	Sektoren
Klimaneutrales Deutschland 2045 [35]	Agora	n/a	n/a	Umwandlung
Klimapfade 2.0 [209]	Boston Consulting Group	n/a	n/a	n/a
Aufbruch Klimaneutralität [223]	dena	n/a	n/a	Umwandlung
Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 [37]	Ariadne	REMOD*, REMIND, TIMES	Perfekte Voraussicht	Alle
Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem [36]	Fraunhofer ISE	REMOD*	Perfekte Voraussicht	Alle
Langfristszenarien 3 [34]	BMWI	ENERTILE	Perfekte Voraussicht	Umwandlung
Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis 2045 [14]	FZJ IEK-3	*ETHOS. Nestor*	Back-casting	Alle

2.4.1 Kapazitätspotenziale der PV- und Windenergieanlagen

Der Ausbau der erneuerbaren Energien stellt einen Grundpfeiler des Transformationspfads der Energiewende in Deutschland dar. Dieser wird jedoch durch das Potenzial limitiert, welches sich beispielsweise durch Flächenrestriktionen ergibt. Im Optimierungsmodell kann das Potenzial der erneuerbaren Energien als Obergrenze der installierbaren Leistung daher einen signifikanten Einfluss auf den Transformationspfad besitzen. In Abbildung 2.8 werden die Potenziale der drei Studien, welche die Werte ausweisen, dargestellt. Diese zeigen hierbei eine starke Schwankung zwischen den Szenarien und Studien.

Einige Studien beschreiben die Kapazitätspotenziale der erneuerbaren Energien:

- Die Studie der dena [223] weist Flächenpotenziale, Kapazitätsdichten und resultierende Kapazitätspotenziale aus. Die Potenziale der Freiflächen- und Dachflächen-PV-Anlagen basieren auf einer Studie des Umweltbundesamts [224], welche sich auf die BMVI Studie [74] des Jahres 2015 stützen. Die Dachflächen-PV-Potenziale sind in der Studie mithilfe statistischer Daten geschätzt. Die Freiflächen-PV-Potenziale werden zwar mithilfe von Landverfügbarkeitsanalysen bestimmt, welche sich aber ausdrücklich nicht nach den aktuell geförderten Flächen richten. Die Wind-Offshore-Potenziale beruhen auf eigenen Annahmen basierend auf Agora Energiewende et al. [225] und Fraunhofer IWES [226]. Diese liegen mit $54\,\mathrm{GW}$ deutlich unter dem angestrebten erneuerbaren Ausbau des Osterpakets der deutschen Bundesregierung von $70\,\mathrm{GW}$ in

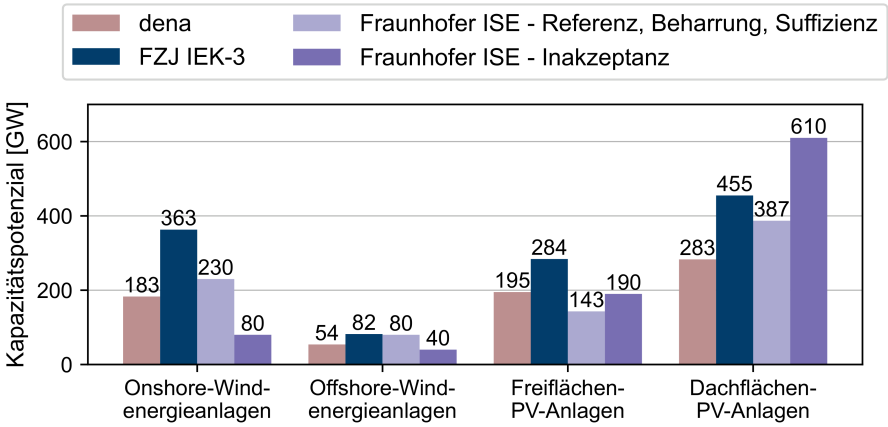


Abbildung 2.8: Verwendete Kapazitätspotenziale der PV- und Windenergieanlagen in den Systemstudien zum Klimaschutzgesetz von 2021

2045. Die Potenzialflächen für Onshore-Windenergieanlagen beruhen auf eigenen Annahmen ohne weitere Angaben und werden mithilfe von Kapazitätsdichten in ein Kapazitätspotenzial umgerechnet. Risch und Maier et al. [32] zeigen jedoch, dass die durchschnittliche Kapazitätsdichte stark zwischen unterschiedlichen Szenarien der Landverfügbarkeitsanalyse für Onshore-Windenergieanlagen schwankt, weshalb ein konstanter Faktor hier eine starke Vereinfachung bedeutet.

- Die Potenziale der Systemstudie von Brandes et al. [36] werden in einer Vorgängerstudie von Sterchele et al. [227] beschrieben. Die Freiflächen-PV-Potenziale basieren auf dem BMVI [74] und dem Bundesamt für Naturschutz [228] und sind wie oben beschrieben losgelöst von aktuell geförderten Flächen. Das erhöhte Freiflächen-PV-Potenzial im Inakzeptanz-Szenario wird in der Studie nicht erläutert. Auch die Dachflächen-PV-Potenziale beruhen auf den gleichen Studien [74, 228] und damit auf statistischen Daten. Im Inakzeptanz-Szenario wird das Potenzial jedoch stark erhöht und dies mit einer bottom-up Analyse des KIT [229] begründet. Die Ergebnisse der Systemstudie weisen Dachausrichtungen aus, die Herkunft dieser wird jedoch nicht näher beschrieben. Die Onshore-Wind-Potenziale beider Szenarien sind aus Masurowski et al. [230] übernommen, finden sich jedoch nicht in der genannten Quelle. Die Offshore-Windenergieanlagen-Potenziale beruhen auf eigenen Annahmen ohne weitere Angaben. Für das Inakzeptanz-Szenario liegt das Potenzial mit $40\,\mathrm{GW}$ weit unter dem angestrebten Ausbau von $70\,\mathrm{GW}$ in 2045 und im Vergleich zu Abbildung 2.6 auch deutlich am unteren Ende der Potenzialstudien.

- Stolten et al. [14] verwenden die Potenziale für Onshore-Windenergieanlagen und Dachflächen-PV-Anlagen aus Risch und Maier et al. [32]. Die Onshore-Windenergie-Potenziale werden über detaillierte Landverfügbarkeitsanalysen und die Dachflächen-PV-Potenziale über 3D-Gebäudedaten hergeleitet. Die Potenziale für Offshore-Windenergieanlagen basieren auf Çağlayan [231] und für Freiflächen-PV-Anlagen auf Ryberg [232], welche jeweils mit Landverfügbarkeitsanalysen auf europäischer Ebene bestimmt werden.

- Die Langfristszenarien [34] veröffentlichen die Potenzialstudien für Onshore-Windenergieanlagen und Offshore-Windenergieanlagen [84, 233]. Die Potenziale wer-

den über hybride Potenzialanalysen bestimmt: Zunächst werden Flächen mithilfe von Landverfügbarkeitsanalyse basierend auf dem CorineLandCover [119] ermittelt. Risch und Maier et al. [32] zeigen jedoch die geringe Eignung des Datensatzes durch Überschätzung der Potenzialflächen gerade bei Onshore-Windanalysen. Im Anschluss werden die ermittelten Flächen mithilfe von Flächenfaktoren reduziert, welche jedoch nicht näher erläutert werden. Die Studien bilden die technologischen und ökonomischen Parameter detailliert regionsspezifisch für unterschiedliche Anlagentypen ab. Die Ergebnisse der Potenzialanalyse werden jedoch lediglich in Erzeugungspotenzialkurven und nicht in Kapazitätspotenzialen dargestellt. Die Kapazitätspotenziale von Dachflächen- und Freiflächen-PV-Anlagen im Transformationspfad sowie die Modellierung dieser werden nicht beschrieben

- Kopernikus-Projekt Ariadne [37] veröffentlichen eine detaillierte Potenzialanalyse mit hochaufgelösten Daten, einer Vielzahl berücksichtigter Landnutzungen und einer Ausbauverteilung von definierten Kapazitäten für Deutschland. Nur für Offshore-Windenergieanlagen wird ein Kapazitätspotenzial von $56\,\mathrm{GW}$ genannt, welches jedoch nicht in den Transformationspfadanalysen berücksichtigt wird, da diese in der Ausbauplanung übertroffen wird. Der Zusammenhang der Potenzialanalysen mit den Transformationspfadanalysen ist daher unklar.

Insgesamt werden wenig Informationen zu den Potenzialen der erneuerbaren Energien in den Transformationspfadstudien veröffentlicht und die Potenziale selten mit rechtlichen Rahmenbedingungen eingeordnet. Die Methoden der Potenzialanalysen zeigen eine schwankende Qualität und eine geringe Transparenz. Mit Ausnahme der Studie des Fraunhofer ISE [36] wird keine Sensitivität des Transformationspfades von den angenommenen Potenzialen untersucht. Diese Analyse wird im Rahmen der folgenden Arbeit ergänzt.

2.4.2 Kosten der PV- und Windenergieanlagen

Neben den Potenzialen als Kapazitätsobergrenze beeinflussen auch die gesetzten Kostenparameter die Ausbauplanung der erneuerbaren Energien in Energiesystemmodellen mit Kostenoptimierung. Abbildung 2.9 zeigt die spezifischen Kosten der erneuerbaren Energien in den untersuchten Transformationspfad-Studien. Die Studien verwenden spezifische Kosten pro Modelljahr, mit Ausnahme von Kopernikus-Projekt Ariadne [37], welche eine Kostenreduktion in Abhängigkeit der installierten Leistung durch technologisches Lernen ansetzt. Für letzteres stellen die in der Abbildung dargestellten spezifischen Kosten daher das Optimierungsergebnis eines Szenarios dar. In Abbildung 2.9 werden die PV-Kosten von Kopernikus-Projekt Ariadne [37] aufgrund der fehlenden Aufteilung in Dachflächen-PV- und Freiflächen-PV-Anlagen nicht ausgewiesen. Außerdem werden die spezifischen Kosten für Windtechnologien der Langfristszenarien [34] nicht gezeigt, da diese nach Stark- und Schwach-Windenergieanlagen und pro untersuchtem Gebiet variieren.

Über den gesamten Transformationspfad zeigt sich ein einheitlicheres Bild der spezifischen Kosten für die PV-Technologien im Vergleich zu den Wind Technologien. Für Freiflächen-PV-Anlagen zeigen sich lediglich für die Studie des Fraunhofer ISE signifikant erhöhte Kosten, insbesondere von 2025 bis 2040. Ähnliches gilt für die spezifischen Kosten der Dachflächen-PV-Anlagen der Boston Consulting Group [209] und insbesondere der Langfristszenarien [34]. In 2045 variieren die Kosten mit Ausnahme dieser Ausreißer um maximal $13\,\%$ für Dachflächen und $19\,\%$ für Freiflächen-PV-Anlagen bezogen auf den geringsten Wert.

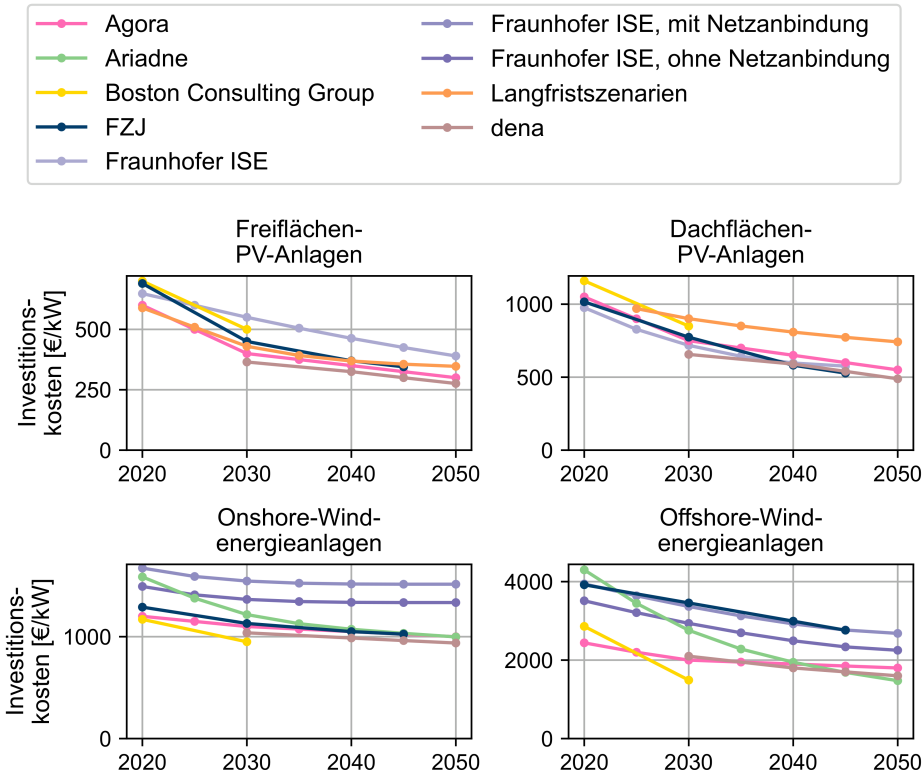


Abbildung 2.9: Spezifische Investitionskosten der erneuerbaren Energien in den Systemstudien zum Klimaschutzgesetz von 2021

Für beide Windtechnologien zeigt sich eine meist flachere Kostenreduktion im Vergleich zu den PV-Technologien. Eine Ausnahme hiervon stellt die Kostenreduktion der Ariadne Szenarien für beide Windtechnologien auf Basis technologischen Lernens dar. Für Onshore-Windenergieanlagen liegen die Kosten der Fraunhofer ISE Szenarien erneut deutlich über den anderen Studien. Die Kosten der Ariadne Szenarien sinken aufgrund der beschriebenen stärkeren Kostenreduktion vom Niveau der Fraunhofer ISE Szenarien auf das Niveau der verbliebenen Szenarien über den Transformationspfad. In 2045 schwanken die Kosten für Onshore-Windenergieanlagen ohne Berücksichtigung der Studie des Fraunhofer ISE um $7\,\%$. Bei Berücksichtigung der Studie erhöht sich die Schwankung auf $39\,\%$ für die Kosten ohne Netzanschluss beziehungsweise $57\,\%$ mit Netzanschluss. Die spezifischen Kosten von Offshore-Windenergieanlagen zeigen die heterogenste Verteilung aller Technologien über den Transformationspfad. In 2045 beträgt die maximale Abweichung $64\,\%$.

2.4.3 Modellierung der PV- und Windenergieanlagen

Neben dem Einfluss der in Abschnitt 2.4.1 und Abschnitt 2.4.2 vorgestellten Parameter wirkt sich auch die Interaktion im gesamten Energiesystem auf die Ausbauplanung aus. Im Folgenden werden weitere Aspekte der erneuerbaren Berücksichtigung im Energiesys-

tem vorgestellt. Zunächst muss erwähnt werden, dass nur wenig Informationen zu den Modellstrukturen veröffentlicht sind, wodurch auch die Vergleichbarkeit der Ergebnisse stark eingeschränkt ist: Die Studien der Boston Consulting Group [209] und des Fraunhofer ISE [36] veröffentlichen keine Informationen. Die Ariadne Studie [37] stellt zwar eine detaillierte Potenzialanalyse und eine Ausbauverteilung für spezifische installierte Leistungen zur Verfügung, der Zusammenhang der Ausbauverteilung zu den Ergebnissen der Transformationspfadanalysen ist jedoch unklar.

Mindestausbau
Die minimal ausgebaute Kapazität der erneuerbaren Energien kann für Modelljahre im Transformationspfad durch eine Nebenbedingung in der Optimierung forciert werden. Falls die ausgebaute Kapazität sich nur aufgrund der exogenen Vorgabe der Nebenbedingung einstellt, resultiert dies in einem suboptimalen Transformationspfad. Zwei Studien [34, 223] verwenden solche Vorgaben zum Mindestausbau, eine Übersicht findet sich in Tabelle 2.10. Die dena [223] leitet den gesetzten Mindestausbau aus der EEG Novelle von 2020, dem Klimaschutzprogramm 2019 und der WindSeeG-Novelle ab. Die Langfristszenarien [34] setzen die Ziele des Osterpakets [67] als Mindestausbau fest, welche die Mindestausbau-Begrenzungen der dena um mindestens $50\,\%$ übersteigen.

Tabelle 2.10: Forcierter Mindestausbau der erneuerbaren Energien in den Systemstudien zum Klimaschutzgesetz 2021

Technologie	Studie	2030	2035	2040
Onshore-Windenergieanlagen	dena [223]	$71\,\mathrm{GW}$	-	-
	Langfristszenarien [34]	$115\,\mathrm{GW}$	-	$160\,\mathrm{GW}$
Offshore-Windenergieanlagen	dena [223]	$20\,\mathrm{GW}$	-	$40\,\mathrm{GW}$
	Langfristszenarien [34]	$30{,}5\,\mathrm{GW}$	$50{,}3\,\mathrm{GW}$	$70\,\mathrm{GW}$
PV-Anlagen	dena [223]	$100\,\mathrm{GW}$	-	-
	Langfristszenarien [34]	$215\,\mathrm{GW}$	$309\,\mathrm{GW}$	$400\,\mathrm{GW}$

Jährliche Zubaubeschränkung der erneuerbaren Energien
Die jährlich maximal zubaubare Leistung kann auch durch eine Nebenbedingung im Modell limitiert werden. Eine Zubaubeschränkung begründet sich beispielsweise über eine begrenzte Technologieverfügbarkeit oder einem Fachkräftemangel für die Installation der Anlagen. Lediglich Stolten et al. [14] verwenden hierfür eine Nebenbedingung und limitiert den jährlichen Ausbau auf $10\,\mathrm{GW}$ für Freiflächen-PV-Anlagen, $10\,\mathrm{GW}$ für Dachflächen-PV-Anlagen, $8\,\mathrm{GW}$ für Onshore- und $4\,\mathrm{GW}$ für Offshore-Windenergieanlagen.

Einspeisung der erneuerbaren Energien
Die erneuerbaren Energien werden im Modell zur Deckung des Strombedarfs zugebaut. Zwischen den Technologien, und auch zwischen den Standorten, schwankt jedoch die Stromgestehung der erneuerbaren Energien pro Kapazität. Die maximal mögliche Einspeisung der erneuerbaren Energien stellt daher einen bedeutsamen Input im Optimierungsmodell dar, dennoch gibt es nur wenig Informationen in den Studien:

- Stolten et al. [14] verwenden das open-source Tool RESKit [234] zur Simulation der Einspeisezeitreihen der existierenden und potenziellen erneuerbaren Energien.
- Die Langfristszenarien [34] simulieren die erneuerbaren Energien mit dem Wetterjahr 2010.

- Die Studie der dena [223] veröffentlicht die durchschnittlichen Volllaststunden, welche jedoch nach Standort variieren können. Für Onshore-Windenergieanlagen erhöhen sich die durchschnittlichen Volllaststunden über den Transformationspfad von 2020 bis 2045 von $2350\,\mathrm{h}$ auf $2400\,\mathrm{h}$, für PV-Anlagen von $940\,\mathrm{h}$ auf $950\,\mathrm{h}$ und sind konstant bei $4000\,\mathrm{h}$ für Offshore-Windenergieanlagen.
- Die Studie der Agora [35] veröffentlicht die Volllaststunden für den Pfad von 2020 bis 2050 von $955\,\mathrm{h}$ bis $960\,\mathrm{h}$ für PV-Anlagen und $1782\,\mathrm{h}$ bis $2200\,\mathrm{h}$ für Onshore-Windenergieanlagen. Für Offshore-Windenergieanlagen steigen die Volllaststunden von 2020 bis 2030 von $3500\,\mathrm{h}$ auf $3800\,\mathrm{h}$ und sinken ab 2040 bis 2050 von $3800\,\mathrm{h}$ auf $3650\,\mathrm{h}$ aufgrund von starkem Zubau und dadurch bedingter Windabschattung zwischen den Windparks.

Auflösung der erneuerbaren Energieträger im Modell
Der modellseitige Detaillierungsgrad der erneuerbaren Energien im Modell ist nur selten veröffentlicht. Stolten et al. [14] bilden die regionalen Unterschiede in der Einspeisung für Deutschland durch Gruppen im Einknotenmodell ab. Hierbei werden die Technologien Onshore-Windenergieanlagen, Dachflächen- und Freiflächen-PV-Anlagen jeweils durch sieben Gruppen repräsentiert. Für Offshore-Windenergieanlagen werden lediglich zwei Gruppen verwendet. Die Langfristszenarien [34] verwendet eine höhere Anzahl von Gruppen: drei für Offshore-Windenergieanlagen, 18 für Freiflächen-PV-Anlagen, 19 für Dachflächen-PV-Anlagen und mindestens 42 für Onshore-Windenergieanlagen.

Alle analysierten Parameter können Einfluss auf die Ausbauplanung der erneuerbaren Energieträger in der Transformationspfadanalyse des deutschen Energiesystems haben, dessen bisherige Studienergebnisse im Folgenden vorgestellt werden.

2.4.4 Ausbau der erneuerbaren Energien

Das folgende Kapitel stellt die Kapazitätsentwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland in der Literatur vor. Hierbei werden außerdem die historischen Kapazitäten [235] (dunkelblaue Balken), die Ausbauziele der Bundesregierung aus dem Osterpaket [67] (hellblaue Balken) und die Kapazitätsentwicklung bei Fortführung der durchschnittlichen Ausbaugeschwindigkeit der letzten fünf Jahre (blaue gestrichelte Linie) mit den Studienergebnissen zum Transformationspfad Deutschlands zur Klimaneutralität verglichen. Die Kapazitätsentwicklung der Ariadne-Studie [37] und der Boston Consulting Studie [209] werden hierbei einer Meta-Analyse [236] entnommen, da die Kapazitäten nicht in den eigenen Studien ausgewiesen werden.

Abbildung 2.10 zeigt die Kapazitätsentwicklungen für Onshore-Windenergieanlagen. Die Ausbauziele des Osterpakets der Bundesregierung liegen ab 2035 bei $160\,\mathrm{GW}$ und würden bei Fortführung der aktuellen Ausbaugeschwindigkeit bis 2045 nur zu $66\,\%$ erfüllt werden. In den Zwischenjahren des Transformationspfads liegen die installierten Leistungen in den Studien häufig unterhalb der Zielvorgaben und zeigen damit den ehrgeizigen Charakter des Gesetzes in den Zwischenjahren zur Treibhausgasneutralität in 2045. Die Langfristszenarien [34] und zwei Szenarien der Ariadne Studie liegen über den gesamten Transformationspfad deutlich über den Ausbauzielen. Für die Langfristszenarien begründet sich dies jedoch durch die gesetzte Nebenbedingung der Mindestkapazitäten, wie in Abschnitt 2.4.3 beschrieben, und stellt daher keine freie Optimierung des Ausbaupfades dar. Aufgrund der feh-

lenden Beschreibung der Methodik der Ariadne Szenarien ist die hohe Spreizung zwischen hohen Ausbaukapazitäten zweier Szenarien und sehr geringe Ausbaukapazität des TIMES-PanEU-Mix Szenarios unbekannt. Eine ähnlich hohe Spreizung zwischen den Szenarienergebnissen einer Studie findet sich in 2045 auch für die Studie des Fraunhofer ISE [36]. In der Studie variiert außerdem auch die zum Zeitpunkt der Studie historische Kapazität von 2020 zwischen den Szenarien und übersteigt die tatsächliche Leistung in Deutschland um bis zu $9{,}4\,\mathrm{GW}$ beziehungsweise $17\,\%$. Weiterhin weist das Inakzteptanz-Szenario sogar eine deutlich geringere installierte Leistung als die Fortschreibung der historischen Ausbaugeschwindigkeit aus. Dies begründet sich durch das gesetzte Potenzial von $80\,\mathrm{GW}$ aus Masurowski et al. [230], welches jedoch nur die Hälfte des Ziels des Osterpakets entspricht und die Grundlage des Potenzials nicht transparent ist. Insgesamt resultieren die Transformationspfade aller Systemstudien in einer installierten Leistung zwischen $74\,\mathrm{GW}$ und $218\,\mathrm{GW}$ in 2045. Die Hälfte der Szenarien liegt hierbei - teilweise deutlich - oberhalb der Ziele des Osterpakets. Die Extremwerte werden jeweils durch Szenarien der Ariadne Studie dargestellt. Es zeigt sich eine hohe Schwankung zwischen den Szenarien einer Studie und insgesamt eine hohe Unsicherheit bei Betrachtung aller Studien in der Ausbauplanung von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland.

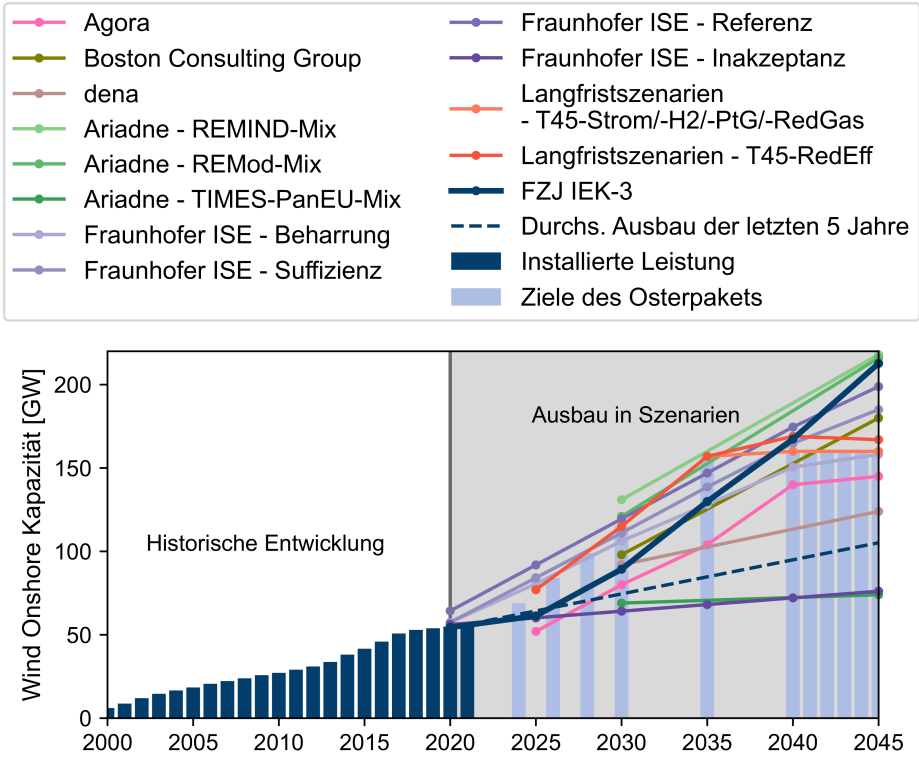


Abbildung 2.10: Historische installierte Kapazität von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien zur Treibhausgasneutralität in 2045

Abbildung 2.11 zeigt die Kapazitätsentwicklungen für Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland. Die Erreichung der Osterpaketziele von $70\,\mathrm{GW}$ in 2045 bedarf eine starke

Steigerung der Ausbaugeschwindigkeit. Mit der aktuellen Geschwindigkeit sind lediglich $25{,}16\,\mathrm{GW}$ und damit nur $36\,\%$ des Ziels realisierbar. Die Langfristszenarien sind die einzige Studie, deren Kapazitäten aufgrund der Nebenbedingung über den gesamten Pfad über den Zielen des Osterpakets liegen. Auffällig ist jedoch, dass in 2035 diese mit $51\,\mathrm{GW}$ die Ziele von $40\,\mathrm{GW}$ sogar deutlich übertreffen. Insgesamt zeigt sich ein Kapazitätsausbau der Szenarien zwischen $29\,\mathrm{GW}$ und $75\,\mathrm{GW}$ in 2045. Die Extremwerte sind jeweils Ergebnisse der Ariadne-Szenarien. Das Ziel von $70\,\mathrm{GW}$ des Osterpakets wird für die Szenarien der Boston Consulting Group, Agora, Langfristszenarien, dem Forschungszentrum Jülich und dem REMod-Mix Szenario der Ariadne Studie erreicht, während die restlichen Studien zwischen $34{,}19\,\mathrm{GW}$ und $65{,}98\,\mathrm{GW}$ liegen. Die geringeren Kapazitäten lassen sich für die dena Studie durch die niedrigen exogen gesetzten Kapazitäten begründen.

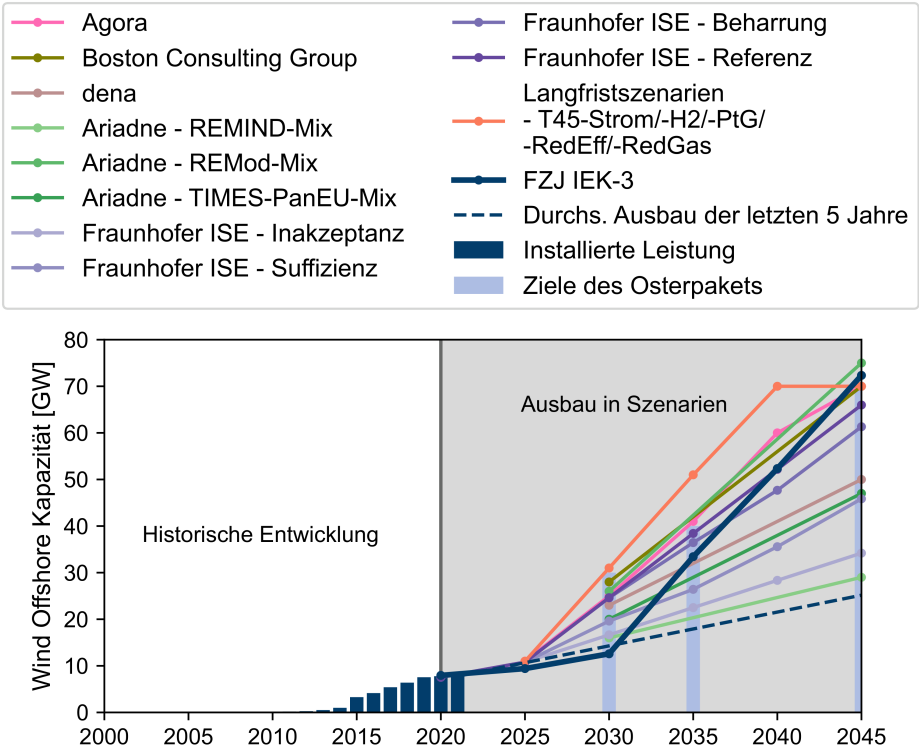


Abbildung 2.11: Historische installierte Kapazität von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien zur Treibhausgasneutralität in 2045

Abbildung 2.12 zeigt die Kapazitätsentwicklungen für PV. Hierbei wird auf eine Unterscheidung zwischen PV-Kategorien wie Dachflächen- oder Freiflächen-PV verzichtet, da eine solche Unterteilung nicht in den Zielen des Osterpakets verankert ist und nicht in allen Studien ausgewiesen wird. Bei Fortsetzung der aktuellen Ausbaugeschwindigkeit würden bis 2045 lediglich $127{,}3\,\mathrm{GW}$, also nur $31\,\%$ des Ziels des Osterpakets von $400\,\mathrm{GW}$ realisiert werden. In den Ergebnissen der Systemstudien zeigt sich eine hohe Spreizung von $230\,\mathrm{GW}$ bis $659{,}8\,\mathrm{GW}$ in 2045. In der Hälfte der Studien ergibt sich jedoch ein Ausbau zwischen $358\,\mathrm{GW}$ und $456\,\mathrm{GW}$. Insgesamt ist besonders die hohe installierte Leistung des Inakzeptanz-Szenarios des Fraunhofer ISE mit $659{,}8\,\mathrm{GW}$ in 2045 auffällig. Die extrem gerin-

gen Potenziale für Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen resultieren in einer hohen installierten PV-Leistung, was die Wechselwirkung der Systemkomponenten im Transformationspfad zeigt.

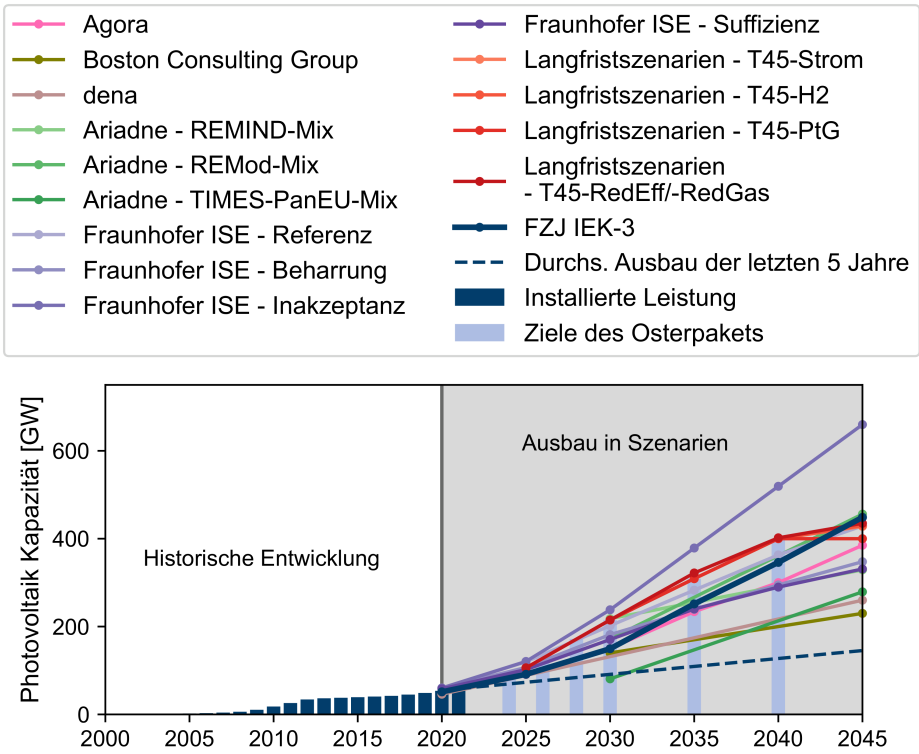


Abbildung 2.12: Historische installierte Kapazität von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien zur Treibhausgasneutralität in 2045

Mit Ausnahme zweier Onshore-Wind-Szenarien postulieren alle Szenarien eine - teilweise drastische - Steigerung der Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien. Hierbei sind die Randbedingungen im Modell der Transformationspfadrechnung, beispielsweise die maximalen Potenziale, teilweise unbekannt, oder variieren stark, wodurch die Vergleichbarkeit der Szenarien eingeschränkt ist. Die Übersicht der Ergebnisse hinterfragt die Robustheit der Szenarien zur Treibhausgasneutralität in Deutschland in Bezug auf die Ausbaupfade der erneuerbaren Energien.

2.5 Zusammenfassung und Forschungslücke

Das Kapitel präsentiert den aktuellen Stand der Wissenschaft zu den Transformationspfaden des deutschen Energiesystems mit Fokus auf die PV- und Windenergieanlagen sowie methodische Aspekte der Emissionsbegrenzung und Transformationspfadmodellierung.

Die Technologien der Photovoltaik und Windenergie stellen einen fundamentalen Bestandteil der Transformationspfade aller Systemstudien dar. Der mögliche Beitrag der Technologien ist jedoch vom jeweiligen Zubau- und Erzeugungspotenzial abhängig, welches beispielsweise aufgrund von Flächenrestriktionen wie Abstandsregeln zu Wohngebäuden eingeschränkt wird. Für die Offshore-Windenergieanlagen existiert eine Vielzahl von Potenzialanalysen mit stark variierenden Kapazitätspotenzialen. Für die Potenzialanalyse der Onshore-Windenergieanlagen analysiert Risch [39] einen starken Einfluss der Landnutzungsdatensätze, jedoch wurde dies für Offshore-Windenergieanlagen bislang nicht untersucht. Des Weiteren liegen die Ziele des Osterpakets sowie mehrere Systemstudien über den Potenzialen auf aktuell ausgewiesenen Flächen in der Gesetzgebung und bedürfen Anpassungen der Flächennutzung im deutschen Meeresgebiet, gegebenenfalls auch den Einsatz größerer Anlagen. In der PV-Strategie der Bundesregierung wird zudem die Förderung der Agri-, Parkplatz- und schwimmenden PV-Anlagen festgehalten. Allerdings existieren keine transparenten, regional aufgelösten und reproduzierbaren Analysen der Potenziale dieser innovativen PV-Anlagen, um den möglichen Beitrag der Technologien im zukünftigen deutschen Energiesystem zu quantifizieren. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden daher die folgenden Forschungsfragen untersucht:

1. Was sind die Potenziale der innovativen PV- sowie Windenergieanlagen in Deutschland?

Die veröffentlichten Systemstudien variieren hinsichtlich der angenommenen Potenziale der Dachflächen- und Freiflächen-PV- sowie Onshore-Windenergie- und Offshore-Windenergieanlagen. Die angenommenen Potenziale liegen teilweise unter den Potenzialen der Gesetzgebung, sind häufig intransparent hergeleitet sind oder weichen stark von den gesetzlichen Vorgaben ab. Einige Systemstudien schränken zudem teilweise die Ausbauraten ein, wodurch sich ein enger Ausbaupfad ergibt und die Kostenoptimalität von Gesetzesänderungen nicht analysiert werden kann. Bislang untersucht keine Systemstudie den Einfluss unterschiedlicher hochaufgelöster und transparenter Potenzialszenarien auf den Transformationspfad zur Treibhausgasneutralität oder berücksichtigt die Potenziale innovativer PV-Anlagen. Darüber hinaus weisen die PV- und Windenergieanlagen eine hohe Wetterabhängigkeit auf. Die meisten Systemstudien veröffentlichen die Annahmen der potenziellen Einspeisung der Technologien nicht und keine Systemstudie untersucht die Robustheit der Ergebnisse hinsichtlich dieser Wetterabhängigkeit. Die vorliegende Arbeit untersucht daher folgende Forschungsfrage:

2. Wie beeinflussen Gesetzesänderungen zum Ausbau der PV- und Windenergieanlagen den Transformationspfad des deutschen Energiesystems und wie robust ist der Transformationspfad hinsichtlich der Wetterabhängigkeit der Technologien?

Die bisherigen Systemstudien zum Klimaschutzgesetz 2021 basieren mehrheitlich auf der Transformationspfadmethode der perfekten Voraussicht. Diese unterstellt eine Allwissenheit aller Randbedingungen bis 2045, was jedoch nicht die reale Entscheidungsgrundlage widerspiegelt. Alternative Transformationspfad-Methode mit beschränkter Voraussicht zur Abbildung kurzsichtigerer Entscheidungsfindungen, wie Myopie oder Rolling Horizon, wurden bislang nicht zur Analyse des deutschen Transformationspfades untersucht. Die vorliegende Arbeit beleuchtet daher zudem die folgende Forschungsfrage:

3. Welchen Einfluss haben kurzsichtige im Vergleich zu weitsichtigen Entscheidungen auf die Entwicklung des deutschen Transformationspfades?

Das Klimaschutzgesetz 2021 definiert jährliche Emissionsobergrenzen bis zum Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045 und begrenzt damit den deutschen Beitrag zur weiteren Klimaerwärmung. Insbesondere für die CO_2-Emissionen korreliert jedoch die Klimaerwärmung mit den kumulierten Emissionen über viele Jahre. In Energiesystemmodellen kann der Beitrag zur Klimaerwärmung entweder über jährliche Emissionen oder über Emissionsbudgets begrenzt werden. Die Systemstudien verwenden unterschiedliche Arten der Emissionsbegrenzung, jedoch werden diese in keiner Studie miteinander verglichen, um die Ziele des Klimaschutzgesetzes zu überprüfen. Die vorliegende Arbeit betrachtet daher folgende Forschungslücken:

4. Sind die Ziele des deutschen Klimaschutzgesetzes hinsichtlich der jährlichen Emissionsobergrenzen kostenoptimal definiert?

Durch das Klimaschutzgesetz wird der Beitrag Deutschlands zur globalen Klimaerwärmung auf ein spezifisches Emissionsbudget begrenzt. Um die Verantwortung Deutschlands für strengere Klimaschutzziele zu erfüllen, ist eine stärkere Defossilisierung des deutschen Energiesystems erforderlich. Bisherige Studien untersuchen Transformationspfade zur Erreichung der Klimaschutzziele des Klimaschutzgesetzes von 2021. Die Maßnahmen und Mehrkosten für strengere Klimaschutzziele werden bislang jedoch nicht quantifiziert. Die letzte Forschungsfrage der vorliegenden Arbeit lautet daher:

5. Welche Maßnahmen sind zur Erreichung strengerer Klimaschutzziele im Vergleich zum Klimaschutzgesetz erforderlich und zu welchen Mehrkosten führen diese?

Im folgenden Kapitel wird die Methodik zur Beantwortung der Forschungsfragen vorgestellt.

Kapitel 3

Modellierung und Methodik

Im folgenden Kapitel wird die Methodik der vorliegenden Arbeit beschrieben. Das Kapitel untergliedert sich in die Potenzialanalysen erneuerbarer Energieträger in Deutschland in Abschnitt 3.1.In Abschnitt 3.2 und Abschnitt 3.3 werden die Erweiterung des Optimierungsframeworks *ETHOS.FINE* und die Erweiterung am Energiesystemmodell *ETHOS.NESTOR* erläutert, welche zur Berechnung der Szenarien benötigt wird. Im abschließenden Abschnitt 3.4 werden die Szenarienrechnungen mit *ETHOS.NESTOR* zur Beantwortung der hergeleiteten Forschungsfragen beschrieben.

3.1 Potenziale der PV- und Windenergieanlagen

Die erneuerbaren Energieträger sind ein entscheidender Baustein zur Defossilisierung des deutschen Energiesystems. Wie in Abschnitt 2.2 gezeigt, sind die Potenziale zum Ausbau der Technologie aufgrund ihres Flächenbedarfs von den angenommenen Randbedingungen wie beispielsweise der Gesetzgebung abhängig. Für die innovativen PV-Technologien gibt es keine transparenten und reproduzierbaren Potenzialanalysen für Deutschland. Im folgenden Kapitel wird vorgestellt, wie die Potenzialanalyse für die erneuerbaren Energietechnologien der Agri-PV-Anlagen in Abschnitt 3.1.1, der Parkplatz-PV-Anlagen in Abschnitt 3.1.2, der schwimmenden PV-Anlagen in Abschnitt 3.1.3, der Offshore-Windenergieanlagen in Abschnitt 3.1.4, der Onshore-Windenergieanlagen in Abschnitt 3.1.5, der Freiflächen-PV-Anlagen in Abschnitt 3.1.6, und der Dachflächen-PV-Anlagen in Abschnitt 3.1.7 durchgeführt werden. Die ermittelten Potenziale werden anschließend in das Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* integriert, um den Einfluss der Potenziale auf die Transformation des deutschen Energiesystems zu bestimmen.

3.1.1 Agri-PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Agri-PV-Anlagen kombinieren die Nutzung von Flächen der Landwirtschaft mit PV-Anlagen zur Strombereitstellung. Die Eignung von landwirtschaftlichen Flächen für diese Kombinati-

on variiert jedoch je nach angebauter Pflanzenkategorie, siehe Abschnitt 2.2.5. Um die Potenziale von Agri-PV-Anlagen in Deutschland zu bestimmen, sind daher Informationen über die Anbauflächen unterschiedlicher Pflanzenkategorien erforderlich. Für standortscharfe Potenzialanalysen werden georeferenzierte Datensätze für Anbauflächen benötigt.

Diese Information beinhalten nur wenige georeferenzierte Datensätze. Der Datensatz Basis-DLM [44] liefert zwar georeferenzierte Daten für landwirtschaftlichen Flächen, jedoch mit geringer Detailgenauigkeit bei der Kategorisierung der Pflanzen. OpenStreetMap [42] enthält zwar einige Daten zur Pflanzenkategorie von landwirtschaftlichen Flächen, jedoch nicht flächendeckend und mit variierendem Detailgrad. Im Gegensatz dazu veröffentlichten Blickensdörfer et al. [108] einen georeferenzierten Datensatz, der alle landwirtschaftlichen Flächen in 23 Pflanzenkategorien mit einer Auflösung von $10\,\mathrm{m}$ x $10\,\mathrm{m}$ für Deutschland klassifiziert. Dieser Datensatz wird im Folgenden verwendet, um die landwirtschaftlichen Flächen verschiedener Pflanzenkategorien geographisch zu referenzieren.

Für unterschiedliche Pflanzenkategorien variiert insbesondere das optimale Systemdesign der Anlage. Beispielsweise werden in der Literatur für Grünlandflächen vertikale Anlagen vorgeschlagen, während für Weinreben hochaufgeständerte Anlagen bevorzugt sind. Die Eignung aller 23 Pflanzenkategorien des verwendeten Datensatzes von Blickensdörfer et al. [108] wird mithilfe der analysierten Eignung von 10 Studien [99, 101–107, 109, 111, 121, 135] mit zusätzlichen expertenbasierten[1] Korrekturen kategorisiert. Die Analyse der Studien und die im Rahmen dieser Arbeit verwendete Kategorisierung unterteilt nach hochaufgeständertem und vertikalen Systemdesign findet sich in Tabelle 3.1.

Zusätzlich zur Eignung der Pflanzenkategorie in Kombination mit Agri-PV-Anlagen schränkt laut Experten[1] auch das aktuelle Maschinendesign zur Bewirtschaftung einiger Pflanzenkategorien die Kombination mit Agri-PV-Anlagen für gewissen Technologiedesigns wie hochaufgeständerte oder vertikale Anlagen ein. Im Folgenden werden für die georeferenzierte Potenzialanalyse vier Szenarien basierend auf den Pflanzenkategorien von Blickensdörfer et al. [108] definiert, in welchen die Eignung, das mögliche Technologiedesign und die Einschränkungen durch das Maschinendesign für jede Pflanzenkategorie berücksichtigt wird. Eine detaillierte Übersicht findet sich in Tabelle 3.2.

- *Vertikal Grünland*: Im Szenario Vertikal Grünland werden beide Grünland-Pflanzenkategorien des Datensatzes für vertikale Agri-PV-Anlagen berücksichtigt.
- *Vertikal Getreide*: Das aktuelle Maschinendesign erlaubt keine Kombination von Weizen, Gerste und Roggen mit hochaufgeständerten Agri-PV. Das Szenario berücksichtigt daher diese Getreidekategorien für die Kombination vertikale Agri-PV-Anlagen.
- *Hochaufgeständert Konservativ*: Das Szenario verwendet die Pflanzenkategorien Lupine, Soja, Reben, Hopfen und Obstgärten für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen aufgrund ihrer Schattentoleranz und des aktuellen Maschinendesigns
- *Hochaufgeständert Innovativ*: In diesem Szenario wird angenommen, dass durch eine Anpassung des Maschinendesigns weitere Pflanzenkategorien für horizontale Agri-PV-Anlagen geeignet sind. Im Vergleich zum Szenario Hochaufgeständert Konservativ werden daher die Getreidekulturen, Hafer, Kartoffeln, Zuckerrüben, Raps, Erbsen und Ackerbohnen aufgrund ihrer geeigneten Schattentoleranz ergänzt. Außerdem wird die

[1] Matthias Meier, Institut IBG-2, Forschungszentrum Jülich

Tabelle 3.1: Eignung der Pflanzenkategorien des georeferenzierten Datensatzes von Blickensdörfer et al. [108] für Agri-PV-Anlagen. ↑: Schattenverträgliche, geeignet für Agri-PV, ↗: Schattenverträglich, teilweise geeignet für Agri-PV, →: Neutraler Effekt, ↘: Schattenuntolerant, eher ungeeignet für Agri-PV, ↓: Schattenunverträglich, nicht geeignet für Agri-PV, div: Unterschiedliche Informationen für verschiedene Kulturen dieser Gruppe, H: hochaufgeständerte Anlage, V: vertikale Anlage

Kategorie	Albrecht [102]	ISE [103]	ISE-modifiziert durch Wydra [109]	ISE-Leitfaden [99]	Beck et al. [125]	Laub et al. [105]	Yeligeti et al. [106]	Weselek et al. [135] (weltweit)	Wydra et al. [101]	Mamun et al. [107] (weltweit)	Experten[1]-korrigierte Kategorisierung für die weitere Analyse
Winterweizen	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↑	→	→		H: ↗, V: ↑
Wintergerste		→	→	↘	↑		↘		→		H: ↗, V: ↑
Winterroggen		→	→	↘	→	↘	↑		→		H: ↗, V: ↑
Sommergerste		→	→	↘	↑		↘		→		H: ↗, V: ↑
Hafer		→	→	↘	→	↘	↓		→		H: ↗, V: ↑
Mais		↘	↘	↘	↘	↘	→	→	↓		↓
Kartoffel	↑	→	↑	↑	↑	↘	↑	→	↑	↑	↑
Zuckerrübe	↘	↘	↘			↘	↘		↘		→
Raps	→	→	→		↓	→	↘	↑	↑		↗
Sonnenblume	↘	↘	↘				↓	→	↘		↓
Erbsen	→	→	→			↘			↗	→	→
Ackerbohnen	↑	↑	↑				↘		↗	↗	→
Lupine	↑					↘					↗
Soja	↑	↑	↑			↘	→		↑		↗
Gemüse	div	div	→		div	↗	div	↑	↑	div	↗
Kultivierte Grünflächen				↑		→			↑		V: ↑
Dauerhafte Grünflächen				↑		→			↑		V: ↑
Brachland				nicht berücksichtigt							-
Kleine Gehölze und Hecken				nicht berücksichtigt							-
Andere Flächen				nicht berücksichtigt							-
Weinreben	↑	↘	↗	↑	↑		↑		↑		↑
Hopfen	↑	↑	↑						↑		↑
Obstgarten	↘	↘	↘			↑	↑	↑	↑	div	↗

Kategorie Gemüse berücksichtigt. Diese umfasst mehrere Unterkategorien mit unterschiedlicher Eignung. Im konservativen Szenario werden diese nicht berücksichtigt, jedoch im innovativen Szenario.

Nach Identifikation der landwirtschaftlichen Flächen, die im jeweiligen Szenario berücksichtigt sind, werden Schutzgebiete wie Nationalparks, Naturschutzgebiete, Wasserschutzgebiete, Überschwemmungsgebiete oder Biosphärengebiete als Potenzialfläche aus-

geschlossen. Die vollständige Auflistung der verwendeten Ausschlüsse mit zugehörigem Datensatz und -abfrage findet sich in Anhang A.1. Während die genannten Schutzgebiete in Potenzialanalysen in der Literatur für Agri-PV-Anlagen [128, 130] berücksichtigt werden, schließt keine Potenzialanalyse bislang Moorflächen aus, siehe Abschnitt 2.2.5. Entwässerte Moore, beispielsweise für die Landwirtschaft, setzen jedoch jährlich $7\,\%$ der Treibhausgasemissionen in Deutschland frei [114], weshalb eine Wiedervernässung im Kontext der Emissionsreduktion vorrangig sein sollte. Im Folgenden werden Moore erstmalig als Potenzialfläche für Agri-PV-Anlagen ausgeschlossen. Zur Identifikation von Moorflächen in Deutschland wird der Datensatz von Tegetmeyer et al. [115] verwendet, welcher nach Kenntnis der Autorin der einzige Datensatz zu ent- und bewässerten Mooren ist.

Nach der Identifikation des Flächenpotenzials für die Szenarien wird das Kapazitätspotenzial auf den Flächen abgeleitet. Aufgrund unterschiedlicher Schattentoleranzen der Pflanzenkategorien variiert die optimale Verschattung und damit die angenommene Kapazitätsdichte. Es wird daher eine variable Kapazitätsdichte pro Anbaufläche in Abhängigkeit von der Schattentoleranz der zugehörigen Pflanzenkategorie verwendet. Für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen variiert die Kapazitätsdichte zwischen $60\,\mathrm{MW_p/km^2}$ und $85\,\mathrm{MW_p/km^2}$, was mit Willockx et al. [121] übereinstimmt. Für vertikale Agri-PV-Anlagen wird in Anlehnung an Wydra et al. [101] eine feste Kapazitätsdichte von $39{,}5\,\mathrm{MW_p/km^2}$ angenommen. Eine detaillierte Übersicht über die Pflanzenkategorie pro Szenario und der Kapazitätsdichte pro Pflanzenkategorie findet sich in Tabelle 3.2.

Zur Bestimmung des Erzeugungspotenzials und der Stromgestehungskosten wird eine Simulation pro Potenzialfläche durchgeführt. Hierfür wird zwischen den hochaufgeständerten und vertikalen Agri-PV Anlagen unterschieden. Die hochaufgeständerten Anlagen werden mit einer Südausrichtung und einem Neigungswinkel von 20° simuliert, welcher eine Annahme aus den Literaturwerten zwischen 12° [121] und 32° [111] darstellt. Die vertikalen Agri-PV-Anlagen werden mit einem Neigungswinkel von 90° und einer Ausrichtung nach Süden simuliert.

Mithilfe des Erzeugungspotenzials und der Kapazität pro Potenzialfläche und der spezifischen Investitions- und Betriebskosten können die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity) bestimmt werden. Aufgrund der Neuheit der Technologie gibt es jedoch noch wenig belastbare Kostenangaben, siehe Abschnitt 2.2.5. Für die hochaufgeständerten Agri-PV-Anlagen werden im Folgenden spezifische Investitionskosten von $1100\,€/\mathrm{kW}$ angenommen, abgeleitet aus den spezifischen Kosten von großen Anlagenkonfigurationen von Feuerbacher et al. [138], hochaufgeständerten Anlagen laut Scharf et al. [113] und den Kosten für Anlagen auf Ackerland von Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE [99]. Für vertikale Anlagen werden spezifische Investitionskosten von $800\,€/\mathrm{kW}$ angenommen. Diese orientieren sich an den Kostenangaben des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE [99] für Anlagen auf Grünland und Scharf et al. [113] für vertikale Anlagen. Für beide Anlagenarten werden spezifische Betriebskosten von $1{,}1\,\%$ nach Willockx et al. [121] und Schindele et al. [104] angenommen. Es wird ein Zinssatz von $6\,\%$ und basierend auf der Literatur eine Lebensdauer von 25 Jahren angesetzt. Zur Bestimmung der Stromgestehungskosten und der Volllaststunden werden alle Standorte für die historischen Wetterjahre 2000 bis 2020 mit RESKit [234] simuliert.

Das deutsche Potenzial für Agri-PV-Anlagen setzt sich aus Kombinationen der Szenarien zusammen. Da einige Pflanzenkategorien in mehreren Szenarien berücksichtigt sind, können nicht alle Szenarien beliebig kombiniert werden. Für das Gesamtpotenzial gibt es zwei Szenarien-Kombinationen: Das restriktive deutsche Potenzial ergibt sich aus der Kom-

Tabelle 3.2: Definition der Potenzialszenarien der Agri-PV-Anlagen anhand der Pflanzenkategorien des Geo-Datensatzes von Blickensdörfer et al. [108]. H: Hochaufgeständerte Anlage, V: Vertikale Anlage, ●: berücksichtigt,❍:nicht berücksichtigt

Kategorie	Kapazitätsdichte $[\mathrm{MW_p/km^2}]$	Hochaufgeständert Konservativ	Hochaufgeständert Innovativ	Vertikal Getreide	Vertikal Grünflächen
Winterweizen	H: 60, V: 39,5	❍	●	●	❍
Wintergerste	H: 60, V: 39,5	❍	●	●	❍
Winterroggen	H: 60, V: 39,5	❍	●	●	❍
Sommergerste	H: 60, V: 39,5	❍	●	●	❍
Hafer	H: 60, V: 39,5	❍	●	●	❍
Mais	-	❍	❍	❍	❍
Kartoffeln	H: 85	❍	●	❍	❍
Zuckerrüben	H: 60	❍	●	❍	❍
Raps	H: 60	❍	●	❍	❍
Sonnenblumen	-	❍	❍	❍	❍
Erbsen	H: 60	❍	●	❍	❍
Ackerbohnen	H: 85	❍	●	❍	❍
Lupinen	H: 85	●	●	❍	❍
Soja	H: 85	●	●	❍	❍
Gemüse	H: 85	❍	●	❍	❍
Kultivierte Grünflächen	V: 39,5	❍	❍	❍	●
Permanente Grünflächen	V: 39,5	❍	❍	❍	●
Brachland	-	❍	❍	❍	❍
Kleine Waldflächen	-	❍	❍	❍	❍
Andere Flächen	-	❍	❍	❍	❍
Weinreben	H: 85	●	●	❍	❍
Hopfen	H: 85	●	●	❍	❍
Obstgarten	H: 60	●	●	❍	❍

bination von Vertikal Getreide, Vertikal Grünland und Hochaufgeständert Konservativ. Das progressive deutsche Potenzial setzt sich aus dem Szenario Vertikal Grünland und Hochaufgeständert Innovativ zusammen.

3.1.2 Parkplatz-PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Parkplatz-PV-Anlagen erlauben die Integration von PV-Anlagen in das Energiesystem durch die Überdachung von Parkplätzen. Aktuell verpflichtet kein Bundesland in Deutschland zum Bau von Parkplatz-PV-Anlagen auf bestehenden Parkplätzen. Wie in Abschnitt 2.2.7 be-

schrieben, verabschiedeten jedoch fünf Bundesländer Gesetze zum verpflichteten Bau von Parkplatz-PV-Anlagen auf neu gebauten Parkplätzen unter bestimmten Voraussetzungen, wie der Stellplatzanzahl oder den Besitzverhältnissen. Die Mindest-Stellplatzanzahl variiert hierbei in den Gesetzen zwischen 35 [182, 183], 50 [184, 185] oder 100 [181]. Im Rahmen der Arbeit wird das Parkplatz-PV-Potenzial in Deutschland angelehnt an die Gesetzgebung der fünf Bundesländer bestimmt. Abweichend von der Gesetzgebung werden jedoch bestehende Parkplätze anstatt neu gebauter Parkplätze in der Analyse berücksichtigt. Hierbei werden drei Szenarien mit einer minimalen Stellplatz-Anzahl von mehr als 35, 50 oder 100 Stellplätzen untersucht.

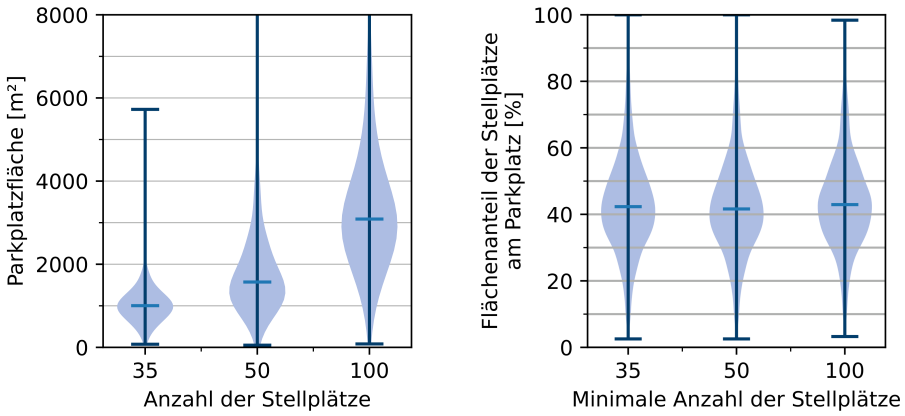
Zunächst müssen Parkplätze anhand der Stellplatzanzahl des Szenarios identifiziert werden. Nach Kenntnis der Autorin gibt es jedoch keinen Datensatz mit vollständiger Datenlage zu der Anzahl an Stellplätzen für alle Parkplätze in Deutschland. Lediglich OpenStreetMap (OSM) [42] bietet die Information der Stellplatzanzahl für einen Anteil der Parkplätze und wird daher im Folgenden verwendet. Hierfür wird die folgende Anfrage pro Bundesland, jeweils mit dessen Namen *BundeslandName* durchgeführt:

```
[out:json];
area[name=BundeslandName]->.searchArea;
way["parking"="surface"](area.searchArea);
out geom;
```

Da die Stellplatz-Anzahl nur für einen Teil der Parkplätze gegeben ist, wird die Stellplatz-Anzahl der Parkplätze anhand ihrer Größe approximiert. Im Umkehrschluss werden in den Szenarienrechnungen die Parkplätze mit mehr als der jeweiligen definierten Stellplatz-Anzahl anhand einer Mindestgröße identifiziert. Zur Bestimmung dieser Mindestgröße werden zunächst Parkplätze mit Informationen über die Anzahl der Stellplätze aus OpenStreetMap [42] und der Stellplatzanzahl des Szenarios extrahiert und ihre Fläche bestimmt. Abbildung 3.1a zeigt die Verteilung der Fläche von Parkplätzen mit 35, 50 und 100 Stellplätzen. Zur Bestimmung der Mindestgröße wird der Medianwert jedes Szenarios verwendet und aufgrund der Auflösung der Landverfügbarkeitsanalyse von $10\,\mathrm{m}$x$10\,\mathrm{m}$ auf $100\,\mathrm{m}^2$ gerundet. Im Folgenden werden Parkplätze mit mehr als 35 Stellplätzen mit einer minimalen Fläche von $1100\,\mathrm{m}^2$ identifiziert, für 50 Stellplätze mit $1600\,\mathrm{m}^2$ und für 100 Stellplätze mit $3100\,\mathrm{m}^2$.

Ein weiterer erforderlicher Parameter ist der für PV nutzbare Flächenanteil der Parkplatzfläche. Wie in Abschnitt 2.2.7 beschrieben, nutzen bisherige Studien einen Anteil zwischen $15\,\%$ und etwa $80\,\%$. In der folgenden Analyse wird die Nutzung der Stellplatzfläche der Fahrzeuge auf den Parkplätzen angenommen, ähnlich zu Stryi-Hipp et al. [181]. Dieser Anteil wird wie folgt bestimmt: Die OpenStreetMap-Daten [42] mit Information zur Stellplatzanzahl werden nach mindestens der Stellplatzanzahl des Szenarios gefiltert. Dann wird der Flächenanteil ermittelt, indem die Anzahl der Stellplätze mit der angenommenen Fläche eines Stellplatzes von $12{,}5\,\mathrm{m}^2$ pro Stellplatz [181] multipliziert und durch die Gesamtfläche des Parkplatzes dividiert wird. Abbildung 3.1b zeigt die resultierende Verteilung des Flächenanteils der Stellplätze auf den Parkplätzen pro Szenario. Der Median der Szenarien liegt zwischen $41{,}6\,\%$ und $42{,}9\,\%$. Für alle Szenarien wird im Folgenden ein Flächenanteil von $42{,}2\,\%$ verwendet.

Mit den ermittelten Faktoren werden die Parkplatz-PV-Potenziale der drei Szenarien analysiert: Zunächst werden alle Parkplätze in Deutschland von OpenStreetMap [42], wie oben beschrieben, extrahiert. Anschließend werden die identifizierten Parkplätze nach der er-



(a) Parkplatzfläche pro Stellplatz-Anzahl **(b)** Anteil des Stellplatzes an der Parkplatzfläche

Abbildung 3.1: Verteilung der Parkplatzfläche und der Verteilung des Anteils des Stellplatzes für die Szenarien der Potenzialanalyse von Parkplatz-PV-Anlagen

mittelten Mindestgröße des jeweiligen Szenarios gefiltert. Daran anschließend werden die Landnutzungskategorien Nationalparks, Naturschutzgebiete und Vogelschutzgebiete durch WDPA [96] und Wälder durch Basis-DLM [129] ausgeschlossen. Die Datensätze mit zugehörigen Abfragen zur Identifikation der jeweiligen Landnutzungskategorien finden sich in Abschnitt A.1. Die Potenzialfläche für Parkplatz-PV-Anlagen wird durch die Multiplikation der Flächen mit dem Flächenanteil bestimmt.

Zur anschließenden Ableitung des Kapazitätspotenzials auf der Potenzialfläche wird diese mit einer Kapazitätsdichte multipliziert. Hierbei wird ein Wert von $200\,\mathrm{MW_p/km^2}$ angenommen, angelehnt an Stryi-Hipp et al. [181], siehe Tabelle 2.7.

Wie bereits für die Potenzialanalyse von Agri-PV-Anlagen beschrieben, wird zur Analyse des Erzeugungspotenzials und der Stromgestehungskosten (LCOE) eine Simulation pro Potenzialfläche durchgeführt. Hierfür wird eine Orientierung nach Süden mit einem Azimut von 180° und einem Neigungswinkel von 10° als Durchschnittswert der Literaturwerte angenommen. Die Kosten werden mit $1000\,€/\mathrm{kW_p}$ und feste Betriebskosten von $1{,}5\,\%$ angesetzt. Die Investitionskosten richten sich hierbei nach den europäischen Studien und größeren Anlagendesigns. Zur Bestimmung der Stromgestehungskosten und der Volllaststunden werden alle Standorte für die historischen Wetterjahre 2000 bis 2020 mit RESKit [234] simuliert.

3.1.3 Schwimmende PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Schwimmende PV-Anlagen nutzen Wasserflächen zur Stromgestehung durch PV-Anlagen. Die aktuelle Gesetzgebung erlaubt den Bau von schwimmenden PV-Anlagen nur auf künstlichen und stark veränderten Seen mit einer maximalen Flächenabdeckung von $15\,\%$

und einem Mindestabstand von $40\,\mathrm{m}$ vom Ufer [78]. Das Potenzial anhand dieser gesetzlichen Regelungen wurde bislang nicht bestimmt. Die Analyse bestimmt sowohl das Potenzial anhand der aktuellen Gesetzgebung als auch Sensitivitäten bezüglich der erlaubten Flächenabdeckung, der Gewässerart und des minimalen Uferabstands.

Im ersten Schritt der Potenzialanalyse werden die Wasserflächen identifiziert. Hierbei werden entweder „künstliche und stark veränderte Seen“ oder „alle Seen“ berücksichtigt. Um alle Seen in Deutschland zu identifizieren, wird der Datensatz Basis-DLM [44] mit der folgenden Datenabfrage gefiltert:

```
OBJART_TXT = 'AX_StehendesGewaesser'
```

Basis-DLM enthält jedoch nicht die Information über den Status des Gewässers und eignet sich damit nicht zur Identifikation von künstlich und stark veränderten Gewässern. Um diese dennoch zu identifizieren, wird der Datensatz „Wasserkörper-DE (Wasserrahmenrichtlinie 3. Zyklus 2022-2027)“ von der Bundesanstalt für Gewässerkunde [52] mit folgender Abfrage verwendet:

```
MODIFIED = 'Y' OR ARTIFICIAL = 'Y'
```

Anschließend werden die Landnutzungskategorien Nationalparks, Naturschutzgebiete, Lebensräume und Vogelschutzgebiete von WDPA [96] identifiziert und ausgeschlossen. Die entsprechenden Abfragen finden sich in Abschnitt A.1. Zusätzlich werden ufernahe Wasserflächen anhand des spezifizierten Mindestabstands des Szenarios ausgeschlossen.

Die hierbei verbleibende Fläche kann jedoch den gesetzlich beschränkten Gewässeranteil für schwimmende PV-Anlagen von $15\,\%$ überschreiten. Zur Begrenzung des Flächenanteils auf einen definierten Anteil werden zwei Flächen verglichen: Erstens, die verbleibende Fläche nach allen Ausschlüssen, und zweitens der definierte maximale Flächenanteil des Szenarios. Der kleinere der beiden Werte stellt das Flächenpotenzial für schwimmende PV-Anlagen auf dem Gewässer dar.

Die Kapazität wird aus dem resultierenden Flächenpotenzial mit dem Kapazitätsdichtefaktor abgeleitet. Wie in Abschnitt 2.2.6 beschrieben, variieren die angesetzten Kapazitätsdichten zwischen 60 und $200\,\mathrm{MW_p/km^2}$. Die meisten Studien verwenden eine Kapazitätsdichte von $100\,\mathrm{MW_p/km^2}$, welche auch in der vorliegenden Analyse angenommen wird.

Anschließend wird das Erzeugungspotenzial und die Stromgestehungskosten (LCOE) mithilfe der Simulation jeder Potenzialfläche durchgeführt. Hierfür wird eine Orientierung nach Süden mit einem Azimut von 180° und einem Neigungswinkel von 10° angesetzt. Weiter werden Investitionskosten von $1000\,€/\mathrm{kW_p}$, feste Betriebskosten von $2{,}5\,\%$ und eine Lebensdauer von 25 Jahren berücksichtigt. Alle Parameter orientieren sich an der vorgestellten Literatur. Zur Bestimmung der LCOE und der Volllaststunden werden alle Standorte für die historischen Wetterjahre 2000 bis 2020 mit RESKit [234] simuliert.

3.1.4 Offshore-Windenergieanlagen

Die Potenzialanalyse für Offshore-Windenergieanlagen wird für die Meeresfläche der Bundesländer in der Küstenzone und für die Ausschließliche Wirtschaftszone Deutschlands in der Nord- und Ostsee durchgeführt. Im ersten Schritt der Potenzialanalyse werden die Potenzialflächen für Offshore-Windenergieanlagen bestimmt. Im Meeresgebiet gibt es großflächige Landnutzungskategorien, wie Militär und Schifffahrt, welche jedoch mehr auf gesetzlichen Festlegungen als auf physischen Bauwerken basieren, im Gegensatz zum Äquivalent wie beispielsweise Straßen an Land. Die gesetzlichen Festlegungen sind daher von großer Bedeutung, welche im deutschen Meeresgebiet der Ausschließlichen Wirtschaftszone [90] und der Bundesländer mit Meeresgebieten Schleswig-Holstein [54], Niedersachsen [55], Hamburg [46] und Mecklenburg-Vorpommern [56] existieren. Die entsprechenden Datensätze mit Filterungen für die Landnutzungskategorien der jeweiligen Regionen finden sich in den Tabellen A.3 bis A.6 im Anhang. Weitere Landnutzungskategorien sind durch physische Infrastrukturen, wie Kabel oder Pipelines, oder Schutzzonen durch die natürlichen Lebensräume gegeben und dadurch weniger von gesetzlichen Randbedingungen abhängig.

Wie in Abschnitt 2.2.4 beschrieben, existieren unterschiedliche Datensätze zur Identifikation von Landnutzungskategorien des deutschen Meeresgebiets. In der Literatur werden verschiedene Datensätze in den Potenzialanalysen genutzt, siehe Tabelle 2.3. Risch und Maier et al. [32] zeigen bereits den nennenswerten Einfluss der Landnutzungsdatensätze auf die Potenzialanalysen für Onshore-Windenergieanlagen, jedoch wurde nach Wissen der Autorin eine solche Analyse bislang nicht für die Potenzialanalyse von Offshore-Windenergieanlagen. Der Einfluss der georeferenzierten Datensätze auf die Potenzialanalyse für Offshore-Windenergieanlagen ist daher unbekannt. Im Folgenden wird daher zunächst der Einfluss der Landnutzungsdatensätze analysiert, bevor die Potenzialszenarien vorgestellt werden.

Einfluss der Landnutzungsdaten auf Offshore-Windenergie-Potenzialanalysen

Für die Analyse des Einflusses der Datensätze auf die Potenzialanalysen von Offshore-Windenergieanlagen werden die in Abschnitt 2.2 vorgestellten Key Performance Indicator (KPI) der „Intersection over Union“ nach Gleichung 2.2 und „Normalized Total Area“ nach Gleichung 2.1 aus Risch und Maier et al. [32] um den Flächenanteil erweitert. Dieser beschreibt den Anteil der ausgeschlossenen Fläche an der Gesamtfläche der Region, siehe Gleichung 3.1.

$$\text{Flächenanteil}(dataset_i) = \frac{A(dataset_i)}{A(region)} \tag{3.1}$$

Die Analyse beschränkt sich regional auf das deutsche Meeresgebiet bestehend aus dem deutschen Küstenmeer, welche den Bundesländern zugeordnet ist, und der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Die Analyse wird in einer Auflösung von $10\,\mathrm{m}\mathrm{x}10\,\mathrm{m}$ durchgeführt.

Schifffahrt: Die Potenzialanalysen in der Literatur verwenden nur den Datensatz von Halpern et al. [89]. Dieser wird mit den der Kombination der offiziellen Datensätze der Ämter

[46, 54–56, 90] verglichen. OpenStreetMap beinhaltet keine Daten für Schifffahrtswege im deutschen Meeresgebiet (Stand: 15.09.2022).

Der Datensatz von Halpern et al. [89] weist Schifffahrtsdichten als Rasterdatei aus. Die Identifikation der Schifffahrtswege bedarf einen gewählten Grenzwert, ab welcher Schifffahrtsdichte eine Fläche als Schifffahrtsweg klassifiziert wird. Im Gegensatz hierzu weisen die offiziellen georeferenzierten Datensätze der Ämter die Schifffahrtswege in einer Vektordatei aus, teilweise unterschieden in Vorranggebiet, temporäres Vorranggebiet, Vorbehaltsgebiet und temporäres Vorbehaltsgebiet. Details zu den verwendeten Dateien und Filterungen finden sich im Anhang in Tabelle A.5. Die Analyse wird mit einem Puffer von $0\,\mathrm{m}$ durchgeführt.

Pipeline: Von den verwendeten Datensätzen in der Literatur zur Identifikation von Pipelines ist lediglich CONTIS [62] frei verfügbar. Dieser wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie bereitgestellt. Weiterhin werden die Daten von OpenStreetMap [42] und EMODNet [93] verglichen. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, werden unter anderem geplante Pipelines ausgefiltert. Die Details findet sich in Tabelle A.3. Die Datenanalyse wird für einen geringen Puffer von $100\,\mathrm{m}$ und einen typischen Puffer von $500\,\mathrm{m}$, siehe Abbildung 2.6, durchgeführt.

Kabel: Die in den Potenzialanalysen verwendeten Datensätze zur Identifikation von Kabeln in der Literatur [62, 91, 93, 94] sind alle frei verfügbar. Auf die Analyse der EMODNet-Daten [93] wird verzichtet, da diese auf CONTIS [62] basieren. Zusätzlich werden die OpenStreetMap-Daten [42] in der Analyse verwendet. Es werden geringe Puffer von $100\,\mathrm{m}$ und typische Puffer von Potenzialanalysen für Offshore-Windenergieanlagen von $500\,\mathrm{m}$, siehe Abbildung 2.6, verwendet.

Naturschutz: Die Naturschutzgebiete werden in allen untersuchten Potenzialanalysen mit dem WDPA-Datensatz [96] ausgeschlossen. Für die Analyse werden die Daten von WDPA [96] mit OpenStreetMap [42] und CONTIS [61] verglichen. Die Analyse wird mit einem Puffer von $0\,\mathrm{m}$ durchgeführt.

Militär: Militärflächen werden bislang nicht in den Potenzialanalysen von Offshore-Windenergieanlagen ausgeschlossen, sind jedoch gesetzlich für den Erhalt der militärischen Interessen geschützt [90]. Die Flächen können zum einen durch die Kombination der offiziellen Daten aus dem Raumordnungsplan für das Gebiet der Ausschließlichen Wirtschaftszone [90] mit den Daten von CONTIS [61] für das Gebiet des Küstenmeeres und zum anderen durch OpenStreetMap [42] identifiziert werden. Die Analyse wird mit einem Puffer von $0\,\mathrm{m}$ durchgeführt.

Nicht untersuchte Landnutzungskategorien: Der Einfluss der Datensätze auf den Ausschluss von Küsten, Meerestiefen, Weltmeeresschutzgebieten, Plattformen und seismologische Stationen wird nicht untersucht. Für die Küstenabschnitte wird ein einheitlicher Datensatz in den Potenzialanalysen verwendet, wodurch sich die ausgeschlossene Fläche nur durch den gewählten Puffer unterscheidet. Die maximale Meerestiefe stellt aufgrund der relativ geringen Meerestiefe in Deutschland von maximal ungefähr $71\,\mathrm{m}$ [65] keinen Ausschlussgrund dar. Die weiteren Kriterien werden aufgrund der seltenen Verwendung als Ausschlusskategorie nicht betrachtet.

Potenzialszenarien

Teile des folgenden Unterkapitel sind in Risch und Maier et al. [32] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden. Abweichend zur Vorveröffentlichung wird das Turbinendesign angepasst.

Die aktuellen Flächennutzungspläne der Ausschließlichen Wirtschaftszone und der Bundesländer mit Küstenmeer in Deutschland weisen gesetzlich definierte Vorbehalts- und Vorranggebiete für Offshore-Windenergieanlagen aus. Aufgrund der vollständigen Belegung aller Meeresgebiete durch Landnutzungskategorien bedeutet eine Erweiterung der Offshore-Windenergiegebiete eine Einschränkung anderer Kategorien. In der vorliegenden Potenzialanalyse werden daher vier Szenarien berücksichtigt, welche im Folgenden näher beschrieben werden:

- *S1 Expansiv*: Erweiterung der Gebiete Offshore-Windenergieanlagen über die gesetzlich definierten Flächen Analyse
- *S1a Expansiv - Militär*: Basis ist das Szenario S1, jedoch wird zusätzlich die Nutzung von bisherigen Militärgebieten für Offshore-Windenergieanlagen untersucht.
- *S2 Gesetzgebung*: Aktuelle Vorrang- und Vorbehaltsflächen für Offshore-Windenergie
- *S3 Restriktive Gesetzgebung*: Aktuelle Vorrangflächen für Offshore-Windenergie

Während in den Szenarien S1 und S1a zunächst die gesamte Meeresfläche initial als verfügbar ansehen wird, verwenden die Szenarien S2 und S3 die Vorrang- und Vorbehaltsgebiete als Initialflächen in der Potenzialanalyse. Anschließend werden für alle Szenarien Landnutzungskategorien, teilweise mit Puffer, ausgeschlossen. Hierbei werden ausschließlich Datensätze mit einem offiziellen Charakter, wie die Flächennutzungspläne oder WDPA verwendet. Tabelle 3.3 zeigt eine Übersicht der Ausschlüsse und der verwendeten Datensätze. Die genaue Filterung findet sich in Abschnitt A.2.

Für die Szenarien S1 und S1a werden Flächen im Abstand von $15\,\mathrm{km}$ zur Küste und $500\,\mathrm{m}$ zur Seegrenze zu Nachbarländern ausgeschlossen. Weiterhin werden die Vorranggebiete der Schifffahrt mit einem Puffer von $500\,\mathrm{m}$ ausgeschlossen, während die Vorbehaltsgebiete der Schifffahrt als Potenzialflächen für Offshore-Windenergieanlagen nicht ausgeschlossen werden. Des Weiteren werden Infrastruktureinrichtungen wie Kabel und Plattformen mit $500\,\mathrm{m}$ durch CONTIS [62] ausgeschlossen. Die Szenarien *S1 Expansiv* und *S1a Militär* unterscheiden sich in der Berücksichtigung von ausgewiesenen Militärgebieten, die einen signifikanten Anteil der deutschen Küstenlinie abdecken. Da Militärgebiete mit ausgewiesenen Windenergiegebieten in der aktuellen Gesetzgebung überlappen, ist der Ausschluss aller Militärgebiete nicht realistisch. Der Ausschluss einzelner Unterbereiche ist jedoch aufgrund fehlender Hinweise auf die Gebietseignung für eine Mischnutzung von Offshore-Windenergieanlagen und Militär nicht möglich. Nur das Szenario *S1 Expansiv* schließt ausgewiesene Militärgebiete gemäß CONTIS [61] und des Raumordnungsplans der Ausschließlichen Wirtschaftszone [90] aus. Im Gegensatz zu den Szenarien S1 und S1a berücksichtigen die Szenarien S2 und S3 die offiziell ausgewiesenen Gebiete für Windenergieanlagen. Landnutzungskategorien wie Militär, Schutzgebiete und Schifffahrt werden nicht ausgeschlossen, da diese bereits in der Definition der Flächen berücksichtigt wurden. Infrastrukturen werden analog zu Szenario S1 und S1a berücksichtigt. Nach Anwendung

Tabelle 3.3: Ausgeschlossene Landnutzungskategorien für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen

Ausschlusskriterium	Datensatz	S1	S1a	S2	S3
Vogelschutzgebiete	WDPA [96]	$0\,\mathrm{m}$	$0\,\mathrm{m}$	-	-
Küste	VG250 [51]	$15\,\mathrm{km}$	$15\,\mathrm{km}$	-	-
Datenkabel	CONTIS [62]	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$
Hochspannungskabel	CONTIS [62]	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$
Meeresschutzgebiete	WDPA [96]	$0\,\mathrm{m}$	$0\,\mathrm{m}$	-	-
Militär	[61, 90]	$0\,\mathrm{m}$	-	-	-
Nationalpark	WDPA [96]	$0\,\mathrm{m}$	$0\,\mathrm{m}$	-	-
Naturschutzgebiete	WDPA [96]	$0\,\mathrm{m}$	$0\,\mathrm{m}$	-	-
Pipelines	CONTIS [62]	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$
Plattformen	CONTIS [62]	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$
Schifffahrt - Vorranggebiete	[54–56, 90]	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$	-	-
Grenze	VG250 [51], CONTIS [61]	$500\,\mathrm{m}$	$500\,\mathrm{m}$	-	-
Meerestiefe	INSPIRE [88]	$1000\,\mathrm{m}$	$1000\,\mathrm{m}$	-	-
Seismische Stationen	BGR [63]	$1000\,\mathrm{m}$	$1000\,\mathrm{m}$	-	-

der Ausschlüsse werden für alle Szenarien Flächen ausgeschlossen, deren resultierende Größe kleiner als $0{,}1\,\mathrm{km}^2$ ist.

Das potenzielle Kapazitätspotenzial der Szenarien wird über eine Turbinenplatzierung von *GLAES* [41] und ein Turbinenabstand von $8\,\mathrm{D}\times4\,\mathrm{D}$ bestimmt. Eine Referenzturbine mit einer Kapazität von $17\,\mathrm{MW}$, einer Nabenhöhe von $151\,\mathrm{m}$ und einem Rotor-Durchmesser von $250\,\mathrm{m}$ wird verwendet [40].

Neben den vorgestellten Szenarien für das Gesamtpotenzial wird zusätzlich die Sensitivität für das verbleibende Zubaupotenzial in Deutschland bestimmt. Hierfür wird die Methodik aus der Dissertation Risch [39] verwendet, um die Fläche existierender Anlagen von der Potenzialfläche auszuschließen. Die existierenden Anlagen werden hierbei über das Marktstammdatenregister [73] identifiziert. Dies ermöglicht die Aufteilung in Bestandsanlagen und potentiellem Zubau.

Abschließend wird das Erzeugungspotenzial mit dem open-source Tool *RESKit* [234] bestimmt. Die Zeitreihen werden mit dem Faktor $0,86$ für eine Turbinenverfügbarkeit von $95\,\%$ und einem mittleren Windpark-Wirkungsgrad von $90\,\%$ nach Pelser et al. [40] reduziert, um beispielsweise Abschattungseffekte zu berücksichtigen.

3.1.5 Onshore-Windenergieanlagen

Die Methodik der Potenzialanalysen von Onshore-Windenergieanlagen ist bereits ausführlich in Risch und Maier et al. [32] und in der Dissertation von Risch [39] erläutert. In der vorliegenden Arbeit wird die Methodik mit optimierten Turbinendesign und die fünf Szenarien aus der Dissertation von Risch [39] übernommen. Als einzige Abweichung wird eine neuere Version des Marktstammdatenregisters [73] vom 23.06.2023 für die Sensitivität des Zubaupotenzials verwendet.

Folgende Szenarien werden berechnet und im Folgenden verwendet:

- *S1 Gesetzgebung 2021*: Ausschlüsse anhand der Gesetzgebung der deutschen Bundesländer zum Stand Mitte 2022
- *S2 Expansiv*: Ausschlüsse, welche sich an den expansiveren Gesetzen der Bundesländer orientiert
- *S3 Restriktiv*: Ausschlüsse, welche sich an den restriktiveren Gesetzen der Bundesländer orientiert

Analog zur Potenzialanalyse für Offshore-Windenergieanlagen wird die Simulation mit *RES-Kit* [234] durchgeführt. Abweichend wird jedoch eine Reduktion der Zeitreihe auf $0,82$ durch eine Turbinenverfügbarkeit von $97\,\%$ und einem mittleren Windpark-Wirkungsgrad von $85\,\%$ nach Pelser et al. [40] angesetzt.

3.1.6 Freiflächen-PV-Anlagen

Die Methodik der Potenzialanalysen von Freiflächen-PV-Anlagen wird bereits ausführlich in Risch und Maier et al. [32] und in der Dissertation von Risch [39] erläutert, welche im Rahmen der vorliegenden Arbeit zur Erstellung von Szenarien verwendet wird. Im Vergleich zu den Szenarien der genannten Analysen werden folgende Änderungen und Erweiterungen der Szenarien durchgeführt: Einerseits erhöht sich im Erneuerbaren Energiegesetz von 2023 der Randabstand für die geförderten Flächen neben Autobahnen und Bahngleisen von $200\,\mathrm{m}$ auf $500\,\mathrm{m}$ und wird als zusätzliches Szenario betrachtet. Andererseits analysieren zwei weitere Szenarien die Konkurrenz von Freiflächen-Anlagen und Agri-PV-Anlagen. Da die Potenziale von Freiflächen- und Agri-PV-Anlagen auf gleichen Flächen wie Grünland verortet sein können, wird zusätzlichen Szenarien analysiert, welches Potenzial für Freiflächen-PV-Anlagen verbleibt, wenn Flächen vorrangig für Agri-PV-Anlagen verwendet werden. Die folgenden Szenarien werden im Rahmen der Arbeit untersucht:

- *Kombination*-$200\,\mathrm{m}$: Potenzial der nach EEG geförderten Randstreifen mit dem Abstand $200\,\mathrm{m}$ und benachteiligten Gebiete mit Ausschlüssen entsprechen dem Szenario S3 Kombination aus Risch und Maier et al. [32] und der Dissertation von Risch [39]
- *Kombination*-$500\,\mathrm{m}$: Kombination - $200\,\mathrm{m}$ mit Erhöhung des Abstands zu Autobahnen und Bahnschienen auf $500\,\mathrm{m}$
- *Prio Agri-PV Konservativ*: Verwendung des Szenarios Kombination-$500\,\mathrm{m}$ mit zusätzlichem Ausschluss der konservativen Szenarien der Agri-PV-Anlagen (Vertikal Grünland, Vertikal Getreide, Hochaufgeständert Konservativ) aufgrund des Vorrangs der Agri-PV-Anlagen
- *Prio Agri-PV Innovativ*: Verwendung des Szenarios Kombination-$500\,\mathrm{m}$ mit zusätzlichem Ausschluss der innovativen Szenarien der Agri-PV-Anlagen (Vertikal Grünland, Hochaufgeständert Innovativ) aufgrund des Vorrangs der Agri-PV-Anlagen

Zusätzlich wird die das verbleibende Zubaupotenzial durch Ausschluss der aktuell existierenden Anlagen bestimmt. Hierfür wird in den Rechnungen anstatt des Marktstammdatenregisters ein Datensatz des Umweltbundesamtes [237] zur Identifikation der existierenden Anlagen verwendet. Der Vorteil des verwendeten Datensatzes sind die Geometrien der existierenden Freiflächen-Anlagen, da das Marktstammdatenregister nur einen einzelnen Punkt pro Anlage veröffentlicht. Hierdurch können die existierenden Anlagen standortscharf auf den Potenzialflächen ausgeschlossen werden.

Die Simulation wird mit dem open-source Tool *RESKit* [234] durchgeführt.

3.1.7 Dachflächen-PV-Anlagen

Die Methodik der Potenzialanalysen von Dachflächen-PV-Anlagen ist bereits ausführlich in Risch und Maier et al. [32] und in der Dissertation von Risch [39] erläutert. Das methodische Vorgehen bleibt unverändert und die Szenarien werden lediglich mit einer neueren Version des Marktstammdatenregisters [73] zur Bestimmung der bereits existierenden Anlagen aktualisiert. Die Simulation wird mit dem open-source Tool *RESKit* durchgeführt.

3.1.8 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit bestimmt die Potenziale von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland auf Basis hochaufgelöster Landverfügbarkeitsanalysen. Bisherige Analysen von Offshore-Windenergieanlagen verwenden unterschiedliche Landnutzungsdatensätze und zeigen hohe Abweichungen der Potenziale. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird daher zunächst die Qualität der Landnutzungsdatensätze untersucht und der Einfluss dieser auf die Potenzialanalyse von Offshore-Windenergieanlagen bestimmt. Im Anschluss werden erstmalig hochaufgelöste Landverfügbarkeitsanalysen auf Basis offizieller Datensätze Deutschlands durchgeführt, um den Einfluss von Gesetzesanpassungen zur Flächennutzung zu bestimmen. Zusätzlich werden erstmalig Potenzialanalysen für die innovativen PV-Technologien der Agri-PV-, schwimmenden PV- und Parkplatz-PV-Anlagen anhand von transparenten und reproduzierbaren Landverfügbarkeitsanalysen durchgeführt. Für die Potenzialanalyse der Parkplatz-PV-Anlagen werden hierbei in einer Voranalyse zunächst Mindestgrößen der Parkplätze für die Berücksichtigung sowie ein Stellplatzanteil von $42{,}2\,\%$ an der Parkplatzfläche für die Überdachung mit Parkplatz-PV-Anlagen bestimmt, um diese in der folgenden Potenzialanalyse zu verwenden. Für die Ermittlung der Potenziale von schwimmenden PV-Anlagen werden zunächst die aktuellen gesetzlichen Regelungen für künstliche oder stark veränderte Seen herangezogen. Dabei wird ein maximaler Flächenanteil von $15\,\%$ sowie ein Uferabstand von mindestens $40\,\mathrm{m}$ berücksichtigt. Zusätzlich werden Sensitivitätsanalysen für den Gewässertyp, den Flächenanteil und den Uferabstand durchgeführt. Für die Agri-PV-Anlagen werden auf Basis diverser Studien die Eignung der Pflanzensorten des Datensatzes von Blickensdörfer et al. [108] bestimmt. Die Eignung der Pflanzenkategorien sowie das zugehörige Design der Landwirtschaftsmaschinen dienen als Grundlage für die Definition von jeweils zwei Potenzialszenarien für vertikale und hochaufgeständerte Anlagen, um das Potenzial von Agri-PV-Anlagen in Deutschland zu quantifizieren. Für die Freiflächen-PV-Anlagen werden weitere Potenzialszenarien berechnet, die einen höheren Randabstand zu Autobahnen und Bahnschienen sowie für eine optionale Priorisierung von Agri-PV-Anlagen auf gemeinsamen Potenzialflächen

berücksichtigen. Hinsichtlich der Technologien der Dachflächen-PV-Anlagen und Onshore-Windenergieanlagen erfolgt lediglich eine Aktualisierung des Datensatzes der existierenden Anlagen in den Potenzialanalysen.

3.2 Erweiterung des Frameworks *ETHOS.FINE*

In der vorliegenden Arbeit werden Analysen zur Transformation des deutschen Energiesystems mit dem Energiesystemmodell *ETHOS.NESTOR* [210] des IEK-3 am Forschungszentrum Jülichs durchgeführt, welches unterliegend das Optimierungsframework *ETHOS.FINE* [211, 212] verwendet. Während die Deutschland-spezifischen Randbedingungen, wie Nachfragen oder Potenziale erneuerbarer Energien, in *ETHOS.NESTOR* definiert werden, baut *ETHOS.NESTOR* im Hintergrund die mathematische Formulierung des Energiesystems mithilfe des Optimierungsframeworks *ETHOS.FINE* auf. Hierdurch sind jedoch die abbildbaren Randbedingungen des deutschen Energiesystems abhängig von den Funktionalitäten von *ETHOS.FINE*.

Bislang ermöglicht das Framework *ETHOS.FINE* die Optimierung eines einzelnen Energiesystemdesigns bei gleichzeitiger Optimierung des zugehörigen Betriebs. Das Energiesystem kann hierbei aus mehreren Komponenten $comp \in \mathcal{C}$ (Quellen, Senken, Konversionstechnologien, Transmissionstechnologien und Speicher) in mehreren Regionen $loc \in \mathcal{L}^{comp}$ und aus diversen Commodities (Energieformen, Materialform, Emissionen) $commod \in \mathcal{M}$ bestehen. Für Details zur grundlegenden Implementierung des Frameworks sei auf Groß et al. [212] sowie die Dissertation von Welder [211] verwiesen. Die zeitliche Auflösung von *ETHOS.FINE* basiert auf zwei Zeit-Indizes für den Betrieb, Typtag p und Segment t. Für weitere Details zur zeitlichen Auflösung sei auf, Kotzur et al. [214], Hoffmann et al. [216] und Hoffmann [217] verwiesen.

Im Rahmen der Dissertation wird das Optimierungsframework *ETHOS.FINE* substantiell weiterentwickelt und hierfür der Großteil der bestehenden Gleichungen erweitert. Im Folgenden werden ausgewählte Veränderungen zur Implementierung von Transformationspfaden beschrieben. Weiterführende Erweiterungen, beispielsweise die stochastische Optimierung, finden sich open-source auf GitHub[1], insbesondere in der Version 2.3.0.

3.2.1 Mehrjährige Optimierungen

Die Analyse des Einflusses der Voraussicht und des Einflusses von Emissionsbudgets auf die Energiewende in Deutschland benötigt mehrjährige Optimierungen im Energiesystemmodell *ETHOS.NESTOR*. Mehrjährige Optimierungen beschreiben hierbei die kostenoptimale System- und Betriebsauslegung für mehrere Investitionsperioden innerhalb einer einzelnen Optimierung. Das Optimierungsframeworks wird daher *ETHOS.FINE* um mehrjährige Optimierungen und darauf aufbauenden Transformationspfadmethoden erweitert, um diese Funktionalität anschließend in *ETHOS.NESTOR* zu nutzen.

Die zeitliche Logik von Transformationspfaden mit mehreren Investitionsperioden basiert auf drei Nutzereingaben: dem Startjahr startyear mit $\mathbb{Z}^{\geq 0}$, der Intervalllänge interval zwischen

[1] https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/FINE/

den Investitionsperioden mit interval $\in \mathbb{Z}^{>0}$ und der Anzahl der Investitionsperioden, definiert als E $\in \mathbb{Z}^{>0}$. Die Intervalllänge beschriebt den zeitlichen Abstand zwischen den Investitionsperioden und ist über den Transformationspfad konstant. Die drei Eingaben werden in *ETHOS.FINE* in Investitionsperioden mit $ip \in \mathcal{IP} = \{0, 1, ...\text{E-}1\}$ umgewandelt, das Startjahr dient nur zur Prozessierung der Eingangsdaten und der Ergebnisse für den Nutzenden. Für das Beispiel eines Transformationspfades für 2020, 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045 übergibt der Nutzende dementsprechend 2020 als Startjahr, 5 als Intervalllänge und 6 als Anzahl der Investitionsperioden, welche intern in $ip \in \{0, 1, 2, 3, 4, 5\}$ umgewandelt werden.

Die Implementierung von mehrjährigen Transformationspfaden ermöglicht die dynamische Investitions- und Betriebsoptimierung unter sich verändernden Randbedingungen. Beispiele dieser Randbedingungen sind spezifische Investitionskosten der Komponenten, minimale oder maximale installierbare Kapazitäten, Nachfragen und Einspeiseprofile. Das Framework wird daher um die Nutzereingabe von Parametern mit optionaler Abhängigkeit zur Investitionsperiode ip erweitert. Neben den Veränderungen der Nutzereingaben wird das gesamte Framework in der Datenverarbeitung der Eingabe und Ausgabe, sowie im Optimierungsmodell erweitert. Die folgenden Abschnitte beschreiben die Implementierung der Kapazitätsentwicklung des Systemdesigns, die Abbildung des Betriebs über den Transformationspfad und die Abbildung der Kosten. Hierbei fokussiert sich die Beschreibung auf die essenziellen Veränderungen. Für eine vollständige Beschreibung der Erweiterung sei auf die open-source Version 2.3.0 von *ETHOS.FINE* verwiesen.

Kapazitätsentwicklung

Die Optimierung des Systemdesigns über mehrere Investitionsperioden impliziert eine zeitabhängige Veränderung der Kapazitäten durch Zubau und Abbau von Komponenten. Hierfür bedarf es neben der Kapazitätsvariable $cap^{comp}_{loc,ip}$ einer Komponente $comp$ in einer Region loc in einer Investitionsperiode ip, auch Variablen zur Abbildung des Zu- und Abbaus. Das Framework wird daher um Kommissionierungsvariablen für den Zubau $commis^{comp}_{loc,ip}$ und Dekommissionierungsvariablen für den Abbau $decommis^{comp}_{loc,ip}$ erweitert, um die Veränderung der Kapazitäten abhängig von den Zubauzeitpunkten und technische Lebensdauern über alle Investitionsperioden $ip \in \{0, ...\text{E-}1\}$ abzubilden.

Die Kapazität einer Komponente in einer Investitionsperiode ip ergibt sich aus der Kapazität der vorherigen Investitionsperiode zuzüglich des Zubaus und abzüglich des Abbaus, siehe Gleichung 3.2.

$$cap^{comp}_{loc,ip+1} = cap^{comp}_{loc,ip} + commis^{comp}_{loc,ip+1} - decommis^{comp}_{loc,ip+1} \tag{3.2}$$

Eine Besonderheit gilt für die Kapazitätsentwicklung des ersten Jahres $ip = 0$ des Transformationspfades. Hierbei unterscheidet es sich, ob der Nutzende die Entwicklung eines bestehenden Energiesystems (Brownfield-Analyse) mit Bestandskapazitäten oder ein Energiesystem auf einer „grünen Wiese“ (Greenfield-Analyse) ohne Bestandskapazitäten untersucht. Die optionalen Bestandskapazitäten sind hierbei keine Optimierungslösung, sondern werden vom Nutzenden über historische Zubaukapazitäten stockCommis$^{comp}_{loc,ip_{stock}}$ für historische Investitionszeitschritte $ip_{stock} \in \mathcal{IPSTOCK} \in \mathbb{Z}^{-}$ definiert. Die Bestandskapazität des Startjahres stockCapacity$^{comp}_{loc}$ ergibt sich hierbei aus der Summe der historisch Zubaukapa-

zitäten vom Zeitpunkt der negativen technischen Lebensdauer $-\text{techLT}^{comp}$ bis -1, siehe Gleichung 3.3. Die Herleitung der technischen Lebensdauer folgt in Gleichung 3.7.

$$\text{stockCapacity}_{loc}^{comp} = \sum_{ip_{stock}=-\text{techLT}^{comp}}^{-1} \text{stockCommis}_{loc,ip_{stock}}^{comp} \tag{3.3}$$

Die Kapazität im ersten Jahr ergibt sich daher aus der Bestandskapazität zuzüglich des Zubaus und abzüglich des Abbaus, siehe Gleichung 3.4.

$$cap_{loc,0}^{comp} = \text{stockCapacity}_{loc}^{comp} + commis_{loc,0}^{comp} - decommis_{loc,0}^{comp} \tag{3.4}$$

Die Kommissionierungsvariable $commis_{loc,ip}^{comp}$ wird zusätzlich zu den Investitionsperioden des Transformationspfades $ip \in \mathcal{IP}$ auch für die historischen Zubauzeitpunkte $ip_{stock} \in \mathcal{IPSTOCK}$ von $-\text{techLT}^{comp}$ bis -1 definiert, siehe Gleichung 3.5. Während die Kommissionierungsvariable der Investitionsperioden des Transformationspfades frei optimiert wird, sind die historischen Zubaukapazitäten durch die Nutzereingabe fest definiert.

$$commis_{loc,ip_{stock}}^{comp} = \text{stockCommis}_{loc,ip_{stock}}^{comp} \tag{3.5}$$

Der Abbau von Komponenten ist an den Zubauzeitpunkt über die technische Lebensdauer der Komponenten techLT^{comp} gekoppelt, siehe Gleichung 3.6. Hierbei wird angenommen, dass Komponenten bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer im Energiesystem verbleiben. Der Zubauzeitpunkt $ip - \text{techLT}^{comp}$ kann sowohl in den Investitionsperioden $\mathcal{IP}$ des Transformationspfades als auch in den historischen Zubaujahren $\mathcal{IPSTOCK}$ liegen.

$$decommis_{loc,ip}^{comp} = commis_{loc,ip-\text{techLT}^{comp}}^{comp} \tag{3.6}$$

Eine Besonderheit der technischen Lebensdauer techLT^{comp} der Komponente im Modell ergibt sich, wenn die durch den Nutzenden definierte Lebensdauer kein Vielfaches des Intervalls zwischen Investitionsperioden des Transformationspfades ist. Beispielsweise kann ein Transformationspfad von 2020 bis 2045 mit einem Intervall von 5 Jahren modelliert werden, die Lebensdauer einer Komponente jedoch 12 Jahren betragen. Hierfür kann der Nutzende mithilfe des Parameters $\text{floorTechnicalLifetime}_{loc}^{comp} \in \{\text{True,False}\}$ komponentenweise entscheiden, ob die technische Lebensdauer abgerundet oder aufgerundet wird.

$$\text{techLT}^{comp} = \begin{cases} \frac{\text{techLifetime}^{comp}}{\text{interval}}, & \text{wenn mod} \frac{\text{techLifetime}^{comp}}{\text{interval}} = 0 \\ \lfloor \frac{\text{techLifetime}^{comp}}{\text{interval}} \rfloor, & \text{wenn floorTechnicalLifetime}_{loc}^{comp} = True \\ \lceil \frac{\text{techLifetime}^{comp}}{\text{interval}} \rceil, & \text{sonst} \end{cases} \tag{3.7}$$

Die Gleichungen 3.2 bis 3.7 beschreiben die mathematische Abbildung der Kapazitätsentwicklung im Optimierungsmodell und ermöglichen die Modellierung von Bestandssystemen (Brownfield-Analysen).

Betrieb

Aufgrund variierender Randbedingungen über den Transformationspfad und die mögliche Variation des Systemdesigns verändert sich auch der Betrieb zwischen den Investitionsperioden. Die Betriebsvariable $op^{comp}_{loc,ip,p,t}$ und alle bestehenden Parameter, Variablen und Gleichungen zur Abbildung des Betriebs werden daher um die Abhängigkeit von der Investitionsperiode ip erweitert. Auf eine detaillierte Beschreibung der Erweiterungen wird verzichtet und es sei auf die open-source Version 2.3.1 von *ETHOS.FINE* auf GitHub[1] verwiesen.

Eine Besonderheit ergibt sich jedoch bei der Abhängigkeit des Betriebs vom Kommissionierungszeitpunkt ip_{commis}, der Investitionsperiode des Zubaus. Ein Beispiel für die Abhängigkeit von der Investitionsperiode des Betriebs ist die Abhängigkeit von Wetterbedingungen, von denen alle Zubaukapazitäten aller vorheriger Zubauzeitpunkte in gleichen Maßen abhängig sind. Der Betrieb kann jedoch zusätzlich vom Kommissionierungszeitpunkt ip_{commis} abhängen. Ein Beispiel hierfür ist die Abbildung von Effizienzsteigerungen abhängig vom Zeitpunkt des Zubaus im Transformationspfad. Beispielsweise kann ein Elektrolyseur, welcher im Jahr 2040 zugebaut wird, aus der gleichen Menge Strom mehr Wasserstoff produzieren als ein Elektrolyseur aus 2020. Die optionale Abbildung der Abhängigkeit des Betriebs vom Investitionszeitpunkt ip_{commis} benötigt eine zusätzliche Betriebsvariable $opCommis^{comp}_{loc,ip_{commis},ip,p,t}$, welche neben der Abhängigkeit des Betriebszeitpunkts ip auch die Abhängigkeit vom Kommissionierungszeitpunkt ip_{commis} abbildet. Der Gesamtbetrieb der Komponente pro Investitionsperiode ip ergibt sich aus der Summe des Betriebs der zugebauten Kapazitäten von $ip - \text{techLT}^{comp}$ bis ip in der Investitionsperiode ip, siehe Gleichung 3.8. Der Kommissionierungszeitpunkt kann hierbei sowohl in den historischen Jahren $ip_{stock} \in \mathcal{IPSTOCK}$, also auch in den optimierten Jahren $ip \in \mathcal{IP}$ liegen.

$$op^{comp}_{loc,ip,p,t} = \sum_{ip-\text{techLT}^{comp}}^{ip} opCommis^{comp}_{loc,ip_{commis},ip,p,t} \tag{3.8}$$

Die Implementierung der optionalen Abhängigkeit der Betriebsvariablen vom Kommissionierungszeitpunkt ermöglicht die Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen, erhöht jedoch auch die Komplexität der Optimierungsrechnung.

Kostenbeitrag

Mit dem Framework *ETHOS.FINE* können Energiesysteme anhand ihrer Kosten optimiert werden und damit kostenoptimale Betriebs- und Investitionsentscheidungen getroffen werden. Vor der Erweiterung des Frameworks für mehrjährige Optimierungen wurde ein einzelnes Systemdesign mit zugehörigem Betrieb ausgelegt und hierfür die jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs) als Zielwert definiert. Durch die Implementierung mehrjähriger Optimierungen muss der Zielwert auf die Gesamtkosten aller Investitionsperioden des Transformationspfades von jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs) zum Kapitelwert (Net Present Value) ausgebaut werden. Im Folgenden wird die Herleitung dieser neuen Zielfunktion erläutert. Hierbei werden die Gleichungen in vereinfachter Form und mit Fokus auf relevante Aspekte für die Arbeit ausgeführt. Beispielsweise wird auf die Erläuterung

[1] https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/FINE/

der Binärvariablen und die quadratische Abbildung der Investitionskosten verzichtet. Die ausführlichen Gleichungen finden sich in der Version 2.3.0 auf github.

Die Gesamtkosten ergeben sich aus den Beiträgen der betriebs- und kapazitätsabhängigen Kosten aller Investitionsperioden zum Kapitalwert des Transformationspfades. Die Investitionsperioden beinhalten wiederum die Kostenbeiträge aller zugehörigen Jahre des Intervalls der Investitionsperiode. Für einen beispielhaften Transformationspfad von 2020 bis 2045 in 5 Jahresschritten umfasst die vierte Investitionsperiode für das Jahr 2035 die Kosten der Jahre 2035, 2036, 2037, 2038 und 2039, siehe Abbildung 3.2. Mithilfe des Rentenbarwertfaktors APVF_{loc}^{comp}, siehe Gleichung 3.9, in Abhängigkeit des Zinssatzes $\text{interestRate}_{loc}^{comp}$ werden die Kosten der zugehörigen Jahre des Intervalls bezogen auf das Jahr 2035 berechnet. Anschließend wird der Kostenbeitrag des Intervalls der Investitionsperiode zum Kapitalwert über die Abzinsung $\text{discFactor}_{loc,ip}^{comp}$, siehe Gleichung 3.10, auf das Startjahr abhängig vom Zinssatz $\text{interestRate}_{loc}^{comp}$ bestimmt.

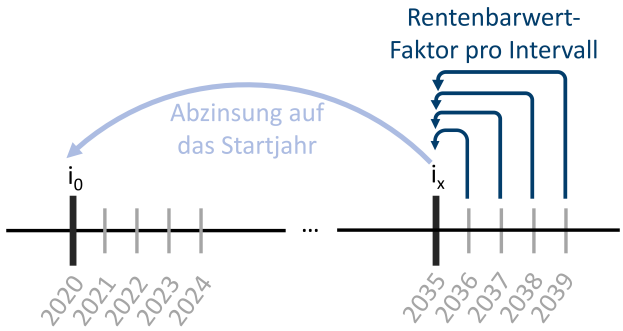


Abbildung 3.2: Bestimmung des Kostenbeitrags des Intervalls von Investitionsperioden

$$\text{APVF}_{loc}^{comp} = \begin{cases} 1 & \text{wenn } \text{interestRate}_{loc}^{comp} = 0 \\ \frac{(1+\text{interestRate}_{loc}^{comp})^{interval}-1}{\text{interestRate}_{loc}^{comp}\cdot(1+\text{interestRate}_{loc}^{comp})^{interval}} & \text{sonst} \end{cases} \tag{3.9}$$

$$\text{discFactor}_{loc,ip}^{comp} = \frac{1+\text{interestRate}_{loc}^{comp}}{(1+\text{interestRate}_{loc}^{comp})^{ip\cdot\text{intervall}}} \tag{3.10}$$

Die Kostenbeiträge pro Investitionsperiode setzen sich aus betriebsabhängigen und kapazitätsabhängigen Kosten zusammen, welche im Folgenden beschrieben werden.

Betriebsabhängige Kostenbeiträge

Der Beitrag der betriebsabhängigen Kosten einer Komponente $comp$ in einer Region loc in einer Investitionsperiode ip zu den Kapitalkosten des Transformationspfades ist in Gleichung 3.11 beschrieben. Die Kosten entstehen durch spezifische Kosten $\text{factorPerOp}_{loc,ip,(p,t)}^{comp,opType}$ mit einer Abhängigkeit des Betriebs $op_{loc,ip,p,t}^{comp,opType}$, welche vom Nutzenden definiert werden können. Diese können entweder nur von der Summe des Betriebs pro Investitionsperiode abhängen, beispielsweise für Betriebs- und Hilfsmittel, oder flexibel pro Zeitschritt, beispielsweise für dynamische Stromtarife. Diese optionale Abhängigkeit vom Betriebszeitpunkt ist im Index des Faktors durch (p,t) abgebildet.

Die betriebsabhängigen Kosten einer Investitionsperiode ip berechnen sich aus der Multiplikation dieser spezifischen Kosten mit dem Betrieb summiert über alle Segmente t eines Typtages p multipliziert mit der Häufigkeit des Typtags freq(p). Da eine Komponente mehrere betriebsabhängige Faktoren $\mathcal{O}^{comp}$ besitzen kann, wird zusätzlich über alle Kostenanteile der Komponente summiert. Ein Beispiel hierfür sind spezifische Lade- und Entladekosten des Speichers, welche getrennt berechnet werden. Für weitere Details zu Kostenanteilen unterschiedlicher Komponentenklassen sei auf Welder [211] verwiesen. Zur Bestimmung des Beitrags zum Kapitalwert des Transformationspfades wird zusätzlich, wie oben beschrieben, der Rentenbarwertfaktor und die Abzinsung zum Startjahr angesetzt.

$$costOp_{loc,ip}^{comp} =$$

$$\text{APVF}_{loc}^{comp} \cdot \text{discFactor}_{loc,ip}^{comp} \cdot \sum_{\substack{\text{opType} \\ \in \mathcal{O}^{comp}}} \sum_{\substack{(p,t) \\ \in \mathcal{P} \times \mathcal{T}}} \text{factorPerOp}_{loc,ip}^{comp,opType} \cdot op_{loc,ip,p,t}^{comp,opType} \cdot \frac{\text{freq}(p)}{\tau^{years}} \tag{3.11}$$

Kapazitätsabhängige Kostenbeiträge

Neben den betriebsabhängigen Kosten werden im Framework *ETHOS.FINE* auch kapazitätsabhängige Kosten berücksichtigt. Diese setzen sich aus Investitionskosten abhängig, insbesondere von den spezifischen Kosten $\text{investPerCap}_{loc,ip}^{comp}$ und kapazitätsbedingten Betriebskosten mit den spezifischen Kosten $\text{opexPerCap}_{loc,ip}^{comp}$ zusammen. Letztere bilden beispielsweise Wartungskosten ab, welche unabhängig von der Betriebsweise jährlich anfallen.

Kapazitätsabhängige Betriebskosten

Die kapazitätsabhängigen Betriebskosten fallen über alle Investitionsperioden des Betriebs an. Dieser Zeitraum entspricht alle Investitionsperioden ip ab dem Kommissionierungszeitpunkt ip_{commis} bis zum Dekommissionierungszeitpunkt $ip_{commis} + \text{techLT}^{comp}$ für alle Investitionsperioden des Transformationspfades $\mathcal{IP}$. Die kapazitätsabhängigen Betriebskosten einer Komponente $comp$ in einer Investitionsperiode ip ergeben sich daher aus der Summe der Kostenbeiträge aller Kommissionierungen $commis_{loc,m}^{comp}$ des Zeitraums der technischen Lebensdauer von $ip - \text{techLT}^{comp}$ bis ip multipliziert mit ihren jeweiligen spezifischen Kosten abhängig vom Kommissionierungszeitpunkt ip_{commis}. Der Kommissionierungszeitpunkt $ip - \text{techLT}^{comp}$ kann hierbei sowohl in den historischen Jahren als auch in den optimierten Jahren des Transformationspfades liegen. Analog zum Betrieb liefern diese Kosten multipliziert mit dem Rentenbarwertfaktor und durch eine Abzinsung auf das Startjahr den Beitrag zum Kapitalwert des Transformationspfades, siehe Gleichung 3.12.

$$costDesignOp_{loc,ip}^{comp} =$$

$$\text{APVF}_{loc}^{comp} \cdot \text{discFactor}_{loc,ip}^{comp} \cdot \sum_{\substack{m=ip-\text{techLT}^{comp} \\ \in \mathcal{IP} \cup \mathcal{IPSTOCK}}}^{ip} commis_{loc,m}^{comp} \cdot \text{opexPerCap}_{loc,n}^{comp} \tag{3.12}$$

Investitionskosten

Ein weiterer entscheidender Kostenanteil sind die Investitionskosten der Komponenten. Im Framework *ETHOS.FINE* werden diese nicht in voller Höhe zum Zeitpunkt des Zubaus an-

gesetzt, sondern mit der Annualisierung auf den Zeitraum der ökonomischen Lebensdauer verteilt. Die Annualisierung berechnet sich äquivalent zum Rentenbarwertfaktor bei Verwendung der ökonomischen Lebensdauer anstatt des Intervalls, siehe Gleichung 3.13. Hierbei entspricht die ökonomische Lebensdauer $\text{economicLifetime}^{comp}$ den tatsächlichen Jahren und nicht der Übertragung in die Investitionsperioden.

$$\text{CCF}^{comp} = \frac{1}{\text{interestRate}^{comp}} - \frac{1}{(1+\text{interestRate}^{comp})^{\text{economicLifetime}^{comp}} \cdot \text{interestRate}^{comp}} \tag{3.13}$$

Im Gegensatz zu den vorherigen Gleichungen fallen die Kosten im Zeitraum der ökonomischen Lebensdauer und nicht der technischen Lebensdauer an, welcher der Nutzende optional unterschiedlich setzen kann. Die folgenden Gleichungen gelten ausschließlich für den Fall, dass die ökonomische Lebensdauer ein Vielfaches der Intervalllänge und zusätzlich die technische Lebensdauer entweder ein Vielfaches des Intervalls ist oder abgerundet wird. Die ökonomische Lebensdauer ist damit mit $\text{ecoLT}^{comp} = \frac{\textit{economicLifetime}}{\text{interval}}$ als ganzzahlige Zahl definiert. Auf die Beschreibung der Kostenanpassung im Falle von Auf- und Abrunden der ökonomischen Lebensdauer mit Abhängigkeit von der technischen Lebensdauer wird im Folgenden verzichtet. Für die Implementierung sei erneut auf Version 2.3.0 im Framework *ETHOS.FINE* verwiesen.

Der Kostenbeitrag der Investitionskosten zum Kapitalwert des Transformationspfades findet sich in Gleichung 3.14. Hierbei ist zu erwähnen, dass nur die annualisierten Kosten innerhalb des Transformationspfades berücksichtigt und der Restwert von Komponenten am Ende des Transformationspfades nicht berücksichtigt wird.

$$costDesignInvest_{loc,ip}^{comp} =$$

$$\text{APVF}_{loc}^{comp} \cdot \text{discFactor}_{loc,ip}^{comp} \cdot \sum_{\substack{n=ip-\text{ecoLT}^{comp} \\ \in \mathcal{IP} \cup \mathcal{IPSTOCK}}}^{ip} commis_{loc,n}^{comp} \cdot \frac{\text{investPerCap}_{loc,n}^{comp}}{\text{CCF}_{loc,n}^{comp}} \tag{3.14}$$

Gesamtkosten des Transformationspfades

Der Kapitalwert (Net Present Value) NPV des Transformationspfades entspricht der Summe der Kapitalwert-Beiträge der betriebs- und kapazitätsabhängigen Kosten aller Komponenten aller Regionen über alle Investitionsperioden, siehe Gleichung 3.15.

$$NPV = \sum_{comp \in \mathcal{C}} \sum_{loc \in \mathcal{L}^{comp}} \sum_{ip \in \mathcal{IP}} costOp_{loc,ip}^{comp} + costDesignOp_{bin,loc,ip}^{comp} + costDesignInvest_{loc,ip}^{comp} \tag{3.15}$$

Die Zielfunktion der Optimierung entspricht dem Kapitalwert, siehe Gleichung 3.16

$$z^* = \min NPV \tag{3.16}$$

3.2.2 Beschränkung von *Commodities*

Die Abbildung und Beschränkung der Emissionen im Betrieb ist ein zentraler Bestandteil der Analysen in der vorliegenden Arbeit. Hierbei werden Randbedingungen benötigt, welche die Emissionen entweder pro Investitionsperiode oder über den gesamten Transformationspfad begrenzen. Im Optimierungsframework *ETHOS.FINE* unterscheiden sich Emissionen nicht von anderen Commodities $commod \in \mathcal{M}$, wie Energie- oder Materialflüssen, weshalb die Randbedingungen allgemeingültig für alle Commodities $commod \in \mathcal{M}$ definiert werden können. Im Rahmen der Dissertation von Risch [39] wurde *ETHOS.FINE* bereits um eine Randbedingung zur oberen oder unteren Begrenzung des regionalen Austausches und Erzeugung beliebiger Commodities commod $\in \mathcal{M}^{limit}$ für $\mathcal{M}^{limit} \subset \mathcal{M}$ erweitert. Die Randbedingung kann in vereinfachter Form auch zur Begrenzung der Emissionen genutzt werden.

Durch die Implementierung von Mehrjahresoptimierungen im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird die Randbedingung zur Begrenzung des regionalen Austausches um die zeitliche Dimension der Investitionsperioden ip $\in \mathcal{IP}$ erweitert, siehe Gleichung 3.17. Zur Verwendung von jährlicher Ober- oder Untergrenze wird der regionale Austausch einer Commodity commod $\in \mathcal{M}^{limit}$ mithilfe einer jährlichen definierten Grenze $\text{YearlyLimit}_{loc,ip}^{\text{commod}}$ limitiert. Die Bilanz berücksichtigt hierfür alle Komponenten dieser Commodity der Komponentenklassen Quellen compSrc $\in \mathcal{C}^{src} \subset \mathcal{C}$, Senken compSnk $\in \mathcal{C}^{snk} \subset \mathcal{C}$ und Transmissionskomponenten compTrans $\in \mathcal{C}^{trans} \subset \mathcal{C}$. Die Komponentenklassen der Konversionstechnologien und Speicher liefern keinen Beitrag zur Bilanz des regionalen Austausches. Da den relevanten Komponentenklassen nur eine Commodity zugewiesen ist, entspricht der Betrieb der Komponente dem Beitrag der Komponente zur Bilanz der Commodity. Während der Betrieb von Quellen $op_{loc,ip,p,t}^{\text{compSrc}} \in \mathbb{R}^{\geq 0}$ und Senken $op_{loc,ip,p,t}^{\text{compSnk}} \in \mathbb{R}^{\geq 0}$ jeweils positiv definiert ist, kann der Betrieb von Transmissionskomponenten $op_{loc,ip,p,t}^{\text{compTrans}} \in \mathbb{R}$ sowohl positiv als auch negativ sein. Positive Werte beschreiben dabei den Anstieg der Commodity in einer Region, und negative Werte eine Verringerung. Die jährliche Bilanz der Commodity ergibt sich daher aus Jahressumme der Betriebsvariablen der Quellen und Transmissionskomponenten abzüglich des Betriebsvariablen der Senken. Diese entspricht der Summe aller Segmente t $\in \mathcal{T}$ jedes Typtages p $\in \mathcal{P}$ multipliziert mit der Häufigkeit des Typtags $\text{freq}(p)$.

$$\sum_{p} \text{freq}(p) \cdot \sum_{t} (op_{loc,ip,p,t}^{\text{compSrc,commod}} - op_{loc,ip,p,t}^{\text{compSnk,commod}} + op_{loc,ip,p,t}^{\text{compTrans,commod}}) \lesseqgtr \text{YearlyLimit}_{loc,ip}^{\text{commod}} \tag{3.17}$$

Zusätzlich zur jährlichen Begrenzung erlaubt die Implementierung mehrjähriger Optimierung, siehe Abschnitt 3.2.1, auch die Begrenzung über den gesamten Transformationspfad. Hierfür wird die jährliche Bilanz aus Gleichung 3.17 zusätzlich über alle Investitionsjahre ip $\in \mathcal{IP}$ summiert und mit dem Intervall der Investitionsperioden interval_{ip} multipliziert, siehe Gleichung 3.18.

$$\text{interval} \cdot \sum_{ip} \sum_{p} \text{freq}(p) \cdot \sum_{t} (op_{loc,ip,p,t}^{\text{compSrc,commod}} - op_{loc,ip,p,t}^{\text{compSnk,commod}} + op_{loc,ip,p,t}^{\text{compTrans,commod}}) \lesseqgtr \text{PathwayLimit}_{loc}^{\text{commod}} \tag{3.18}$$

Beide Randbedingungen erlauben die Begrenzung des regionalen Austausches für unterschiedliche Zeithorizonte und können auch die Emissionen im Modell begrenzen. Die Anpassungen hierfür finden sich im folgenden Kapitel Abschnitt 3.3.3.

3.2.3 Transformationspfad-Methoden

Die Implementierung von Mehrjahresoptimierungen in *ETHOS.FINE* ermöglicht die Erweiterung um verschiedene Transformationspfad-Methoden wie Rolling Horizon. Diese Methoden sind notwendig, um die Auswirkungen der Voraussicht auf die Transformation des deutschen Energiesystems zur Treibhausgasneutralität zu analysieren. Im Folgenden wird die modelltechnische Implementierung der Transformationspfad-Methoden in *ETHOS.FINE* beschrieben, welche Abbildung 3.3 beispielhaft visualisiert ist.

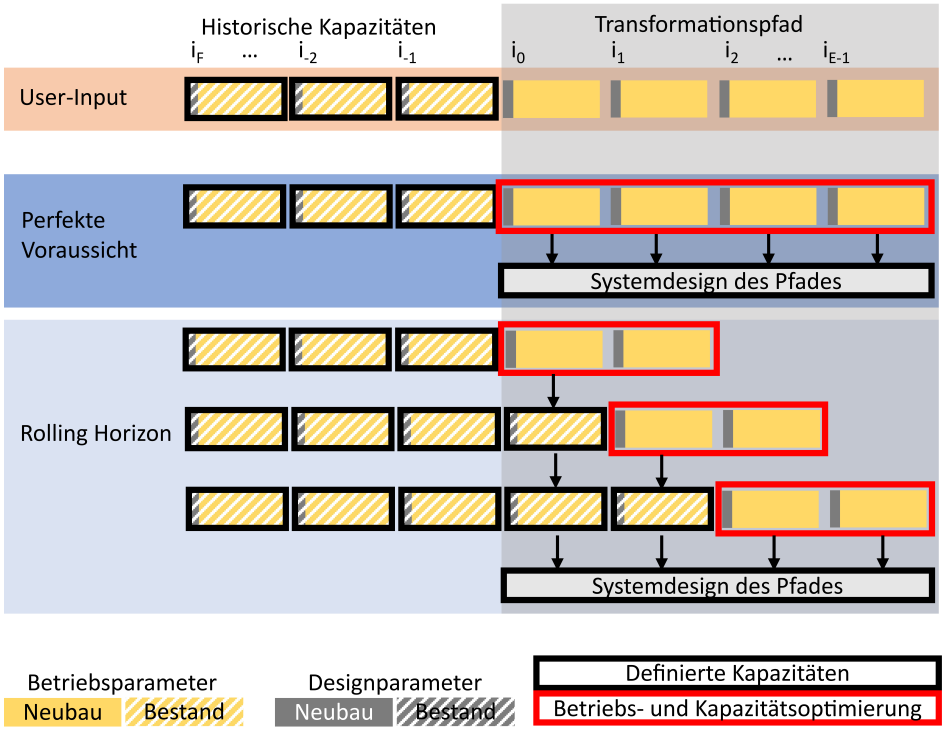


Abbildung 3.3: Modelltechnische Implementierung von Transformationspfaden mit historischen Kapazitäten in *ETHOS.FINE* beispielhaft für einen Pfad mit perfekter Voraussicht und einen Pfad mit Rolling Horizon mit einer Voraussicht von zwei Investitionsperioden. Der Transformationspfad ergibt sich für die Methodik der perfekten Voraussicht aus einer einzelnen Optimierung, während dieser für Rolling Horizon im vorliegenden Beispiel sich aus drei Optimierungen ergibt.

Im ersten Schritt definiert der Nutzende die Randbedingungen des zu analysierenden Transformationspfades aus E Investitionsperioden. Zum einen setzt der Nutzende dafür die Voraussicht v mit $1 \leq \mathrm{v} \leq E-1$ im Transformationspfad, was mit einer Transformationspfad-Methode korrespondiert. Der Wert von $v = 1$ entspricht einem myopischen Transforma-

tionspfad, der Wert von $v = E - 1$ einem Transformationspfad mit perfekter Voraussicht und ein Wert dazwischen einem Transformationspfad mit Rolling Horizon. Zum anderen werden sowohl die Parameter der Investitionsperioden des Transformationspfades $ip \in \mathcal{IP} = 0, 1, ...E - 1$ als auch den historischen Zubau mit zugehörigen Parametern komponentenweise definiert, siehe roter Bereich in Abbildung 3.3.

Die Berechnung des Transformationspfades mit perfekter Voraussicht ist im dunkelblauen Bereich in Abbildung 3.3 visualisiert und die Berechnung mit Rolling Horizon mit einer Voraussicht von zwei Investitionsperioden im hellblauen Bereich. Die Transformationspfad-Methode der perfekten Voraussicht optimiert die Betriebs- und Investitionsentscheidungen aller Investitionsperioden in einer einzelnen Optimierung, optional unter Berücksichtigung der Bestandskapazitäten. Im Gegensatz hierzu benötigen Transformationspfad-Analysen mit begrenzter Voraussicht wie Myopie und Rolling Horizon mehrere sequenzielle Optimierungen. Im ersten Durchgang werden die Randbedingungen der historischen Perioden und der Investitionsperioden von $ip = 0$ bis $ip + \mathsf{v} - 1$ extrahiert und optimiert. Im nächsten Schritt wird der optimierte Zubau aus $ip = 0$ als Bestandskapazität für die nächste Optimierung definiert und der Zeithorizont $ip = 1$ bis $ip + \mathsf{v}$ optimiert. Dieses Vorgehen wird bis $ip + \mathsf{v} - 1 = E - 1$ fortgeführt. Das Systemdesign über den gesamten Transformationspfad ergibt sich aus den fortgeschriebenen Ergebnissen aller sequenziellen Optimierungen.

Die Verwendung von unterschiedlichen Transformationspfad-Methoden zur Analyse des Transformationspfades wird intern in *ETHOS.FINE* durchgeführt und kann durch wenige Parameter definiert werden. Die Implementierung im open-source Framework *ETHOS.FINE* ermöglicht die Verwendung dieser Funktionalität durch alle Modelle des Frameworks.

3.2.4 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Optimierungsframework *ETHOS.FINE* zur Beantwortung der Forschungsfragen mit dem Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* weiterentwickelt. Das Framework wird um mehrjährige Optimierungen für kostenoptimale Transformationspfade über mehrere Investitionsperioden erweitert. Dazu wird das Framework unter anderem um die zeitliche Dimension der Investitionsperioden, um Randbedingungen für die Kapazitätsentwicklung aus Zu- und Abbau mit optionaler Berücksichtigung historischer Kapazitäten sowie um eine Betriebsabbildung pro Investitionsperiode mit optionaler Berücksichtigung von Effizienzveränderungen in Abhängigkeit vom Zubauzeitpunkt erweitert. Die Zielfunktion wird von der Optimierung der jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs) auf die Gesamtkosten des Transformationspfades (Net Present Value) umgestellt. Diese Erweiterungen werden genutzt, um zusätzlich Investitionsperioden-übergreifenden Restriktionen von Commodities zu implementieren. Beispielsweise ermöglicht dies die Begrenzung von Emissionsbudgets. Weiterhin werden verschiedene Transformationspfadmethoden von vollständiger Myopie bis hin zur perfekten Voraussicht ermöglicht, ohne die Komplexität für die Nutzer zu erhöhen. Die Funktionserweiterungen in *ETHOS.FINE* stehen zukünftig allen Energiesystemmodellen des Frameworks zur Verfügung und bilden die Grundlage für weitere Entwicklungen, wie die Implementierung technologischen Lernens oder die robusteren Transformationspfade durch stochastische Optimierung.

3.3 Erweiterung des Energiesystemmodells *ETHOS.Nestor*

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* [21, 210] des IEK-3 am Forschungszentrum Jülichs erweitert. Das Modell ermöglicht die detaillierte Optimierung der Transformation des deutschen Energiesystems und basiert auf dem open-source Optimierungsframework *ETHOS.FINE* [212, 213] mit integrierter Zeitreihenaggregation durch das open-source Tool *tsam* [215].

ETHOS.Nestor bildet den Transformationspfad des deutschen Energiesystems vom Bestandssystem des Startjahres 2020 bis zu einem definierten Jahr bis 2050 ab. Dieser Transformationspfad wurde bislang mit der Transformationspfad-Methodik Backcasting gerechnet. Die Methodik des Backcastings wird in Abschnitt 2.1.4 beschrieben und es sei weiter auf [21] verwiesen. Die Transformation des Systems über den Transformationspfad erfolgt insbesondere durch die extern gesetzten Emissionsbegrenzungen. Hierbei konkurrieren die Investitions- und Betriebsentscheidungen aller Komponenten beziehungsweise Technologien aller Sektoren zur kostenoptimalen Emissionsreduktion. In den Optimierungen wird hierfür eine große Anzahl von Komponenten mit einem hohen Detaillierungsgrad abgebildet. Um die Rechenbarkeit des Modells zu gewährleisten, wird die regionale Modellierung auf einen Knoten beschränkt. Modelltechnisch impliziert dies unbegrenzte Austauschkapazitäten innerhalb von Deutschland ohne regionale Begrenzungen. Eine weitere Besonderheit von *ETHOS.Nestor* gilt für das Startjahr, in welchem der Zubau und damit die Kapazität nicht frei optimiert wird, sondern aufgrund historischer Daten festgesetzt wird.

Die Grundlage des Modells wurde in der Dissertation von Lopion [21] entwickelt. Die Dissertation von Kullmann [219] erweiterte das Modell mit Fokus auf den Industriesektor, Materialflüsse und Recycling-Prozesse. Die Dissertation von Schöb [220] ergänzte das Modell um Aspekte zur Analyse der Treibhausgasneutralität in 2045 im Rahmen des Klimaschutzgesetzes von 2021 und ein besonderer Fokus lag hierbei auf Prozessen zur CO_2-Abscheidung und -Speicherung. Die Entwicklung des Modells wurde zusätzlich durch eine Vielzahl von Masterthesen unterstützt. Die Ergebnisse des Modells wurden außerdem in drei Studien beleuchtet: In der Studie „Wege der Energiewende“ (ES2050) [221] werden Szenarien zur Reduktion der CO_2 Emissionen Deutschlands um $80\,\%$ beziehungsweise $95\,\%$ bis 2050 gegenüber 1990 erläutert. Die darauffolgende Studie „Neue Ziele auf alten Wegen“ (KSG2045) [14] untersucht die Transformationsstrategie zur Erreichung der im Klimaschutzgesetz von 2021 definierte Treibhausgasneutralität bis 2045. Die vergangenen Studie „Energieperspektiven 2030“ (EP2030) [15] analysiert, welche Maßnahmen bis 2030 entscheidend für die Transformation des Energiesystems sind.

Für eine robustere Systemauslegung ermöglicht das Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* die optionale Berücksichtigung von quadratischen Investitionskosten der Komponenten [21]. Diese verhindert sogenannte Penny-Switching-Effekte, bei welchen Technologien mit geringfügig niedrigeren Kosten bevorzugt werden und sich dadurch Energiesysteme mit einem geringen Technologie-Mix ergeben [21]. Quadratische Investitionskosten berücksichtigen nicht einen Wert der spezifischen Kosten, sondern linear ansteigende Kosten abhängig vom Kapazitätszubau. Hierdurch sind beispielsweise für ein Kapazitätsmaximum von $100\,\mathrm{GW}$ der Kapazitätszubau von 0 bis $10\,\mathrm{GW}$ günstiger als von 90 bis $100\,\mathrm{GW}$. Für eine detailliertere Beschreibung sei auf Lopion [21] verwiesen. In der vorliegenden Arbeit wird in den Szenarienrechnungen mit quadratischen Investitionskosten gerechnet, außer es wird in der Szenarienbeschreibung explizit ausgeschlossen.

Das Modell berücksichtigt sowohl aktuelle Technologien als auch zukünftige Entwicklungen, welche neue Technologieoptionen in späteren Modelljahren des Transformationspfades ermöglichen. Ein Beispiel hierfür ist die CO_2-Einspeicherung, welche erst ab 2040 im Modell zulässig ist. Außerdem sei zu erwähnen, dass die Kapazitätsentwicklung der Straßenfahrzeuge an die Ergebnisse des Modells *ETHOS.Transport* gekoppelt sind. Die Ergebnisse des Modells *ETHOS.Transport* werden als Kapazitätsuntergrenzen in das Modell *ETHOS.Nestor* integriert und beeinflussen maßgeblich die Entwicklung des Transportsektors.

In den folgenden Abschnitten wird die benötigte Erweiterung des Modells für die Analysen der vorliegenden Arbeit beschrieben. In Abschnitt 3.3.1 wird die Kopplung der Potenziale der PV- und Windenergieanlagen aus Abschnitt 3.1 beschrieben. Die Erweiterung des Modells für unterschiedliche Transformationspfad-Methoden wird in Abschnitt 3.3.2 erläutert und die Begrenzungen der Emissionen im Modell anschließend in Abschnitt 3.3.3. Abschließend werden die techno-ökonomischen Parameter in Abschnitt 3.3.4 genannt.

3.3.1 Integration der Potenziale der PV- und Windenergieanlagen

Bisherige Studien zur Transformation des deutschen Energiesystems berücksichtigen Dach-PV-, Freiflächen-PV-, Onshore-Windenergie- und Offshore-Windenergieanlagen als erneuerbare Energieträger, siehe Abschnitt 2.4.1. Wie in Abschnitt Abschnitt 2.2 gezeigt variieren die Potenziale dieser Technologien jedoch stark in den Annahmen und den verwendeten Datensätzen. Außerdem wurden bislang die Technologien der innovativen PV-Anlagen in keiner Studie berücksichtigt und keine Studie analysiert umfassend den Einfluss der Potenziale auf den Transformationspfad.

Die erneuerbaren Energien werden in *ETHOS.Nestor* in der Optimierung mit *ETHOS.FINE* als Quellen definiert. Jeder erneuerbare Energieträger wird hierbei nicht als eine einzelne Quelle repräsentativ für ganz Deutschland abgebildet, sondern als eine Quelle pro Bundesland. Hierdurch werden die regionalen Unterschiede in der Einspeisung trotz der fehlenden Regionen im Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* abgebildet. Zwischen den Bundesländern unterscheiden sich die maximale Kapazität, der historische Zubau und die maximalen Einspeisezeitreihen, welche im Folgenden beschrieben werden.

Das Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* analysiert die Transformation des bestehenden Energiesystems und benötigt daher neben den Zubaupotenzialen auch die Bestandskapazitäten der erneuerbaren Energien. Diese Daten sind für Dach- und Freiflächen-PV-Anlagen und Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen durch die Sensitivitätsrechnung im Abschnitt 3.4.3 standortscharf bestimmt. Die maximale Kapazität pro Bundesland ergibt sich durch die Summe des zugehörigen Zubaupotenzials und der Bestandskapazität aus dem Potenzialszenario mit Berücksichtigung der Bestandsanlagen. Der historische Zubau wird über die Bestandsanlagen abgeleitet. Die zugehörigen Datensätze, wie beispielsweise das Marktstammdatenregister, listen für jede Bestandsanlage auch den Zubauzeitpunkt. Der historische Zubau pro Investitionsperiode berechnet sich daher aus der Summe der Kapazität der zugebauten Anlagen des zugehörigen Intervalls. Beim Vorgehen gibt es zwei Besonderheiten: Zum einen werden die Potenziale der Dachflächen-PV-Anlagen von einem einzelnen Potenzial um ein Potenzial pro Ausrichtung nach Süden, Norden, Osten und Westen erweitert. Bestandsanlagen mit einem Neigungswinkel unter 10° werden hierbei der Südausrichtung zugewiesen. Zum anderen wird für die innovativen PV-Anlagen vereinfacht angenommen, dass auf den identifizierten Potenzialflächen keine existierenden Anlagen be-

stehen und auch keine Bestandskapazitäten berücksichtigt werden.

Das Erzeugungspotenzial wird mit Ausnahme der Dachflächen-PV-Anlagen pro Bundesland durch eine individuelle Einspeisezeitreihe abgebildet. Für die Dachflächen-PV-Anlagen werden vier Ausrichtungen pro Bundesland berücksichtigt, um die Dachorientierungen abzubilden. Zur Bestimmung der Zeitreihe werden alle potenziell zubaubaren Standorte mit den Turbinenspezifikationen für ein definiertes Wetterjahr simuliert und mithilfe des Tools *SPAGAT* [218] zur räumlichen und technologischen Aggregation zusammengefasst.

Die vorgestellte Implementierung erlaubt eine automatisierte und flexible Datenaufbereitung von Potenzialszenarien der erneuerbaren Energien für das Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor*.

3.3.2 Transformationspfade

Die bisherigen Arbeiten und Studien basierend auf dem Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* wurden mit der Transformationspfad-Methode Backcasting gerechnet. Für eine detaillierte Erläuterung der Methodik sei auf Lopion [21] verwiesen. Die Erweiterung des Frameworks *ETHOS.FINE* für mehrjährige Optimierungen und die darauf aufbauende Implementierung mehrere Transformationspfad-Methoden ermöglicht erstmals ein Vergleich von Transformationspfad-Methoden und damit die Analyse des Einflusses der Voraussicht auch in *ETHOS.Nestor*. Zur Verwendung von weiteren Transformationspfad-Methoden in *ETHOS.Nestor* wird die interne Datenvorbereitung von jährlich zu definierenden Dateneingaben zu *ETHOS.FINE* für Backcasting um die Datenvorbereitung mit den Randbedingungen des gesamten Transformationspfades zu *ETHOS.FINE* erweitert. Außerdem wird die Option der Spezifikation der Transformationspfad-Methode ergänzt.

3.3.3 Emissionsbegrenzung

Die Begrenzung der Emission ist eine entscheidende Voraussetzung in den Analysen der vorliegenden Arbeit. Im Energiesystemmodell werden die Emissionen über Randbedingungen, siehe Abschnitt 3.4.6. Die Emissionen können hierbei nur über den Zeithorizont der einzelnen Optimierungen im Energiesystemmodell begrenzt werden (Abschnitt 2.1.3), weshalb erst die Implementierung von Mehrjahres-Optimierungen die Verwendung von Emissionsbudgets ermöglicht. Wie bereits in Abschnitt 3.2.2 beschrieben, werden vereinfachte Gleichungen der Randbedingung zur Beschränkung des regionalen Austausches verwendet, um jährliche Emissionsbegrenzung und Emissionsbudgets in *ETHOS.Nestor* abzubilden. Zur Begrenzung der jährlichen Emission auf $\text{YearlyLimit}_{loc,ip}^{\text{emission}} \in \mathbb{R}^{\leq 0}$ wird die Bilanz der Gleichung 3.17 auf den Betrieb der Emissionssenke $compSnk^{emission}$ angewendet, siehe Gleichung 3.19. Durch die Definition der Senken mit einem Negativbeitrag zur Bilanz ist auch das definierte jährliche Emissionslimit negativ definiert.

$$\sum_{p} \text{PO}_p \cdot \sum_{t} (-op_{loc,ip,p,t}^{compSnk^{emission}}) \geq \text{YearlyLimit}_{loc,ip}^{\text{emission}} \tag{3.19}$$

Zur Begrenzung von Emissionsbudgets $\text{PathwayLimit}_{loc}^{\text{emission}}$ wird die Gleichung 3.18 analog

zur jährlichen Gleichung auf den Beitrag der Emissionsquellen vereinfacht.

$$\sum_{ip} \text{interval}_{ip} \cdot \sum_{p} \text{PO}_p \cdot \sum_{t} (-op_{loc,ip,p,t}^{compSnk^{emission}}) \lessgtr \text{PathwayLimit}_{loc}^{\text{emission}} \tag{3.20}$$

Für die Bilanzierung ist zu erwähnen, dass beide Gleichungen ausschließlich die Emissionen erfassen, welche nicht im System verwertet oder eingespeichert werden. Ein Beispiel hierfür ist die Technologie des Direct Air Capture and Storage (DACCS), welche Emissionen aus der Atmosphäre extrahiert und einspeichert. Aufgrund solcher Technologien entspricht die Bilanzsumme daher nicht den ausgestoßenen Emissionen, sondern den verbleibenden Emissionen nach Anwendung von Technologien mit Negativemissionen.

3.3.4 Techno-ökonomische Parameter der innovativen PV-Anlagen

Die techno-ökonomischen Parameter der meisten Komponenten werden aus der Dissertation Schöb [220] und der Studie [15] übernommen, auch die Parameter für Onshore-Windenergieanlagen, Offshore-Windenergieanlagen, Freiflächen-PV-Anlagen und Dachflächen-PV-Anlagen. Die techno-ökonomischen Parameter der neu hinzugefügten, innovativen PV-Anlagen der schwimmenden PV, Parkplatz-PV und Agri-PV finden sich in Tabelle 3.4. Hierbei entsprechen die Betriebskosten, die Lebensdauer und die spezifischen Investitionskosten von 2020 den Parametern zur Bestimmung der Stromgestehungskosten aus Abschnitt 3.1. Wie in Abschnitt 2.2 dargelegt, existieren nach Kenntnisstand der Autorin in der Literatur keine Angaben zur Entwicklung der spezifischen Investitionskosten der innovativen PV-Anlagen. Zur Ableitung der spezifischen Kosten über den Transformationspfad wird daher die prozentuale Reduktion der spezifischen Kosten für Freiflächen-PV-Anlagen auch für die innovativen PV-Technologien angenommen. Hierdurch reduzieren sich die spezifischen Investitionskosten auf $83\,\%$ in 2025, $65\,\%$ in 2030, $59\,\%$ in 2035, $54\,\%$ in 2040 und $50\,\%$ in 2045.

Tabelle 3.4: Techno-ökonomische Parameter der innovativen PV-Technologien in *ETHOS.Nestor*

Technologie	Spezifische Investitionskosten in €/kW						Betriebskosten	Lebensdauer
	2020	2025	2030	2035	2040	2045		
Schwimmende PV	1000	826	652	594	536	500	2,5 %	25
Parkplatz-PV	1000	826	652	594	536	500	1,5 %	25
Vertikale Agri-PV	800	661	522	475	429	400	1,1 %	25
Hochaufgeständerte Agri-PV	1100	909	717	654	590	550	1,1 %	25

3.3.5 Zusammenfassung

Das Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* wird in dieser Arbeit um eine flexible und automatisierte Kopplung der Potenziale von PV- und Windenergieanlagen sowie die optionale Berücksichtigung innovativer PV-Technologien erweitert. Hierdurch können erstmals der mögliche Beitrag innovativer PV-Technologien und die Auswirkungen regulatorischer

Rahmenbedingungen auf den Ausbau erneuerbarer Energien untersucht werden. Des Weiteren wird die Verwendung der unterschiedlichen Transformationspfadmethoden aus *ETHOS.FINE* ermöglicht. Hierdurch lässt sich erstmalig der Einfluss kurz- oder weitsichtiger politischer Entscheidungen auf den Transformationspfad Deutschlands analysieren. Die Implementierung von jährlichen und mehrjährigen Emissionsbudgets erlaubt zudem die Untersuchung der Transformationspfade hinsichtlich verschiedener Emissionsreduktionsziele. Diese Erweiterungen von *ETHOS.Nestor* ermöglichen die Beantwortung der Forschungsfragen zum Transformationspfad Deutschlands mithilfe von Szenarienrechnungen.

3.4 Szenariendefinition

Zur Beantwortung der Forschungsfragen werden Szenarien mit dem erweiterten Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* berechnet. Zunächst wird in Abschnitt 3.4.1 das Basis-Szenario beschrieben. Anschließend wird in Abschnitt 3.4.2 die Sensitivitätsanalyse für die Zeitreihen-Aggregation beschrieben, um passende zeitliche Parameter für die weiteren Berechnungen zu bestimmen. Danach werden die Szenarien zur Bewertung unterschiedlicher Einflüsse auf den Transformationspfad vorgestellt: die Potenziale der PV- und Windenergieanlagen in Abschnitt 3.4.3, die Voraussicht in Abschnitt 3.4.5, den Einfluss der Emissionsbeschränkung in Abschnitt 3.4.6, die Wetterbedingungen in Abschnitt 3.4.4 und unterschiedliche Emissionsbudgets über den Transformationspfad in Abschnitt 3.4.7. In diesen Abschnitten werden jeweils die Szenarien und die Anpassungen zum Basis-Szenario beschrieben und die Methodik zur Beantwortung der Forschungsfragen beschrieben.

3.4.1 Basis-Szenario für das Modell *ETHOS.Nestor*

Das Basis-Szenario der vorliegenden Arbeit basiert auf der Studie Stolten et al. [15] des IEK-3 am Forschungszentrum Jülichs auf. In der Studie werden die Emissionen nach den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes von 2021 begrenzt. Zur Modellierung der erneuerbaren Energieträger wird jeweils ein Szenario der erneuerbaren Energien Offshore-Windenergieanlagen, Onshore-Windenergieanlagen, Freiflächen-PV und Dachflächen-PV aus der Vorveröffentlichung von Risch und Maier et al. [32] verwendet und für die Simulation das Wetterjahr 2014 angesetzt.

Analog zur Studie wird der Transformationspfad des Basis-Szenarios mit einer zeitlichen Auflösung von 5 Jahren für den Transformationspfad von 2020 bis 2045 untersucht und das Bestandssystem in 2020 durch historische Kapazitäten abgebildet. Zusätzlich werden wie in der Studie jährliche Emissionsbegrenzungen durch das Klimaschutzgesetz und kein Budget-Ansatz angesetzt. Abweichend verwendet jedoch im Basis-Szenario der vorliegenden Arbeit die Transformationspfad-Methodik der perfekten Voraussicht anstatt des Backcastings. Außerdem wird die künstlich integrierte Dunkelflaute der Studie nicht berücksichtigt, sondern eine Sensitivität für eine Vielzahl von Wetterjahren untersucht, siehe Abschnitt 3.4.4. Zusätzlich wird auf die Begrenzung der Ausbaurate für einen freieren Optimierungsraum verzichtet.

Das Basis-Szenario bildet die Grundlage für die nachfolgenden Rechnungen. Anpassungen für die Szenarienrechnungen werden jeweils in der Szenarienbeschreibung erläutert.

3.4.2 Einfluss der Zeitreihenaggregation

Die Verwendung von mehrjährigen Optimierungen im Transformationspfad erhöht die Komplexität im Vergleich zu einjährigen Optimierungen, siehe Abschnitt 2.1. Zur Begrenzung der Modelllaufzeit kann die zeitliche Auflösung des Betriebs pro Investitionsperiode durch Zeitreihenaggregation reduziert werden. Hierbei wird beispielsweise ein einjähriger Betrieb in stündlicher Auflösung durch wenige Typtage abgebildet. Zur weiteren Komplexitätsreduktion können pro Typtag ähnliche Stunden zu Segmenten zusammengefasst werden. Für weitere Details sei auf Hoffmann et al. [215] verwiesen.

Im Rahmen der Arbeit wird die Sensitivität der Ergebnisse hinsichtlich der Zeitreihenaggregation untersucht, um pro Szenariorechnung eine geeignete Anzahl an Typtagen und Segmenten zu verwenden. Zur Zeitreihenaggregation wird hierbei das Tool *tsam* [215] in der Version 2.2.1 mit den Standardeinstellungen von FINE [212, 213] der Version 2.3.1 angewendet. Hierzu gehören unter anderem die hierarchische Clustering-Methode und die Repräsentation-Methode der Dauerlinie; für weitere Erklärungen sei auf Hoffmann et al. [215] verwiesen. Zur Analyse der Sensitivität wird das Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* für eine variierende Anzahl von Typtagen und für 12 und 24 Segmenten pro Typtag gerechnet. Die Typtage werden von 5 bis 50 in Fünferschritten, von 50 bis 100 in Zehnerschritten, von 100 bis 200 in 25-er Schritten und von 200 bis 350 in 50-er Schritten variiert. Zusätzlich wird das Modell mit 365 Typtagen gerechnet. Hierbei wird eine Rechenzeit von $200\,\mathrm{h}$ als maximale Rechenzeit definiert, nach welcher die Rechnungen abgebrochen werden. Die Ergebnisse werden hinsichtlich ihrer Laufzeit, der Gesamtsystemkosten und der Entwicklung des Systemdesigns in Abhängigkeit der Zeitreihenaggregation analysiert.

Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, werden die Rechnungen mit gleichen Solver-Einstellungen von *gurobi* in Version 10.0.1 und gleicher Hardware durchgeführt. Für *gurobi* wird der *BarHomogeneous* auf 1, die Parameter *Method*, *Nodemethod*, *Crossover* und *NumericFocus* auf den Standardwert von -1 und die Optimierungstoleranz auf 0.001 gesetzt. Für die Hardware werden 4 Terrabyte Arbeitsspeicher und 16 CPUs Intel(R) Xeon(R) Gold 6334 (3.60GHz) verwendet.

Die Analyse der Sensitivität der Zeitreihenaggregation wird mit dem Ziel durchgeführt, einen Kompromiss zwischen Laufzeit und Genauigkeit der Ergebnisse zu finden, durch den die benötigte Anzahl von Typtagen und Segmenten für die weiteren Rechnungen der vorliegenden Arbeit definiert werden kann.

3.4.3 Einfluss der Potenziale von PV- und Windenergieanlagen

Die erneuerbaren Energieträger sind eine wichtige Säule der Energiewende in Deutschland. Die Potenziale der Technologien zeigen hierbei eine starke Abhängigkeit von Randbedingungen, wie den rechtlichen Regelungen, die sich beispielsweise durch Abstandsdefinitionen von Windenergieanlagen zu Wohngebäuden oder durch die Definition von förderfähigen Flächen für Freiflächen-PV-Anlagen auf die zubaubaren Kapazitäten auswirken. Diverse Studien analysieren die Ausbaupfade der PV- und Windenergieanlagen im Rahmen der Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität in 2045, der Einfluss der gesetzlichen Rahmenbedingungen der Technologien wird jedoch bislang nicht beleuchtet, siehe Abschnitt 2.4.1. Darüber hinaus berücksichtigt keine Studie die innovativen PV-Technologien,

welche insbesondere für Agri-PV-Anlagen ein großes Potenzial in Deutschland aufweisen [100]. Im Rahmen der Arbeit sollen beide Forschungslücken geschlossen werden.

Die vorgestellten Potenzialanalysen resultieren in vier Szenarien für Offshore-Windenergieanlagen, fünf Szenarien für Onshore-Windenergieanlagen, vier Szenarien für Freiflächen-PV-Anlagen, einem Szenario für Dachflächen-PV-Anlagen, zwei kombinierte Szenarien für Agri-PV-Anlagen und drei Szenarien für Parkplatz-PV-Anlagen. Die Auswahl der Kombination der Szenarien der PV- und Windenergieanlagen zur Bestimmung des Einflusses der Potenziale sind in Tabelle 3.5 dargestellt.

Alle Szenarien integrieren das vorgestellte Dachflächen-PV-Potenzial aus Abschnitt 3.1.7. Das *Basis*-Szenario verwendet das expansive Szenario S2 für Onshore- und S1 für Offshore-Windenergieanlagen und zusätzlich das Szenario Kombination-200, welches mit der Dissertation von Risch [39] vergleichbar ist. Das Szenario *Wind Restriktiv* verwendet sowohl das restriktive Szenario S3 für Onshore-Windenergieanlagen und das Szenario S3 Restriktive Gesetzgebung für Offshore-Windenergieanlagen. In einem darauf aufbauenden Szenario, *Wind Restriktiv + InnoPV*, wird die Sensitivität des restriktiven Ansatzes im Hinblick auf innovative PV-Technologien analysiert. Die Szenarien *Gesetz* 2021 und *Gesetz* 2023 verwenden die festgelegten Gebiete für Offshore-Windenergieanlagen (S2) sowie die Potenziale der Onshore-Windenergieanlagen nach der Gesetzgebung der Bundesländer von 2021 (S1). Beide Szenarien unterscheiden sich in den Freiflächen-PV-Potenzialen, da sich im Erneuerbaren Energien Gesetz von 2023 die Definition der geförderten Randsteifen von $200\,\mathrm{m}$ auf $500\,\mathrm{m}$ erhöht haben. Zusätzlich werden zwei Sensitivitäten des Szenarios *Basis* durch Ergänzung einerseits der restriktiven und andererseits der progressiven innovativen PV-Potenziale berechnet. In allen Szenarien wird das Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes zur Emissionsbeschränkung verwendet und auf eine Beschränkung der Ausbauraten verzichtet.

Die Unterschiede der Transformationspfade durch die Potenzialszenarien werden hinsichtlich ihrer Kosten und Betriebs- und Investitionsentscheidungen analysiert, um den Einfluss der Potenziale zu quantifizieren.

Tabelle 3.5: Kombination der Potenziale von erneuerbaren Energien für die Szenarienrechnungen in *ETHOS.Nestor*

	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Freiflächen-PV	Agri-PV	Schwimmende-PV	Parkplatz-PV
Basis	S2	S1	Kombi. 200	-	-	-
Wind Restriktiv	S3	S3	Kombi. 200	-	-	-
Wind Restriktiv + InnoPV	S3	S3	Kombi. 200	Restriktiv	Gesetz	Parkplatz Min. 100
Gesetz 2021	S1	S2	Kombi. 200	-	-	-
Gesetz 2023	S1	S2	Kombi. 500	-	-	-
InnoPV Restriktiv	S2	S1	Kombi. 200 - Prio Agri Restriktiv	Restriktiv	Gesetz	Parkplatz Min. 100
InnoPV Progressiv	S2	S1	Kombi. 200 - Prio Agri Progressiv	Progressiv	Alle Seen	Parkplatz Min. 35

3.4.4 Einfluss der Wetterabhängigkeit der PV- und Windenergieanlagen

Die erneuerbaren Energien besitzen eine hohe Wetterabhängigkeit, da die maximale Einspeisung der Technologie von Wind- und solaren Einstrahlungsbedingungen abhängen. Diese Abhängigkeit ist im Modell durch die Einspeisezeitreihen abgebildet. Die Einspeisezeitreihen basieren hierbei auf historischen Wetterbedingungen und sind im Basis-Szenario für das Wetterjahr 2014 definiert.

Zur Analyse des Einflusses der Wetterbedingungen auf den Transformationspfad des deutschen Energiesystems wird der Transformationspfad unter Berücksichtigung der Wetterbedingungen von 2000 bis 2019 bestimmt. Hierdurch kann die Robustheit der Ergebnisse hinsichtlich der zugrunde gelegten Wetterannahmen abgeleitet werden. Analog zum Basis-Szenario werden keine Beschränkungen des jährlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien und jährliche Emissionsziele angenommen.

3.4.5 Einfluss der Voraussicht auf die Defossilisierung

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [6] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Zur Analyse des Einflusses der Voraussicht in der Transformation des deutschen Energiesystems von 2020 bis 2045 wird das Basis-Szenario (Abschnitt 3.4.1) durch unterschiedlichen Transformationspfad-Methoden variiert. Der Transformationspfad wird dafür mit Rechnungen ohne Voraussicht im myopischen Ansatz, mit begrenzter Voraussicht mithilfe Rolling Horizon mit 10, 15, 20 oder 25 Jahren Voraussicht und mit perfekter Voraussicht berechnet.

Die Emissionsbegrenzung wird abweichend zum Basis-Szenario nicht über jährliche Emissionsobergrenzen modelliert. Für den Transformationspfad der perfekten Voraussicht gibt es keine begrenzte Voraussicht und es wird das Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes als Budget angesetzt. Für alle weiteren Transformationspfad-Methoden reduziert sich die Emissionsbegrenzung pro Optimierung. Für die Rechnungen mit Rolling Horizon und Myopie bedeutet dies, dass das volle Budget-Äquivalent in der ersten Optimierung zunächst als Budget über alle zugehörigen Investitionsperioden gesetzt wird. In den nachfolgenden Optimierungen wird dieses um die Emissionen der ersten Investitionsperiode - im Falle der Myopie die einzige Investitionsperiode - der vorherigen Optimierung reduziert. Hierdurch wird eine begrenzte Voraussicht im Emissionsreduktionspfad abgebildet, wodurch sich die Emissionen zwischen den Rechnungen mit unterschiedlichen Transformationspfad-Methoden nicht nur sektoral, sondern auch zeitlich unterscheiden können.

Für die Vergleichbarkeit der Kosten der Rechnungen mit verschiedenen Transformationspfaden wird auf die quadratische Abbildung der Investitionskosten verzichtet, da in *ETHOS.FINE* die quadratische Abbildung der Investitionskosten von der Kapazität über den Transformationspfad und nicht pro Investitionsperiode abhängig ist. Die Kosten sind daher nur für Transformationspfade mit einer gleichen Anzahl an Investitionsperioden vergleichbar.

Die Transformationspfade unter verschiedener Voraussicht werden hinsichtlich der jährlichen Systemkosten und der Gesamtkosten des Transformationspfades, der jährlichen und sektoralen Emissionen, der Betriebs- und Kapazitätsentscheidungen und der Grenzkosten der Emissionsvermeidung verglichen. Letztere ergeben sich aus der sogenannten Dualvariable der Gleichung zur Begrenzung der Emissionen im Optimierungsmodell. Diese beschreibt die Grenzkosten der jeweiligen Gleichung in der optimalen Lösung. Insgesamt erlaubt die Analyse die Bewertung des Einflusses der Voraussicht und den Mehrwert von langfristig ausgelegten Entscheidungen in der Energiewende Deutschlands.

3.4.6 Einfluss einer jährlichen Emissionsbeschränkung zu einem Emissionsbudget

Das Klimaschutzgesetz von 2021 beschränkt die jährlichen Treibhausgasemissionen Deutschlands bis zum Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045, siehe Abschnitt 2.3. Im Kontext des Klimawandels ist jedoch der zukünftige zeitliche Verlauf der Jahresemissionen weniger entscheidend als die kumulierten historischen und zukünftigen Emissionen Abschnitt 2.3. Im Rahmen der Arbeit wird daher der Verlauf der definierten jährlichen Emissionsbegrenzungen des Klimaschutzgesetzes hinsichtlich ihrer Kosteneffizienz überprüft. Hierfür wird das korrespondierende Emissionsbudget des Klimaschutzgesetzes bis 2045 aus den kumulierten jährlichen Emissionsbegrenzungen bestimmt und folgende Rechnungen mit Variation der Emissionsbegrenzungen durchgeführt:

- *Jährliche Obergrenze*: Jährliche Emissionsbegrenzung des Klimaschutzgesetzes
- *Budget*: Emissionsbudget jährliche Emissionsbegrenzung in 2020 auf die Ziele des Klimaschutzgesetzes
- *Budget + Treibhausgasneutralität 2045*: Emissionsbudget und jährliche Emissionsbegrenzung in 2020 und 2045 auf die Ziele des Klimaschutzgesetzes

Die Szenarien werden hinsichtlich ihrer jährlichen Emissionen, Systemunterschiede und Kosten sowie Gesamtkosten des Transformationspfades verglichen. Hierdurch wird die Kostenoptimalität des Emissionsreduktionspfads des Klimaschutzgesetzes bestimmt.

3.4.7 Einfluss von CO_2-Budgets

Die kumulierten CO_2-Emissionen in der Atmosphäre korrelieren mit dem globalen Temperaturanstieg, siehe Abschnitt 2.3.1. Zur Begrenzung des weiteren Temperaturanstiegs müssen die zukünftigen CO_2-Emissionen limitiert werden. Das Klimaschutzgesetz von 2021 verschärft die deutschen Ziele der Energiewende und definiert das Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045. Trotz dieser Bestrebungen sind die Ziele des Gesetzes nicht im Einklang mit den Zielen des Pariser Klimaschutzabkommens zur Begrenzung des Temperaturanstiegs auf $1{,}5\,^{\circ}\mathrm{C}$, siehe Abschnitt 2.3.1.

Im Rahmen dieser Dissertation wird untersucht, welchen Einfluss alternative, restriktivere CO_2-Budgets auf das deutsche Energiesystem haben. Diese Analyse erfolgt durch mehrere Berechnungen von *ETHOS.Nestor* mit variierendem CO_2-Budget für einen Transformationspfad mit perfekter Voraussicht. Als zusätzliche Randbedingung werden die jährlichen Treibhausgasemissionen im Jahr 2020 auf das Ziel des Klimaschutzgesetzes und zusätzlich im Jahr 2045 auf $0\,\mathrm{Mt/a}$ begrenzt. Die Nicht-CO_2-Treibhausgasemissionen werden exogen gesetzt und sind nicht Teil der Optimierung. Diese müssen zur Treibhausgasneutralität durch Technologien zur CO_2-Abscheidung und -verwendung kompensiert werden.

Die Analyse ist hierbei zweigeteilt: Zunächst wird das CO_2-Budget für den Transformationspfad des Basis-Szenarios zwischen $0\,\mathrm{Gt}$ und $10\,\mathrm{Gt}$ in Schritten von $0{,}5\,\mathrm{Gt}$ variiert. Hierbei werden auch zusätzliche spezifische Emissionsbudgets für Ziele der Temperaturbegrenzung des IPCC aus Abschnitt Abschnitt 2.3 berücksichtigt. Im Anschluss wird die Sensitivität für die folgenden fünf Szenarien für einige zentrale Parameter betrachtet:

- Szenario *EE Restriktiv*: Die Potenziale der Windenergieanlagen werden für Offshore-Windenergieanlagen auf die Vorranggebiete beschränkt und für die Onshore-Windenergieanlagen auf eine restriktive Gesetzgebung berücksichtigt.
- Szenario *EE Innovativ*: Die innovativen PV-Technologien werden berücksichtigt und beschränken dabei das Potenzial der Freiflächen-PV-Anlagen.
- Szenario *EE Ausbaubeschränkung*: Der Ausbau der PV- und Windenergieanlagen wird durch die jährliche Ausbaubeschränkung der Studie Stolten et al. [15] begrenzt. Dies beschränken den jährlichen Ausbau der Technologien ab 2025 zwischen $2{,}5$ und $10\,\mathrm{GW}$ für Onshore-Windenergieanlagen, zwischen $1{,}5$ und $5\,\mathrm{GW}$ für Offshore-Windenergieanlagen, zwischen 4 und $12\,\mathrm{GW}$ für Freiflächen-PV-Anlagen und zwischen 4 und $12\,\mathrm{GW}$ für Dachflächen-PV-Anlagen.
- Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung*: Die Potenziale der CO_2-Einspeicherung werden in dem Szenario verdoppelt.
- Szenario *Geringerer H_2-Import*: Die Potenziale des Wasserstoffimports werden in dem Szenario halbiert.

3.5 Zusammenfassung

Das Kapitel beschreibt die Methodik zur Beantwortung der Forschungsfragen der vorliegenden Arbeit. Abschnitt 3.1 adressiert die Forschungslücke der Potenziale der erneuerbaren Energieträger in Deutschland. Es werden erstmalig reproduzierbare Potenzialanalysen für die innovativen PV-Technologien mit mehreren Szenarien durchgeführt. Die Potenziale von Agri-PV-Anlagen werden basierend auf den angebauten Pflanzen pro Fläche. Für schwimmende PV-Anlagen wird erstmalig das Potenzial anhand der aktuellen Gesetzgebung und zusätzlich die Sensitivität der beschränkenden Faktoren analysiert. Des Weiteren werden die Potenziale von Parkplatz-PV-Anlagen auf bestehenden Parkplätzen beleuchtet. Zusätzlich wird das Potenzial von Offshore-Windenergieanlagen für verschiedene Szenarien auf Basis offizieller Datensätze bestimmt und die Auswirkung der Landnutzungsdatensätze auf die Potenzialanalysen bestimmt. Obwohl sich die Potenzialanalysen auf die vorherigen Technologien konzentrieren, werden die Szenarien der Freiflächen- und Dachflächen-PV- sowie Onshore-Windenergieanlagen im Vergleich zu Risch [39] aktualisiert.

Für die Analyse des Einflusses der Voraussicht, der Emissionsbegrenzungen und des Emissionsbudgets auf den Transformationspfad des deutschen Energiesystems sind Erweiterungen am Energiesystemmodells *ETHOS.Nestor* benötigt. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird dafür zunächst das Optimierungsframework *ETHOS.FINE* um mehrjährige Optimierungen und Randbedingungen zur Budget-Berücksichtigung erweitert. Diese Funktionalität wird anschließend im Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* integriert. Zur Analyse des Einflusses der Potenziale erneuerbarer Energien wird eine automatisierte Kopplung der hochaufgelösten Potenziale erneuerbarer Energieträger zum Energiesystemmodell implementiert. Die abschließend vorgestellten Szenarienrechnungen beschreiben die jeweiligen Berechnungen des Energiesystemmodells bezüglich des Einflusses der Voraussicht, der Emissionsbegrenzung, des Emissionsbudgets, der Potenziale und der Wetterbedingungen.

Kapitel 4

Potenziale der PV- und Windenergieanlagen in Deutschland

Das folgende Kapitel präsentiert und diskutiert anschließend die Ergebnisse der Potenzialanalysen der PV- und Windenergieanlagen in Deutschland.

4.1 Ergebnisse der Potenzialanalysen

Im vorliegenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Potenzialanalyse für Offshore-Windenergieanlagen in Abschnitt 4.1.1, Parkplatz-PV-Anlagen in Abschnitt 4.1.3, schwimmende PV-Anlagen in Abschnitt 4.1.4, Agri-PV-Anlagen in Abschnitt 4.1.2, Freiflächen-PV-Anlagen in Abschnitt 4.1.5 und Onshore-Windenergieanlagen in Abschnitt 4.1.6 vorgestellt.

4.1.1 Offshore-Windenergieanlagen

Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse des Vergleichs zentraler Landnutzungsdatensätze vorgestellt, um den Einfluss der Landnutzungsdatensätze auf die Potenzialanalyse von Offshore-Windenergieanlagen zu bestimmen. Anschließend werden die Ergebnisse der vier Potenzialszenarien für Offshore-Windenergieanlagen dargestellt.

Einfluss der Datenqualität auf Potenzialanalysen für Offshore-Windenergieanlagen

Zur Bewertung der Datenqualität der georeferenzierten Landnutzungsdatensätze in Potenzialanalysen für Offshore-Windenergieanlagen werden drei Vergleichsgrößen verwendet, wie in Abschnitt 3.1.4 beschrieben. Abbildung 4.1 zeigt den Vergleich der Landnutzungsdaten für die Kategorien *Schifffahrt*, *Kabel*, *Pipelines*, *Militärgebiete* und *Naturschutzgebiete*. Der obere Abschnitt der Abbildung zeigt den Flächenanteil des jeweiligen Datensatzes an der gesamten deutschen Meeresfläche. Der mittlere Abschnitt zeigt die Normalized-Total-Area (NTA), der den Flächenanteil des jeweiligen Datensatzes an der maximal identifizierten

Fläche der Landnutzungskategorie aller Datensätze beschreibt. Der untere Abschnitt zeigt die Intersection-over-Union (IoU), der die Ähnlichkeit zweier Datensätze durch den Vergleich der gemeinsam identifizierten Fläche (Intersection) mit der gesamten identifizierten Fläche beider Datensätze (Union) bestimmt. Für die Analyse werden die identifizierten Flächen, wie in Abschnitt A.2 beschrieben, mit typischen Abständen gepuffert.

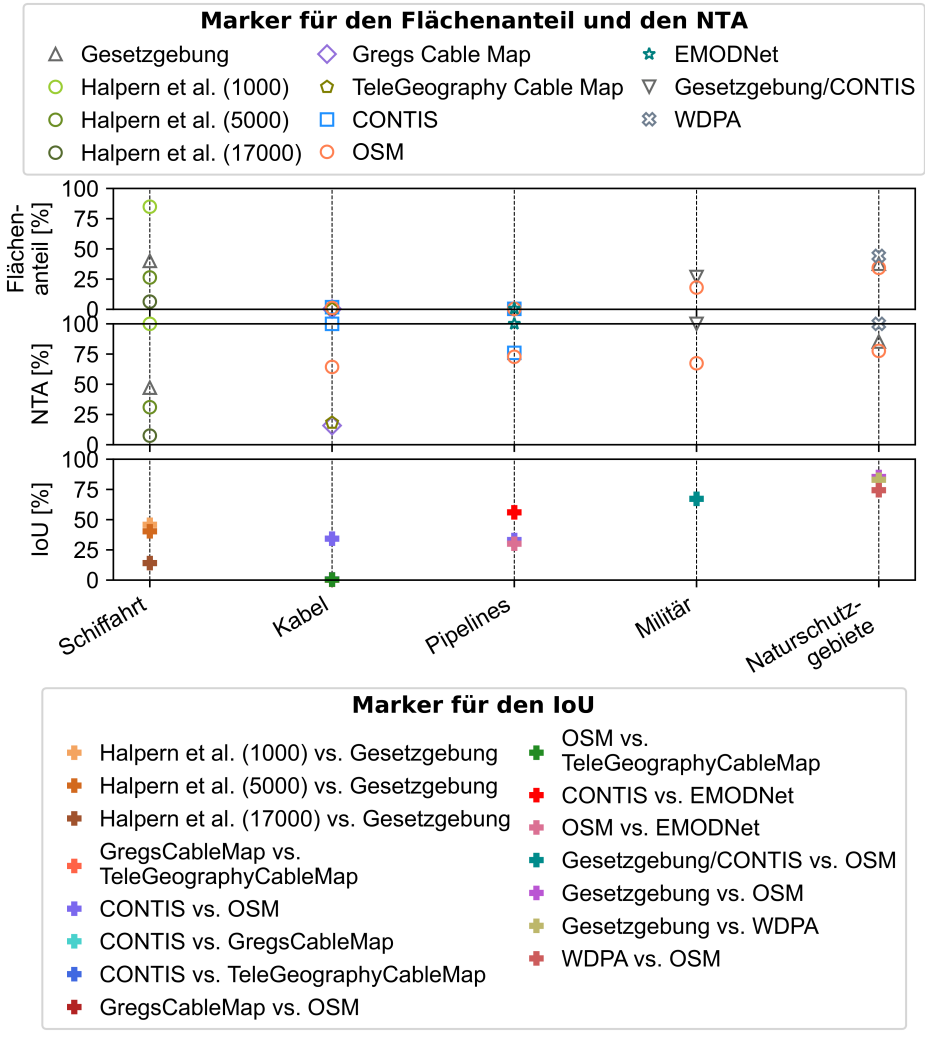


Abbildung 4.1: Analyse des Flächenanteils, der Normalized-Total-Area (NTA) und der Intersection-over-Union (IoU) der Geo-Datensätze für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen

Die Kategorien *Kabel* und *Pipeline* identifizieren die kleinsten Flächen der untersuchten Landnutzungskategorien. Der Flächenanteil an der gesamten Meeresfläche liegt, je nach Datensatz, für *Kabel* zwischen $1{,}4\,\%$ und $7{,}2\,\%$ und für *Pipeline* zwischen $1{,}8\,\%$ und $2{,}0\,\%$. Für *Kabel* liegt die Intersection-over-Union für den Vergleich der Datensätze CONTIS [61]

und OSM [42] bei etwa $46\,\%$, während alle weiteren weniger als $3\,\%$ betragen. Die niedrigen Werte implizieren starke Unterschiede in den ausgewiesenen Flächen der Geodatensätze. Für *Pipelines* identifizieren alle Datensätze vergleichbar große Flächen, was durch Normalized-Total-Areas von über $93\,\%$ erkennbar ist. Darüber hinaus zeigt sich eine höhere Ähnlichkeit der identifizierten Flächen im Vergleich zu *Kabeln* durch Intersection-over-Unions zwischen $65\,\%$ und $76\,\%$. Die Geodatensätze zeigen damit für *Pipelines* eine größere Ähnlichkeit als für *Kabel*, jedoch ist der Einfluss beider Landnutzungskategorien auf die Potenzialanalyse aufgrund ihres geringen Flächenanteils begrenzt.

Die weiteren Landnutzungskategorien *Militär*, *Schifffahrt* und *Naturschutzgebiete* schließen deutlich größere Flächen als *Kabel* und *Pipelines* aus. Die *Militärgebiete* nehmen einen Anteil von $18{,}0\,\%$ nach OSM und $26{,}8\,\%$ nach CONTIS an der Meeresfläche Deutschlands ein. Dabei beträgt der Normalized-Total-Area von OSM $67{,}4\,\%$ und ist dabei vergleichbar mit der Intersection-over-Union der beiden Datensätze von $67{,}2\,\%$. Dies bedeutet, dass die offiziellen Daten von CONTIS fast die gleichen Flächen wie OSM identifizieren jedoch zusätzliche Flächen ausweist. Aufgrund des hohen Flächenanteils sind die *Militärgebiete* ein bedeutsames Kriterium in der Potenzialanalyse, das in Literatur bisher nicht berücksichtigt wird.

Die *Naturschutzgebiete* umfassen je nach Datensatz zwischen $34{,}3\,\%$ und $44{,}2\,\%$ der deutschen Meeresfläche. Alle drei Datensätze zur Identifikation von *Naturschutzgebieten* weisen Normalized-Total-Areas von über $77{,}6\,\%$ und Intersection-over-Unions von über $74{,}4\,\%$ auf, was auf eine hohe Ähnlichkeit der Datensätze hinweist.

Während für die Landnutzungskategorien *Militärgebiete* und *Naturschutzgebiete* jeweils ähnliche Flächenanteile durch die Datensätze identifiziert werden, zeigen sich für die Kategorie *Schifffahrt* starke Schwankungen zwischen $6{,}4\,\%$ und $84{,}9\,\%$ der deutschen Meeresfläche. Die Spannweite ergibt sich aus zwei verschiedenen Grenzwerten des Datensatzes von Halpern et al. [89], die in bestehenden Potenzialanalysen verwendet werden. Je nach gewähltem Grenzwert werden daher in der Landverfügbarkeitsanalyse nur kleine Flächen bis zu einem Großteil der gesamten Meeresfläche als Potenzialfläche ausgeschlossen. Aufgrund dieser hohen Sensitivität werden im Folgenden die Datensätze zur Identifizierung der *Schifffahrtswege* näher beleuchtet.

Abbildung 4.2 zeigt die identifizierten Schifffahrtsrouten aus der Kombination aller offiziellen Datensätze (grün) und dem Datensatz von Halpern et al. [89] (grau) für die Grenzwerte aus der Literatur von 1000, 5000 und 17000 für das deutsche Meeresgebiet (dunkelblau).



Abbildung 4.2: Offizielle Schifffahrtswege der Gesetzgebung (grün) in Deutschland (dunkelblau) und identifizierte Schifffahrtswege durch Halpern et al. [89] für einen Grenzwert von 1000 (links), 5000 (mitte), 17000 (rechts)

Abbildung 4.3 zeigt die drei Vergleichsgrößen Flächenanteil, Normalized-Total-Area und Intersection-over-Union für die Variation des Grenzwerts von Halpern et al. [89] zur Identifikation von Schifffahrtswegen mit den offiziell ausgewiesenen Schifffahrtswegen. Die in der Literatur verwendeten Grenzwerte sind durch hellblaue vertikale Linien hervorgehoben.

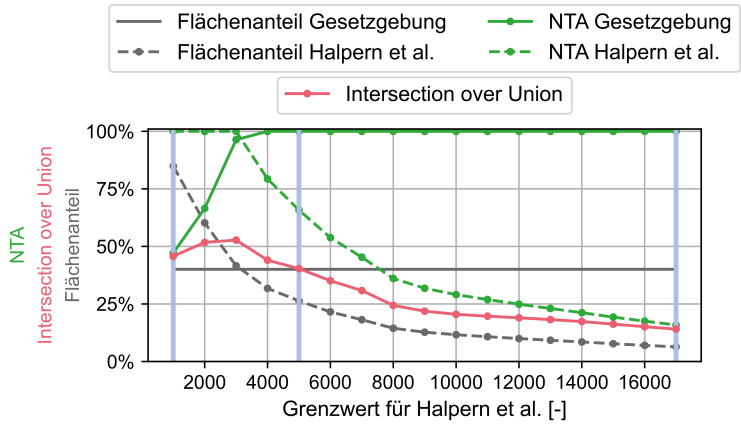


Abbildung 4.3: Datenanalyse zur Identifikation von Schifffahrtswegen durch Halpern et al. [89] und ausgewiesenen Schifffahrtswegen in der Gesetzgebung [46, 54–56, 90]. Die hellblauen vertikalen Stiche markieren in der Literatur verwendete Grenzwerte.

Die Gesetzgebung weist $40{,}1\,\%$ der Meeresfläche für die Schifffahrtswege aus. Der identifizierte Flächenanteil von Halpern et al. [89] nimmt von $84{,}9\,\%$ für den Grenzwert von 1000 auf $6{,}4\,\%$ für den Grenzwert von 17000 stark ab und zeigt eine starke Abhängigkeit der identifizierten Fläche vom verwendeten Grenzwert. Für den Grenzwert von 3000 werden $41{,}6\,\%$ der Meeresfläche als Schifffahrtsweg und vergleichbar große Flächen von beiden Datensätzen mit Normalized-Total-Area von $100\,\%$ für Halpern et al. [89] und $96{,}4\,\%$ für die Gesetzgebung identifiziert. Hier liegt auch die höchste Ähnlichkeit der Datensätze mit einer Intersection-over-Union von $52{,}8\,\%$. Insgesamt werden für den Grenzwert von 3000 zwar ähnlich große, jedoch nur circa zur Hälfte die gleichen Flächen identifiziert.

Insgesamt zeigt die Analyse eine hohe Sensitivität der identifizierten Schifffahrtswege des Datensatzes von Halpern et al. [89] vom definierten Grenzwert und die geringe Vergleichbarkeit zu den offiziell ausgewiesen Schifffahrtswegen in Deutschland. Aufgrund des großen Flächenanteils der Schifffahrtswege im Meeresgebiet ist die Berücksichtigung der korrekten Flächen jedoch entscheidend in der Landverfügbarkeitsanalyse zur Bestimmung der Potenziale von Offshore-Windenergieanlagen.

Potenziale für Offshore-Windenergieanlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Risch und Maier et al. [32] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Potenzialanalyse für Offshore-Windenergieanlagen beschrieben. In der Landverfügbarkeitsanalyse werden erstmals offizielle Datensätze Deutschlands für die Identifikation der Infrastrukturen wie Kabel, Pipelines oder Plattformen, den Schifffahrtswegen und den Militärgebieten verwendet.

Die Potenziale für Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland liegen zwischen $34{,}2\,\mathrm{GW}$ für das Szenario *S2* und $100{,}0\,\mathrm{GW}$ für das Szenario *S1a Expansiv Militär*. Tabelle 4.1 gibt

einen Überblick über die Ergebnisse der Szenarien. Der Vergleich des Szenarios *S1 Expansiv* mit der aktuellen Gesetzgebung des Szenarios *S2* zeigt die mögliche Steigerung des Potenzials um $23{,}5\,\mathrm{GW}$ durch die Einschränkung anderer Landnutzungskategorien wie der Schifffahrtswege. Die zusätzliche Umwidmung aller militärisch genutzten Flächen für Offshore-Windenergieanlagen erhöht das Potenzial um weitere $20{,}4\,\mathrm{GW}$ auf $100{,}0\,\mathrm{GW}$. Die resultierenden Kapazitätsdichte aller Szenarien liegt bei etwa $10{,}8\,\mathrm{MW/km^2}$.

Tabelle 4.1: Potenziale der Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland

Parameter	S1 Expansiv	S1a Expansiv Militär	S2 Gesetzgebung	S3 Gesetzgebung Restriktiv
Fläche [$\mathrm{km^2}$]	7353	9275	5175	3182
Flächenanteil [%]	13,06 %	16,48 %	9,19 %	5,65 %
Kapazität [GW]	79,58	100,01	56,13	34,20
Kapazitätsdichte [$\mathrm{MW/km^2}$]	10,82	10,78	10,84	10,74
	Nach Ausschluss der existierenden Anlagen			
Zubaupotenzial [GW]	68,68	88,42	45,03	26,03
Existierende Anlagen [GW]	8,38	8,38	8,38	8,38
Gesamtkapazität [GW]	77,06	96,80	53,41	34,41

Durch Ausschluss der existierenden Anlagen verbleibt ein Zubaupotenzial zwischen $26{,}1\,\mathrm{GW}$ bis $88{,}4\,\mathrm{GW}$ zusätzlich zur Leistung der existierenden Anlagen $8{,}4\,\mathrm{GW}$ im Juni 2023. Abbildung 4.4 zeigt eine Übersicht der Standorte existierender und potenzieller Offshore-Windenergieanlagen.

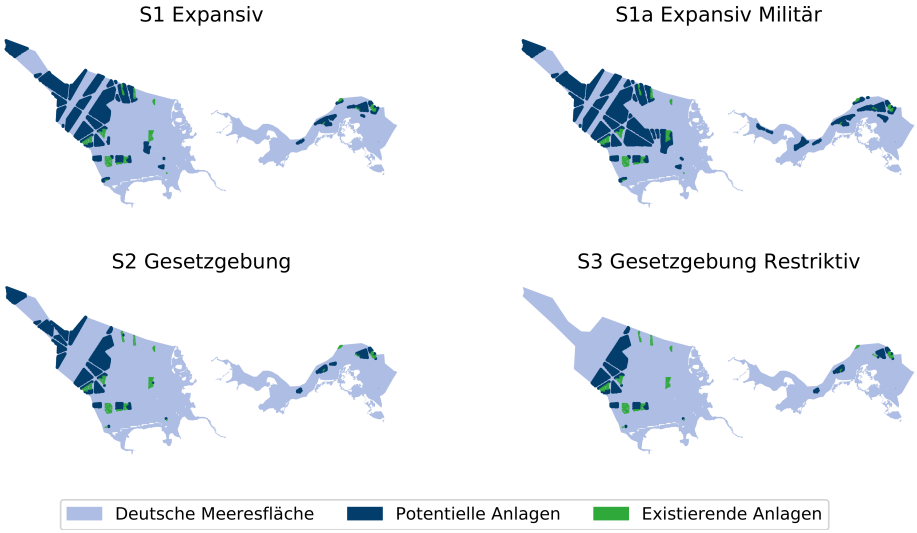


Abbildung 4.4: Potenzielle und existierende Offshore-Windenergieanlagen im deutschen Meeresgebiet pro Szenario

Abbildung 4.5 zeigt die Verteilung der Potenziale auf die administrativen Gebiete der Bundesländer und die Ausschließliche Wirtschaftszone in der Nord- und Ostsee. Die Bundesländer haben deutlich geringere Potenziale als die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone. Hamburg weist in seinem Küstenmeer in keinem Szenario ein Potenzial auf

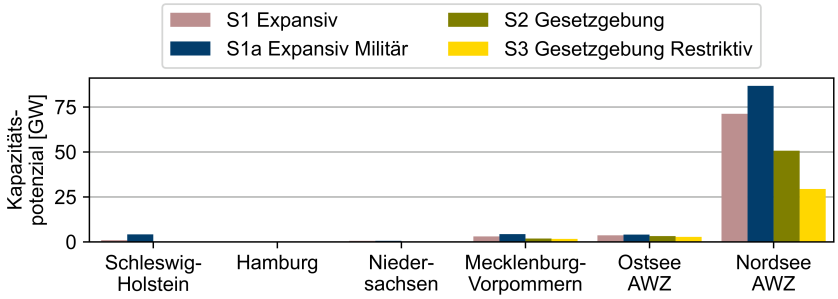


Abbildung 4.5: Potenziale der Offshore-Windenergieanlagen ohne Anschluss der existierenden Anlagen für die administrativen Gebiete der Bundesländer und der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) des deutschen Meeresgebiets

und auch Niedersachsen zeigt nur geringe Potenziale von maximal $612\,\mathrm{MW}$. Schleswig-Holstein weist lediglich für das Szenario *S1a* bei Berücksichtigung der Militärgebiete ein signifikantes Potenzial von $4{,}2\,\mathrm{GW}$ auf. Mecklenburg-Vorpommern besitzt für das Szenario *S1a* ähnliche Potenziale wie die Ausschließliche Wirtschaftszone in der Ostsee von bis zu $4{,}4\,\mathrm{MW}$. Die Ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee weist die mit Abstand höchsten Potenziale aller administrativen Gebiete auf. Der Anstieg des Potenzials von der aktuellen Gesetzgebung, Szenario *S2*, zum Szenario *S1 Expansiv* beträgt in der Ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee $20{,}5\,\mathrm{GW}$, was $87{,}5\,\%$ des gesamten Potenzialanstiegs entspricht. Über alle Szenarien hinweg zeigt sich, dass die Ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee den größten Einfluss auf die Potenziale besitzt. Über alle Szenarien hinweg zeigt sich, dass die Änderung der berücksichtigten Flächen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone den größten Einfluss aufweist.

4.1.2 Agri-PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Zur Ermittlung der Potenziale der Agri-PV-Anlagen in Deutschland werden zwei Szenarien für hochaufgeständerte und zwei Szenarien für vertikale Anlagen mit unterschiedlichen berücksichtigten Pflanzenkategorien beleuchtet. Abbildung 4.6 zeigt die resultierenden Potenziale, die zwischen $232\,\mathrm{GW_p}$ für das Szenario *Hochaufgeständert Konservativ* und $4391\,\mathrm{GW_p}$ für das Szenario *Hochaufgeständert Innovativ* variieren.

Die Szenarien mit hochaufgeständerten Anlagen unterscheiden sich um $4159\,\mathrm{GW_p}$, wobei das Szenario *Hochaufgeständert Innovativ* das 18.9-fache Potenzial des Szenarios *Hochaufgeständert Konservativ* aufweist. Der Potenzialunterschied der Szenarien begründet sich hauptsächlich durch die Berücksichtigung der Getreidekategorien im Szenario *Hochaufgeständert Innovativ*. Die Getreideflächen weisen bereits für das Szenario *Vertikal Getreide* ein Potenzial von $1937\,\mathrm{GW_p}$ auf. Bei Verwendung von hochaufgeständerten Agri-PV-Anlagen steigt das Potenzial auf den Getreideflächen aufgrund der höheren Kapazitätsdichten um etwa $50\,\%$. Grünlandflächen werden nur für vertikale Agri-PV-Anlagen berücksichtigt und resultieren in einem Potenzial von $1046\,\mathrm{GW_p}$.

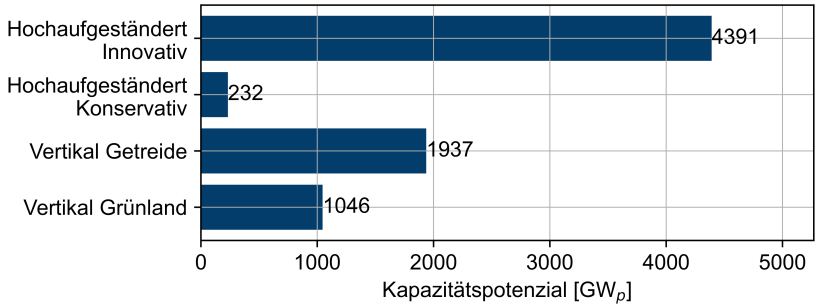


Abbildung 4.6: Kapazitätspotenziale der Agri-PV-Anlagen der vier Potenzialszenarien

Abbildung 4.7 stellt die Kapazitätsdichte der Agri-PV-Szenarien in Deutschland dar. Die Szenarien *Vertikal Grünland* und *Vertikal Getreide* zeigen eine ergänzende geographische Verteilung der Potenziale. Das Szenario *Hochaufgeständert Konservativ* weist eine starke Konzentration auf wenige Regionen aufgrund der Anbaugebiete der zugehörigen Pflanzensorten auf, wie Weinreben in Rheinland-Pfalz. Auch das Szenario *Hochaufgeständert Innovativ* zeigt geographisch konzentrierte Potenziale, wie in Sachsen oder Mecklenburg-Vorpommern. Die Kapazitätspotenziale pro Bundesland finden sich in Anhang B.

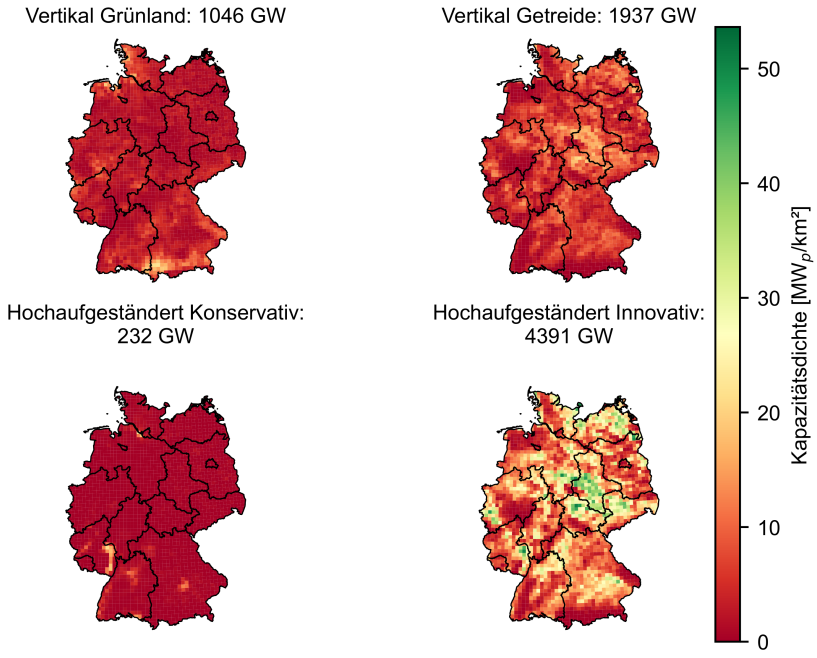


Abbildung 4.7: Kapazitätsdichte der Potenzialszenarien für Agri-PV-Anlagen

Das gesamte deutsche Potenzial von Agri-PV-Anlagen ergibt sich aus spezifischen Kombinationen der Szenarien. Aufgrund der sich überschneidenden Pflanzenkategorien in den Szenarien sind lediglich zwei Kombinationen möglich. Die Kombination der Szenarien *Hoch-*

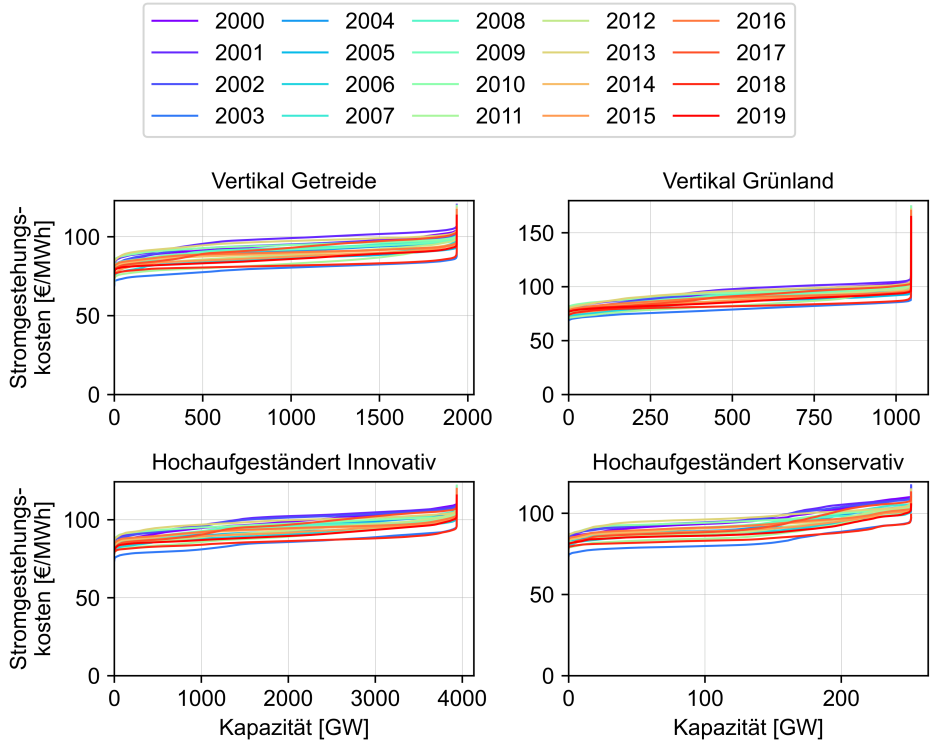


Abbildung 4.8: Stromgestehungskosten der Szenarien für Agri-PV-Anlagen für Investitionskosten von $1100\,€/\mathrm{kW}$ für hochaufgeständerte Anlagen und $800\,€/\mathrm{kW}$ für vertikale Anlagen, einem Zinssatz von $6\,\%$, festen Betriebskosten von $1{,}1\,\%$ der Investitionskosten und einer Lebensdauer von 25 Jahren. Die vergleichbaren Stromgestehungskosten der vertikalen Agri-PV-Anlagen trotz geringerer Investitionskosten ergeben sich durch die geringeren Volllaststunden der vertikalen Agri-PV-Anlagen aufgrund der vertikalen Ausrichtung.

aufgeständert Konservativ, *Vertikal Grünland* und *Vertikal Getreide* führt zu einem Potenzial von $3215\,\mathrm{GW_p}$, während die Kombination der Szenarien *Hochaufgeständert Innovativ* und *Vertikal Grünland* in einem höheren Potenzial von $5437\,\mathrm{GW_p}$ resultiert.

In Abbildung 4.8 wird die Verteilung der Stromgestehungskosten der Potenzialszenarien für Agri-PV-Anlagen dargestellt. Für die Szenarien der hochaufgeständerten Agri-PV-Anlagen ergeben sich gleiche minimale Kosten von $73{,}98\,€/\mathrm{MWh}$ und maximale Kosten von $117{,}22\,€/\mathrm{MWh}$ für das Szenario *Hochaufgeständert Konservativ* und $121{,}94\,€/\mathrm{MWh}$ für das Szenario *Hochaufgeständert Innovativ*. Diese Maximalwerte stellen jedoch Ausreißer dar, da für das Szenario *Hochaufgeständert Konservativ* $99\,\%$ des Potenzials Stromgestehungskosten von weniger als $109{,}69\,€/\mathrm{MWh}$ aufweisen und für das Szenario *Hochaufgeständert Innovativ* weniger als $109{,}41\,€/\mathrm{MWh}$. Die Szenarien *Vertikal Getreide* und *Vertikal Grünland* weisen geringere minimale Kosten von $68{,}57$ beziehungsweise $69{,}22\,€/\mathrm{MWh}$ auf. Die maximalen Stromgestehungskosten liegen bei $120{,}33$ beziehungsweise $174{,}45\,€/\mathrm{MWh}$ und stellen erneut Ausreißer dar, da $99\,\%$ des Potenzials Stromgestehungskosten unter $105{,}41$ beziehungsweise $106{,}00\,€/\mathrm{MWh}$ aufweisen. Die Stromgestehungskosten variieren für die Wetterjahre um $12{,}46\,€/\mathrm{MWh}$ und $19{,}20\,€/\mathrm{MWh}$ für die Sze-

narien der vertikalen Agri-PV-Anlagen und um $12{,}53$ und $17{,}24\,€/\mathrm{MWh}$ für die Szenarien der hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen. Hierbei weisen alle Szenarien die günstigsten Stromgestehungskosten für das historische Wetterjahr 2003 auf, während die Wetterjahre 2000 und 2001 die höchsten Kosten zeigen. Die Technologien der hochaufgeständerten und vertikalen Agri-PV-Anlagen weisen aufgrund unterschiedlicher Einspeisebedingungen keine signifikanten Unterschiede der Stromgestehungskosten auf, trotz starken Unterschieden in den Investitionskosten.

4.1.3 Parkplatz-PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Die Potenziale für Parkplatz-PV-Anlagen werden auf bestehenden Parkplätzen für drei Szenarien mit variierender Mindestanzahl an Stellplätzen bestimmt, wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben. Bei einer Mindestanzahl von 35 Stellplätzen beträgt das berechnete Potenzial $24{,}6\,\mathrm{GW_p}$, bei einer Mindestanzahl von 50 Stellplätzen $22{,}2\,\mathrm{GW_p}$ und bei einer Mindestanzahl von 100 Stellplätzen $16{,}5\,\mathrm{GW_p}$.

Abbildung 4.10 und Abbildung 4.9 zeigen die Kapazitätsdichte der Potenziale in Deutschland sowie die Potenziale auf Bundeslandebene. Nordrhein-Westfalen weist mit $5{,}0\,\mathrm{GW_p}$, $4{,}5\,\mathrm{GW_p}$ und $3{,}3\,\mathrm{GW_p}$ für alle Szenarien die höchsten Potenziale auf. Diese entsprechen dabei jeweils $20\,\%$ des deutschen Potenzials. Innerhalb Nordrhein-Westfalens zeigt sich eine starke Konzentration der Potenziale auf Städteregionen, beispielsweise im Rheinland oder im Ruhrgebiet. Im Gegensatz zu Nordrhein-Westfalen weist Bremen die geringsten Potenziale mit $210{,}7\,\mathrm{MW_p}$, $192{,}2\,\mathrm{MW_p}$ und $159{,}1\,\mathrm{MW_p}$ auf, besitzt jedoch hierbei eine höhere Kapazitätsdichte als das umliegende Niedersachsen. Der Vergleich der Potenziale der Bundesländer zu ihrer Fläche und Bevölkerung zeigt zwar keine klare Korrelation jedoch zwei Trends. Erstens weisen größere Bundesländer tendenziell höhere Potenziale auf. Eine Ausnahme hiervon ist Nordrhein-Westfalen, das trotz der halben Fläche ein höheres Potenzial als Bayern besitzt. Zweitens zeigen sich tendenziell steigende Potenziale mit steigender Bevölkerungszahl. Allerdings weist beispielsweise Mecklenburg-Vorpommern trotz geringerer Bevölkerung ein höheres Potenzial als Hamburg auf.

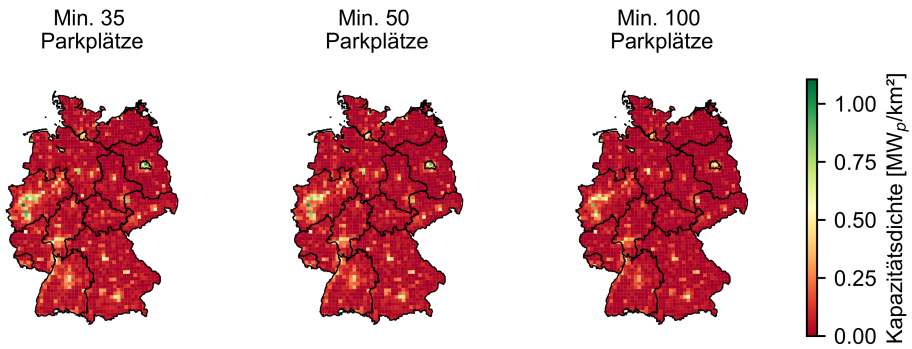


Abbildung 4.9: Kapazitätsdichte der Parkplatz-PV-Potenziale in Deutschland in Abhängigkeit der Mindestanzahl von Stellplätzen

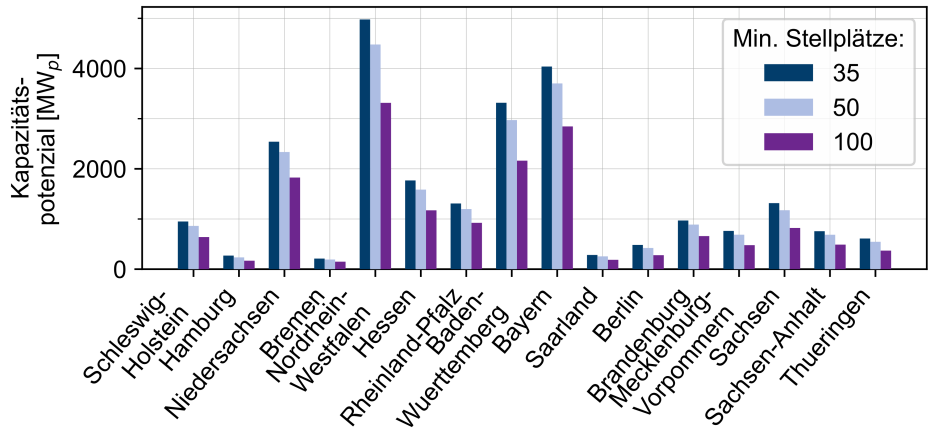


Abbildung 4.10: Kapazitätspotenziale der Parkplatz-PV-Anlagen für die Bundesländer in Abhängigkeit der Mindestanzahl von Stellplätzen

Die Verwendung von mindestens 50 Stellplätzen anstelle von 35 Stellplätzen führt zu einer Verringerung des Potenzials in den Bundesländern zwischen $8{,}1\,\%$ und $13{,}3\,\%$. Für eine Mindestanzahl von 100 Stellplätzen beträgt die Verringerung im Vergleich zu einer Mindestanzahl von 35 Stellplätzen zwischen $28{,}1\,\%$ und $42{,}4\,\%$.

Abbildung 4.11 zeigt die berechneten Stromgestehungskosten der potenziellen Parkplatz-PV-Anlagen für das Szenario mit einer Mindestanzahl von 35 Stellplätzen. Die Stromgestehungskosten liegen zwischen $75{,}5$ und $119{,}6\,€/\mathrm{MWh}$ und weisen über den Verlauf eine Abweichung von $12{,}1$ und $16{,}1\,€/\mathrm{MWh}$ für verschiedene Wetterjahre auf. Die geringsten Stromgestehungskosten basieren hierbei auf den Wetterjahren 2003 und 2008, während die höchsten Kosten in den Wetterjahren 2000, 2001 und 2003 auftreten.

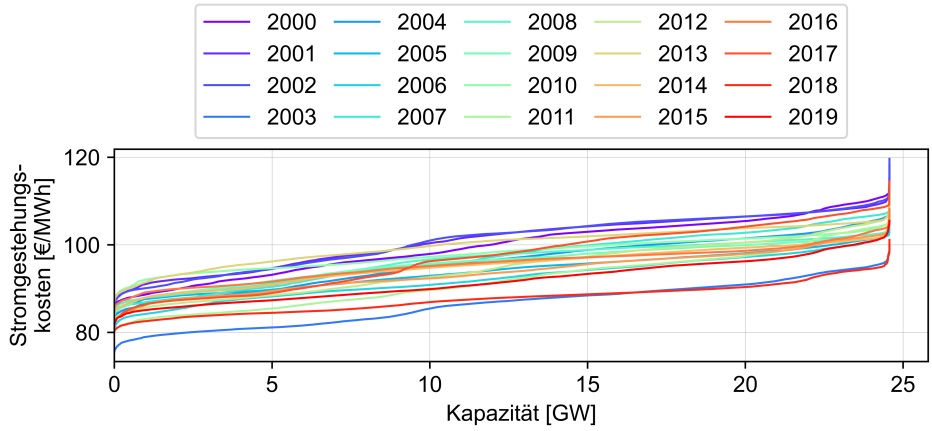
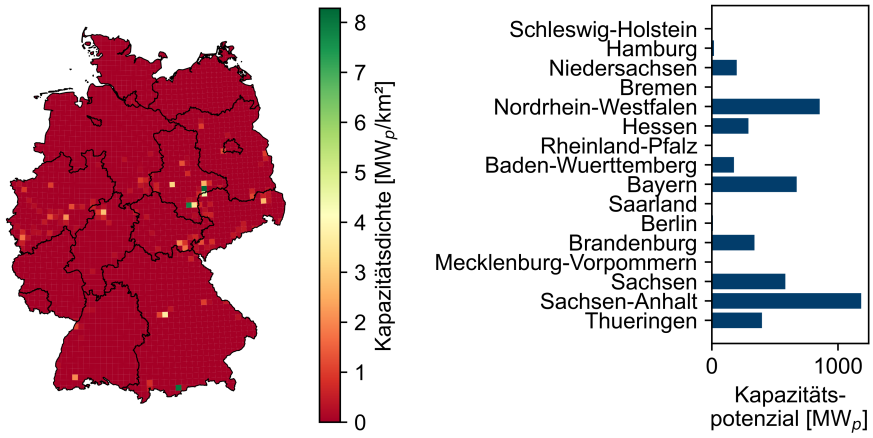


Abbildung 4.11: Stromgestehungskosten der Parkplatz-PV-Anlagen des Szenarios mit mindestens 35 Stellplätzen für Investitionskosten von $1000\,€/\mathrm{kW}$, einem Zinssatz von $6\,\%$, festen Betriebskosten von $1{,}5\,\%$ der Investitionskosten und einer Lebensdauer von 25 Jahren

4.1.4 Schwimmende PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Schwimmende PV-Anlagen sind in der aktuellen Gesetzgebung auf sogenannte „künstliche und stark veränderte Seen“ mit einem Mindestabstand von $40\,\mathrm{m}$ zum Ufer und einer maximalen Abdeckung von $15\,\%$ beschränkt, siehe Abschnitt 3.1.3. Das in dieser Arbeit berechnete Potenzial für die aktuelle Gesetzgebung beträgt $4{,}7\,\mathrm{GW_p}$ in Deutschland. Abbildung 4.12 zeigt die zugehörige Kapazitätsdichte sowie die Potenziale der Bundesländer. Die Potenziale divergieren regional deutlich: Fünf Bundesländer besitzen gemäß der aktuellen Gesetzgebung kein Potenzial für schwimmende Photovoltaik, sieben Bundesländer weniger als $500\,\mathrm{MW_p}$ und drei Bundesländer zwischen 500 und $1000\,\mathrm{MW_p}$. Sachsen-Anhalt weist das höchste Potenzial mit $1{,}2\,\mathrm{GW_p}$ auf.



(a) Kapazitätsdichte **(b)** Bundesland-Potenziale

Abbildung 4.12: Potenzial der schwimmenden PV-Anlagen in Deutschland anhand der aktuellen Gesetzgebung

Abbildung 4.13 zeigt die Sensitivität der Ergebnisse des Potenzials schwimmender Photovoltaik für maximale Flächenanteile zwischen $15\,\%$ und $90\,\%$ und Uferabständen zwischen 10 und $40\,\mathrm{m}$, jeweils für die Nutzung von künstlichen und stark veränderten Seen oder aller Seen. Für künstliche und stark veränderte Seen führt die Verringerung des Uferabstands bis zu einem maximalen Flächenanteil von unter $60\,\%$ nicht zu einer signifikanten Steigerung des Potenzials. Selbst bei einem Flächenanteil von $90\,\%$ wird das Potenzial durch Reduktion des Uferabstands auf $10\,\mathrm{m}$ nur um $17\,\%$ gesteigert. Im Gegensatz dazu erhöht sich das Potenzial um $96\,\%$ durch die Verdopplung des erlaubten Wasserflächenanteils von $15\,\%$ auf $30\,\%$. Dies zeigt die stärkere Auswirkung von Gesetzesänderungen durch den Flächenanteil im Vergleich zum Uferabstand bei künstlichen und stark veränderten Seen.

Die Berücksichtigung aller Seen erhöht das Potenzial signifikant. Unter Beibehaltung derselben Regelungen hinsichtlich Flächenanteils und Uferabstands der aktuellen Gesetzgebung steigt das Kapazitätspotenzial um $467\,\%$ auf $22{,}2\,\mathrm{GW_p}$. Über alle Sensitivitäten der Flächenabdeckung und des Uferabstands steigt das Potenzial bei Berücksichtigung aller

Seen zwischen 385 und $467\,\%$ auf bis zu $105{,}7\,\mathrm{GW_p}$ für einen Uferabstand von $10\,\mathrm{m}$ und einem Flächenanteil von $90\,\%$.

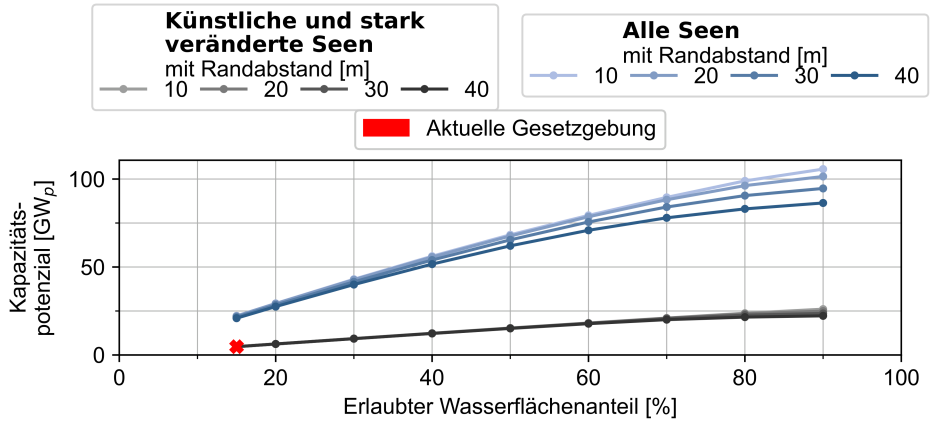


Abbildung 4.13: Sensitivität der Potenzialanalyse schwimmender PV-Anlagen hinsichtlich des Uferabstands, des Flächenanteils und der berücksichtigen Seen

Abbildung 4.14 zeigt die berechneten Stromgestehungskosten für das Szenario der aktuellen Gesetzgebung. Die Stromgestehungskosten liegen zwischen $85{,}4$ und $132{,}2\,€/\mathrm{MWh}$ und weichen über den Verlauf zwischen $13{,}3$ und $19{,}3\,€/\mathrm{MWh}$ für verschiedene Wetterjahre ab. Die geringsten Stromgestehungskosten treten für das Wetterjahr 2003 auf, während die Wetterjahre 2001 und 2002 die höchsten Stromgestehungskosten zeigen.

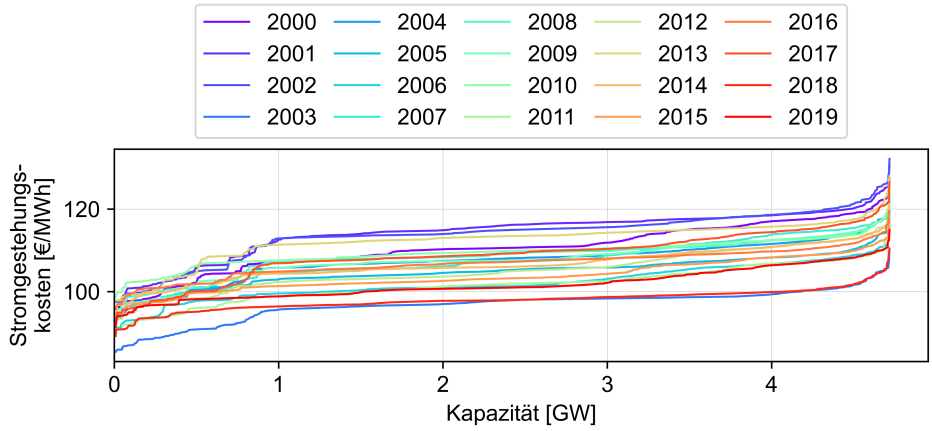


Abbildung 4.14: Stromgestehungskosten des Potenzialszenarios der aktuellen gesetzlichen Vorgaben für schwimmende PV-Anlagen für Investitionskosten von $1000\,€/\mathrm{kW}$, einem Zinssatz von $6\,\%$, festen Betriebskosten von $2{,}5\,\%$ der Investitionskosten und einer Lebensdauer von 25 Jahren

4.1.5 Freiflächen-PV-Anlagen

In der vorliegenden Arbeit werden die Szenarien der Potenzialanalyse von Freiflächen-PV-Anlagen aktualisiert, jedoch die Methodik nicht erweitert. Für eine ausführliche Beschreibung der Methodik sei auf Risch [39] verwiesen. Tabelle 4.2 zeigt die Freiflächen-PV-Potenziale für einen berücksichtigten Randabstand von $200\,\mathrm{m}$ und $500\,\mathrm{m}$ zu Autobahnen und Bahnschienen und zusätzlich Szenarien mit einer Priorisierung von Agri-PV-Anlagen auf gemeinsamen Potenzialflächen beider Technologien.

Die Anpassung der Randabstände von Autobahnen und Bahnschienen in der Gesetzgebung für förderfähige Flächen von $200\,\mathrm{m}$ auf $500\,\mathrm{m}$ erhöht das Potenzial um $96\,\%$. Eine Priorisierung von Agri-PV-Anlagen auf Potenzialflächen beider Technologien reduziert die Potenziale des Szenarios Kombination-$200\,\mathrm{m}$ um $16\,\%$ für den Ausschluss der konservativen Agri-PV-Potenziale und $30\,\%$ für den Ausschluss der innovativen Agri-PV-Potenziale. Insgesamt zeigt sich eine hohe Sensitivität der Potenziale von Freiflächen-PV-Anlagen zu den gesetzten Randbedingungen.

Tabelle 4.2: Potenziale der Freiflächen-PV-Anlagen in Deutschland

Parameter	Kombination-$200\,\mathrm{m}$	Kombination-$500\,\mathrm{m}$	Prio Agri-PV Konservativ	Prio Agri-PV Innovativ
Fläche [km^2]	4302	8447	3628	2993
Flächenanteil [%]	1,2 %	2,3 %	1,0 %	0,8 %
Kapazität [$\mathrm{GW_p}$]	340,7	669,0	287,4	237,1
	Nach Ausschluss der existierenden Anlagen			
Kapazität [$\mathrm{GW_p}$]	340,3	668,5	287,1	236,9
Existierende Anlagen [$\mathrm{GW_p}$]	17,2	17,2	17,2	17,2
Gesamtkapazität [$\mathrm{GW_p}$]	357,5	685,7	304,3	254,1

4.1.6 Onshore-Windenergieanlagen

Vergleichbar zur Potenzialanalyse der Freiflächen-PV-Anlagen wird in der vorliegenden Arbeit keine Erweiterung der Methodik durchgeführt. Für weiterführende Informationen zur Methodik wird auf Risch [39] verwiesen. In der vorliegenden Arbeit wird lediglich eine neuere Version des Datensatzes zur Identifikation der existierenden Anlagen eingebunden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.3 dargestellt.

Tabelle 4.3: Potenziale der Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland

Parameter	S1 Gesetzgebung 2021	S2 Expansiv	S3 Restriktiv
Kapazität [GW]	362,5	391,6	91,2
	Nach Ausschluss der existierenden Anlagen		
Kapazität [GW]	325,1	355,6	75,9
Existierende Anlagen [GW]	57,8	57,8	57,8
Gesamtkapazität [GW]	382,9	413,4	133,7

4.1.7 Zusammenfassung

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse der vorgestellten PV- und Windenergieanlagen-Technologien weisen eine starke Abhängigkeit von den angenommenen Randbedingungen der Landverfügbarkeitsanalyse auf.

Für die Offshore-Windenergieanlagen wurde in Abschnitt 4.1.1 zunächst eine starke Variation der Datenqualität der in der Literatur verwendeten Geodatensätze festgestellt, welche einen starken Einfluss auf die Potenzialanalyse zeigen. Die Landnutzungen von der Schifffahrt, der Militärgebiete und der Naturschutzgebiete nehmen große Meeresflächen ein und sind daher von zentraler Bedeutung. Während alle Datensätze zur Identifikation von Naturschutzgebieten vergleichbar sind, zeigen sich signifikante Abweichungen der identifizierten Flächen des in der Literatur verwendeten Schifffahrtsdatensatzes von Halpern et al. [89] zu den aktuell ausgewiesenen Schifffahrtswegen. Eine Verwendung des Datensatzes ist daher nicht zu empfehlen. Militärgebiete werden aktuell in Potenzialanalysen nicht berücksichtigt, haben jedoch mit einem Flächenanteil von $26{,}8\,\%$ einen starken Einfluss.
Die Potenziale von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland liegen je nach berücksichtigten Flächen zwischen $34{,}2$ und $100{,}0\,\mathrm{GW}$. Die Potenziale der aktuellen Gesetzgebung von $56{,}1\,\mathrm{GW}$ können insbesondere durch die zusätzliche Umwidmung von Schifffahrtswegen und Militärgebieten in der Ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschlands in der Nordsee erhöht werden.

Die Potenziale von Parkplatz-PV-Anlagen in Deutschland werden in Abschnitt 4.1.3 analysiert und betragen je nach minimaler Stellplatzanzahl zur Berücksichtigung des Parkplatzes zwischen $16{,}5$ und $24{,}6\,\mathrm{GW}$. Die zugehörigen Stromgestehungskosten liegen für alle Potenziale zwischen $75{,}5$ und $115{,}5\,€/\mathrm{MWh}$.

Die Potenziale der Agri-PV-Anlagen werden in zwei Szenarien für hochaufgeständerte und vertikale Anlagen in Abschnitt 4.1.2 beleuchtet. Das gesamte deutsche Potenzial liegt dabei zwischen 3215 und $5437\,\mathrm{GW}$ und übertrifft hierbei die Potenziale aller weiteren Technologien um ein Vielfaches. Trotz signifikant unterschiedlicher Investitionskosten der Anlagenarten zeigen sich vergleichbare Stromgestehungskosten bei Vernachlässigung der Ausreißer zwischen 74 und $110\,€/\mathrm{MWh}$ für hochaufgeständerte und zwischen 69 und $105\,€/\mathrm{MWh}$ für vertikale Anlagen.

Die Potenziale von schwimmenden PV-Anlagen liegen für die aktuelle Gesetzgebung bei $4{,}7\,\mathrm{GW}$. Insbesondere die Anpassung der aktuellen Gesetzgebung hinsichtlich des Flächenanteils und der Art der erlaubten Seen ermöglicht eine starke Steigerung des Potenzials. Im Vergleich zu den Agri-PV- und Parkplatz-PV-Anlagen zeigen sich höhere Stromgestehungskosten zwischen $85{,}4$ und $132{,}2\,€/\mathrm{MWh}$.

Für die Freiflächen-PV-Anlagen werden in Abschnitt 4.1.5 die Szenarien aus Risch [39] um weitere Szenarien zur Berücksichtigung von Agri-PV-Anlagen auf gemeinsamen Potenzialflächen erweitert. Dies zeigt eine Reduktion der Potenziale um $16{,}0$ und $30{,}4\,\%$. Die Potenziale der Onshore-Windenergieanlagen und Dachflächen-PV-Anlagen werden lediglich durch eine neuere Version des Datensatzes zu den bestehenden Anlagen im Vergleich zu Risch [39] aktualisiert.

4.2 Zusammenfassung und Diskussion der Potenzialanalysen

4.2.1 Offshore-Windenergieanlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Risch und Maier et al. [32] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Die Analyse der Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland erfolgt in zwei Schritten. Im ersten Schritt wurden zunächst die verwendeten Landnutzungsdatensätze aus der Literatur untersucht und verglichen, um deren Einfluss auf die Analyse zu bewerten. Im zweiten Schritt wurde erstmals eine reproduzierbare Potenzialanalyse mithilfe der offiziellen Datensätze Deutschlands durchgeführt.

Die Analyse der Landnutzungsdaten in der vorliegenden Arbeit zeigt die hohe Bedeutung der Landnutzungskategorien Militärgebiete, Naturschutzgebiete und Schifffahrtswege in Potenzialanalysen aufgrund der großen Flächenanteile. In bisherigen Potenzialanalysen wird die Kategorie Schifffahrtswege selten und die Militärgebiete bisher nicht berücksichtigt. In den Potenzialstudien, welche Schifffahrtswege in der Landverfügbarkeitsanalyse berücksichtigen, wird der Datensatz von Halpern et al. [89] verwendet. Die durchgeführte Analyse zeigt jedoch, dass die Identifikation von Schifffahrtswegen in hohem Maße von dem angesetzten Grenzwert der Schifffahrtsdichte abhängt. Zusätzlich weichen für jeden Grenzwert die identifizierten Flächen signifikant von den offiziell ausgewiesenen Schifffahrtswegen ab. Die Verwendung des Datensatzes in Potenzialanalysen für Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland ist daher nicht zu empfehlen und beeinflusst die Potenzialergebnisse signifikant. Die Ergebnisse der Potenzialszenarien, welche die flächenmäßig großen Schifffahrtswege auf Basis des Datensatzes ausschließen, müssen daher sowohl in den Standorten als auch in der Höhe der Potenziale hinterfragt werden. Auch die Landnutzungsdatensätze der Kabel und Pipelines weisen starke Unterschiede auf, beeinflussen aufgrund der geringen Flächen jedoch eher die Standortgenauigkeit als die Potenzialhöhe.

Die ausgewiesenen Vorrang- und Vorbehaltsgebiete der Gesetzgebung (Szenario *S2*) resultieren in einem berechneten Kapazitätspotenzial von $56{,}1\,\mathrm{GW}$, welches geringer als die definierten Ziele des Osterpakets von $70\,\mathrm{GW}$ ist. Zur Erschließung der Ziele ist daher eine Umwidmung anderer, insbesondere großer Landnutzungskategorien wie Militärgebiete, Naturschutzgebiete oder Schifffahrtswege für den Bau erforderlich. Im Rahmen der Arbeit wurde in Szenario *S1* insbesondere die Einschränkung der Vorbehaltsgebiete der Schifffahrt untersucht und darauf aufbauend in Szenario *S1a* die zusätzliche Einschränkung der Militärgebiete. Beide Kategorien bieten signifikante Potenziale im Falle einer Umwidmung. Die Entscheidung, welche dieser Kategorien eingeschränkt werden soll, ist jedoch eine politische, wirtschaftliche und umwelttechnische Abwägung, welche außerhalb des Rahmens dieser Arbeit liegt.

Zur Einordnung der Ergebnisse zur Literatur ist eine Differenzierung zwischen den Grüne-Wiese-Szenarien und den Szenarien mit definierten Initialflächen erforderlich. In der Literatur verwendet nur das Kopernikus-Projekt Ariadne [37] die gesetzlich ausgewiesenen Vorrang- und Vorbehaltsgebiete als Initialfläche in der Potenzialanalyse. Das Vorgehen ist vergleichbar zu Szenario *S2* und weist mit $56\,\mathrm{GW}$ ähnliche Ergebnisse zu *S2* mit $56{,}13\,\mathrm{GW}$ aus. Alle weiteren Studien führen Potenzialanalysen auf Basis einer Grüne-Wiese-Analyse durch, vergleichbar zu den Szenarien *S1* und *S1a* der vorliegenden Arbeit. Die Studien

von Ruiz et al. [69] und Tröndle et al. [68] weisen Potenziale unterhalb der aktuellen Gesetzgebung des Szenarios *S2* aus. In Tröndle et al. [68] wird das Potenzial der Landverfügbarkeitsanalyse um einen Faktor von $90\,\%$ für ein technisch-soziales Potenzial reduziert, wodurch sich ein Flächenanteil unter $10\,\%$ der Meeresfläche ergibt. Der Reduktionsfaktor von $90\,\%$ ist nicht hergeleitet oder begründet, obwohl er die Ergebnisse maßgeblich bestimmt. Er wirkt stärker auf das Resultat als die Ausschlüsse der Landnutzungskategorien. Ruiz et al. [69] weisen sowohl das niedrigste Potenzial mit $1\,\mathrm{GW}$ als auch das höchste Potenzial mit $106\,\mathrm{GW}$ der existierenden Studien aus. Die hohe Spreizung ist durch die Verwendung des Datensatzes von Halpern et al. [89] zur Identifikation der Schifffahrtswege mit verschiedenen Grenzwerten zu erklären. Wie in der vorliegenden Datenanalyse identifiziert, werden im Szenario mit $1\,\mathrm{GW}$ insgesamt $84{,}9\,\%$ der Meeresfläche für Schifffahrt ausgeschlossen, während im Szenario mit $106\,\mathrm{GW}$ nur $6{,}4\,\%$ ausgeschlossen werden. Aufgrund der signifikanten Abweichung der verwendeten Schifffahrtswege von den gesetzlich ausgewiesenen Schifffahrtswegen sowie des extremen Einflusses auf die Ergebnisse kann die Belastbarkeit der beiden Szenarien hinterfragt werden. Das Szenario von Bosch et al. [81] weist ähnliche Potenziale zum Szenario *S1a* auf. In der Studie werden feste Kapazitätsdichten von $3{,}14\,\mathrm{MW/km^2}$ verwendet, welche deutlich unterhalb der resultierenden Kapazitätsdichte des Anlagenplatzierungsalgorithmus des Szenarios *S1a* von $10{,}82\,\mathrm{MW/km^2}$ liegt. Dies impliziert eine mehr als dreimal größere Potenzialfläche als im vorliegenden Szenario *S1a Expansiv Militär*. Da in letzterem bereits Flächen anderer Nutzungskategorien extrem eingeschränkt werden, muss die Höhe und Verortung der Potenzialflächen von Bosch et al. [81] hinterfragt werden. Die hohen Flächenpotenziale sind hierbei jedoch auf den fehlenden Ausschluss großer Landnutzungskategorien wie Schifffahrtswege und Militärgebiete zurückzuführen als auf die Datensätze.

Die Mehrheit der Potenzialstudien für Offshore-Windenergieanlagen verwendet zur Bestimmung der Kapazität auf den identifizierten Potenzialflächen feste oder variable Kapazitätsdichten. Im Gegensatz dazu basiert die vorliegende Arbeit auf einem Platzierungsalgorithmus, ähnlich zu Caglayan et al. [83]. Hierbei wird jedoch ein einzelnes festes Turbinendesign verwendet, welches in Folgearbeiten um ein standortspezifisches optimiertes Design erweitert werden kann.

4.2.2 Agri-PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Das berechnete Potenzial der Agri-PV-Anlagen in Deutschland beträgt zwischen 3215 und $5437\,\mathrm{GW_p}$ und übertrifft damit signifikant das Potenzial aller weiteren Technologien der PV- und Windenergieanlagen. Die großen Kapazitätspotenziale von Agri-PV-Anlagen stellen zwar eine notwendige, jedoch keine hinreichende Bedingung für eine zentrale Rolle im zukünftigen Energiesystem dar. Die Investitionskosten von Agri-PV-Anlagen liegen deutlich über denen von Freiflächen-PV-Anlagen, wodurch die Vorteile der Ko-Nutzung eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit spielen. Darüber hinaus bestehen weitere Herausforderungen für eine großskalige Implementierung der Technologie. Eine Restriktion stellt das aktuelle Design der Landwirtschaftsmaschinen dar, welches die Kombination der hochaufgeständerten Agri-PV-Anlagen auf einigen geeigneten Pflanzenkategorien ausschließt. Der Unterschied der Szenarien *Hochaufgeständert Konservativ* und *Hochaufgeständert Innovativ* zeigt, dass das Kapazitätspotenzial durch eine Anpassung des Maschi-

nendesigns signifikant erhöht werden kann. Eine weitere Herausforderung stellt der wechselnde Anbau von Pflanzensorten auf Ackerland dar. Die Installation eines Agri-PV-Systems erfordert daher die Kompatibilität mit allen Kulturen für die Lebensdauer der Systeme. Die durchgeführte Analyse berücksichtigt derzeit lediglich eine statische Betrachtung einer einzelnen Pflanzensorte pro Fläche. Im Gegensatz zu den Herausforderungen stehen die Vorteile der Agri-PV-Anlagen. Mögliche Vorteile sind die Reduktion der Flächenkonkurrenz sowie eine mögliche Ertragsverbesserung für einige Pflanzenkategorien. Letzteres erfordert weitere Analysen in Pilotprojekten. Die mögliche Ertragssteigerung erlaubt jedoch, die wirtschaftlichen Nachteile der Agri-PV-Anlagen im Vergleich zu Freiflächen-PV-Anlagen zu reduzieren.

Zwei weitere Studien berechnen das Potenzial von Agri-PV-Anlagen in Deutschland. Wirth [100] bestimmt das Potenzial sowohl für vertikale als auch hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen. Das Potenzial hochaufgeständerter Agri-PV-Anlagen in Wirth [100] beträgt lediglich $1700\,\mathrm{MW_p}$ und entspricht damit nur $39\,\%$ der präsentierten Potenziale des Szenarios *Hochaufgeständert Innovativ* mit $4391\,\mathrm{MW_p}$. Ein Grund dafür ist, dass Wirth [100] lediglich ein Drittel bestimmter landwirtschaftlicher Flächen berücksichtigt. Dieser Faktor wird nicht begründet oder hergeleitet, obwohl er einen starken Einfluss auf die Ergebnisse haben kann. Das Potenzial vertikaler Agri-PV-Anlagen auf Grünland beträgt nach Wirth [100] $1200\,\mathrm{MW_p}$ bei einer verwendeten Kapazitätsdichte von $25\,\mathrm{MW_p/km^2}$, während die vorliegende Arbeit eine Kapazität von $1046\,\mathrm{MW_p}$ für eine höhere Kapazitätsdichte von $39{,}5\,\mathrm{MW_p/km^2}$ ausweist. Die Potenzialfläche gemäß Wirth [100] ist daher etwa $81\,\%$ größer. Diese signifikante Abweichung könnte aus der Verwendung anderer Datensätze oder fehlender Ausschlüsse von Schutzgebieten oder Moorflächen resultieren. Die Studie Schindele et al. [104] berechnet ein technisches Potenzial von Agri-PV-Anlagen auf Basis statistischer Daten von $533\,\mathrm{GW_p}$ für Deutschland. Dieser Wert weicht signifikant von den vorgestellten Ergebnissen und der Studie von Wirth [100] ab.

Auf Bundeslandebene können die Ergebnisse nur mit Energieagentur Brandenburg [128] und Thüringen von Wydra et al. [101] verglichen werden. Für Brandenburg weist Energieagentur Brandenburg [128] deutlich geringere Potenziale auf als die vorliegende Arbeit. Die Studie untersucht jedoch sowohl für alle Acker- als auch alle Grünlandflächen jeweils das Potenzial für vertikale und für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen. Die Studie verwendet jedoch entweder alle Acker- und Grünlandflächen für vertikale oder hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen. Aufgrund der fehlenden Differenzierung der Ackerflächen nach Pflanzenkategorien ist ein Vergleich der Ergebnisse hierbei nicht möglich. Das Potenzial für vertikale Agri-PV-Anlagen auf Grünlandflächen ist in der Studie der Energieagentur Brandenburg [128] etwa $19\,\%$ geringer. Mögliche Gründe für die Abweichungen sind andere verwendete Datensätze oder unterschiedliche Kapazitätsdichtefaktoren. Auch die Ergebnisse der Studie von Wydra et al. [101] für Thüringen zeigen Abweichungen zu den vorgestellten Ergebnissen. Das Potenzial der Studie hochaufgeständerter Agri-PV-Anlagen ist um $56\,\%$ höher als im vorliegenden Szenario *Hochaufgeständert Innovativ* und etwa $95\,\%$ höher für vertikale Agri-PV-Anlagen auf Grünland. Da vergleichbare Kapazitätsdichten verwendet werden, ist die Abweichung auf unterschiedliche Potenzialflächen zurückzuführen. Die aufgezeigten Abweichungen könnten auf unterschiedliche berücksichtigte Pflanzensorten und verschiedene Datensätze zurückzuführen sein. Die Ergebnisse anderer Studien auf Landesebene sind aufgrund unterschiedlicher berücksichtigter Flächen, des Schwerpunkts auf Biodiversität [126] sowie Konfliktflächen [127] oder Reduktionsfaktoren [130] nicht vergleichbar.

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit sind maßgeblich vom verwendeten Datensatz von Blickensdörfer et al. [108] abhängig. Dieser Datensatz ist jedoch der Einzige, der die Nutz-

pflanzen detailliert georeferenziert ausweist und somit die Anforderungen für die Landverfügbarkeitsanalyse für unterschiedliche Pflanzensorten erfüllt. Eine potenzielle Verbesserung der Potenzialanalyse könnte durch eine feinere Auflösung der Pflanzenkategorien, beispielsweise für die Kategorien Gemüse und Obst, erzielt werden. Zudem könnte eine Methodik implementiert werden, welche die rotierende Felderwirtschaft berücksichtigt, da aktuell ein statischer Anbau fester Pflanzensorten pro Fläche betrachtet wird.

4.2.3 Parkplatz-PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Das in der vorliegenden Arbeit berechnete Parkplatz-PV-Potenzial liegt je nach Anzahl der Stellplätze für die berücksichtigten Parkplätze zwischen $16{,}5$ und $24{,}6\,\mathrm{GW_p}$. Diese Werte entsprechen jedoch nicht der aktuellen Gesetzgebung. In Deutschland besitzen aktuell lediglich fünf Bundesländer Gesetze für einen verpflichteten Ausbau, welche sich zudem nur auf neu gebaute Parkplätze beschränken. Das Potenzial gemäß der aktuellen Gesetzgebung stellt somit lediglich einen Bruchteil der präsentierten Ergebnisse dar.

Die nationalen Ergebnisse der vorliegenden Arbeit können lediglich zu Wirth [100] verglichen werden. Diese weisen signifikant höhere Potenziale von $59\,\mathrm{GW_p}$ aus. Aufgrund der unbekannten Methodik dieser Studie können die signifikant höheren Potenziale jedoch nicht erklärt werden. Mögliche Faktoren, die zu höheren Potenzialen führen könnten, sind eine höhere Kapazitätsdichte oder eine größere Flächenabdeckung. Dies könnte sich beispielsweise durch die Annahme der Überdachung des gesamten Parkplatzes, anstelle nur der Parkplätze selbst begründen.

Die Ergebnisse auf Länderebene weisen teilweise höhere und teilweise geringere Werte auf als die Ergebnisse bisheriger Studien. Die Vergleichbarkeit zu den weiteren Studien ist jedoch eingeschränkt, da in viele keine Angaben zur Methodik gemacht werden. Eine Ausnahme stellt hierbei die Studie von Stryi-Hipp et al. [181] für Schleswig-Holstein dar, welche teilweise Informationen veröffentlicht. Die Potenziale der vorliegenden Arbeit für Schleswig-Holstein weichen stark von denen aus Stryi-Hipp et al. [181] ab, obwohl beide Studien den gleichen OSM-Datensatz als Grundlage verwenden. Eine mögliche Erklärung hierfür könnte die Verwendung anderer Datensätze für weitere Landnutzungskategorien sein.

In Zukunft könnte die Potenzialanalyse für Parkplatz-PV-Anlagen um Aspekte wie die Berücksichtigung von Schatteneffekten erweitert werden. Dafür könnten 3D-Gebäudedaten oder Daten des Baumbestandes in die Analysen einbezogen werden. Weiterhin könnten nachfolgende Analysen die Bauweise und Ausrichtung detaillierter beleuchten.

4.2.4 Schwimmende PV-Anlagen

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [33] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

In der Potenzialanalyse der schwimmenden PV-Anlagen wird ein Potenzial von $4{,}7\,\mathrm{GW_p}$

für die aktuelle Gesetzgebung in Deutschland identifiziert. Im Vergleich zu den PV-Zielen des Osterpakets von $400\,\mathrm{GW}$ stellt dies selbst bei einer vollständigen Ausschöpfung nur die Möglichkeit eines geringen Beitrags zu den PV-Zielen dar. Die starke Konzentration der Potenziale auf wenige Regionen ermöglicht jedoch eine lokale Reduktion von Flächenkonkurrenzen.

Zwei weitere Studien untersuchten bereits das deutsche Potenzial auf nationaler Ebene, jedoch entsprechen diese nicht den Vorgaben der aktuellen Gesetzgebung. Wirth [100] bestimmt ein 'ökonomisches Potenzial' von $2{,}74\,\mathrm{GW_p}$ für Tagebauseen, welche nur einen Teil der künstlichen und stark veränderten Gewässer darstellt. Im Gegensatz dazu berücksichtigt Weigl [168] von Menschen geschaffene Binnengewässer und verwendet eine Flächenabdeckung von $20\,\%$. Das Potenzial von 4 bis $5\ \mathrm{GW_p}$ ist vergleichbar mit den präsentierten Ergebnissen für künstliche Seen, obwohl die Flächenabdeckung höher ist.

Auf Landesebene existieren drei weitere Potenzialstudien für schwimmende PV-Anlagen für Brandenburg, Baden-Württemberg und Hamburg: Energieagentur Brandenburg [128] gibt ein um $242\,\%$ höheres Potenzial für Brandenburg an. Allerdings ist aufgrund fehlender Beschreibungen der Methodik ein Vergleich nicht möglich. Die Potenzialabschätzung von LUBW Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg [169] gibt eine Spannbreite von 280 bis $1130\ \mathrm{MW_p}$ in verschiedenen Szenarien für Baggerseen an. Aufgrund der unterschiedlich berücksichtigten Gewässertypen sind die Ergebnisse jedoch nicht vergleichbar. Lemke et al. [170] weisen für Hamburg kein Potenzial aus, während die präsentierten Ergebnisse ein Potenzial von $16{,}63\,\mathrm{MW_p}$ aufzeigen.

In der vorliegenden Arbeit wurde zusätzlich zur Bestimmung des Potenzials der aktuellen Gesetzgebung auch die Sensitivität hinsichtlich der Gewässerart, des Uferabstands und der Flächenbelegung untersucht. Hierbei zeigt sich, dass eine Verringerung des Uferabstands keinen signifikanten Einfluss für maximale Flächenabdeckungen unter $60\,\%$ besitzt. Im Gegensatz dazu zeigt sich eine hohe Sensitivität des Potenzials gegenüber der maximalen Flächenabdeckung und der Gewässerart. Bei Berücksichtigung aller Seen anstelle von künstlichen und stark veränderten Gewässern erhöht sich das Potenzial bei gleichbleibendem Uferabstand und maximaler Flächenabdeckung um etwa den Faktor 4. Um die schwimmenden PV-Anlagen zu einer wichtigen Technologie im deutschen Energiesystem zu entwickeln, bedarf es sowohl einer Anpassung der maximalen Flächenbelegung als auch der Gewässerart.

Bei der Anpassung der gesetzlichen Restriktionen für schwimmende PV-Anlagen müssen jedoch zwei negative Aspekte berücksichtigt werden. Erstens ist die Auswirkung von schwimmender PV auf die Biodiversität unbekannt. Dies ist einer der Gründe für die Begrenzung des Flächenanteils auf $15\,\%$ in der aktuellen Gesetzgebung. Weitere Analysen zur Biodiversität könnten daher der Schlüssel sein, um eine höhere Flächenabdeckung zu ermöglichen. Des Weiteren können Landnutzungskonflikte auftreten, da zahlreiche Gewässer für Freizeitaktivitäten genutzt werden und daher in jedem Einzelfall ein politisches Gleichgewicht erreicht werden muss.

In zukünftige Potenzialanalysen für schwimmende PV in Deutschland könnte das Potenzial auf langsam fließenden Gewässern oder schwimmenden PV-Anlagen in küstennahen Meeresgebieten analysiert werden. Weiterhin könnte das Potenzial zukünftiger künstlicher Seen aus stillgelegten Braunkohletagebauen geschätzt werden. Die Nutzung letzterer ist jedoch aufgrund der langen Befülldauer nicht zur Erreichung der PV-Ausbauziele des Osterpakets relevant [238].

Kapitel 5

Transformationspfade des deutschen Energiesystems

Das folgende Kapitel präsentiert und diskutiert die Ergebnisse der Analysen mit dem Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* für das deutsche Energiesystem basierend auf der Erweiterung des Optimierungsframeworks *ETHOS.FINE*. Abschnitt 5.1 stellt die Voranalyse zur Bestimmung des Einflusses der Zeitreihenaggregation auf die Ergebnisse und die Laufzeit des Energiesystemmodells vor, um eine geeignete Anzahl von Typtagen und Segmenten für die Betriebsabbildung in den weiteren Analysen zu definieren. Anschließend werden fünf Auswertungen beleuchtet: Abschnitt 5.4 untersucht den Einfluss der Voraussicht auf den Transformationspfad, um die Auswirkungen von kurz- und weitsichtigen Entscheidungen zu quantifizieren. Anschließend wird in Abschnitt 5.2 der Einfluss der in Kapitel 4 vorgestellten Potenziale der PV- und Windenergieanlagen auf den Transformationspfad dargestellt. In Abschnitt 5.3 wird die Sensitivität der Transformationspfade hinsichtlich der Wetterabhängigkeit der Einspeisung der erneuerbaren Energien beleuchtet. Dazu werden die Einspeisebedingungen der PV- und Windenergieanlagen für 20 verschiedene Wetterjahre variiert. Abschnitt 5.5 stellt die Transformationspfad-Ergebnisse für jährliche Emissionsbeschränkungen und Budget-Ansätze vor, um die Kosteneffizienz der jährlichen Ziele des Klimaschutzgesetzes von 2021 zu untersuchen. Abschließend wird der Einfluss des CO_2-Budgets auf den Transformationspfad in Abschnitt 5.6 vorgestellt, um Maßnahmen und Zusatzkosten zur Erreichung strengerer Emissionsreduktionsziele abzuleiten.

5.1 Einfluss der Zeitreihenaggregation

Das Energiesystemmodell *ETHOS.Nestor* optimiert die Design- und Betriebsentscheidungen des Transformationspfades des deutschen Energiesystems, um in jedem Modelljahr in jedem Betriebszeitschritt die Nachfragen kostenoptimal unter Einhaltung der Emissionsvorgaben zu decken. Hierbei ist eine Abwägung der zeitlichen Auflösung zwischen einer detaillierten Betriebsabbildung und einer Begrenzung der Rechenzeit notwendig. Der vorliegende Abschnitt untersucht daher den Einfluss der Zeitreihenaggregation, um eine geeignete zeitliche Auflösung für die weiteren Analysen zu identifizieren. Hierbei wird das Energiesystemmodell für die Transformationspfad-Methoden der perfekten Voraussicht und der Myopie für eine variable Anzahl an Typtagen zwischen 5 und 365, jeweils für 12 und 24 Segmente unter

gleichen Randbedingungen berechnet. Zunächst ist festzuhalten, dass für die beschriebenen Randbedingungen in Abschnitt 3.4.2 die Szenarien der perfekten Voraussicht mit mehr als 50 Typtage bei 24 Segmenten und 60 Typtagen bei 12 Segmenten nicht konvergieren oder die maximale Laufzeit von $200\,\mathrm{h}$ überschreiten. Diese sind daher nicht in der folgenden Auswertung berücksichtigt.

Eine Möglichkeit zur Bewertung der Genauigkeit der Ergebnisse sind die Gesamtkosten des Transformationspfades, definiert als Net Present Value in Gleichung 3.15. Abbildung 5.1 zeigt die relative Abweichung der Gesamtkosten der Szenarien zu einem Referenzwert. Für alle myopischen Szenarien ist der Referenzwert die Gesamtkosten des Transformationspfades mit voller Zeitauflösung (365 Typtagen, 24 Segmententen), während für die Szenarien der perfekten Voraussicht das Szenario mit 50 Typtagen und 24 Segmenten verwendet wird.

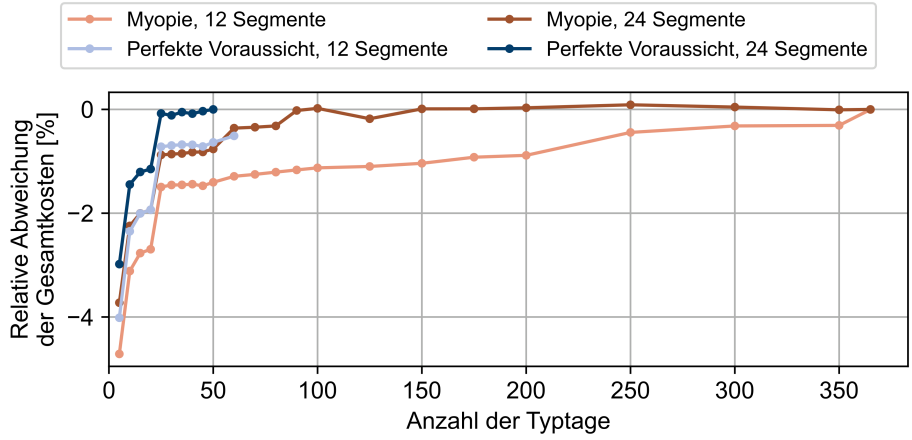


Abbildung 5.1: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Gesamtkosten des Transformationspfades. Die relative Abweichung der Gesamtkosten ist definiert im Vergleich zu den Gesamtkosten für ein Referenzszenario. Dieses ist für alle myopischen Szenarien das Szenario mit voller zeitlicher Auflösung (365 Typtagen mit 24 Segmenten) und für die Szenarien mit perfekter Voraussicht das Szenario mit 50 Typtage mit 24 Segmenten.

Die Abweichungen der Gesamtkosten zum Referenzwert in Abhängigkeit der Zeitreihenaggregation liegt für die Szenarien mit perfekter Voraussicht zwischen $-4{,}0\,\%$ und $0{,}0\,\%$ und für die myopischen Szenarien zwischen $-4{,}7\,\%$ und $0{,}1\,\%$. Die Reduktion der zeitlichen Auflösung durch Zeitreihenaggregation resultiert in geringeren Gesamtkosten des Transformationspfades. Bei Verwendung gleicher Typtag-Anzahl zeigen sich stärkere Abweichungen durch geringere Gesamtkosten für die Verwendung von 12 Segmenten im Vergleich zu 24 Segmenten. Diese Abweichung reduziert sich jedoch bei steigender Typtag-Anzahl. Die höchsten Abweichungen der Gesamtkosten pro Transformationspfad-Methodik und Segmentanzahl treten für die geringste zeitliche Auflösung von 5 Typtagen auf. Bei steigender Typtag-Anzahl sinkt die Abweichung signifikant bis 25 Typtage. Insbesondere die Erhöhung der Typtage von 5 auf 10 und von 20 auf 25 reduziert die Abweichung jeweils um mehr als $1\,\%$-Punkt. Für die Erhöhung der Typtage von 25 bis 50 unterscheidet sich die Abweichung pro Transformationspfad-Methodik und Segmentanzahl mit weniger als $0{,}1\,\%$. Über 50 Typtagen zeigt sich für die myopischen Szenarien mit 12 Segmenten jeweils eine relativ lineare Reduktion der Abweichung im Vergleich zum Referenzszenario und es verbleibt bei 365 Tagen eine Abweichung von $1{,}7{\cdot}10^{-5}\%$.

Die Bewertung der Komplexität erfolgt anhand eines Vergleichs der Optimierungslaufzeit der Szenarien, welche in Abbildung 5.2 dargestellt ist. Die Optimierungslaufzeit stellt hierbei einen entscheidenden Faktor für die Verwendbarkeit des Modells dar. Der Vergleich von 12 und 24 Segmenten bei gleicher Typtaganzahl zeigt, dass die Optimierungslaufzeit für 12 Segmente deutlich geringer ausfällt. Dieser Trend lässt sich sowohl für die Szenarien der perfekten Voraussicht als auch für die myopischen Szenarien beobachten, wobei die Abweichungen für die Szenarien mit perfekter Voraussicht stärker ausfallen. Weiterhin zeigt der Vergleich der zwei Transformationspfad-Methoden signifikant höhere Optimierungslaufzeiten für die Szenarien mit perfekter Voraussicht im Vergleich zur Myopie. Für die Szenarien mit perfekter Voraussicht steigt die Optimierungslaufzeit exponentiell mit den Typtagen, jedoch deutlich stärker für 24 Segmenten als für 12 Segmente. Auch für die myopischen Szenarien steigen die Optimierungslaufzeiten zwischen 20 und 60 Typtagen, jedoch geringer als für die Szenarien mit perfekter Voraussicht. Für 70 Typtage sinkt die Optimierungslaufzeit und steigt anschließend linear mit den Typtagen erneut an. Eine mögliche Erklärung für den Anstieg zwischen 20 und 60 Typtagen könnte ein flacher Lösungsraum der Optimierung sein. Die myopischen Szenarien mit 12 Segmenten zeigen die geringsten Optimierungslaufzeiten mit einem relativ geringen und linearen Anstieg mit den Typtagen.

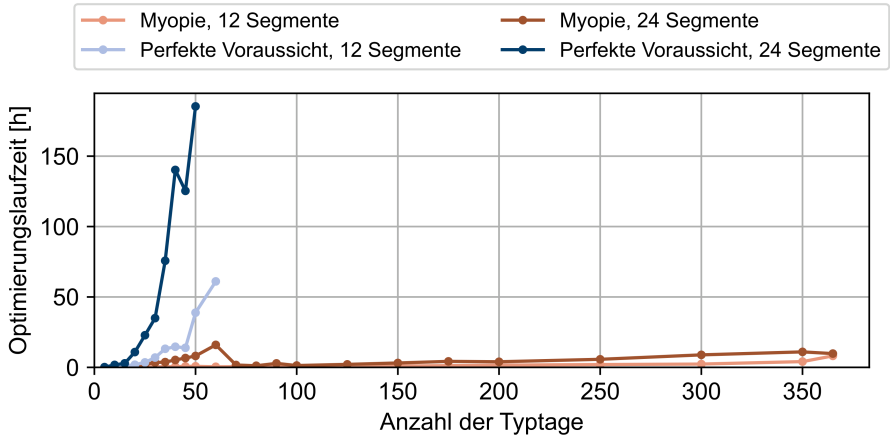


Abbildung 5.2: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Optimierungslaufzeit der Szenarien mit perfekter Voraussicht und mit Myopie

Trotz geringer relativer Abweichungen der Gesamtkosten des Transformationspfades können einzelne Betriebs- und Investitionsentscheidungen in den Modelljahren stärker in Abhängigkeit der Zeitreihenaggregation variieren. Im Anhang C.1 finden sich daher einige zentrale Szenarienergebnisse wie die jährlichen Kosten, Strom- und Wasserstoffnachfragen, -erzeugungen und -kapazitäten sowie Speicherkapazitäten. Diese sind aufgeteilt für die Szenarien mit Myopie in Abschnitt C.1 und mit perfekter Voraussicht in Abschnitt C.1. Diese zentralen Szenarienergebnisse weisen für beide Transformationspfad-Methoden vergleichbare Trends sowie stärkere relative Abweichungen aufgrund der Zeitreihenaggregation im Vergleich zu den Gesamtkosten auf. Im Energiesektor werden nachfrageseitig insbesondere die Sektorkopplungsoptionen wie Elektrolyseure, Power-to-Heat-Anlagen und Wärmepumpen beeinflusst. Die Abweichungen nehmen jedoch sowohl für 12 als auch 24 Segmente ab 20 Typtagen deutlich ab. Erzeugerseitig sind die Einspeisungen und die Kapazitäten der bedeutendsten Technologien der Kohlekraftwerke, Windenergieanlagen und Freiflächen-PV-Anlagen vergleichbar. Die Flexibilisierungsoption wie Biomethan, Erdgas,

Biomasse und Wasserstoff zeigen jedoch deutlich geringere Einspeisungen für die Verwendung von 5 oder 10 Typtagen. Im Wasserstoffsektor weicht der Wasserstoffbedarf für den Transportsektor mit 5 Typtagen und für den Energiesektor mit 5 und 10 Typtagen deutlich ab, unabhängig von der Segmentanzahl. Die Bereitstellung von Wasserstoff zeigt höhere Abweichungen. Die Wasserstoffimporte variieren für alle Zeitreihenaggregationen in 2045 um maximal $53{,}3\,\mathrm{TWh}$ für die myopischen Szenarien und um maximal $43{,}5\,\mathrm{TWh}$ für die Szenarien perfekter Voraussicht. Bei Vernachlässigung der Szenarien mit 5 und 10 Typtagen sinkt die Variation auf $13{,}4\,\mathrm{TWh}$ beziehungsweise $22{,}8\,\mathrm{TWh}$. Die inländische Wasserstoffproduktion zeigt keine klare Tendenz der Abweichung in Abhängigkeit der Typtage oder Segmente, jedoch eher einen Anstieg der erzeugten Menge mit steigender Anzahl an Typtagen. Die Speicherkapazitäten weichen für unter 20 Typtage insbesondere bei den Wärmespeichern deutlich und bei den Wasserstoffspeichern in geringerem Umfang ab, ohne dass sich eine klare Tendenz erkennen lässt. Ab 20 Typtagen sinken die Abweichungen für beide Technologien jedoch deutlich. Die vorgestellten Abweichungen beeinflussen auch die jährlichen Kosten, insbesondere im Gebäude-, Energie- und Speichersektor. Die sektoralen Kosten weichen insbesondere für geringe Typtage ab, was sich auch in den Gesamtkosten des Transformationspfades in Abbildung 5.1 widerspiegelt. Für alle Systemdesign- und Betriebsentscheidungen zeigen sich die stärksten Abweichungen für die Verwendung von 5, 10 und 15 Typtagen. Bei Verwendung einer höheren Anzahl von Typtagen zeigen sich vergleichbare Ergebnisse für 12 und 24 Segmente.

Die vorliegende Analyse des Einflusses der Zeitreihenaggregation vergleicht die Gesamtkosten, die Optimierungslaufzeit und einige zentrale Systemdesign- und Betriebsentscheidungen für eine variierende Anzahl von Typtagen und Segmenten. Die Szenarien der perfekten Voraussicht mit mehr als 50 Typtage für 24 Segmente beziehungsweise 60 Typtage für 12 Segmente konvergieren nicht oder überschreiten die maximal vorgegebene Laufzeit. Die Gesamtsystemkosten sowie zentrale Systementscheidungen weisen ab 25 Typtagen nur noch geringe und konstante Abweichungen auf. Außerdem zeigen sich hierbei keine wesentlichen Unterschiede zwischen der Verwendung von 12 oder 24 Segmenten, wobei sich die Rechenzeit bei 12 Segmenten jedoch deutlich reduziert. Mit einer Aggregation von 25 Typtagen und 12 Segmenten werden stabile Systemergebnisse erzielt, bei akzeptablen Abweichungen der Gesamtkosten von $1{,}5\,\%$ in den myopischen Szenarien und $0{,}7\,\%$ in den Szenarien mit perfekter Voraussicht. Diese Konfiguration gewährleistet eine deutliche Verringerung der Rechenzeit bei vergleichbaren Design- und Betriebsentscheidungen und bildet daher die Grundlage für alle Transformationspfadanalysen der vorliegenden Arbeit.

5.2 Einfluss der Potenziale von PV- und Windenergieanlagen

Die Potenziale von PV- und Windenergieanlagen variieren, wie in Abschnitt 4.1 gezeigt, signifikant in Abhängigkeit von den berücksichtigten Flächen in der Landverfügbarkeitsanalyse. Diese begrenzen den maximalen Beitrag der Technologien im Energiesystemmodell und können daher die kostenoptimalen Transformationspfade beeinflussen.

Der Transformationspfad beschreibt in dieser Arbeit den kostenoptimalen Ausbau und Betrieb des Energiesystems über die Zeit, ausgehend vom Jahr 2020 bis zum Modellzieljahr 2045. Entlang dieses Transformationspfades entscheidet das Optimierungsmodell, wie viel Kapazität von den verfügbaren Potenzialen der erneuerbaren Energieträger tatsächlich ausgebaut wird. Die Potenziale müssen somit nicht vollständig ausgeschöpft werden, sondern

werden abhängig von Kosten und Systemnutzung realisiert. Das folgende Kapitel untersucht die Sensitivität des Transformationspfades gegenüber verschiedener Potenzialszenarien der erneuerbaren Energieträger.

5.2.1 Ergebnisse

Zur Analyse des Einflusses der Potenziale erneuerbarer Energieträger wird der Transformationspfad des deutschen Energiesystems zusätzlich zum *Basis*-Szenario für fünf weitere Szenarien mit abweichenden Potenzialen der PV- und Windenergieanlagen untersucht. Die Definition der jeweils angenommenen Potenziale der PV- und Windenergieanlagen pro Szenario findet sich in Abschnitt 5.2. In der Analyse wird auf die Verwendung von Ausbaubeschränkungen verzichtet, da hierbei der Ausbaupfad durch forcierte Ausbaubegrenzungen anstelle der Potenziale beeinflusst wird.

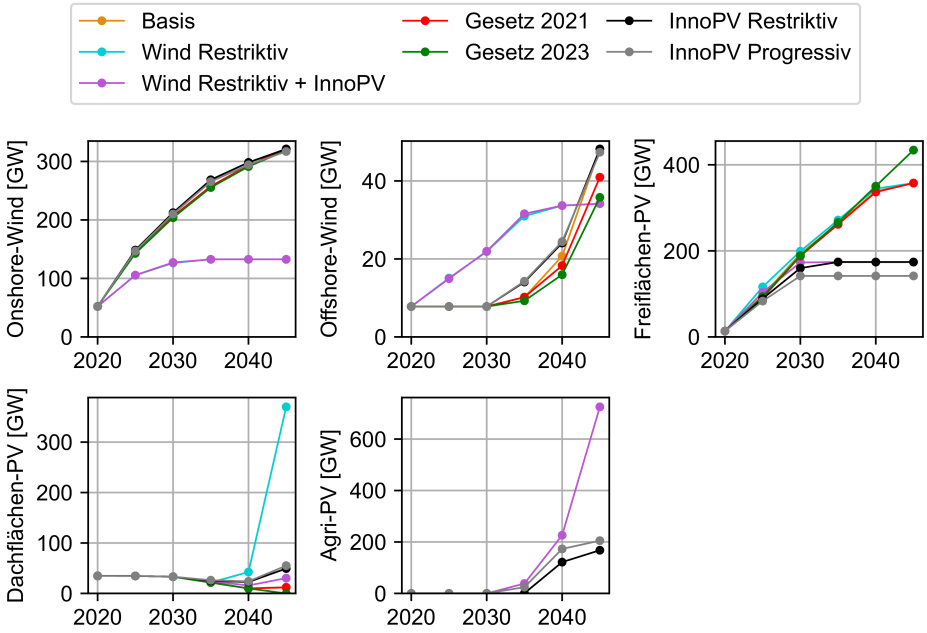


Abbildung 5.3: Einfluss der Potenziale auf den Ausbau der PV- und Windenergieanlagen

Abbildung 5.3 zeigt die installierten Leistungen der PV- und Windenergieanlagen über den Transformationspfad. Die Kapazitätsentwicklung der Onshore-Windenergieanlagen lässt sich in zwei Cluster unterteilen: Das erste Cluster umfasst beide Szenarien mit restriktiven Wind-Potenzialen (*Restriktiv* und *Restriktiv+InnoPV*). Die entsprechenden Onshore-Windenergie-Potenziale von $132{,}7\,\mathrm{GW}$ werden bereits ab 2030 nahezu ausgeschöpft. Das zweite Cluster umfasst die weiteren Szenarien, welche für Onshore-Windenergieanlagen expansive Potenziale oder Potenziale auf Basis der Gesetzgebung aufweisen. Die Kapazitäten zeigen einen vergleichbaren Anstieg in allen Modelljahren bis ungefähr $320\,\mathrm{GW}$ in 2045. In beiden Clustern zeigen sich keine signifikanten Abweichungen, sodass die Potenziale der anderen Technologien nur einen geringen Einfluss auf den Ausbau der

Onshore-Windenergieanlagen haben. Ausschlaggebend für den Ausbau der Onshore-Windenergieanlagen sind vielmehr die eigenen Potenziale.

Der Ausbau der Freiflächen-PV-Anlagen zeigt auch eine signifikante Korrelation zu den eigenen Potenzialen. Während alle Szenarien bis 2030 einen vergleichbaren Verlauf aufweisen, begrenzen in den folgenden Modelljahren mit Ausnahme des Szenarios *Gesetz* 2023 die jeweiligen Freiflächen-PV-Potenziale den weiteren Ausbau in vier Clustern: Das erste Cluster umfasst das Szenario *InnoPV Progressiv* und schöpft das geringste Potenzial aller Szenarien von $141{,}7\,\mathrm{GW}$ ab 2035 aus. Das geringe Potenzial resultiert aus der Berücksichtigung eines Randabstands von $200\,\mathrm{m}$ und dem Ausschluss der progressiven Agri-PV-Potenziale aufgrund der Priorisierung der Agri-PV-Anlagen vor Freiflächen-PV-Anlagen. Das zweite Cluster umfasst die Szenarien *InnoPV Restriktiv* und *Wind Restriktiv+InnoPV*, welche das zugehörige Potenzial von $174{,}0\,\mathrm{GW}$ ab 2035 vollständig ausbauen. In beiden Szenarien wird auch ein Randabstand von $200\,\mathrm{m}$ berücksichtigt, wobei zusätzlich nur die restriktiven Agri-PV-Potenziale ausgeschlossen werden. Das dritte Cluster umfasst die drei Szenarien *Basis*, *Wind Restriktiv* und *Gesetz* 2021 mit einem Randabstand von $200\,\mathrm{m}$ ohne Berücksichtigung innovativer PV-Technologien und resultiert in einem Ausbau der Potenzialgrenze in 2045 von $357{,}5\,\mathrm{GW}$. Das letzte Cluster besteht aus dem Szenario *Gesetz 2023*, welches sich durch einen Randabstand von $500\,\mathrm{m}$ von den vorherigen Clustern unterscheidet. Die Potenzialgrenze wird bei einer installierten Leistung von $434{,}4\,\mathrm{GW}$ in 2045 nicht ausgeschöpft. Ähnlich zum Ausbau der Onshore-Windenergieanlagen ist die Entwicklung des Freiflächen-PV-Ausbaus maßgeblich von den eigenen Potenzialen sowie den dabei berücksichtigten Potenzialflächen abhängig. Im Gegensatz zum Ausbau der Onshore-Windenergieanlagen zeigt sich jedoch für mehr Szenarien eine Beschränkung aufgrund der Potenzialgrenze.

Der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen zeigt stärkere Unterschiede zwischen den Szenarien im Vergleich zu den Onshore-Windenergieanlagen und Freiflächen-PV-Anlagen. In den Szenarien mit restriktiven Potenzialen (*Restriktiv* und *Wind Restriktiv + InnoPV*) werden Offshore-Windenergieanlagen ab 2025 ausgebaut und das geringe Potenzial von $34{,}2\,\mathrm{GW}$ bereits ab 2035 zum Großteil ausgeschöpft. In allen weiteren Szenarien beginnt der Zubau von Offshore-Windenergieanlagen erst ab 2035. In 2045 zeigen sich installierte Leistungen zwischen $35{,}8$ bis $48{,}2\,\mathrm{GW}$, welche unterhalb der jeweiligen Offshore-Windenergiepotenziale (*S1 Expansiv*, *S2 Gesetzgebung*) liegen. Hierbei zeigt sich keine Ordnung der installierten Leistungen anhand der Offshore-Windenergie-Potenziale, jedoch lässt sich ein Trend zu höheren installierten Leistungen für Szenarien mit geringer Freiflächen-PV-Leistung feststellen. Die absoluten Kapazitätsabweichungen sind deutlich geringer im Vergleich zu den Freiflächen-PV- oder Onshore-Windenergieanlagen.

Die drei Szenarien mit Berücksichtigung innovativer PV-Technologien (*Wind Restriktiv + InnoPV*, *InnoPV Restriktiv* und *InnoPV Progressiv*) weisen insbesondere einen Ausbau der Agri-PV-Anlagen von bis zu $725{,}2\,\mathrm{GW}$ aus. Der Ausbau der Technologien der Parkplatz-PV- und schwimmenden PV-Anlagen ist in allen Szenarien und Modelljahren mit einer Leistung unter $1\,\mathrm{GW}$ vernachlässigbar. Der Ausbau der Agri-PV-Anlagen für die drei Szenarien erfolgt jeweils erst nach dem Ausschöpfen der Freiflächen-PV-Potenziale. Im Szenario *Wind Restriktiv + InnoPV* werden die höchsten Agri-PV-Kapazitäten von $725{,}2\,\mathrm{GW}$ sprunghaft in 2045 ausgebaut, wobei zudem die Potenziale der Onshore- und Offshore-Windenergie- sowie der Freiflächen-PV-Anlagen ausgeschöpft werden. Die Szenarien *InnoPV Restriktiv* und *InnoPV Progressiv* zeigen eine ähnliche Entwicklung der Agri-PV-Kapazitäten mit installierten Leistungen von $167{,}9\,\mathrm{GW}$ beziehungsweise $205{,}1\,\mathrm{GW}$ in 2045. Die höhere Kapazität des Szenarios *InnoPV Progressiv* von $37{,}2\,\mathrm{GW}$ in 2045 zeigt einen entgegengesetzten Trend zur Abweichung der geringeren Freiflächen-PV-Leistung von $32{,}3\,\mathrm{GW}$.

Die Dachflächen-PV-Anlagen werden in keinem Szenario vor 2040 zugebaut und weisen je nach Szenario in 2045 Kapazitäten zwischen 0 und $369{,}9\,\mathrm{GW}$ aus. Der stärkste Ausbau von $369{,}9\,\mathrm{GW}$ zeigt sich im Szenario *Wind Restriktiv* sprunghaft in 2045, welches auch die Potenziale der Freiflächen-, Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in 2045 vollständig ausschöpft. Die Szenarien *Wind Restriktiv* und *Wind Restriktiv + InnoPV* unterscheiden sich lediglich in der Berücksichtigung der innovativen PV-Anlagen, welche im Szenario *Wind Restriktiv + InnoPV* auch die Freiflächen-PV-Potenziale reduzieren. Im Szenario *Wind Restriktiv + InnoPV* werden bis zu $725{,}2\,\mathrm{GW}$ mehr Agri-PV-Anlagen und $183{,}5\,\mathrm{GW}$ weniger Freiflächen-PV-Anlagen gebaut, jedoch zeigt sich kein signifikanter Ausbau von Dachflächen-PV-Anlagen. Der Ausbau der Dachflächen-PV-Anlagen von $369{,}9\,\mathrm{GW}$ in 2045 im Szenario *Wind Restriktiv* erfolgt daher lediglich aufgrund fehlender innovativer PV-Technologien.

Die Unterschiede in den Kapazitäten der PV- und Windenergieanlagen zwischen den Szenarien wirken sich auch auf die Strombereitstellung pro Technologie aus. Die Einspeisung pro Technologie (Abbildung C.29) variiert um bis zu $452{,}0\,\mathrm{TWh}$ für Agri-PV-Anlagen in 2045. Die kumulierte Einspeisung der Technologien variiert um bis zu $300{,}7\,\mathrm{TWh}$ in 2030 und um bis zu $70{,}6\,\mathrm{TWh}$ ohne die Berücksichtigung der restriktiven Szenarien, wie in Abbildung 5.4 dargestellt. Folglich ist die Abweichung der summierten Einspeisung der Technologien geringer als die Einspeisung pro Technologie, was die gegenseitige Kompensation der Einspeisung und damit den ausgleichenden Charakter des Ausbaus der Technologien verdeutlicht. Die jährliche Einspeisung der flexiblen Kraftwerke variiert über alle Szenarien und Modelljahre jeweils unter $27{,}6\,\mathrm{TWh}$, siehe Abbildung C.29 im Anhang. Durch die geringe Kompensation der flexiblen Kraftwerke korreliert die Variation der Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen daher stark mit der Variation der gesamten Strombereitstellung. In den restriktiven Szenarien zeigen sich die deutlichsten Abweichungen durch geringere Einspeisungen, insbesondere in den Zwischenjahren.

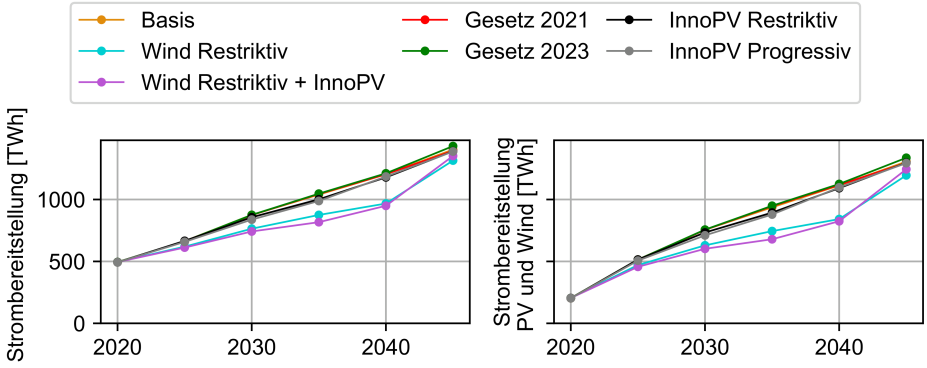


Abbildung 5.4: Einfluss der Potenziale auf die Strombereitstellung aus PV- und Windenergieanlagen und auf die gesamte Strombereitstellung

Die Variation des Stromangebots zwischen den Szenarien spiegelt sich in der Abweichung der Stromnachfrage der Elektrolyseure von bis zu $137{,}3\,\mathrm{TWh}$, der Wärmepumpen von bis zu $36{,}7\,\mathrm{TWh}$ und der Power-to-Heat-Anlagen von bis zu $66{,}4\,\mathrm{TWh}$ wider, wie in Abbildung 5.5 dargestellt. Alle weiteren Stromnachfragen weisen Schwankungen unter $12\,\mathrm{TWh}$ in allen Modelljahren auf, siehe Abbildung C.30. Die Stromnachfrage schwankt am stärksten für die Szenarien mit restriktiven Windenergie-Potenzialen. Ohne Berücksichtigung dieser Szenarien reduziert sich die Abweichung der Stromnachfrage der Elektrolyseure auf maximal

37,4 TWh, der Wärmepumpen auf maximal 12,6 TWh und der Power-to-Heat-Anlagen auf maximal 10,6 TWh. Im Folgenden erfolgt eine detaillierte Betrachtung der Auswirkungen der Variation der Stromnachfrage auf die Wasserstoffbereitstellung und die Wärmeversorgung.

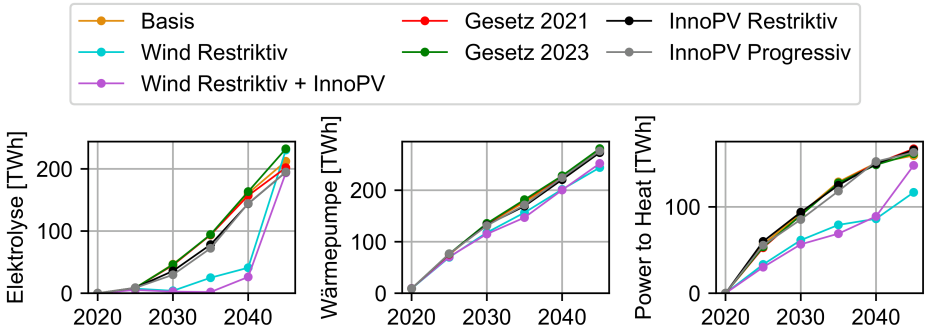


Abbildung 5.5: Einfluss der Potenziale auf die Stromnachfrage

Abbildung 5.6 zeigt den Einfluss der Potenziale der PV- und Windenergieanlagen auf die Wasserstoffbereitstellung. Die inländische Produktion durch Elektrolyseure zeigt die stärkste Variation für die restriktiven Szenarien mit deutlich geringeren Produktionen zwischen 2030 und 2040. In diesen Modelljahren zeigt sich eine geringere inländische Wasserstoffproduktion von bis zu 91,4 TWh für das Szenario *Wind Restriktiv* und 81,4 TWh für das Szenario *Wind Restriktiv + InnoPV*. Die geringere inländische Wasserstoffproduktion wird durch deutlich höhere Importe zwischen 2025 und 2040 von bis zu 130,5 TWh für das Szenario *Wind Restriktiv* und 166,5 TWh für das Szenario *Wind Restriktiv + InnoPV* überkompensiert, was zu einer höheren Gesamtwasserstoffbereitstellung und hohen Importquote von bis zu 99 % für die restriktiven Szenarien führt. In 2045 zeigen sich in beiden Szenarien vergleichbare Wasserstoffproduktionen zu den weiteren Szenarien. Hierbei sind zum einen die Wasserstoffimportmöglichkeiten von 300 TWh vollständig ausgeschöpft und zum anderen zeigt sich ein starker Anstieg der inländischen Wasserstoffproduktion von 2040 auf 2045. Die höhere Stromnachfrage für die steigende inländische Wasserstoffbereitstellung durch Elektrolyseure lässt sich angebotsseitig durch den starken sprunghaften Ausbau der Dachflächen-PV-Anlagen im Szenario *Wind Restriktiv* und der Agri-PV-Anlagen im Szenario *Wind Restriktiv + InnoPV* von 2040 auf 2045 begründen. Die Szenarien mit restriktiven Potenzialen sind in 2045 aufgrund der begrenzten Strombereitstellung aus Windenergieanlagen und begrenzten Wasserstoffimportmöglichkeiten daher auf Dachflächen- und Agri-PV-Anlagen zur inländischen Wasserstofferzeugung abhängig, um den Wasserstoffbedarf zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in 2045 zu decken.

Die Wasserstoffbereitstellungen der Szenarien *InnoPV Restriktiv* und *InnoPV Progressiv* weichen in geringerer Höhe zu den weiteren Szenarien ab. Im Vergleich zum *Basis*-Szenario zeigen sich zwischen 2035 und 2045 leicht geringere inländische Wasserstoffproduktionen zwischen 10 TWh und 14 TWh. Diese geringere Bereitstellung wird durch höhere Wasserstoffimporte zwischen 2030 und 2040 von bis zu 10,3 TWh für das Szenario *InnoPV Restriktiv* beziehungsweise 13,7 TWh für das Szenario *InnoPV Progressiv* ausgeglichen, während für das *Basis*-Szenario kein Import erfolgt. Die geringen Importe der beiden Szenarien resultieren in Importquoten von bis zu 42,0 % zwischen 2030 und 2040. Alle weiteren Szenarien zeigen vergleichbarere Entwicklungen der Wasserstoffbereitstellung über den Transformationspfad und den Import von signifikanten Wasserstoffmengen erst in 2045. Im Zielsystem des Transformationspfades in 2045 zeigen sämtliche Szenarien, einschließlich der restriktiven

und InnoPV-Szenarien, vergleichbare Wasserstoffbereitstellungen mit einer Abweichung der gesamten Bereitstellung von unter $27\,\mathrm{TWh}$ und der Importquote von unter $5\,\%$.

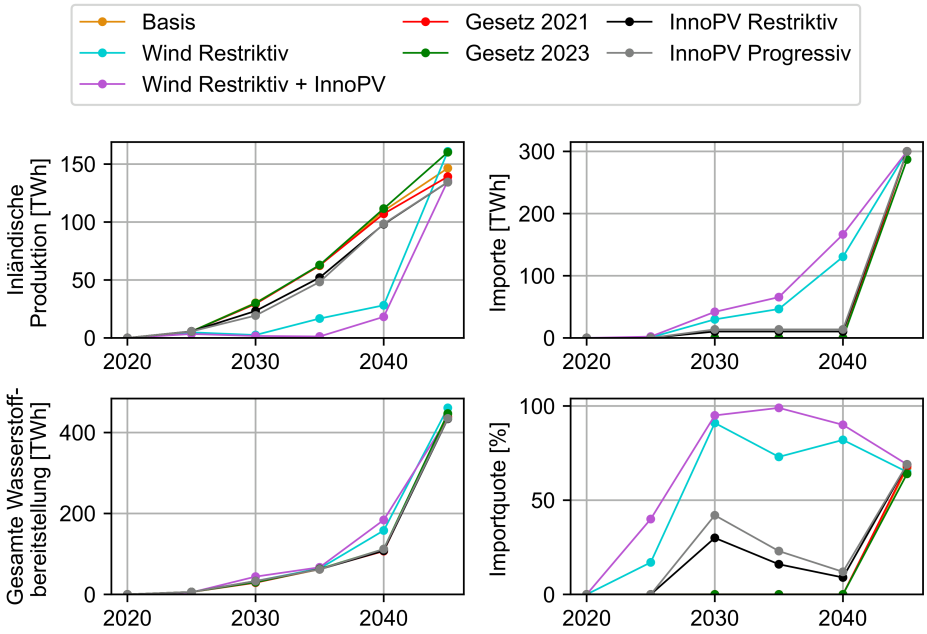


Abbildung 5.6: Einfluss der Potenziale auf die Wasserstoffbereitstellung

Nachfrageseitig spiegeln sich die Abweichungen der Wasserstoffnachfrage insbesondere im Industrie- und Energiesektor wider, wie in Abbildung 5.7 dargestellt. Die höhere Wasserstoffbereitstellung der restriktiven Szenarien durch die höheren Wasserstoffimporte zeigt sich nachfrageseitig in höheren Nachfragen in 2040 im Industriesektor von bis zu $64{,}5\,\mathrm{TWh}$ und in 2045 im Energiesektor von bis zu $34\,\mathrm{TWh}$. Der höhere Wasserstoffverbrauch im Industriesektor der restriktiven Szenarien in 2040 ist auf die Prozesswärmebereitstellung zurückzuführen, siehe Abbildung C.31 im Anhang.

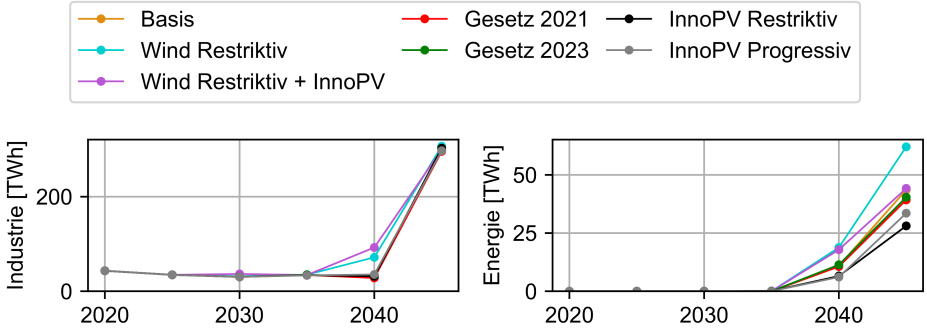


Abbildung 5.7: Einfluss der Potenziale auf die Wasserstoffnachfrage

Abbildung 5.8 zeigt den Energieträgereinsatz zur Prozesswärmebereitstellung. Ohne

Berücksichtigung der Szenarien mit restriktiven Potenzialen zeigen sich lediglich vernachlässigbare Abweichungen, insbesondere für Strom von bis zu $12{,}2\,\mathrm{TWh}$ und Erdgas von bis zu $11{,}1\,\mathrm{TWh}$ für alle Modelljahre. Die Szenarien mit restriktiven Potenzialen hingegen zeigen deutliche Abweichungen, insbesondere durch einen geringeren Einsatz von Strom in allen Modelljahren von bis zu $62{,}9\,\mathrm{TWh}$, welcher über den Transformationspfad durch verschiedene Energieträger substituiert wird. In 2025 und 2030 variieren insbesondere die fossilen Energieträger beispielsweise durch eine geringere Verwendung von Kohle und einen höheren Einsatz von Erdgas. In 2035 und 2040 zeigen sich die höchsten Abweichungen des Stromeinsatzes zur Prozesswärmeversorgung. Diese werden insbesondere durch bis zu $40{,}5\,\mathrm{TWh}$ mehr Erdgas in 2035 und insbesondere durch bis zu $54{,}5\,\mathrm{TWh}$ mehr Wasserstoff in 2040 kompensiert. Für die restriktiven Szenarien lässt sich zusammenfassend ein Ausgleich der geringeren strombasierten Prozesswärme durch einen höheren Erdgaseinsatz vor 2040 und einen früheren und höheren Einsatz von Wasserstoff ab 2040 feststellen, während die weiteren Szenarien keine signifikanten Umstellungen aufweisen und Wasserstoff erst ab 2045 einsetzen.

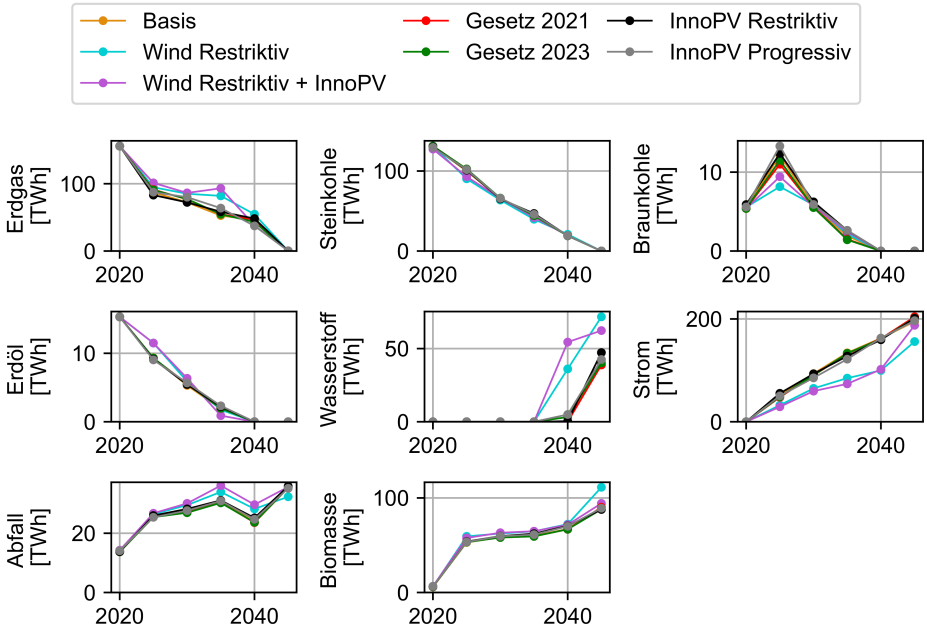


Abbildung 5.8: Einfluss der Potenziale auf den Energieträgereinsatz zur Prozesswärmebereitstellung

Abbildung 5.9 zeigt die Wärmebereitstellung der Gebäude anhand der Energieträger. Im Gegensatz zur vorgestellten Prozesswärmeversorgung zeigt die Analyse nicht den Einsatz der Energieträger, sondern die bereitgestellte Wärmeenergie. Mit Ausnahme der Szenarien mit restriktiven Potenzialen zeigt sich eine vergleichbare Wärmebereitstellung durch die Energieträger Strom und Erdgas, Erdöl mit Schwankungen zwischen 10 und $15\,\mathrm{TWh}$ pro Modelljahr und Biomasse von bis zu $22\,\mathrm{TWh}$. Die Szenarien *Gesetz* 2021 und *Gesetz* 2023 zeigen tendenziell einen höheren Einsatz von Erdöl und einen geringeren Einsatz von Erdgas. In den Szenarien *InnoPV Restriktiv* und *InnoPV Progressiv* wird mehr Erdgas und Biomasse verwendet, um die geringere Wärmebereitstellung durch Erdöl und Strom auszugleichen.

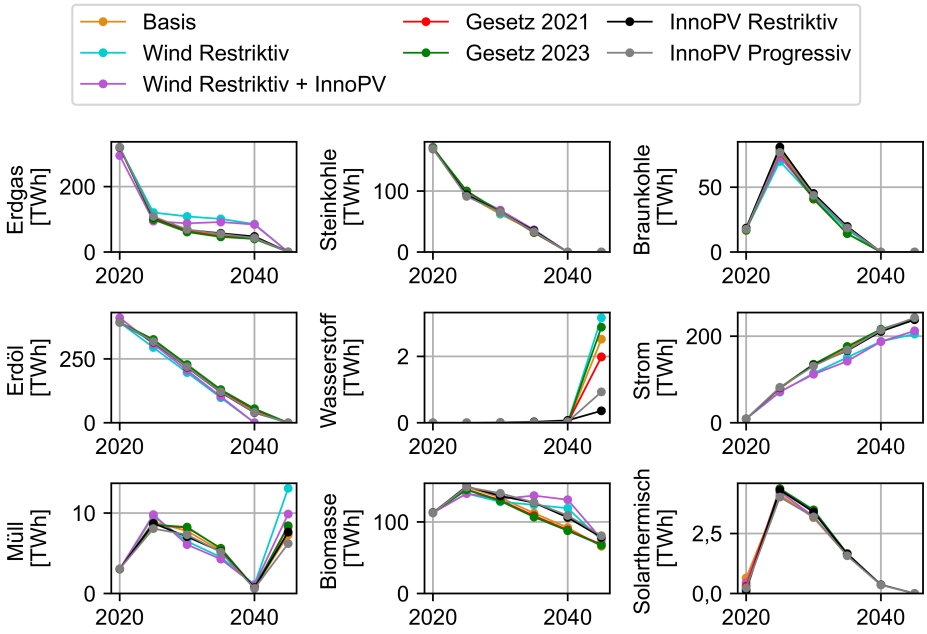


Abbildung 5.9: Einfluss der Potenziale auf die Wärmebereitstellung der Energieträger der Gebäude

Die restriktiven Szenarien zeigen erneut die größten Abweichungen. In den Modelljahren von 2025 bis 2040 ist eine bis zu $54{,}9\,\mathrm{TWh}$ höhere Wärmebereitstellung aus Erdgas zu beobachten, was die geringere Wärmebereitstellung aus Strom von bis zu $38{,}0\,\mathrm{TWh}$ und aus Erdöl von bis zu $55{,}1\,\mathrm{TWh}$ ausgleicht. In 2035 und 2040 wird zusätzlich eine $43{,}3\,\mathrm{TWh}$ höhere Wärmebereitstellung aus Biomasse verzeichnet. In den restriktiven Szenarien zeigt sich neben der Variation der Energieträger zudem eine höhere Sanierungsrate der Gebäude, wodurch der Wärmebedarf der Gebäude um bis zu $4{,}8\,\%$ pro Modelljahr geringer ausfällt. Dabei werden insbesondere die Ein- und Zweifamilienhäuser sowie Nichtwohngebäude stärker saniert, wie in Abbildung C.32 dargestellt. Trotz der Variation des Energieträgereinsatzes ändern sich die Emissionen des Gebäudesektors nur geringfügig, siehe Abbildung C.33.

Die Speicherkapazitäten aller Szenarien zeigen bis 2040 vergleichbare Entwicklungen, in 2045 unterscheiden sich jedoch die Kapazitäten der restriktiven Szenarien durch deutlich höhere Kapazitäten der Technologien, siehe Abbildung 5.10. Die Wärmespeicher weisen in beiden Szenarien $4{,}61$ mal höhere Kapazitäten auf als im *Basis*-Szenario. Die Wasserstoffspeicher fallen für das Szenario *Wind Restriktiv* um den Faktor $3{,}2$ mal höher und für das Szenario *Wind Restriktiv + InnoPV* um den Faktor $1{,}9$ mal höher aus. Die Batteriekapazitäten zeigen die größten Abweichungen mit einer $5{,}5$ mal höheren Kapazität für das Szenario *Wind Restriktiv* und einer $6{,}0$ mal höheren Kapazität für das Szenario *Wind Restriktiv + InnoPV*. In 2045 mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität lässt sich insgesamt ein starker Anstieg des Speicherbedarfs für die Szenarien mit geringen Windenergiepotenzialen feststellen.

Die analysierten Einflüsse der Potenziale spiegeln sich auch in den jährlichen sektoralen Kosten über den Transformationspfad (Abbildung C.34 im Anhang) sowie den Gesamtkosten

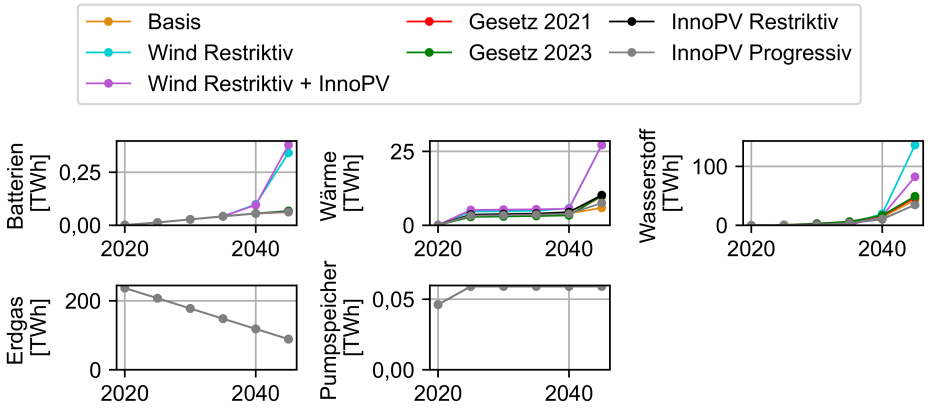


Abbildung 5.10: Einfluss der Potenziale auf die Speicherkapazitäten

des Transformationspfades wider. Die Gesamtkosten aller Szenarien weichen vom *Basis*-Szenario zwischen $-12{,}1$ Milliarden € für das Szenario *Gesetz* 2023 bis $84{,}0$ Milliarden € für das Szenario *Wind Restriktiv* ab. Die restriktiven Szenarien mit begrenzten Potenzialen für die Windenergieanlagen weisen die höchsten Kosten des Transformationspfades auf, insbesondere aufgrund der höheren Kosten für den Wasserstoffimport in 2025 bis 2040 sowie der höheren Investitionen in Agri-PV beziehungsweise Dachflächen-PV-Anlagen und Elektrolyseure zur inländischen Wasserstoffproduktion in 2045. Insgesamt ergeben sich Mehrkosten in Höhe von $84{,}0$ Milliarden € für das Szenario *Wind Restriktiv* und $32{,}5$ Milliarden € für das Szenario *Wind Restriktiv + InnoPV* über den Transformationspfad im Vergleich zum *Basis*-Szenario. Die innovativen Szenarien *InnoPV Restriktiv* und *InnoPV Progressiv* zeigen trotz höherer Potenziale über alle Technologien nur geringfügige Kostenabweichungen zum *Basis*-Szenario, da ein Anteil der günstigeren Freiflächen-PV-Anlagen durch teurere Agri-PV-Anlagen substituiert wird. Das Szenario *Gesetz* 2023 ist das kostengünstigste Szenario mit $12{,}1$ Milliarden € geringeren Gesamtkosten insbesondere durch deutlich höhere installierte Leistungen der günstigen Freiflächen-PV-Anlagen.

5.2.2 Zusammenfassung und Diskussion

Die Potenziale von PV- und Windenergieanlagen sind, wie in Kapitel 4 hergeleitet, signifikant von den berücksichtigten und ausgeschlossenen Flächen in der Landverfügbarkeitsanalyse abhängig, beispielsweise aufgrund von Gesetzgebungen. In der vorgestellten Analyse wird erstmalig der Einfluss unterschiedlicher Potenzialszenarien basierend auf hochaufgelösten Landverfügbarkeitsanalysen auf den kostenoptimalen Transformationspfad des deutschen Energiesystems zur Treibhausgasneutralität in 2045 untersucht.

Die Begrenzung der Potenziale der Windenergie auf die Vorranggebiete für Offshore-Windenergieanlagen sowie auf einheitliche Abstands- und Flächenregelungen für Onshore-Windenergieanlagen, die sich an konservativere Bundeslandgesetze anlehnen, übt den stärksten Einfluss auf den Transformationspfad aus. Die Anpassung der einheitlichen, konservativen Gesetzgebung für Onshore-Windenergieanlagen führt das Energiesystem an die Grenzen der Erreichbarkeit der Treibhausgasneutralität sowie zu Mehrkosten von bis zu

84 Milliarden €. Insbesondere die signifikant geringere Strombereitstellung der Onshore-Windenergieanlagen führt in den Zwischenjahren zu einem höheren Wasserstoffanteil im System sowie zu signifikant höheren Wasserstoffimporten zur Deckung dieser. Nach Ausschöpfen der Wasserstoffimportmöglichkeiten sind extreme Maßnahmen erforderlich, wie der Ausbau teurer Dachflächen- und Agri-PV-Anlagen zur inländischen Wasserstoffproduktion, um den Wasserstoffbedarf zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in 2045 zu decken. Die Potenziale von Windenergieanlagen sowie deren Erschließung sind daher eng mit der mittelfristigen Wasserstoffstrategie und der Importabhängigkeit verknüpft und entscheiden, ob der Fokus zunächst auf den Aufbau von inländischen Wasserstofferzeugungsanlagen oder Wasserstoffimporten gelegt wird. In weiteren Arbeiten sollten die Möglichkeiten des Wasserstoffimports näher beleuchtet werden, da diese eine restriktive Größe in 2045 für die Treibhausgasneutralität darstellen. Insgesamt lässt sich die signifikante Bedeutung ausreichender Potenziale von Windenergieanlagen für einen kostenoptimalen Transformationspfad des deutschen Energiesystems ableiten. Die Potenziale stellen dabei ein notwendiges, jedoch ist nur die Ausbaugeschwindigkeit ein hinreichendes Kriterium.

Die weiteren Szenarien, welche alle höhere Potenziale der Windenergieanlagen aufweisen, unterscheiden sich lediglich in Abweichungen in dem Ausbau und der Strombereitstellung der PV- und Windenergieanlagen und zeigen vernachlässigbare Abweichungen in den weiteren Sektoren und Technologien. Dies zeigt die hohe Bedeutung der inländischen Strombereitstellung sowie des komplementären Technologie-Mixes durch den ausgleichenden Charakter zwischen den Technologien.

Für die Ausbaupfade der Onshore-Windenergieanlagen zeigen sich vergleichbare Verläufe unabhängig von der Verwendung der Onshore-Windenergie-Potenziale der aktuellen Gesetzgebung oder des expansiven Szenarios. Für die gesamtdeutsche Betrachtung des Einknotenmodells ohne Infrastrukturen in der vorliegenden Arbeit ist daher keine Gesetzesänderung für einheitliche expansive Potenziale erforderlich, sondern lediglich eine ambitionierte Erschließung dieser. Allerdings kann eine ungleichmäßige Verteilung des Ausbaus über die Bundesländer resultieren. Zur Bewertung des Einflusses der Bundeslandpotenziale beider Szenarien sind weiterführende Modelle mit einer detaillierteren Infrastrukturabbildung erforderlich. Ein Vergleich des Ausbaus der Onshore-Windenergieanlagen zu bestehenden Systemstudien zeigt signifikant höhere Ausbauraten und Kapazitäten der Szenarien ohne restriktive Potenziale der Windenergieanlagen, siehe Abbildung C.35 im Anhang. Die Studien berücksichtigen hierbei teilweise deutlich geringere Potenziale oder beschränkte Ausbauraten, sodass die resultierenden Ausbaupfade der vorliegenden Arbeit nicht im Lösungsraum der Optimierung der anderen Systemstudien liegen. Die steilen Ausbaupfade der Onshore-Windenergieanlagen der vorliegenden Arbeit sind das Ergebnis einer reinen Kostenoptimierung ohne Restriktionen, beispielsweise durch Fachkräftemangel, Materialknappheit oder Akzeptanzproblemen. In nachfolgenden Arbeiten könnte der Einfluss dieser Faktoren mithilfe multikriterieller Optimierung beleuchtet werden.

Der Ausbau der Freiflächen-PV-Anlagen zeigt eine hohe Sensitivität gegenüber den Potenzialen, insbesondere für die Potenzialreduktion durch Priorisierung von Agri-PV-Anlagen. Ein Ausbau von Agri-PV-Anlagen erfolgt erst nach Ausschöpfen der Freiflächen-PV-Potenziale. Dachflächen-, schwimmende sowie Parkplatz-PV-Anlagen spielen in der gesamtdeutschen Analyse mit ausreichenden Potenzialen der Windenergieanlagen keine Rolle. Insgesamt zeigt sich, dass die Potenziale der Windenergieanlagen und Freiflächen-PV-Anlagen anhand der aktuellen Gesetzgebung die Möglichkeiten eines kostenoptimalen Transformationspfades bieten. Die Beschleunigung des Ausbaus dieser Potenziale ist daher wesentlich entscheidender als die Erweiterung der Potenzialflächen.

Die Parkplatz- und schwimmenden PV-Anlagen stellen im Vergleich zu Agri- aber insbesondere Freiflächen-PV-Anlagen aufgrund der höheren Investitionskosten und der damit höheren Stromgestehungskosten keinen Teil des kostenoptimalen Transformationspfades dar, wie bereits in Kapitel 4 dargestellt. Die verwendeten Investitionskosten der innovativen PV-Anlagen basieren jedoch nicht auf umfangreichen Erfahrungen oder Analysen, da es nur wenige Literaturwerte gibt und sich der Kostenvorteil durch die Reduktion der regionalen Landnutzungskonflikte nicht quantifizieren lässt. Beispielsweise ist der mögliche, zusätzliche monetäre Vorteil der Agri-PV-Anlagen durch verbesserte Erntebedingungen aktuell nicht abgebildet und bedarf weitergehender Analysen in der Agrarwissenschaft. Auch die geringe Rolle der Dachflächen-PV-Anlagen im zukünftigen Energiesystem basiert auf den höheren Investitionskosten in der zentralen Kostenoptimierung für Deutschland. Durch die vereinfachte Abbildung des Stromnetzes werden Aspekte wie Verbrauchernähe oder der Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Netzausbau nur eingeschränkt berücksichtigt. Darüber hinaus werden in einer volkswirtschaftlichen Optimierung die betriebswirtschaftlichen Interessen einzelner Akteure vernachlässigt. Dies erklärt, warum in der Realität neben den Freiflächen-PV-Anlagen auch in erheblichem Umfang Dachflächen-PV ausgebaut wird. Dieser Aspekt ist zwar nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit, jedoch für die praktische Umsetzung des PV-Ausbaus relevant.

In bisherigen Systemstudien zur Treibhausgasneutralität in 2045 werden lediglich teilweise Landverfügbarkeitsanalysen durchgeführt, teilweise basieren die Studien auf intransparenten Annahmen oder veralteten Potenzialanalysen, die starke Abweichungen zur heutigen Gesetzgebung aufweisen. Dadurch ist eine Analyse des Einflusses von Gesetzesänderungen, beispielsweise zu Abstandsregeln, nicht möglich. Insbesondere für die Onshore-Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen verwenden die Studien teilweise signifikant geringere Potenziale im Vergleich zur aktuellen Gesetzgebung, zu den Ausbauzielen des Osterpakets sowie zu den vorliegenden hochaufgelösten und transparenten Potenzialergebnissen. Des Weiteren werden in keiner der Studien die Potenziale innovativer PV-Technologien berücksichtigt. Zusätzlich beschränken einige Studien die minimale oder maximale Ausbaurate pro Modelljahr. Dies führt zu einer Einschränkung der Ausbaupfade der erneuerbaren Energien und verhindert eine Analyse der Kostenoptimalität von Gesetzesänderungen. Die resultierenden Ausbaupfade der vorliegenden Arbeit liegen dabei außerhalb des Lösungsraums der Optimierung einiger Systemstudien. Die Systemstudie des Fraunhofer ISE von Brandes et al. [36] ist die einzige Studie, welche den Einfluss der Potenziale auf den Transformationspfad in einer Sensitivität beleuchtet. Die verwendeten Potenziale beider Analysen sind insbesondere für die Freiflächen-PV- und Onshore-Windenergieanlagen deutlich geringer als die aktuelle Gesetzgebung und basieren, wie in Abschnitt 2.4.1 erläutert, nicht auf hochaufgelösten und transparenten Potenzialanalysen. Der Vergleich zu den bisherigen Systemstudien findet sich in Abbildungen C.35 bis C.37 im Anhang.

Die vorliegende Analyse untersucht erstmals den Einfluss der Potenziale von PV- und Windenergieanlagen auf den Transformationspfad des deutschen Energiesystems zur Treibhausgasneutralität in 2045 auf Basis hochaufgelöster und transparenter Landverfügbarkeitsanalysen. Die Analyse zeigt, dass die aktuelle Gesetzgebung ausreichend Flächen für den Ausbau insbesondere von Onshore-Windenergieanlagen und Freiflächen-PV-Anlagen bereitstellt, es jedoch einer schnellen Erschließung dieser bedarf.

5.3 Einfluss der Wetterabhängigkeit der PV- und Windenergieanlagen

Die mögliche Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen variiert zeitlich aufgrund der Wetterbedingungen. Um diese maximal mögliche Einspeisung zu bestimmen, werden in der vorliegenden Arbeit standortscharfe Simulationen durchgeführt, in denen historische Wetterbedingungen genutzt werden. Die angenommenen Wetterbedingungen in der Simulation stellen daher eine Einflussgröße auf den potenziellen Beitrag der Technologien im Energiesystemmodell dar. Im Folgenden wird die Sensitivität beziehungsweise die Robustheit der Transformationspfad-Ergebnisse hinsichtlich der Wetterbedingungen untersucht.

5.3.1 Ergebnisse

Zur Analyse des Einflusses der Wetterbedingungen werden die Transformationspfade mit einer Variation der Einspeisebedingung der PV- und Windenergieanlagen durch die Verwendung von 20 unterschiedlichen Wetterjahren in der Simulation analysiert. Hierdurch werden die Einspeisebedingungen aller 110 Zeitreihen der PV- und Windenergieanlagen in jedem Zeitschritt im Energiesystemmodell variiert.

Im Folgenden wird zunächst die Robustheit des Ausbaus und der Einspeisung der wetterabhängigen PV- und Windenergieanlagen beleuchtet, siehe Abbildung 5.11 und C.21 im Anhang. Für Onshore-Windenergieanlagen zeigt sich eine Variation der installierten Leistung um bis zu $95{,}5\,\mathrm{GW}$ beziehungsweise $30{,}1\,\%$ in 2045 zwischen dem Wetterjahr 2014 und den Wetterjahren 2001 und 2003. Die prozentuale Abweichung der Onshore-Windenergie-Kapazität nimmt über den Transformationspfad von $14{,}6\,\%$ in 2025 zwischen den Wetterjahren 2011 und 2001 bis $30{,}1\,\%$ in 2045 zwischen den Wetterjahren 2014 und 2001 sowie 2003 zu. Die Einspeisung schwankt am stärksten in 2045 um bis zu $292{,}7\,\mathrm{TWh}$ bei einer relativen Abweichung von $41{,}5\,\%$ zwischen den Wetterjahren 2014 und 2007. Die Kapazität und Einspeisung der Offshore-Windenergieanlagen variiert in 2045 um bis zu $32\,\mathrm{GW}$ beziehungsweise $150{,}8\,\mathrm{TWh}$ zwischen den Wetterjahren 2003 und 2014. Das Wetterjahr 2003 weist die geringsten Kapazitäten der Offshore- jedoch die höchsten der Onshore-Windenergieanlagen auf. Das Wetterjahr 2014 zeigt den entgegengesetzten Trend. Für die Freiflächen-PV-Anlagen zeigt sich über den Transformationspfad eine Variation der Kapazitäten von bis zu $66{,}9\,\mathrm{GW}$ in 2035 und eine Variation der Einspeisung von bis zu $103{,}8\,\mathrm{TWh}$ in 2040, jeweils zwischen den Wetterjahren 2001 und 2003. Im Gegensatz zu den Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zeigen sich die stärksten Kapazitätsabweichungen nicht in 2045, da hier die Potenzialgrenze bei Verwendung aller Wetterjahre ausgeschöpft wird. Die geringste Abweichung der PV- und Windenergieanlagen zeigt sich für die Dachflächen-PV-Anlagen von bis zu $25{,}1\,\mathrm{GW}$ und $24{,}5\,\mathrm{TWh}$ in 2045.

Der Ausbau der einzelnen Technologien zeigt keine eindeutige Korrelation zur zugehörigen Einspeisung oder den jeweiligen durchschnittlichen Volllaststunden, dargestellt in Abbildung C.20 und Abbildung C.21 im Anhang. Es zeigt sich jedoch ein ausgleichender Trend der Einspeisungen zwischen den einzelnen Technologien. Ein Beispiel hierfür ist das Wetterjahr 2014, in dem die Einspeisung für Onshore-Windenergieanlagen am geringsten und für Offshore-Windenergieanlagen am höchsten ausfällt. Der ausgleichende Charakter der PV- und Windenergieanlagen durch gegenseitige Kompensation wird durch die Gesamteinspeisung aller vier Technologien bestätigt. Während die Einspeisung der einzelnen Technologien

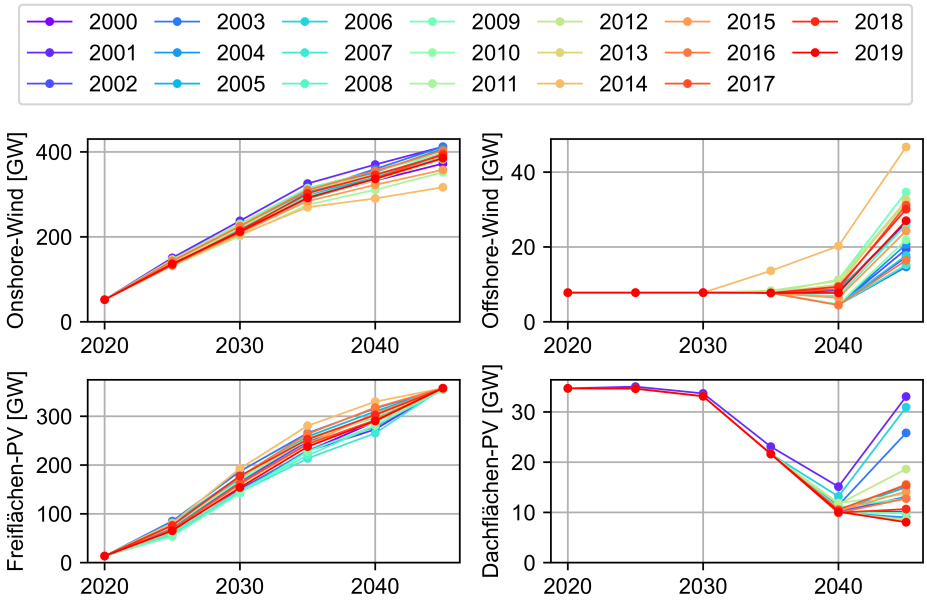


Abbildung 5.11: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen auf den Ausbau dieser

in 2045 um bis zu 292,7 TWh für Onshore-Windenergieanlagen schwankt, weicht die summierte Gesamteinspeisung aller vier Technologien um maximal 160,7 TWh beziehungsweise 11,6 % ab. Die Abweichungen der PV- und Windenergieanlagen bei der Berücksichtigung verschiedener Wetterjahre wirken daher ausgleichend und nicht verstärkend. Insgesamt zeigt sich über den Transformationspfad eine hohe Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen für die Wetterjahre 2000, 2007 und 2019 und geringe Einspeisungen für die Wetterjahre 2010, 2014 und 2016.

Die Strombereitstellung zeigt eine ansteigende Abweichung über die Modelljahre von bis zu 158,1 TWh beziehungsweise 14,0 % in 2045, siehe Abbildung 5.12 aufgrund der Variation der Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen und der geringen Kompensation durch weitere Kraftwerke. Die Strombereitstellung der flexiblen und wetterunabhängigen Kraftwerke variiert um bis zu 22 TWh pro Modelljahr für die Energieträger Biomasse von 2020 bis 2045, Erdgas in 2035 und 2040 sowie Wasserstoff in 2045, während alle weiteren Strombereitestellungen unter 11 TWh abweichen, siehe Abbildung C.21. Über den Transformationspfad weisen insbesondere die Wetterjahre 2000, 2007 und 2017 hohe Strombereitstellungen auf, während diese insbesondere für die Wetterjahre 2010, 2014 und 2016 gering ausfallen.

Die Schwankungen der gesamten Strombereitstellung implizieren eine Beeinflussung der Stromnachfrage. Hierbei zeigen sich abweichende Stromnachfragen, insbesondere für die Elektrolyseure, die Wärmepumpen sowie die Power-to-Heat-Anlagen. In 2045 zeigen sich Schwankungen der Stromnachfrage der Wärmepumpen bis 30,2 TWh beziehungsweise 17,9 % zwischen den Wetterjahren 2010 und 2015, der Power-to-Heat-Anlagen bis 52,4 TWh beziehungsweise 53,7 % zwischen den Wetterjahren 2011 und 2009 und der Elektrolyseure bis 135,0 TWh beziehungsweise 80,2 % zwischen den Wetterjahren 2016 und 2007, wie der Abbildung 5.13 zu entnehmen.

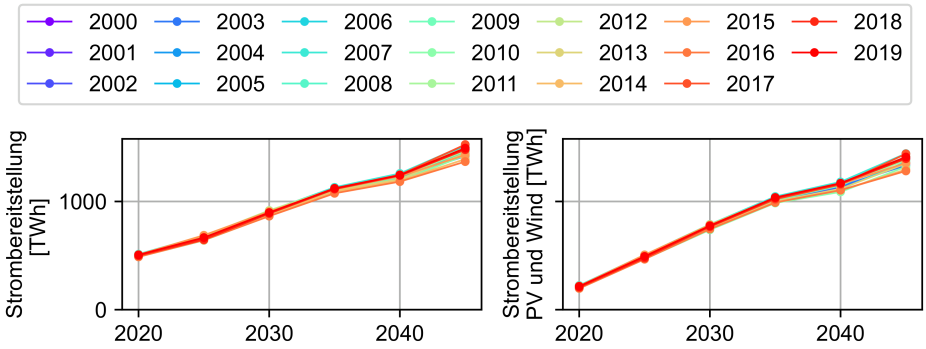


Abbildung 5.12: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen auf die gesamte Strombereitstellung und die Bereitstellung aus den PV- und Windenergieanlagen

Die Variation der Stromnachfrage von Wärmepumpen wirkt sich auf die Wärmeversorgung des Gebäudesektors aus. Die Abweichungen lassen sich nicht auf eine Schwankung der Wärmenachfrage durch andere Sanierungsquoten zurückführen, da diese zwar geringfügig schwankt, der Gesamtwärmebedarf jedoch nur um maximal $2{,}3\,\%$ abweicht, siehe Abbildung C.23. Die Schwankungen des Wärmepumpenbetriebs bei gleichzeitig geringer Schwankung des Wärmebedarfs beeinflussen daher die Wärmebereitstellung anderer Energieträger, wie in Abbildung C.22 im Anhang dargestellt. Die größten Abweichungen ergeben sich bei Verwendung des Wetterjahres 2010. Die geringere strombasierte Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen wird in 2025 und 2030 durch eine bis zu $74{,}5\,\mathrm{TWh}$ höhere Wärmebereitstellung aus Erdgas und ab 2035 durch eine bis zu $24{,}2\,\mathrm{TWh}$ höhere Wärmebereitstellung aus Biomasse im Vergleich zur Verwendung anderer Wetterjahre kompensiert. Über alle Wetterjahre führt die Variation der Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen in den ersten Modelljahren zu einer Variation der Wärmebereitstellung aus Erdgas sowie des Zeitpunkts des Erdgasausstiegs im Gebäudesektor und in den späteren Modelljahren zu einer Kompensation, insbesondere durch die Wärmebereitstellung aus Biomasse. Insgesamt ergibt sich jedoch kein signifikanter Strategiewechsel.

Die vorgestellte Schwankung des Strombedarfs der Power-to-Heat-Anlagen wirkt sich insbesondere auf den Energieträgereinsatz der Prozesswärmebereitstellung aus, siehe Abbildung C.24. Zusätzlich zu den Abweichungen für die strombasierte Prozesswärme zeigen sich stärkere Abweichungen für die Energieträger Erdgas von bis zu $27{,}9\,\mathrm{TWh}$ in 2040, Wasserstoff von bis zu $29{,}3\,\mathrm{TWh}$ in 2045 und Biomasse von bis zu $45{,}4\,\mathrm{TWh}$ in 2045. Alle weiteren Energieträger zeigen für alle Modelljahre und für die Verwendung aller Wetterjahre Schwankungen unter $11\,\mathrm{TWh}$. Die Abweichung der wetterabhängigen strombasierten Prozesswärmeerzeugung wird daher durch andere Energieträger mit variierenden Anteilen kompensiert.

Die stärkste Schwankung des Strombedarfs für verschiedene Wetterjahre weisen die Elektrolyseure auf, was zu einer Schwankung des inländisch produzierten Wasserstoffs um bis zu $94{,}4\,\mathrm{TWh}$ in 2045 zwischen den Wetterjahren 2016 und 2007 führt, siehe Abbildung 5.14. Der Wasserstoffimport zeigt hier einen gegenläufigen und ausgleichenden Trend zur inländischen Wasserstoffproduktion mit Abweichungen von bis zu $113{,}1\,\mathrm{TWh}$ zwischen den Wetterjahren 2007 und 2016. Hierdurch reduziert sich die Variation der gesamten Was-

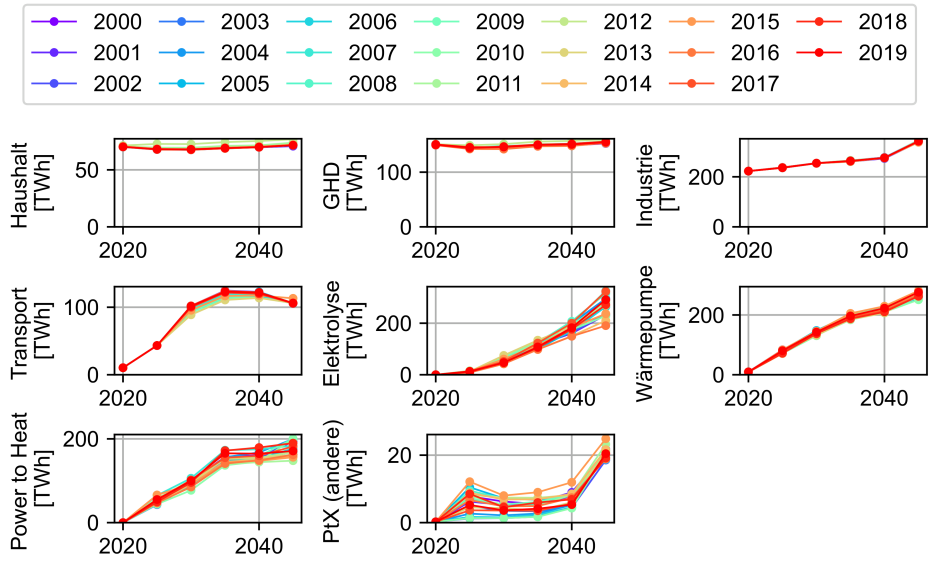


Abbildung 5.13: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen auf die Stromnachfrage

serstoffbereitstellung auf maximal $59{,}0\,\mathrm{TWh}$ und führt zu einer Importabhängigkeit in 2045 zwischen 45 und $70\,\%$ für unterschiedliche Wetterbedingungen.

Die verbleibende Variation in der gesamten Wasserstoffbereitstellung zeigt auf der Nachfrageseite Schwankungen des Wasserstoffbedarfs im Transportsektor von bis zu $20{,}6\,\mathrm{TWh}$ durch den unterschiedlichen Einsatz von batterieelektrischen und Brennstoffzellen-LKWs. Im Energiesektor ergeben sich Schwankungen von bis zu $37{,}2\,\mathrm{TWh}$ durch einen schwankenden Einsatz von Wasserstoffturbinen zur Strombereitstellung. Der Industriesektor weist die stärksten Schwankungen der Wasserstoffnachfrage von bis zu $48{,}2\,\mathrm{TWh}$ auf, siehe Abbildung C.25 im Anhang. Hierbei variiert die nachgefragte Wasserstoffmenge insbesondere für Prozesswärmebereitstellung und die Zement- und Methanolproduktion, wie in Abbildung C.26 im Anhang dargestellt.

Die stärksten relativen Schwankungen aller Sektoren und Technologien in Abhängigkeit der Wetterbedingungen zeigen sich für die Speichertechnologien, siehe Abbildung 5.10. Hierbei variieren insbesondere die Kapazitäten für die Wärme- und Wasserstoffspeicher mit steigender Abweichung in den späteren Jahren.

Die Großwärmespeicher zeigen über den Transformationspfad zum einen eine steigende Kapazität für alle Wetterjahre und zum anderen eine steigende Kapazitätsabweichung für unterschiedliche Wetterjahre. Der Anstieg der Wärmespeicherkapazitäten aller Wetterjahre verläuft über den Transformationspfad exponentiell, obwohl eine eher lineare Entwicklung der zentralen Energieträger Strom, Erdgas und Steinkohle zu beobachten ist. Der Bedarf an Wärmespeichern zum zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie die Sensitivität zu den Wetterbedingungen steigt mit steigendem Anteil der strombasierten Wärmbereitstellung über den Transformationspfad. Die Abweichung der Wärmespeicherkapazitäten aufgrund der Wetterbedingungen fällt bis 2045 geringer als

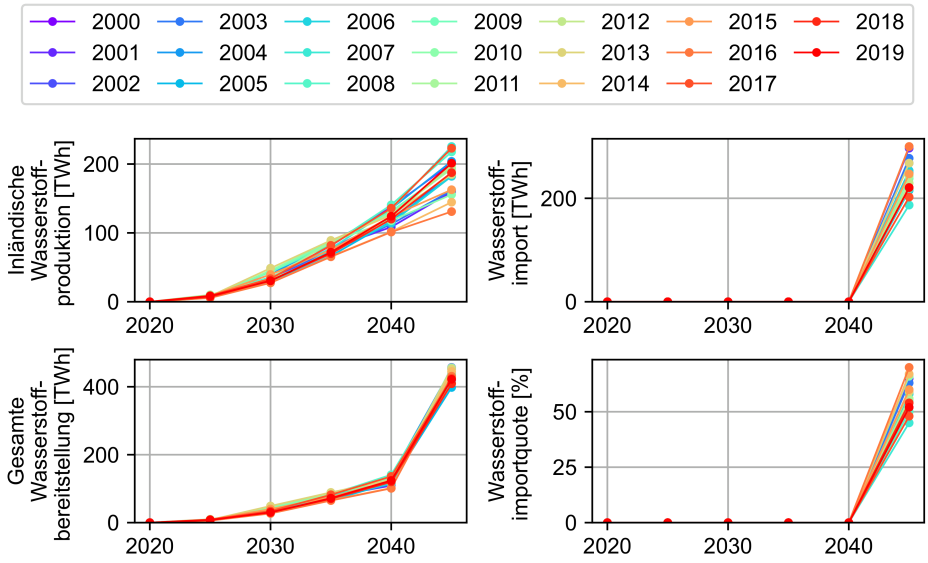


Abbildung 5.14: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen auf die Wasserstoffbereitstellung

$4{,}3\,\mathrm{TWh}$ beziehungsweise $243\,\%$ aus, zeigt jedoch in 2045 signifikant höhere Schwankungen von bis zu $24{,}0\,\mathrm{TWh}$ beziehungsweise $457{,}1\,\%$. Die geringsten Kapazitäten zeigen sich für die Verwendung der Wetterjahre 2001, 2012 und 2014 und die höchsten Kapazitäten für das Wetterjahr 2010.

Die Wasserstoffspeicher weisen die höchsten Kapazitäten aller Speicher auf. Die Speicherkapazitäten steigen über den Transformationspfad exponentiell an. Der Anstieg ist dabei stärker als der Anstieg der inländischen Produktion beziehungsweise die gesamte Wasserstoffbereitstellung und früher als der Anstieg des Wasserstoffimports. Die Speicherkapazitäten variieren in Abhängigkeit der Wetterbedingungen signifikant und steigend ab 2035. Die höchste Abweichung zeigt sich in 2045 mit $43{,}8\,\mathrm{TWh}$ beziehungsweise $248{,}5\,\%$. Die geringsten Speicherkapazitäten zeigen sich für die Verwendung der Wetterjahre 2001, 2012 sowie 2014 und die höchsten Speicherkapazitäten für 2010.

Die sektoralen jährlichen Kostenentwicklungen sowie die Gesamtkostenabweichung des Transformationspfads sind in Abbildung C.28 und Abbildung 5.16 dargestellt. Für alle Wetterjahre mit Ausnahme des Wetterjahres 2010 ergeben sich bis zu $155{,}7$ Milliarden € geringere Transformationspfadkosten im Vergleich zum *Basis*-Szenario mit dem Wetterjahr 2014. Das Wetterjahr 2007 weist die geringsten Gesamtkosten des Transformationspfads auf. Es zeigt eine tendenziell hohe Gesamtstrombereitstellung durch eine tendenziell hohe Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen sowie eine hohe inländische Wasserstoffproduktion und einen geringen Wasserstoffimport. Die höchsten Gesamtkosten ergeben sich bei Verwendung des Wetterjahres 2010. Hierbei fällt die gesamte Strombereitstellung tendenziell gering aus, obwohl für keine einzelne Technologie der PV- und Windenergieanlagen die Einspeisung im Vergleich zu den anderen Wetterjahren als extrem gering auffällt. Bei Verwendung des Wetterjahres zeigen sich jedoch die stärksten Auswirkungen im Gebäudesektor durch eine geringere strombasierte Wärmebereitstellung und Kompensation durch andere

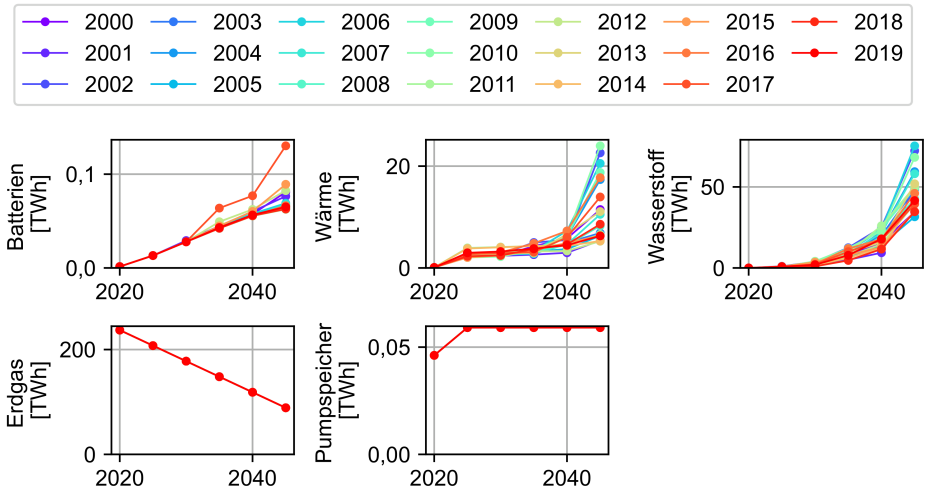


Abbildung 5.15: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen auf die Speicherkapazitäten

Energieträger. Insgesamt zeigt sich eine starke Sensitivität des Transformationspfades gegenüber den angenommenen Wetterbedingungen der PV- und Windenergieanlagen, jedoch ohne klare Kausalzusammenhänge der sektoralen oder technologischen Abweichungen der Design- und Betriebsentscheidungen.

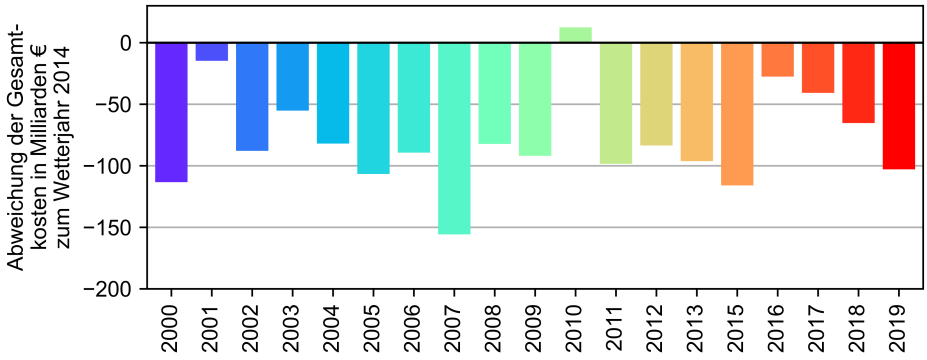


Abbildung 5.16: Abweichung der Gesamtkosten des Transformationspfades durch das historische Wetterjahr zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen im Vergleich zum *Basis*-Szenario mit dem Wetterjahr 2014

5.3.2 Zusammenfassung und Diskussion

Die wetterabhängigen PV- und Windenergieanlagen stellen Schlüsseltechnologien des zukünftigen deutschen Energiesystems dar. Bislang wurde der Einfluss der wetterbedingt schwankenden Einspeisebedingungen dieser Technologien auf den Transformationspfad

des deutschen Energiesystems in keiner Systemstudie zur Treibhausgasneutralität in 2045 untersucht, sodass die Unsicherheit dieser Schlüsseltechnologien bisher nicht quantifiziert wurde. Um den Einfluss der Wetterabhängigkeit der erneuerbaren Energien auf den Transformationspfad abzuschätzen, wurde in der vorliegenden Arbeit das *Basis*-Szenario des Energiesystemmodells *ETHOS.Nestor* für 20 verschiedene Einspeisebedingungen auf Basis der Wetterjahre 2000 bis 2019 berechnet.

Die Ergebnisse zeigen einen signifikanten Einfluss der Wetterannahmen auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, die Gebäude- und Prozesswärmeversorgung, die Wasserstoffbereitstellung sowie die Speicherkapazitäten. Dabei nimmt der Einfluss der Wetterbedingungen über den Transformationspfad mit steigendem Anteil zu und damit die Abhängigkeit von den PV- und Windenergieanlagen. Die Berücksichtigung einiger Wetterjahre, wie beispielsweise 2000 oder 2007, führt aufgrund höherer Einspeisepotenziale zu kostengünstigeren Transformationspfaden. Die Einspeisebedingungen über den realen Transformationspfad variieren jedoch und können auch geringeren Einspeisepotenzialen entsprechen. Die Verwendung von Wetterjahren mit hohen Einspeisepotenzialen kann daher zu einer Unterdimensionierung des Energiesystems führen, welches Design nicht für Wetterjahre mit geringeren Einspeisepotenzialen beispielsweise aufgrund zu geringer Speicherkapazitäten geeignet ist. In den weiteren Analysen der vorliegenden Arbeit wird das Wetterjahr 2014 verwendet, welches eine der höchsten Gesamtkosten des Transformationspfades aufweist und damit eine konservative und damit etwas robustere Auslegung darstellt.

Der Ausbau und die Einspeisungen der PV- und Windenergieanlagen zeigen signifikante Schwankungen aufgrund der angenommenen Wetterbedingungen. Die stärksten Abweichungen weisen hierbei die Onshore-Windenergieanlagen von bis zu $292{,}7\,\mathrm{TWh}$ in 2045 auf. Aufgrund des ausgleichenden Charakters des Ausbaus und der Einspeisung zwischen den Technologien zeigen sich geringere Abweichungen der summierten Einspeisung der Technologien von lediglich bis zu $158{,}1\,\mathrm{TWh}$. Die bisherigen Systemstudien des deutschen Transformationspfades zur Treibhausgasneutralität in 2045 veröffentlichen, wie in Abschnitt 2.4.3 gezeigt, lediglich wenige Informationen zu den angenommenen Einspeisungen und Wetterbedingungen der PV- und Windenergieanlagen. Die resultierenden Ausbaupfade der PV- und Windenergieanlagen in den Studien (Abschnitt 2.4) zeigen jedoch deutlich stärkere Schwankungen als die hier dargestellten Variationen der vorliegenden Analyse, weshalb die Wetterbedingungen eine mögliche, jedoch nicht ausschließliche Begründung der Abweichung zwischen den Systemstudien darstellen.

Die Schwankungen der Strombereitstellung beeinflusst nachfrageseitig den Ausbau der Elektrolyseure am stärksten. Die Wasserstoffbereitstellung schwankt für die inländischen Elektrolyseure um bis zu $94{,}4\,\mathrm{TWh}$ sowie für die Wasserstoffimporte um bis zu $113{,}1\,\mathrm{TWh}$ und resultiert in Importquoten zwischen 45 und $70\,\%$. Eine robuste Wasserstoffstrategie hinsichtlich des Ausbaus von Elektrolyseuren sowie der Importkapazitäten erfordert zwingend die Berücksichtigung der Unsicherheiten der Wetterbedingungen und Ausbaupfade der PV- und Windenergieanlagen durch die starke Kopplung des Strom- und Wasserstoffsektors.

Die Speicherkapazitäten weisen die stärksten relativen Abweichungen aufgrund der Wetterbedingungen auf. Die Schwankungen der Wärmespeicherkapazitäten betragen bis zu $457\,\%$ und die des Wasserstoffspeichers bis zu $249\,\%$. Die Bedeutung beider Speichertechnologien steigt über den Transformationspfad stärker als die jährlichen Bereitstellungen oder Nachfragen der zugehörigen Energieträger. Dies impliziert eine hohe Abhängigkeit der Speicherkapazitäten von einzelnen Zeitschritten oder der Chronologie der Zeitschritte.

Die Analyse erlaubt die Abschätzung der Unsicherheit der Wetterabhängigkeit der erneuerbaren Energien, ermöglicht jedoch nicht die Auslegung eines einzelnen kostenoptimalen und wetterrobusten Transformationspfades. Die Verwendung der höchsten Kapazitäten pro Technologie über alle Modelljahre würde zu überdimensionierten und kostensuboptimalen Energiesystemen führen. Für die Auslegung eines kostenoptimalen und wetterrobusten Transformationspfades ist daher eine stochastische Betrachtung unterschiedlicher Wetterjahre pro Modelljahr über den Transformationspfad erforderlich. Hierfür muss das Modellframework *ETHOS.FINE* um stochastische Transformationspfade aufbauend auf der im Rahmen der vorliegenden Arbeit implementierten mehrjährigen Optimierung erweitert werden. Die Komplexität und damit die Rechenzeit steigen bereits für die Berechnung des Transformationspfades mit mehrjährigen Optimierungen, siehe Abschnitt 5.1. Die Berücksichtigung einer stochastischen, mehrjährigen Optimierung würde weitere Maßnahmen zur Komplexitätsreduktion und/oder zusätzliche Rechenressourcen erfordern.

Die Analyse berücksichtigt historische Wetterjahre, um variierende Einspeisebedingungen herzuleiten. In zukünftigen Arbeiten könnten zusätzlich synthetische Wetterbedingungen mit Berücksichtigung klimatischer Veränderungen verwendet werden oder Jahrhundert-Wetterereignisse wie Dunkelflauten integriert werden. Insbesondere auf letztere wurde im Rahmen der Analyse verzichtet, da diese dominierend in der Systemauslegung wirkt und damit den Einfluss der Wetterbedingungen kaschiert.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass wetterbedingte Schwankungen insbesondere für den Ausbau der erneuerbaren Energien, die Dimensionierung der Speicherkapazitäten sowie den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur von hoher Relevanz sind. Für die Systemplanung ergibt sich daraus die Notwendigkeit, wetterrobuste Analysen durchzuführen, zukünftig beispielsweise in Form einer stochastischen Optimierung der Transformationspfade. Eine konservative Auslegung des Transformationspfades erlaubt jedoch bereits die Verwendung des Wetterjahrs 2014 als Referenz, da damit eine robuste Dimensionierung für nahezu alle weiteren Wetterjahre gewährleistet werden kann.

5.4 Einfluss der Voraussicht auf die Defossilisierung

Teile des folgenden Unterkapitels sind in Maier et al. [6] vorveröffentlicht und für die vorliegende Arbeit übersetzt worden.

Die Systemstudien zur Treibhausgasneutralität in Deutschland basieren mehrheitlich auf der Transformationspfad-Methodik der perfekten Voraussicht. Hierbei wird von einer umfassenden Allwissenheit aller zukünftigen Randbedingungen wie Einspeiseverhalten der erneuerbaren Energien oder Kostenentwicklungen bis 2045 ausgegangen. Im Folgenden wird die Analyse des Transformationspfades für eine Variation der Voraussicht präsentiert. Die Voraussicht variiert hierbei von einer vollständigen Myopie, bei der die Entscheidungsfindung anhand der Gegebenheiten pro Modelljahr erfolgt, bis hin zur perfekten Voraussicht mit Allwissenheit aller Modelljahre über den Transformationspfad. Auf diese Weise kann der Einfluss der fehlenden Allwissenheit und die Konsequenz kurzsichtigen Handelns abgeschätzt werden. Wie in Abschnitt 3.4.5 dargelegt, erfolgt die Analyse ohne quadratische Kosten sowie ohne Begrenzung der jährlichen Emissionen in 2020 oder 2045. Hierdurch ist kein direkter Vergleich mit den weiteren Analysen der vorliegenden Arbeit möglich.

5.4.1 Ergebnisse

Einfluss der Voraussicht auf die jährlichen und sektoralen Emissionen

Für alle Transformationspfade mit unterschiedlicher Voraussicht begrenzt das definierte Emissionsbudget die kumulierten Gesamtemissionen über den Transformationspfad jedoch nicht die zeitliche Verteilung auf die Modelljahre. Abbildung 5.17 zeigt die jährlichen Emissionen pro Modelljahr, das jeweils verbleibende Emissionsbudget sowie die CO_2-Vermeidungskosten in Abhängigkeit der Voraussicht.

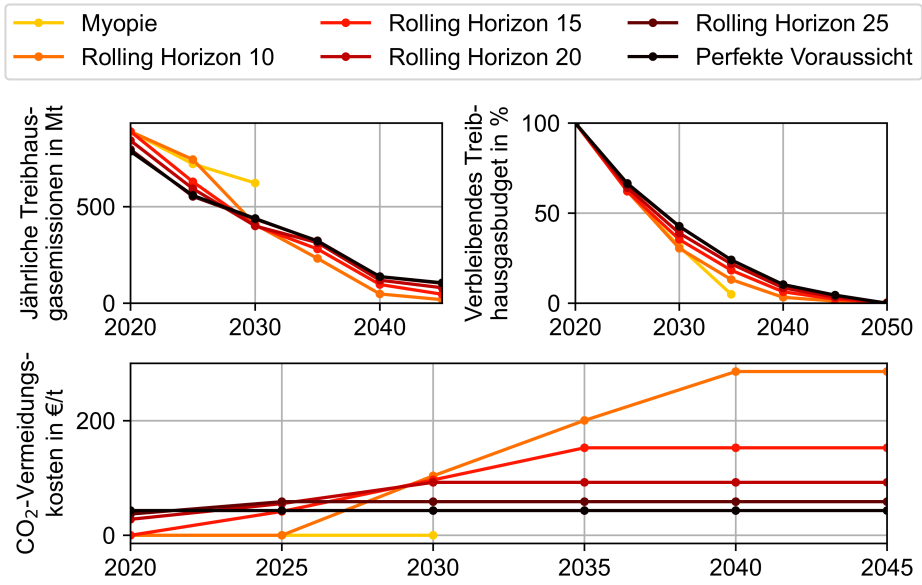


Abbildung 5.17: Einfluss der Voraussicht auf die jährlichen Treibhausgasemissionen und das verbleibende Treibhausgas-Budget sowie die CO_2-Vermeidungskosten

Das myopische Szenario weist von 2020 bis 2030 die höchsten kumulierten Emissionen aller Szenarien auf. Aus den fehlenden CO_2-Vermeidungkosten lässt sich ableiten, dass die Emissionsbeschränkung in diesen Modelljahren nicht restriktiv wirkt. Das Emissionsbeschränkung beeinflusst daher nicht die kostenoptimale Lösung der Modelljahre 2020, 2025 und 2030. Das verbleibende Emissionsbudget in 2035 beträgt anschließend lediglich $5\,\%$ des anfänglichen Emissionsbudgets und ist nicht ausreichend, um nicht vermeidbare Emissionen, beispielsweise des Chemiesektors aufgrund fehlender Technologieoptionen bis 2040, zu decken. Dies führt zu einer Unlösbarkeit des Modells im Jahr 2035. Eine Voraussicht von fünf Jahren ist folglich nicht ausreichend, um das definierte Emissionsbudget für das vorliegende Energiesystemmodell über den Transformationspfad einzuhalten.

Die weiteren Szenarien schöpfen das Emissionsbudget vollständig aus, was impliziert, dass eine Unterschreitung des Emissionsbudgets für keine Voraussicht kostenoptimal ist. Hierbei variiert jedoch die zeitliche Verteilung der Emissionen auf die Modelljahre. Die in Abbildung 5.17 dargestellten CO_2-Vermeidungskosten implizieren, dass aufgrund von CO_2-Vermeidungskosten $0\,€/t$ für Szenarien mit geringer Voraussicht das Emissionsbudget in

den ersten Modelljahren nicht restriktiv wirkt. Infolgedessen übersteigen die Emissionen der Szenarien mit kurzer Voraussicht die Szenarien mit langer Voraussicht in 2020 und 2025 um bis zu $191\,\mathrm{Mt}$. Sobald das Emissionsbudget für die Szenarien mit kurzer Voraussicht restriktiv wirkt, reduzieren sich die jährlichen Emissionen signifikant unter die jährlichen Emissionen der Szenarien mit langer Voraussicht zur Einhaltung des Gesamtemissionsbudgets. Dies bedarf jedoch teurere Einsparungsmaßnahmen in den späteren Modelljahren und resultiert in CO_2-Vermeidungskosten von bis zu $285{,}9\,€/\mathrm{t}$. Demgegenüber zeigen die Szenarien mit langer Voraussicht geringere Emissionen in den ersten Jahren und höhere Emissionen in den späteren Modelljahren von bis zu $90\,\mathrm{Mt}$ in 2040 im Vergleich zu den Szenarien mit kurzer Voraussicht. Für das Szenario mit perfekter Voraussicht ergeben sich hierbei CO_2-Vermeidungskosten von $43{,}2\,€/\mathrm{t}$ für alle Modelljahre.

Die sektoralen Emissionen zeigen, wie in Abbildung 5.18 dargestellt, die stärksten Abweichungen im Energiesektor von bis zu $159{,}0\,\mathrm{Mt}$ in 2025 und im Industriesektor von bis zu $73{,}1\,\mathrm{Mt}$ in 2045. Die Emissionsabweichung aller weiteren Sektoren liegt, wie in Abbildung C.38 im Anhang dargestellt, in allen Modelljahren unter $20\,\mathrm{Mt}$. Die Abweichung der jährlichen Gesamtemissionen für unterschiedliche Voraussichten ist daher in den ersten Jahren insbesondere auf den Energiesektor und in den späteren Jahren auf den Industriesektor zurückzuführen. Die Szenarien mit längerer Voraussicht reduzieren die Emissionen des Energiesektors in den ersten Jahren stärker mit kostengünstigeren Maßnahmen, um im Industriesektor in den späteren Jahren die teureren Maßnahmen zu verhindern und mehr zu emittieren. Die Szenarien mit kurzer Voraussicht reduzieren hierbei erst die Emissionen im Energiesektor, wenn die Emissionsbeschränkung restriktiv wirkt, welches sich durch steigende CO_2-Vermeidungskosten zeigt. Die Abweichungen ab 2035 resultieren dagegen aus den unterschiedlichen Emissionsreduktionen im Industriesektor. Hierbei ist das Emissionsbudget der Szenarien mit kurzer Voraussicht bereits stark ausgeschöpft, so dass es eine stärkere Emissionsrestriktion bedarf. Zusätzlich zu den vergleichsweise günstigen CO_2-Minderungsmaßnahmen im Energiesektor ist das Modell gezwungen, auch teurere Maßnahmen für den Industriesektor zu implementieren und resultiert in deutlich höheren CO_2-Vermeidungskosten. Eine frühzeitige Emissionsreduktion im Stromsektor ermöglicht somit die Fortführung fossiler Industrieprozesse in späteren Modelljahren.

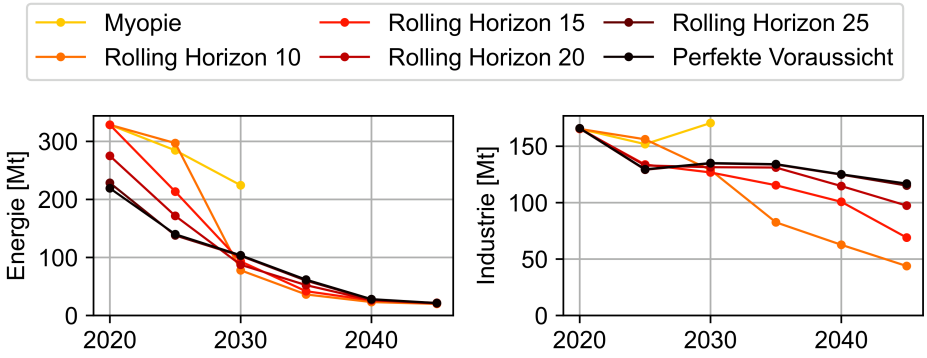


Abbildung 5.18: Einfluss der Voraussicht auf die jährlichen Treibhausgasemissionen des Energie- und Industriesektors

Einfluss der Voraussicht auf die Strombereitstellung

Die Emissionen des Energiesektors variieren insbesondere in 2020 und 2025 in Abhängigkeit der Voraussicht. Die niedrigeren Emissionen der Szenarien mit langer Voraussicht sind hierbei auf die Emissionsreduktion durch einen reduzierten Betrieb von Stein- und Braunkohlekraftwerken zurückzuführen. Die Emissionsreduktion der Kohlekraftwerke entspricht zwischen $98{,}9$ und $99{,}7\,\%$ der geringeren Emissionen des Energiesektors in 2020 und zwischen $92{,}0$ und $93{,}0\,\%$ in 2025. Die Abweichung der Emissionen in den ersten Modelljahren sind folglich eng mit den unterschiedlichen Betriebsweisen der Kohlekraftwerke verknüpft. Abbildung 5.19 stellt die Strombereitstellung der Stein- und Kohlekraftwerke dar.

Die Braunkohlekraftwerke weisen für die Szenarien mit Voraussicht bis zu 15 Jahren eine $95{,}4\,\mathrm{TWh}$ und $391{,}2\,\%$ höhere Strombereitstellung in 2020 auf als für das Szenario mit perfekter Voraussicht. In diesen Szenarien ist der Betrieb von Braunkohlekraftwerken in 2020 eine präferiertere Option aufgrund geringer Strombereitstellungkosten und nicht restriktiv wirkender Emissionsbeschränkung, wie an den CO_2-Vermeidungskosten von $0\,€/\mathrm{Mt}$ zu erkennen. Erst wenn die Emissionsbeschränkung restriktiv wird und das Modell endogen Kosten für die Emissionen zuweist, wird der Betrieb von Braunkohlekraftwerken reduziert.

In 2025 wird das Emissionsbudget für das Szenario mit einer Voraussicht von 15 Jahren restriktiv. Dies führt zu einem Anstieg der CO_2-Vermeidungskosten, wodurch die Strombereitstellung aus Braunkohlekraftwerken und die entsprechenden Emissionen drastisch sinken. Ein ähnliches Verhalten kann für das Szenario mit einer Voraussicht von 10 Jahren in 2030 beobachtet werden.

In 2030 ändert sich die Reihenfolge der Strombereitstellung der Transformationspfade mit Ausnahme des myopischen Szenarios. Während in 2020 und 2025 die Strombereitstellung mit abnehmender Voraussicht steigt, nimmt diese ab 2030 für abnehmende Voraussicht ab. Die Abweichungen der Strombereitstellung sind hierbei mit maximal $7{,}8\,\mathrm{TWh}$ jedoch deutlich geringer als die Abweichungen in 2020 und 2025.

Im Vergleich zu den Braunkohlekraftwerken zeigen sich bei den Steinkohlekraftwerken geringere Abweichungen der Strombereitstellung zwischen den Transformationspfaden mit unterschiedlicher Voraussicht. In 2020 schwankt die Strombereitstellung in den Szenarien zwischen $87{,}6$ und $134{,}2\,\mathrm{TWh}$. Szenarien mit kurzer Voraussicht und ohne restriktiv wirkende Emissionsbeschränkung weisen eine vergleichbare Strombereitstellung auf, die niedriger ist als die Strombereitstellung der Szenarien mit langer Voraussicht. Für Braunkohlekraftwerke gilt, wie oben beschrieben, das Gegenteil. Der Vorrang der Strombereitstellung aus Braunkohlekraftwerken mit höheren spezifischen Emissionen als aus Steinkohlekraftwerken entspricht dem kostenoptimalen Betrieb ohne Emissionsbeschränkung und begründet die höheren Emissionen des Energiesektors.

Die Szenarien mit langer Voraussicht mit mehr als 15 Jahren bevorzugen in 2020 einen höheren Einsatz von Steinkohlekraftwerken im Vergleich zu Braunkohlekraftwerken. Die Stromerzeugung dieser Szenarien ist absteigend nach ihrer Voraussicht geordnet. Je länger die Voraussicht ist, desto länger ist der Zeitraum bekannt, für welchen das Emissionsbudget definiert ist, und desto stärker werden auch die Emissionen aus Steinkohlekraftwerken zusätzlich zu den Braunkohlekraftwerken reduziert.

Ab 2030 ist die Strombereitstellung beider Kraftwerke vergleichsweise gering. Für alle Szenarien wirkt das Emissionsbudget zunehmend restriktiv mit steigenden CO_2-

Vermeidungskosten, wodurch auch der Betrieb von Braun- und Steinkohlekraftwerken reduziert wird. Szenarien mit kürzerer Voraussicht haben bis 2030 bereits einen größeren Anteil des Emissionsbudgets als Szenarien mit langer Voraussicht verbraucht und dadurch einen geringeren Betrieb der Braun- und Steinkohlekraftwerke ab 2030.

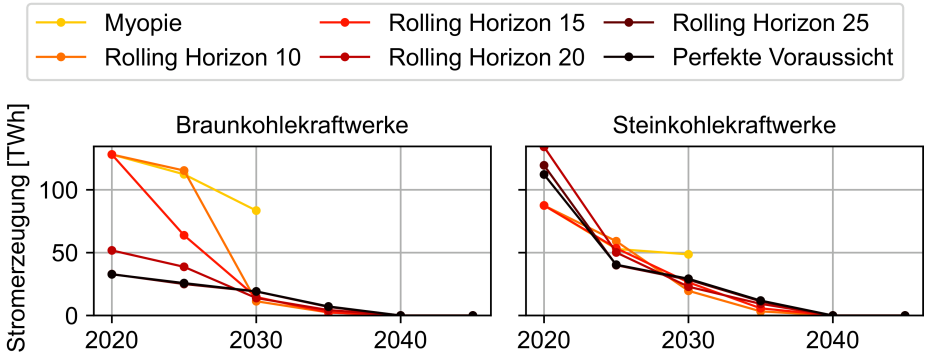


Abbildung 5.19: Einfluss der Voraussicht auf die Kapazitäten und Volllaststunden der Stein- und Braunkohlekraftwerke

Die unterschiedliche Auslastung der Braun- und Steinkohlekraftwerke in Abhängigkeit der Voraussicht führt zu einer Abweichung der summierten Einspeisung von bis zu 71 TWh in 2020 und 109 TWh in 2025 zwischen dem Szenario mit perfekter Voraussicht und dem Szenario mit einer Voraussicht von zehn Jahren. Im Modell können im Startjahr 2020 lediglich die Betriebsentscheidungen angepasst werden, jedoch keine Veränderungen des Systemdesigns vorgenommen werden. Die Strombereitstellung anderer Stromerzeuger variiert in 2020 jeweils weniger als 5 TWh, weshalb die Abweichung der Strombereitstellung der Kohlekraftwerke in 2020 nicht signifikant durch andere Stromerzeuger kompensiert wird. Folglich verbleibt in 2020 eine reduzierte Strombereitstellung für Szenarien mit steigender Voraussicht von bis zu 75,6 TWh, wie in Abbildung 5.20 dargestellt. Diese reduziert für die Szenarien mit längerer Voraussicht den Export um bis zu 40 TWh und die elektrischer Wärmebereitstellung um bis zu 33 TWh, was durch gasbasierte Wärmebereitstellung kompensiert wird. Im Gegensatz dazu zeigt sich in 2025 eine höhere gesamte Strombereitstellung für Szenarien mit steigender Voraussicht, obwohl die Auslastung der Kohlekraftwerke aufgrund einer signifikant höheren Strombereitstellung inländischer PV- und Windenergieanlagen geringer ist.

Die Strombereitstellung der erneuerbaren PV- und Windenergieanlagen variiert in Abhängigkeit der Voraussicht und bedingt dabei auch stark die gesamte Strombereitstellung, siehe Abbildung 5.20. Während in 2025 die Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen in Szenarien mit langer Voraussicht höher ausfällt, wechselt dieser Trend in 2030 zu höheren Einspeisungen für die Szenarien mit kürzerer Voraussicht. Die zugehörige Kapazitätsentwicklung der PV- und Windenergieanlagen ist in Abbildung 5.21 dargestellt. Die Offshore-Windenergie- und Dachflächen-PV-Anlagen spielen in keinem Transformationspfad eine signifikante Rolle. Eine Begründung hierfür ist die Verwendung von festen anstelle quadratischer Kosten, wodurch sich die in Abschnitt 3.3 beschriebenen Penny-Switching Effekte und ein geringerer Technologiemix ergeben. Für die Technologien der Onshore-Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen lassen sich in Abhängigkeit der Voraussicht die folgenden Trends ableiten: In 2025 sind signifikant höhere Leistungen beider Technologien für Transformationspfade mit langer Voraussicht installiert. Für den Transformationspfad mit perfekter Voraussicht steigen die Kapazitäten um 97,3 GW für Onshore-Windenergieanlagen

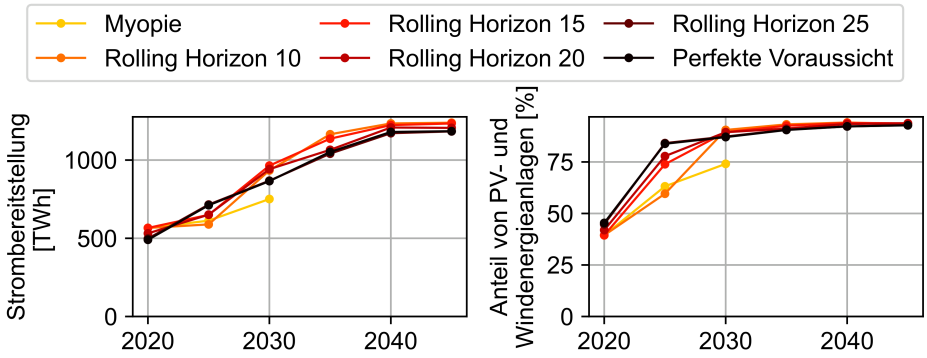


Abbildung 5.20: Einfluss der Voraussicht auf die Gesamtstrombereitstellung und auf den Anteil der Strombereitstellung durch PV- und Windenergieanlagen

und um $72{,}4\,\mathrm{GW}$ für Freiflächen-PV-Anlagen, während für das myopische Szenario der Anstieg nur $38{,}5\,\mathrm{GW}$ beziehungsweise $36{,}4\,\mathrm{GW}$ beträgt. In 2030 zeigt sich mit Ausnahme des Transformationspfades mit einer Voraussicht von zehn Jahren ein Wechsel zu steigenden installierten Leistungen für sinkende Voraussichten. In den folgenden Modelljahren reduziert sich die Abweichung zwischen den Transformationspfaden unterschiedlicher Voraussicht. In 2045 sind für die Potenziale der Freiflächen-PV-Anlagen von $361{,}4\,\mathrm{GW}$ für alle Voraussichten ausgeschöpft und für Onshore-Windenergieanlagen vergleichbare Leistungen zwischen $272{,}5$ und $286{,}8\,\mathrm{GW}$ installiert, wobei die installierten Leistungen mit sinkender Voraussicht ansteigen. Insgesamt zeigt sich in 2025 ein steilerer und früherer Anstieg der installierten Leistungen für Transformationspfade mit längerer Voraussicht. Ab 2030 zeigen sich höhere installierte Leistungen für Szenarien kürzerer Voraussicht, dessen Abweichung sich bis 2045 jedoch zu vergleichbaren Kapazitäten reduziert. Die Voraussicht beeinflusst daher die Ausbaugeschwindigkeit und -zeitpunkte stärker als die ausgebauten Kapazitäten am Ende des Transformationspfades.

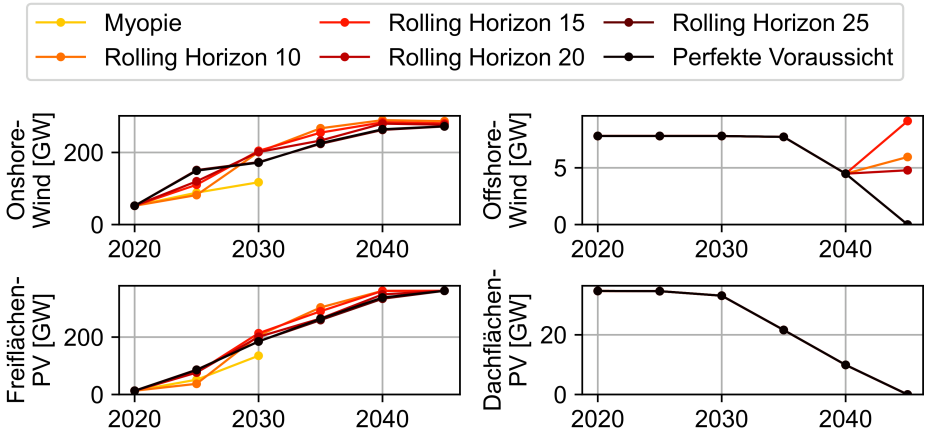


Abbildung 5.21: Einfluss der Voraussicht auf die installierten Leistungen von PV- und Windenergieanlagen

Einfluss der Voraussicht auf die Stromnachfrage

Die dargestellten Schwankungen der Strombereitstellung in Abhängigkeit der Voraussicht zeigen auf der Nachfrageseite eine Variation des Strombedarfs der Power-to-Heat-Anlagen, Elektrolyseure und Wärmepumpen, siehe Abbildung 5.22. Alle weiteren Stromnachfragen weisen eine Variation von weniger als $17\,\mathrm{TWh}$ auf, siehe Abbildung C.39 im Anhang.

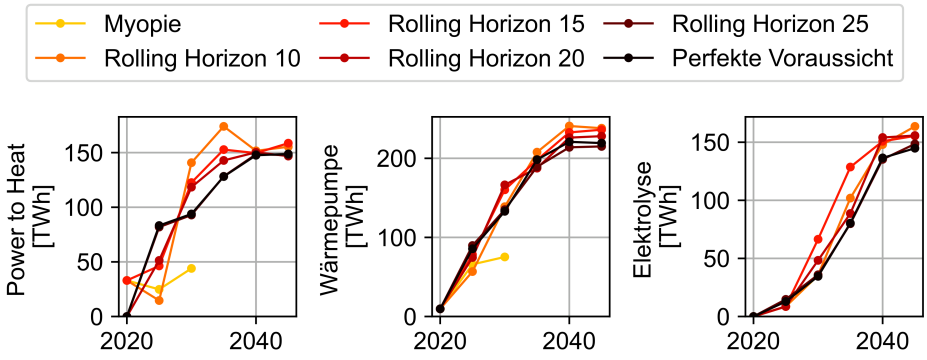


Abbildung 5.22: Einfluss der Voraussicht auf die Stromnachfragen

Die geringere Strombereitstellung der Szenarien mit langer Voraussicht in 2020 zeigt auf der Nachfrageseite eine von bis zu $33{,}0\,\mathrm{TWh}$ geringere Stromnachfrage der Power-to-Heat-Anlagen sowie geringere Stromexporte. Die höhere Strombereitstellung in den Szenarien mit langer Voraussicht in 2025 wird für eine stärkere Elektrifizierung der Wärmebereitstellung von bis zu $101{,}6\,\mathrm{TWh}$ durch Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen genutzt. Für alle Szenarien zeigen sich ab 2030 signifikante Abweichungen in den drei Stromnachfragen der Power-to-Heat-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrolyseuren: Die Elektrolyseure variieren um bis zu $31{,}9\,\mathrm{TWh}$ in 2030, $48{,}7\,\mathrm{TWh}$ in 2035 und $18{,}8\,\mathrm{TWh}$ in 2040 und 2045. Mit Ausnahme des Transformationspfades mit einer Voraussicht von zehn Jahren führt eine längere Voraussicht zu einem geringeren Strombedarf der Elektrolyseure. Der Stromverbrauch der Wärmepumpen variiert in den Modelljahren ab 2030 zwischen $20{,}2\,\mathrm{TWh}$ und $33{,}4\,\mathrm{TWh}$ zwischen den Szenarien. Eine eindeutige Korrelation zwischen der Entwicklung und den Voraussichten ist nicht erkennbar, jedoch lässt sich eine Tendenz zu höheren Stromnachfragen bei kürzeren Voraussichten feststellen. Für die Power-to-Heat-Anlagen zeigen sich Abweichungen insbesondere in 2030 von bis zu $45{,}0\,\mathrm{TWh}$ und 2035 von bis zu $48{,}0\,\mathrm{TWh}$ mit steigendem Verbrauch für Szenarien mit kürzerer Voraussicht. Insgesamt zeigt sich für die drei Stromnachfragen eine höhere Elektrifizierung der Wärmeversorgung für Szenarien mit langer Voraussicht in 2025 und ab 2030 tendenziell eine höhere Elektrifizierung der Wärmeversorgung und Wasserstoffproduktion für Szenarien mit kürzerer Voraussicht. Im Folgenden werden die Auswirkungen auf die Wärmeversorgung und die Wasserstoffbereitstellung beleuchtet.

Einfluss der Voraussicht auf die Wärmeversorgung der Gebäude

Abbildung 5.23 zeigt die Wärmebereitstellung für die Gebäude aufgeschlüsselt nach den Energieträgern. Dabei lässt sich eine Korrelation zwischen der Bereitstellung von Fernwärme aus Stein- sowie Braunkohle und der zuvor dargestellten Strombereitstellung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken aufgrund der Wärmeauskopplung feststellen. Der Transformationspfad aller Voraussichten zeigt eine hohe Elektrifizierung im Zielsystem, je-

doch mit schwankenden Beiträgen der anderen Energieträger und den damit verbundenen Emissionen.

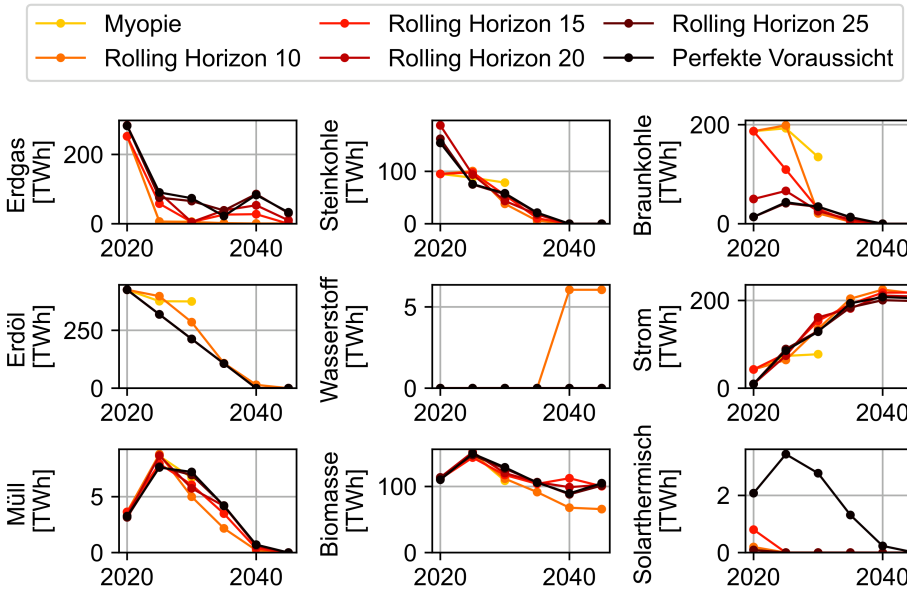


Abbildung 5.23: Einfluss der Voraussicht auf die Wärmebereitstellung der Gebäude pro Energieträger

Die Szenarien mit langer Voraussicht zeigen in 2020 eine geringere strombasierte Gebäudewärmeversorgung und höhere Beiträge von Steinkohle und Erdgas bei deutlich geringerer Wärmebereitstellung aus Braunkohle. Während in 2025 im Vergleich zu den Szenarien mit kurzer Voraussicht zunächst eine stärkere Elektrifizierung stattfindet, zeigt sich in den Folgejahren eine etwas geringere Elektrifizierung der Gebäudewärmeversorgung und ein höherer Einsatz von Erdgas und Kohle.

Die Gebäudewärmeversorgung der Szenarien mit kurzer Voraussicht basiert in den ersten Jahren signifikant stärker auf der Fernwärme aus Braunkohle. Das Szenario mit nur 10 Jahren Voraussicht zeigt in 2025 und 2030 zusätzlich einen höheren Einsatz von Erdöl. Im Vergleich zu den Szenarien mit langer Voraussicht zeigen sich in den späteren Modelljahren geringere Beiträge von Erdgas und Kohle sowie eine stärkere Elektrifizierung.

Insgesamt zeigen die Szenarien mit kürzerer Voraussicht in den ersten Modelljahren eine deutlich emissionsintensivere Wärmeversorgung der Gebäude, während die Szenarien mit längerer Voraussicht emissionsärmere Energieträger einsetzen und stärker elektrifizieren. In den späteren Modelljahren hingegen ändert sich das Bild und die Szenarien mit längerer Voraussicht setzen etwas mehr fossile Energieträger ein, während die Szenarien mit kürzerer Voraussicht eine stärkere Elektrifizierung aufweisen.

Einfluss der Voraussicht auf die Prozesswärmeversorgung

Abbildung 5.24 zeigt den Einsatz verschiedener Energieträger zur Bereitstellung von Prozesswärme. Dabei lassen sich ähnliche Trends wie bei der Gebäudewärmeversorgung be-

obachten. Für die Szenarien mit langer Voraussicht zeigt sich zu Beginn eine frühere Elektrifizierung und in den späteren Jahren ein verbleibender höherer Einsatz fossiler Energieträger, insbesondere bis zu $41{,}5\,\mathrm{TWh}$ mehr Erdgas, im Vergleich zu den Transformationspfaden mit kurzer Voraussicht. Für die Szenarien mit kurzer Voraussicht werden zu Beginn fossile Energieträger, insbesondere Braunkohle, genutzt und in den späteren Jahren emissionsärmere Energieträger eingesetzt. Ähnlich wie bei der Gebäudewärmeversorgung zeigt sich eine etwas stärkere Elektrifizierung, jedoch abweichend auch ein stärkerer Einsatz von Wasserstoff von bis zu $50{,}0\,\mathrm{TWh}$ in 2040 und 2045. Im Zielsystem in 2045 lässt sich für die Transformationspfade eine Substitution von Erdgas für Szenarien mit langer Voraussicht durch Wasserstoff für Szenarien mit kurzer Voraussicht beobachten.

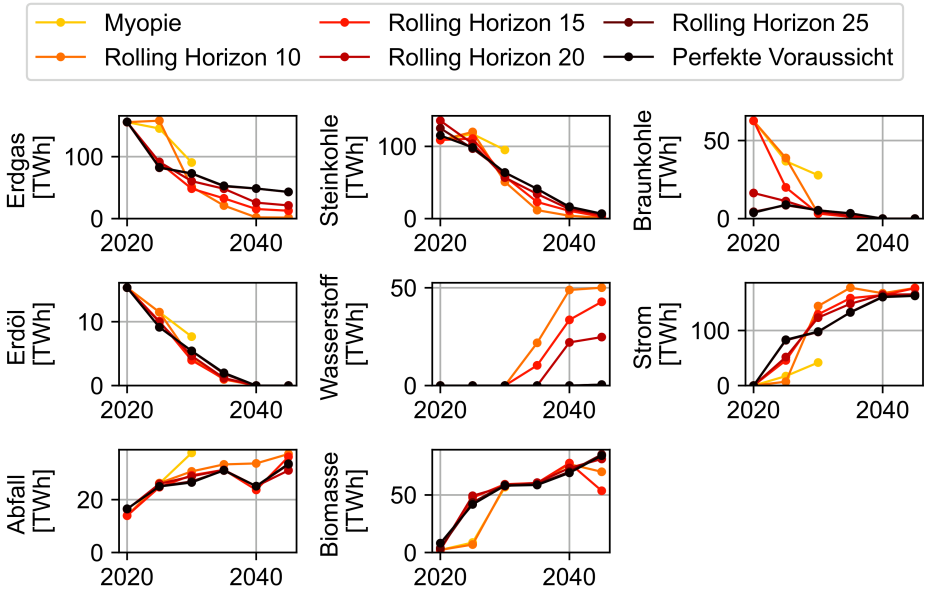


Abbildung 5.24: Einfluss der Voraussicht auf die Prozesswärmebereitstellung

Einfluss der Voraussicht auf den Industriesektor

Im Industriesektor beeinflusst die Voraussicht neben der bereits dargestellten Prozesswärmeversorgung weitere Prozesse. Die größten Unterschiede zeigen sich in der Stahl- und Zementproduktion sowie im Chemiesektor.

Abbildung 5.25 zeigt die Prozesse der Stahlproduktion. Der Transformationspfad mit perfekter Voraussicht zeigt die geringste Veränderung in der Stahlproduktion mit einem leichten linearen Anstieg des rezyklierten Stahls, einem leichten linearen Rückgang der konventionellen Stahlproduktion und keiner wasserstoffbasierten Stahlproduktion. Das Szenario mit einer Voraussicht von zehn Jahren zeigt das andere Extrem mit einer vollständigen Umstellung von konventionellem auf wasserstoffbasierten Stahl sowie einem höheren Anteil an rezykliertem Stahl. Die Stahlproduktion des Szenarios basiert in 2045 auf einem Einsatz von emissionsfreiem Wasserstoff in Höhe von $87{,}3\,\mathrm{TWh}$ und für das Szenario mit perfekter Voraussicht auf einem Einsatz von Steinkohle in Höhe von $104{,}6\,\mathrm{TWh}$ mit $35{,}1\,\mathrm{Mt}$ CO_2-Emissionen, siehe Abbildung C.40 im Anhang. Die verbleibenden Emissionen aus der Stahlproduktion des Szenarios mit perfekter Voraussicht entsprechen dabei $33{,}5\,\%$ der ge-

samten bilanziellen Restemissionen des Szenarios in 2045. Die anderen Szenarien liegen hinsichtlich des Energieträgereinsatzes und der damit verbundenen Emissionen in der Stahlproduktion zwischen den beiden Extremen.

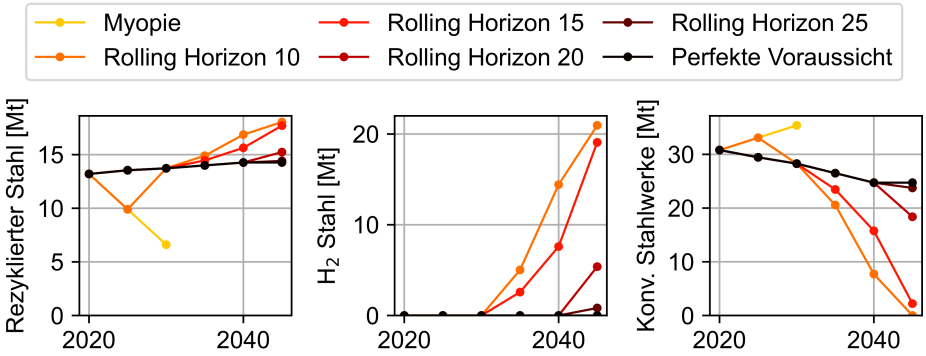


Abbildung 5.25: Einfluss der Voraussicht auf die Stahlproduktion

Die Zementproduktion ist durch unterschiedliche Drehrohröfen geprägt, die den Einsatz spezifischer Energieträger im Prozesswärmeschritt bestimmen. In den Modelljahren zeigt sich daher in Abhängigkeit von der Voraussicht ein variierender Anteil des Energieträgereinsatzes zur Prozesswärmeerzeugung sowie der Emissionsabscheidung, siehe Abbildungen C.41 und C.42 im Anhang. Die größten Unterschiede ergeben sich für das Szenario mit einer Voraussicht von zehn Jahren. In 2025 wird im Vergleich zu den anderen Szenarien die Nutzung von Abfall kurzzeitig reduziert und mehr Braunkohle eingesetzt. In 2030 und 2035 ist der Energieträgereinsatz wieder mit den anderen Szenarien vergleichbar. In 2040 und 2045 ist der Einsatz von Abfall erneut geringer im Vergleich zu den anderen Szenarien und Wasserstoff wird zum dominierenden Energieträger. Für alle weiteren Transformationspfade steigt der Anteil von Abfall bis 2035, ohne dass eine kurzfristige Umstellung auf Braunkohle erfolgt. In den Szenarien mit einer langen Voraussicht erfolgt ein Wechsel in 2040 und 2045 zu einem höheren Steinkohleanteil, während die Szenarien mit einer kurzen Voraussicht zunächst einen Wechsel zu Steinkohle und in 2045 zu Wasserstoff erfolgt. Insgesamt lässt sich eine hohe Sensitivität des Energieträgereinsatzes in der Zementproduktion gegenüber der Voraussicht feststellen. Die jährlichen Emissionen der Zementproduktion variieren zwischen den Szenarien geringer als die Emissionen der Stahlproduktion mit maximalen Abweichungen unter 1,3 Mt bis 2035 und 9,1 Mt in 2040 und 8,8 Mt in 2045.

Im Chemiesektor zeigen sich signifikante Abweichungen lediglich für das Szenario mit einer Voraussicht von zehn Jahren, siehe Abbildung C.43. In den Modelljahren 2035, 2040 und 2045 werden dabei deutlich geringere Mengen an fossilem Methanol zur Herstellung hochwertiger Chemikalien eingesetzt. Der geringere Einsatz in 2035 wird sowohl durch fossiles Steamcracking als auch durch regenerativ erzeugtes Methanol ausgeglichen. In den folgenden Jahren erfolgt eine Kompensation, insbesondere durch einen höheren Einsatz von regenerativ erzeugtem Methanol. Dies resultiert in einer Reduktion der Emissionen des Chemiesektors für das Szenario mit einer Voraussicht von zehn Jahren in Höhe von 23,7 Mt in 2035, 9,8 Mt in 2040 und 21,0 Mt in 2045. Die Umstellung lediglich für das Szenario mit einer Voraussicht von zehn Jahren impliziert, dass der Chemiesektor als letzte der vorgestellten Optionen im Industriesektor gezogen wird.

Einfluss der Voraussicht auf die Wasserstoffbereitstellung

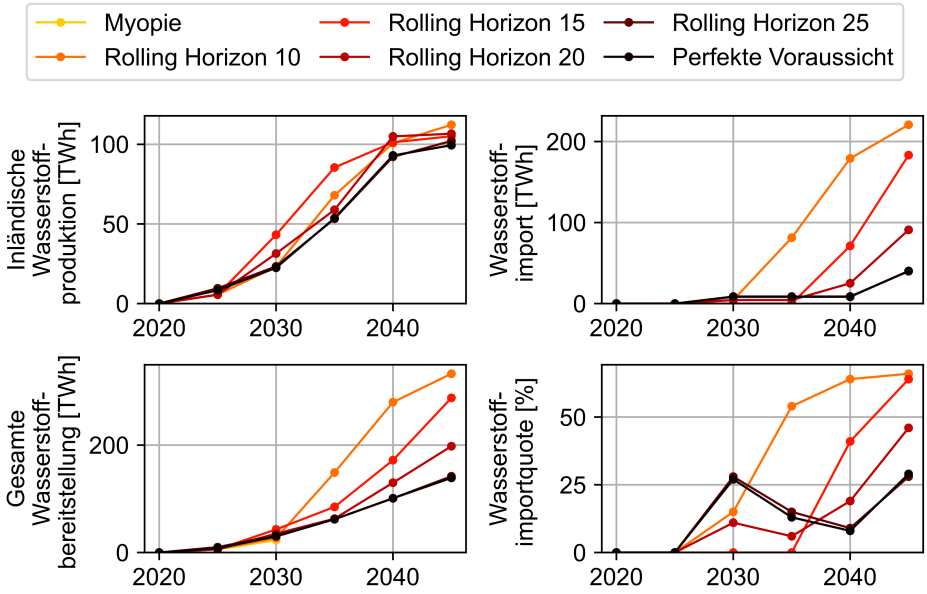


Abbildung 5.26: Einfluss der Voraussicht auf die Wasserstoffbereitstellung

Die bereits dargestellten Ergebnisse zeigen einen höheren Wasserstoffbedarf für Szenarien mit kürzerer Voraussicht in der Stahlproduktion und der Prozesswärmebereitstellung sowie einen höheren Strombedarf der Elektrolyseure. Abbildung 5.26 zeigt die inländische Wasserstoffbereitstellung, den Wasserstoffimport, die gesamte Wasserstoffbereitstellung und die Importquote. Die gesamte Wasserstoffbereitstellung variiert signifikant zwischen den Szenarien ab 2035 um bis zu $194{,}0\,\mathrm{TWh}$ in 2045. Die geringste Wasserstoffbereitstellung findet sich hierbei für das Szenario mit perfekter Voraussicht und die höchste für das Szenario mit einer Voraussicht von zehn Jahren. Die inländische Wasserstoffproduktion variiert am stärksten um bis zu $32{,}2\,\mathrm{TWh}$ in 2030 und 2035. Der steigende, zusätzliche Wasserstoffbedarf über den Transformationspfad der Szenarien mit kürzerer Voraussicht wird daher hauptsächlich durch höhere Importe von bis zu $180{,}8\,\mathrm{TWh}$ in 2045 gedeckt. Die Importquote variiert folglich signifikant in 2040 zwischen $8\,\%$ für das Szenario mit perfekter Voraussicht und 64% für das Szenario mit einer Voraussicht von zehn Jahren beziehungsweise zwischen 28 und $66\,\%$ in 2045. Insgesamt führen Szenarien mit kürzerer Voraussicht bei einem geringeren verbleibenden CO_2-Budget zu einer stärkeren Defossilisierung des Industriesektors in den späteren Investitionsperioden und wirken sich direkt auf die Wasserstoffimporte aus, was zu früheren und höheren Importabhängigkeiten führt.

Einfluss der Voraussicht auf konventionelle Primärenergieträger

Abbildung 5.27 zeigt den Primärenergiebeitrag der zentralen fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle. Eine Übersicht aller Primärenergieträger findet sich in Abbildung C.44 im Anhang. Die Erdölnachfrage zeigt die vergleichbarste Reduktion der Szenarien aller Energieträger über den Transformationspfad bis zu einem vollständigen Ausstieg in 2045. Auch für Braunkohle zeigt sich ein Ausstieg aller Szenarien, jedoch mit starken Unterschieden des Einsatzes in 2020 und 2025 von bis zu $374{,}7\,\mathrm{TWh}$. Diese Abweichun-

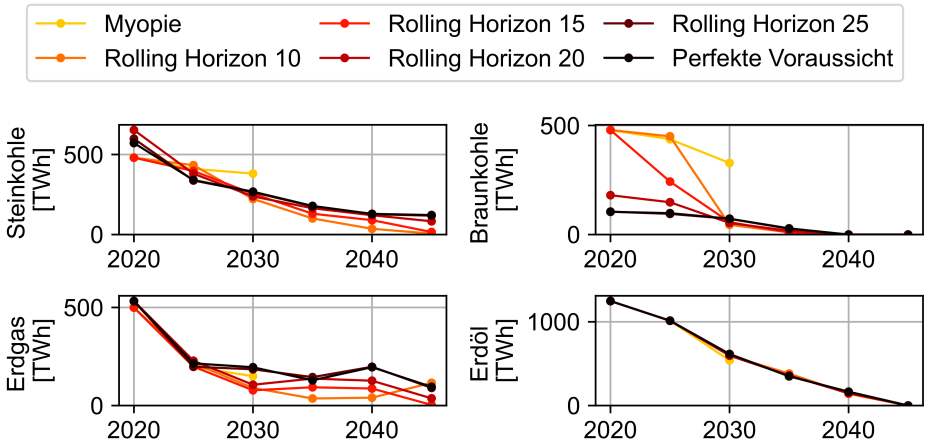


Abbildung 5.27: Einfluss der Voraussicht auf die Primärenergiebereitstellung der zentralen fossilen Energieträger

gen resultieren aus dem höheren Einsatz zur Strombereitstellung für Szenarien mit kurzer Voraussicht. Für die Energieträger Steinkohle und Erdgas erfolgt lediglich ein Ausstieg für Szenarien mit kurzer Voraussicht. Ab 2030 zeigen sich Schwankungen der Erdgasnachfrage bei tendenziell höheren Erdgasverbräuchen für die Szenarien mit längerer Voraussicht, insbesondere zur Prozesswärmeversorgung. Die Entwicklung des Steinkohlebedarfs der Szenarien korreliert in den ersten Jahren mit der Reduktion des Einsatzes in der Strombereitstellung aller Szenarien. Der höhere Einsatz in den letzten Modelljahren basiert auf der verbleibenden Nachfrage des Industriesektors für Szenarien mit langer Voraussicht. Die Primärenergieeinsätze dieser zentralen fossilen Energieträger spiegeln die zuvor dargestellten Entwicklungen wider.

Einfluss der Voraussicht auf die Kosten

Die Entwicklung der sektoralen jährlichen Kosten in Abbildung 5.28 reflektiert die zuvor dargestellten Entwicklungen. Das myopische Szenario zeigt von 2020 bis 2030 höhere Kosten für konventionelle Energieträger und geringere Investitionen in den Energiesektor im Vergleich zum Transformationspfad mit perfekter Voraussicht. Dies resultiert in geringeren jährlichen Gesamtkosten, jedoch aufgrund der hohen Emissionen der ersten Modelljahre in einer Unlösbarkeit des Transformationspfades ab 2035. Für den Transformationspfad mit einer Voraussicht von zehn Jahren zeigt sich ein ähnlicher Trend der sektoralen Kostenabweichung in 2020 und 2025 jedoch mit einem Wechsel in 2030. Ab 2030 übersteigen die jährlichen Gesamtkosten die des Transformationspfades mit perfekter Voraussicht. Die Mehrkosten resultieren hierbei insbesondere aus höheren Kosten für erneuerbare Treibstoffe, insbesondere Wasserstoff, sowie die höheren Investitionen in den Energiesektor, während die Kosten für konventionelle Energieträger niedriger ausfallen. Ein ähnlicher Trend ist auch bei den Transformationspfaden mit 15 und 20 Jahren Voraussicht erkennbar, jedoch mit geringeren Abweichungen.

Insgesamt wird für die Szenarien mit längerer Voraussicht in den ersten Jahren stärker in die Defossilisierung des Energiesektors investiert und es zeigen sich geringere Kosten für konventionelle Energieträger. Transformationspfade mit kürzerer Voraussicht hingegen sparen

in den ersten Jahren Kosten durch die geringere Umstellung des Energiesektors. Ab 2030 wirkt die Emissionsbeschränkung restriktiv und bewirkt einen teuren Strategiewechsel zur Einhaltung des Emissionsbudgets. Dies resultiert in Investitionen in den Energiesektor und Wasserstoffimporte zur Emissionsreduktion im Industriesektor, was zu höheren jährlichen Gesamtkosten im Vergleich zum Szenario der perfekten Voraussicht führt. Je kürzer die Voraussicht, desto höher sind die Abweichungen zum Szenario mit perfekter Voraussicht.

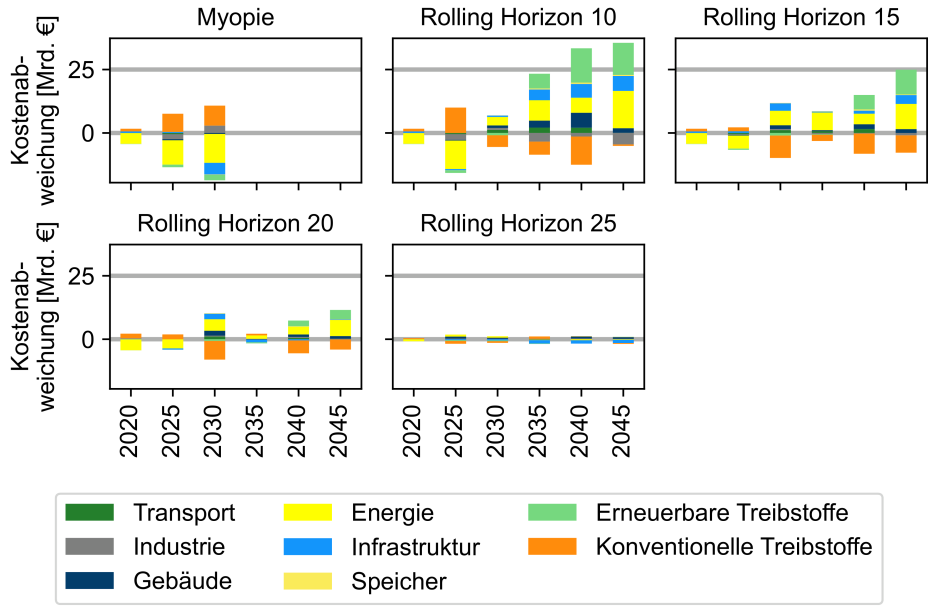


Abbildung 5.28: Abweichung der jährlichen Kosten zum Szenario mit perfekter Voraussicht

Abbildung 5.29 zeigt die Abweichung der Gesamtkosten des Transformationspfads im Vergleich zum Szenario mit perfekter Voraussicht und quantifiziert den Wert der Voraussicht. Hierbei steigen die Mehrkosten exponentiell mit sinkender Voraussicht von bis zu 84,5 Milliarden € für eine Voraussicht von zehn Jahren.

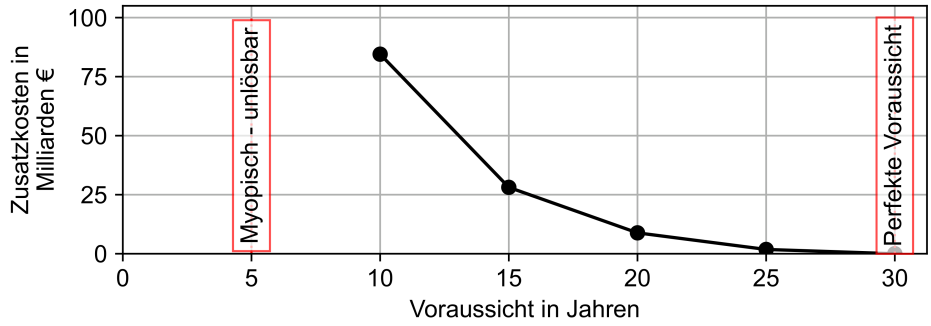


Abbildung 5.29: Mehrkosten der Transformationspfade mit sinkender Voraussicht im Vergleich zum Transformationspfad mit perfekter Voraussicht

5.4.2 Zusammenfassung und Diskussion

Die Analyse zeigt die starke Auswirkung der Voraussicht auf die Defossilisierung des Energiesystems über den Transformationspfad. Alle vorliegenden Szenarien schöpfen das Emissionsbudget vollständig aus, weichen jedoch in den jährlichen Emissionen stark ab und führen zu höheren Emissionen für kurzsichtige Szenarien in den ersten Jahren und niedrigeren in späteren Jahren. Dies bedeutet, dass ein exogen definierter Defossilisierung mit jährlichen Emissionszielen das resultierende Energiesystemdesign vordefinieren kann, da es den verfügbaren Lösungsraum einengt. Die Verwendung von detaillierten jährlichen Emissionszielen behindert daher die Fähigkeit des Modells, kurzsichtige politische Entscheidungen und die Folgen verfehlter Emissionsziele zu analysieren. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die Einhaltung von jährlichen Emissionsreduktionszielen, wie beispielsweise des Klimaschutzgesetzes von 2021, dazu beiträgt, kosteneffiziente Transformationspfade zu erreichen, selbst bei kurzsichtiger Planung. Die Kostenoptimalität dieser jährlichen Emissionsreduktionsziele des Klimaschutzgesetzes wird in einem späteren Abschnitt der vorliegenden Arbeit untersucht. Die Vernachlässigung von jährlichen Emissionsreduktionszielen aufgrund kurzsichtiger Planung führt dagegen zu einer Überschreitung des zulässigen Beitrags zum Klimawandel.

Das Energiesystem des Zieljahres ist für keine Voraussicht treibhausgasneutral. Je größer die Voraussicht, desto mehr Emissionen verbleiben im Zieljahr, um teure Defossilisierungsmaßnahmen zu vermeiden. Die Erweiterung der Untersuchung um die Treibhausgasneutralität im finalen System des Transformationspfades kann in weiteren Analysen beleuchtet werden.

Die Methodik der Analyse unterscheidet sich von den meisten bisherigen Studien zum Vergleich von Transformationspfad-Methoden, welche häufig jährliche Emissionsgrenzen oder Emissionspreise verwenden und hierdurch bereits den Einfluss der Voraussicht signifikant einschränken. Nur Löffler et al. [31] verwenden ein Emissionsbudget, allerdings nur in Verbindung mit einer perfekten Voraussicht und einem semi-myopischen Ansatz.

Der Voraussicht des myopischen Szenarios von 5 Jahren entspricht in etwa der Länge einer Legislaturperiode in demokratischen Ländern wie Deutschland. Die Ergebnisse implizieren somit, dass kurzsichtige Entscheidungen für eine einzige Legislaturperiode zu einem Scheitern der Energiewende führen können. Demgegenüber können weitsichtige Entscheidungen Milliarden Euro einsparen, insbesondere durch höhere Investitionen in erneuerbare Energien und eine kosteneffiziente Defossilisierung in früheren Modelljahren. Dies unterstreicht die essenzielle Bedeutung weitsichtigen Handelns und zeitnaher, richtungsweisender Entscheidungen in der Politik im Bereich Energie und Klimaschutz.

Die kurzsichtig, kostenoptimale Entscheidungsfindung mit einer Voraussicht von 10 und 15 Jahren resultiert in einem höheren Betrieb der Kohlekraftwerke zur Stromerzeugung in den ersten Modelljahren aufgrund der fehlenden restriktiven Wirkung des Emissionsbudgets. In späteren Modelljahren werden drastische Systemumstellungen in 2030 und 2035 sowie teure Emissionsreduktionsmaßnahmen im Industriesektor sowie hohe Wasserstoffimporte zur Einhaltung des Emissionsbudgets benötigt. Dies resultiert in Mehrkosten des Transformationspfades von bis zu $84{,}5$ Milliarden € im Vergleich zum Szenario mit perfekter Voraussicht. Bei den weitsichtigen Szenarien wirkt die Restriktion des Emissionsbudgets bereits zu Beginn des Modellzeitraums, wodurch eine kostenoptimale Emissionsreduktion über alle Modelljahre gewährleistet wird. Dies resultiert in einer frühzeitigen Emissionsreduktion durch einen geringeren Betrieb der Kohlekraftwerke und einem früheren Ausbau der PV- und Win-

denergieanlagen. Dadurch können im Industriesektor in späteren Modelljahren teure Umstellungen von fossilen Energieträgern auf insbesondere Wasserstoff teilweise verhindert werden und konventionelle Prozesse insbesondere auf Basis von Steinkohle und Erdgas weiterbetrieben werden.

Die Strategie des Betriebs der Kohlekraftwerke sowie der schnelle Ausbau der PV- und Windenergieanlagen im Energiesektor in den ersten Modelljahren spielen eine entscheidende Rolle für den weiteren Transformationspfad sowie dessen Mehrkosten. Der Widerspruch der kurzfristigen und langfristigen kostenoptimalen Strategien zeigt den Bedarf für frühzeitige politische Impulse für eine forcierte Betriebsreduktion der Kohlekraftwerke sowie eine Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Die teuren Prozessumstellungen im Industriesektor der kurzsichtigen Szenarien finden sich insbesondere in der Stahl- und Zementproduktion, der Prozesswärmebereitstellung sowie dem Chemiesektor. Die umgestellten emissionsärmeren Prozesse basieren insbesondere auf Wasserstoff, dessen Bedarf durch hohe zusätzliche Wasserstoffimporte von bis zu $181\,\mathrm{TWh}$ gedeckt werden muss und die Wasserstoffimportabhängigkeit deutlich erhöht. Die optimale zukünftige Wasserstoffstrategie ist daher in hohem Maße von kurz- und weitsichtigen Entscheidungen im Energie- und Industriesektor abhängig. Zwischen den Szenarien zeigt sich eine hohe Importabhängigkeit der Szenarien mit kurzer Voraussicht von Wasserstoff und der Szenarien mit langer Voraussicht von insbesondere Steinkohle und Erdgas.

Die Voraussicht stellt eine einflussreiche Annahme für die Analyse von Transformationspfaden dar und sollte in Energiesystemmodellen daher sorgfältig gewählt werden. Die Variation der Voraussicht ermöglicht die Bewertung fehlender Allwissenheit sowie den Einfluss von kurz- und weitsichtigen politischen Entscheidungen. In zukünftigen Arbeiten könnte die Analyse um das Thema des technologischen Lernens, inbesondere mit der Auswirkung auf Stranded Investments erweitert werden.

5.5 Einfluss der zeitlichen Emissionsbeschränkung

Die vorherige Analyse des Einflusses der Voraussicht auf die Defossilisierung des deutschen Energiesystems zeigt die Bedeutung der Definition sowie Einhaltung von Emissionsreduktionszielen. Mit dem Klimaschutzgesetz aus dem Jahr 2021 verschärfte die deutsche Bundesregierung die Klimaschutzziele und definierte jährliche Emissionsbegrenzungen bis 2045 sowie das Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045. Inbesondere für die CO_2-Emissionen als Haupt-Treibhausgas ist jedoch das Jahr der Emissionen weniger entscheidend als die kumulierten Emissionen vieler Jahre. Im Folgenden wird daher die Kostenoptimalität dieser gesetzten jährlichen Ziele des Klimaschutzgesetzes durch den Vergleich verschiedener zeitlicher Emissionsrestriktionen im Modell untersucht.

5.5.1 Ergebnisse

Zur Analyse der Kostenoptimalität der definierten Ziele des Klimaschutzgesetzes werden drei Szenarien verglichen. Das erste Szenario *Jährliche Obergrenze* basiert auf den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes zur jährlichen Begrenzung der Emissionen über den Transformationspfad. Das zweite Szenario *Budget* verwendet ein Budget zur Emissionsbegrenzung, das sich aus den summierten jährlichen Emissionszielen des Klimaschutzgesetzes ergibt.

Zusätzlich werden die Emissionen des Jahres 2020 auf die Ziele des Klimaschutzgesetzes festgehalten, um die Emissionsreduktion lediglich über zukünftige Jahre abzubilden. Das dritte Szenario *Budget mit Treibhausgasneutralität* 2045 erweitert das Szenario *Budget* um die Randbedingung der Treibhausgasneutralität in 2045.

Abbildung 5.30 zeigt die jährlichen Gesamtemissionen der drei Szenarien. Die Emissionsverläufe weichen insbesondere in 2025, 2035 und 2045 ab. Das Szenario *Budget* weist bilanzielle Treibhausgasemissionen von $92{,}1\,\mathrm{Mt}$ in 2045 auf, während die anderen beiden Szenarien durch die externe Randbedingung treibhausgasneutral sind. Dies zeigt, dass eine Treibhausgasneutralität in 2045 nicht kostenoptimal ist und lediglich durch politische Incentivierung erreicht werden kann. Die höheren Emissionen des Szenarios *Budget* in 2045 werden in 2025 und 2035 eingespart. Das Szenario *Budget mit Treibhausgasneutralität in* 2045 zeigt ähnlichere Emissionsverläufe zum Szenario *Jährliche Emissionsbegrenzung* als zum Szenario *Budget*. Die Szenarien *Budget mit Treibhausgasneutralität in* 2045 und *Jährliche Emissionsbegrenzung* unterscheiden sich durch die Verteilung der Emissionen zwischen 2025 und 2040. Das Szenario *Budget mit Treibhausgasneutralität in* 2045 zeigt durch die freiere Verteilung der Emissionen, dass eine stärkere Reduktion der Emissionen in 2025 um $38{,}2\,\mathrm{Mt}$ und höhere Emissionen von $43{,}4\,\mathrm{Mt}$ in 2035 kostenoptimaler als die Vorgaben des Klimaschutzgesetzes sind.

Abbildung 5.31 zeigt die sektoralen Emissionen der drei Szenarien, wobei auf die Darstellung der Sektoren mit vergleichbaren Emissionen verzichtet wird. Die Abweichungen der Gesamtemissionen sind auf sektoraler Ebene auf die Sektoren Industrie, Energie und Gebäude sowie der Emissionabscheidung- und speicherung zurückzuführen. Im Folgenden werden die Unterschiede einzeln beleuchtet. Zunächst werden die Szenarien *Jährliche Obergrenze* und *Budget* verglichen und anschließend wird das Szenario *Budget mit Treibhausgasneutralität in 2045* den beiden anderen Szenarien gegenübergestellt.

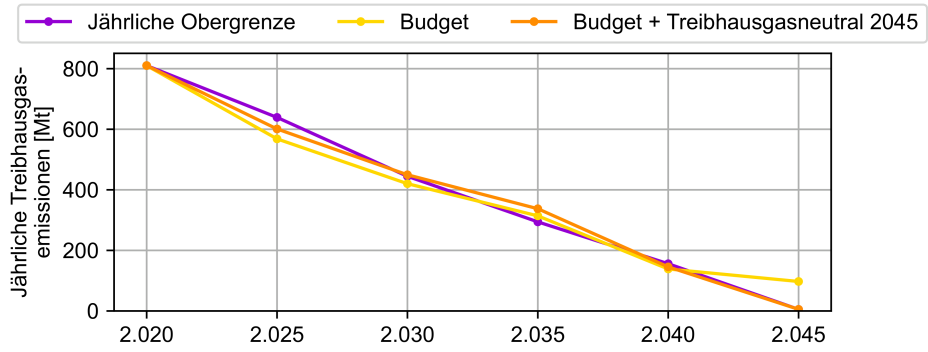


Abbildung 5.30: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die jährlichen Treibhausgasemissionen

Der Vergleich des Szenarios *Budget* mit dem Szenario der *Jährliche Obergrenzen* zeigt Abweichungen der sektoralen Emissionen insbesondere in den Sektoren Energie und Industrie. Dabei treten Abweichungen über $15\,\mathrm{Mt}$ im Energiesektor in 2025 mit $-66{,}2\,\mathrm{Mt}$ und 2030 mit $-19{,}5\,\mathrm{Mt}$ sowie im Industriesektor mit $75{,}8\,\mathrm{Mt}$ in 2045 auf. Die niedrigeren Emissionen des Energiesektors in 2025 und 2030 entsprechen $98{,}3\,\%$ der höheren Emissionen des Industriesektors in 2045. Die Emissionsreduktion des Energiesektors ist zu $98{,}8\,\%$ beziehungsweise $98{,}9\,\%$ auf die Emissionsreduktion durch den Rückgang der Strombereitstel-

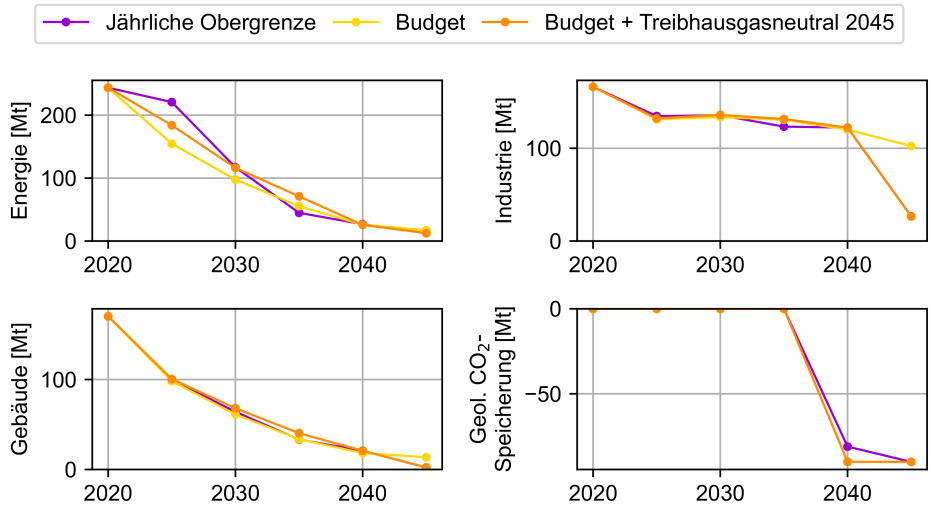


Abbildung 5.31: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die sektoralen Emissionen

lung aus Braun- und Steinkohle, dargestellt in Abbildung C.45 im Anhang, zurückzuführen. Dabei tragen die Braunkohlekraftwerke mit $71{,}5\,\%$ in 2025 beziehungsweise $54{,}9\,\%$ in 2030 den Hauptanteil an der gemeinsamen Emissionsreduktion beider Kraftwerke. Die freie Verteilung der Emissionen des Szenarios *Budget* zwischen 2025 und 2045 im Vergleich zum Szenario *Jährliche Obergrenze* bevorzugt eine schnellere Betriebs- und Emissionsreduktion der Kohlekraftwerke und höhere Emissionen des Industriesektors in 2045.

Die geringere Strombereitstellung der Braun- und Steinkohlekraftwerke im Szenario *Budget* von $47{,}1\,\mathrm{TWh}$ in 2025 beziehungsweise $13{,}6\,\mathrm{TWh}$ in 2030 wird durch PV- und Windenergieanlagen überkompensiert. Während die Abweichung anderer Stromerzeuger unter $1\,\mathrm{TWh}$ ausfällt, speisen die Onshore-Windenergieanlagen, Freiflächen-PV-Anlagen und Biomasseanlagen summiert $79{,}4\,\mathrm{TWh}$ mehr in 2025 und $41{,}8\,\mathrm{TWh}$ mehr in 2030 im Szenario *Budget* als im Szenario *Jährliche Obergrenze* ein. Damit fällt die gesamte Strombereitstellung des Szenarios *Budget* in 2025 und 2030 trotz sinkender Strombereitstellung aus Kohlekraftwerken höher im Vergleich zum Szenario *Jährliche Obergrenze* aus. Die zusätzliche Strombereitstellung in 2025 und 2030 wird insbesondere für Power-to-Heat-Abwendungen, Elektrolyseure und Wärmepumpen verwendet, siehe Abbildung C.46 im Anhang.

Die eingesparten Emissionen des Szenarios *Budget* im Energiesektor in 2025 und 2030 werden in 2045 im Industriesektor emittiert. Die Industrieprozesse verbrauchen in 2045 insbesondere $165{,}7\,\mathrm{TWh}$ mehr Erdöl und $98{,}5\,\mathrm{TWh}$ mehr Kohle und Koks, während $52{,}3\,\mathrm{TWh}$ weniger Strom, $53{,}7\,\mathrm{TWh}$ weniger Fernwärme und $246{,}0\,\mathrm{TWh}$ weniger Wasserstoff eingesetzt wird, siehe Abbildung C.48 im Anhang. Die größten Abweichungen sind auf die Chemie, Stahl- und Zementherstellung sowie Prozesswärme zurückzuführen und werden im Folgenden näher betrachtet.

Im Chemiesektor zeigen sich, wie in Abbildung 5.32 dargestellt, in 2045 starke Unterschiede im Energieträgereinsatz der Methanolgasifizierung zur Herstellung hochwertiger Chemikalien. Im Szenario *Jährliche Obergrenze* mit der Vorgabe der Treibhausgasneutralität in

2045 wird die Methanolgasifizierung drastisch von fossilem Methanol auf wasserstoffbasiertes Methanol umgestellt, wodurch die Emissionen reduziert werden. Der Prozess versorgt 60,3 % der gesamten Chemikalien-Herstellung bei einem Wasserstoffbedarf von 114,2 TWh. Im Gegensatz dazu verbleibt für das Szenario *Budget* die fossil-basierte Methanolgasifizierung auf Basis von Erdöl-Importen auf einem hohen Niveau, das im Szenario mit jährlichen Emissionsbegrenzungen nicht genutzt wird.

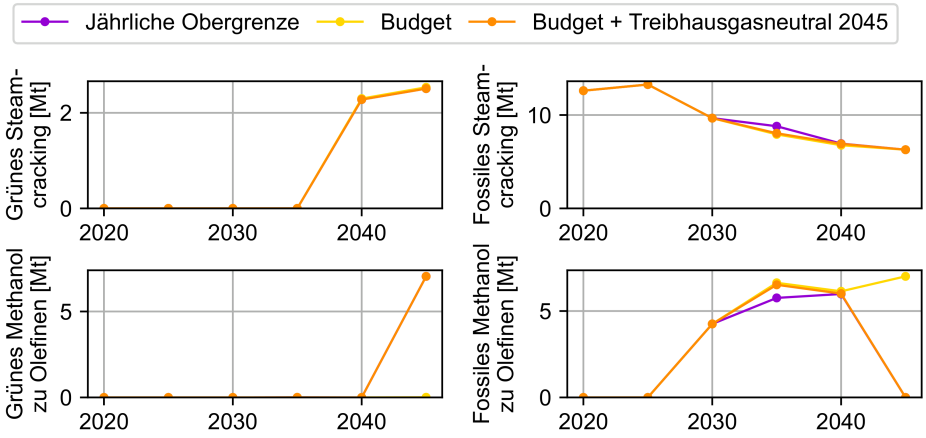


Abbildung 5.32: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Herstellung hochwertiger Chemikalien

Die Stahlproduktion wird für das Szenario *Jährliche Obergrenze* in 2045 vollständig vom konventionellen Prozess auf rezyklierten Stahl und Wasserstoff-Prozesse umgestellt. Für das Szenario *Budget* basieren in 2045 noch 47,1 % auf dem konventionellen Prozess, siehe Abbildung C.54 im Anhang. Für die konventionellen Prozesse verbleibt ein Bedarf an fossilen Energieträgern, insbesondere Kohle und Koks mit 82,3 TWh, der überwiegend durch Importe bereitgestellt wird. Der geringere Anteil der wasserstoffbasierten Stahlproduktion resultiert in einer geringeren Wasserstoffnachfrage des Szenarios *Budget* von 58,8 TWh in 2045 im Vergleich zum Szenario *Jährliche Obergrenze*.

Die Zementproduktion wird für das Szenario *Jährliche Obergrenze* in 2045 zu 97,6 % auf Emissionsabscheidung umgestellt, welche im Szenario *Budget* nicht genutzt wird. Der Energiebedarf der Zementproduktion wird in 2045 für das Szenario Budget mit 14,2 TWh mehr über Steinkohle und 14,1 TWh mehr Abfall gedeckt, während 34,0 TWh weniger Wasserstoff, 11,7 TWh weniger Niedertemperatur-Prozesswärme und 5,8 TWh weniger Biomasse eingesetzt werden, siehe Abbildung C.53 im Anhang.

Der Prozesswärmebedarf des Szenarios *Budget* ist in 2045 insgesamt 36,4 TWh geringer als im Szenario *Jährliche Obergrenze*, siehe Abbildung C.50. Dies ist auf einen geringeren Bedarf nach Niedertemperaturprozesswärme zurückzuführen, siehe Abbildung C.51 im Anhang. Die Bereitstellung der Prozesswärme des Szenarios *Budget* basiert zu 32,2 TWh mehr auf Gas und 6,6 TWh mehr auf Kohle, während 38,8 TWh weniger Wasserstoff eingesetzt wird, 19,2 TWh weniger Strom, 10,3 TWh weniger Abwärme und 6,9 TWh weniger Biomasse, siehe Abbildung C.50 im Anhang. Insgesamt wird für das Szenario *Budget* weniger Niedertemperaturwärme im Vergleich zum Szenario *Jährliche Obergrenze* benötigt und zusätzlich Wasserstoff und Strom durch fossile Energieträger substituiert.

Der geringere Bedarf an Niedertemperaturwärme im Jahr 2045 ist auf die fehlende CO_2-Abscheidung aus der Luft (Direct-Air-Capture) im Szenario *Budget* im Vergleich zu 34,2 Mt für das Szenario *Jährliche Obergrenze* zurückzuführen, siehe Abbildung C.56 im Anhang. Insgesamt werden über alle Technologien im Szenario *Budget* 51,0 Mt weniger CO_2 in 2045 abgeschieden. Neben der geringeren CO_2-Abscheidung über Direct-Air-Capture-Anlagen werden insbesondere 28,2 Mt weniger aus Biomasse-Anlagen und 12,6 Mt aus den Prozessen der Zementproduktion abgeschieden. Im Gegensatz dazu werden 26,3 Mt mehr CO_2 aus fossilen Prozessen abgeschieden. Während die eingespeicherten Emissionen beider Szenarien identisch sind, unterscheidet sich insbesondere bei der CO_2-Nutzung in der oben beschriebenen Methanolproduktion mit Wasserstoff, siehe Abbildung C.57 im Anhang.

Die vorgestellte höhere Wasserstoffnachfrage des Industriesektors im Szenario *Jährliche Obergrenze* im Vergleich zum Szenario *Budget* entspricht 84,2 % der gesamten höheren Wasserstoffnachfrage. Die höhere Wasserstoffbereitstellung von 281,4 TWh in 2045 wird insbesondere durch 274,0 TWh höhere Wasserstoffimporte versorgt. Im Szenario *Jährliche Obergrenze* liegt die zugehörige Importquote bei 67,5 %, während sie im Szenario *Budget* lediglich 16,0 % beträgt, siehe Abbildung 5.33.

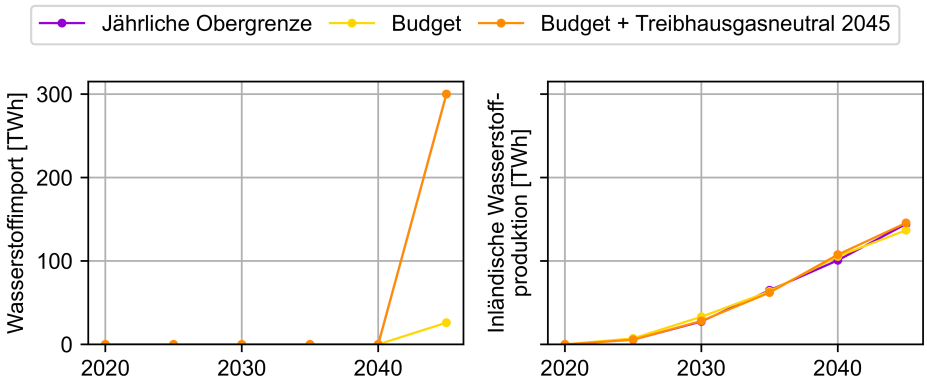


Abbildung 5.33: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Wasserstoffbereitstellung

Der Vergleich der Szenarien *Budget* und *Jährliche Obergrenze* zeigt, dass die Verwendung eines Budgets anstelle jährlicher Emissionsbegrenzungen in allen Sektoren zu einer schnelleren Defossilisierung des Energiesektors in den ersten Modelljahren führt und zu höheren Restemissionen durch fossile Energieträger im Industriesektor in den späteren Jahren. Die Industrieprozesse verschieben hierbei die Energieträger und die Importabhängigkeit insbesondere zwischen Steinkohle und Wasserstoff in den späteren Modelljahren.

Nachfolgend wird das Szenario *Budget mit Treibhausgasneutralität* 2045 mit den anderen den Szenarien verglichen. Methodisch unterscheidet es sich vom Szenario *Budget* durch die Vorgabe der Treibhausgasneutralität in 2045 und vom Szenario *Jährliche Obergrenze* durch die freie Emissionsverteilung von 2025 bis 2040. Insgesamt zeigen sich geringere Abweichungen zum Szenario *Jährliche Obergrenze* als zum Szenario *Budget*. Die Emissionen des Szenarios *Budget mit Treibhausgasneutralität* 2045 weichen vom Szenario *Jährliche Obergrenze* insbesondere für den Energiesektor in 2025, 2035 und 2040 ab. Weitere Abweichungen für den Industriesektor in 2035, für den Gebäudesektor in 2030 und 2035 und für die CO_2-Speicherung in 2040 betragen mehr als 1 % jedoch weniger als 10 Mt.

Der Energiesektor emittiert für das Szenario *Budget mit Treibhausgasneutralität* 2045 im Vergleich zum Szenario *Jährliche Obergrenze* in 2025 $36{,}2\,\mathrm{Mt}$ weniger und in 2035 $26{,}2\,\mathrm{Mt}$ mehr, während die restlichen Modelljahre sich um weniger als $1\,\mathrm{Mt}$ unterscheiden. Die Emissionsunterschiede der beiden Szenarien in 2025 sind dabei zu $98{,}1\,\%$ auf den unterschiedlichen Betrieb der Stein- und Braunkohlekraftwerke zurückzuführen, siehe Abbildung C.45 im Anhang. Hierbei dominieren die Braunkohlekraftwerke die Emissionsminderung des Szenarios *Budget mit Treibhausgasneutralität* 2045 mit einem Anteil von $73{,}7\,\%$. Diese eingesparten Emissionen werden teilweise durch $26{,}2\,\mathrm{Mt}$ höhere Emissionen im Energiesektor in 2035 verwendet und übersteigen auch die Emissionen des Szenarios *Budget*. Die Abweichungen sind wiederum auf die Strombereitstellung aus Stein- und Braunkohle zurückzuführen, welche in $26{,}9\,\mathrm{Mt}$ höheren Emissionen resultieren. Die Mehremissionen sind hier zu $68{,}2\,\%$ auf die Steinkohlekraftwerke zurückzuführen.

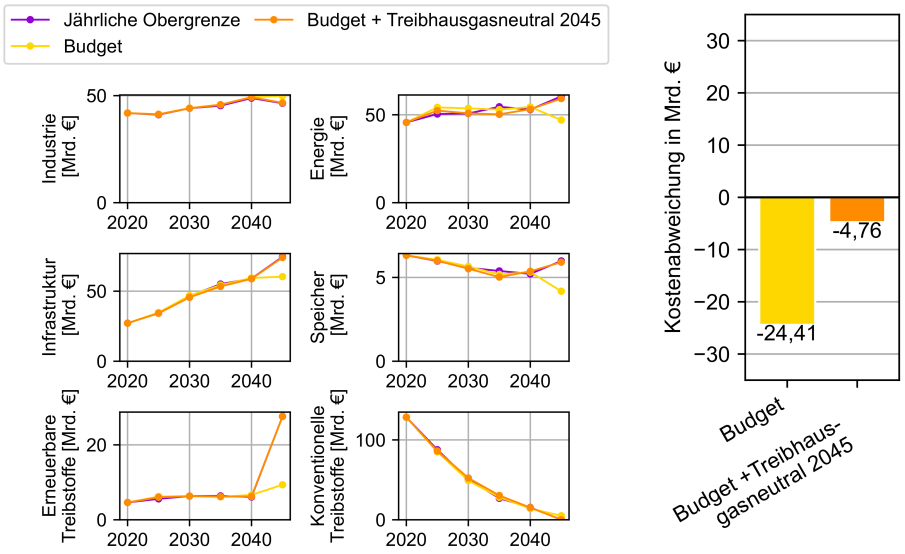
Der unterschiedliche Betrieb der Kohlekraftwerke beeinflusst die Strombereitstellung in 2025 und 2035. In 2025 wird für das Szenario *Budget mit Treibhausgasneutralität* 2045 die geringere Einspeisung von $26{,}16\,\mathrm{TWh}$ aus Braun- und Steinkohlekraftwerken insbesondere durch eine höhere Einspeisung aus Freiflächen-PV-Anlagen von $15{,}6\,\mathrm{TWh}$, Onshore-Windenergieanlagen von $20{,}37\,\mathrm{TWh}$ und Biomasse von $5{,}21\,\mathrm{TWh}$ kompensiert. Alle anderen Technologien schwanken um weniger als $1{,}1\,\mathrm{TWh}$. In 2035 zeigt sich ein gegenläufiger Trend: Im Szenario *Budget mit Treibhausgasneutralität* 2045 speisen die Steinkohlekraftwerke $11{,}1\,\mathrm{TWh}$ und die Braunkohlekraftwerke $5{,}8\,\mathrm{TWh}$ mehr ein. Die erneuerbaren Energien speisen wiederum $17{,}7\,\mathrm{TWh}$ weniger aus Freiflächen-PV-Anlagen ein, $30{,}6\,\mathrm{TWh}$ aus Onshore-Windenergie-Anlagen und $17{,}2\,\mathrm{TWh}$ aus Offshore-Windenergieanlagen. Die weiteren Technologien unterscheiden sich um weniger als $3{,}0\,\mathrm{TWh}$.

Insgesamt führt die Vorgabe der Treibhausgasneutralität in 2045 für den Budgetansatz zu vergleichbareren Maßnahmen wie bei jährlichen Emissionsobergrenzen. Die größte Abweichung zeigt sich bei der Reduktion der Emissionen in 2025 im Energiesektor, insbesondere durch eine geringere Auslastung der Braunkohlekraftwerke, um diese eingesparten Emissionen in 2035 insbesondere in den Steinkohlekraftwerken zu emittieren. In beiden Jahren wird die Abweichung der Strombereitstellung der Kohlekraftwerke durch die erneuerbaren Energien kompensiert.

Die analysierten Unterschiede in den Betriebs- und Investitionsentscheidungen beeinflussen sowohl die jährlichen Kosten als auch die Gesamtkosten der Transformationspfade, siehe Abbildung 5.34. Die jährlichen Kosten unterscheiden sich zwischen dem Szenario *Jährliche Obergrenze* und dem Szenario *Budget mit Treibhausgasneutralität* 2045 um maximal $4{,}3$ Milliarden € über alle Sektoren und Modelljahre. Die größten Abweichungen treten im Energiesektor und bei den konventionellen Treibstoffen auf. Über den Transformationspfad ergibt sich für das Szenario *Budget mit Treibhausgasneutralität* 2045 eine Gesamtkostenersparnis von $4{,}76$ Milliarden € gegenüber den Zielen des Klimaschutzgesetzes.

Der Vergleich des Szenarios *Budget* mit dem Szenario *Jährliche Obergrenze* zeigt Abweichungen der jährlichen Gesamtkosten unter $2{,}3$ Milliarden € bis 2040 und $39{,}2$ Milliarden € in 2045. In 2045 sind die Kosten für den Energiesektor und den damit verbundenen Infrastruktursektor und den erneuerbaren Treibstoffen jeweils um $-18{,}2$ und $-13{,}5$ Milliarden € geringer als im Szenario *Jährliche Obergrenze*, während die Kosten für konventionelle Treibstoffe und den Industriesektor um bis zu $5{,}0$ Milliarden € höher ausfallen. Insgesamt liegen die Gesamtkosten des Transformationspfades für das Szenario *Budget* damit um $24{,}41$ Milliarden € niedriger als für den Transformationspfad mit jährlichen Emissionsobergrenzen. Der Vergleich der drei Szenarien zeigt den starken Einfluss und die Mehrkosten

für die externe Vorgabe der Treibhausgasneutralität in 2045.



(a) Jährliche sektorale Kosten **(b)** Kostenabweichung

Abbildung 5.34: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die jährlichen sektoralen Kosten und die Gesamtkostenabweichung des Transformationspfades im Vergleich zum Szenario mit jährlichen Emissionsobergrenzen

5.5.2 Zusammenfassung und Diskussion

Das Klimaschutzgesetz definiert das Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045 sowie Emissionsreduktionsziele bis 2045. Für den Treibhausgaseffekt ist jedoch das Budget-Äquivalent entscheidender als der Zeitpunkt der Emissionen, festgehalten durch jährliche Emissionsobergrenzen. In bisherigen Systemstudien werden teilweise Budget-Ansätze und teilweise die jährlichen Emissionsziele des Klimaschutzgesetzes zur Emissionsbegrenzung verwendet. Hierbei wird jedoch in allen Studien die jährliche Vorgabe der Treibhausgasneutralität in 2045 gesetzt. Zur Untersuchung der Kostenoptimalität der Ziele des Klimaschutzgesetzes sowie des Einflusses der Emissionsbegrenzung werden drei Szenarien der Emissionsbegrenzung mit dem Energiesystemmodell berechnet.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Treibhausgasneutralität in 2045 die einflussreichste Emissionsbeschränkung über den Transformationspfad darstellt. Dieses Ziel ist nicht kostenoptimal und führt bei gleichen Emissionen über den Transformationspfad zu Mehrkosten von 19,7 Milliarden €. Um die Randbedingung der Treibhausgasneutralität in 2045 einzuhalten, müssen im Industriesektor teure Prozesse umgestellt und dafür signifikant mehr Wasserstoff importiert werden, da weitere Sektoren bereits stark dekarbonisiert sind und die CO_2-Einspeicherung ausgeschöpft ist. Aufgrund der höheren Prozesskosten müssen der Industrie externe Anreize gegeben werden, um den zusätzlichen Beitrag zur Treibhausgasneutralität zu leisten. Auf dem globalen Markt könnten die steigenden Produktionskosten zu einem Wettbewerbsnachteil im Vergleich zu Ländern führen, welche die Emissionsreduk-

tionsziele aufgrund höherer Einspeicherungsmöglichkeiten oder kostengünstigerer Emissionsvermeidungstechnologien mit weniger Prozessumstellungen in der Industrie einhalten können. In weiterführenden Untersuchungen sollte insbesondere die Potenzialgrenze der CO_2-Einspeicherung analysiert werden. Eine weitere Möglichkeit zur Entlastung wäre die Strategie des *Basis*-Szenarios mit einer frühen stärkeren Defossilisierung des Energiesektors durch Reduktion des Betriebs von Braun- und Steinkohlekraftwerken und höhere Restemissionen im Industriesektor in 2045. Der Treibhauseffekt ist jedoch insbesondere mit den kumulierten CO_2-Emissionen verknüpft, deren Betrachtungszeitraum die Dauer des Transformationspfades übersteigt. Um den zukünftigen Beitrag Deutschlands zur Klimaerwärmung auch über den Transformationspfad hinaus auf das Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes zu begrenzen, ist es daher eine bilanzielle Treibhausgasneutralität nach 2045 erforderlich. Dies impliziert, dass die radikalen, kostensuboptimalen Prozessumstellungen im Industriesektor unter den Annahmen des Energiesystems zwar leicht verschiebbar, jedoch nicht vermeidbar sind.

Der Vergleich der Transformationspfade mit jährlichen Emissionsobergrenzen und mit Budget-Äquivalent mit Treibhausgasneutralität in 2045 zeigt nur geringfügige Abweichungen in der Betriebsweise der Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie eine Kostenabweichung von $4{,}76$ Milliarden €. Die zeitliche Definition der Ziele des Klimaschutzgesetzes ist unter der Randbedingung der Treibhausgasneutralität in 2045 annähernd kostenoptimal definiert.

5.6 Einfluss des CO_2-Budgets

Die vorherigen Abschnitte untersuchten den Einfluss der Voraussicht sowie die Kostenoptimalität der jährlichen Ziele für das Treibhausgas-Budgetäquivalent des Klimaschutzgesetzes. Im Folgenden wird der Einfluss der Variation dieser Gesamtemissionen auf die Transformation des deutschen Energiesystems analysiert. Die Analyse konzentriert sich auf die CO_2-Emissionen, da die kumulierten CO_2-Emissionen mit der globalen Erwärmung korrelieren, siehe Abschnitt 2.3, und die extern vorgegebenen Nicht-CO_2-Treibhausgase nicht Teil der Optimierung im Modell sind. Für die Analyse werden im Vergleich zum CO_2-Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes im *Basis*-Szenario strengere CO_2-Budgets angesetzt. Neben der Variation des definierten CO_2-Budgets werden die Treibhausgasemissionen in 2020 auf die Vorgaben des Klimaschutzgesetzes und die Treibhausgasneutralität in 2045 extern festgelegt. Die folgende Analyse gliedert sich in zwei Abschnitte. Zunächst wird der Einfluss des CO_2-Budgets auf das *Basis*-Szenario in Abschnitt 5.6.1 dargestellt und anschließend die Sensitivität für die verschiedenen Szenarien in Abschnitt 5.6.2 analysiert.

5.6.1 Einfluss eines abweichenden CO_2-Budgets für das Basis-Szenario

Um strengere CO_2-Budgets im Vergleich zum CO_2-Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes einzuhalten, bedarf es restriktivere Maßnahmen zur stärkeren Defossilisierung. Hierdurch ergeben sich abweichende sektorale und zeitliche Emissionsreduktionspfade. Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass Transformationspfade mit CO_2-Budgets von unter $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ nicht lösbar sind und damit Deutschland seinen Anteil zur Begrenzung der Klimaerwärmung auf $1{,}5\,^{\circ}\mathrm{C}$ mit einer Wahrscheinlichkeit von über $50\,\%$ unter den angenommenen Randbedingungen für keine Mehrkosten liefern kann.

Abbildung 5.35 zeigt die resultierenden jährlichen CO_2- und Treibhausgas-Emissionen des *Basis*-Szenarios in Abhängigkeit des CO_2-Budgets. Für das Szenario mit CO_2-Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes von $9{,}4\,\mathrm{Gt}$ ergibt sich ein relativ linearer Verlauf der jährlichen Emissionsreduktion. Für strengere CO_2-Budgets, insbesondere unter $6{,}0\,\mathrm{Gt}$, verschiebt sich die Emissionsreduktion anteilig stärker auf die ersten Modelljahre. Für das Szenario mit $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ beispielsweise zeigt sich die stärkste Reduktion in 2025, relativ konstante Emissionen bis 2040 und anschließend eine erneute Emissionsreduktion in 2040. Die Reduktion in 2040 mit resultierenden Negativ-Emissionen ist durch die zusätzliche, exogen definierte Technologieoption der geologischen CO_2-Einspeicherung ab 2040 begründet. Dies zeigt die starke Restriktion und Abhängigkeit von dem Technology-Readiness-Level und der Einführung zukünftiger Technologien, insbesondere für geringe CO_2-Budgets.

Mithilfe der geologischen CO_2-Einspeicherung ergeben sich negative jährliche CO_2-Emissionen für CO_2-Budgets unter $7{,}0\,\mathrm{Gt}$ in 2040 und für höhere CO_2-Budgets als $7{,}0\,\mathrm{Gt}$ in 2045. Für CO_2-Budgets unter $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ zeigen sich geringe verbleibende Treibhausgasemissionen in 2040 von unter $15\,\mathrm{Mt}$. Dies impliziert, dass das Ziel einer näherungsweisen Treibhausgasneutralität nur für sehr strenge CO_2-Budgets auf 2040 vorverlegt wird und frühere Emissionsreduktionen entscheidender sind.

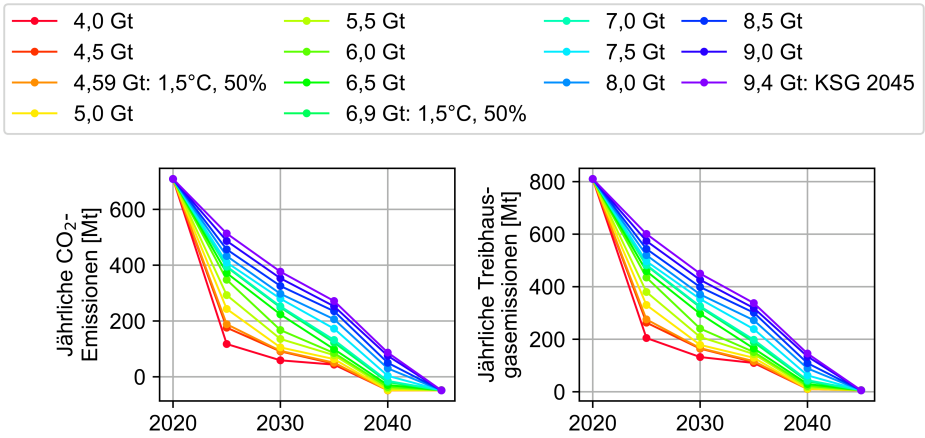


Abbildung 5.35: Einfluss des CO_2-Budgets auf jährlichen CO_2- und Treibhausgas-Emissionen

Die sektoralen CO_2-Emissionen von Industrie, Transport, Gebäude und Energie und die geologische CO_2-Einspeicherung sind in Abbildung 5.36 dargestellt. Die zeitliche Entwicklung der Sektoren Industrie, Gebäude und Energie zeigen budgetabhängige Unterschiede, jedoch vergleichbare Zielsysteme in 2045. Die extern im Modell definierten Möglichkeiten der geologischen CO_2-Einspeicherung wird für alle Transformationspfade mit unterschiedlichen CO_2-Budgets vollständig ausgeschöpft und wirken daher restriktiv über den Transformationspfad. Die Sensitivität des Transformationspfades hinsichtlich der Begrenzung der CO_2-Einspeicherung wird in einer Sensitivität in Abschnitt 5.6.2 untersucht.

Die Emissionen des Transportsektors variieren nur geringfügig, insbesondere für das Szenario mit einem CO_2-Budget von $4\,\mathrm{Gt}$. Durch die Kopplung von *ETHOS.Transport* [222] mit *ETHOS.Nestor* werden, wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, Kapazitätsuntergrenzen für die Straßenfahrzeuge Bus, Lkw und Pkw extern vorgegeben, sodass eine Variation der Emis-

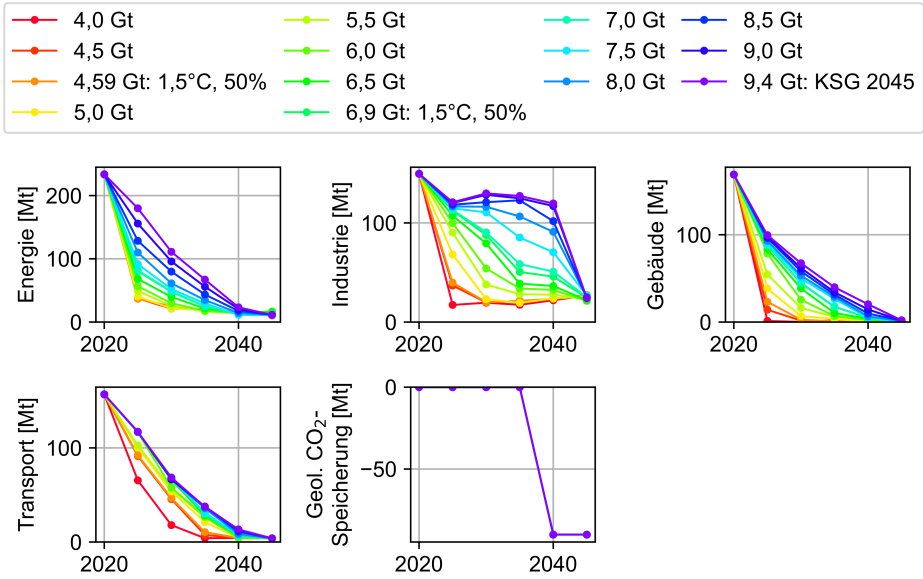


Abbildung 5.36: Einfluss des CO_2-Budgets auf die sektoralen CO_2-Emissionen

sionen des Transportsektors nur durch Überkapazitäten der Straßenfahrzeuge oder durch Variation der Schienenfahrzeuge möglich ist. Die Unterschiede sind auf eine frühere Umstellung von Diesel- auf Brennstoffloks im Schienengüterverkehr und auf Überkapazitäten der Lkw für den Betrieb mit Brennstoffzellen und Batterieantrieben zurückzuführen.

Die weiteren Sektoren Energie, Industrie und Gebäude zeigen eine starke Beeinflussung der Emissionsreduktion durch das CO_2-Budget. Im Vergleich zum CO_2-Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes von $9{,}4\,\mathrm{Gt}$ wird bei CO_2-Budgets von $7{,}5$ bis $9{,}4\,\mathrm{Gt}$ insbesondere der Energiesektor in den ersten Modelljahren und der Industriesektor in 2030 bis 2040 stärker dekarbonisiert, während der Gebäudesektor deutlich geringer beeinflusst wird. Für die CO_2-Budgets zwischen $6{,}0$ und $7{,}5\,\mathrm{Gt}$ wird insbesondere der Industriesektor zwischen 2030 bis 2040 nochmals stärker dekarbonisiert. Unter $6{,}0\,\mathrm{Gt}$ werden alle Sektoren dekarbonisiert, jedoch insbesondere der Gebäudesektor sowie der Industriesektor in 2025 und 2030. Bei einem CO_2-Budget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ wird der Gebäudesektor bereits in 2025 vollständig dekarbonisiert, während im Energie- und Industriesektor Restemissionen verbleiben.

Einfluss des CO_2-Budgets auf die Strombereitstellung und -nachfrage

Die technologiespezifische Strombereitstellung, welche in Abbildung C.58 im Anhang dargestellt ist, zeigt drei Trends der schnelleren Defossilisierung für strengere CO_2-Budgets: Erstens führt die Reduzierung des CO_2-Budgets in den ersten Modelljahren zu einer Verringerung der Strombereitstellung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken, welche maßgeblich für die Emissionen der Strombereitstellung verantwortlich sind. Zweitens zeigen einige Technologien mit geringen Einspeisungen unter $30\,\mathrm{TWh}$ pro Jahr wie Biomethan-, Erdgas-, Wasserstoff-, Müll- und Biomassekraftwerke schwankende Einspeisungen ohne konsistente Ordnung anhand des CO_2-Budgets. Drittens steigt die Strombereitstellung aus den erneuerbaren Energieträgern Offshore-Windenergieanlagen, Onshore-Windenergieanlagen und Freiflächen-PV-Anlagen mit sinkendem CO_2-Budget stärker als die Reduktion der

Strombereitstellung der Kohlekraftwerke. Dies resultiert in einer Überkompensation der Stromlücke durch die erneuerbaren Energien und in einer signifikanten Zunahme der gesamten Strombereitstellung für strengere CO_2-Budgets, siehe Abbildung 5.37. Während die Strombereitstellung des Szenarios mit dem CO_2-Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes relativ linear ansteigt, zeigt sich für strengere CO_2-Budgets ein signifikant steilerer Anstieg der Strombereitstellung in den ersten Modelljahren. Der Anstieg ist dabei um bis zu $94\,\%$ auf die inländische Strombereitstellung aus PV- und Windenergieanlagen zurückzuführen. In 2045 weisen alle CO_2-Budgets ähnliche Strombereitstellung von etwa $1450\,\mathrm{TWh}$ mit einem Anteil der PV- und Windenergieanlagen von etwa $94\,\%$ auf. Das CO_2-Budget zeigt damit einen stärkeren Einfluss auf die Schnelligkeit der Umstellung der Strombereitstellung über den Transformationspfad als auf die Strombereitstellung des Zielsystems in 2045.

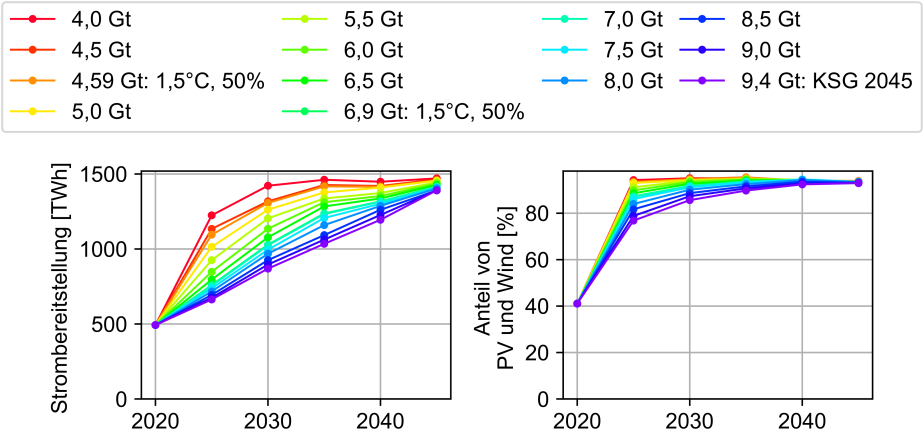


Abbildung 5.37: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Strombereitstellung

Der stärkere Anstieg der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien für strengere CO_2-Budgets basiert auf höheren Ausbauraten der Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen sowie Freiflächen-PV-Anlagen in den ersten Modelljahren, siehe Abbildung 5.38. Das CO_2-Budget von $4\,\mathrm{Gt}$ führt zu den höchsten jährlichen Ausbauraten in 2025 von $49{,}0\,\mathrm{GW}$ für Onshore-Windenergieanlagen, $6{,}7\,\mathrm{GW}$ für Offshore-Windenergieanlagen und $53{,}0\,\mathrm{GW}$ für Freiflächen-PV-Anlagen. Diese überstiegen signifikant die aktuellen Ausbauraten, weshalb eine Sensitivität der Analyse hinsichtlich der Ausbaugeschwindigkeit in Abschnitt 5.6.2 untersucht wird. Über den Transformationspfad werden die Freiflächen-PV-Potenziale komplett ausgeschöpft, während die Potenziale von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu maximal $84{,}5\,\%$ beziehungsweise $72{,}2\,\%$ ausgebaut werden. Für alle CO_2-Budgets zeigen die Dachflächen-PV-Anlagen nur einen geringen Ausbau in 2045.

Die Variation der Strombereitstellung in Abhängigkeit des CO_2-Budget impliziert auch eine nachfrageseitige Auswirkung auf den Stromverbrauch, siehe Abbildung 5.39. Während einige Sektoren, wie Gebäude und Gewerbe sowie Transport, nur geringe Abweichungen aufweisen, steigt der Stromverbrauch, insbesondere bei den Sektorkopplungsoptionen der Elektrolyse, der Wärmepumpen und der Power-to-Heat-Anwendungen stärker und früher für sinkende CO_2-Budgets. Dies führt für geringere CO_2-Budgets zu einer früheren Elektrifizierung der Gebäude- und Prozesswärme.

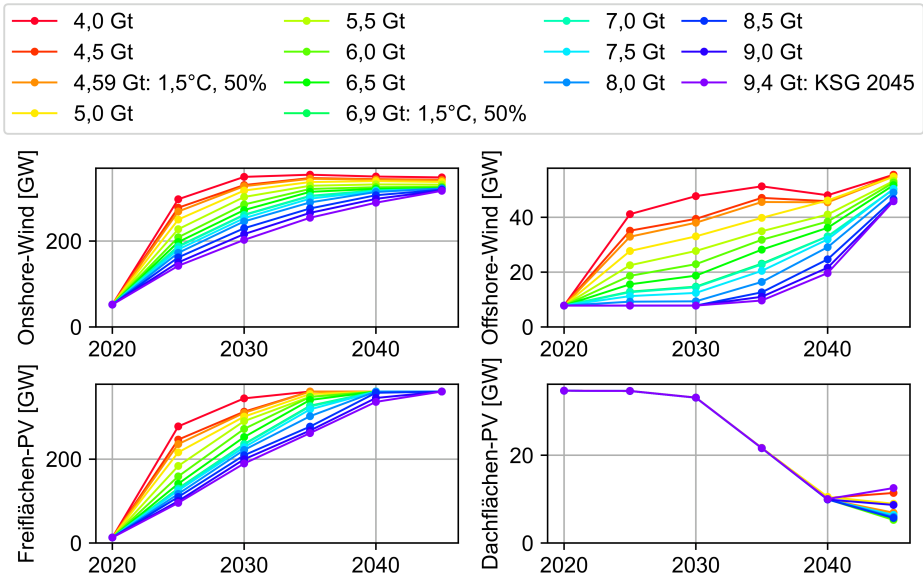


Abbildung 5.38: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kapazitäten der erneuerbaren Energieträger

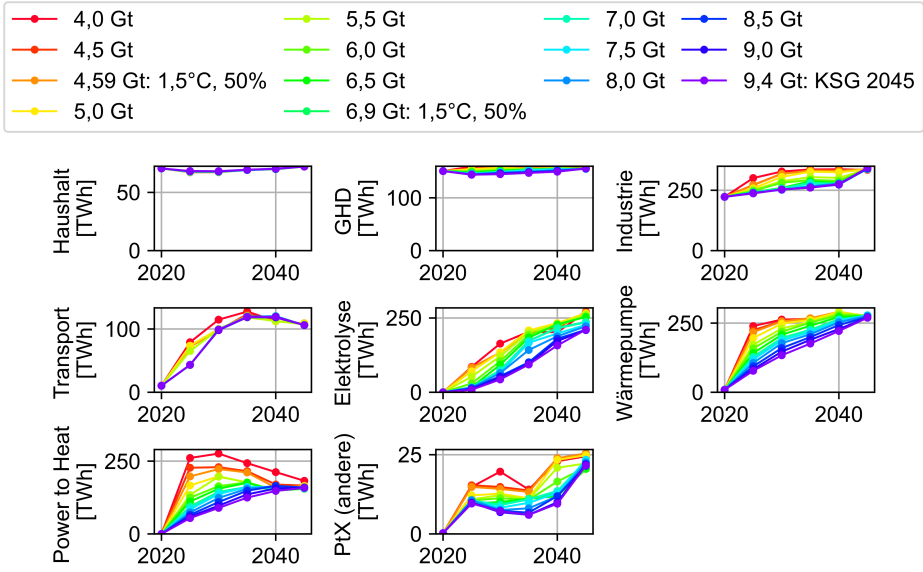


Abbildung 5.39: Einfluss des CO_2-Budgets auf den Stromverbrauch

Einfluss des CO_2-Budgets auf die Wärmeversorgung der Gebäude

Die Wärmeversorgung der Gebäude zeigt für strengere CO_2-Budgets die frühere Substitution von fossilen Energieträgern durch Elektrifizierung, wie in Abbildung C.59 im Anhang dargestellt. Die Wärmeerzeugung aus Braun- und Steinkohle ist durch die Wärmeauskopplung stark mit der Strombereitstellung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken verknüpft und nimmt daher für strengere CO_2-Budgets ab. Die Wärmeerzeugung aus Erdöl zeigt eine relativ lineare Abnahme für das CO_2-Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes bis 2045, während sich für strengere CO_2-Budgets das Ausstiegsdatum sich auf frühere Investitionsperioden verschiebt. Bei CO_2-Budgets bis $6\,\mathrm{Gt}$ findet ein sofortiger Ausstieg in 2025 statt. Für die Wärmeerzeugung aus Erdgas zeigt sich bereits in 2025 eine signifikante Senkung für alle CO_2-Budgets. Eine Ausnahme hiervon stellen die Szenarien mit CO_2-Budgets von $5{,}0$ und $5{,}5\,\mathrm{Gt}$ in 2025 dar. Im Vergleich zum Szenario mit $6{,}0\,\mathrm{Gt}$ werden für die beiden Ausnahmen die Wärmeerzeugung aus Erdöl durch Erdgas in 2025 ersetzt und erst anschließend auf strombasierte Wärmeerzeuger umgestiegen.

Einfluss des CO_2-Budgets auf den Industriesektor

Wie bereits dargelegt, lässt sich ein signifikanter Einfluss des CO_2-Budgets auf die jährlichen Emissionen des Industriesektors beobachten. Die eingesetzten Energieträger zur Deckung des energetischen und nicht-energetischen Bedarfs des gesamten Industriesektors finden sich in Abbildung 5.40. Hierbei zeigen sich über den Transformationspfad für alle CO_2-Budgets eine Kompensation von fossilen Energieträgern durch Wasserstoff und Strom und vergleichbare Nachfragen in 2045, jedoch mit einer starken Sensivität für den Zeitpunkt der Umstellung.

Zu Beginn des Transformationspfades in 2020 werden $272{,}5\,\mathrm{TWh}$ Steinkohle und Koks im Industriesektor eingesetzt. Diese versorgen hauptsächlich den Hochofen der Stahlproduktion mit $135{,}5\,\mathrm{TWh}$ und die Prozesswärme mit $130{,}9\,\mathrm{TWh}$. Für beide Anwendungen zeigt sich ein variables Ausstiegsdatum zwischen 2025 für ein CO_2-Budget von $4\,\mathrm{Gt}$ und 2045 ab $8\,\mathrm{Gt}$.

Des Weiteren wird in 2020 insgesamt $205\,\mathrm{TWh}$ Erdöl im Industriesektor eingesetzt. Hiervon entfallen $88\,\%$ auf die Bereitstellung für den Steamcracking-Prozess der chemischen Industrie und $7\,\%$ auf den Ölkessel in der Prozesswärmeversorgung. Im Zielsystem sind bis auf dem lediglich reduzierte Einsatz des Steamcrackers alle Prozesse auf andere Energieträger umgestellt. Die Entwicklung des Erdölbedarfs des Industriesektors zeigt eine starke Abhängigkeit vom CO_2-Budget über den Transformationspfad und korreliert stark mit den Prozessumstellungen im Chemiesektor.

Der Wasserstoffbedarf zeigt den stärksten Anstieg aller eingesetzten Energieträger im Industriesektor. In 2045 ist die Wasserstoffnachfrage für alle CO_2-Budgets mit etwa $300\,\mathrm{TWh}$ vergleichbar, jedoch zeigen sich starke Unterschiede über den Transformationspfad. Für geringe CO_2-Budgets zeigt sich ein Anstieg des Verbrauchs ab 2025, wobei in den Zwischenjahren auch über $300\,\mathrm{TWh}$ verbraucht werden. Für das höchste CO_2-Budget des CO_2-Budget-Äquivalents des Klimaschutzgesetzes hingegen zeigt sich erst in 2045 eine signifikante Steigerung des Wasserstoffbedarfs. In 2045 ergeben sich die drei höchsten Wasserstoffbedarfe mit über $100\,\mathrm{TWh}$ durch die Methanolproduktion für die Verwendung in den chemischen Prozessen, mit über $75\,\mathrm{TWh}$ in der Stahlproduktion und mit über $50\,\mathrm{TWh}$ in der Prozesswärmebereitstellung durch Industrieöfen. Der CO_2-Budget-abhängige Anstieg des Strombedarfs ist insbesondere auf die Umstellung auf die Umstellung der Prozesswärmeversorgung zurückzuführen.

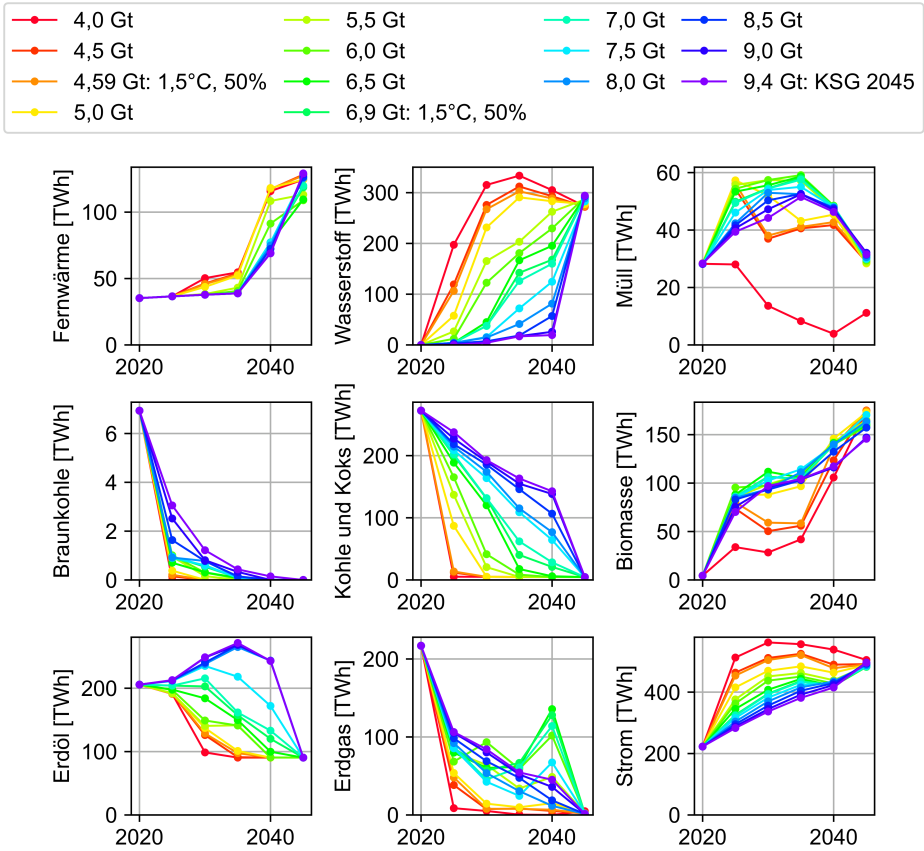


Abbildung 5.40: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Energienachfrage des Industriesektors

Die Umstellung der Stahlproduktion besitzt einen starken Einfluss auf den Energieträgereinsatz im Industriesektor. Die Stahlproduktion im Startsystem in 2020 basiert zu $70\,\%$ auf konventionellen Stahlwerken und zu $30\,\%$ auf rezykliertem Stahl, wie in Abbildung C.60 dargestellt. Der Energiebedarf wird dabei zu $89{,}6\,\%$ durch Steinkohle in Höhe von $135{,}5\,\mathrm{TWh}$ gedeckt, was $49{,}7\,\%$ des gesamten Steinkohlebedarfs der Industrie in 2020 entspricht. Über den Transformationspfad werden die konventionellen Stahlwerke für alle CO_2-Budgets zu $54\,\%$ auf Wasserstoff-basierte Prozesse und einer Steigerung des Anteils rezyklierten Stahls auf $46\,\%$ umgestellt. Der Zeitpunkt der vollständigen Umstellung ist abhängig vom CO_2-Budget zwischen 2025 für ein CO_2-Budget von $4\,\mathrm{Gt}$ und 2045 für CO_2-Budgets mit mehr als $7\,\mathrm{Gt}$. Der Energieverbrauch der Stahlproduktion zeigt einen Wechsel des zugehörigen Einsatzes von Energieträgern, insbesondere von Steinkohle und Koks zu Wasserstoff und Strom, siehe Abbildung C.61. Für alle CO_2-Budgets zeigen sich trotz unterschiedlicher Zeitpunkte der Umstellung vergleichbare Prozesse in 2045.

In der Chemieindustrie werden hochwertige Chemikalien für die Plastikproduktion diverser Industriezweige über die energieintensiven Prozesse des Steamcrackings oder ab 2030 der Methanolgasifizierung zu Olefinen hergestellt, siehe Abbildung 5.41. Das Steamcracking kann hierbei entweder fossil über Naphtha-Importe und Raffinerieprozessen oder ab 2040

regenerativ über chemisches Plastikrecycling gewonnen werden. Das für die Gasifizierung zu Olefinen erforderliche Methanol kann entweder fossil aus Erdöl sowie Erdgas oder regenerativ über Wasserstoff und CO_2 bereitgestellt werden. In 2020 wird der gesamte Bedarf an hochwertigen Chemikalien über das Verfahren des fossil-basierte Steamcrackings auf Basis von $181{,}5\,\mathrm{TWh}$ an Erdöl bereitgestellt, was $88{,}5\,\%$ des gesamten Steinkohlebedarfs des Industriesektors entspricht. Im Zielsystem in 2045 zeigen sich vergleichbare Prozessanteile für alle CO_2-Budgets von etwa $40\,\%$ für fossiles und etwa $16\,\%$ für regeneratives Steamcracking sowie etwa $44\,\%$ über regeneratives Methanol. Die Prozessumstellung ist dabei vom angesetzten CO_2-Budget abhängig. Für alle CO_2-Budgets wird ab 2030 die Methanolgasifizierung genutzt, jedoch wird für CO_2-Budgets über $5{,}5\,\mathrm{Gt}$ hierbei fossil hergestelltes Methanol als Brückentechnologie bis zu $40\,\%$ von 2030 bis 2040 eingesetzt. Im Gegensatz dazu werden für geringe CO_2-Budgets bereits in 2030 ein signifikanter Anteil über grünes Methanol bereitgestellt, während für hohe CO_2-Budgets die Verwendung erst ab 2045 erfolgt. Das Verfahren des regenerativ betriebenen Steamcrackings wird ab dem Zeitpunkt der Verfügbarkeit für alle CO_2-Budgets zwischen 15 und $17{,}5\,\%$ in den Jahren 2040 und 2045 genutzt. Die verstärkte Nutzung alternativer Prozesse resultiert in einer Reduktion der Verwendung des fossil betriebenen Steamcrackings von $100\,\%$ in 2020 auf $40\,\%$ in 2045. Über den Transformationspfad zeigt sich ab 2030 eine schnellere Reduktion für geringere CO_2-Budgets durch einen früheren und höheren Einsatz von regenerativ hergestelltem Methanol in der Gasifizierung zu Olefinen. Dies führt zu einer verstärkten Nutzung von Wasserstoff anstatt von Erdöl. Die Umstellung des Chemiesektors zeigt eine zeitliche Abhängigkeit von dem Technology Readiness Level der Technologieoptionen.

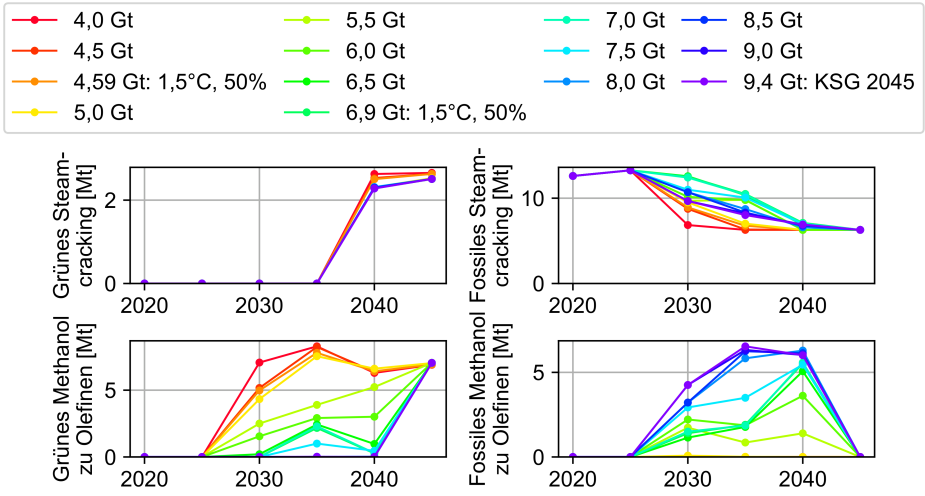


Abbildung 5.41: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Chemieindustrie

Der Energieträgereinsatz für die Prozesswärmeversorgung ist in Abbildung C.62 im Anhang dargestellt. In 2020 basiert die Prozesswärmeversorgung im Wesentlichen auf Erdgas mit $155\,\mathrm{TWh}$ und auf Steinkohle mit $131\,\mathrm{TWh}$. In 2045 sind für alle CO_2-Budgets die fossilen Energieträger Erdgas und -öl sowie Braun- und Steinkohle durch emissionsärmere Energieträger ersetzt. Dabei wird ein Großteil der Prozesswärme durch Strom mit einem Einsatz zwischen 175 und $195\,\mathrm{TWh}$ für alle CO_2-Budgets bereitgestellt. Die Geschwindigkeit der Umstellung dieser zentralen Energieträger über den Transformationspfad hängt dabei stark vom CO_2-Budget ab. Beispielsweise ist bei einem CO_2-Budget von $4\,\mathrm{Gt}$ ein vollständiger Ausstieg aus den fossilen Energieträgern bereits in 2025 zu erkennen, welche

durch $53{,}9\,\mathrm{TWh}$ einen Einsatz von Wasserstoff sowie $221{,}2\,\mathrm{TWh}$ an Strom kompensiert werden. Bei höheren CO_2-Budgets verschiebt sich die Umstellung des Energieträgereinsatzes für die Prozesswärme auf spätere Modelljahre, nutzen jedoch bereits in den Zwischenjahren signifikante Mengen an Biomasse. Das CO_2-Budget beeinflusst die Umstellungsgeschwindigkeit der Prozesswärmeerzeugung signifikant, resultiert aber in vergleichbaren Energieträgereinsätzen in 2045.

Einfluss des CO_2-Budgets auf den Wasserstoffverbrauch und die -bereitstellung

Abbildung 5.42 zeigt den Wasserstoffbedarf der drei relevantesten Sektoren der Industrie, des Transports und der Energie. Der bereits vorgestellte Wasserstoffbedarf des Industriesektors zeigt hierbei die stärkste Nachfrage und Schwankungen in Abhängigkeit des CO_2-Budgets aufgrund der zuvor beschriebenen Prozessveränderungen. Der Wasserstoffbedarf des Transportsektors ist zum Großteil durch die Kopplung der Straßenfahrzeuge mit dem *ETHOS.Transport* vorgegeben. Die Abweichung ist insbesondere auf die Veränderungen der Güterzüge zurückzuführen. Der Energiesektor hat deutlich geringere Wasserstoffnachfragen und hierbei keine klare Ordnung anhand des CO_2-Budgets.

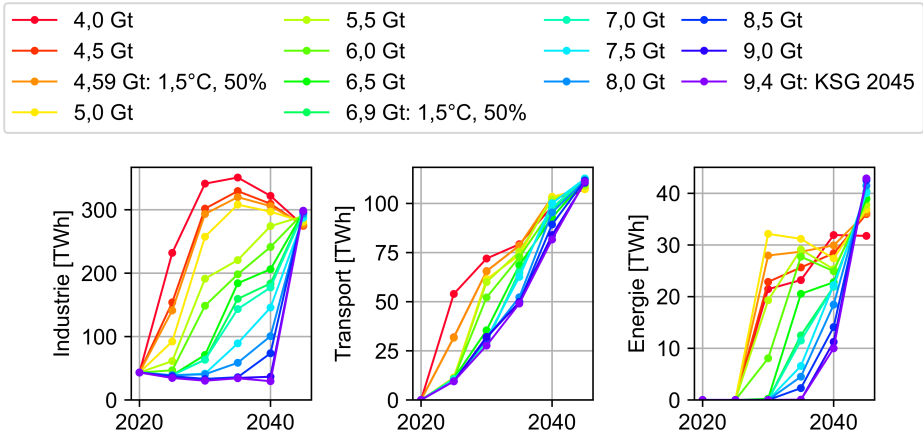


Abbildung 5.42: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Wasserstoff-Nachfrage

Die Variation der Wasserstoffnachfrage in Abhängigkeit des CO_2-Budgets zeigt auf der Angebotsseite eine Variation der inländischen Produktion, der Importe sowie der daraus resultierenden Importquote, siehe Abbildung 5.43. Die inländische Wasserstoffbereitstellung zeigt eine maximale Abweichung pro Modelljahr von 2025 bis 2045 zwischen $42{,}0$ und $78{,}4\,\mathrm{TWh}$. Hierbei wird für strengere CO_2-Budgets tendenziell mehr Wasserstoff inländisch produziert. Ein signifikant stärkerer Einfluss des CO_2-Budgets zeigt sich für den Wasserstoffimport. Für geringere CO_2-Budgets wird deutlich früher und stärker Wasserstoff importiert, was zu Abweichungen pro Modelljahr von bis zu $300\,\mathrm{TWh}$ in Abhängigkeit des CO_2-Budgets führt. Während für geringe CO_2-Budgets die Wasserstoffimportmöglichkeiten bereits in den ersten Modelljahren vollständig ausgeschöpft ist, wird für hohe CO_2-Budgets Wasserstoff erst in späten Modelljahren importiert. Beim Vergleich der Angebots- und Nachfrageseite zeigt sich eine Korrelation zwischen der starken Abweichung der Wasserstoffnachfrage des Industriesektors und der starken Abweichung des Wasserstoffimports in Abhängigkeit des CO_2-Budgets.

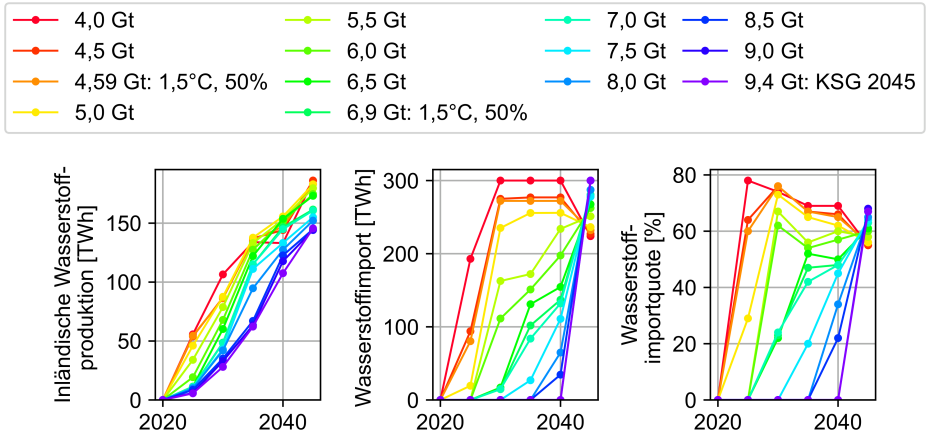


Abbildung 5.43: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Wasserstoff-Bereitstellung

Einfluss des CO_2-Budgets auf die CO_2-Abscheidung und -Nutzung

Wie zuvor beschrieben, variiert die geologische CO_2-Einspeicherung nicht in Abhängigkeit des CO_2-Budgets (Abbildung 5.36), jedoch zeigen sich Unterschiede in der CO_2-Nutzung der regenerativen Methanolproduktion. Im Folgenden werden daher die CO_2-Abscheidung, siehe Abbildung C.64, und -Nutzung, siehe Abbildung C.65, näher beleuchtet.

Das CO_2-Budget besitzt einen Einfluss auf die CO_2-Abscheidung. Die wichtigsten Prozesse sind hierbei die CO_2-Abscheidung aus Biomasse-Prozessen, fossilen Prozessen und die CO_2-Abscheidung aus der Luft mithilfe von Direct Air Capture Anlagen. Vor 2040 wird CO_2 lediglich für Transformationspfade mit einem CO_2-Budget bis $6{,}5\,\mathrm{Mt}$ abgeschieden. Für Szenarien bis $5\,\mathrm{Mt}$ beginnt die Abscheidung in 2030 für Prozesse mit Verwendung von Abfall und zusätzlich für Szenarien bis $6{,}5\,\mathrm{Mt}$ für Biomasse-Prozesse. Für beide Prozesse lässt sich ein Anstieg der abgeschiedenen CO_2-Mengen mit sinkendem CO_2-Budget feststellen. In 2040 zeigt sich ein starker Anstieg des abgeschiedenen CO_2 in den Biomasse-Prozessen für alle CO_2-Budgets, in der Zementproduktion bis $7\,\mathrm{Mt}$ und die Verwendung der Technologien des Direct Air Capture bis $6\,\mathrm{Mt}$. Ein abweichendes Bild zeigt sich für die Emissionsabscheidung aus fossilen Energieträgern. Ab einem CO_2-Budget von $5{,}5\,\mathrm{Mt}$ wird CO_2 abgeschieden, wobei die Abscheidung mit dem CO_2-Budget ansteigt. In 2045 zeigen sich vergleichbare gesamte jährlich abgeschiedene Emissionen zwischen $114{,}70$ und $116{,}38\,\mathrm{Mt}$ für alle CO_2-Budgets, jedoch mit Abweichungen in den jeweiligen Anwendungen. Schwankungen der abgeschiedenen CO_2-Emissionen zeigen sich insbesondere für die Abscheidung aus der Luft von bis zu $15\,\mathrm{Mt}$ und den Biomasse-Anlagen von bis zu $15\,\mathrm{Mt}$, jedoch ohne klare Korrelation zum CO_2-Budget. Alle weiteren Prozesse der CO_2-Abscheidung schwanken unter $1{,}5\,\mathrm{Mt}$. Die höheren abgeschiedenen CO_2-Emissionen für geringe CO_2-Budgets werden für die grüne Methanolproduktion eingesetzt, siehe Abbildung C.65 im Anhang.

Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten

Die vorgestellten Unterschiede beeinflussen die jährlichen Kosten des Energiesystems, siehe Abbildung 5.44. Je geringer das CO_2-Budget, desto höher fallen die jährlichen Gesamtkosten aus. Hierbei steigen insbesondere die Investitionen des Energiesektors mit den zu-

gehörigen Kosten der Infrastrukturen und die Kosten für erneuerbare Treibstoffe, während die Kosten für konventionelle Energieträger sinken. Ein Beispiel hierfür ist das Szenario mit einem CO_2-Budget von $4\,\mathrm{Gt}$, bei dem die Kosten des Energiesektors in allen Modelljahren zwischen 69 und $96\,\%$ höher im Vergleich zum CO_2-Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes liegen. Der Einfluss des CO_2-Budgets auf die Gesamtkosten des Transformationspfades wird im folgenden Abschnitt 5.6.3 untersucht.

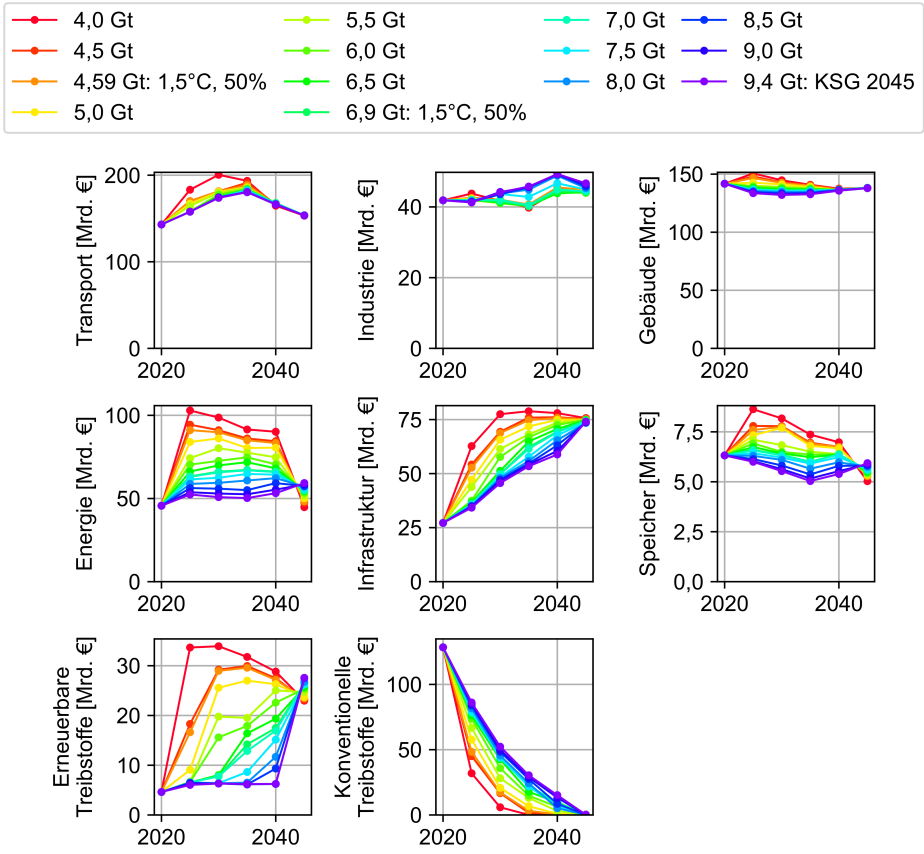


Abbildung 5.44: Einfluss des CO_2-Budgets auf die jährlichen Systemkosten

5.6.2 Sensitivität der Analyse zu zentralen Parametern

Der vorherige Abschnitt untersucht den Einfluss des CO_2-Budgets auf das *Basis*-Szenario. Im Folgenden werden die CO_2-Budget-abhängigen Transformationspfad-Ergebnisse für fünf Szenarien präsentiert, um die Sensitivität der Analyse für einige zentrale Randbedingungen des *Basis*-Szenarios zu bestimmen. Drei Szenarien variieren die Randbedingungen der PV- und Windenergieanlagen im Modell. Das Szenario *EE Restriktiv* untersucht die Auswirkung restriktiver Potenziale von Windenergieanlagen, während das Szenario *EE Innovativ* die Berücksichtigung der Potenziale innovativer PV-Technologien beleuchtet. Die Auswirkung der Beschränkung von Ausbauraten wird im Szenario *EE Aus-*

baubeschränkung untersucht. Des Weiteren wird der Einfluss einer Halbierung der Wasserstoffimportmöglichkeiten im Szenario *Geringerer H_2-Import* sowie einer Verdopplung der CO_2-Einspeicherungsmöglichkeiten im Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* beleuchtet. Im Folgenden werden die jeweiligen zentralen Abweichungen der Szenarien zum *Basis*-Szenario analysiert. Die Abbildungen zeigen hierbei die Entwicklung aller Szenarien. Weitere Auswertungen finden sich in Abschnitt C.7 im Anhang.

Szenario mit geringeren Wasserstoff-Importmöglichkeiten

Das Szenario *Geringerer H_2-Import* variiert vom *Basis*-Szenario durch Halbierung der Importmöglichkeiten für Wasserstoff. Die Wasserstoffimporte aller Szenarien pro Modelljahr und CO_2-Budget sind in Abbildung 5.45 dargestellt.

Die Szenarien *Geringerer H_2-Import* und *Basis* zeigen bis zum Ausschöpfen der Importbegrenzung vergleichbare Wasserstoffimporte. Für geringe CO_2-Budgets von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ zeigen sich aufgrund des frühen und hohen Wasserstoffbedarf und der Wasserstoffimportrestriktion von $150\,\mathrm{TWh}$ im Szenario *Geringerer H_2-Import* bereits Abweichungen in 2025, während höhere CO_2-Budgets ab $6{,}5\,\mathrm{Gt}$ erst in 2045 signifikante Abweichungen zeigen. In 2045 sind die Wasserstoffimportmöglichkeiten für das Szenario *Geringerer H_2-Import* für alle CO_2-Budgets und für das *Basis*-Szenario für hohe CO_2-Budgets ausgeschöpft. Hierdurch zeigen sich in 2045 Abweichungen der beiden Szenarien von bis zu $150\,\mathrm{TWh}$.

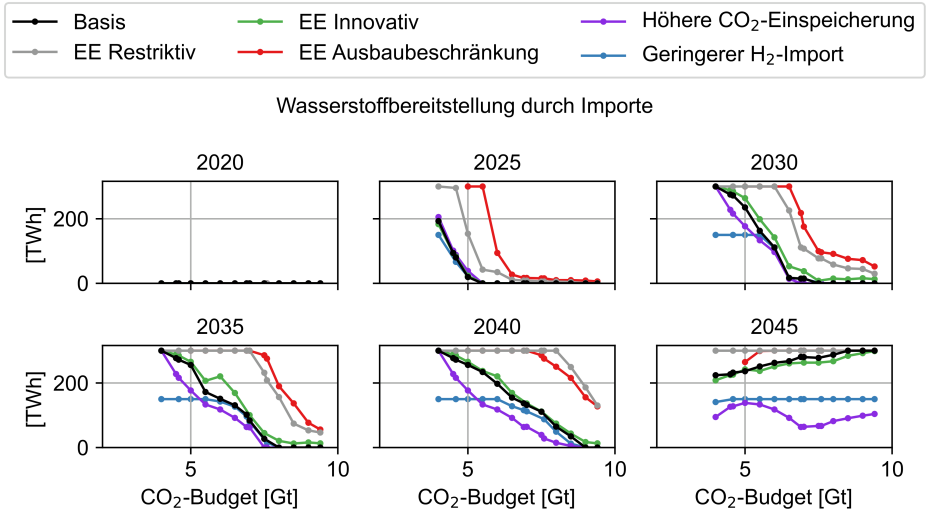


Abbildung 5.45: Wasserstoffimporte der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

Die inländische Wasserstoffproduktion zeigt einen gegenläufigen Trend zu den Wasserstoffimporten mit höherer Wasserstoffbereitstellung für das Szenario *Geringerer H_2-Import*, siehe Abbildung C.120 im Anhang. Die erhöhte inländische Produktion gleicht dabei die geringeren Wasserstoffimporte von bis zu $150\,\mathrm{TWh}$ in 2045 im Vergleich zum *Basis*-Szenario nicht vollständig aus, reduziert jedoch die Abweichung der gesamten Wasserstoffbereitstellung auf maximal $67{,}1\,\mathrm{TWh}$ für alle Modelljahre und CO_2-Budgets.

Die geringere Gesamtwasserstoffbereitstellung des Szenarios *Geringerer H_2-Import* für geringe CO_2-Budgets in den ersten Jahren und für alle CO_2-Budgets in 2045 weist nachfra-

geseitig insbesondere einen geringeren Verbrauch im Industriesektor von bis zu $47{,}2\,\mathrm{TWh}$ auf, siehe Abbildung C.121. Die weiteren Sektoren weisen geringere Schwankungen von weniger als $28\,\mathrm{TWh}$ für alle CO_2-Budgets und Modelljahre zwischen beiden Szenarien.

Szenario *Geringerer H_2-Import* - Industrie
Die CO_2-Budget- und Modelljahr-abhängige geringere Wasserstoffbereitstellung aufgrund geringerer Wasserstoffimport-Möglichkeiten weist auf der Nachfrageseite Abweichungen im Industriesektor auf. Für die Zementproduktion zeigen sich geringere Nachfragen in 2045 von bis zu $23{,}4\,\mathrm{TWh}$. Die Methanolproduktion zeigt Abweichungen des Wasserstoffbedarfs von bis zu $25{,}6\,\mathrm{TWh}$ für mittlere CO_2-Budgets in 2035 und 2040. Die stärkste Beeinflussung zeigt sich für die Wasserstoffnachfrage der Prozesswärmeversorgung, deren Abweichung dem zeitlichen Trend der gesamten Wasserstoffbereitstellung folgt. Die Prozesswärme folgt den zeitlichen Trends der gesamten Wasserstoffbereitstellung: Bis 2040 zeigen sich geringere Wasserstoffnachfragen von bis zu $33{,}8\,\mathrm{TWh}$ lediglich für geringe CO_2-Budgets, während in 2045 sich über alle CO_2-Budgets zwischen $6{,}4$ und $13{,}4\,\mathrm{TWh}$ geringere Wasserstoffnachfragen zeigen. Die geringere wasserstoffbasierte Prozesswärmebereitstellung wird durch einen höheren Anteil von Biomasse-Anlagen und Power-to-Heat-Anlagen kompensiert.

Szenario *Geringerer H_2-Import* - Stromnachfrage und -angebot
Die Reduktion der Wasserstoffimportmöglichkeiten resultiert in einer höheren Stromnachfrage der Elektrolyseure von bis zu $155{,}3\,\mathrm{TWh}$, insbesondere in den ersten Modelljahren für geringe CO_2-Budgets und in 2045 für alle CO_2-Budgets, siehe Abbildung C.99 im Anhang. Des Weiteren zeigen sich höhere Stromnachfragen der Power-to-Heat-Anlagen zum Ausgleich der geringeren wasserstoffbasierten Prozesswärmeversorgung von bis zu $36{,}4\,\mathrm{TWh}$ mit einem ähnlichen zeitlichen Verhalten, siehe Abbildung C.96 im Anhang. Weitere Stromnachfragen schwanken um weniger als $13{,}6\,\mathrm{TWh}$ für alle Modelljahre und CO_2-Budgets, siehe Abbildungen C.95 bis C.97, C.100 und C.101 im Anhang. Die Stromnachfrage beider Szenarien variiert daher insbesondere in den ersten Modelljahren für geringe CO_2-Budgets und in 2045 für alle CO_2-Budgets aufgrund der Elektrolyseure und Power-to-Heat-Anlagen um bis zu $164{,}3\,\mathrm{TWh}$.

Die CO_2- und Modelljahr-abhängige höhere Stromnachfrage des Szenarios *Geringerer H_2-Import* wird insbesondere durch die Strombereitstellung inländischer PV- und Windenergieanlagen von bis zu $174{,}3\,\mathrm{TWh}$ gedeckt, während alle weiteren Erzeuger in allen Modelljahren und für alle CO_2-Budgets um weniger als $7{,}6\,\mathrm{TWh}$ variieren, siehe Abbildungen C.79 bis C.90. Diese resultiert insbesondere aus der höheren Einspeisung der Onshore-Windenergieanlagen von bis zu $62{,}8\,\mathrm{TWh}$ sowie der Offshore-Windenergieanlagen von bis zu $94{,}5\,\mathrm{TWh}$ für geringe CO_2-Budgets bis 2040 und alle CO_2-Budgets in 2045. In 2045 zeigt sich zudem eine höhere Einspeisung der Dachflächen-PV-Anlagen von bis zu $57{,}1\,\mathrm{TWh}$ im Vergleich zum *Basis*-Szenario.

Szenario mit höheren Möglichkeiten der geologischen CO_2-Einspeicherung

Das Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* verdoppelt die Möglichkeit der geologischen CO_2-Einspeicherung in 2040 und 2045 im Vergleich zum *Basis*-Szenario. Das *Basis*-Szenario schöpft die geringeren CO_2-Einspeicherungsmöglichkeiten von $90{,}1\,\mathrm{Mt}$ in 2040 und 2045 vollständig aus, wie in Abbildung 5.46 dargestellt. Das Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* nutzt die höheren Einspeicherungsmöglichkeiten, schöpft jedoch die Grenze von $180{,}2\,\mathrm{Mt}$ nicht aus. Die Einspeicherung schwankt in 2040 zwischen $116{,}0$ und $175{,}8\,\mathrm{Mt}$ und in 2045 zwischen $153{,}8$ und $167{,}4\,\mathrm{Mt}$, jeweils ohne klare Ordnung anhand des CO_2-Budgets. Die höhere Einspeicherung von CO_2 ermöglicht höhere CO_2-Emissionen im In-

dustriesektor, siehe Abbildung C.76 im Anhang, während die CO_2-Emissionen der weiteren Sektoren vergleichbar bleiben. Im Folgenden werden die CO_2-Abscheidung, -Verwendung und der Industriesektor daher näher beleuchtet.

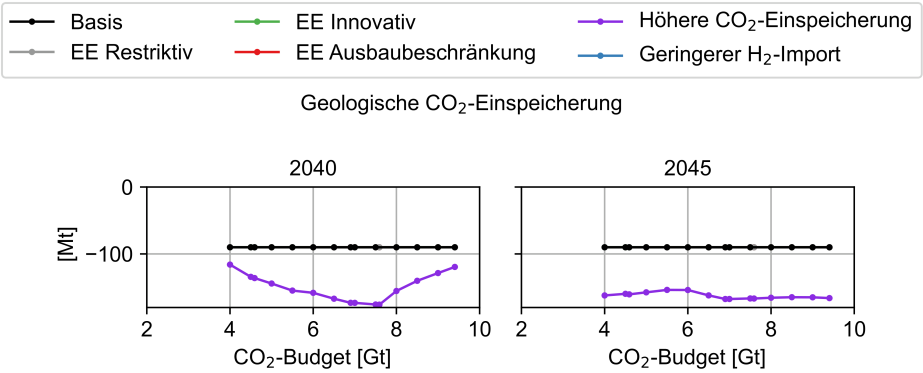


Abbildung 5.46: Geologische CO_2-Einspeicherung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* - CO_2-Nutzung und -Abscheidung
Zusätzlich zur CO_2-Einspeicherung kann abgeschiedenes CO_2 auch stofflich für die Methanolproduktion aus CO_2 und Wasserstoff genutzt werden, wie in Abbildung 5.47 dargestellt. Das Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* zeigt für alle CO_2-Budgets vergleichbare Methanolproduktionen in 2030 und 2035 im Vergleich zum *Basis*-Szenario, jedoch geringere Produktionen ab dem Zeitpunkt der möglichen höheren CO_2-Einspeicherung in 2040 und 2045. Während im *Basis*-Szenario regeneratives Methanol in 2040 für geringe CO_2-Budgets unter $7\,\mathrm{Gt}$ und in 2045 für alle CO_2-Budgets hergestellt wird, wird dieser Prozess im Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* lediglich für ein CO_2-Budget von $4\,\mathrm{Gt}$ in 2040 signifikant genutzt. Dies reduziert die CO_2-Verwendung zur Methanolproduktion im Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* um bis zu $24\,\mathrm{Mt}$, insbesondere in 2045. Die Abweichung der höheren eingespeicherten CO_2-Emissionen übersteigt die Abweichung der geringeren CO_2-Nutzung in der Methanolproduktion, was eine höhere CO_2-Abscheidung in 2040 und 2045 impliziert.

Die höhere CO_2-Einspeicherung in 2040 für mittlere CO_2-Budgets im Vergleich zum *Basis*-Szenario basiert insbesondere auf der CO_2-Abscheidung aus Biomasse von bis zu $28{,}7\,\mathrm{Mt}$, aus Direct-Air-Capture von bis zu $22{,}2\,\mathrm{Mt}$ und aus fossilen Prozessen von bis zu $27{,}3\,\mathrm{Mt}$. In 2045 werden insbesondere zwischen $18{,}4$ und $32{,}1\,\mathrm{Mt}$ mehr CO_2-Emissionen aus fossilen Prozessen im Vergleich zum *Basis*-Szenario abgeschieden, während die Abweichung weiterer CO_2-Abscheidungen für alle CO_2-Budgets geringer als $17\,\mathrm{Mt}$ ausfallen.

Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* - Industrie
Die höheren CO_2-Einspeicherungsmöglichkeiten wirken sich auf einige Industrieprozesse aus, wie bereits für die regenerative Methanolproduktion dargestellt. Die Abweichungen der regenerativen Methanolproduktion in 2040 und 2045 beeinflussen den Chemiesektor als Hauptverbraucher für Methanol zur Herstellung hochwertiger Chemikalien. Hierbei zeigt sich keine Beeinflussung der Anteile des Streamcrackings, sondern lediglich eine Verschiebung des Einsatzes von regenerativem und fossilem Methanol, siehe Abbildungen C.144 bis C.147. Im Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* wird mit Ausnahme des CO_2-Budgets von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ ausschließlich fossiles Methanol verwendet, während im *Basis*-Szenario ausschließlich regenerativ erzeugtes Methanol mit einem zugehörigen Wasserstoffbedarf zwi-

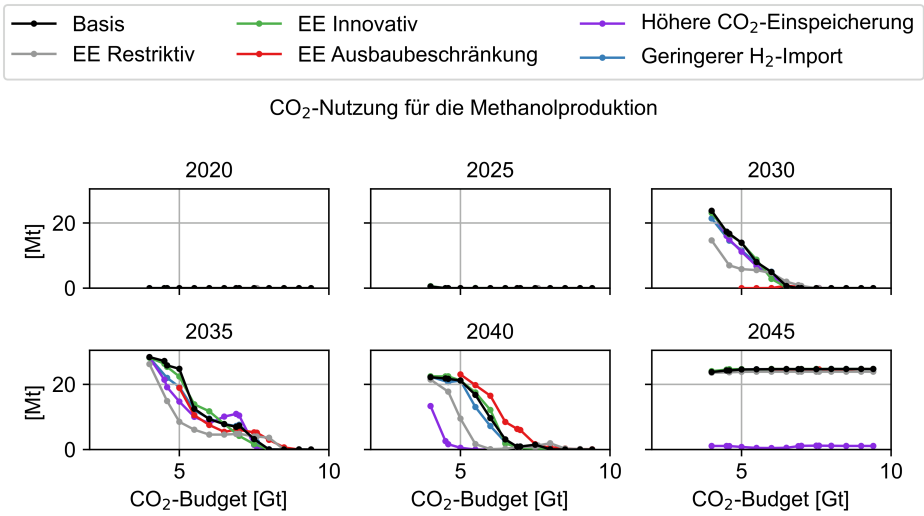


Abbildung 5.47: CO_2-Nutzung zur Methanolproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

schen $110{,}0$ und $114{,}3\,\mathrm{TWh}$ genutzt wird.

Die Stahlproduktion wird für geringe CO_2-Budgets in beiden Szenarien in 2025 und 2030 vergleichbar von konventionellen Prozessen auf rezyklierten Stahl und insbesondere wasserstoffbasierte Stahlproduktion umgestellt, siehe Abbildungen C.141 bis C.143 im Anhang. Im *Basis*-Szenario erfolgt bis 2045 eine vollständige Umstellung der Stahlproduktion auf Wasserstoff für alle CO_2-Budgets in unterschiedlicher Geschwindigkeit. Im Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* hingegen wird die vorherige Umstellung für geringe CO_2-Budgets teilweise revidiert und für hohe CO_2-Budgets bleibt die Produktion über den Transformationspfad teilweise konventionell. Infolgedessen verbleibt in 2045 ein konventioneller Anteil an der Stahlproduktion zwischen $26{,}8$ und $55{,}3\,\%$, jedoch ohne klare Korrelation mit dem CO_2-Budget. Im Vergleich zum *Basis*-Szenario zeigt sich hierbei eine emissionsintensivere höhere Steinkohlennachfrage zwischen $48{,}9$ und $94{,}5\,\mathrm{TWh}$ sowie eine geringere Wasserstoffnachfrage zwischen $33{,}5$ und $68{,}9\,\mathrm{TWh}$.

Die höheren CO_2-Einspeicherungsmöglichkeiten beeinflussen im Industriesektor insbesondere die Stahl- und Methanolproduktion, wodurch sich hauptsächlich die Nachfrage nach Wasserstoff, Erdöl, Strom und Steinkohle verändert (Abbildungen C.148 bis C.151). In 2045 zeigt der Industriesektor für alle CO_2-Budgets einen Steinkohlebedarf zwischen $56{,}9$ und $99{,}7\,\mathrm{TWh}$ für das Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* und keine Nachfrage im *Basis*-Szenario. Des Weiteren zeigt sich ein höherer Erdölbedarf des Szenarios *Höhere CO_2-Einspeicherung* im Vergleich zum *Basis*-Szenario zwischen $156{,}9$ und $160{,}1\,\mathrm{TWh}$, beziehungsweise zwischen $173{,}2$ und $176{,}8\,\%$. Die Wasserstoffnachfrage fällt demgegenüber zwischen $140{,}8$ sowie $190{,}0\,\mathrm{TWh}$, beziehungsweise zwischen $50{,}9$ und $65{,}2\,\%$, geringer aus. Des Weiteren ist die Stromnachfrage des Szenarios *Höhere CO_2-Einspeicherung* für alle CO_2-Budgets in 2045 zwischen $67{,}5$ und $87{,}6\,\mathrm{TWh}$, beziehungsweise zwischen $13{,}8$ und $17{,}4\,\%$, geringer. Alle weiteren Energieträger weichen in 2045 unter $35\,\mathrm{TWh}$ ab, siehe Abbildungen C.152 bis C.156 im Anhang. Die höheren Möglichkeiten der CO_2-Einspeicherung ermöglichen daher einen Weiterbetrieb fossiler Prozesse im Industriesektor.

Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* - Wasserstoff
Die Wasserstoffnachfrage zeigt zwischen den beiden Szenarien die stärkste Abweichung für den Industriesektor mit bis zu $190{,}0\,\mathrm{TWh}$, während sich die Nachfrage in den weiteren Sektoren um weniger als $18\,\mathrm{TWh}$ in allen Modelljahren und für alle CO_2-Budgets unterscheiden. Die geringere Wasserstoffnachfrage des Szenarios *Höhere CO_2-Einspeicherung* in 2040 und 2045 führt lediglich für CO_2-Budgets unter $6{,}5\,\mathrm{Gt}$ zu einer Abweichung der inländischen Wasserstoffbereitstellung, jedoch insbesondere zu geringeren Importen von bis zu $217{,}1\,\mathrm{TWh}$ in 2045. Der geringere Wasserstoffbedarf der Industrie bewirkt angebotsseitig insbesondere eine Reduktion des Wasserstoffimports sowie der Importquote, während die inländische Wasserstoffbereitstellung vergleichbar ist.

Szenario mit restriktiveren Potenzialen für erneuerbare Energien

Das Szenario *Restriktive Potenziale* unterscheidet sich vom *Basis*-Szenario durch geringere Potenziale für Windenergieanlagen. Für Onshore-Windenergieanlagen werden deutschlandweit einheitliche Ausschlüsse angelehnt an konservativere Gesetzgebungen der Bundesländer in der Potenzialanalyse angesetzt. Zudem werden ausschließlich die ausgewiesenen Vorranggebiete für Offshore-Windenergieanlagen berücksichtigt. Dadurch reduziert sich der mögliche Beitrag der Windenergieanlagen zum Energiesystem.

Das Szenario schöpft die geringeren Potenziale der Offshore-Windenergieanlagen von $34{,}2\,\mathrm{GW}$ für alle CO_2-Budgets aus, siehe Abbildung C.105 im Anhang. Der Zeitpunkt des vollständigen Ausbaus variiert hierbei zwischen 2025 für das CO_2-Budget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ und 2040 für das CO_2-Budget von $9{,}4\,\mathrm{Gt}$. Das Ausschöpfen der geringeren Potenziale sowie der frühere Ausbau im Vergleich zum *Basis*-Szenario resultiert im Vergleich zum *Basis*-Szenario zwischen 2025 und 2040 in geringeren Kapazitäten sowie in geringeren Einspeisungen der Offshore-Windenergieanlagen für geringe CO_2-Budgets und in höheren Kapazitäten sowie in höheren Einspeisungen für hohe CO_2-Budgets. In 2045 wird für das Szenario *Restriktive Potenziale* das Potenzial der Offshore-Windenergieanlagen für alle CO_2-Budgets mit Einspeisungen von $150\,\mathrm{TWh}$ vollständig ausgeschöpft und liegt dabei für alle CO_2-Budgets unter dem *Basis*-Szenario. Im Vergleich zum *Basis*-Szenario zeigen sich in 2045 ansteigende geringere Einspeisungen zwischen $51{,}2$ und $94{,}9\,\mathrm{TWh}$ für strengere CO_2-Budgets.

Der Ausbau der Onshore-Windenergieanlagen liegt für alle CO_2-Budgets ab 2025 deutlich unter dem Ausbau des *Basis*-Szenario (Abbildung C.103). Die Potenziale von $132{,}7\,\mathrm{GW}$ bei einer Einspeisung von etwa $300\,\mathrm{TWh}$ werden für das CO_2-Budget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ in 2025 ausgeschöpft und von allen weiteren CO_2-Budgets in 2035. Die Abweichungen steigen über den Transformationspfad aufgrund des ansteigenden Ausbaus des *Basis*-Szenarios. In 2045 ergeben sich höhere Leistungen und Einspeisungen des *Basis*-Szenarios zwischen $184{,}3\,\mathrm{GW}$ beziehungsweise $405{,}5\,\mathrm{TWh}$ und $215{,}5\,\mathrm{GW}$ beziehungsweise $455{,}4\,\mathrm{TWh}$, welche mit strengeren CO_2-Budgets ansteigen.

Die Freiflächen-PV-Anlagen zeigen in den ersten Modelljahren von 2025 bis 2035 tendenziell höhere Kapazitäten als im *Basis*-Szenario (Abbildung C.104). Über alle CO_2-Budgets hinweg zeigen sich höhere installierte Leistungen zwischen $15{,}9$ und $42{,}2\,\mathrm{GW}$ in 2025, zwischen 0 und $65{,}9\,\mathrm{GW}$ in 2030, und zwischen 0 und $27{,}3\,\mathrm{GW}$ in 2035. In 2040 und 2045 weichen die ausgebauten Kapazitäten weniger als $10\,\mathrm{GW}$ im Vergleich zum *Basis*-Szenario ab, da beide Szenarien die Potenzialgrenze für alle CO_2-Budgets weitgehend ausschöpfen. Über alle CO_2-Budgets und Modelljahre hinweg zeigt sich eine maximale Erhöhung der Einspeisung von $71{,}8\,\mathrm{TWh}$ des Szenarios *Restriktive Potenziale*, was die geringere Einspeisung der Windenergieanlagen nicht kompensiert.

Die installierte Leistung der Dachflächen-PV-Anlagen zeigt einen signifikanten Anstieg für das Szenario mit restriktiven Potenzialen im Gegensatz zum fehlenden Ausbau des *Basis*-Szenarios (Abbildung C.102). Der Zeitpunkt des Anstiegs ist dabei abhängig vom CO_2-Budget und beginnt jeweils erst nach weitgehender Ausschöpfung der Potenziale der anderen erneuerbaren Energien. Für geringe CO_2-Budgets unter $4{,}59\,\mathrm{Gt}$ zeigt sich bereits in 2025 ein deutlicher Ausbau, während für das höchste CO_2-Budget von $9{,}4\,\mathrm{Gt}$ der Anstieg erst in 2040 beginnt. In den ersten Modelljahren zeigt sich eine höhere Einspeisung des Szenarios *Restriktive Potenziale* für geringe CO_2-Budgets von bis zu $85{,}0\,\mathrm{TWh}$ in 2025, $200{,}3\,\mathrm{TWh}$ in 2030 sowie $336{,}6\,\mathrm{TWh}$ in 2035, während hohe CO_2-Budgets vergleichbar sind. In 2045 ist die Einspeisung über alle CO_2-Budgets zwischen $347{,}1\,\mathrm{TWh}$ und $399{,}1\,\mathrm{TWh}$ höher als im *Basis*-Szenario. Dabei wird in 2045 für alle CO_2-Budgets die geringere Einspeisung der Onshore-Windenergieanlagen zwischen $83{,}7$ und $87{,}7\,\%$ ausgeglichen.

Insgesamt weisen die Windenergieanlagen aufgrund der restriktiven Potenziale deutlich geringere Einspeisungen auf, die nicht durch die höheren Einspeisungen der Freiflächen-PV-Anlagen in den Zwischenjahren sowie der Dachflächen-PV-Anlagen insbesondere in 2045 kompensiert werden. Die Gesamteinspeisung der vier Technologien ist daher im Szenario *Restriktive Potenziale* geringer als im *Basis*-Szenario, siehe Abbildung 5.52. Die Unterschiede zwischen den Szenarien nehmen über die Modelljahre von 2025 bis 2035 zu von Abweichungen zwischen $-39{,}1$ und $-263{,}1\,\mathrm{TWh}$ in 2025 bis zu Abweichungen zwischen $-184{,}0$ und $-359{,}0\,\mathrm{TWh}$. In 2025 und in 2030 nehmen die Abweichungen mit strengeren CO_2-Budgets zu. Nach 2035 sinken die Abweichungen mit strengeren CO_2-Budgets. In 2045 zeigt sich die vergleichbarste und geringsten Abweichung von $-97{,}4$ bis $-157{,}9\,\mathrm{TWh}$ zwischen den beiden Szenarien für alle CO_2-Budgets.

Die Stromlücke durch die geringere Einspeisung von PV- und Windenergieanlagen wird teilweise durch wetterunabhängige Erzeuger kompensiert, siehe Abbildungen C.79 bis C.86 im Anhang. Diese weisen jeweils geringfügige Schwankungen unter $30\,\mathrm{TWh}$ in allen Modelljahren und für alle CO_2-Budgets auf. Die Stromlücke wird folglich reduziert, beispielsweise zwischen $8{,}7$ und $15{,}1\,\%$ von 2030 bis 2040 und zwischen $16{,}3$ und $24{,}6\,\%$ in 2045. Insgesamt verbleibt jedoch eine geringere Strombereitstellung für alle Modelljahre und CO_2-Budgets.

Die reduzierte Strombereitstellung durch restriktive Potenziale spiegelt sich nachfrageseitig insbesondere in einem reduzierten Betrieb der Wärmepumpen, der Power-to-Heat-Anlagen und der Elektrolyseure wider (Abbildungen C.96, C.98 und C.99). Alle weiteren Nachfragen zeigen geringere Schwankungen unter $29\,\mathrm{TWh}$ für alle Modelljahre und CO_2-Budgets (Abbildungen C.95 bis C.97, C.100 und C.101). Die Wärmepumpen zeigen im Vergleich zum *Basis*-Szenario vergleichbar geringere Stromnachfragen über alle CO_2-Budgets pro Modelljahr (Abbildung C.96). Hierbei zeigen sich insbesondere zwischen 2035 und 2045 geringere Stromnachfragen zwischen $7{,}9$ und $16{,}2\,\%$ und von bis zu $-47{,}2\,\mathrm{TWh}$. Die Power-to-Heat-Anlagen zeigen eine stärkere Abhängigkeit der geringeren Stromnachfrage des Szenarios *Restriktive Potenziale* vom CO_2-Budget, siehe Abbildung C.98. In den ersten Modelljahren ist eine steigende Abweichung für strengere CO_2-Budgets zu beobachten. Für geringe CO_2-Budgets ist die Stromnachfrage in 2025 und 2030 hierbei um bis zu $138\,\mathrm{TWh}$ beziehungsweise $53\,\%$ geringer als im *Basis*-Szenario und für hohe CO_2-Budgets lediglich um bis zu $28\,\mathrm{TWh}$. Nach 2035 sinkt die CO_2-Budget-abhängige Abweichung deutlich zwischen den Szenarien auf $-39{,}5$ bis $-63{,}1\,\mathrm{TWh}$ in 2045. Die Elektrolyseure zeigen eine deutliche Verzögerung des Hochlaufs inländischer Wasserstoffproduktion bis 2040 aufgrund restriktiver Potenziale (Abbildung C.99). Hierbei zeigen sich jedoch vergleichbare Stromnachfragen für geringe CO_2-Budgets ab 2035 und für alle CO_2-Budgets in 2045. Die maximalen Abweichungen der Stromnachfrage der Elektrolyseure betragen $-155{,}3\,\mathrm{TWh}$ in 2040.

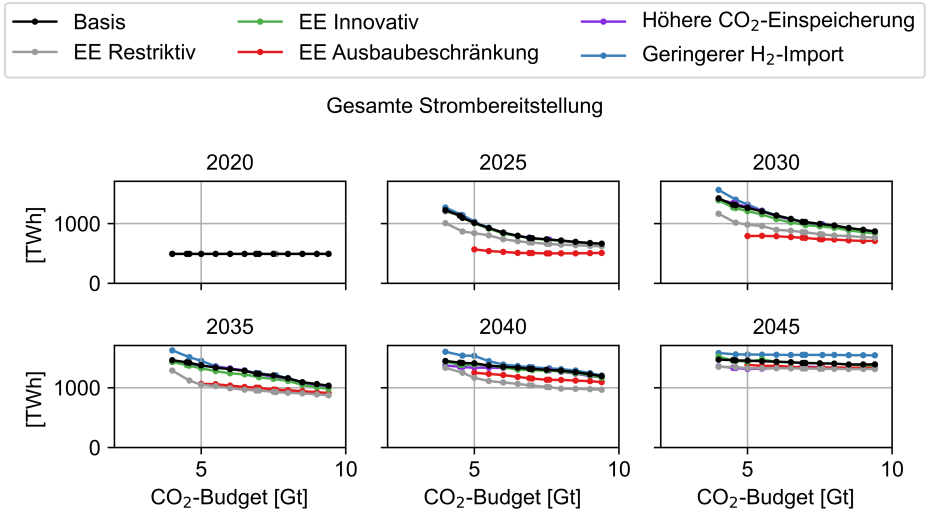


Abbildung 5.48: Strombereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

Szenario *Restriktive Potenziale* - Prozesswärme

Der Energieträgereinsatz für die Prozesswärmebereitstellung findet sich in Abbildungen C.110 bis C.117 im Anhang. Das Szenario *Restriktive Potenziale* zeigt sich über alle Modelljahre und CO_2-Budgets insbesondere in einer Reduktion des Stromverbrauchs von bis zu $-99{,}1\,\mathrm{TWh}$ sowie einer höheren Wasserstoffnachfrage von bis zu $76{,}7\,\mathrm{TWh}$. Zusätzlich zeigen sich Abweichungen von Erdgas und Biomasse mit tendenziell höheren Einsätzen als im *Basis*-Szenario. Erdgas wird insbesondere für mittlere CO_2-Budget in 2025 und für hohe CO_2-Budgets in 2030 und 2035 um bis zu $32{,}3\,\mathrm{TWh}$ stärker verwendet. Für Biomasse zeigt sich insbesondere für geringe CO_2-Budgets bis 2040 und alle CO_2-Budgets in 2045 eine stärkere Nachfrage der Prozesswärmeversorgung von bis zu $50{,}2\,\mathrm{TWh}$. Die geringere Bereitstellung strombasierter Prozesswärme wird daher insbesondere durch eine höhere Verwendung von Wasserstoff ausgeglichen, jedoch wirken auch weitere Energieträger je nach CO_2-Budget unterstützend.

Szenario *Restriktive Potenziale* - Raumwärme

Die Wärmebereitstellung der Gebäude variiert zwischen den Szenarien insbesondere bei den Energieträgern Erdgas, Erdöl, Biomasse, Wasserstoff und Strom, siehe Abbildungen C.157 bis C.164 im Anhang. Der in Abschnitt 5.6 beschriebene Ausstieg von Erdöl und Umstieg zu Erdgas für mittlere CO_2-Budgets zeigt sich für das Szenario *Restriktive Potenziale* pro Modelljahr bereits für $0{,}5$ bis $1{,}0\,\mathrm{Gt}$ höhere CO_2-Budgets im Vergleich zum *Basis*-Szenario, siehe Abbildung C.159. Diese Verschiebung bewirkt eine hohe Abweichung der Gebäudewärmeversorgung durch Erdgas von bis zu $319{,}5\,\mathrm{TWh}$ für einige wenige CO_2-Budgets in den ersten Modelljahren, während die weiteren CO_2-Budgets deutlich geringere Abweichungen aufweisen. Die strombasierte Wärmebereitstellung fällt um bis zu $61{,}7\,\mathrm{TWh}$ geringer aus und wird insbesondere durch Biomasse von bis zu $52{,}9\,\mathrm{TWh}$, in den ersten Modelljahren für CO_2-Budget unter $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ zusätzlich durch Wasserstoff von bis zu $19{,}9\,\mathrm{TWh}$ und für höhere CO_2-Budgets durch Erdgas kompensiert. Die Wärmebereitstellung anderer Energieträger schwankt um maximal $17{,}5\,\mathrm{TWh}$ für Braunkohle und unter $10\,\mathrm{TWh}$ für alle weiteren Technologien.

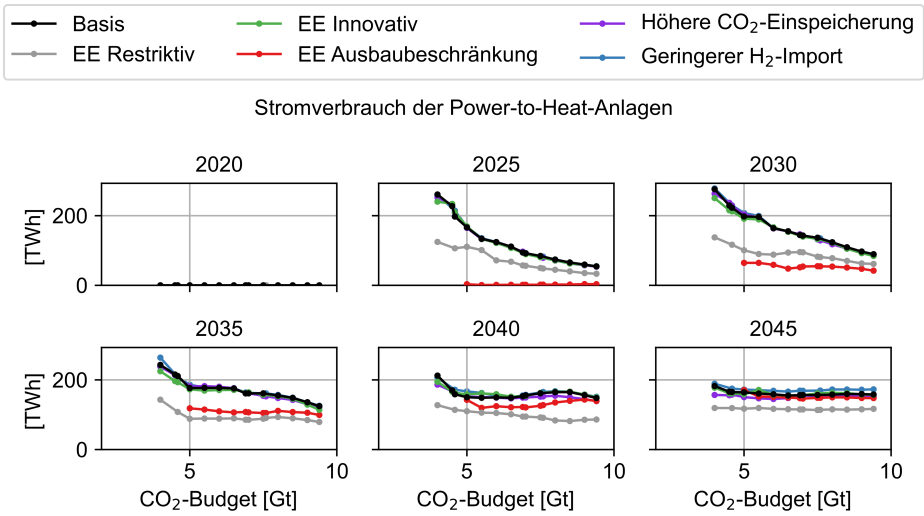


Abbildung 5.49: Stromverbrauch der Power-to-Heat-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

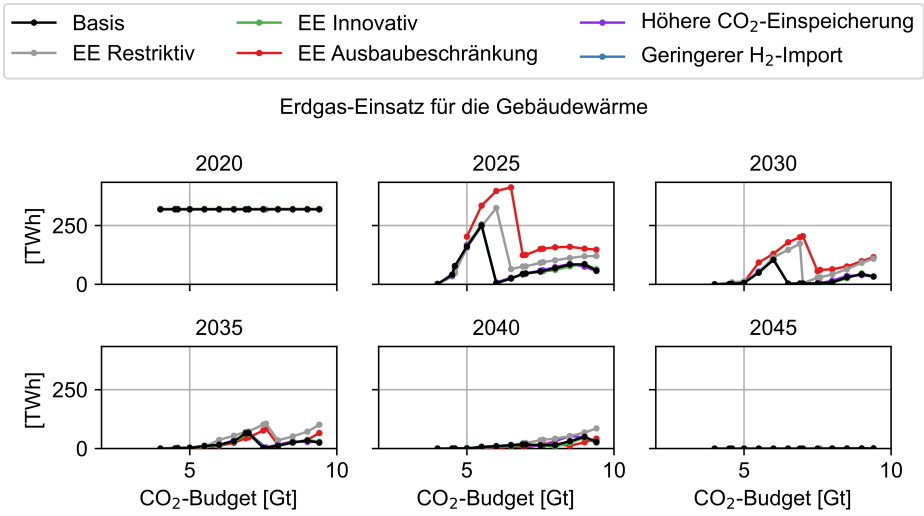


Abbildung 5.50: Einsatz von Erdgas für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

Szenario *Restriktive Potenziale* - Wasserstoff

Trotz der im Szenario *Restriktive Potenziale* vorgestellten geringeren inländischen Wasserstoffbereitstellung zeigen sich höhere Gesamtwasserstoffbereitstellungen in allen Modelljahren und CO_2-Budgets mit Ausnahme geringer CO_2-Budgets von 2030 bis 2040, siehe Abbildung C.119. Dies ist auf CO_2-Budget-abhängige, signifikant höhere Importe von bis zu $235{,}1\,\mathrm{TWh}$ im Vergleich zum *Basis*-Szenario zurückzuführen, siehe Abbildung 5.45. Die Potenzialgrenze des Wasserstoffimports ist für ein CO_2-Budget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ bereits in 2025 erreicht, für das CO_2-Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes erst ab 2045.

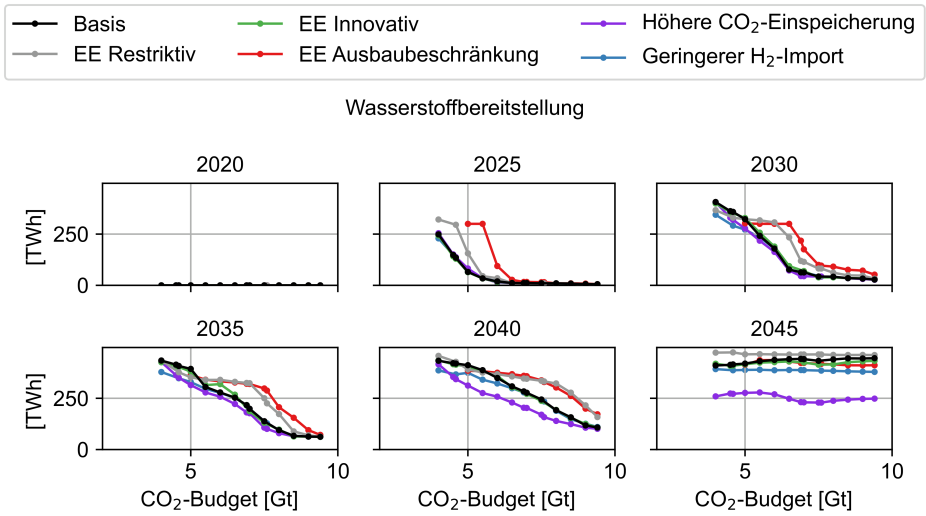


Abbildung 5.51: Wasserstoffbereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

Die Abweichungen der Wasserstoffbereitstellung spiegeln sich nachfrageseitig, insbesondere im Energiesektor mit bis zu $45{,}4\,\mathrm{TWh}$, Transportsektor mit bis zu $47{,}8\,\mathrm{TWh}$ und Industriesektor mit bis zu $110{,}5\,\mathrm{TWh}$ wider. Im Energiesektor lässt sich ein höherer Einsatz von Wasserstoff insbesondere in 2025 für CO_2-Budgets unter $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ von bis zu $45{,}4\,\mathrm{TWh}$ und in 2045 für alle CO_2-Budgets zwischen $19{,}2\,\mathrm{TWh}$ und $28{,}2\,\mathrm{TWh}$ beobachten. Im Transportsektor werden teilweise höhere und teilweise geringere Mengen an Wasserstoff im Vergleich zum *Basis*-Szenario verbraucht, welche jeweils auf schwankende Anteile von Brennstoffzellen- und batterieelektrisch betriebenen Lastkraftfahrzeuge zurückzuführen sind. Im Industriesektor sind im Vergleich zum *Basis*-Szenario tendenziell höhere Wasserstoffverbräuche mit Schwankungen über die Modelljahre und CO_2-Budgets zu verzeichnen. Der Wasserstoffbedarf der Industrie folgt dem zeitlichen Trend der Gesamtwasserstoffbereitstellung mit einer höheren Wasserstoffnachfrage in 2025 von bis zu $110{,}5\,\mathrm{TWh}$ im Vergleich zum *Basis*-Szenario für CO_2-Budgets bis $5{,}0\,\mathrm{Gt}$, in 2030 von bis zu $102{,}0\,\mathrm{TWh}$ für CO_2-Budgets zwischen $5{,}5$ und $6{,}5\,\mathrm{Gt}$, in 2035 von bis zu $92{,}1\,\mathrm{TWh}$ für CO_2-Budgets zwischen $6{,}5$ und $8{,}5\,\mathrm{Gt}$ und in 2040 von bis zu $104{,}0\,\mathrm{TWh}$ für CO_2-Budgets über $6{,}5\,\mathrm{Gt}$. Im letzten Modelljahr 2045 sind die Abweichungen der Wasserstoffverbräuche mit maximal $45{,}9\,\mathrm{TWh}$ deutlich geringer und zeigen einen leichten Anstieg für strengere CO_2-Budgets. Auf Prozessebene sind die Schwankungen des Wasserstoffbedarfs auf die Stahlproduktion, die Methanolproduktion, die Prozesswärmebereitstellung und die Zementproduktion zurückzuführen.

Der Energieträgereinsatz der Stahl- und Zementproduktion in Abhängigkeit des CO_2-Budgets des Szenarios *EE Restriktiv* im Vergleich zum *Basis*-Szenario zeigt eine Verschie-

bung der Kurve des Wasserstoffbedarfs von 2025 bis 2040 zu höheren CO_2-Budgets von $0{,}5$ bis $1\,\mathrm{Gt}$ für die Stahlproduktion und um bis zu $2{,}0\,\mathrm{Gt}$ für die Zementproduktion, siehe Abbildungen C.134 und C.142 im Anhang. Dies geschieht durch einen früheren Umstieg dieser Industrieprozesse auf Wasserstoff aufgrund der geringeren Potenziale der Windenergieanlagen. In der Stahlproduktion zeigen sich Abweichungen des Wasserstoffbedarfs zwischen 2025 und 2040 von bis zu $47{,}7\,\mathrm{TWh}$ für wenige CO_2-Budgets, während die meisten CO_2-Budgets keine Abweichung aufweisen, sowie vergleichbare Energieträgereinsätze in 2045 zum *Basis*-Szenario.

Die Methanolproduktion ist der einzige Industrieprozess mit tendenziell geringeren Wasserstoffbedarfen von bis zu $75{,}2\,\mathrm{TWh}$ zwischen 2030 und 2040 für geringe CO_2-Budgets im Vergleich zum *Basis*-Szenario, jedoch mit vergleichbaren Bedarfen in 2045. Zwischen 2025 und 2040 korreliert die Abweichung nicht mit dem CO_2-Budget. Der Chemiesektor gleicht die geringere Methanolproduktion insbesondere durch fossil-basiertes Steamcracking und fossiles Methanol aus.

Szenario *Restriktive Potenziale* - Speicher
Die Speicherkapazitäten des Szenarios *Restriktive Potenziale* für Wasserstoff, Wärme und Batterien sind signifikant höher als für das *Basis*-Szenario, siehe Abbildungen C.165 bis C.167. Die höheren Speicherkapazitäten zeigen sich insbesondere für geringe CO_2-Budgets bis 2040 und in 2045 für alle CO_2-Budgets. In 2045 schwankt die Abweichung der Speicherkapazitäten der Wärmespeicher zwischen $13{,}7$ und $21{,}4\,\mathrm{TWh}$, beziehungsweise 60 bis $369\,\%$, der Wasserstoffspeicher zwischen $93{,}2$ und $98{,}0\,\mathrm{TWh}$, beziehungsweise $228{,}4$ bis $251{,}3\,\%$, und der Batterien zwischen $268{,}0$ und $281\,\mathrm{GWh}$, beziehungsweise $434{,}6$ bis $448{,}4\,\%$.

Szenario mit Ausbaubeschränkung der erneuerbaren Energien

Das Szenario *EE Ausbaubeschränkung* beschränkt im Vergleich zum *Basis*-Szenario die jährlichen minimalen und maximalen Ausbauraten der erneuerbaren Energieträger, vergleichbar zur Studie von Stolten et al. [15]. Im Gegensatz zu allen weiteren Szenarien sind lediglich Transformationspfade bis zu einem CO_2-Budget von $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ statt $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ lösbar, was bereits eine signifikante Auswirkung der Randbedingung zeigt.

Szenario *EE Ausbaubeschränkung* - Ausbau der erneuerbaren Energien
Die installierten Kapazitäten der erneuerbaren Energien finden sich in Abbildungen C.102 bis C.105. Für Onshore-Windenergieanlagen und Freiflächen-PV-Anlagen werden in allen Modelljahren und für alle CO_2-Budgets die maximalen Ausbauraten vollständig genutzt, was zu konstanten Kapazitäten für alle CO_2-Budgets führt. Hierbei wirkt die Ausbaubeschränkung stark restriktiv auf den Transformationspfad. Die Potenziale für Offshore-Windenergieanlagen werden bis zum Jahr 2045 für alle CO_2-Budgets vollständig ausgeschöpft, jedoch mit unterschiedlichen Ausbaugeschwindigkeiten für verschiedene CO_2-Budgets. Der Ausbau liegt für alle Modelljahre und CO_2-Budgets über der extern definierten, minimalen Ausbaubeschränkung. Für geringere CO_2-Budgets wird die maximale Ausbaurate in 2030 und 2035 hingegen vollständig genutzt, um die Potenziale bereits frühzeitig weitgehend auszuschöpfen. Für Dachflächen-PV-Anlagen zeigen sich die höchsten Zubauraten und installierten Kapazitäten aller Szenarien. Zwischen 2030 und 2040 entspricht der Ausbau für hohe CO_2-Budgets der minimalen Ausbaurate, was einen forcierten Ausbau impliziert. Für strengere CO_2-Budgets zeigt sich ein höherer Ausbau als die minimalen Ausbauraten. In 2045 zeigt sich für das Szenario mit Ausbaubeschränkung eine höhere installierte Leistung zwischen $126{,}7$ und $188{,}3\,\mathrm{GW}$ im Gegensatz zu maximal $13\,\mathrm{GW}$ für das *Basis*-Szenario. Der Ausbau der Onshore-Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen wird durch die Aus-

baubeschränkung für alle CO_2-Budgets limitiert, sowie für Offshore-Windenergieanlagen für geringe CO_2-Budgets. Im Gegensatz dazu wird der Ausbau der Dachflächen-PV-Anlagen durch die minimalen Ausbaugrenzen forciert.

Die gesamte Strombereitstellung inländischer PV- und Windenergieanlagen ist in Abbildung 5.52 dargestellt. In den ersten Modelljahren zeigen sich ansteigende Abweichungen zum *Basis*-Szenario für strengere CO_2-Budgets aufgrund einer um bis zu $629{,}3\,\mathrm{TWh}$ geringeren Strombereitstellung durch PV- und Windenergieanlagen in 2025 sowie um bis zu $529{,}4\,\mathrm{TWh}$ in 2030. In den späteren Modelljahren zeigt sich auch für das Szenario mit Ausbaubeschränkung ein budgetabhängiger Anstieg für strengere CO_2-Budgets sowie eine sinkende Abweichung zum *Basis*-Szenario.

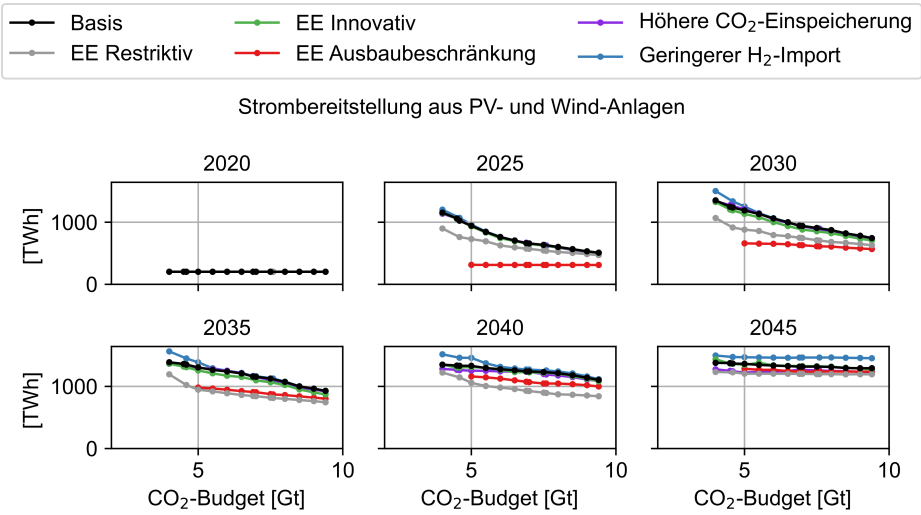


Abbildung 5.52: Strombereitstellung aus PV- und Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

Szenario *EE Ausbaubeschränkung* - Strom

Die signifikant abweichende, geringere Strombereitstellung der PV- und Windenergieanlagen in 2025 und 2030 wird teilweise durch höhere Strombereitstellungen aus Erdgas von bis zu $87{,}2\,\mathrm{TWh}$ und aus Biomasse von bis zu $69{,}3\,\mathrm{TWh}$ kompensiert. Alle weiteren Technologien weisen für alle CO_2-Budgets und Modelljahre Abweichungen von weniger als $15\,\mathrm{TWh}$ auf. Die Abweichung der gesamten Strombereitstellung, dargestellt in Abbildung 5.48, sinkt über den Transformationspfad um maximal $445{,}9\,\mathrm{TWh}$ in 2025, $470{,}7\,\mathrm{TWh}$ in 2030, $311{,}2\,\mathrm{TWh}$ in 2035, $161{,}4\,\mathrm{TWh}$ in 2040 und $78{,}0\,\mathrm{TWh}$ in 2045. Nachfrageseitig zeigen sich Abweichung insbesondere durch einen geringeren Stromverbrauch der Wärmepumpen sowie der Power-to-Heat-Anlagen aufgrund einer verzögerten Elektrifizierung der Gebäude- und Prozesswärmeversorgung und der Elektrolyseure aufgrund geringerer inländischer Wasserstoffproduktion, siehe Abbildungen C.96, C.98 und C.99 im Anhang.

Szenario *EE Ausbaubeschränkung* - Gebäudewärme

Die Ausbaubeschränkung der PV- und Windenergieanlagen hat einen signifikanten Einfluss auf die Wärmeversorgung der Gebäude aufgrund einer Verzögerung der Elektrifizierung. Dies führt zu Variationen insbesondere der Wärmebereitstellung der Energieträger Öl, Abfall, Strom, Biomasse und Wasserstoff, siehe Abbildungen C.157 bis C.164. Die stärksten

Abweichungen zwischen dem Szenario *EE Ausbaubeschränkung* und *Basis*-Szenario sind über den Transformationspfad in 2025 und 2030 zu beobachten, wobei für das geringste CO_2-Budget von $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ auch in späteren Modelljahren Abweichungen zu verzeichnen sind.

In 2025 und 2030 wird die fehlende strombasierte Gebäudewärmebereitstellung für hohe CO_2-Budgets ab $7{,}0\,\mathrm{Gt}$ durch eine höhere erdgasbasierte Wärmeversorgung von bis zu $62\,\mathrm{TWh}$ und insbesondere für $7{,}0\,\mathrm{Gt}$ eine höhere Biomasse-basierte Wärmeversorgung von bis zu $37{,}2\,\mathrm{TWh}$ kompensiert. Für die CO_2-Budgets von $6{,}0$ und $6{,}5\,\mathrm{Gt}$ wird ein früherer Erdöl-Ausstieg in der Gebäudewärme im Vergleich zum *Basis*-Szenario insbesondere durch eine höhere Erdgas-basierte Wärmebereitstellung von $391{,}9\,\mathrm{TWh}$ in 2025 sowie $386{,}9\,\mathrm{TWh}$ in 2030 und in geringerem Umfang auch Biomasse ausgeglichen. Für die CO_2-Budgets von $5{,}0$ und $5{,}5\,\mathrm{Gt}$ wird die fehlende strombasierte Wärmebereitstellung durch eine höhere Wärmebereitstellung aus Wasserstoff, Biomasse und Erdgas kompensiert. Für das CO_2-Budget von $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ resultiert dies in 2025 in einer höheren Wärmebereitstellung durch Biomasse von $24{,}7\,\mathrm{TWh}$, Wasserstoff von $25{,}3\,\mathrm{TWh}$ sowie Erdgas von $42{,}2\,\mathrm{TWh}$. Das CO_2-Budget von $5{,}5\,\mathrm{Gt}$ zeigt geringere Abweichungen mit höheren Wärmebereitstellungen von Wasserstoff von $9{,}9\,\mathrm{TWh}$, Biomasse von $44{,}1\,\mathrm{TWh}$, sowie Erdgas von $84{,}1\,\mathrm{TWh}$. Die Ausbaubeschränkung der PV- und Windenergieanlagen führt in den Anfangsjahren zu einer verzögerten Elektrifizierung und insbesondere einem höheren Erdgas-Einsatz in der Gebäudewärmeversorgung.

Szenario *EE Ausbaubeschränkung* - Prozesswärme

Die Prozesswärmebereitstellung zeigt in den ersten Jahren eine Verschiebung des Energieträgereinsatzes von Strom, Wasserstoff und Erdgas durch eine verzögerte Elektrifizierung aufgrund der Ausbaubeschränkung der PV- und Windenergieanlagen, jedoch vergleichbare Energieträgereinsätze in den späteren Modelljahren, siehe Abbildungen C.110 bis C.117. Die stärksten Abweichungen zeigen sich für die Energieträger Strom, Wasserstoff und Erdgas. In 2025 und 2030 steigt die Abweichung der Stromnachfrage zur Prozesswärmeversorgung zwischen den Szenarien *Basis* und *EE Ausbaubeschränkung* mit strengeren CO_2-Budgets auf bis zu $159\,\mathrm{TWh}$ signifikant an. Diese Abweichungen werden für hohe CO_2-Budgets durch Erdgas und für geringe CO_2-Budgets sowohl durch Erdgas als auch durch Wasserstoff mit variierenden Anteilen kompensiert. In späteren Modelljahren wird die geringere Abweichung insbesondere durch Wasserstoff ausgeglichen.

Szenario *EE Ausbaubeschränkung* - Wasserstoff

Aufgrund der Ausbaubeschränkung und der geringeren Strombereitstellung fällt die inländische Wasserstoffproduktion des Szenarios *EE Ausbaubeschränkung* in allen Modelljahren ab 2030 deutlich geringer aus als im *Basis*-Szenario. Diese wird jedoch durch signifikant höhere Wasserstoffimporte überkompensiert. Das Szenario mit einem CO_2-Budget von $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ schöpft die Wasserstoffimportmöglichkeiten von $300\,\mathrm{TWh}$ bereits in 2025 vollständig aus, während das gleiche CO_2-Budget ohne Ausbaubeschränkung keinen signifikanten Wasserstoffimport benötigt. Die gesamte Wasserstoffbereitstellung ist zwischen 2025 und 2040 insbesondere für geringe CO_2-Budgets in 2025, mittlere CO_2-Budgets in 2030 und 2035, sowie für hohe CO_2-Budgets in 2040 deutlich höher als im *Basis*-Szenario. Insgesamt steigt der Wasserstoffbedarf sowie die Wasserstoffimportabhängigkeit aufgrund der Ausbaubeschränkung der PV- und Windenergieanlagen. Der Vergleich des *Basis*-Szenarios und des Szenarios *EE Ausbaubeschränkung* zeigen Strategiewechsel zwischen einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien mit Aufbau einer eigenen Wasserstoffproduktion und höheren Wasserstoffimporten.

Die Wasserstoffnachfrage zeigt Abweichungen aufgrund der Ausbaubeschränkung der PV-

und Windenergieanlagen im Energie-, Transport- sowie Industriesektor. Der Energiesektor zeigt einen höheren Wasserstoffbedarf insbesondere für geringe CO_2-Budgets unter $6{,}0\,\mathrm{Gt}$ von bis zu $58{,}4\,\mathrm{TWh}$ in 2025. Im Transportsektor steigt die Nachfrage aufgrund von Überkapazitäten durch Brennstoffzellen-LKWs um bis zu $71{,}6\,\mathrm{TWh}$. Die stärkste Abweichung zeigt sich jedoch im Industriesektor mit höheren Wasserstoffnachfragen von bis zu $144{,}4\,\mathrm{TWh}$, insbesondere in 2025 für geringe CO_2-Budgets unter $6{,}0\,\mathrm{Gt}$, in 2030 sowie 2035 für mittlere CO_2-Budgets und in 2040 für alle CO_2-Budgets mit Ausnahme von $5{,}0\,\mathrm{Gt}$, während sich vergleichbare Wasserstoffnachfragen in 2045 zeigen. Der höhere Wasserstoffbedarf resultiert aus früheren Prozessumstellungen, wie des Haber-Bosch-Prozesses, der Zement- und Stahlproduktion, der bereits vorgestellten Prozesswärmebereitstellung sowie in 2040 der Methanolproduktion. Die Prozessumstellungen mit Ausnahme der Prozesswärmeversorgung beeinflussen pro Prozess und Modelljahr nur wenige CO_2-Budgets während die Mehrheit der CO_2-Budgets keine Abweichungen aufweisen.

Szenario *EE Ausbaubeschränkung* - Emissionen

Abbildung 5.53 stellt die gesamten jährlichen Treibhausgasemissionen dar und zeigt die stärksten zeitlichen Abweichungen aller Szenarien für das Szenario *EE Ausbaubeschränkung*. Für hohe CO_2-Budgets wird hierbei in 2025 mehr CO_2 im Energie-, Gebäude- und Industriesektor (Abbildungen C.74 bis C.76) emittiert, welches insbesondere im Industriesektor (Abbildung C.76) in 2035 und 2040 wieder eingespart wird. Die Emissionseinsparung des Industriesektors in 2035 und 2040 ist insbesondere auf eine stärkere Umstellung von Steinkohle auf wasserstoffbasierte Prozesse in der Zement- und Stahlproduktion sowie einem höheren Anteil regenerativen Methanols in der Herstellung hochwertiger Chemikalien in 2040 zurückzuführen.

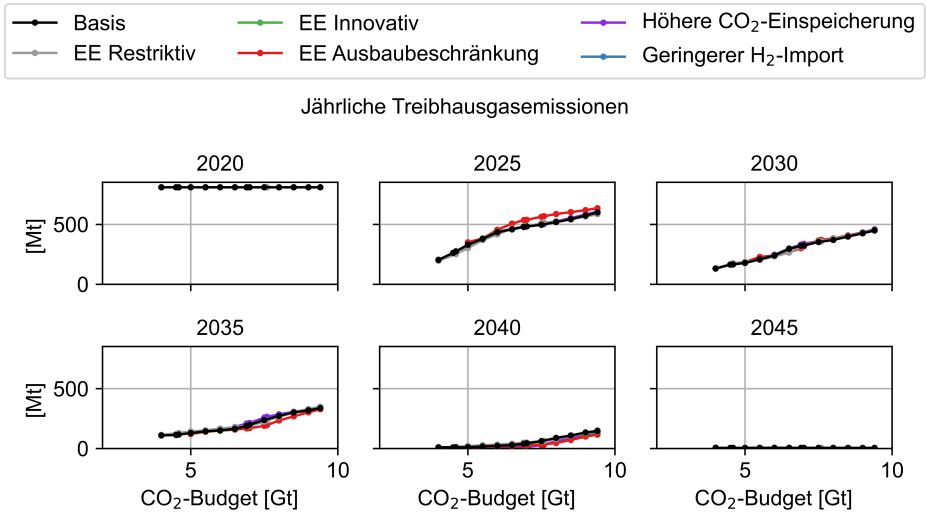


Abbildung 5.53: Treibhausgasemissionen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

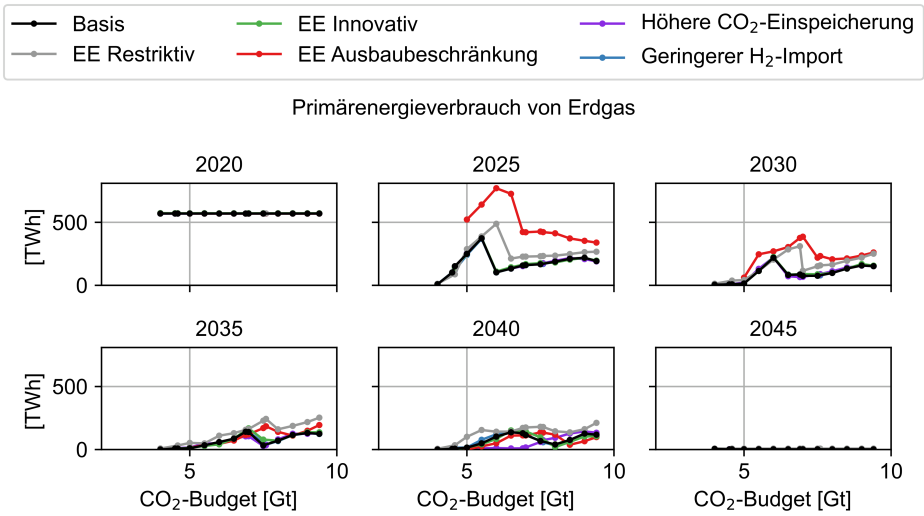


Abbildung 5.54: Erdgasnachfrage der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

Szenario mit innovativen PV-Technologien

Das Szenario *EE Innovativ* unterscheidet sich vom *Basis*-Szenario durch die Berücksichtigung der Potenziale innovativer PV-Technologien. Die Berücksichtigung der innovativen PV-Potenziale reduziert das Potenzial der Freiflächen-PV-Anlagen auf $142\,\mathrm{GW}$ durch die Priorisierung von Agri-PV-Anlagen auf gemeinsamen Potenzialflächen, welche ab 2030 für alle CO_2-Budgets ausgeschöpft sind, siehe Abbildung C.104 im Anhang. Die Abweichung zum *Basis*-Szenarios steigt in den weiteren Modelljahren bis 2045 an. In 2045 zeigen sich CO_2-Budget-unabhängige geringere Kapazitäten von $220\,\mathrm{GW}$ und geringere Einspeisungen von $228\,\mathrm{TWh}$ in 2045. Die entstehende Stromlücke für geringe CO_2-Budgets in den ersten Modelljahren sowie für alle CO_2-Budgets in 2045 wird insbesondere durch andere PV-Technologien teilweise kompensiert, da die Windenergieanlagen um weniger als $10\,\mathrm{GW}$ für alle CO_2-Budgets und Modelljahre abweichen.

Das Szenario *EE Innovativ* zeigt einen budgetabhängigen Ausbau von Agri-PV-Anlagen (Abbildung C.106). Für geringe CO_2-Budgets bis $5{,}5\,\mathrm{Gt}$ beginnt der Ausbau in 2025, für CO_2-Budgets bis $6{,}5\,\mathrm{Gt}$ in 2030 und für alle weiteren in 2035. In 2025 und 2030 ist ein signifikanter Anstieg der installierten Leistungen auf bis zu $151{,}3\,\mathrm{GW}$ für das geringste CO_2-Budget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ zu verzeichnen. In 2045 sind Agri-PV-Leistungen über alle CO_2-Budgets zwischen $176{,}4$ und $203{,}7\,\mathrm{GW}$ installiert. Die weiteren innovativen PV-Technologien der Parkplatz- und schwimmenden PV-Anlagen weisen lediglich für wenige CO_2-Budgets vernachlässigbare installierte Leistungen unter $13{,}8\,\mathrm{GW}$ auf, siehe Abbildungen C.107 und C.108 im Anhang.

Die Dachflächen-PV-Anlagen zeigen für geringe CO_2-Budgets bis 2040 eine bis zu $34{,}6\,\mathrm{GW}$ höhere Leistung im Vergleich zum *Basis*-Szenario, siehe Abbildung C.102 im Anhang. In 2040 und 2045 steigt die installierte Leistung für strengere CO_2-Budgets und damit die Abweichung von der konstanten Leistung des *Basis*-Szenarios. Die maximale Abweichung in 2040 beträgt $54{,}4\,\mathrm{GW}$ und in 2045 $104{,}2\,\mathrm{GW}$, jeweils für das CO_2-Budget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$. In 2045 liegen die Abweichungen für alle weiteren CO_2-Budgets zwischen $38{,}4$ und $58{,}3\,\mathrm{GW}$.

Die Berücksichtigung der innovativen PV-Potenziale führt zu einem geringeren Ausbau der Freiflächen-PV-Anlagen und einer teilweisen Kompensation dieser durch einen höheren Ausbau der Agri- und Dachflächen-PV-Anlagen. Trotz der Schwankung in der installierten Leistungen der einzelnen Technologien variiert die summierte Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen im Vergleich zum *Basis*-Szenario nur geringfügig, siehe Abbildung 5.52. Bis 2045 speisen die PV- und Windenergieanlagen bis zu $69{,}2\,\mathrm{TWh}$ beziehungsweise $6{,}3\,\%$ weniger als das *Basis*-Szenario ein. In 2045 zeigen sich Abweichungen zwischen $-18{,}6\,\mathrm{TWh}$ beziehungsweise $-1{,}4\,\%$ und $57{,}8\,\mathrm{TWh}$ beziehungsweise $4{,}2\,\%$.

Szenario *EE Innovativ* - Energiesektor
Die weiteren, wetterunabhängigen Stromerzeugungsanlagen zeigen in allen Modelljahren und CO_2-Budgets Abweichungen von weniger als $10\,\mathrm{TWh}$ vom *Basis*-Szenario. Die reduzierte Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen kann dadurch nicht kompensiert werden und es verbleibt eine reduzierte Gesamtstrombereitstellung (Abbildung 5.48) zwischen 2025 und 2040 von bis zu $70{,}4\,\mathrm{TWh}$ beziehungsweise $5{,}7\,\%$ im Vergleich zum *Basis*-Szenario und in 2045 je nach CO_2-Budget sowohl geringeren als auch höheren Strombereitstellungen.

Die geringere Strombereitstellung spiegelt sich nachfrageseitig über alle CO_2-Budgets und Modelljahre insbesondere in einem geringeren Betrieb von Elektrolyseuren bis zu $43{,}4\,\mathrm{TWh}$ und von Power-to-Heat-Anwendungen bis zu $25{,}4\,\mathrm{TWh}$ wider. Die weiteren Stromnachfragen weichen vom *Basis*-Szenario um weniger als $15\,\mathrm{TWh}$ für alle Modelljahre und CO_2-Budgets ab. Der geringere Betrieb der Power-to-Heat-Anwendungen führt im Wärmesektor zu keinen signifikanten Änderungen der Prozess- und Raumwärmeversorgung, sondern lediglich zu geringen Abweichungen zwischen den Energieträgern, siehe Abbildungen C.110 bis C.117 und C.157 bis C.164. In der Wasserstoffbereitstellung wird die geringere inländische Wasserstoffproduktion durch höhere Importe ausgeglichen, wodurch sich lediglich geringe Unterschiede in den sektoralen Wasserstoffnachfragen für alle CO_2-Budgets und für alle Modelljahre ergeben.

5.6.3 Mehrkosten zur Erreichung strengerer Klimaschutzziele

Das CO_2-Budget sowie die untersuchten Sensitivitäten beeinflussen die System- und Betriebsentscheidungen im Energiesystemmodell und somit die Kosten des Transformationspfades. Abbildung 5.55 zeigt die Gesamtkostenabweichung der Transformationspfade im Vergleich zum CO_2-Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes des *Basis*-Szenarios.

Das *Basis*-Szenario zeigt eine exponentielle Kostensteigerung für strengere CO_2-Budgets des Transformationspfades von bis zu $817{,}9$ Milliarden € für ein CO_2-Budget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$. Der Beitrag Deutschlands zur Einhaltung der globalen Ziele der Begrenzung der Temperaturerwärmung auf $1{,}5^\circ$ zu $50\,\%$ entspricht Mehrkosten von entweder $154{,}4$ Milliarden €, wenn die globalen Emissionen mit der Methode Aufholen + Pro Kopf nach der Helmholtz Climate Initiative [201] verteilt werden, oder $544{,}8$ Milliarden € für die Pro-Kopf-Verteilung nach dem Sachverständigenrat [203]. Die Erreichung des $1{,}5^\circ$-Ziels zu höheren Wahrscheinlichkeiten als $50\,\%$ sowie zu $50\,\%$ für andere Verteilungsmethoden des globalen CO_2-Budgets auf Länderebene ist unter den definierten Randbedingungen des Energiesystemmodells, beispielsweise den maximalen CO_2-Einspeicherung, nicht möglich.

Für das CO_2-Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes variieren die Kosten der Szenarien zwischen $-20{,}0$ Milliarden € für das Szenario *Höhere CO_2-Einspeicherung* und

$51{,}9$ Milliarden € für das Szenario *EE Ausbaubeschränkung*. Für strengere CO_2-Budgets zeigen alle Szenarien einen exponentiellen Anstieg der Mehrkosten. Mit Ausnahme der Szenarien *EE Ausbaubeschränkung* und *EE Restriktiv* können die Szenarien ein CO_2-Budget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ unter Mehrkosten zwischen $788{,}4$ bis $820{,}0$ Milliarden € erreichen. Das Szenario *EE Ausbaubeschränkung* kann bei Mehrkosten von $817{,}1$ Milliarden € nur ein CO_2-Budget von $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ einhalten. Das Szenario *EE Restriktiv* zeigt ähnliche Mehrkosten von $6{,}0\,\mathrm{Gt}$ bis $9{,}4\,\mathrm{Gt}$ wie das Szenario *EE Ausbaubeschränkung*, kann jedoch unter Mehrkosten von $902{,}9$ Milliarden € auch ein CO_2-Budget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ erreichen. Die beiden Szenarien mit Beschränkung der PV- und Windenergieanlagen zeigen die stärksten Kostenabweichungen auf, was den hohen Einfluss der erneuerbaren Energien im Energiesystem verdeutlicht.

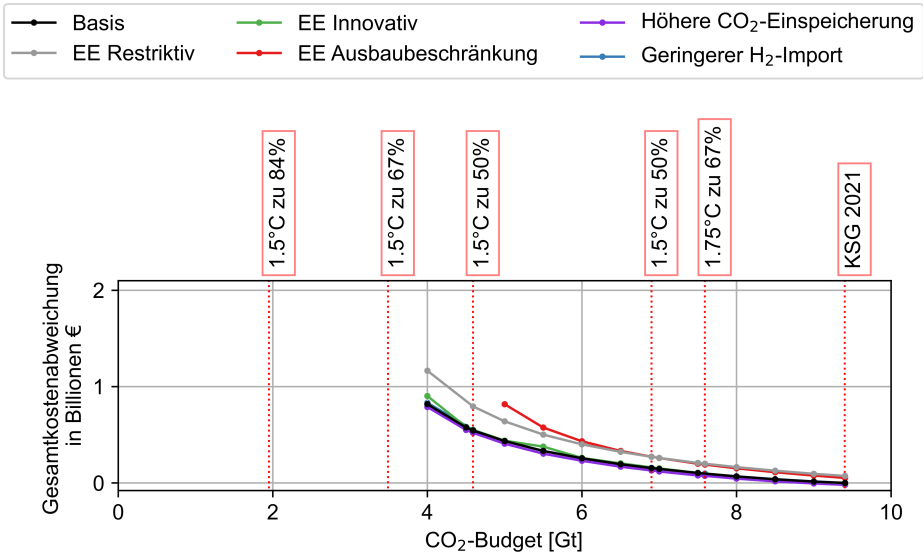


Abbildung 5.55: Mehrkosten des Transformationspfades in Abhängigkeit des CO_2-Budgets verglichen mit dem *Basis*-Szenario und dem korrespondierenden CO_2-Budget des Klimaschutzgesetzes von 2021

5.6.4 Zusammenfassung und Diskussion

Die vorliegende Analyse untersucht erstmalig den Einfluss strengerer CO_2-Budgets für Deutschland bis zur Treibhausgasneutralität in 2045. Dabei werden Maßnahmen sowie Mehrkosten für die deutsche Verantwortung zur Erreichung strengerer globaler Klimaschutzziele zur stärkeren Begrenzung der Klimaerwärmung quantifiziert und die Sensitivität hinsichtlich zentraler Randbedingungen untersucht.

Deutschland kann die CO_2-Emissionen bis 2045 unter signifikanten Mehrkosten von bis zu $817{,}9$ Milliarden € im Vergleich zum Transformationspfad mit dem CO_2-Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes und durch die Umsetzung extremer Maßnahmen auf bis zu $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ reduzieren. Hierdurch kann Deutschland seine Verantwortung zur Begrenzung der Klimaerwärmung auf $1{,}5\,^{\circ}\mathrm{C}$ mit einer Wahrscheinlichkeit von $50\,\%$ sowohl für die Verteilungsmethodik *Pro-Kopf*, angewendet durch den Sachverständigenrat für Umweltfragen [203] sowie

für die Methode *Aufholen + Pro-Kopf* der Helmholtz Climate Initiative [201] erfüllen. Der deutsche Beitrag zur Begrenzung der Klimaerwärmung auf $1{,}5\,^{\circ}\mathrm{C}$ mit einer höheren Wahrscheinlichkeit als $50\,\%$ ist jedoch für keine Maßnahme und Mehrkosten möglich. Hierbei wirken nicht die Potenziale der PV- und Windenergieanlagen restriktiv, da die Potenziale für kein CO_2-Budget vollständig ausgeschöpft sind. Die stärkere Reduktion der CO_2-Emissionen unter $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ wird durch weitere Modellrestriktionen, wie beispielsweise der Vorgabe der Treibhausgasemissionen in 2020 auf die Ziele des Klimaschutzgesetzes, dem Technology Readiness Level für Prozessumstellungen im Chemiesektor oder der gekoppelten Entwicklung im Transportsektor, verhindert. Für strengere CO_2-Budgets als $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ wird eine weitestgehende Treibhausgasneutralität in 2040 statt 2045 angestrebt, während die Transformationspfade aller weiteren CO_2-Budgets erst in 2045 treibhausgasneutral sind. Die schnellere Emissionsreduktion in den nächsten Jahren ist daher wichtiger als das Vorverlegen des Zieljahres der Treibhausgasneutralität.

Der Transformationspfad des Basis-Szenarios zeigt eine beschleunigte Umstellung hin zu vergleichbaren Zielsystemen in 2045 für alle Sektoren für strengere CO_2-Budgets. Hierbei ändert sich nicht die Strategie der Prozessumstellung, sondern insbesondere die Geschwindigkeit. Im Vergleich zum Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes werden zwar alle Sektoren schneller und stärker dekarbonisiert, jedoch liegt der Fokus der Defossilisierung bei sinkendem CO_2-Budget zunächst insbesondere auf dem Energiesektor, anschließend dem Industriesektor und dann dem Gebäudesektor. Der Transformationspfad des geringstmöglichen CO_2-Budget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ stößt an die Grenzen der Lösbarkeit aufgrund Restriktionen, wie beispielsweise der Technology Readiness Level für die CO_2-Einspeicherung oder die Prozesse im Chemiesektor, und weist extreme Maßnahmen zur Erreichung strengerer Klimaschutzziele auf. Hierbei zeigen sich auch die höchsten jährlichen Ausbauraten der PV- und Windenergieanlagen zwischen 2020 und 2025 von bis zu $49{,}0\,\mathrm{GW}$ für Onshore-Windenergieanlagen und $53{,}0\,\mathrm{GW}$ für Freiflächen-PV-Anlagen. Die durchschnittliche jährliche historische Ausbaugeschwindigkeit zwischen 2016 und 2021 ist jedoch lediglich $2{,}0\,\mathrm{GW}$ für Onshore-Windenergieanlagen und $3{,}7\,\mathrm{GW}$ für die PV-Technologien, siehe Abschnitt 2.4.4. Dies zeigt die Notwendigkeit extremer Maßnahmen zur Erreichung strengerer Klimaschutzziele. Neben der stärkeren Elektrifizierung durch steigende Kapazitäten der PV- und Windenergieanlagen verzeichnet insbesondere der Industriesektor einen signifikanten Anstieg des Wasserstoffbedarfs und damit verbundener Wasserstoffimporte. Die Importmöglichkeiten von Wasserstoff von $300\,\mathrm{TWh}$ sind hierbei für das geringste CO_2-Budget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ bereits in 2030 ausgeschöpft. Die Defossilisierung des Industriesektors in Deutschland ist daher maßgeblich von frühen, hohen Wasserstoffbereitstellungen aus dem Ausland abhängig. Die Erfüllung strengerer Klimaschutzziele steht jedoch im Kontext globaler Bemühungen zur Begrenzung der Klimaerwärmung, wodurch der Wasserstoffbedarf auch in weiteren Ländern ansteigen müsste und den globalen Wasserstoffhandel sowie die Verfügbarkeit beeinflusst. Insgesamt bedarf es zur Erreichung strengerer Klimaschutzziele in Deutschland schnell ansteigende Kapazitäten der PV- und Windenergieanlagen sowie frühere und höhere Wasserstoffimporte für die Prozessumstellungen im Energie-, Gebäude-, und Industriesektor.

Die Entwicklung der PV- und Windenergieanlagen für strengere CO_2-Budgets zeigt jedoch eine hohe Sensitivität hinsichtlich der angenommenen Randbedingungen. Während für die Berücksichtigung innovativer PV-Technologien lediglich eine Verschiebung der PV-Technologien sowie leicht erhöhte Wasserstoffnachfragen und -importe erfolgen, zeigen sich massive Systemveränderungen für eingeschränkte Windenergiepotenziale und Ausbaugeschwindigkeiten. Für die beiden Szenarien mit eingeschränkten Windenergiepotenzialen und eingeschränkten Ausbaugeschwindigkeiten führt die reduzierte inländische Strom-

bereitstellung in den ersten Jahren zu einer Verzögerung der Sektorkopplung und erhöhter Nachfrage nach Wasserstoff und Erdgas. Um die Emissionsbegrenzung trotz höherem Erdgaseinsatz einzuhalten, werden einige Industrieprozesse wie die Stahl- und Zementproduktion früher auf Wasserstoff umgestellt sowie der Erdölausstieg vorverlegt. Der steigende Wasserstoffbedarf bei gleichzeitig geringerer inländischer Wasserstoffproduktion resultiert in signifikant höheren Wasserstoffimporten. Beide Szenarien weisen die stärksten Abweichungen aller Sensitivitäten mit signifikanten Mehrkosten auf, wobei für das Szenario mit beschränkter Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien nur ein CO_2-Budget von $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ erreicht werden kann.

Das zukünftige Energiesystem ist stark auf Wasserstoff, insbesondere zur Defossilisierung des Industriesektors, angewiesen. Geringere Wasserstoffimportmöglichkeiten beeinflussen den Transformationspfad für geringe CO_2-Budgets vor 2045 und alle CO_2-Budgets in 2045. Hierbei erfolgt eine stärkere Elektrifizierung der Prozesswärmeversorgung sowie eine verstärkte inländische Produktion von Wasserstoff zur Kompensation des geringeren Wasserstoffimports. Die steigende Stromnachfrage wird durch einen stärkeren Ausbau der Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen sowie in 2045 der Dachflächen-PV-Anlagen gedeckt.

Die Beschränkung der Einspeicherungsmöglichkeiten für CO_2-Emissionen auf $90{,}4\,\mathrm{Mt}$ pro Jahr stellt eine weitere einschneidende Randbedingung dar. Über alle CO_2-Budgets würden höhere CO_2-Einspeicherungsmöglichkeiten insbesondere in 2045 genutzt werden, um teure Prozessumstellungen in der Stahlproduktion und dem Chemiesektor zur Emissionsreduktion zu verhindern und damit den Industriesektor zu schonen. Im Chemiesektor wird dabei auf die Verwendung regenerativ erzeugten Methanols aus Wasserstoff und CO_2 aufgrund des Kostenvorteils der CO_2-Einspeicherung verzichtet. Die regenerative Methanolproduktion wird daher lediglich bei begrenzten Einspeicherungsmöglichkeiten zur stofflichen Verwendung von CO_2 als Technologie zur bilanziellen Emissionsreduktion des Systems eingesetzt und ist folglich eher gesellschaftlich zur Emissionsbegrenzung relevant als kostenoptimal für die Chemieunternehmen. Die Begrenzung der CO_2-Einspeicherungsmöglichkeiten stellt daher einen maßgeblichen Einfluss auf den Transformationspfad des deutschen Energiesystems dar und sollte in weiterführenden Arbeiten näher analysiert werden.

Insgesamt ist zur Verschärfung der Klimaschutzziele eine schnellere Umsetzung der Transformationspfadstrategie zur schnelleren Erreichung des Zielsystems erforderlich. Dabei ist insbesondere die schnelle Emissionsreduktion in den ersten Jahren notwendig, um die angestrebten, strengeren Klimaschutzziele zu erreichen. Das angestrebte Klimaschutzziel muss daher zu Beginn des Transformationspfades definiert werden.

Kapitel 6

Fazit

Im folgenden Kapitel werden die Forschungsfragen der vorliegenden Arbeit beantwortet. Dazu werden die Ergebnisse der durchgeführten Analysen herangezogen, um entsprechende Schlussfolgerungen abzuleiten.

1. Was sind die Potenziale der innovativen PV- sowie Windenergieanlagen in Deutschland?

Die PV- und Windenergieanlagen sind Schlüsseltechnologien der Transformation des deutschen Energiesystems und werden in ihrem Ausbau durch diverse Gesetzgebungen gefördert. Die vorliegende Arbeit bestimmt die folgenden Potenziale:

- Das **Potenzial der Offshore-Windenergieanlagen** beträgt **56,1 GW für die aktuelle Gesetzgebung** und lediglich $34{,}2\,\mathrm{GW}$ für die ausgewiesenen Vorranggebiete. Durch die **Einschränkung weiterer Landnutzungskategorien**, wie der Vorbehaltsgebiete der Schifffahrt, kann das Potenzial auf **79,6 GW** erhöht werden. Ein zusätzlicher Ausbau in derzeitigen Militärgebieten erhöht das Potenzial auf **100,0 GW**.
- Die verwendeten Landnutzungskategorien und -datensätze beeinflussen die Potenzialanalyse von Offshore-Windenergieanlagen. Insbesondere **Schifffahrtswege** reduzieren die Potenzialflächen signifikant und werden bislang **nicht oder lediglich unzureichend** durch den Datensatz von Halpern et al. [89] **abgebildet**. Des Weiteren umfassen die **Militärgebiete** $26{,}8\,\%$ der deutschen Meeresfläche und werden bislang **nicht berücksichtigt**.
- Das **Potenzial von Parkplatz-PV-Anlagen** auf bestehenden, offenen Parkplätzen beträgt **zwischen 16,5 und 24,6 $\mathbf{GW_p}$** je nach berücksichtigter Mindeststellplatzanzahl.
- Die **schwimmenden PV-Anlagen** weisen nach der **aktuellen Gesetzgebung ein geringes Potenzial von 4,7 $\mathbf{GW_p}$** aus, welches sich stark auf wenige Regionen konzentriert. Die schwimmenden PV-Anlagen können für die aktuelle Gesetzgebung daher regional Landnutzungskonflikte reduzieren, jedoch keinen signifikanten Beitrag zur deutschen Strombereitstellung leisten. Die Sensitivitätsanalyse bezüglich des maximalen Flächenanteils, des minimalen Uferabstands sowie des Gewässertyps zeigt jedoch signifikante Möglichkeiten zur Steigerung des Potenzials.

- Das **Potenzial der Agri-PV-Anlagen** liegt je nach Pflanzeneignung sowie Technologie- und Maschinendesign **zwischen 3215 und 5437 GW_p** und übertrifft die Potenziale der anderen PV- und Windenergieanlagen sowie das gesetzliche PV-Ausbauziel von $400\,\mathrm{GW_p}$ in 2040 um ein Vielfaches.

2. Wie beeinflussen Gesetzesänderungen zum Ausbau der PV- und Windenergieanlagen den Transformationspfad des deutschen Energiesystems und wie robust ist der Transformationspfad hinsichtlich der Wetterabhängigkeit der Technologien?

Die Arbeit untersucht erstmalig den Einfluss der Potenziale der PV- und Windenergieanlagen auf den Transformationspfad des deutschen Energiesystems. Die **Einschränkung der Windenergiepotenziale**, insbesondere der Onshore-Windenergieanlagen durch deutschlandweit einheitliche Gesetze angelehnt an restriktive Bundeslandgesetze, führen zu **Mehrkosten von bis zu** 84 **Milliarden €**. Diese resultieren aus **signifikant höheren Wasserstoffimporten** und eine **teurere inländische Wasserstoffproduktion** basierend auf Dachflächen- oder Agri-PV-Anlagen in 2045. Ausreichende Potenziale der Windenergieanlagen sind daher entscheidend für einen kostengünstigen Transformationspfad.

Die weiteren Szenarien potenzieller Gesetzesanpassungen weisen aus gesamtdeutscher Perspektive ausreichende Potenzial für Windenergieanlagen auf. Der Ausbau der Onshore-Windenergieanlagen übersteigt dabei das Ziel des Osterpakets sowie die Ausbauziele weiterer Systemstudien signifikant. Dies begründet sich mit der Kostenoptimierung ohne externe Begrenzung der Potenziale oder Ausbauraten, was zur Bestimmung des Einflusses der Potenziale erforderlich ist. Weitere Arbeiten könnten materielle oder personelle Ausbaurestriktionen durch multikriterielle Optimierungen untersuchen. Die **Auswirkungen der weiteren Gesetzesanpassungen** beschränken sich auf **Verschiebungen zwischen den PV- und Windenergieanlagen**. Die Freiflächen-PV-Anlagen sind hierbei die wichtigste PV-Technologie. Eine Priorisierung der Agri-PV-Anlagen auf gemeinsamen Potenzialflächen resultiert jedoch in signifikanten Ausbauraten der Agri-PV-Anlagen nach Ausschöpfen der Potenziale der Freiflächen-PV-Anlagen. Die Dachflächen- und weitere innovative PV-Anlagen spielen für ausreichende Windenergie-Potenziale keine Rolle im kostenoptimalen Transformationspfad des deutschen Energiesystems. Eine zukünftige monetäre Quantifizierung der Reduktion von Landnutzungskonflikten sowie die Beeinflussung des landwirtschaftlichen Ertrags für Agri-PV-Anlagen könnte die Ergebnisse jedoch beeinflussen.

Die Analyse untersucht die Auswirkungen von Gesetzesänderungen zu den Ausbauflächen aus einer deutschlandweiten Perspektive und ohne Berücksichtigung von Infrastrukturen. Die Auswirkung von Gesetzesänderungen auf Bundeslandebene ist nicht abbildbar und bedarf Modelle mit höherer regionaler Abbildung mit Infrastrukturen.

Der Transformationspfad des deutschen Energiesystems zeigt eine **hohe Sensitivität hinsichtlich der Wetterbedingungen zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen** für den Ausbau und die Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen, die Wasserstoffbereitstellung sowie die Speicherkapazitäten. Zur Analyse wetterrobuster Transformationspfade ist eine weitergehende Implementierung von stochastischen Transformationspfaden aufbauend auf den mehrjährigen Optimierungen erforderlich.

3. Welchen Einfluss haben kurzsichtige im Vergleich zu weitsichtigen Entscheidungen auf die Entwicklung des deutschen Transformationspfades?

Die Mehrheit bisheriger Systemstudien nehmen eine Allwissenheit durch die Verwendung der Transformationspfadmethodik der perfekten Voraussicht an, welche nicht der realen Entscheidungsfindung entspricht. Die Analyse untersucht erstmalig den Einfluss begrenzter Voraussicht auf die Defossilisierungsstrategie über den Transformationspfad des deutschen Energiesystems für eine Begrenzung des Treibhausgasbudgets auf das Budget-Äquivalent des Klimaschutzgesetzes.

- Die **Voraussicht** hat einen **starken Einfluss auf die Defossilisierung** des Energiesystems.
- Extrem kurzsichtige Entscheidungsfindungen ergeben kurzfristig kostengünstigere Systeme für die aktuellen Randbedingungen, aber können das Emissionsbudget nicht einhalten. **Politische Entscheidungsfindungen** müssen daher **Randbedingungen über die eigene Legislaturperiode hinweg berücksichtigen**.
- Transformationspfade mit **kurzsichtiger Entscheidungsfindung** weisen **in den ersten Jahren** signifikant **höhere Emissionen** auf, die auf einen höheren Betrieb der **Kohlekraftwerke** zurückzuführen sind. Zur Einhaltung des Emissionsbudgets sind **teure Emissionsreduktionsmaßnahmen im Industriesektor in späteren Jahren** erforderlich. Hierdurch ergeben sich **Mehrkosten von bis zu 84,5 Milliarden €**.
- Für Transformationspfade mit **weitsichtiger Entscheidungsfindung wirkt das Emissionsbudget bereits in den ersten Jahren restriktiv**. Dies resultiert in einer früheren Reduktion des Kohlekraftwerkbetriebs und damit geringeren Emissionen sowie einem schnelleren Ausbau der PV- und Windenergieanlagen. Die eingesparten Emissionen im Energiesektor in den ersten Jahren ermöglichen weniger Prozessumstellungen und höhere Emissionen im Industriesektor in den späteren Jahren.
- Eine **Kostenoptimalität über den gesamten Transformationspfad** erfordert weitsichtige Entscheidungen mit **Mehrkosten in den ersten Jahren**, um signifikante höhere Mehrkosten in den späteren Jahren zu vermeiden. Die Umsetzung der weitsichtig kostenoptimalen Entscheidung zur frühzeitigen Emissionsreduktion bedarf daher **externe Anreize der Politik**, da diese aus Sicht der einzelnen Jahre kostensuboptimal sind. Die Definition jährlicher Emissionsobergrenzen ist eine Möglichkeit, um das Emissionsbudget trotz menschlicher Kurzsichtigkeit einzuhalten.
- Der **Betrieb der Kohlekraftwerke** in den kommenden Jahren besitzt einen **signifikanten Einfluss auf den weiteren Transformationspfad**. Eine frühe Reduktion des Betriebs ist die kostengünstigste Option, um Flexibilisierungsmöglichkeiten in der Defossilisierung der späteren Jahre zu erschließen.
- Die Treibhausgasneutralität in 2045 wird für keine Voraussicht erreicht. Je länger die Voraussicht, desto höher sind die verbleibenden Restemissionen in 2045.

4. Sind die Ziele des deutschen Klimaschutzgesetzes hinsichtlich der jährlichen Emissionsobergrenzen kostenoptimal definiert?

Zur Begrenzung des **Klimaerwärmungsbeitrags** von Deutschland **von** 2020 **bis** 2045 ist das definierte **Ziel der Treibhausgasneutralität in** 2045 **nicht kostenoptimal**. Ein schnelleres Abschalten der Kohlekraftwerke zur Emissionseinsparung, um höhere Restemissionen im Industriesektor in 2045 zu ermöglichen, führt im Vergleich zu den jährlichen Zielen des

Klimaschutzgesetzes zu einer Einsparung von $24{,}41$ Milliarden €. Hierdurch können insbesondere im Industriesektor teure Prozessumstellungen vermieden werden. Der Beitrag der Klimaerwärmung, insbesondere der CO_2-Emissionen, ist jedoch kumulativ und wirkt somit über das Jahr 2045 hinaus. Zur **Begrenzung des langfristigen deutschen Klimaerwärmungsbeitrags** ist daher eine **bilanzielle Treibhausgasneutralität nach Ende des Transformationspfades erforderlich**, wodurch sich das Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045 begründet. **Unter dieser Randbedingung** sind die jährlichen Emissionsobergrenzen mit einer Gesamtkostenabweichung von $4{,}76$ Milliarden € **annähernd kostenoptimal** definiert.

5. Welche Maßnahmen sind zur Erreichung strengerer Klimaschutzziele im Vergleich zum Klimaschutzgesetz erforderlich und zu welchen Mehrkosten führen diese?

Die vorliegende Arbeit untersucht erstmals Maßnahmen sowie die Mehrkosten zur Erreichung strengerer Klimaschutzziele in Deutschland bis zur Treibhausgasneutralität in 2045.

- Deutschland kann die **kumulierten CO_2-Emissionen** von 2020 bis 2045 mithilfe extremer Maßnahmen **auf bis zu 4,0 Gt** begrenzen. Hierbei steigen die Mehrkosten exponentiell mit sinkendem CO_2-Budget auf **bis zu 817,9 Milliarden €**.
- Deutschland könnte unter starken Anstrengungen seine Verantwortung zur Begrenzung der Klimaerwärmung auf **1,5 °C mit 50 %** Wahrscheinlichkeit für die Verteilung *Pro-Kopf* [203] und für die Methode *Aufholen + Pro-Kopf* [201] erfüllen. Die Verantwortung zur Begrenzung der Klimaerwärmung auf **1,5 °C mit einer Wahrscheinlichkeit von über 50 % ist jedoch für keine Maßnahmen und Mehrkosten möglich**.
- Das Ziel der Treibhausgasneutralität wird nur für CO_2-Budgets unter $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ von 2045 auf 2040 vorverlegt. Für **strengere Klimaschutzziele** ist die **Verschärfung kurzfristiger Ziele entscheidender als eine frühere Treibhausgasneutralität**.
- Geringere kumulierter Emissionen als $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ werden nicht aufgrund fehlender Potenziale der PV- und Windenergieanlagen verhindert, sondern durch weitere Restriktionen, wie beispielsweise das Einführungsjahr der CO_2-Einspeicherung.
- Zur Erreichung strengerer Klimaschutzziele als die des Klimaschutzgesetzes wird das Zielsystem des Transformationspfades nicht verändert, jedoch ist eine Anpassung der Transformationsgeschwindigkeit zur Zielerreichung erforderlich. Die Umsetzung **strengerer Klimaschutzziele beschleunigt die Transformation** zum Zielsystem.
- Bei leicht reduzierten Emissionsbudgets im Vergleich zum Klimaschutzgesetz liegt der Fokus der zusätzlichen Maßnahmen auf der Strombereitstellung. Eine weitere Reduktion des Emissionsbudgets dekarbonisiert zusätzlich insbesondere den Industriesektor stärker. Für die strengstmöglichen Emissionsbudgets erfolgt zusätzlich eine stärkere Defossilisierung des Gebäudesektors.
- Das geringstmögliche Emissionsbudget von $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ resultiert in **extremen jährlichen Ausbauraten** von $49{,}0\,\mathrm{GW}$ für Onshore-Windenergieanlagen sowie $53{,}0\,\mathrm{GW}$ für die Freiflächen-PV-Anlagen zwischen 2020 und 2025, welche die aktuellen Ausbauraten um ein Vielfaches übersteigen. Die **Begrenzung der Ausbauraten**, vergleichbar zur Studie Stolten et al. [15], beeinflusst den Transformationspfad stark. Dies führt zu signifikanten Mehrkosten und begrenzt das **erreichbare CO_2-Budget auf 5,0 Gt**.

- Reduzierte Potenziale von Windenergieanlagen resultieren in mehr wasserstoffbasierten Prozessen und höheren Wasserstoffimporten, während reduzierte Wasserstoffimportmöglichkeiten die inländische Wasserstoffproduktion sowie den Ausbau von PV- und Windenergieanlagen zur Strombereitstellung erhöht. Die PV- und Windenergieanlagen und die Wasserstoffimporte zeigen eine starke gegenseitige Beeinflussung.
- Die Möglichkeiten der CO_2-Speicherung werden für alle CO_2-Budgets vollständig genutzt und wirken daher restriktiv. Durch die **Verdopplung der CO_2-Einspeicherungsmöglichkeiten** wird auf die Umstellung des fossilen Methanols **auf regeneratives Methanol** auf Basis von Wasserstoff und CO_2 im Chemiesektor zur bilanziellen Emissionsreduktion des Systems **verzichtet**. Die Erhöhung der CO_2-Einspeicherungsmöglichkeiten führt nicht zu einer Verringerung des erreichbaren CO_2-Budgets, reduziert jedoch die Gesamtkosten des Transformationspfades.

Kapitel 7

Zusammenfassung

Forschungslücken in bisherigen Untersuchungen

Um den Beitrag Deutschlands zur Begrenzung der menschengemachten Klimaerwärmung zu leisten, muss das Energiesystem umfassend transformiert werden. Der Ausbau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen ist dabei zur Defossilisierung des Energiesystems von zentraler Bedeutung.

Verschiedene Systemstudien untersuchen den Transformationspfad des deutschen Energiesystems im Rahmen des Klimaschutzgesetzes von 2021 mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045. Diese Studien sowie die vorangegangenen Potenzialanalysen für erneuerbare Energien zeigen jedoch folgende Forschungslücken auf:

- Die Potenziale von PV- und Windenergieanlagen variieren stark zwischen den Studien und basieren häufig nicht auf transparenten und reproduzierbaren Landverfügbarkeitsanalysen, welche die aktuellen gesetzlichen Bestimmungen berücksichtigen. Bisherige Potenzialanalysen für Offshore-Windenergieanlagen verwenden unterschiedliche Landnutzungskategorien und verschiedene Landnutzungsdatensätze und weisen stark abweichende Potenziale aus. Zudem werden die innovativen PV-Anlagen in keiner Systemstudie berücksichtigt.

- Des Weiteren weisen die PV- und Windenergieanlagen eine wetterabhängige Einspeisung auf. Bislang wurde die Robustheit der Transformationspfade hinsichtlich der Wetterbedingungen in den bisherigen Studien nicht untersucht.

- Die Mehrheit der Systemstudien unterstellt eine Allwissenheit und damit eine weitsichtige Entscheidungsfindung über den Transformationspfad. Alternative Transformationspfad-Methoden bilden hingegen auch begrenzte Voraussichten ab.

- Das Klimaschutzgesetz definiert jährliche Reduktionsziele der Treibhausgasemissionen. Insbesondere für die CO_2-Emissionen korreliert hingegen die Klimaerwärmung mit den kumulierten CO_2-Emissionen über viele Jahre. Bislang vergleicht keine Studie den Transformationspfad mit jährlichen Emissionszielen mit einem Emissionsbudget, um die Kostenoptimalität der jährlichen Ziele des Klimaschutzgesetzes zu überprüfen.

- Eine Analyse der Maßnahmen und Mehrkosten zur Erreichung strengerer Klimaschutzziele ist bislang nicht erfolgt.

Methodik

Zur Ermittlung der Potenziale von Offshore-Windenergieanlagen, Agri-PV-Anlagen, schwimmenden PV-Anlagen sowie Parkplatz-PV-Anlagen in Deutschland werden detaillierte Landverfügbarkeitsanalysen mit einer Auflösung von $10\,\mathrm{m}$x$10\,\mathrm{m}$ wie folgt durchgeführt:

- Die Potenziale der Offshore-Windenergieanlagen werden erstmalig mithilfe offizieller Datensätze für vier Szenarien bestimmt. Zwei Szenarien bestimmen das Potenzial auf den ausgewiesenen Vorrang- und Vorbehaltsgebieten der Gesetzgebung, während zwei weitere Szenarien die Flächenerweiterung durch Einschränkung anderer Landnutzungskategorien, insbesondere der Schifffahrt und der Militärgebiete, untersuchen. Aufgrund der signifikanten Abweichungen zwischen den Ergebnissen bestehender Potenzialstudien wird zudem der Einfluss der berücksichtigten Landnutzungskategorien sowie die Qualität der zugehörigen Landnutzungsdatensätze für die Kategorien Schifffahrt, Militärgebiete, Naturschutzgebiete, Pipelines und Kabel untersucht.
- Das Potenzial der Parkplatz-PV-Anlagen wird erstmalig auf bestehenden Parkplätzen in Abhängigkeit einer Mindestanzahl von 35, 50 und 100 Stellplätzen für Deutschland ermittelt. Eine Voranalyse bestimmt die Größe der Parkplätze in Abhängigkeit der Stellplatzanzahl sowie der nutzbare Flächenanteil auf den Parkplätzen von $42{,}2\,\%$.
- Die Potenziale der schwimmenden PV-Anlagen werden erstmalig für die gesetzlichen Vorgaben bezüglich der Gewässerart, der maximalen Flächenbelegung sowie des Uferabstands transparent und reproduzierbar bestimmt. Zusätzlich wird die Sensitivität hinsichtlich der Anpassung dieser Restriktionen untersucht.
- Zur Analyse der Potenziale von Agri-PV-Anlagen in Deutschland wird erstmalig ein hochaufgelöster Datensatz mit einer Auflösung von $10\,\mathrm{m}$x$10\,\mathrm{m}$ zu den Anbauflächen diverser Pflanzensorten verwendet. Für jeweils zwei Szenarien werden die Potenziale für die hochaufgeständerten Agri-PV-Anlagen sowie der vertikalen Agri-PV-Anlagen in Abhängigkeit der Pflanzeneignung sowie des Maschinendesigns ermittelt.

Zur Beantwortung der Forschungsfragen zur Transformation des deutschen Energiesystems ist eine methodische Erweiterung des Optimierungsframeworks *ETHOS.FINE* erforderlich. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit erfolgt eine Erweiterung des Frameworks unter anderem um die folgenden Funktionalitäten.

- Mehrjährige Optimierung mit Kapazitätsentwicklungen, Berücksichtigung jahresabhängiger System- und Komponentenparameter, sowie Effizienzsteigerung in Abhängigkeit des Zubauzeitpunkts und Anpassung der Zielfunktion
- Transformationspfad-Methoden von vollständiger Myopie bis zur perfekten Voraussicht zur Berücksichtigung der Voraussicht über die Modelljahre
- Begrenzungen von Commodities über mehrere Modelljahre, um die Berücksichtigung von Emissionsbudgets zu ermöglichen

Das Modell *ETHOS.Nestor* zur Analyse der Transformation des deutschen Energiesystems wird zur Anwendung der beschriebenen Implementierungen in *ETHOS.FINE* weiterentwickelt. Zusätzlich wird eine automatisierte Kopplung der Potenziale implementiert. In einer Voranalyse wird darüber hinaus die Verwendung von 25 Typtagen und 12 Segmenten als Kompromiss zwischen Genauigkeit und Rechenzeit für die zeitliche Betriebsabbildung identifiziert.

Ergebnisse

Die Potenziale für PV- und Windenergieanlagen sind stark von den verfügbaren Flächen abhängig, welche maßgeblich von der Gesetzgebung bestimmt werden. Die Potenzialanalyse für Offshore-Windenergieanlagen ergibt ein Potenzial von $56{,}1\,\mathrm{GW}$ unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen, das sich jedoch bei einer stärkeren Einschränkung militärischer Gebiete und Schifffahrtswege auf bis zu $100\,\mathrm{GW}$ erhöhen lässt. Abweichungen zwischen den Ergebnissen bisheriger Potenzialstudien können vor allem auf die Berücksichtigung unterschiedlicher Landnutzungskategorien sowie auf Qualitätsunterschiede der verwendeten Datensätze zurückgeführt werden. Für innovative Photovoltaik-Anlagen zeigen sich hohe Potenziale von Agri-PV-Anlagen zwischen 3215 und $5437\,\mathrm{GW_p}$. Parkplatz-PV-Anlagen haben je nach berücksichtigten Parkplätzen ein Potenzial zwischen $16{,}5$ und $24{,}6\,\mathrm{GW_p}$, während schwimmende PV-Anlagen unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen lediglich ein vergleichsweise geringes Potenzial von $4{,}7\,\mathrm{GW_p}$ besitzen. Durch Anpassungen des maximal zulässigen Flächenanteils sowie eine Ausweitung der erlaubten Gewässerarten könnten die Potenziale schwimmender PV-Anlagen jedoch deutlich steigen.

Die Potenziale der erneuerbaren Energien beeinflussen die Transformation des deutschen Energiesystems. Ausreichende Potenziale für Windenergieanlagen sind hierbei eine zentrale Voraussetzung für eine kosteneffiziente Transformation. Einschränkungen der nutzbaren Flächen für den Ausbau von Windenergieanlagen, wie sie in einzelnen Bundesländern durch restriktive Gesetzgebungen vorgesehen sind, führen zu deutlichen Mehrkosten von bis zu 84 Milliarden €. Diese resultieren vor allem aus einem erhöhten Bedarf an Wasserstoffimporten sowie einer teuren inländischen Wasserstoffproduktion. Stehen dagegen ausreichend Flächenpotenziale zur Verfügung, zeigt sich ein Windenergieausbau oberhalb der Ziele des Osterpakets als kostenoptimal für die Transformation des Energiesystems. Andere gesetzliche Anpassungen bewirken hingegen vor allem eine Verschiebung zwischen Photovoltaik- und Windenergieanlagen mit geringeren Auswirkungen auf das restliche Energiesystem. Freiflächen-PV-Anlagen stellen aufgrund ihrer geringen Investitionskosten die wichtigste PV-Technologie dar. Darüber hinaus zeigt sich eine starke Abhängigkeit des optimalen Energiesystems von den angenommenen Wetterbedingungen. Dies unterstreicht die Notwendigkeit eines wetterrobusten Designs des zukünftigen Energiesystems.

Neben den verfügbaren Potenzialen bestimmt vor allem die Weitsichtigkeit der Entscheidungsfindung das Gelingen und die Kosten der Energiewende. Weitsichtige Entscheidungen haben einen erheblichen Einfluss auf das Gelingen und die Kosten der Energiewende. Kurzsichtige Entscheidungen führen zwar kurzfristig zu kostengünstigeren, jedoch emissionsintensiveren Energiesystemen in den ersten Jahren, die auf einen verstärkten Betrieb der Kohlekraftwerke zurückzuführen sind. Dadurch werden jedoch in späteren Jahren kostenintensivere Emissionsminderungen im Industriesektor notwendig, um die Energiewende dennoch zu ermöglichen. Insgesamt entstehen durch kurzsichtige Entscheidungen Mehr-

kosten von bis zu 85 Milliarden €. Eine extrem kurzsichtige Entscheidungsfindung kann sogar zum Scheitern der Energiewende führen. Weitsichtige Entscheidungen hingegen bewirken eine frühzeitige Reduktion des Kohlekraftwerkbetriebs und einen schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien. Die dadurch eingesparten Emissionen im Energiesektor entlasten die Dekarbonisierung in der Industrie in den späteren Jahren. Ein kostenoptimaler Transformationspfad erfordert daher eine weitsichtige Entscheidungsfindung, die zwar mit höheren Kosten in den ersten Jahren verbunden ist, langfristig jedoch signifikant höhere Mehrkosten vermeidet. Da solche Entscheidungen aus einer kurzfristigen Perspektive nicht kostenoptimal erscheinen, sind politische Anreize, wie jährliche Emissionsobergrenzen, notwendig, um frühzeitige Emissionsminderungen umzusetzen und die Einhaltung des Emissionsbudgets zu gewährleisten.

Die im Klimaschutzgesetz von 2021 festgelegten jährlichen Emissionsgrenzen für Deutschland sind nahezu kostenoptimal definiert. Wird die Auswirkung nach 2045 vernachlässigt, wäre es kostenoptimal, die Emissionen in den ersten Jahren stärker zu reduzieren und dafür in 2045 nicht vollständig treibhausgasneutral zu sein, da die Dekarbonisierung ausgewählter Industrieprozesse mit sehr hohen Kosten verbunden ist. Für die Einhaltung langfristiger Klimaschutzziele über 2045 hinaus stellt die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 jedoch eine notwendige Voraussetzung dar.

Deutschland kann die kumulierten CO_2-Emissionen im Zeitraum von 2020 bis 2045 mithilfe extremer Maßnahmen auf bis zu $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ begrenzen. Die Reduktion des Emissionsbudgets erfordert jedoch extreme jährliche Ausbauraten der erneuerbaren Energien und führt zu exponentiell steigenden Mehrkosten von bis zu 817.9 Milliarden €. Die Erreichung strengerer Emissionsbudgets als $4{,}0\,\mathrm{Gt}$ scheitert nicht an den Potenzialen der Photovoltaik- und Windenergieanlagen, sondern an weiteren Restriktionen, etwa am späten Einführungsjahr der CO_2-Speicherung. Insgesamt könnte Deutschland seine Verantwortung für zwei Verteilungsmethoden des gloabeln Budgets auf nationale Ebene zur Begrenzung der Klimaerwärmung auf $1{,}5\,^{\circ}\mathrm{C}$ mit einer Wahrscheinlichkeit von $50\,\%$ erfüllen. Die Einhaltung des deutschen Budgets zur Begrenzung der Klimaerwärmung auf $1{,}5\,^{\circ}\mathrm{C}$ mit einer Wahrscheinlichkeit von über $50\,\%$ ist jedoch nicht erreichbar. Das Zieljahr für die Treibhausgasneutralität wird nur bei CO_2-Budgets unter $5{,}0\,\mathrm{Gt}$ von 2045 auf 2040 vorgezogen. Für die Erreichung strengerer Klimaschutzziele ist daher eine Verschärfung der kurzfristigen Emissionsziele entscheidender als die Vorverlegung der Treibhausgasneutralität. Insgesamt verändert die Umsetzung strengerer Klimaschutzziele nicht das Zielsystem des Transformationspfades, beschleunigt jedoch die Transformation dorthin erheblich.

Für eine kostenoptimale Transformation des deutschen Energiesystems sind weitsichtige, richtungsweisende Entscheidungen und die effiziente Umsetzung kurzfristiger Maßnahmen unerlässlich, insbesondere der rasche Ausbau von PV- und Windenergieanlagen.

Literaturverzeichnis

[1] IPCC, “Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,” p. 2391, 2022.

[2] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), “Klimaschutz in Zahlen - Aktuelle Emissionstrends und Klimaschutzmaßnahmen in Deutschland - Ausgabe 2022,” Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Berlin, Tech. Bericht, 2022.

[3] European Commission. Joint Research Centre., *GHG Emissions of All World Countries: 2023.* LU: Publications Office, 2023.

[4] Umweltbundesamt (UBA), “Kohlendioxid-Emissionen,” https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland/kohlendioxid-emissionen#kohlendioxid-emissionen-im-vergleich-zu-anderen-treibhausgasen, Apr. 2023.

[5] “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,” 2021.

[6] R. Maier, J. Behrens, M. Hoffmann, F. Kullmann, J. Weinand, und D. Stolten, “Impact of foresight horizons on energy system decarbonization pathways (In Review),” 2025.

[7] P. Lopion, P. Markewitz, M. Robinius, und D. Stolten, “A review of current challenges and trends in energy systems modeling,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 96, pp. 156–166, Nov. 2018.

[8] J. Rogelj, M. den Elzen, N. Höhne, T. Fransen, H. Fekete, H. Winkler, R. Schaeffer, F. Sha, K. Riahi, und M. Meinshausen, “Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 °C,” *Nature*, vol. 534, no. 7609, pp. 631–639, Jun. 2016.

[9] M. Robinius, A. Otto, P. Heuser, L. Welder, K. Syranidis, D. Ryberg, T. Grube, P. Markewitz, R. Peters, und D. Stolten, “Linking the Power and Transport Sectors—Part 1: The Principle of Sector Coupling,” *Energies*, vol. 10, no. 7, p. 956, Jul. 2017.

[10] R. Baños, F. Manzano-Agugliaro, F. Montoya, C. Gil, A. Alcayde, und J. Gómez, “Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 4, pp. 1753–1766, Mai 2011.

[11] J. van Ouwerkerk, H. C. Gils, H. Gardian, M. Kittel, W.-P. Schill, A. Zerrahn, A. Murmann, J. Launer, L. Torralba-Díaz, und C. Bußar, “Impacts of power sector model features on optimal capacity expansion: A comparative study,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 157, p. 112004, Apr. 2022.

[12] M. Hoffmann, B. U. Schyska, J. Bartels, T. Pelser, J. Behrens, M. Wetzel, H. C. Gils, C.-F. Tang, M. Tillmanns, J. Stock, A. Xhonneux, L. Kotzur, A. Praktiknjo, T. Vogt, P. Jochem, J. Linßen, J. M. Weinand, und D. Stolten, "A review of mixed-integer linear formulations for framework-based energy system models," *Advances in Applied Energy*, vol. 16, p. 100190, Dez. 2024.

[13] E. Cuisinier, P. Lemaire, A. Ruby, C. Bourasseau, und B. Penz, "Impact of operational modelling choices on techno-economic modelling of local energy systems," *Energy*, vol. 276, p. 127599, Aug. 2023.

[14] D. Stolten, P. Markewitz, T. Schöb, F. Kullmann, S. Risch, T. Groß, M. Hoffmann, D. Franzmann, T. Triesch, S. Kraus, R. Maier, B. Gillessen, H. Heinrichs, N. Pflugradt, T. Grube, J. Linssen, und L. Kotzur, "Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045," Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, Tech. Bericht 577, 2022.

[15] D. Stolten, F. Kullmann, T. Schöb, R. Maier, P. Freitag, K. Schulze, G. Müller, und J. Linßen, "Energieperspektiven 2030," Berlin, Tech. Bericht, Nov. 2023.

[16] J. Thomsen, N. Hussein, A. Dolderer, und C. Kost, "Effect of the foresight horizon on computation time and results using a regional energy systems optimization model," *Energies*, vol. 14, no. 2, 2021.

[17] C. F. Heuberger, I. Staffell, N. Shah, und N. Mac Dowell, "Impact of myopic decision-making and disruptive events in power systems planning," *Nature Energy*, vol. 3, no. 8, pp. 634–640, Mai 2018.

[18] F. Fuso Nerini, I. Keppo, und N. Strachan, "Myopic decision making in energy system decarbonisation pathways. A UK case study," *Energy Strategy Reviews*, vol. 17, pp. 19–26, Sep. 2017.

[19] 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.

[20] T. Felling, O. Levers, und P. Fortenbacher, "Multi-horizon planning of multi-energy systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 212, p. 108509, Nov. 2022.

[21] P. M. Lopion, "Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO2-Reduktionsstrategie," Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2020.

[22] A. Gillich, L. Brodecki, und K. Hufendiek, "Impacts of complementing goals besides emission targets on CO2 mitigation cost: A model-based analysis," *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100395, Nov. 2019.

[23] K. Mainzer, "Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme - Entwicklung und Anwendung eines übertragbaren Modellierungswerkzeugs zur nachhaltigen Systemgestaltung," Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe, 2019.

[24] M. G. Prina, G. Manzolini, D. Moser, R. Vaccaro, und W. Sparber, "Multi-Objective Optimization Model EPLANopt for Energy Transition Analysis and Comparison with Climate-Change Scenarios," *Energies*, vol. 13, no. 12, p. 3255, Jun. 2020.

[25] J. Lambert, A. Hanel, S. Fendt, und H. Spliethoff, "Evaluation of sector-coupled energy systems using different foresight horizons," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 184, p. 113562, Sep. 2023.

[26] I. Keppo und M. Strubegger, “Short term decisions for long term problems - The effect of foresight on model based energy systems analysis,” *Energy*, vol. 35, no. 5, pp. 2033–2042, 2010.

[27] K. Poncelet, E. Delarue, D. Six, und W. D’haeseleer, “Myopic optimization models for simulation of investment decisions in the electric power sector,” in *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Porto, Portugal: IEEE, Jun. 2016, pp. 1–9.

[28] S. Babrowski, T. Heffels, P. Jochem, und W. Fichtner, “Reducing computing time of energy system models by a myopic approach: A case study based on the PERSEUS-NET model,” *Energy Systems*, vol. 5, no. 1, pp. 65–83, 2014.

[29] J. Walter, F. Wähner, L. Rudolph, H. Schwaeppe, und A. Moser, “Method for the Efficient Determination of Transformation Paths for Sector-Integrated Energy Systems,” in *2023 International Conference on Future Energy Solutions (FES)*. Vaasa, Finland: IEEE, Jun. 2023, pp. 1–6.

[30] C. Gerbaulet, C. Von Hirschhausen, C. Kemfert, C. Lorenz, und P.-Y. Oei, “European electricity sector decarbonization under different levels of foresight,” *Renewable Energy*, vol. 141, pp. 973–987, Oct. 2019.

[31] K. Löffler, T. Burandt, K. Hainsch, und P.-Y. Oei, “Modeling the low-carbon transition of the European energy system - A quantitative assessment of the stranded assets problem,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, 2019.

[32] 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.

[33] R. Maier, L. Lütz, S. Risch, F. Kullmann, J. Weinand, und D. Stolten, “Potential of floating, parking, and agri photovoltaics in Germany,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 200, p. 114500, 2024.

[34] F. Sensfuß, B. Lux, B. Bernath, Christiane, C. Kiefer, B. Pfluger, C. Kleinschmitt, K. Franke, und G. Deac, “Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland T45,” Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, Tech. Bericht, Nov. 2022.

[35] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, “Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität,” Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, Tech. Bericht, 2021.

[36] J. Brandes, M. Haun, D. Wrede, P. Jürgens, C. Kost, und H.-M. Henning, “Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem,” Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Tech. Bericht, Nov. 2021.

[37] Kopernikus-Projekt Ariadne, “Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 Szenarien und Pfade im Modellvergleich.” Potsdam Institute for Climate Impact Research, Tech. Bericht, 2021.

[38] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), “Photovoltaik-Strategie,” Mar. 2023.

[39] S. K. A. Risch, “Techno-ökonomisches Potenzial dezentraler und autarker Energiesysteme,” Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2024.

[40] T. Pelser, J. M. Weinand, P. Kuckertz, R. McKenna, J. Linssen, und D. Stolten, “Reviewing accuracy & reproducibility of large-scale wind resource assessments,” *Advances in Applied Energy*, vol. 13, p. 100158, Feb. 2024.

[41] D. Ryberg, M. Robinius, und D. Stolten, “Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe,” *Energies*, vol. 11, no. 5, p. 1246, Mai 2018.

[42] OpenStreetMap contributors, “Open Street Map via overpass turbo,” 2021.

[43] Copernicus Programme, “CORINE Land Cover (CLC),” 2006.

[44] Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG (2021), “Digitales Basis-Landschaftsmodell (Ebenen) (Basis-DLM),” 2021.

[45] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, “Potenzialanalyse der Freiflächen-Photovoltaik,” https://www.energieatlas-bw.de/sonne/freiflachen/potenzialanalyse, 2018.

[46] Landesbetrieb Geoinformation und Vermessung (LGV) Hamburg, “Flächennutzungsplan Hamburg,” Aug. 2021.

[47] Landesvermessung und Geobasisinformation Brandenburg, “Bodenrichtwert-Portal,” https://geobasis-bb.de/lgb/de/geodaten/grundstuecksmarkt/bodenrichtwert-portal/, 2023.

[48] Landesvermessung und Geobasisinformation Brandenburg, “DLM50,” https://geobasis-bb.de/lgb/de/geodaten/atkis-landschaftsmodelle/dlm50/, 2023.

[49] © Bundesamt für Naturschutz (2021), “BfN-Datensatz,” 2021.

[50] © Landesamt für Umwelt Rheinland-Pfalz, “Landesamt für Umwelt Rheinland-Pfalz - Wasserschutz,” 2021.

[51] Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG (2020), “Verwaltungsgebiete 1:250 000 (VG250),” 2020.

[52] WasserBLIcK/BfG und Zuständige Behörden der Länder, “Wasserkörper-DE (Wasserrahmenrichtlinie 3. Zyklus 2022-2027),” 2020.

[53] © Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW), “Daten- und Kartendienst der LUBW - Wasserschutzgebiete,” 2021.

[54] Landesplanung Schleswig-Holstein/MILIG, “Fortschreibung des Landesentwicklungsplans Schleswig-Holstein 2010 (2. Entwurf 2020),” 2021.

[55] Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Vebraucherschutz, “Neubekanntmachung der LROP-Verordnung 2017,” 2017.

[56] Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung, “Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern 2016 (LEP M-V 2016),” 2016.

[57] © Bayerischen Landesamts für Umwelt (LfU), “Bayerischen Landesamts für Umwelt (LfU) - Wasserschutz,” 2021.

[58] © Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW), “Daten- und Kartendienst der LUBW - Überschwemmungsgebiete,” 2021.

[59] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, “Entwurf Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee,” Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, Tech. Bericht, Sep. 2020.

[60] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, “Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee,” Dez. 2020.

[61] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, “CONTIS Administration - WMS,” Jan. 2019.

[62] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, “CONTIS Facilities,” 2020.

[63] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), “Informationen zu deutschen Seismometer-Stationen.”

[64] British Oceanographic Data Centre, “General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO),” 2014.

[65] GEBCO Bathymetric Compilation Group 2022, “The GEBCO_2022 Grid - a continuous terrain model of the global oceans and land.” 2022.

[66] Deutsche WindGuard GmbH, “Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - Jahr 2022,” Deutsche WindGuard GmbH, Tech. Bericht, 2023.

[67] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), “Überblickspapier Osterpaket,” Apr. 2022.

[68] 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, Nov. 2019.

[69] 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.

[70] 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.

[71] J. Amme, E. Kötter, F. Janiak, und B. Lancien, “Der Photovoltaik- und Windflächenrechner - Methoden und Daten,” Reiner Lemoine Institut gGmbH, Tech. Bericht, Oct. 2021.

[72] I. Lütkehus, H. Salecker, und K. Adlunger, “Potenzial der Windenergie an Land,” Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Tech. Bericht, Jun. 2013.

[73] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, “Marktstammdatenregister,” 2023.

[74] 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.

[75] 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.

[76] 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.

[77] 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.

[78] Bundesrepublik Deutschland, "Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023)," Jul. 2023.

[79] Deutsche WindGuard GmbH, "Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland - Jahr 2022," Deutsche WindGuard GmbH, Varel, Tech. Bericht, 2023.

[80] Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, "Maritime raumordnung in der Ausschließlichen wirtschaftszone deutschlands," Sachstand WD 5 - 091/22, WD 8 - 056/22, WD 2 - 055/22, 2022. [Online]. Verfügbar: https://www.bundestag.de/resource/blob/918050/2aefbc158a3a2f627cdc51f395c266a6/WD-5-091-22-WD-8-056-22-WD-2-055-22-pdf-data.pdf

[81] J. Bosch, I. Staffell, und A. D. Hawkes, "Temporally explicit and spatially resolved global offshore wind energy potentials," *Energy*, vol. 163, pp. 766–781, Nov. 2018.

[82] W. Zappa und M. van den Broek, "Analysing the potential of integrating wind and solar power in Europe using spatial optimisation under various scenarios," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 1192–1216, Oct. 2018.

[83] D. G. Caglayan, D. S. Ryberg, H. Heinrichs, J. Linßen, D. Stolten, und M. Robinius, "The techno-economic potential of offshore wind energy with optimized future turbine designs in Europe," *Applied Energy*, vol. 255, p. 113794, Dez. 2019.

[84] 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.

[85] 4C Offshore, "Global Offshore Renewable Map," 2021.

[86] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, "Entwurf Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nord- und Ostsee," 2020.

[87] Directorate-General for Maritime Affairs and Fisheries, "European Marine Observation and Data Network (EMODnet)," 2021.

[88] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, "Höhe (Bathymetrie) - INSPIRE-Download-Service," Jun. 2021.

[89] B. Halpern, M. Frazier, J. Potapenko, K. Casey, K. Koenig, C. Longo, J. Lowndes, C. Rockwood, E. Selig, K. Selkoe, und S. Walbridge, "Cumulative human impacts: Raw stressor data (2008 and 2013)," 2015.

[90] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, “Raumordnungsplan AWZ – WMS,” Sep. 2021.

[91] G. Mahlknecht, “Greg’s Cable Map.”

[92] EMODnet, “EMODnet Human Activities: Telecom cables (schematic routes),” Aug. 2014.

[93] EMODnet, “EMODnet Human Activities, Cables, Actual Routes,” 2015.

[94] TeleGeography, “TeleGeography submarine cable map,” 2018.

[95] WorldMap, “Natural Gas Pipelines in Europe, Asia, Africa & Middle East.”

[96] UNEP-WCMC, IUCN, “The world database on protected areas,” 2016.

[97] Flanders Marine Institute, “World Marine Heritage Sites (version 1),” 2013.

[98] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, “Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2016/2017 und Umweltbericht,” Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, Tech. Bericht, Dez. 2017.

[99] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, “Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende,” Freiburg, Tech. Bericht, 2022.

[100] H. Wirth, “Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,” Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Tech. Bericht, Mar. 2023.

[101] K. Wydra, V. Vollmer, S. Schmidt, S. Prichta, R. Kunze, und H. Aulich, “Potential der Agri-Photovoltaik in Thüringen,” SolarInput e.V., Erfurt, Tech. Bericht, Feb. 2022.

[102] W. Albrecht, “Agri-Photovoltaik Eine weitere Technologie für die Energiewende,” Feb. 2023.

[103] A. Steinhüser, “Chance für die Landwirtschaft und Energiewende,” Mar. 2021.

[104] S. Schindele, M. Trommsdorff, A. Schlaak, T. Obergfell, G. Bopp, C. Reise, C. Braun, A. Weselek, A. Bauerle, P. Högy, A. Goetzberger, und E. Weber, “Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications,” *Applied Energy*, vol. 265, p. 114737, Mai 2020.

[105] M. Laub, L. Pataczek, A. Feuerbacher, S. Zikeli, und P. Högy, “Contrasting yield responses at varying levels of shade suggest different suitability of crops for dual land-use systems: A meta-analysis,” *Agronomy for Sustainable Development*, vol. 42, no. 3, p. 51, Jun. 2022.

[106] M. Yeligeti, W. Hu, Y. Scholz, R. Stegen, und K. von Krbek, “Cropland and rooftops: The global undertapped potential for solar photovoltaics,” *Environmental Research Letters*, vol. 18, no. 5, p. 054027, Mai 2023.

[107] M. Mamun, P. Dargusch, D. Wadley, N. Zulkarnain, und A. Aziz, “A review of research on agrivoltaic systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 161, 2022.

[108] L. Blickensdörfer, M. Schwieder, D. Pflugmacher, C. Nendel, S. Erasmi, und P. Hostert, “National-scale crop type maps for Germany from combined time series of Sentinel-1, Sentinel-2 and Landsat 8 data (2017, 2018 and 2019),” Aug. 2021.

[109] K. Wydra, “Agriphotovoltaik - doppelte Landnutzung, dreifacher Effekt!” Fachhochschule Erfurt, Erfurt, Tech. Bericht, 2021.

[110] Deutsches Institut für Normung e.V., “DIN SPEC 91434:2021-05 - Agri-Photovoltaik-Anlagen Anforderungen an die landwirtschaftliche Haupnutzung,” 2021.

[111] G. Barron-Gafford, M. Pavao-Zuckerman, R. Minor, L. Sutter, I. Barnett-Moreno, D. Blackett, M. Thompson, K. Dimond, A. Gerlak, G. Nabhan, und J. Macknick, “Agrivoltaics provide mutual benefits across the food–energy–water nexus in drylands,” *Nature Sustainability*, vol. 2, no. 9, pp. 848–855, 2019.

[112] A. Weselek, A. Ehmann, S. Zikeli, I. Lewandowski, S. Schindele, und P. Högy, “Agrophotovoltaic systems: Applications, challenges, and opportunities. A review,” *Agronomy for Sustainable Development*, vol. 39, no. 4, p. 35, Jun. 2019.

[113] J. Scharf, M. Grieb, und M. Fritz, “Agri-Photovoltaik Stand und offene Fragen,” Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ), Straubing, Tech. Bericht, Mai 2021.

[114] I. Dewitz, Heinrich-Böll-Stiftung, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, und Michael Succow Stiftung zum Schutz der Natur, Eds., *Mooratlas: Daten und Fakten zu nassen Klimaschützern: ein Kooperationsprojekt von Heinrich-Böll-Stiftung, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland und der Michael Succow Stiftung, Partner im Greifswald Moor Centrum*. Berlin: Heinrich-Böll-Stiftung, 2023.

[115] C. Tegetmeyer, K.-D. Barthelmes, S. Busse, und A. Barthelmes, “Aggregierte Karte der organischen Böden Deutschlands. 2., überarbeitete Fassung,” Greifswald Moor Centrum-Schriftenreihe, Greifswald, Tech. Bericht, Jan. 2021.

[116] Monika Hohlbein, “Informationspapier des Greifswald Moor Centrum zu Photovoltaik-Anlagen auf Moorböden,” Greifswald Moor Centrum, Greifswald, Tech. Bericht, 2022.

[117] Bundesamt für Naturschutz (Hrsg.), “Eckpunkte für einen naturverträglichen Ausbau der Solarenergie,” Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch das Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn, Tech. Bericht, 2022.

[118] C. Monfreda, N. Ramankutty, und J. Foley, “Farming the planet: 2. Geographic distribution of crop areas, yields, physiological types, and net primary production in the year 2000,” *Global Biogeochemical Cycles*, vol. 22, p. GB1022, Mar. 2008.

[119] Copernicus Programme, “CORINE Land Cover (CLC),” 2018.

[120] C. Steadman und C. Higgins, “Agrivoltaic systems have the potential to meet energy demands of electric vehicles in rural Oregon, US,” *Scientific Reports*, vol. 12, no. 1, 2022.

[121] B. Willockx, C. Lavaert, und J. Cappelle, “Geospatial assessment of elevated agrivoltaics on arable land in Europe to highlight the implications on design, land use and economic level,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 8736–8751, 2022.

[122] D. Silalahi, A. Blakers, M. Stocks, B. Lu, C. Cheng, und L. Hayes, “Indonesia’s vast solar energy potential,” *Energies*, vol. 14, no. 17, 2021.

[123] M. Tajima und T. Iida, “Evolution of agrivoltaic farms in Japan,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 2361, 2021, p. 9.

[124] P. Malu, U. Sharma, und J. Pearce, “Agrivoltaic potential on grape farms in India,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 23, pp. 104–110, 2017.

[125] M. Beck, G. Bopp, A. Goetzberger, T. Obergfell, C. Reise, und S. Schindele, “Combining PV and Food Crops to Agrophotovoltaic – Optimization of Orientation and Harvest,” *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 4096–4100, Oct. 2012.

[126] A.-K. Schneider, F. Klabunde, L. Buck, M. Ohlhoff, L. Reis, M. Olvermann, S. Kauffeld, B. Engel, G. Glatzel, B. Schröder, und L. Frerichs, “Drawing transformation pathways for making use of joint effects of food and energy production with biodiversity agriphotovoltaics and electrified agricultural machinery,” *Journal of Environmental Management*, vol. 335, 2023.

[127] M. Unger und T. Lakes, “Land Use Conflicts and Synergies on Agricultural Land in Brandenburg, Germany,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 15, no. 5, 2023.

[128] Energieagentur Brandenburg, “Ergebnisse der Potenzialanalyse über nutzbare Flächen für solartechnische Anlagen im Land Brandenburg,” Mar. 2022.

[129] Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG (2012), “Digitales Landschaftsmodell 1:250 000 (Ebenen) (DLM250),” 2012.

[130] B. Dröschel, F. Noll, und Y. Zheng, “Kurzbericht Aktion 3: Ermittlung des Potenzials der vertikalen Agri-PV und der BIPV in der Großregion,” Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme, Saarbrücken, Tech. Bericht, Jul. 2022.

[131] EFTAS GmbH, “InVeKoS Geodata — LPIS 2021 - piveau Hub-UI,” https://data.europa.eu/data/datasets/743b6984-4465-efe5-d617-581b1b46d05f?locale=en, Mar. 2023.

[132] B. Willockx, C. Lavaert, und J. Cappelle, “Geospatial assessment of elevated agrivoltaics on arable land in Europe to highlight the implications on design, land use and economic level,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 8736–8751, Nov. 2022.

[133] A. Feuerbacher, T. Herrmann, S. Neuenfeldt, M. Laub, und A. Gocht, “Estimating the economics and adoption potential of agrivoltaics in Germany using a farm-level bottom-up approach,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 168, 2022.

[134] A. Feuerbacher, M. Laub, P. Högy, C. Lippert, L. Pataczek, S. Schindele, C. Wieck, und S. Zikeli, “An analytical framework to estimate the economics and adoption potential of dual land-use systems: The case of agrivoltaics,” *Agricultural Systems*, vol. 192, p. 103193, Aug. 2021.

[135] A. Weselek, A. Bauerle, J. Hartung, S. Zikeli, I. Lewandowski, und P. Högy, “Agrivoltaic system impacts on microclimate and yield of different crops within an organic crop rotation in a temperate climate,” *Agronomy for Sustainable Development*, vol. 41, no. 5, p. 59, Aug. 2021.

[136] S. Poonia, N. Jat, P. Santra, A. Singh, D. Jain, und H. Meena, “Techno-economic evaluation of different agri-voltaic designs for the hot arid ecosystem India,” *Renewable Energy*, vol. 184, pp. 149–163, 2022.

[137] A. Agostini, M. Colauzzi, und S. Amaducci, “Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment,” *Applied Energy*, vol. 281, 2021.

[138] A. Feuerbacher, T. Herrmann, S. Neuenfeldt, M. Laub, und A. Gocht, “Estimating the economics and adoption potential of agrivoltaics in Germany using a farm-level bottom-up approach,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 168, p. 112784, Oct. 2022.

[139] G. Moreda, M. Muñoz-García, M. Alonso-García, und L. Hernández-Callejo, “Techno-economic viability of agro-photovoltaic irrigated arable lands in the eu-med region: A case-study in southwestern spain,” *Agronomy*, vol. 11, no. 3, 2021.

[140] World Bank Group, ESMAP and SERIS, ESMAP, und SERIS, “Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report,” World Bank, Washington DC, Tech. Bericht, 2019.

[141] K. Ilgen, “Potenzialabschätzung für schwimmende PV-Kraftwerke auf Braunkohle-Tagebauseen in Deutschland,” Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Präsentation, Apr. 2021.

[142] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, “Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor,” 2023.

[143] K. K. Agrawal, S. K. Jha, R. K. Mittal, und S. Vashishtha, “Assessment of floating solar PV (FSPV) potential and water conservation: Case study on Rajghat Dam in Uttar Pradesh, India,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 66, pp. 287–295, Feb. 2022.

[144] E. M. Getie und Y. B. Jember, “Potential Assessment and Performance Evaluation of a Floating Solar Photovoltaic on the Great Ethiopian Renaissance Dam,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2022, pp. 1–12, Jun. 2022.

[145] M. Fereshtehpour, R. Javidi Sabbaghian, A. Farrokhi, E. Jovein, und E. Ebrahimi Sarindizaj, “Evaluation of factors governing the use of floating solar system: A study on Iran’s important water infrastructures,” *Renewable Energy*, vol. 171, pp. 1171–1187, 2021.

[146] D. Mittal, B. Kumar Saxena, und K. V. S. Rao, “Potential of floating photovoltaic system for energy generation and reduction of water evaporation at four different lakes in Rajasthan,” in *2017 International Conference On Smart Technologies For Smart Nation (SmartTechCon)*, Aug. 2017, pp. 238–243.

[147] R. Nagananthini und R. Nagavinothini, “Investigation on floating photovoltaic covering system in rural Indian reservoir to minimize evaporation loss,” *International Journal of Sustainable Energy*, vol. 40, no. 8, pp. 781–805, 2021.

[148] N. Ravichandran, H. H. Fayek, und E. Rusu, “Emerging Floating Photovoltaic System—Case Studies High Dam and Aswan Reservoir in Egypt,” *Processes*, vol. 9, no. 6, p. 1005, Jun. 2021.

[149] Y. Nhiavue, H. S. Lee, S. W. Chisale, und J. S. Cabrera, “Prioritization of Renewable Energy for Sustainable Electricity Generation and an Assessment of Floating Photovoltaic Potential in Lao PDR,” *Energies*, vol. 15, no. 21, p. 8243, Nov. 2022.

[150] H. Pouran, M. Padilha Campos Lopes, H. Ziar, D. Alves Castelo Branco, und Y. Sheng, “Evaluating floating photovoltaics (FPVs) potential in providing clean energy and supporting agricultural growth in Vietnam,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 169, p. 112925, Nov. 2022.

[151] M. Padilha Campos Lopes, T. Nogueira, A. J. L. Santos, D. Castelo Branco, und H. Pouran, "Technical potential of floating photovoltaic systems on artificial water bodies in Brazil," *Renewable Energy*, vol. 181, pp. 1023–1033, Jan. 2022.

[152] S. Mahmood, S. Deilami, und S. Taghizadeh, "Floating Solar PV and Hydropower in Australia: Feasibility, Future Investigations and Challenges," in *2021 31st Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Sep. 2021, pp. 1–5.

[153] R. S. Spencer, J. Macknick, A. Aznar, A. Warren, und M. O. Reese, "Floating Photovoltaic Systems: Assessing the Technical Potential of Photovoltaic Systems on Man-Made Water Bodies in the Continental United States," *Environmental Science & Technology*, vol. 53, no. 3, pp. 1680–1689, Feb. 2019.

[154] S.-M. Kim, M. Oh, und H.-D. Park, "Analysis and Prioritization of the Floating Photovoltaic System Potential for Reservoirs in Korea," *Applied Sciences*, vol. 9, no. 3, p. 395, Jan. 2019.

[155] M. López, F. Soto, und Z. Hernández, "Assessment of the potential of floating solar photovoltaic panels in bodies of water in mainland Spain," *Journal of Cleaner Production*, vol. 340, p. 130752, Mar. 2022.

[156] S.-R. Julieta, R.-B. José-Julio, und Y.-R. Pablo, "A methodology to estimate the photovoltaic potential on parking spaces and water deposits. The case of the Canary Islands," *Renewable Energy*, vol. 189, pp. 1046–1062, Apr. 2022.

[157] M. Rosa-Clot und G. M. Tina, *Submerged and Floating Photovoltaic Systems: Modelling, Design and Case Studies*. Academic Press, Nov. 2017.

[158] L. Liu, Q. Wang, H. Lin, H. Li, Q. Sun, und R. Wennersten, "Power generation efficiency and prospects of floating photovoltaic systems," ser. Energy Procedia, vol. 105, 2017, pp. 1136–1142.

[159] L. Micheli, D. L. Talavera, G. Marco Tina, F. Almonacid, und E. F. Fernández, "Techno-economic potential and perspectives of floating photovoltaics in Europe," *Solar Energy*, vol. 243, pp. 203–214, Sep. 2022.

[160] R. Gonzalez Sanchez, I. Kougias, M. Moner-Girona, F. Fahl, und A. Jäger-Waldau, "Assessment of floating solar photovoltaics potential in existing hydropower reservoirs in Africa," *Renewable Energy*, vol. 169, pp. 687–699, Mai 2021.

[161] G. Kakoulaki, R. Gonzalez Sanchez, A. Gracia Amillo, S. Szabo, M. De Felice, F. Farinosi, L. De Felice, B. Bisselink, R. Seliger, I. Kougias, und A. Jaeger-Waldau, "Benefits of pairing floating solar photovoltaics with hydropower reservoirs in Europe," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 171, 2023.

[162] Y. Jin, S. Hu, A. D. Ziegler, L. Gibson, J. E. Campbell, R. Xu, D. Chen, K. Zhu, Y. Zheng, B. Ye, F. Ye, und Z. Zeng, "Energy production and water savings from floating solar photovoltaics on global reservoirs," *Nature Sustainability*, Mar. 2023.

[163] L. Essak und A. Ghosh, "Floating Photovoltaics: A Review," *Clean Technologies*, vol. 4, no. 3, pp. 752–769, Aug. 2022.

[164] N. Lee, U. Grunwald, E. Rosenlieb, H. Mirletz, A. Aznar, R. Spencer, und S. Cox, "Hybrid floating solar photovoltaics-hydropower systems: Benefits and global assessment of technical potential," *Renewable Energy*, vol. 162, pp. 1415–1427, Dez. 2020.

[165] J. Farfan und C. Breyer, “Combining Floating Solar Photovoltaic Power Plants and Hydropower Reservoirs: A Virtual Battery of Great Global Potential,” *Energy Procedia*, vol. 155, pp. 403–411, Nov. 2018.

[166] J. Wang, B. A. Walter, F. Yao, C. Song, M. Ding, A. S. Maroof, J. Zhu, C. Fan, J. M. McAlister, M. S. Sikder, Y. Sheng, G. H. Allen, J.-F. Crétaux, und Y. Wada, “GeoDAR: Georeferenced global Dams And Reservoirs dataset for bridging attributes and geolocations,” Apr. 2022.

[167] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, “Fraunhofer ISE analysiert Potenzial für Solarkraftwerke auf Braunkohle-Tagebauseen,” Freiburg, Pressebericht, Feb. 2020.

[168] T. Weigl, “Schwimmende Solarfarmen (Floating PV) – ein Erfahrungsbericht - 7. Info-Veranstaltung zum Klimaschutz,” 2021.

[169] LUBW Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, “PV-Potenzial auf Baggerseen (Schwimmende PV) - Energieatlas,” https://www.energieatlas-bw.de/sonne/sonderflachen/potenzialanalyse/pv-potenzial-auf-baggerseen, 2021.

[170] C. R. Lemke, D. John, N. Tedjosantoso, Martin Kaltschmitt, und H. Schäfers, “Solarpotenzialstudie für Hamburg,” Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH, Hamburg, Tech. Bericht, 2023.

[171] M. Padilha Campos Lopes, S. de Andrade Neto, D. Alves Castelo Branco, M. Vasconcelos de Freitas, und N. da Silva Fidelis, “Water-energy nexus: Floating photovoltaic systems promoting water security and energy generation in the semiarid region of Brazil,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 273, 2020.

[172] V. Ramasamy und R. Margolis, “Floating Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2021 Installations on Artificial Water Bodies,” Tech. Bericht NREL/TP-7A40-80695, 1828287, MainId:77479, Oct. 2021.

[173] S. Di Grazia und G. Tina, “Optimal site selection for floating photovoltaic systems based on geographic information systems (GIS) and multi-criteria decision analysis (MCDA): A case study,” *International Journal of Sustainable Energy*, 2023.

[174] L. Farrar, A. Bahaj, P. James, A. Anwar, und N. Amdar, “Floating solar PV to reduce water evaporation in water stressed regions and powering water pumping: Case study Jordan,” *Energy Conversion and Management*, vol. 260, 2022.

[175] L. da Costa und G. da Silva, “Save water and energy: A techno-economic analysis of a floating solar photovoltaic system to power a water integration project in the Brazilian semiarid,” *International Journal of Energy Research*, vol. 45, no. 12, pp. 17 924–17 941, 2021.

[176] S. Gorjian, H. Sharon, H. Ebadi, K. Kant, F. Scavo, und G. Tina, “Recent technical advancements, economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 278, 2021.

[177] E. Cuce, P. Cuce, S. Saboor, A. Ghosh, und Y. Sheikhnejad, “Floating PVs in terms of power generation, environmental aspects, market potential, and challenges,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 14, no. 5, 2022.

[178] L. Micheli, “Energy and economic assessment of floating photovoltaics in Spanish reservoirs: Cost competitiveness and the role of temperature,” *Solar Energy*, vol. 227, pp. 625–634, 2021.

[179] Rödl & Partner, “Floating PV - Potenziale und Herausforderungen in Deutschland | Rödl & Partner,” https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2020-11/floating-pv-potenziale-herausforderungen-in-deutschland, Nov. 2020.

[180] J. Baptista, P. Vargas, und J. Ferreira, “A techno-economic analysis of floating photovoltaic systems, for southern european countries,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 19, pp. 57–62, 2021.

[181] G. Stryi-Hipp, C. Kost, C. Schill, C. Balmus, A. März, D. Peper, und B. Xu-Sigurdsson, “Gutachten Photovoltaik- und Solarthermieausbau in Schleswig-Holstein,” Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Tech. Bericht, Feb. 2022.

[182] Baden-Württenberg, “Photovoltaik-Pflicht für alle Neubauten ab 2022,” https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/photovoltaik-pflicht-fuer-alle-neubauten-ab-2022, Dez. 2021.

[183] Ministerium des Inneren NRW, “GV. NRW. Ausgabe 2021 Nr. 48 vom 1.7.2021 Seite 821 bis 832 | RECHT.NRW.DE,” http://recht.nrw.de/lmi/owa/br_vbl_detail_text?anw_nr=6&vd_id=19609&ver=8&val=19609&sg=0&menu=0&vd_back=N, Jul. 2021.

[184] Petra Hannen, “Hessen beschließt Photovoltaik-Pflicht für neue Parkplätze,” https://www.pv-magazine.de/2022/11/17/hessen-beschliesst-photovoltaik-pflicht-fuer-neue-parkplaetze/, Nov. 2022.

[185] Energieagentur Rheinland-Pfalz, “Beschlossen: PV-Pflicht für Gewerbe und Parkplätze,” https://www.energieagentur.rlp.de/info/die-energieagentur-informiert/aktuelle-meldungen/aktuelles-detail/beschlossen-pv-pflicht-fuer-gewerbe-und-parkplaetze, Sep. 2021.

[186] R. Quax, M. Londo, W. van Hooff, T. Kuijers, J. Witte, W. van Sark, und W. Sinke, “Assessment of spatial implications of photovoltaics deployment policies in the Netherlands,” *Solar Energy*, vol. 243, pp. 381–392, 2022.

[187] Photovoltaik Netzwerk Baden-Württemberg, “Photovoltaik-Parkplätze Solarüberdachung von Park- und Stellplätzen,” https://solarcluster-bw.de/fileadmin/Dokumente/Aktuelles/Nachrichten/2022/2022_01_Solar_Cluster_BW_PV-Netzwerk_Faktenpapier_Photovoltaik-Parkplaetze.pdf, Jan. 2022.

[188] Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH, “Photovoltaik auf Parkplätzen,” https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/themen/strom/parkplatz-pv.php, 2022.

[189] R. Krishnan, A. Haselhuhn, und J. M. Pearce, “Technical Solar Photovoltaic Potential of Scaled Parking Lot Canopies: A Case Study of Walmart U.S.A.” *Journal on Innovation and Sustainability RISUS*, vol. 8, no. 2, pp. 104–125, Jun. 2017.

[190] S. S. Deshmukh und J. M. Pearce, “Electric vehicle charging potential from retail parking lot solar photovoltaic awnings,” *Renewable Energy*, vol. 169, pp. 608–617, Mai 2021.

[191] N. Vandewetering, K. S. Hayibo, und J. M. Pearce, “Open-Source Photovoltaic—Electrical Vehicle Carport Designs,” *Technologies*, vol. 10, no. 6, p. 114, Nov. 2022.

[192] N. N. Al Awadhi, Y. Moumouni, und A. Khodary, “Sizing of a Car Parking Photovoltaic System: An Economic Analysis,” in *2019 Advances in Science and Engineering Technology International Conferences (ASET)*, Mar. 2019, pp. 1–4.

[193] A. S. Alghamdi, A. S. Bahaj, und Y. Wu, “Assessment of Large Scale Photovoltaic Power Generation from Carport Canopies,” *Energies*, vol. 10, no. 5, p. 686, Mai 2017.

[194] F. Umer, M. Aslam, M. Rabbani, M. Hanif, N. Naeem, und M. Abbas, “Design and optimization of solar carport canopies for maximum power generation and efficiency at Bahawalpur,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2019, 2019.

[195] F. Calise, S. Fabozzi, L. Vanoli, und M. Vicidomini, “A sustainable mobility strategy based on electric vehicles and photovoltaic panels for shopping centers,” *Sustainable Cities and Society*, vol. 70, p. 102891, Jul. 2021.

[196] K. Mongkoldhumrongkul, “Techno-economic analysis of photovoltaic rooftop system on car parking area in Rayong, Thailand,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 202–212, 2023.

[197] Y. Krim, M. Sechilariu, und F. Locment, “PV Benefits Assessment for PV-Powered Charging Stations for Electric Vehicles,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 9, p. 4127, Apr. 2021.

[198] Geschäftsstelle des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU), “Wie viel CO_2 darf Deutschland maximal noch ausstoßen? Fragen und Antworten zum CO_2-Budget,” Geschäftsstelle des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU), Tech. Bericht, Jun. 2022.

[199] Wuppertal Institut, “CO2-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze,” Wuppertal Institut, Wuppertal, Tech. Bericht, Oct. 2020.

[200] B. Knopf und O. Geden, “Ist Deutschland auf dem 1,5-Grad-Pfad?” Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH, Berlin, Tech. Bericht, Mar. 2022.

[201] Helmholtz Climate Initiative, “Defining the German carbon budget,” Helmholtz Climate Initiative, Tech. Bericht, Jun. 2020.

[202] N. Höhne, M. den Elzen, und D. Escalante, “Regional GHG reduction targets based on effort sharing: A comparison of studies,” *Climate Policy*, vol. 14, no. 1, pp. 122–147, Jan. 2014.

[203] Sachverständigenrat für Umweltfragen, “Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa,” Berlin, Tech. Bericht, 2020.

[204] Umweltbundesamt, “Emissionsübersichten KSG-Sektoren 1990-2022,” 2023.

[205] N. Höhne, M. Hagemann, und H. Fekete, “Zwei neue Klimaschutzziele für Deutschland,” NewClimate Institute, Tech. Bericht, 2020.

[206] Konzeptwerk Neue Ökonomie, “Mit grüner Marktwirtschaft das Klima retten? Klimagerechtigkeits-Check der Ampel-Regierung,” Konzeptwerk Neue Ökonomie, Leipzig, Tech. Bericht, Feb. 2022.

[207] IPCC, “Global Warming of 1.5 °C. An IPCC spe cial report on the impacts of global warming of 1.5 °C above preindustrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustain able development, and efforts to eradicate poverty,” IPCC, Geneva, Tech. Bericht, 2018.

[208] M. Sargl, D. Wiegand, G. Wittmann, und A. Wolfsteiner, “Berechnung Pariskompatibler Emissionspfade mit dem ESPM am Beispiel Deutschlands und der EU,” Zenodo, Tech. Bericht, Nov. 2022.

[209] Boston Consulting Group, “Klimapfade 2.0,” Boston Consulting Group, Tech. Bericht, Oct. 2021.

[210] F. Kullmann, P. Markewitz, L. Kotzur, und D. Stolten, “The value of recycling for low-carbon energy systems - A case study of Germany’s energy transition,” *Energy*, vol. 256, p. 124660, Oct. 2022.

[211] L. Welder, “Optimizing Cross-linked Infrastructure for Future Energy Systems,” Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2022.

[212] T. Groß, K. Knosala, M. Hoffmann, N. Pflugradt, und D. Stolten, “ETHOS.FINE: A Framework for Integrated Energy System Assessment,” 2023.

[213] L. Welder, D. Ryberg, L. Kotzur, T. Grube, M. Robinius, 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.

[214] L. Kotzur, P. Markewitz, M. Robinius, und D. Stolten, “Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage,” *Applied Energy*, vol. 213, pp. 123–135, Mar. 2018.

[215] M. Hoffmann, L. Kotzur, und D. Stolten, “The Pareto-optimal temporal aggregation of energy system models,” *Applied Energy*, vol. 315, p. 119029, Jun. 2022.

[216] M. Hoffmann, L. Kotzur, D. Stolten, und M. Robinius, “A Review on Time Series Aggregation Methods for Energy System Models,” *Energies*, vol. 13, no. 3, p. 641, Feb. 2020.

[217] M. Hoffmann, *Temporal Aggregation Methods for Energy System Modeling*. RWTH Aachen University, 2022, vol. RWTH Aachen University.

[218] 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.

[219] F. Kullmann, *Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen der energieintensiven Industrie Deutschlands im Kontext von CO2-Reduktionsstrategien*. RWTH Aachen University, 2022, vol. RWTH Aachen University.

[220] T. Schöb, “Modellgestützte Analyse treibhausgasneutraler Transformationsstrategien für Deutschland,” Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2024.

[221] M. Robinius, P. Markewitz, P. Lopion, F. Kullmann, P.-M. Heuser, K. Syranidis, S. Cerniauskas, T. Schöb, M. Reuß, S. Ryberg, L. Kotzur, D. Caglayan, L. Welder, J. Linßen, T. Grube, H. Heinrichs, P. Stenzel, und D. Stolten, “WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050,” Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, Tech. Bericht 499, 2020.

[222] S. Kraus, “Optionen zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor,” Dissertation, RWTH Aachen University, 2024.

[223] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität,” Oct. 2021.

[224] Umweltbundesamt, “Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - RESCUE,” Dessau-Roßlau, Tech. Bericht, 2019.

[225] Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Technical University of Denmark, und Max-Planck-Institute for Biogeochemistry, “Making the Most of Offshore Wind Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea,” Agora Energiewende, Dänemark, Tech. Bericht, 2020.

[226] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, “Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende - Update 2017,” Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Tech. Bericht, 2017.

[227] P. Sterchele, J. Brandes, J. Heilig, D. Wrede, C. Kost, T. Schlegl, A. Bett, und H.-M. Henning, “Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen,” Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Tech. Bericht, 2020.

[228] J. Schuler, C. Krämer, S. Hildebrandt, R. Steinhäußer, A. Starick, und M. Reutter, “Kumulative Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Natur und Landschaft,” Bundesamt für Naturschutz, Bonn, Tech. Bericht 463, 2017.

[229] K. Fath, “Technical and economic potential for photovoltaic systems on buildings,” Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017.

[230] 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.

[231] D. G. Çağlayan, “A Robust Design of a Renewable European Energy System Encompassing a Hydrogen Infrastructure,” Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, Sep. 2020.

[232] D. S. Ryberg, “Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe,” Dissertation, RWTH Aachen University, 2020.

[233] D. F. Sensfuß, K. Franke, und D. C. Kleinschmitt, “Langfristszenarien 3 - Potentiale Windenergie auf See - Datensatz 127,” Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Karlsruhe, Tech. Bericht, Aug. 2021.

[234] 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.

[235] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, “Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2022),” Feb. 2022.

[236] S. Lübbers, M. Wünsch, M. Lovis, J. Wagner, F. Sensfuß, G. Luderer, und F. Bartels, “Vergleich der ,,Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien,” p. 42, Mar. 2022.

[237] D. Manske und J. Schmiedt, “Geo-locations and system data of renewable energy installations in germany (version v20230420),” 2023. [Online]. Verfügbar: https://doi.org/10.5281/zenodo.8188601

[238] B. Nixdorf, M. Hemm, A. Schlundt, M. Kapfer, und H. Krumbeck, “Braunkohlentagebauseen in Deutschland,” Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Tech. Bericht, 2000.

Anhang A

Landnutzungsdatensätze für die Potenzialanalysen

Im folgenden Kapitel werden die verwendeten Landnutzungsdatensätze mit den jeweiligen Abfragen zur Identifikation der jeweiligen Landnutzungskategorien vorgestellt.

A.1 Landnutzungsdatensätze für die Potenzialanalyse der innovativen PV-Anlagen

Tabelle A.1: Ausschlüsse in der Landverfügbarkeitsanalyse von Parkplatz-, Agri- und Schwimmende-PV-Anlagen

Landnutzungs-kategorien	Datensatz, Institution	Abfrage
Nationalparks	WDPA [96]	`Desig='Nationalpark'`
Naturschutz-gebiete	WDPA [96]	`Desig='Naturschutzgebiet'`
Habitate	WDPA [96]	`Desig='Site of Community Importance (Habitats Directive)'`
Vogelschutz-gebiete	WDPA [96]	`DESIG_ENG = 'Special Protection Area (Birds Directive)'`
Wald	Basis-DLM [44]	Datensatz: `veg02_f.shp` keine Abfrage
Moore	[115]	keine Abfrage
Wasserschutz-gebiete I und II	BfG [52]	Datensatz: AM_drinkingWaterProtectionArea-DE.shp Query: `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')`
	LUBW [58]	`ZONE in ('Zone I und II bzw. IIA' , 'Zone IIB' )`
	LFU-RP [50]	`SCHUTZZO_1 in ('Zone I' , 'Zone II' 'Zone II A' , 'Zone II S')`
Überschwemmungs-gebiete	BfG [52]	Datensatz: AM_floodplain-DE.shp
	LfU [57]	Datensatz: UEGeb_festgesetzt_09 _11 _2021.shp and UEGeb_vor_gesichert _09 _11 _2021.shp
	LUBW [53]	Datensatz: Ueberschwemmungsgebiet (M1_M2)_polygon.shp
Biosphärengebiete - Kernzonen und Pflegezonen	BfN [49]	Datensatz: Bio_Zonierung2021_3035 Query: `ZONIERUNG in ('Kernzone', 'Pflegezone')`

A.2 Landnutzungsdatensätze für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen

Tabelle A.2: Identifikation der Initialflächen für Offshore-Windenergieanlagen für die Potenzialszenarien S2 und S3

Szenario	Datensatz	Datensatzname	Abfrage
S2	Raumordnungsplan AWZ [90]	OffshoreWindEnergy.shp	None
	Landesraumentwicklungs-programm Mecklenburg-Vorpommern 2016 [56]	Gebiete_fuer_Schifffahrt_LEPMV2016.shp	None
	Niedersachsen LROP 2017 Neubekanntmachung [55]	LROP2017gesamt_windnergie.shp	None
S3	Raumordnungsplan AWZ [90]	OffshoreWindEnergy.shp	`Type = 'priority area'`
			`OR Type = 'conditional priority area'`
	Landesraumentwicklungs-programm Mecklenburg-Vorpommern 2016 [56]	Gebiete_fuer_Schifffahrt_LEPMV2016.shp	`festlegung != 'Marines Vorbehaltsgebiet für Windenergieanlagen'`
	Niedersachsen LROP 2017 Neubekanntmachung [55]	LROP2017gesamt_windnergie.shp	`zvs_text = 'Eignungsgebiet Windenergienutzung'`

Tabelle A.3: Identifikation der Infrastrukturen für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen

Kriterium	Datensatz/Institution	Datensatzname	Filter oder Code
Kabel	OSM [42]	[out:json]; (way[ßeamark:type-”cable_submarine”] (53.0, 1.5, 56.0, 16); relation[ßeamark:type-”cable_submarine”] (53.0, 1.5, 56.0, 16);); out body; ¿; out skel qt;	status != ’Approved’ AND status != ’Planned’
Kabel	CONTIS Administration [61]	File 1: contis_datacables.shp File 2: contis_highvoltagecables.shp	status”!= ’Approved’ AND ßtatus”!= ’Planned’
Kabel	Gregs Cable Map [91]	Cables.shp	-
Kabel	TeleGeographys Submarine Cable Map [94]	*Von einer URL*	-
Pipeline	CONTIS Administration [61]	PipelinesLine.shp	status != ’Planned’
Pipeline	OSM [42]		[out:json]; (way[ßeamark:type-”pipeline_submarine”] (53.0, 1.5, 56.0, 16); relation[ßeamark:type-”pipeline_submarine”] (53.0, 1.5, 56.0, 16);); out body; ¿; out skel qt;

Tabelle A.4: Identifikation der Militärgebiete für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen, ** Raumordnungsplan für Ausschließliche Wirtschaftszone, CONTIS für Küstenmeer

Kriterium	Datensatz/Institution	Datensatzname	Filter oder Code
Militär	OSM [42]		[out:json]; (way[ßeamark:type-”military_area”] (53.0, 1.5, 56.0, 16); relation[ßeamark:type-”military_area”] (53.0, 1.5, 56.0, 16); way[ßeamark:restricted_area:category-”military”] (53.0, 1.5, 56.0, 16); relation[ßeamark:restricted_area:category-”military”] (53.0, 1.5, 56.0, 16);); out body; ¿; out skel qt;
Militär**	Raumordnungsplan AWZ [90]	Defence.shp	-
Militär**	CONTIS Administration [61]	Military_Practice_AreaPolygon.shp	-

Tabelle A.5: Identifikation der Schifffahrtswege für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen

Kriterium	Datensatz/Institution	Datensatzname	Filter oder Code
Schifffahrt Vorranggebiete	Raumordnungsplan AWZ [90]	Shipping.shp	Type = 'priority area'
Schifffahrt	Raumordnungsplan AWZ [90]	Shipping.shp	-
Schifffahrt Vorranggebiete	Niedersachsen LROP 2017 Neubekanntmachung [55]	LROP2017gesamt_Schifffahrt_A	ZVS_Text = 'Vorranggebiet Schifffahrt'
Schifffahrt	Niedersachsen LROP 2017 Neubekanntmachung [55]	LROP2017gesamt_Schifffahrt_A	-
Schifffahrt Vorranggebiete	Landesraum-entwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern 2016 [56]	Gebiete_fuer_Schifffahrt_LEPMV2016	festlegung = 'Marines Vorranggebiet Schifffahrt'
Schifffahrt	Landesraum-entwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern 2016 [56]	Gebiete_fuer_Schifffahrt_LEPMV2016	-
Schifffahrt Vorranggebiete	Fortschreibung des Landesentwicklungsplans Schleswig-Holstein 2010 (2. Entwurf 2020) [54]	LEP_SH Entwurf 2020 Teil C Hauptkarte - vorrang_schifffahrt.shp	None
Schifffahrt	Fortschreibung des Landesentwicklungsplans Schleswig-Holstein 2010 (2. Entwurf 2020) [54]	LEP_SH Entwurf 2020 Teil C Hauptkarte - vorrang_schifffahrt.shp und vorbehalt_schifffahrt.shp	None
Schifffahrt	Halpern et al. [89]	shipping.tif	*Grenzwert für die Identfikation*

Tabelle A.6: Identifikation der Naturschutzgebiete für die Potenzialanalyse der Offshore-Windenergieanlagen

Kriterium	Datensatz/Institution	Datensatzname	Filter oder Code
Naturschutz	Raumordnungsplan AWZ [90]	NatureConservation.shp	-
Naturschutz	Niedersachsen LROP 2017 Neubekanntmachung [55]	LROP2017gesamt_ natura2000.shp	-
Naturschutz	Fortschreibung des Landesentwicklungsplans Schleswig-Holstein 2010 (2. Entwurf 2020) [54]	vorranggebiet_naturschutz.shp	-
Naturschutz	Landesraum-entwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern 2016 [56]	Gebiete_fuer_Naturschutz_ und_Landschaftspflege_ LEPMV2016.shp	"festlegung- 'Marines Vorbehaltsgebiet Naturschutz und Landschaftspflege' OR "festlegung- 'Marines Vorranggebiet Naturschutz und Landschaftspflege'
Naturschutz	WDPA	-	MARINE != '0' AND DESIG IN ('Baltic Sea Protected Area (HELCOM)','Marine Protected Area (OSPAR)','Naturschutzgebiet', 'Special Protection Area (Birds Directive)')

Anhang B

Ergebnisse der Potenzialanalysen innovativer PV-Anlagen

Tabelle B.1: Ergebnisse der Potenzialanalysen der innovativen PV-Anlagen auf Bundeslandebene in Deutschland

Bundesland	Parkplatz-PV			Schwimmende PV	Agri-PV			
Potenzial in $\mathrm{MW_p}$	>35 Parkplätze	>50 Parkplätze	>100 Parkplätze	Aktuelle Gesetzgebung (15 % Wasseranteil und 40 m Uferabstand)	Hochaufgeständert Konservativ	Hochaufgeständert Innovativ	Vertikal Getreide	Vertikal Grünland
Schleswig-Holstein	950	862	640	0	11 149	226 073	97 392	83 523
Hamburg	270	235	169	16	1769	3619	713	1382
Niedersachsen	2540	2335	1826	197	19 037	589 280	235 798	117 920
Bremen	210	192	149	0	120	528	158	581
Nordrhein-Westfalen	4978	4479	3316	854	7871	394 725	166 840	102 724
Hessen	1768	1586	1173	290	7817	210 691	97 167	53 306
Rheinland-Pfalz	1309	1198	924	0	58 102	231 575	77 208	57 707
Baden-Württemberg	3317	2972	2163	175	52 923	339 927	140 247	115 399
Bayern	4039	3702	2845	672	48 569	688 916	324 858	301 726
Saarland	283	255	186	0	636	14 422	7212	7244
Berlin	483	421	279	8	23	780	388	253
Brandenburg	970	889	660	337	15 493	298 952	150 439	50 956
Mecklenburg-Vorpommern	762	687	479	0	9263	392 336	168 361	40 864
Sachsen	1316	1175	821	582	5564	291 135	133 862	44 555
Sachsen-Anhalt	756	686	489	1183	9605	436 290	208 970	33 168
Thüringen	610	545	370	397	3259	272 190	127 738	34 606
Deutschland	24 567	22 220	16 488	4717	232 167	4 391 457	1 937 349	1 045 915

Anhang C

Ergebnisse der Transformationspfad-Analysen

C.1 Einfluss der Zeitreihenaggregation

Einfluss der Zeitreihenaggregation - Myopie

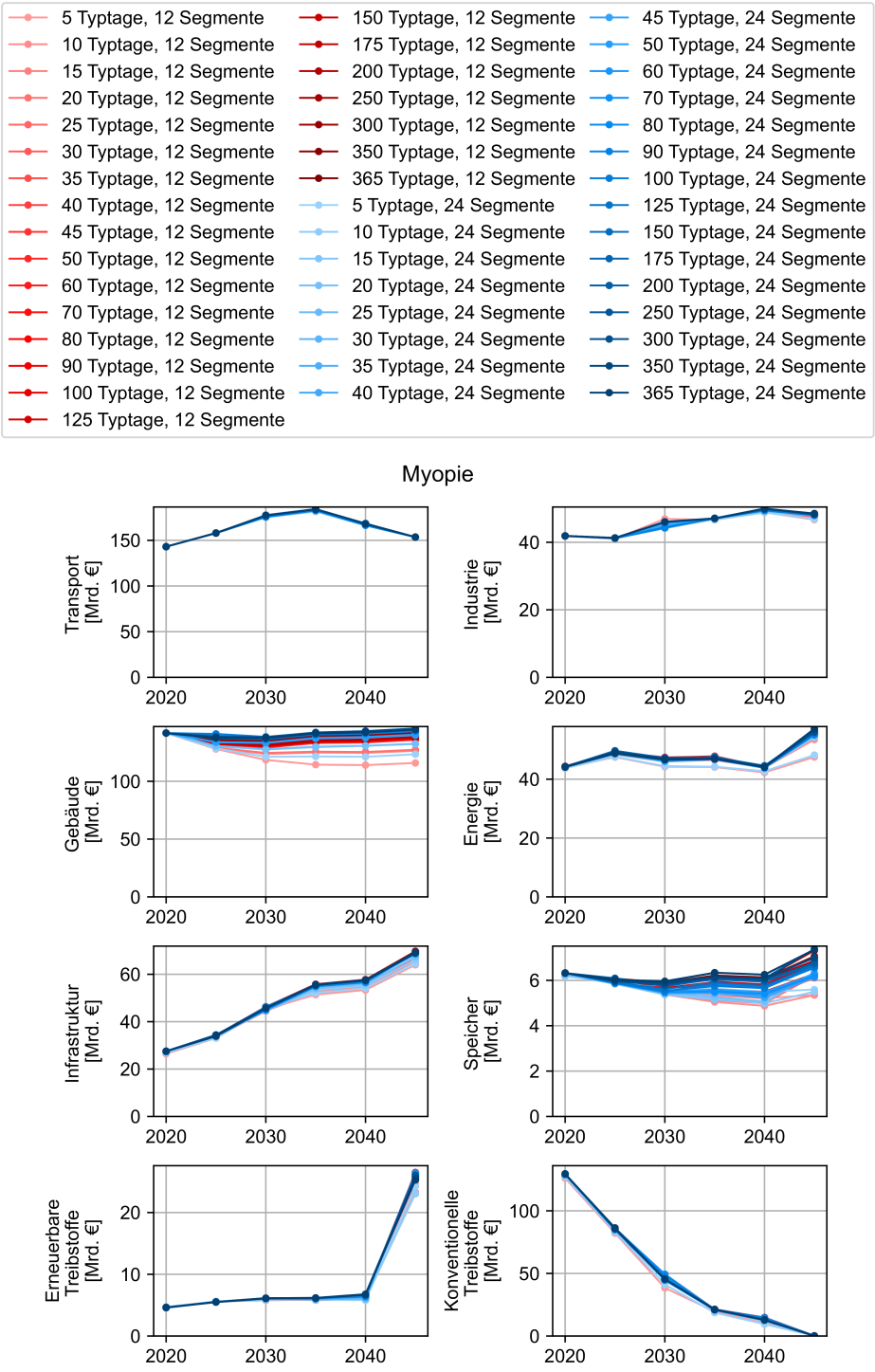


Abbildung C.1: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die jährlichen Systemkosten für die Szenarien mit Myopie

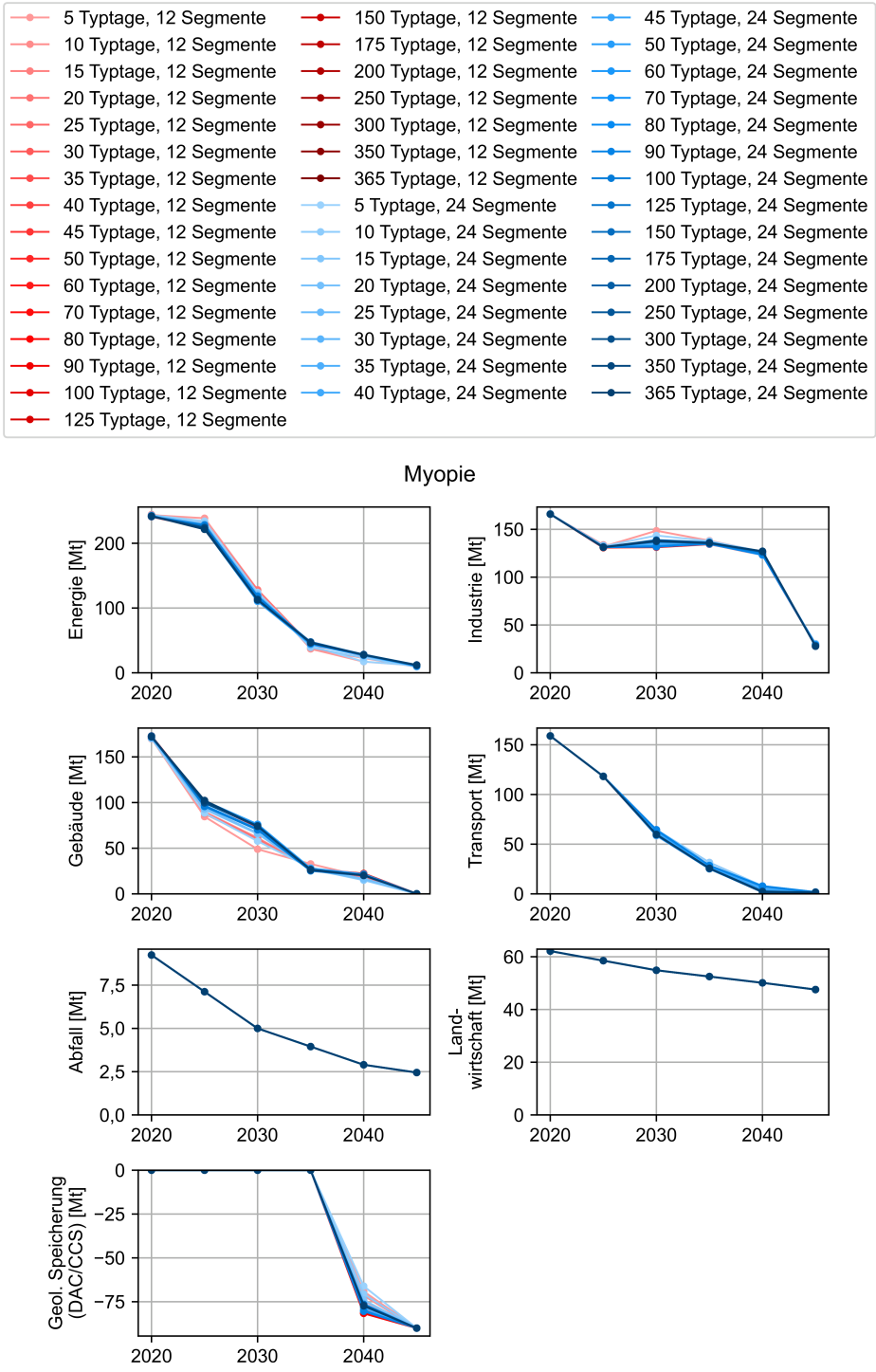


Abbildung C.2: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Emissionen für die Szenarien mit Myopie

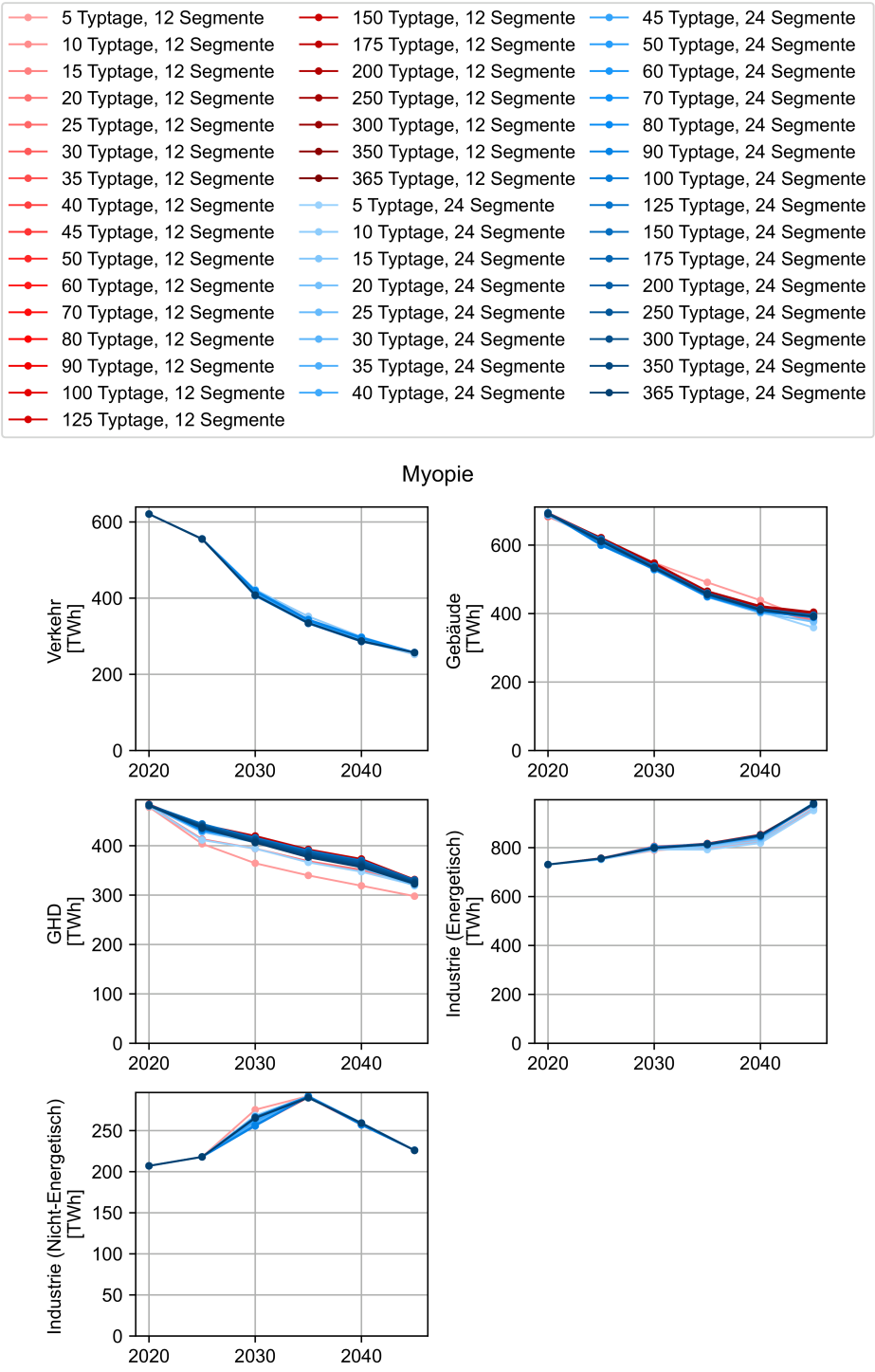


Abbildung C.3: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Endenergie für die Szenarien mit Myopie

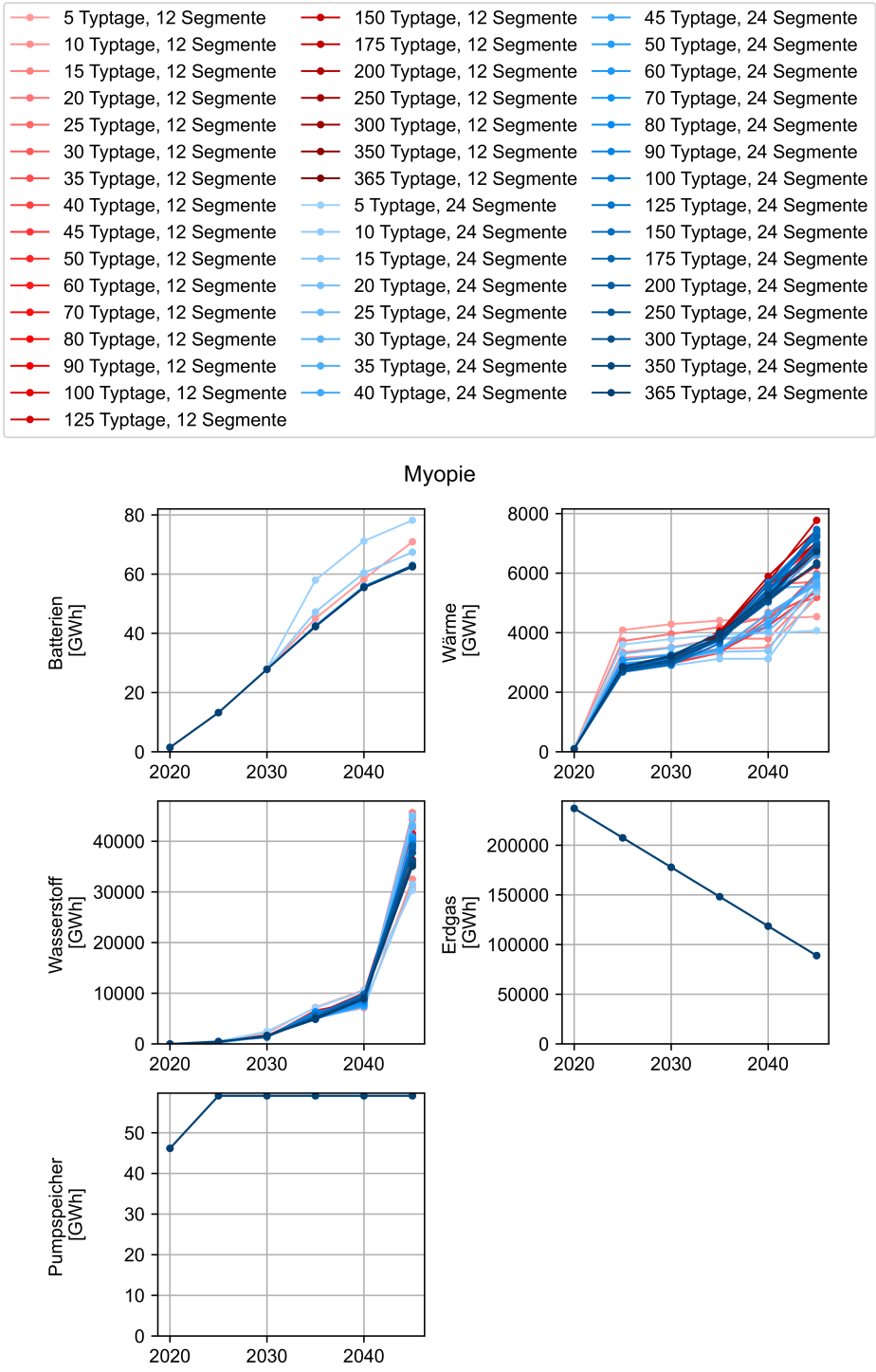


Abbildung C.4: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Speicherkapazität für die Szenarien mit Myopie

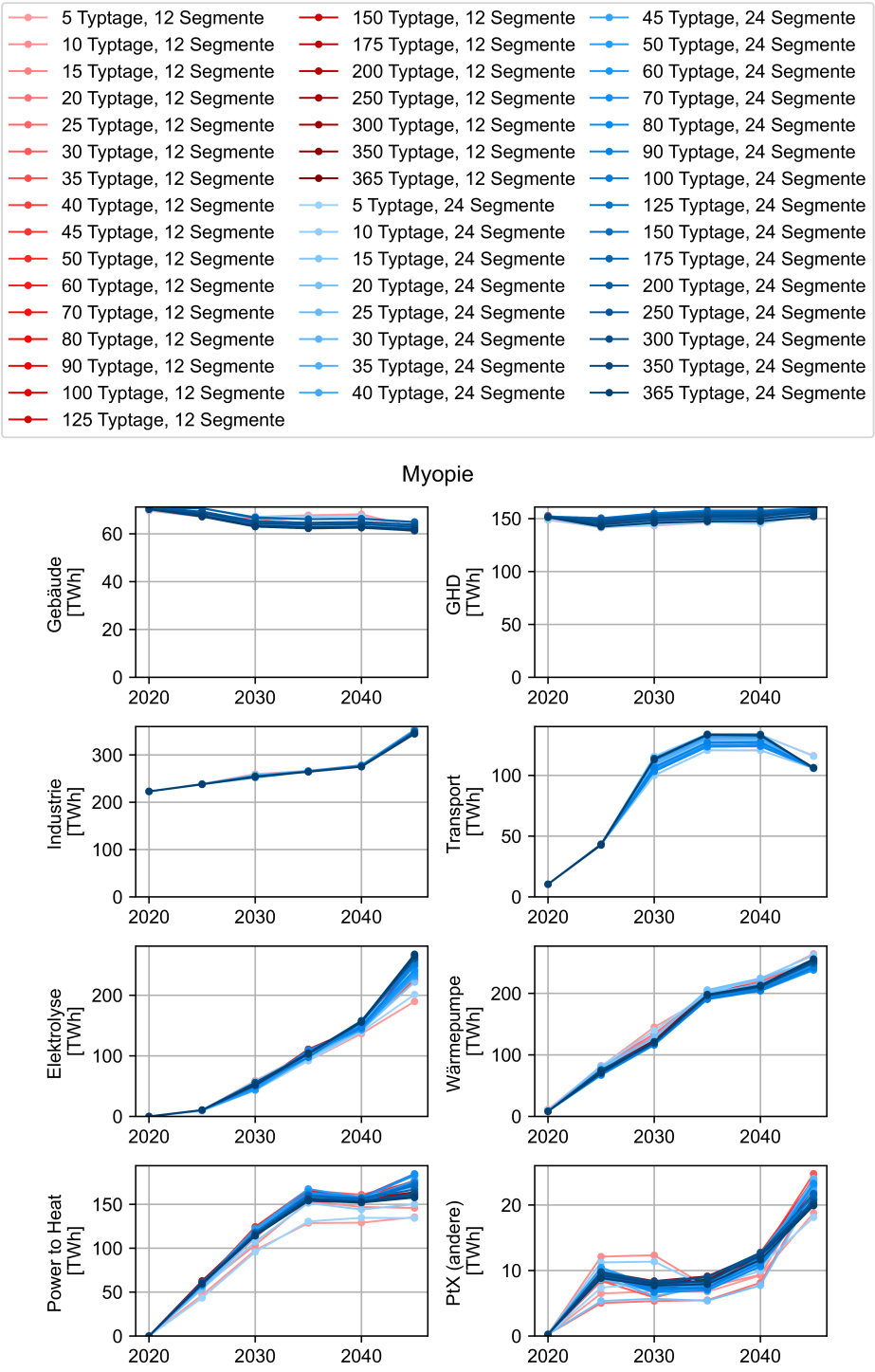


Abbildung C.5: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Stromnachfrage für die Szenarien mit Myopie

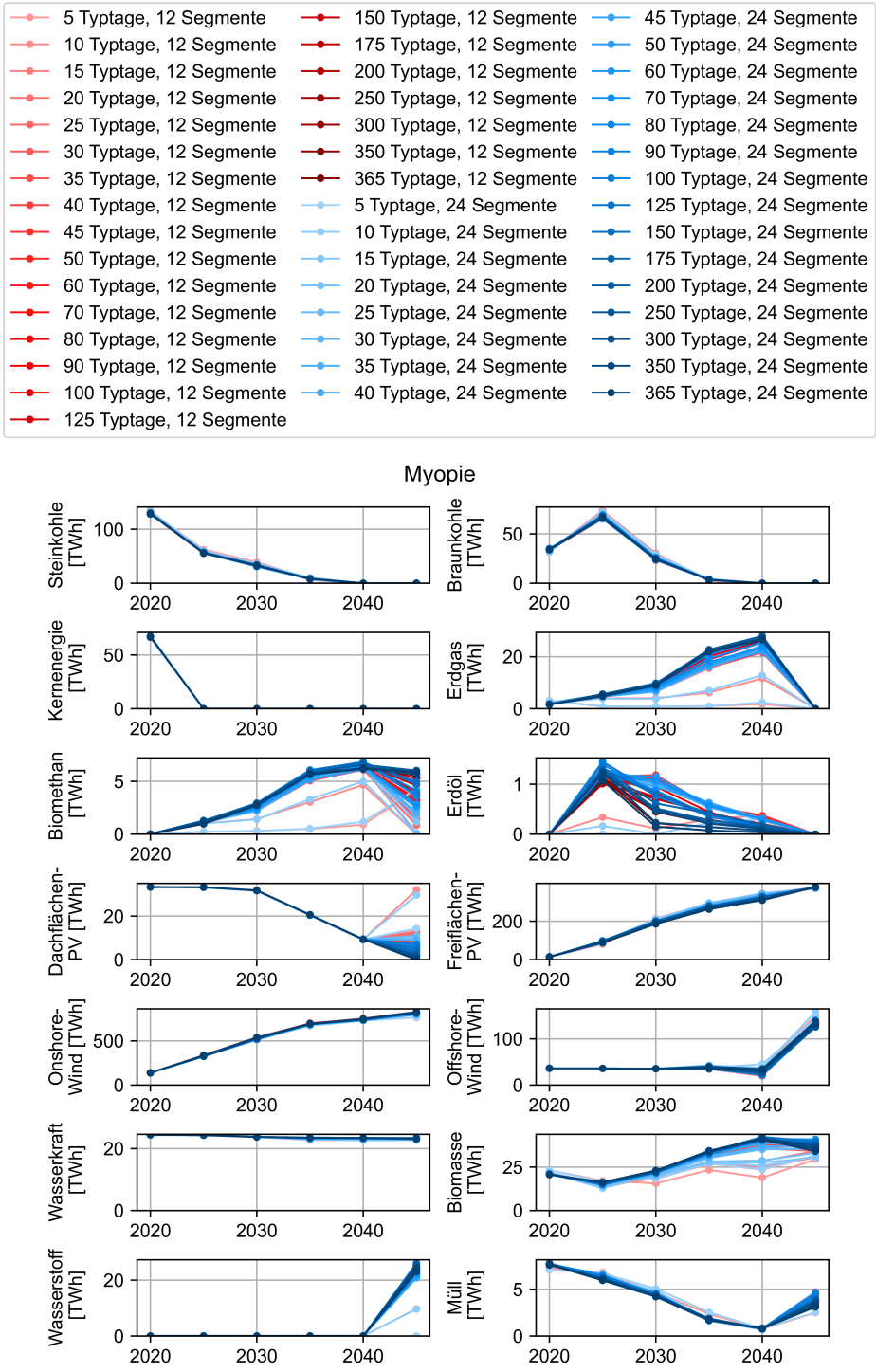


Abbildung C.6: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf das Stromangebot für die Szenarien mit Myopie

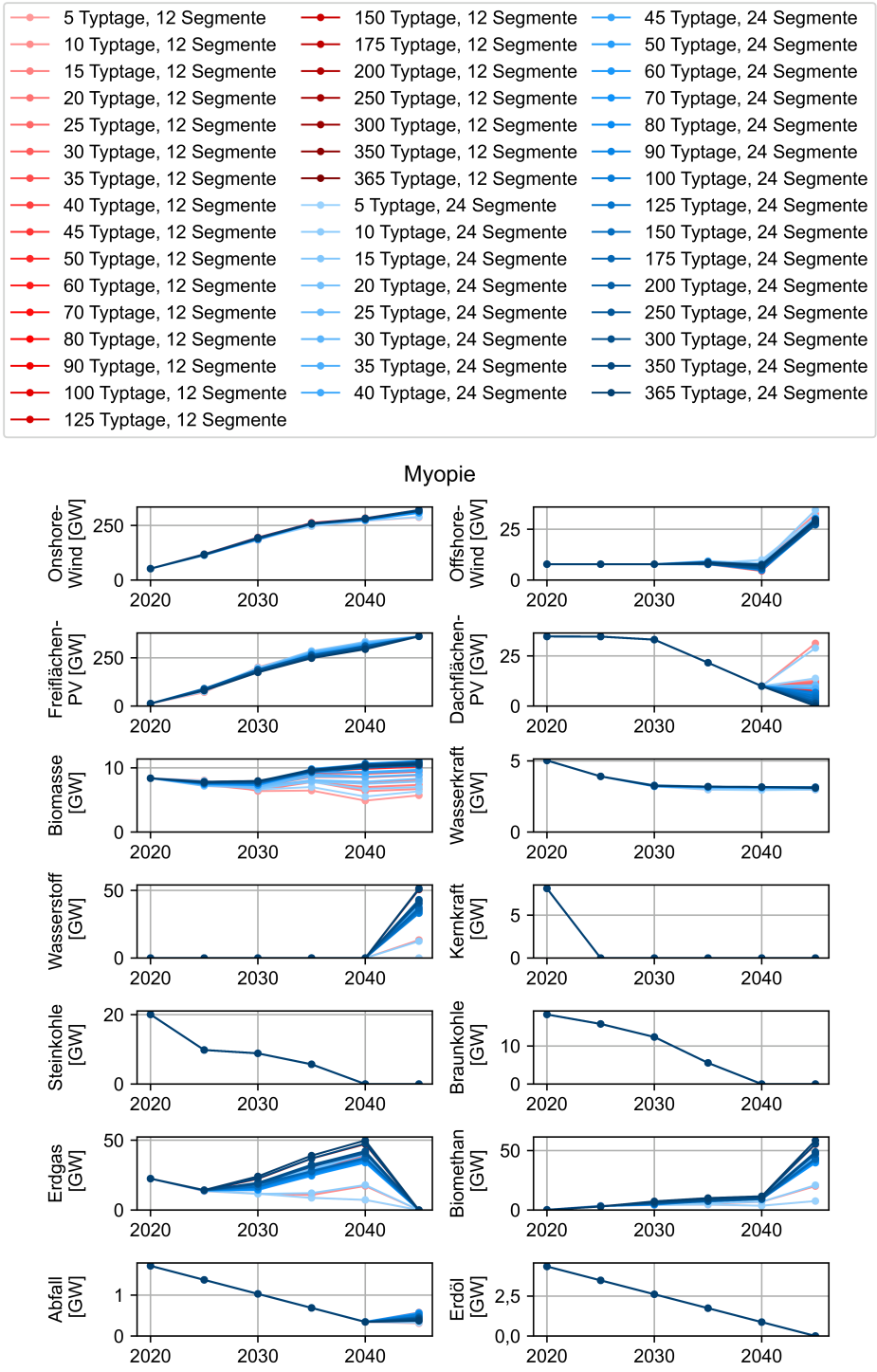


Abbildung C.7: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Kapazitäten des Stromsystems für die Szenarien mit Myopie

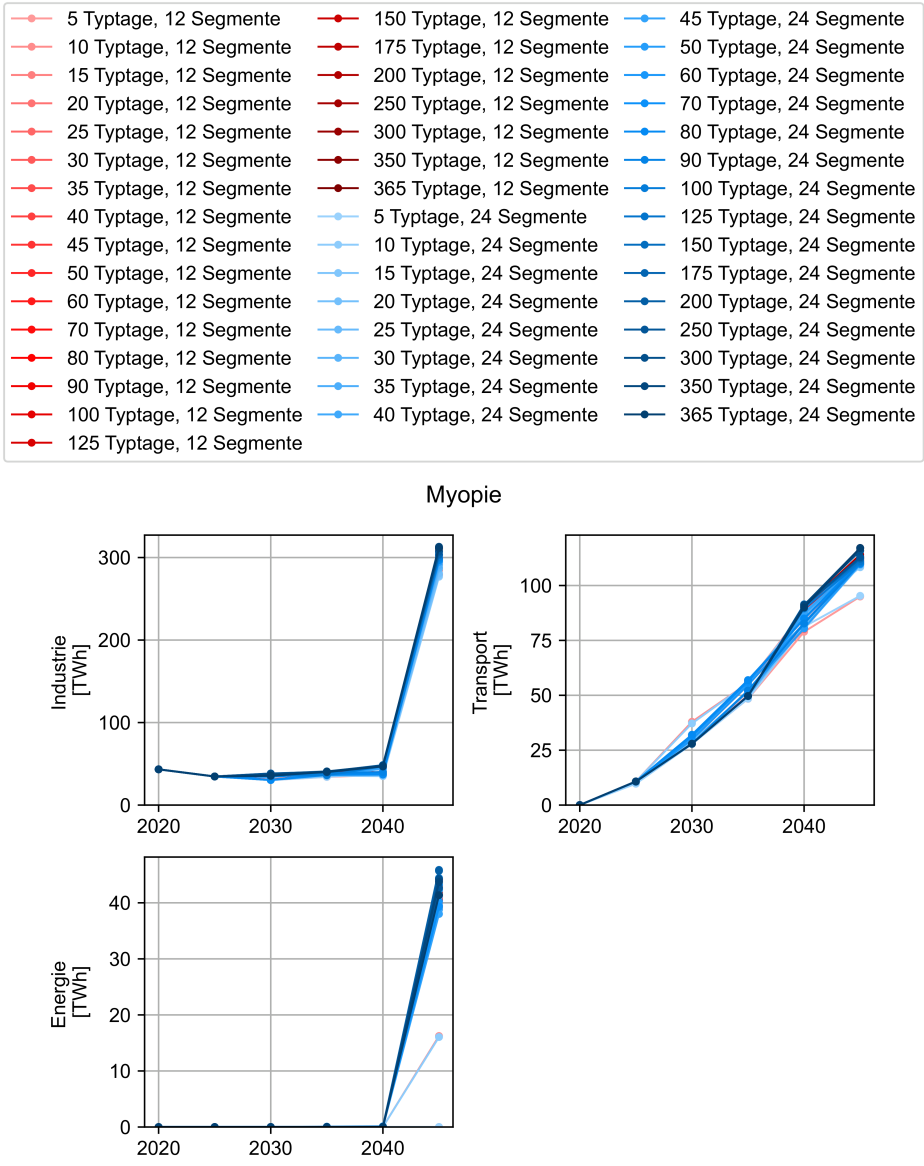


Abbildung C.8: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Wasserstoffnachfrage für die Szenarien mit Myopie

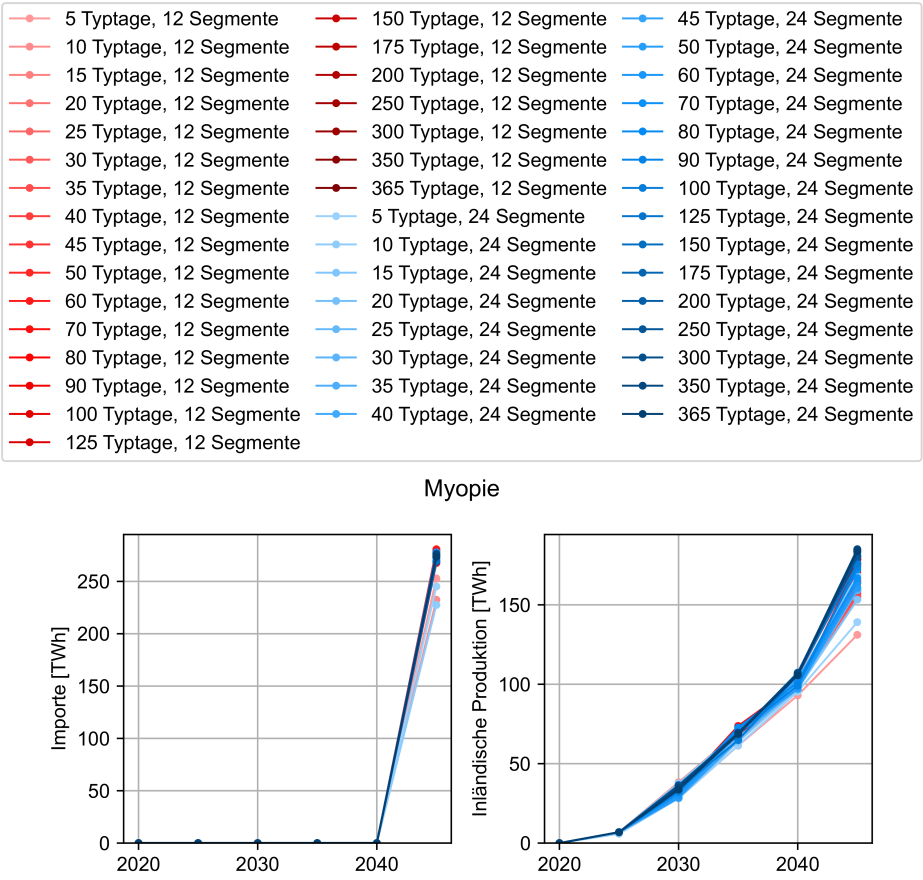


Abbildung C.9: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Wasserstoffproduktion für die Szenarien mit Myopie

Einfluss der Zeitreihenaggregation - Perfekte Voraussicht

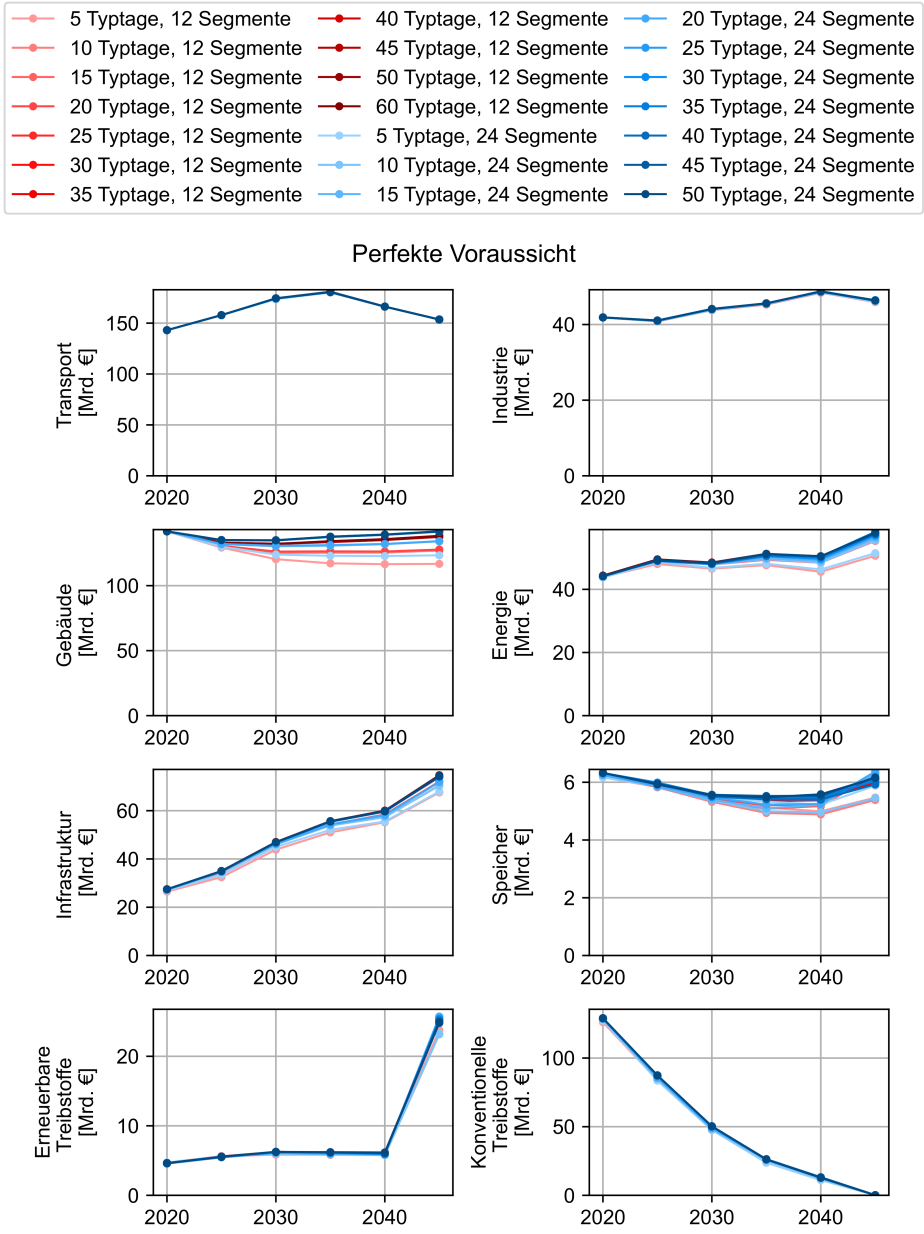


Abbildung C.10: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die jährlichen Systemkosten für die Szenarien mit perfekter Voraussicht

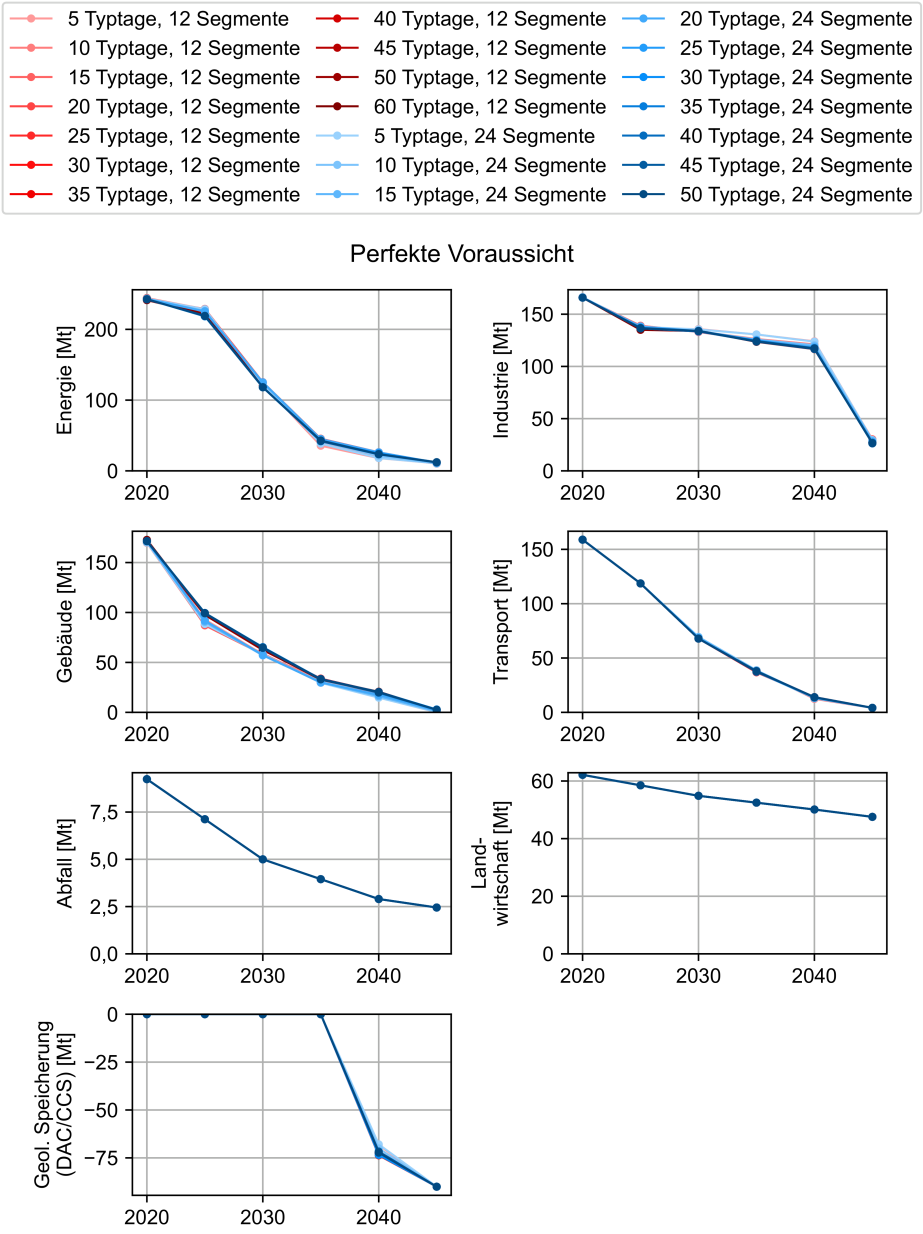


Abbildung C.11: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Emissionen für die Szenarien mit perfekter Voraussicht

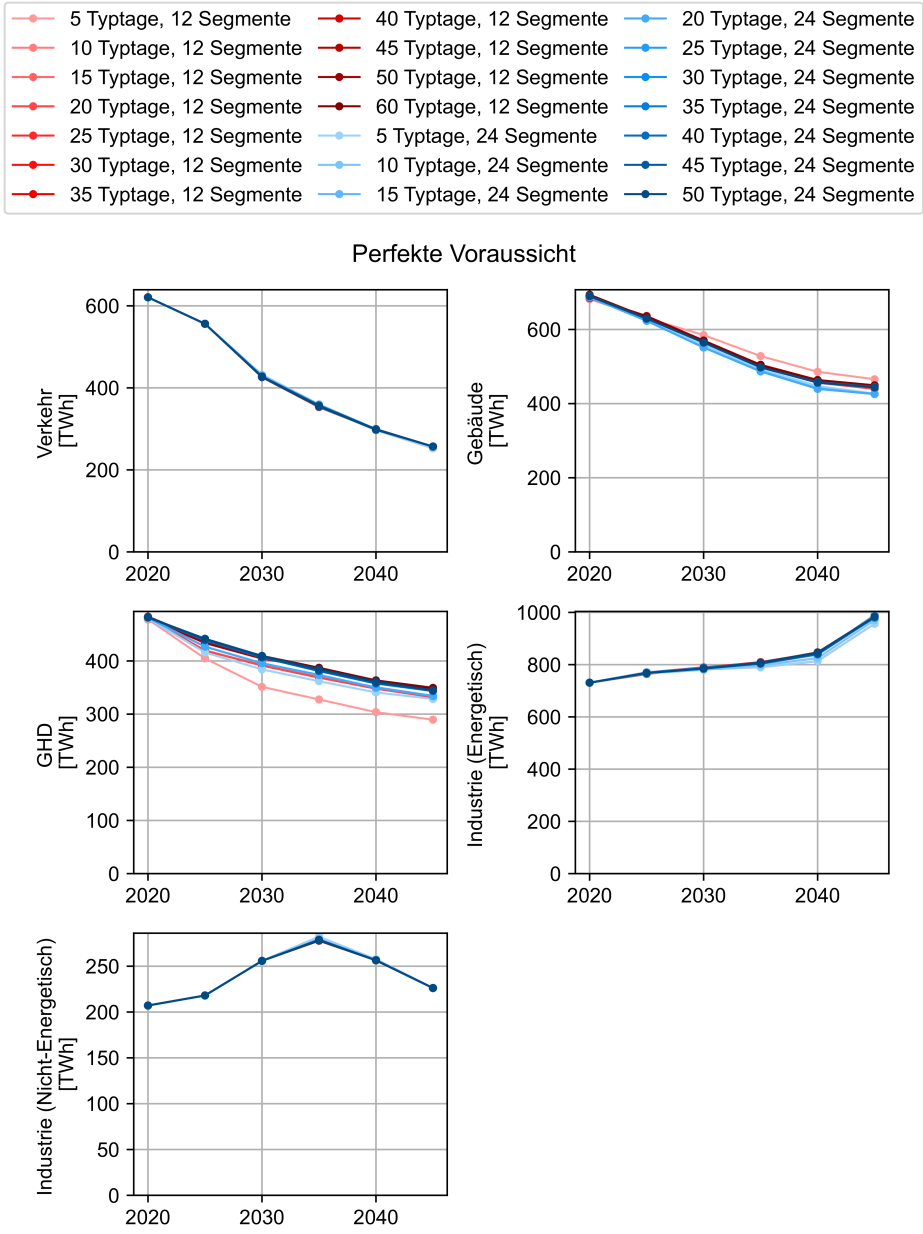


Abbildung C.12: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Endenergie für die Szenarien mit perfekter Voraussicht

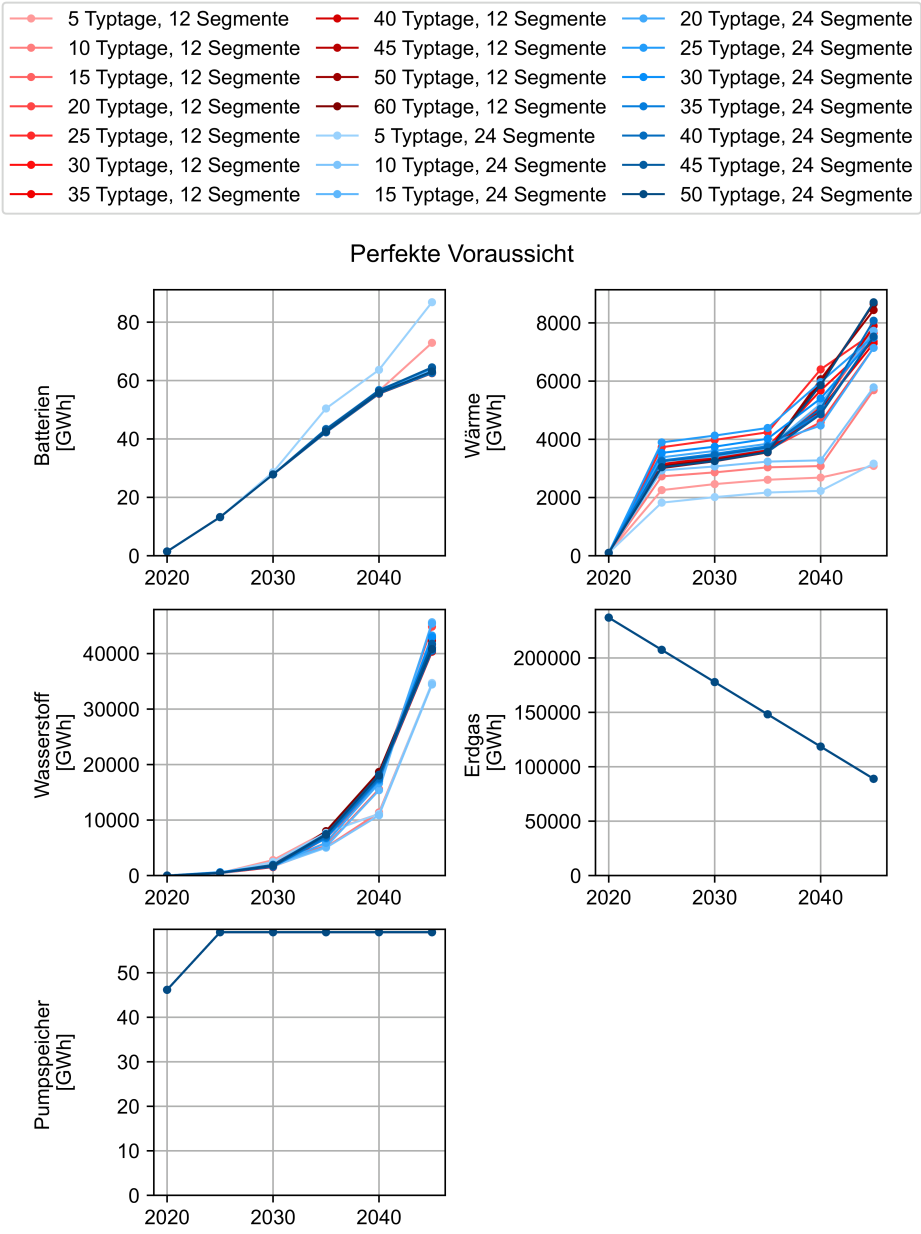


Abbildung C.13: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Speicherkapazität für die Szenarien mit perfekter Voraussicht

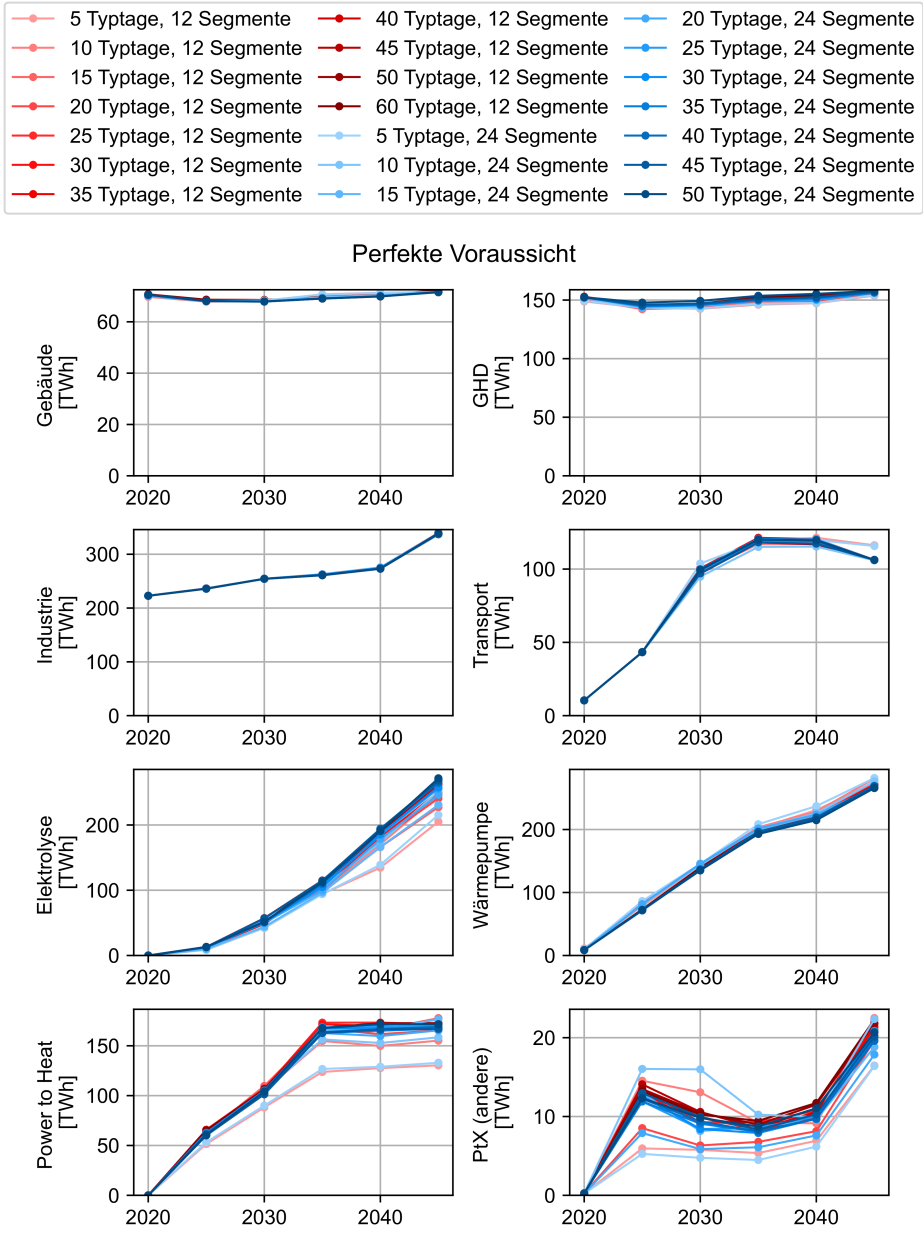


Abbildung C.14: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Stromnachfrage für die Szenarien mit perfekter Voraussicht

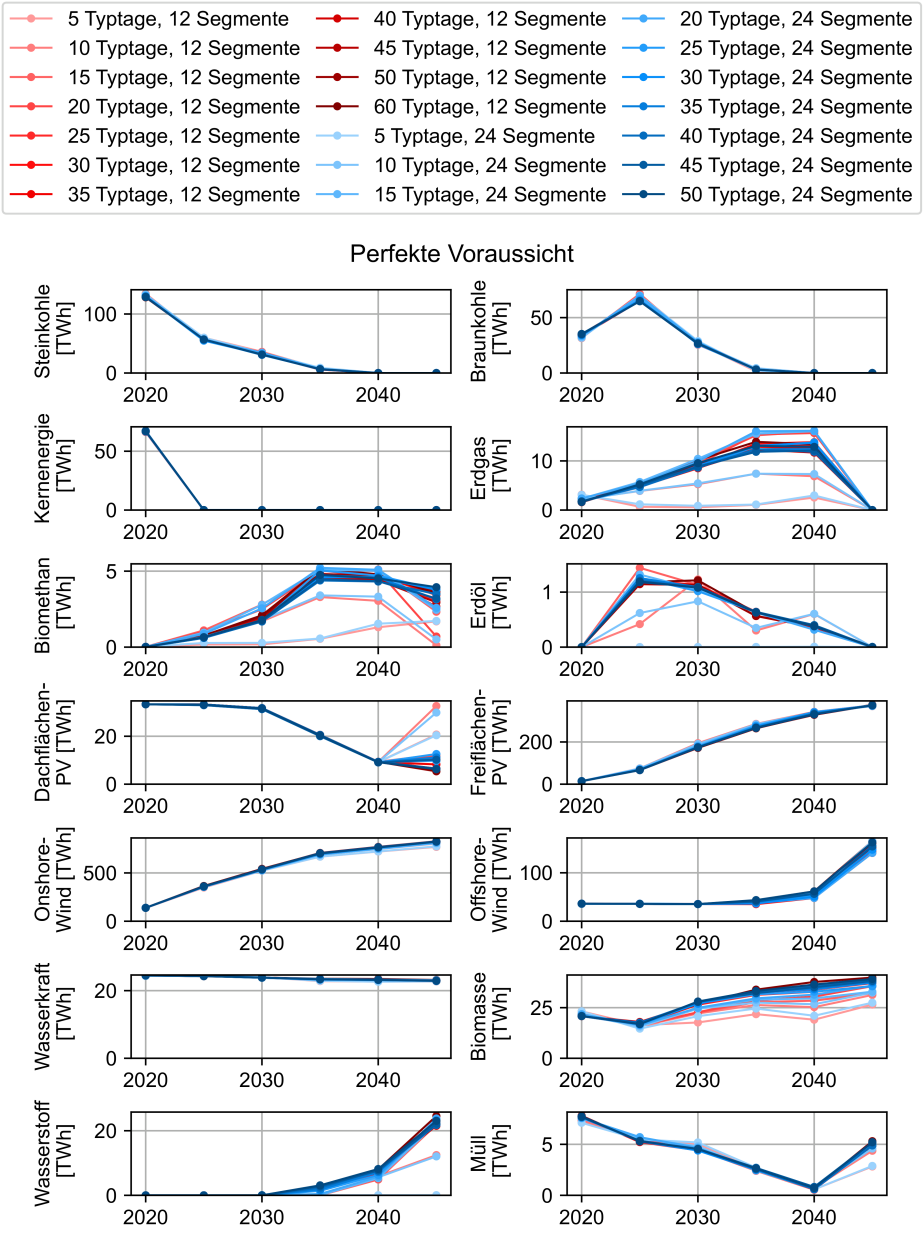


Abbildung C.15: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf das Stromangebot für die Szenarien mit perfekter Voraussicht

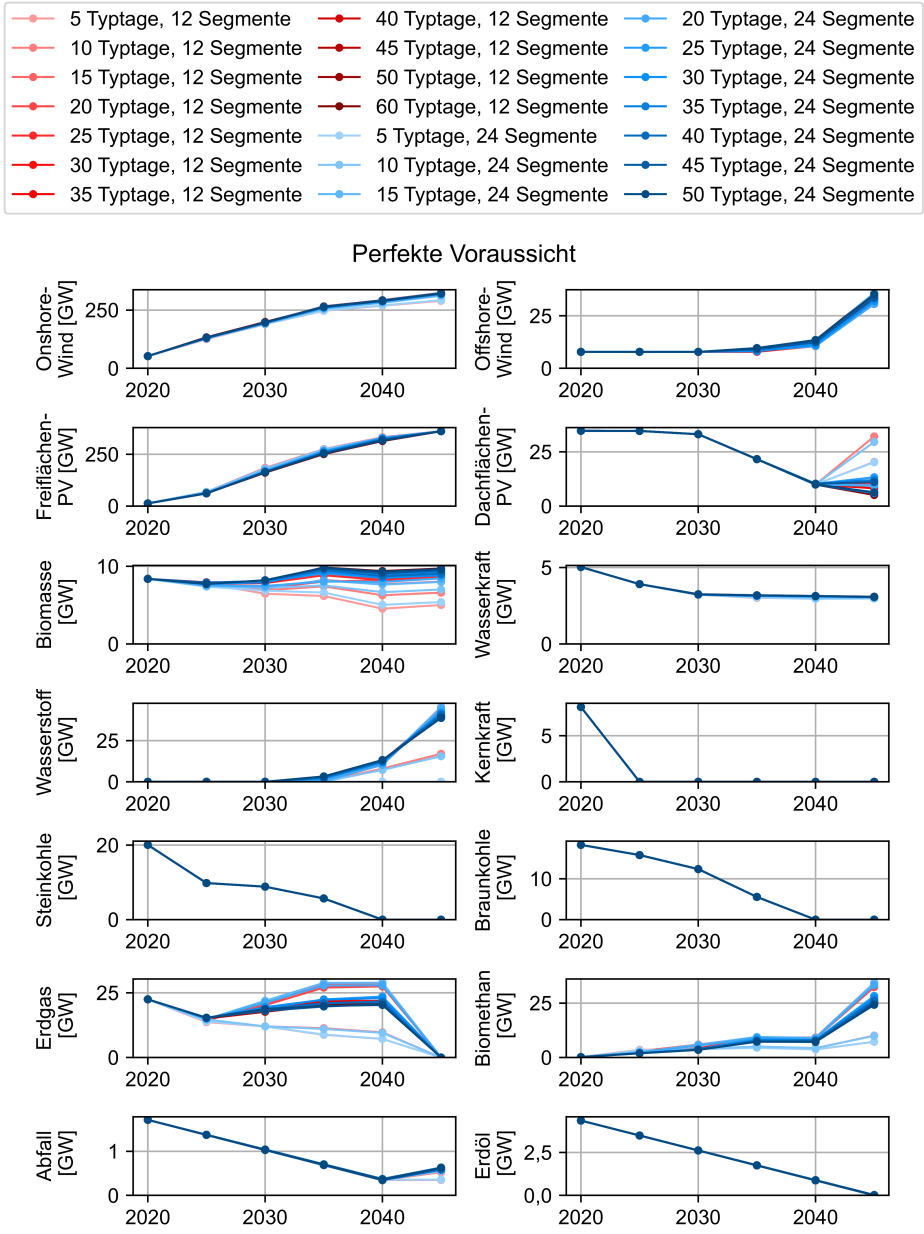


Abbildung C.16: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Kapazitäten des Stromsystems für die Szenarien mit perfekter Voraussicht

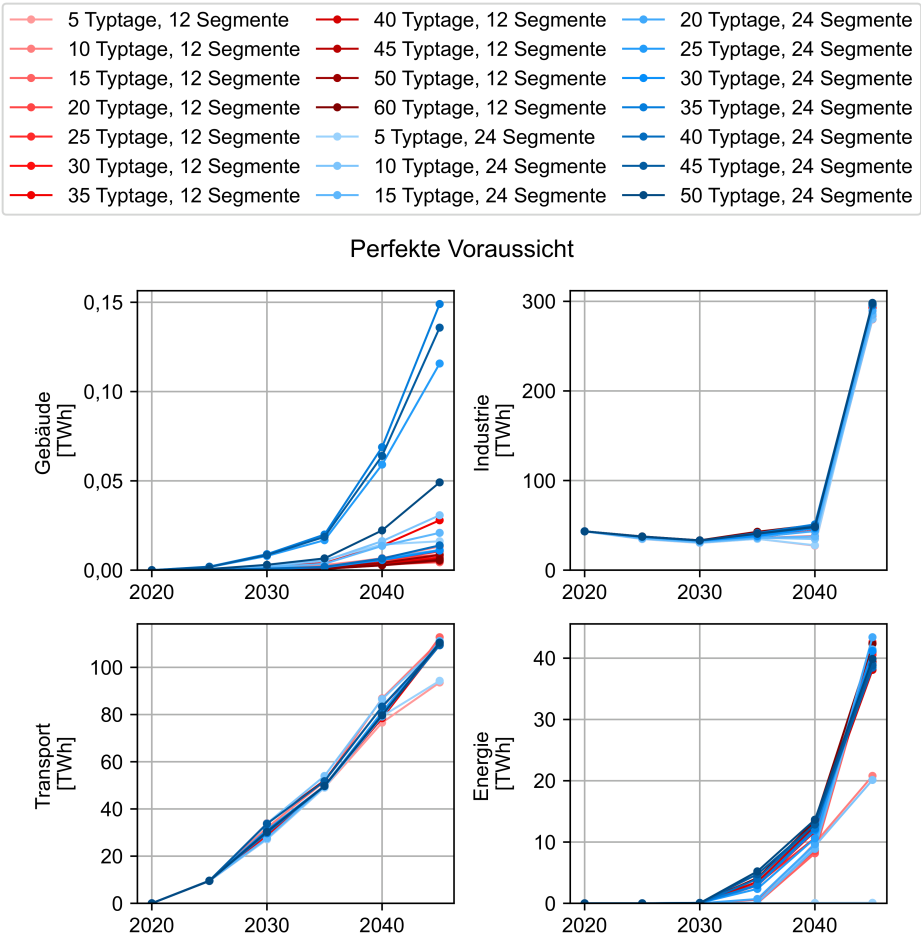


Abbildung C.17: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Wasserstoffnachfrage für die Szenarien mit perfekter Voraussicht

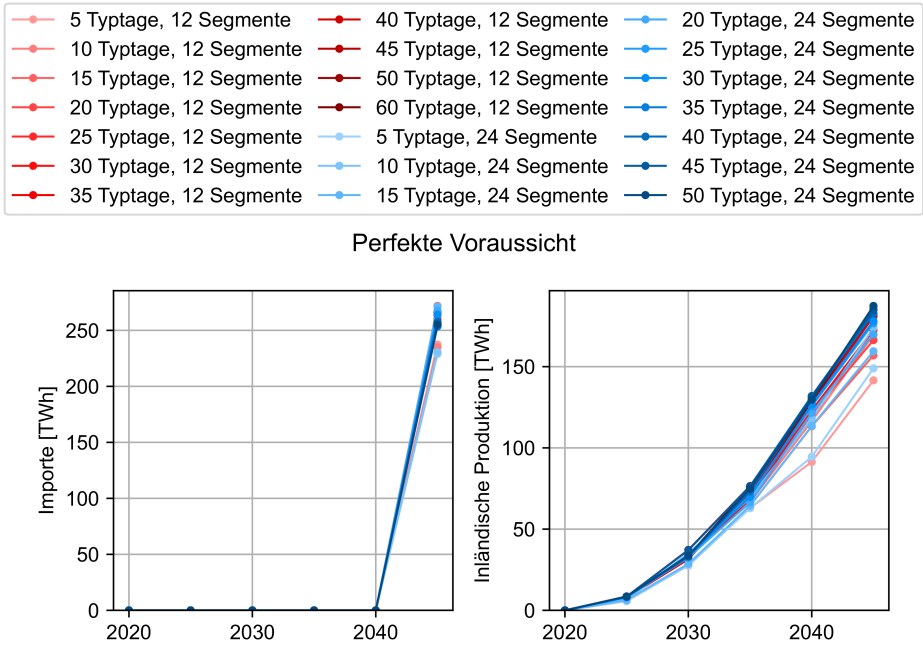


Abbildung C.18: Einfluss der Zeitreihenaggregation auf die Wasserstoffproduktion für die Szenarien mit perfekter Voraussicht

C.2 Einfluss der Wetterbedingungen

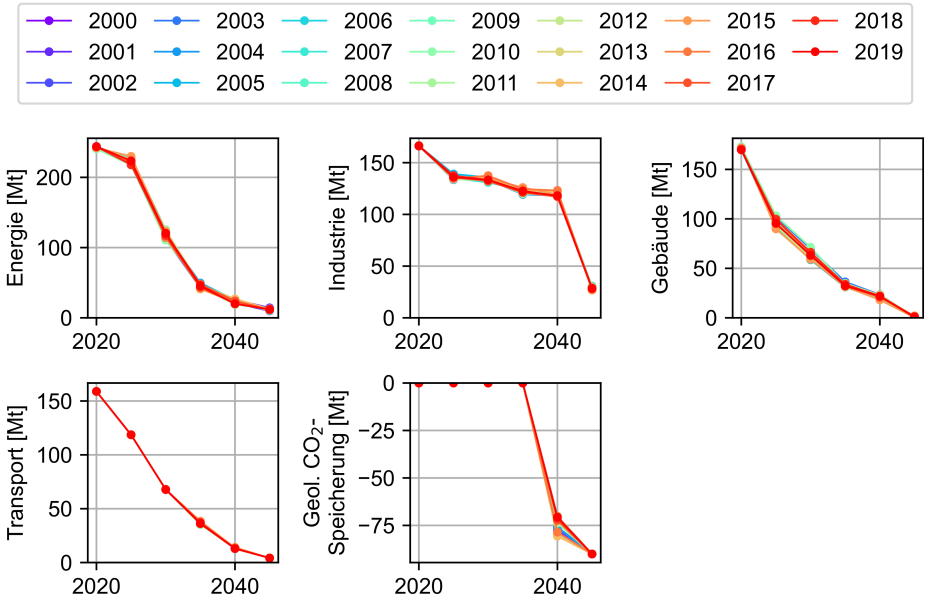


Abbildung C.19: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die sektoralen Emissionen

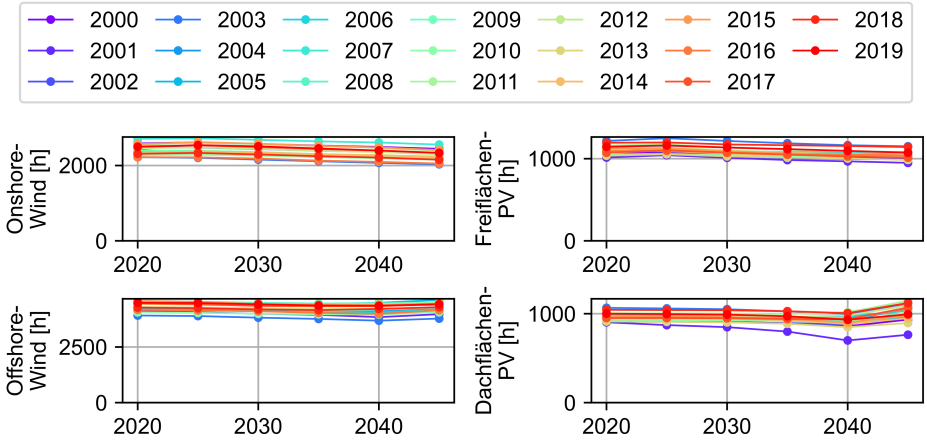


Abbildung C.20: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die Volllaststunden

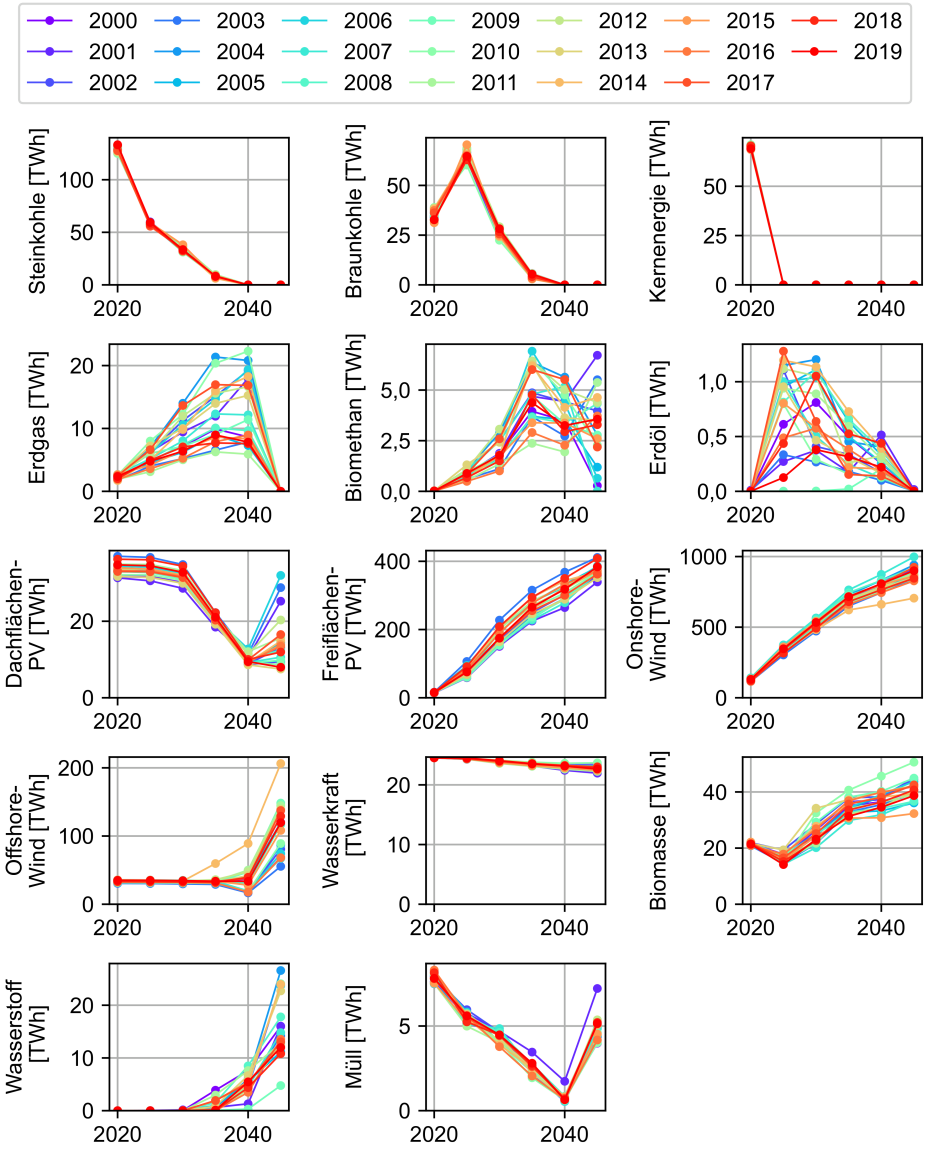


Abbildung C.21: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die Strombereitstellung

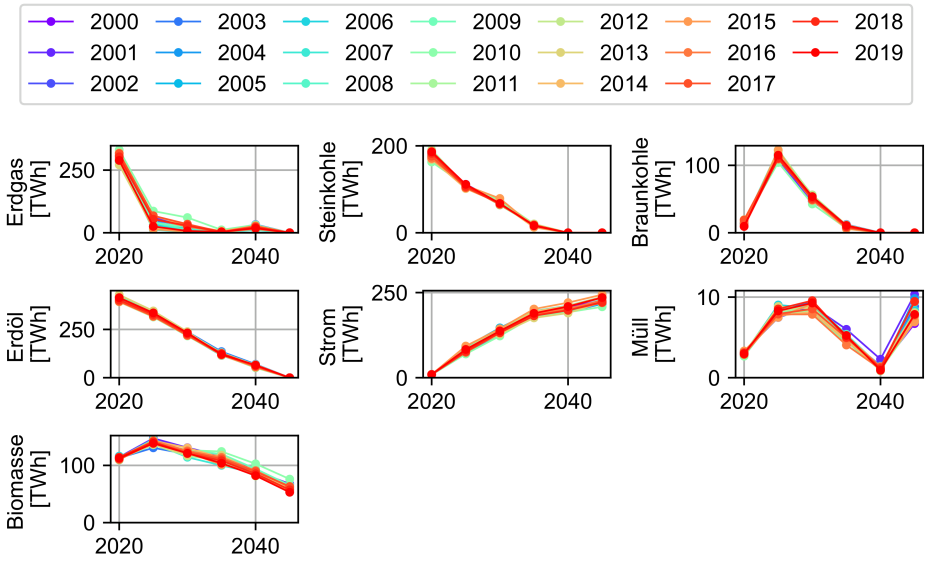


Abbildung C.22: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die Wärmebereitstellung im Gebäudesektor

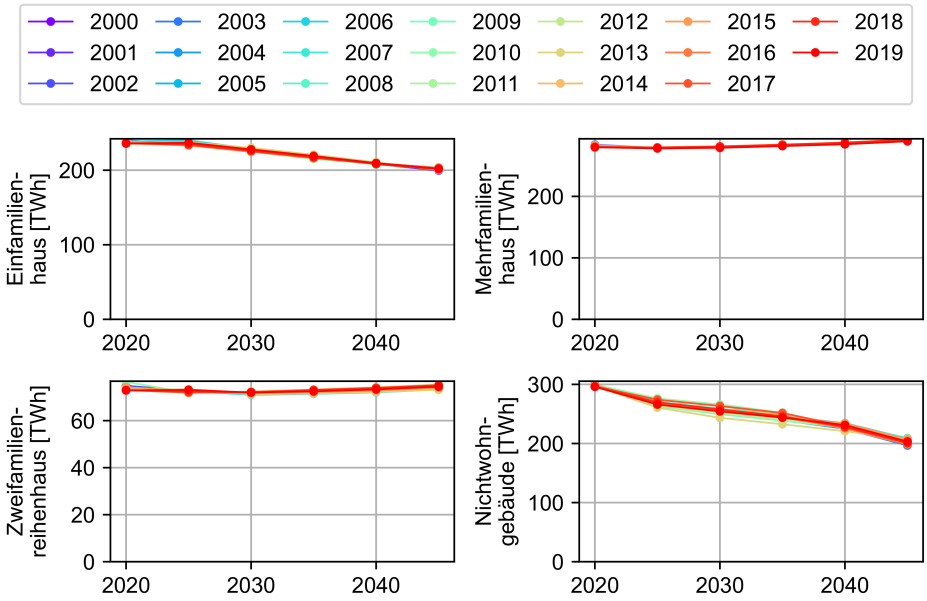


Abbildung C.23: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf den Wärmebedarf der Gebäude

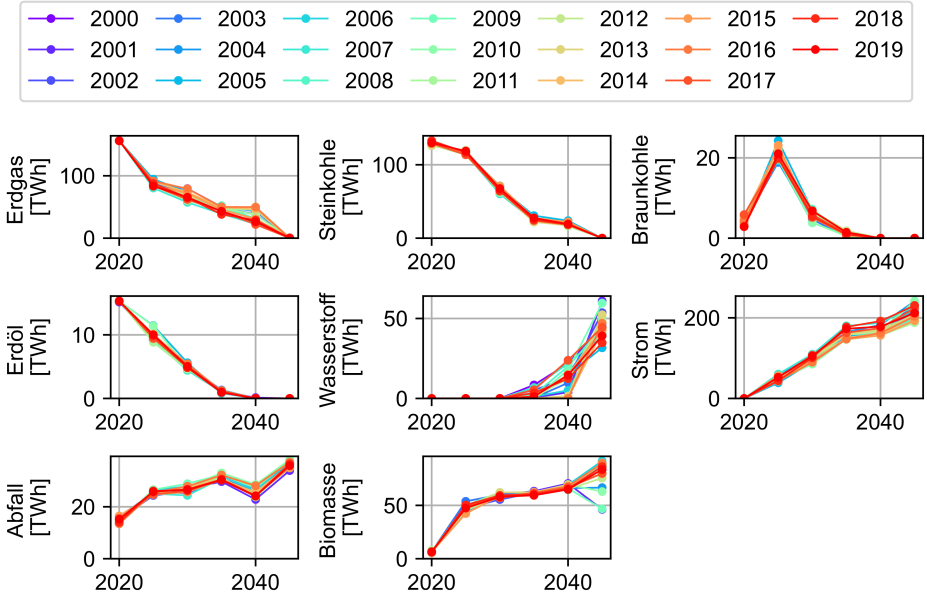


Abbildung C.24: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf den Energieträgereinsatz für die Prozesswärmebereitstellung

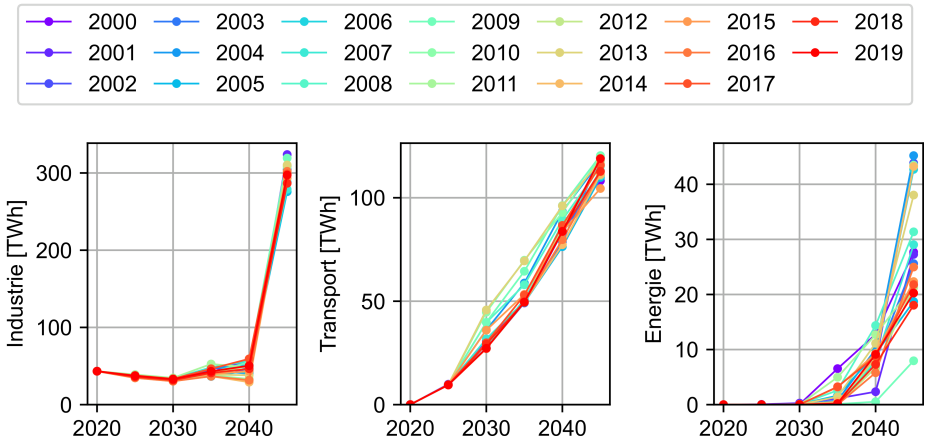


Abbildung C.25: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die sektorale Wasserstoffnachfrage

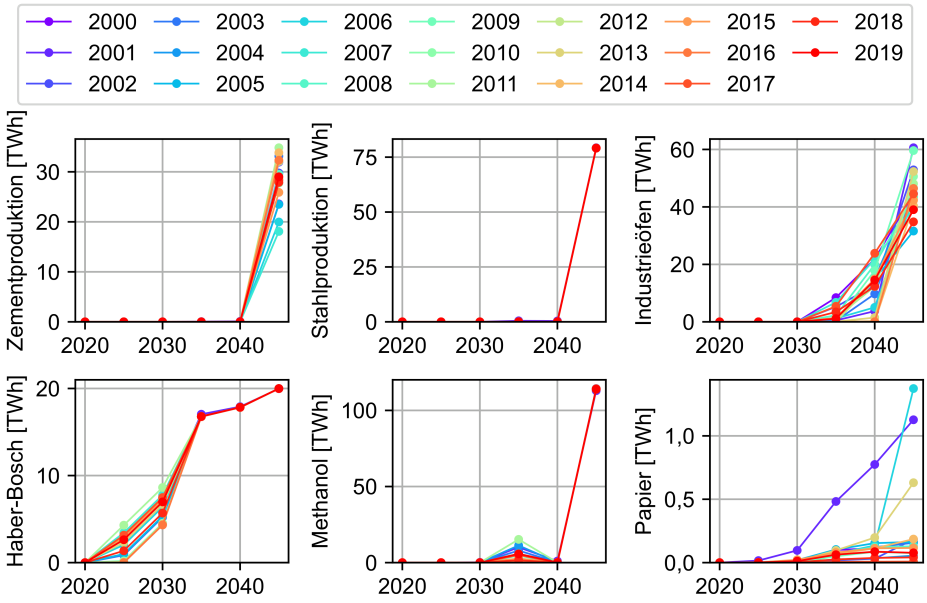


Abbildung C.26: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die Wasserstoffnachfrage des Industriesektors

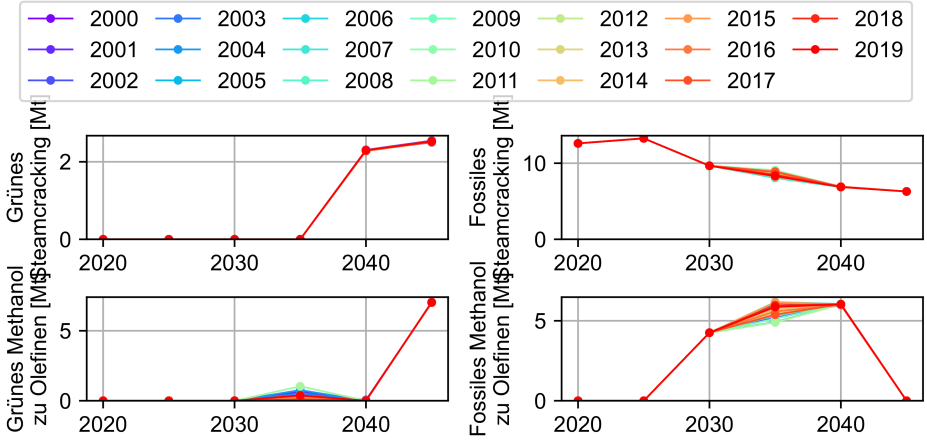


Abbildung C.27: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die Herstellung hochwertiger Chemikalien

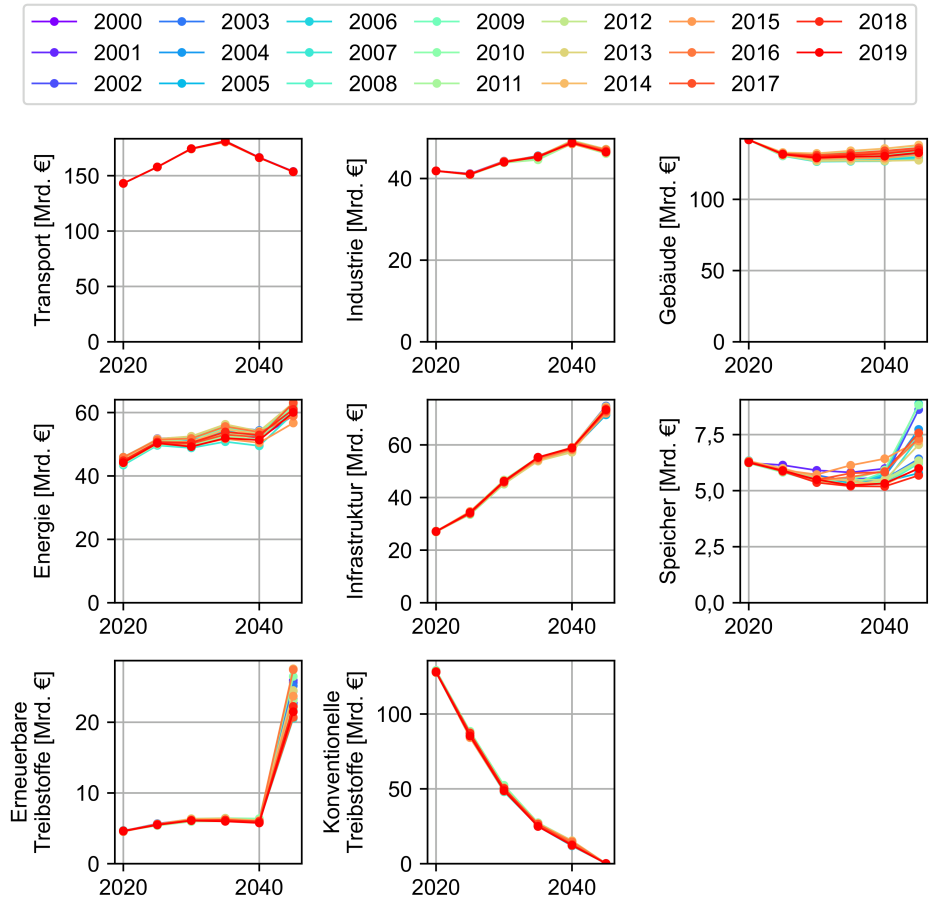


Abbildung C.28: Einfluss des historischen Wetterjahres zur Simulation der potenziellen Einspeisung der PV- und Windenergie-Technologien auf die sektoralen Kosten

C.3 Einfluss der Potenziale der PV- und Windenergieanlagen

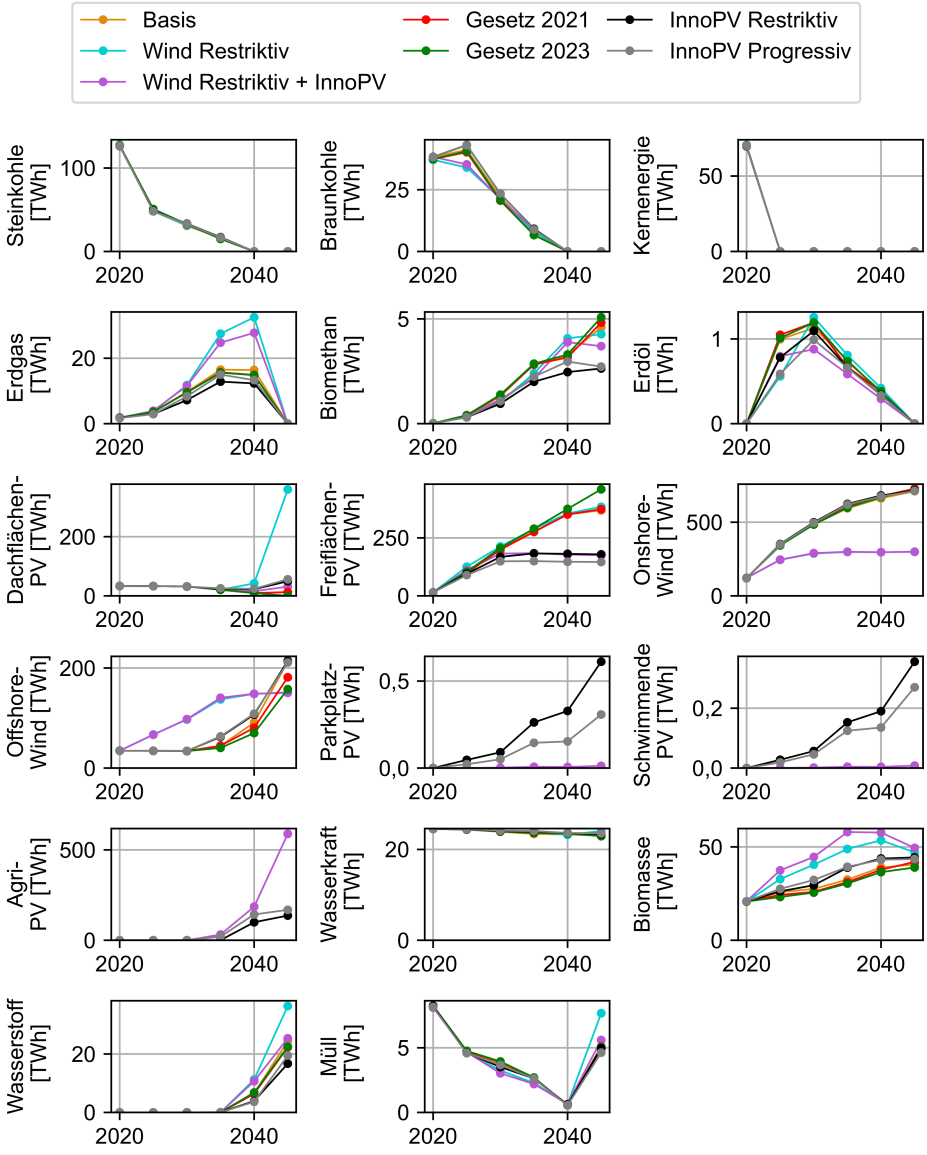


Abbildung C.29: Einfluss der Potenziale auf die Strombereitstellung

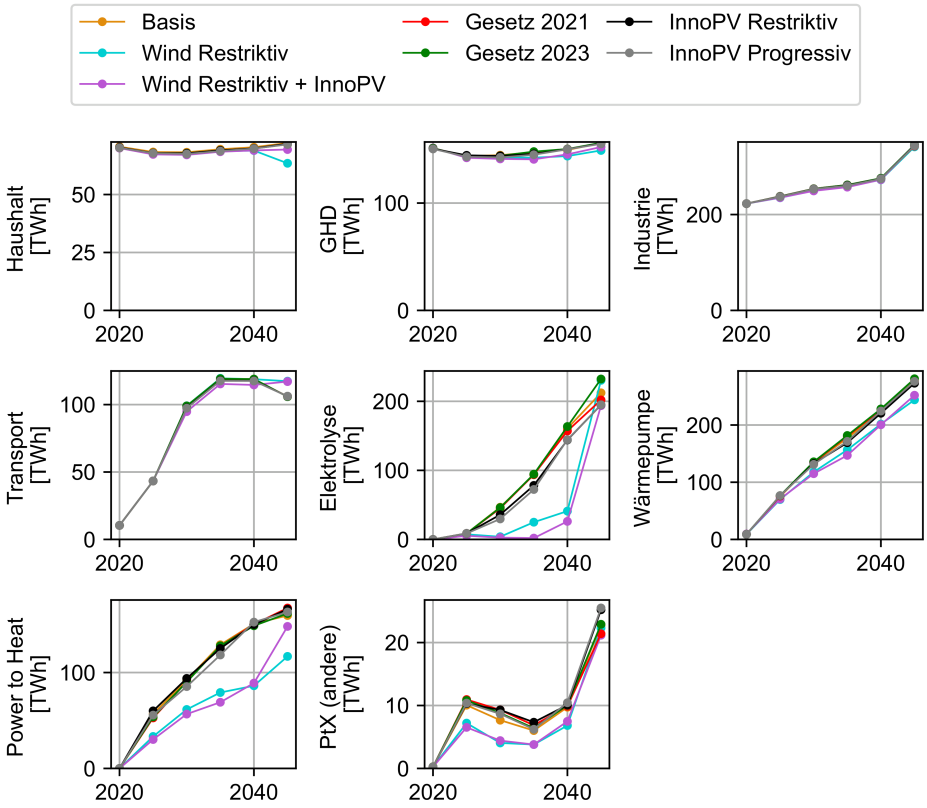


Abbildung C.30: Einfluss der Potenziale auf die Stromnachfrage

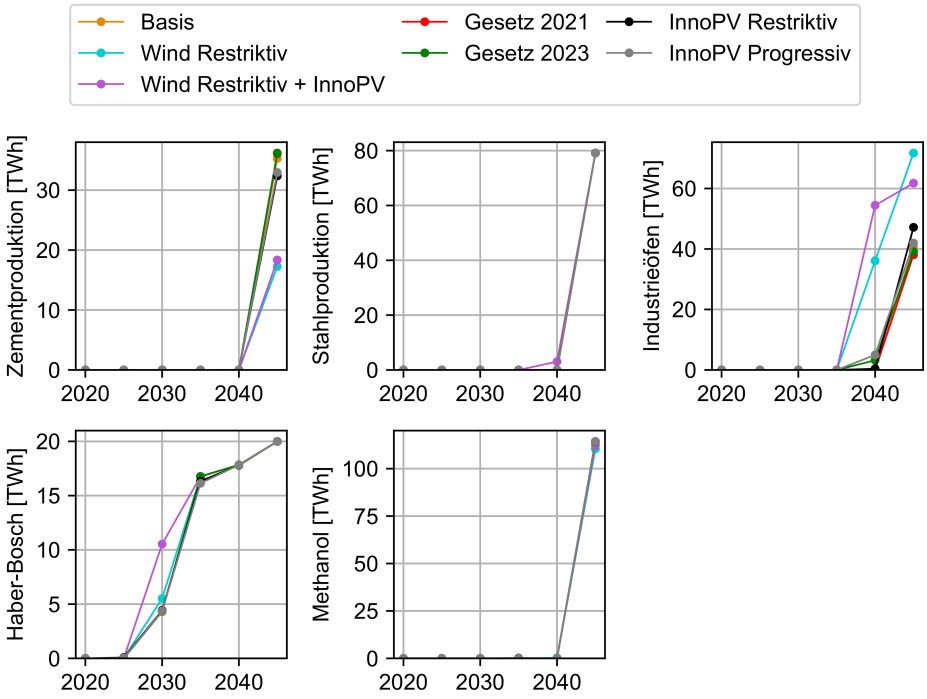


Abbildung C.31: Einfluss der Potenziale auf die Wasserstoffnachfrage des Industriesektors

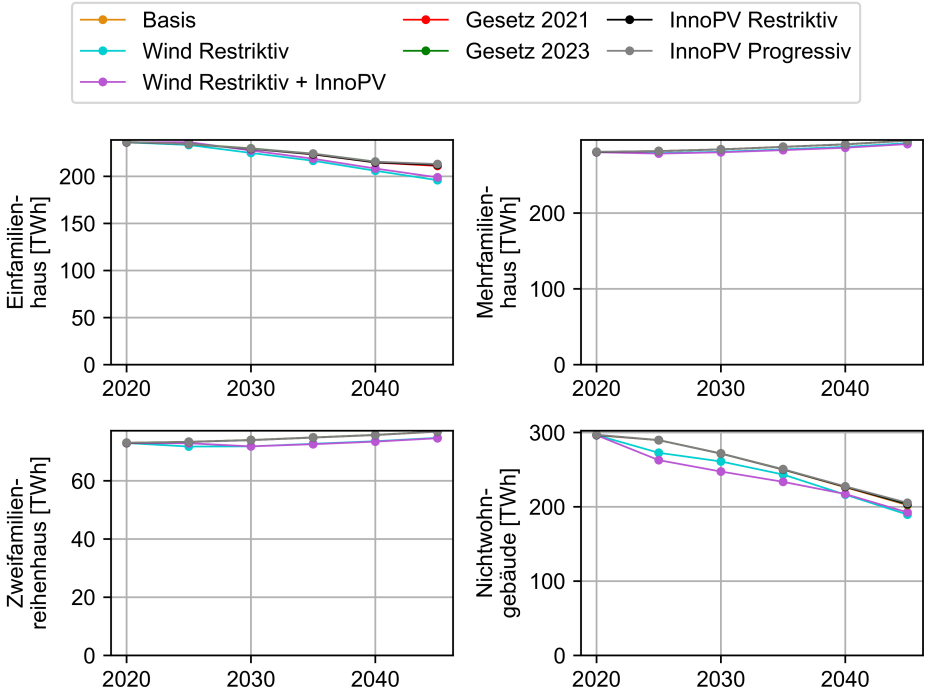


Abbildung C.32: Einfluss der Potenziale auf den Wärmebedarf der Gebäude

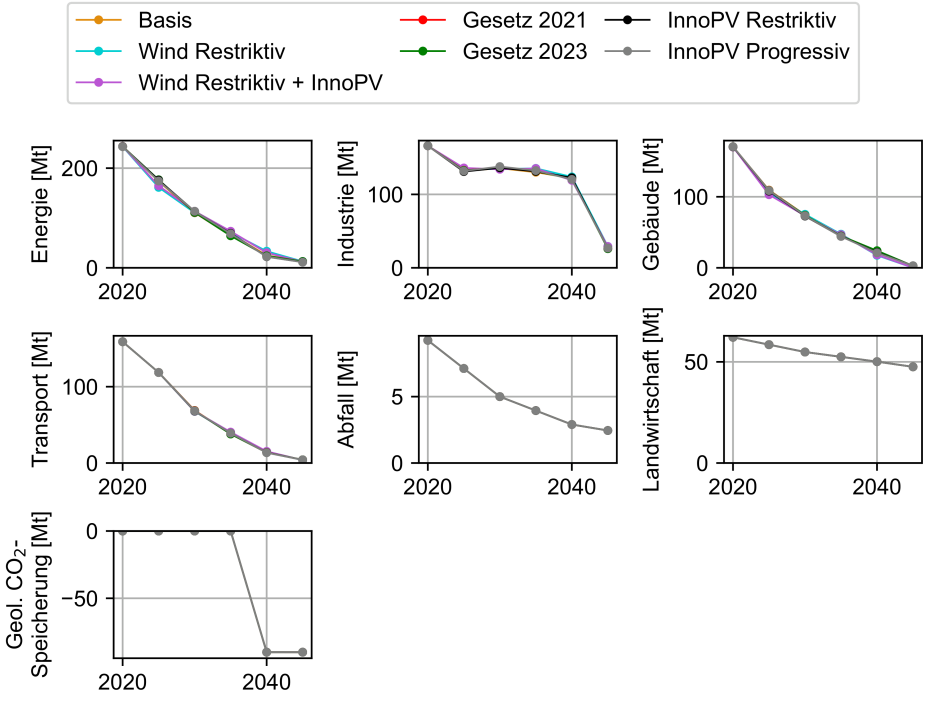


Abbildung C.33: Einfluss der Potenziale auf die sektoralen Emissionen

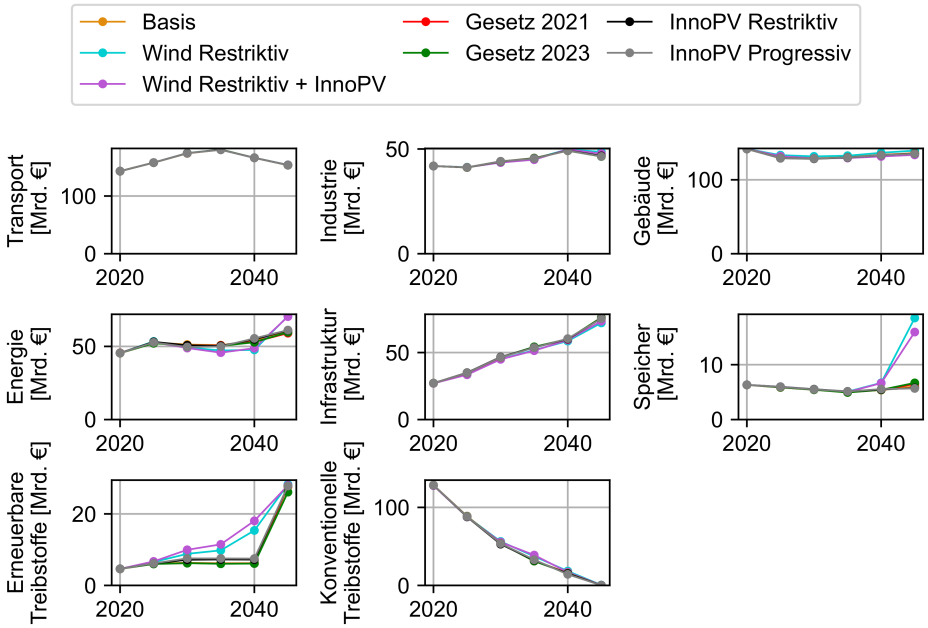


Abbildung C.34: Einfluss der Potenziale auf die Abweichung der Gesamtkosten

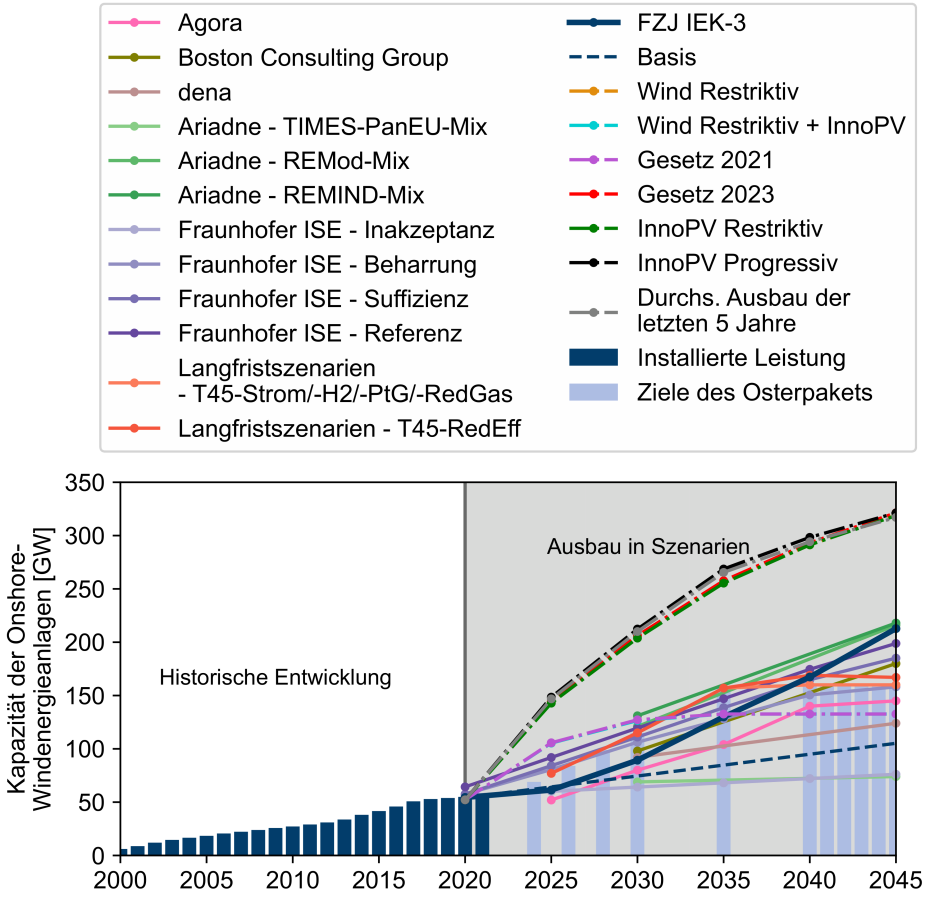


Abbildung C.35: Historische installierte Kapazität von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien sowie der vorliegenden Arbeit zur Treibhausgasneutralität in 2045

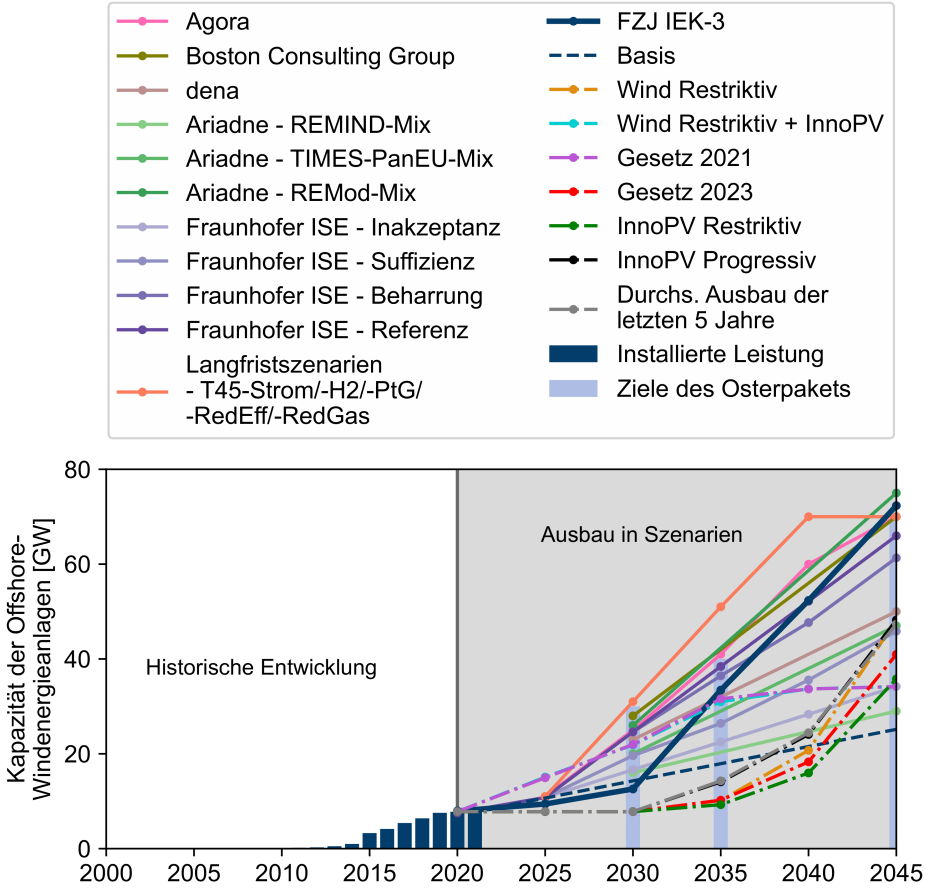


Abbildung C.36: Historische installierte Kapazität von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien sowie der vorliegenden Arbeit zur Treibhausgasneutralität in 2045

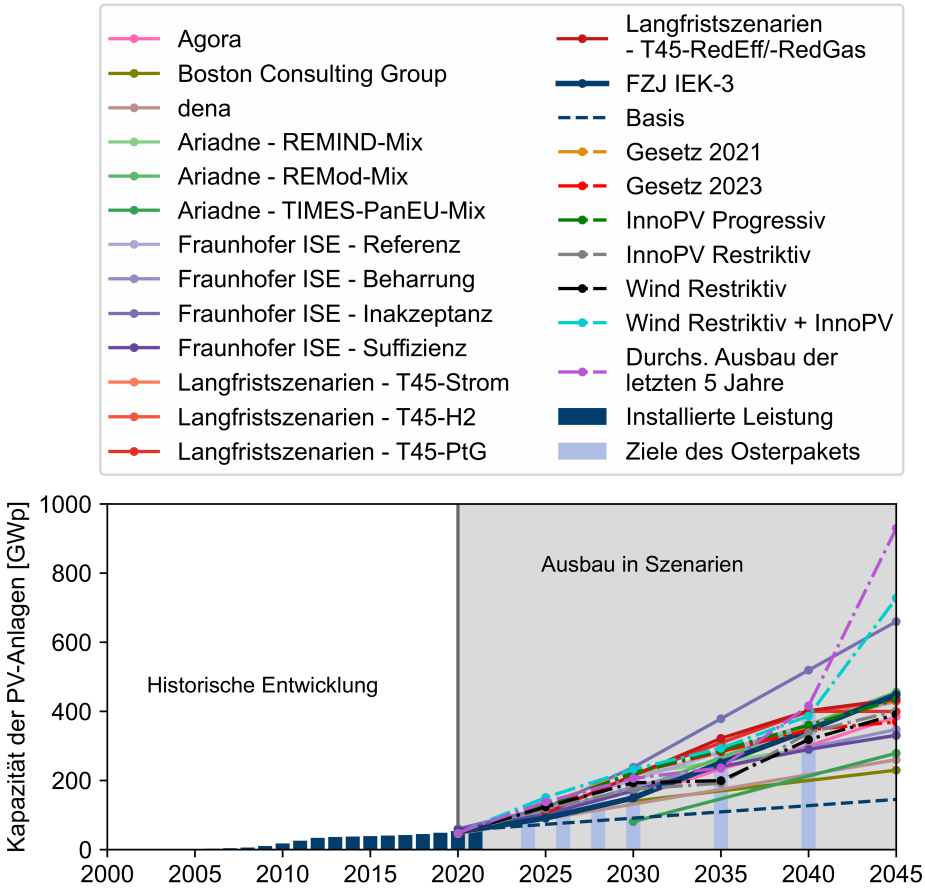


Abbildung C.37: Historische installierte Kapazität von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland, Ausbauziele des Osterpakets und Ausbaupfade der Systemstudien sowie der vorliegenden Arbeit zur Treibhausgasneutralität in 2045

C.4 Einfluss der Voraussicht

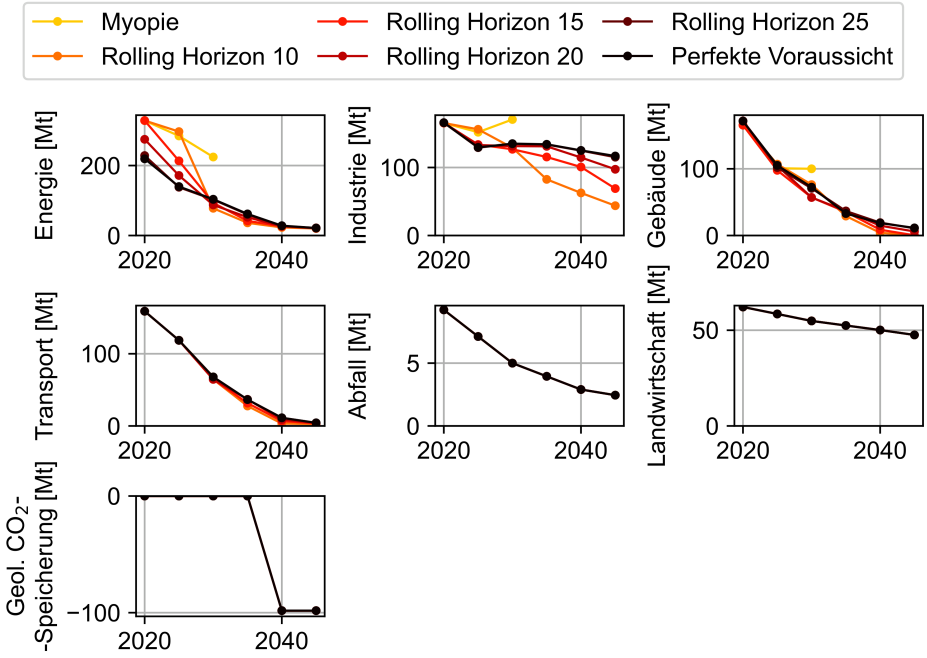


Abbildung C.38: Einfluss der Voraussicht auf die sektoralen jährlichen Treibhausgasemissionen

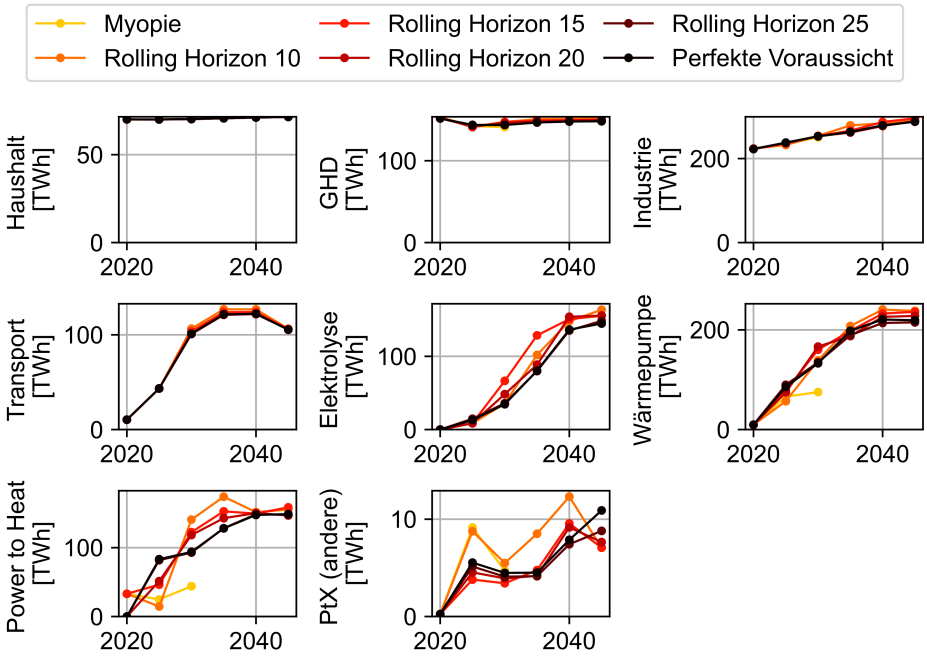


Abbildung C.39: Einfluss der Voraussicht auf die Stromnachfrage

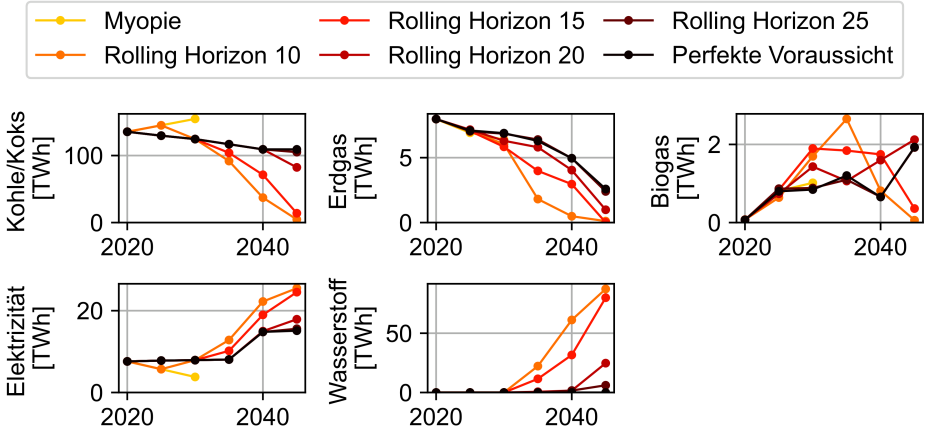


Abbildung C.40: Einfluss der Voraussicht auf den Energieträgereinsatz für die Stahlproduktion

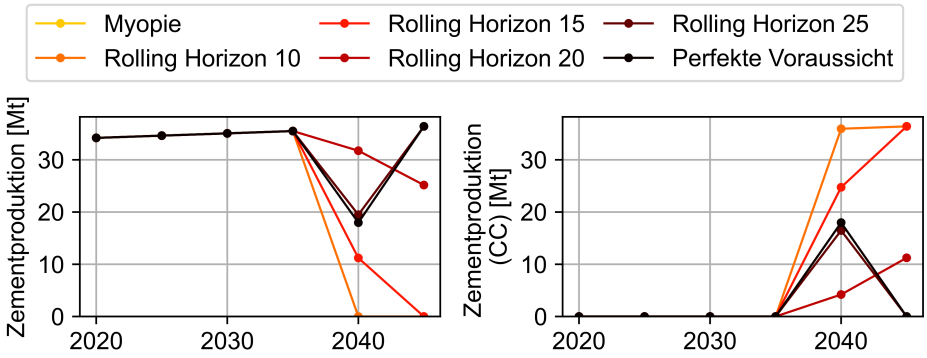


Abbildung C.41: Einfluss der Voraussicht auf die Zementproduktion mit und ohne CO_2-Abscheidung

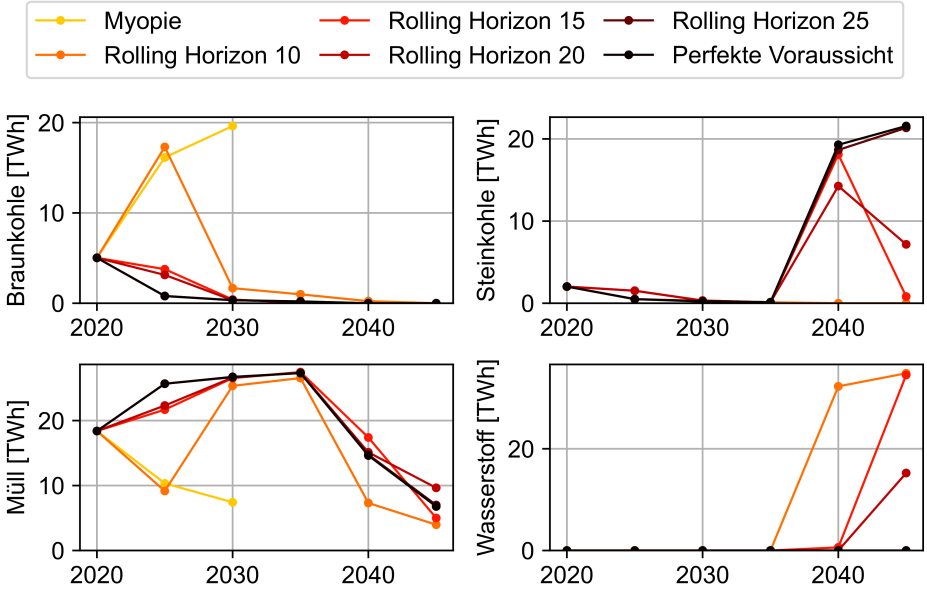


Abbildung C.42: Einfluss der Voraussicht auf den Energieträgereinsatz in der Zementproduktion

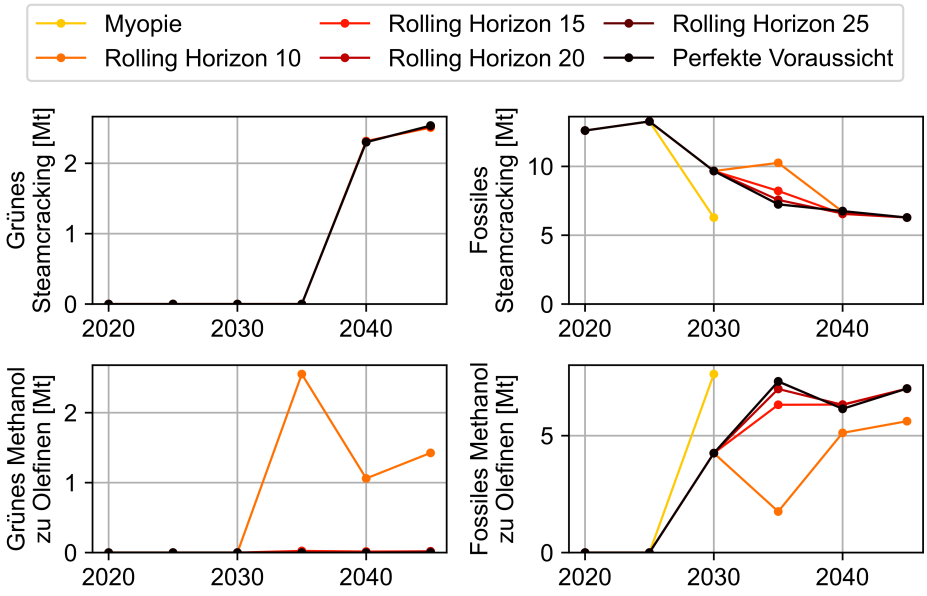


Abbildung C.43: Einfluss der Voraussicht auf die Prozesse zur Bereitstellung hochwertiger Chemikalien

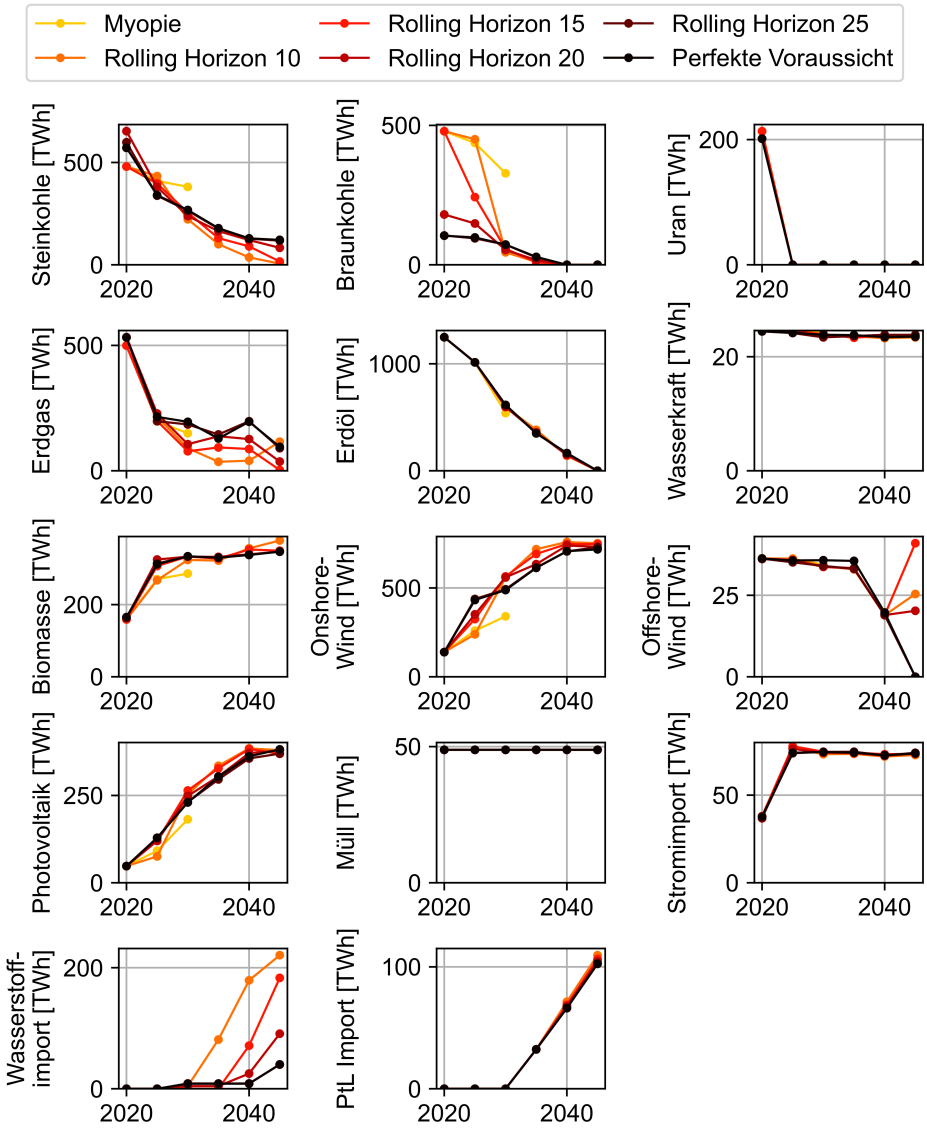


Abbildung C.44: Einfluss der Voraussicht auf den Primärenergiebedarf nach Energieträger

C.5 Einfluss der zeitlichen Emissionsbeschränkung

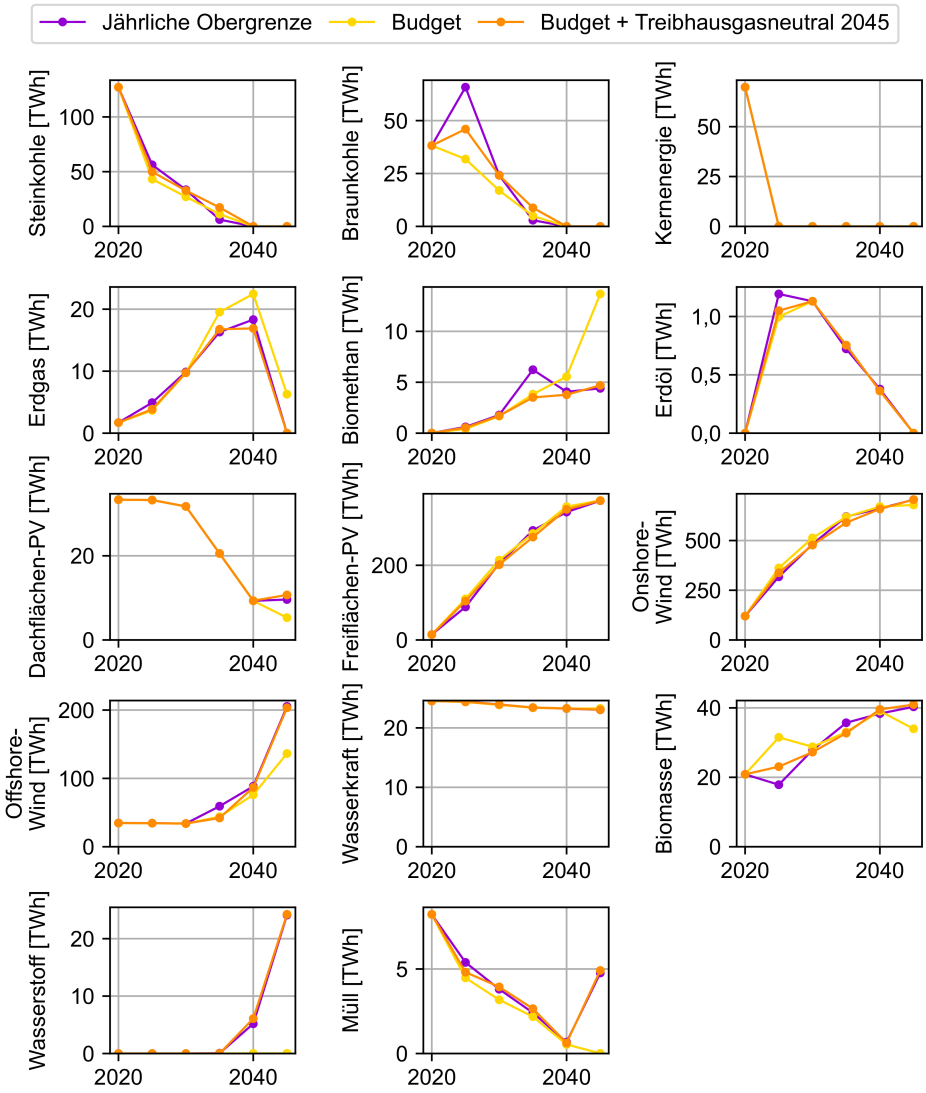


Abbildung C.45: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Strombereitstellung

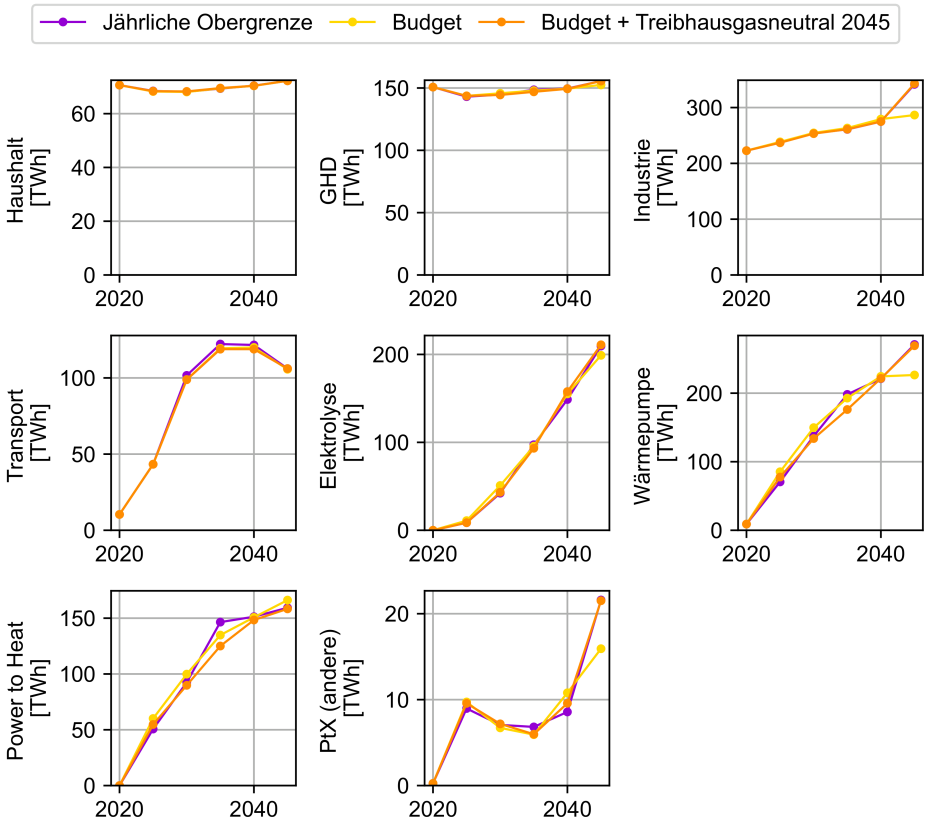


Abbildung C.46: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf den Stromverbrauch

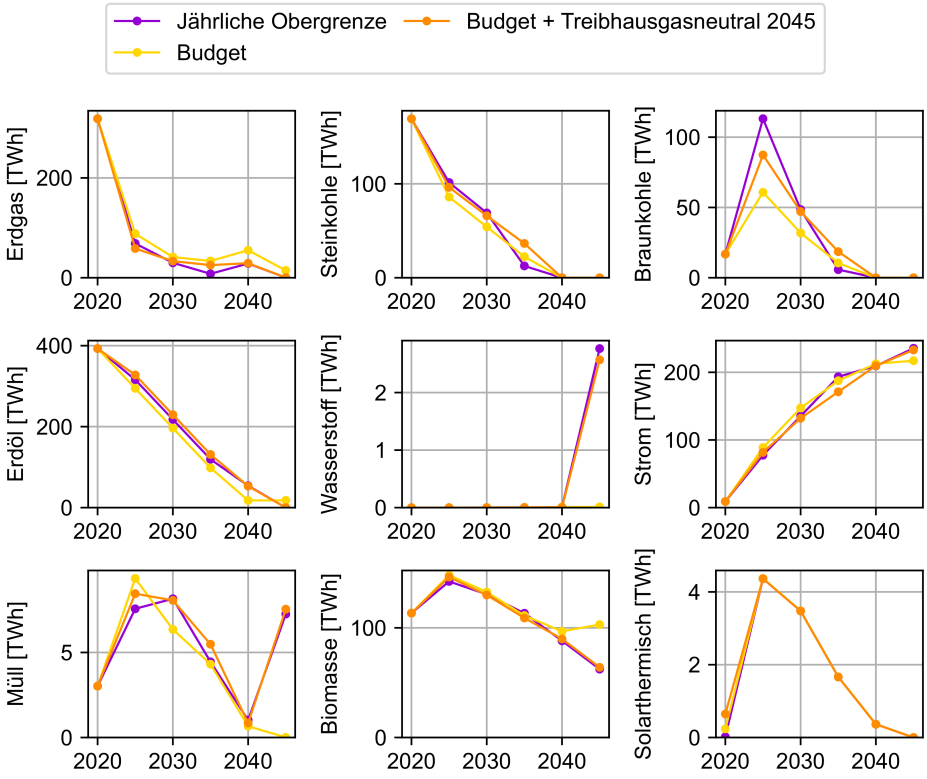


Abbildung C.47: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Energieträger der Raumwärmeversorgung

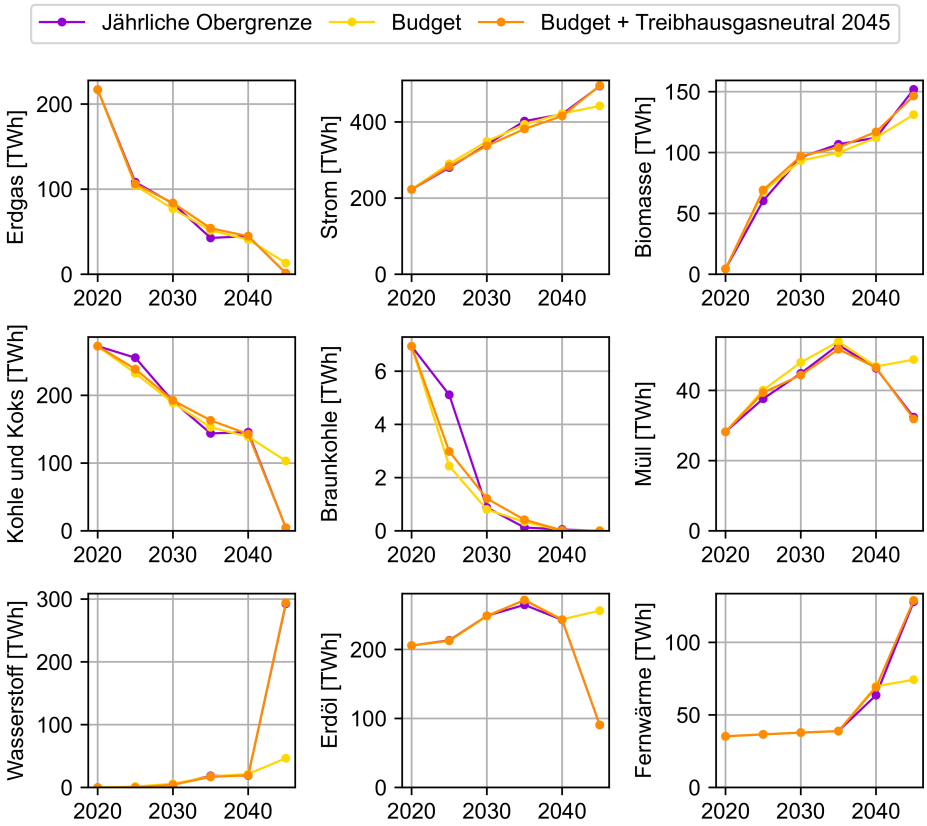


Abbildung C.48: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Energieträger der Industrie

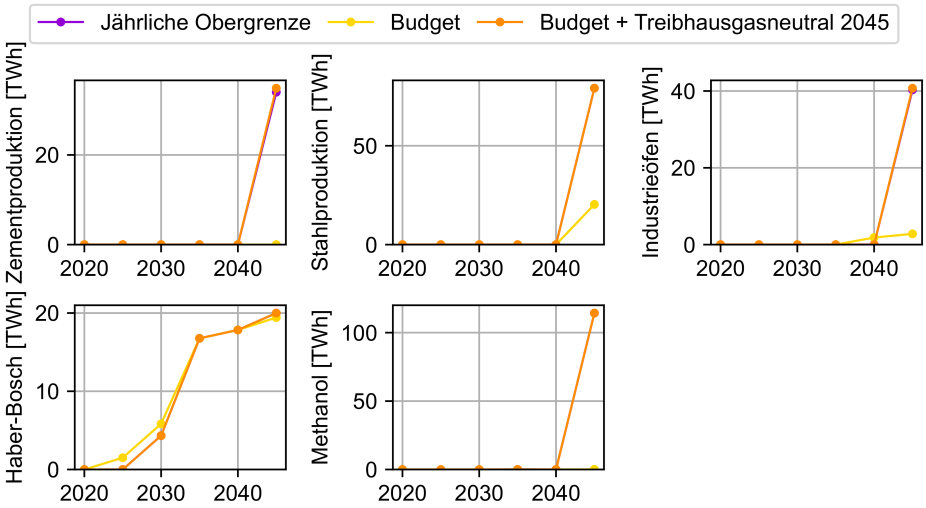


Abbildung C.49: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf den Wasserstoffverbrauch

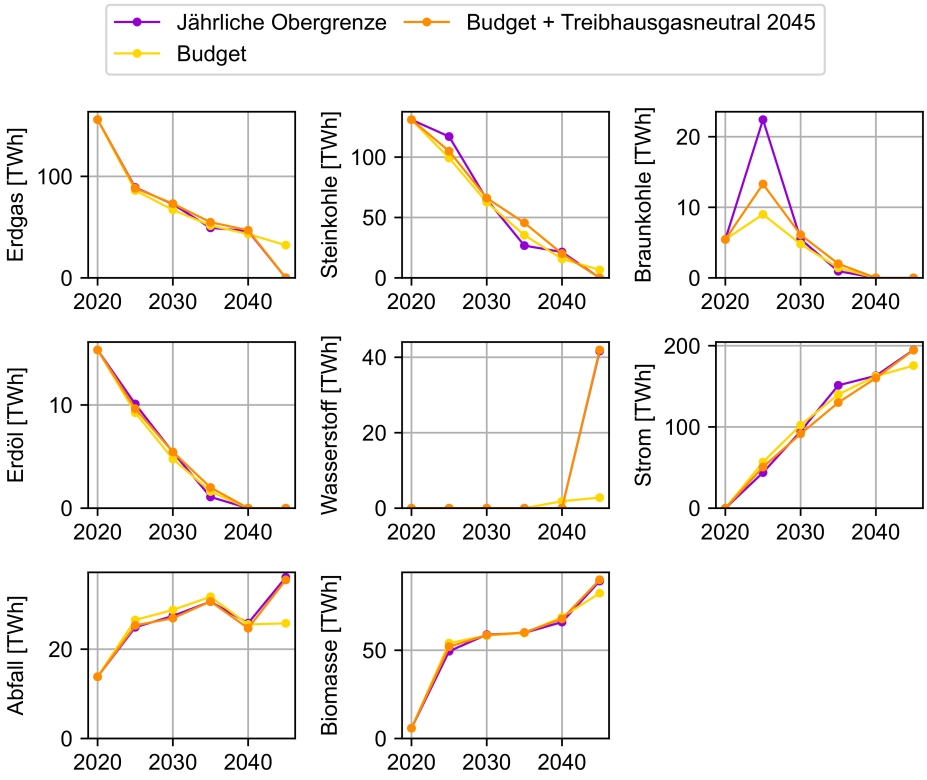


Abbildung C.50: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Energieträger der Prozesswärmeversorgung

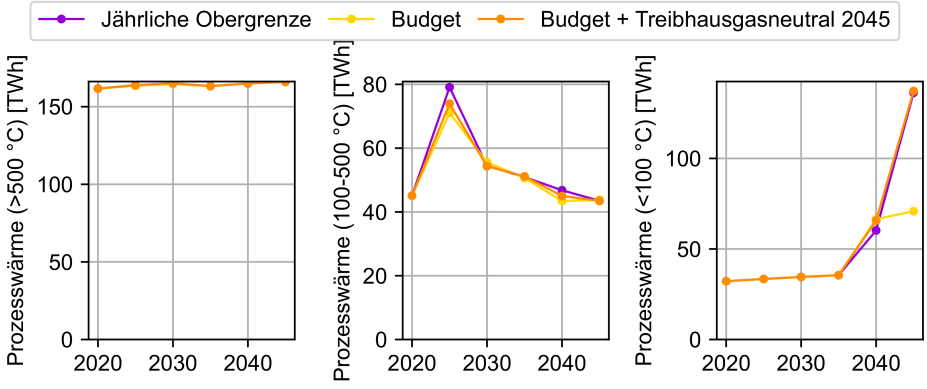


Abbildung C.51: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Prozesswärmenachfrage

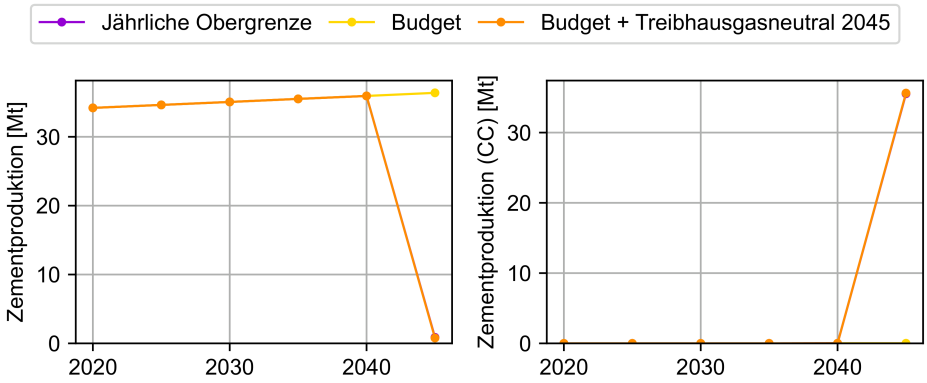


Abbildung C.52: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Zementproduktion

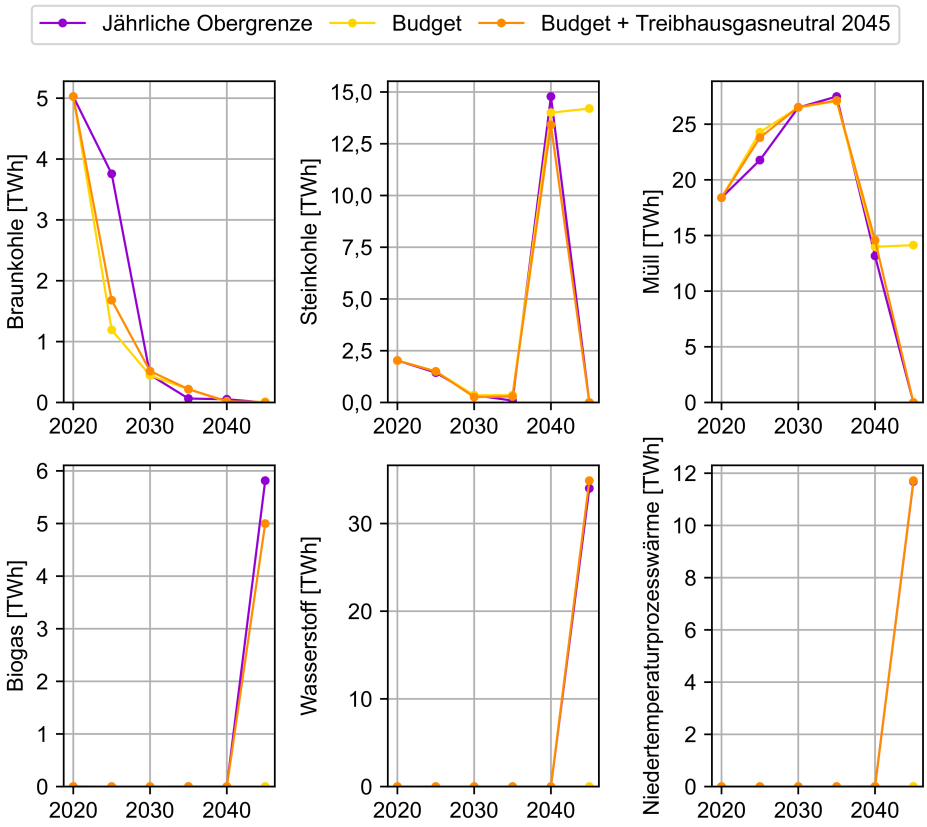


Abbildung C.53: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf den Energieverbrauch

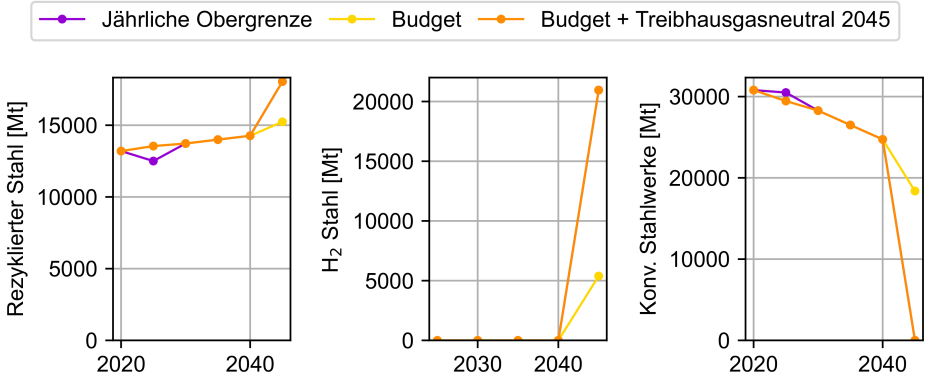


Abbildung C.54: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die Stahlproduktion

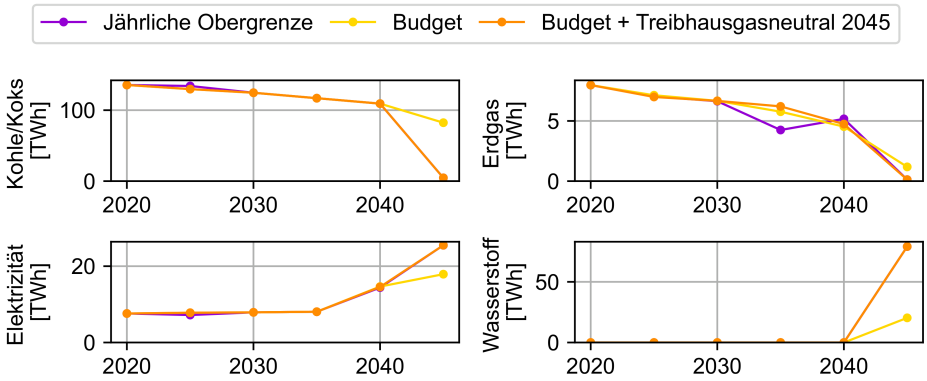


Abbildung C.55: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf den Energieverbrauch

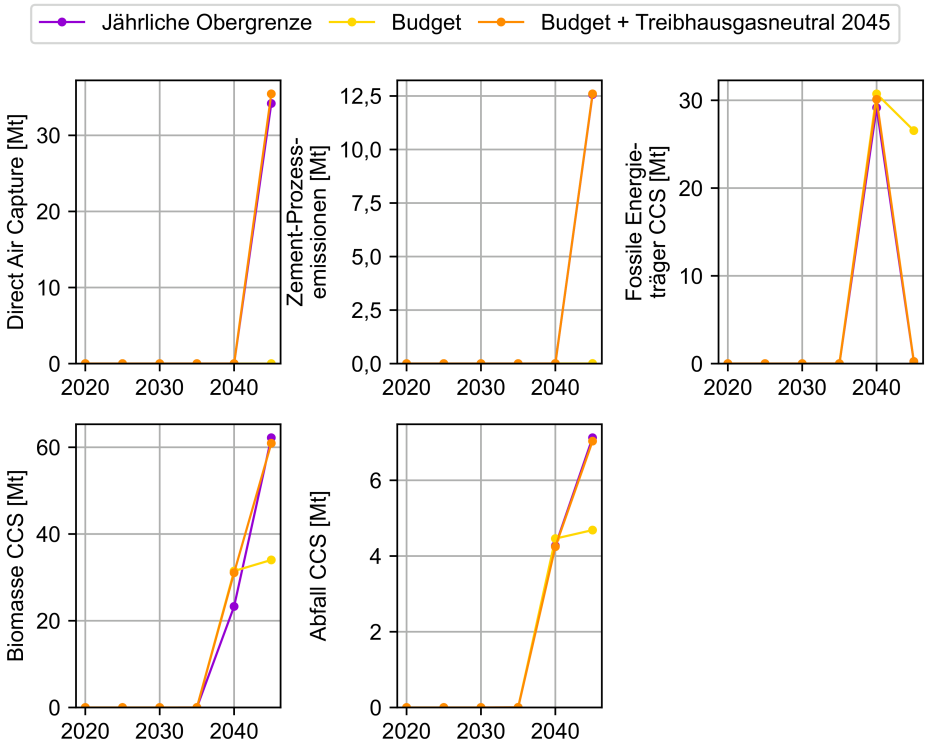


Abbildung C.56: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die CO_2-Abscheidung

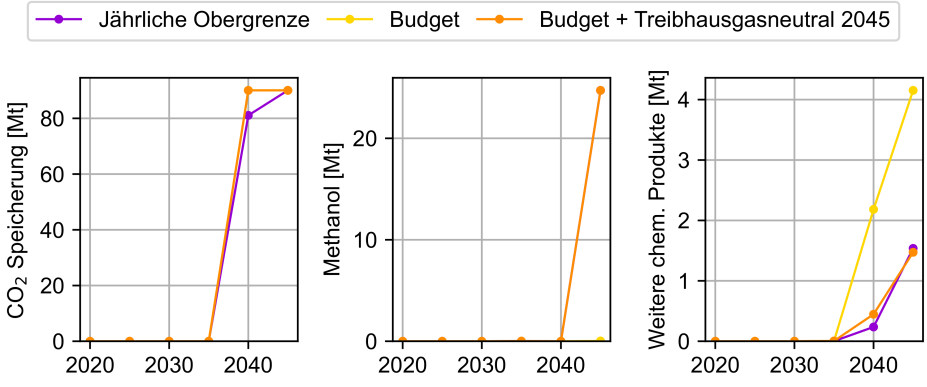


Abbildung C.57: Einfluss der zeitlichen Emissionsbegrenzung auf die CO_2-Verwendung

C.6 Einfluss des CO_2-Budgets auf das Basis-Szenario

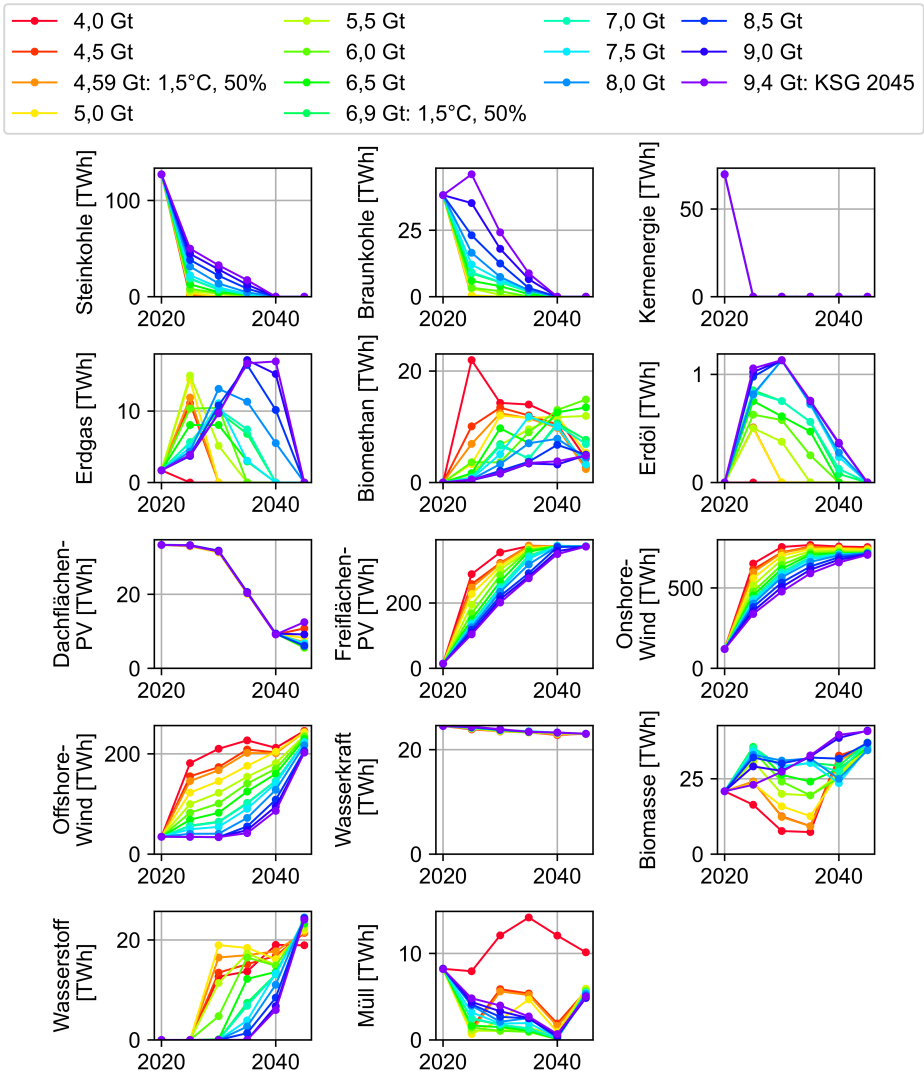


Abbildung C.58: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Strombereitstellung des Basis-Szenarios

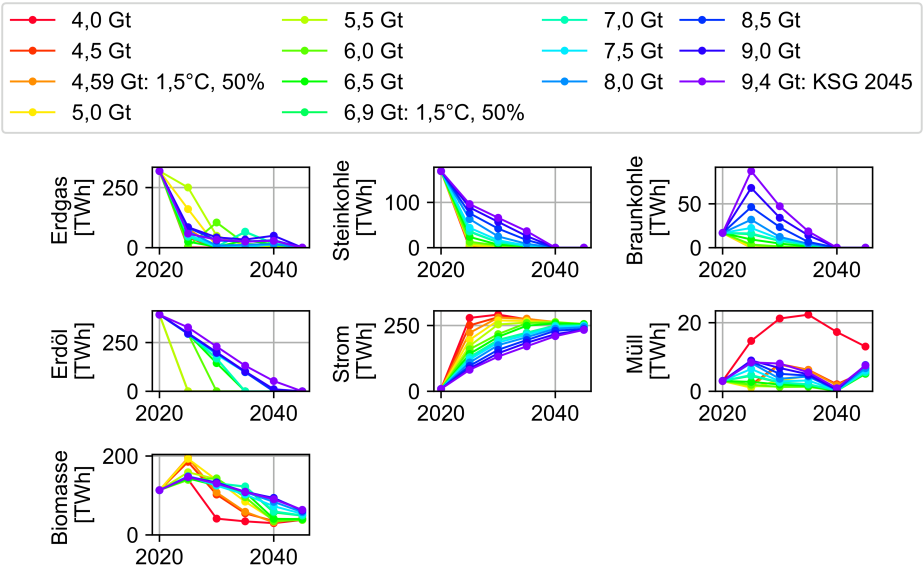


Abbildung C.59: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Wärmeerzeugung der Gebäude des Basis-Szenarios

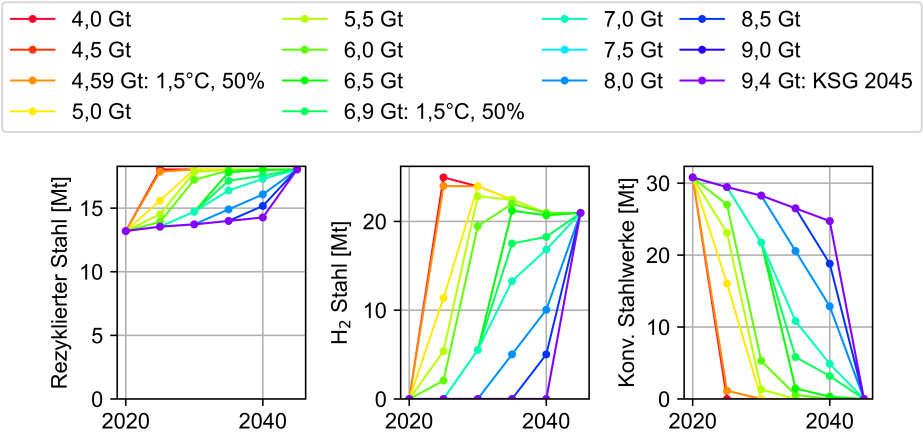


Abbildung C.60: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Stahlproduktion des Basis-Szenarios

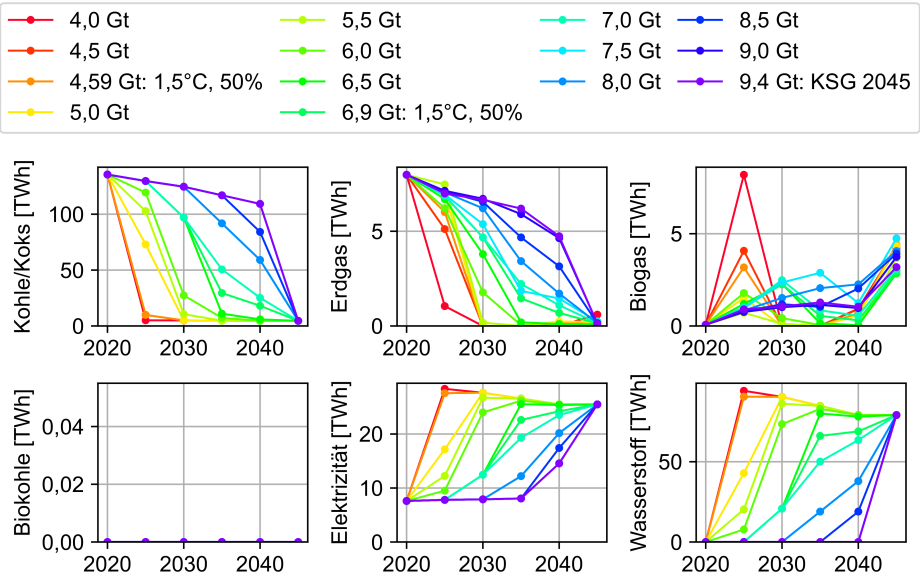


Abbildung C.61: Einfluss des CO_2-Budgets auf den Energiebedarf der Stahlprozesse des Basis-Szenarios

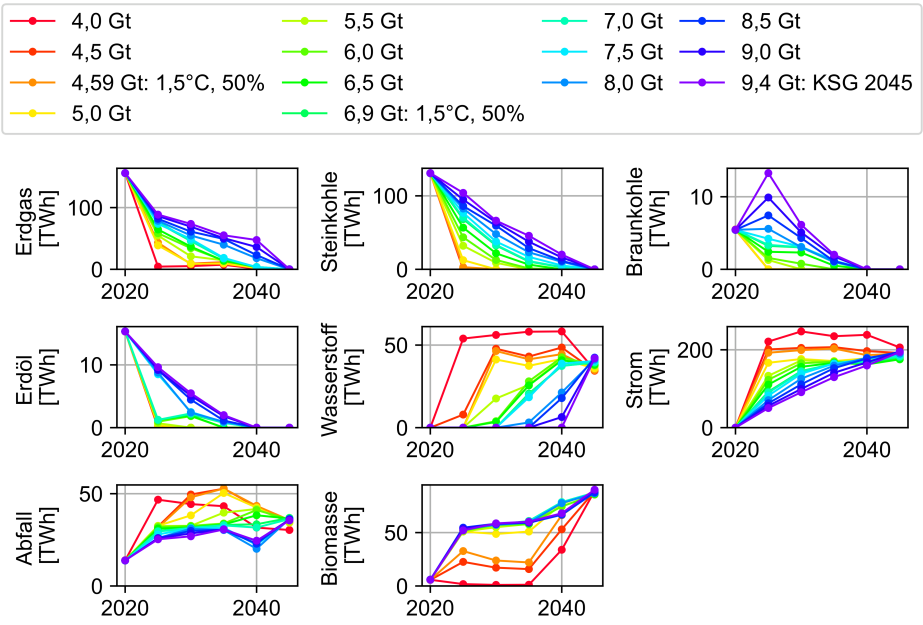


Abbildung C.62: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Energieträger der Prozesswärme des Basis-Szenarios

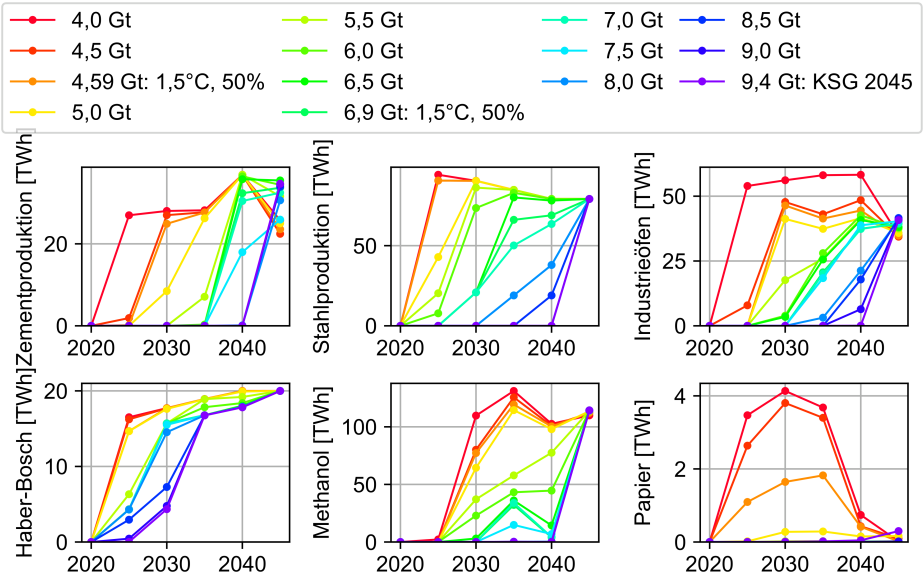


Abbildung C.63: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Wasserstoff-Nachfrage des Industriesektors des Basis-Szenarios

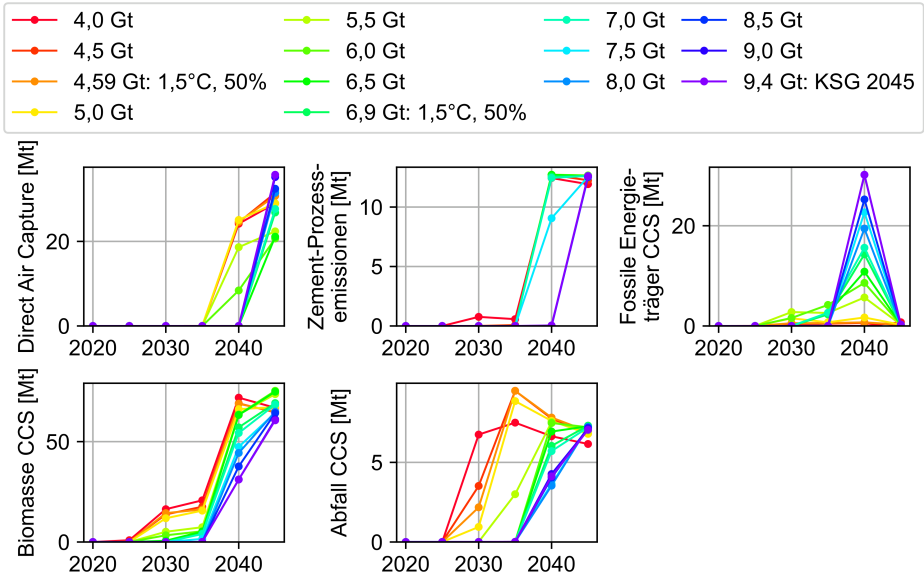


Abbildung C.64: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Emissionsabscheidung des Basis-Szenarios

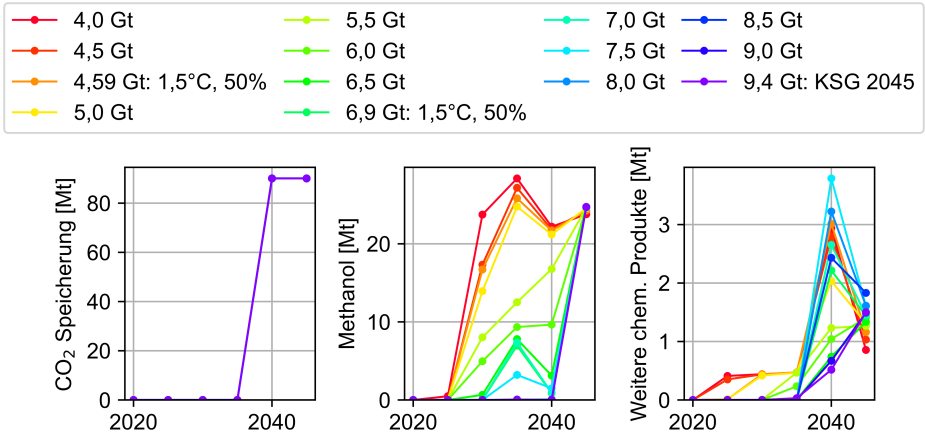


Abbildung C.65: Einfluss des CO_2-Budgets auf die CO_2-Nutzung des Basis-Szenarios

C.7 Sensitivitätsanalyse für den Einfluss des CO_2-Budgets

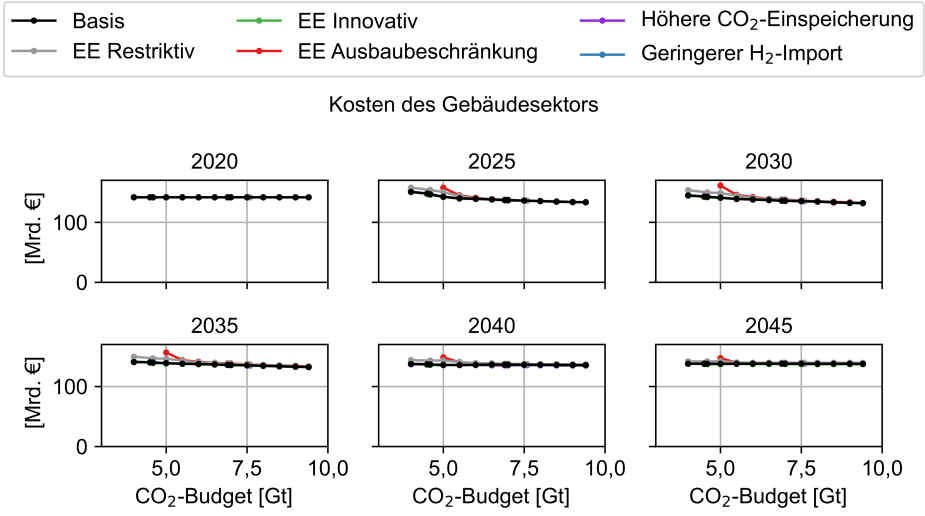


Abbildung C.66: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten des Gebäudesektors der Szenarien

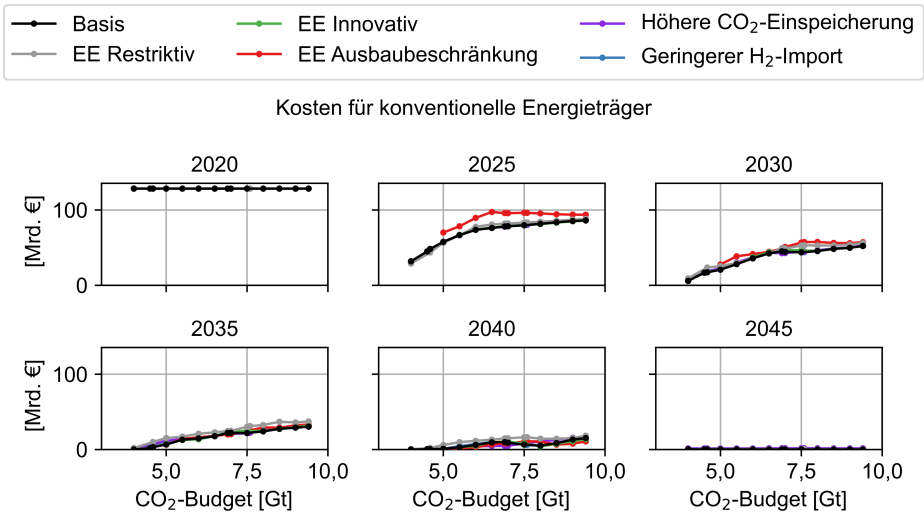


Abbildung C.67: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten der fossilen Energieträger der Szenarien

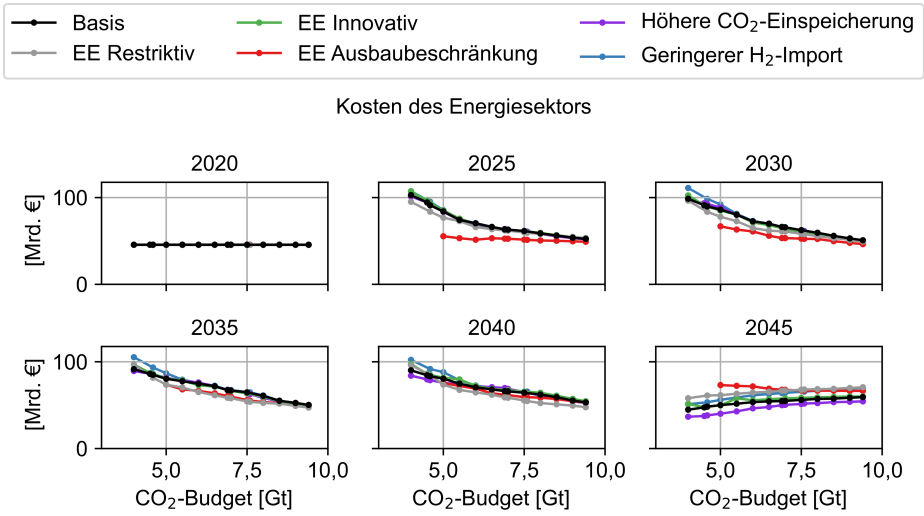


Abbildung C.68: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten des Energiesektors der Szenarien

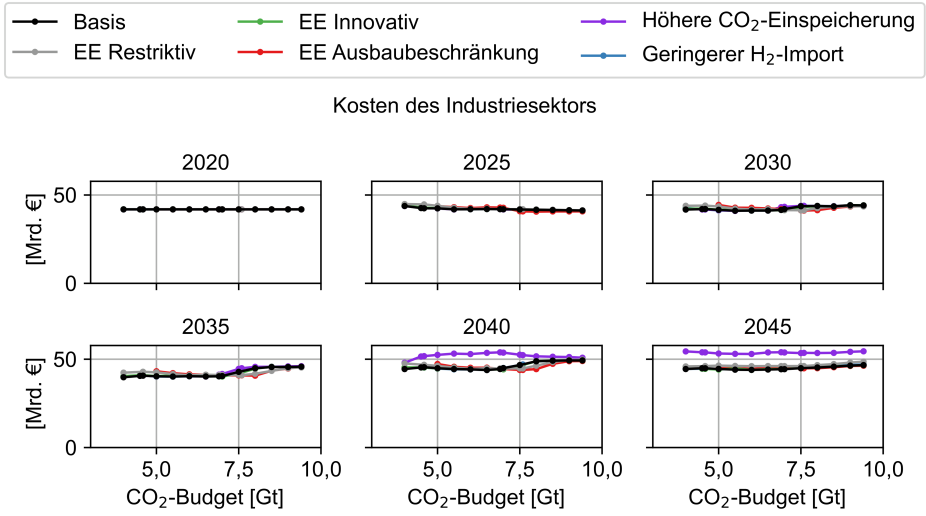


Abbildung C.69: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten des Industriesektors der Szenarien

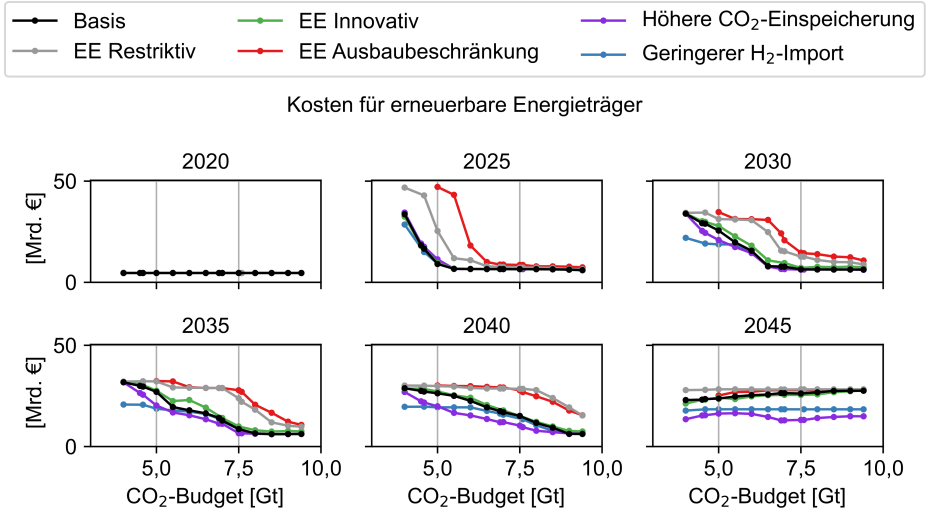


Abbildung C.70: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten der erneuerbaren Treibstoffe der Szenarien

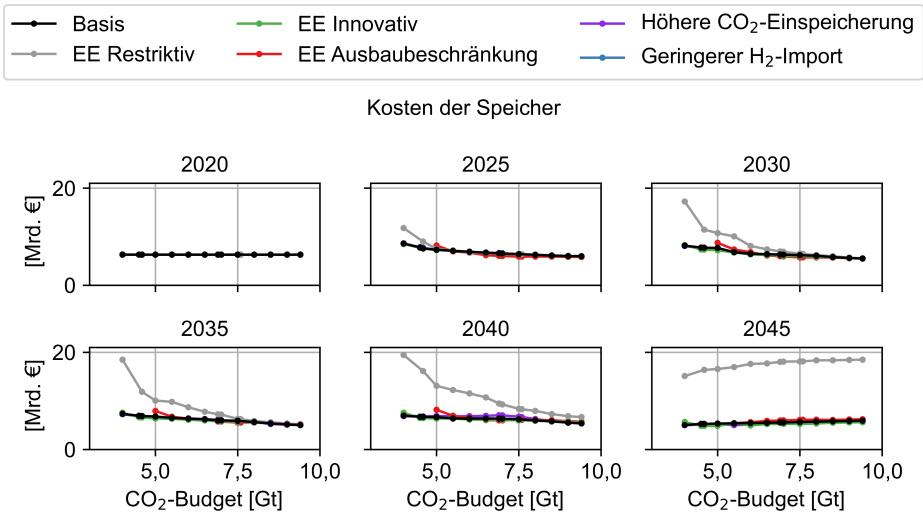


Abbildung C.71: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten der Speicher der Szenarien

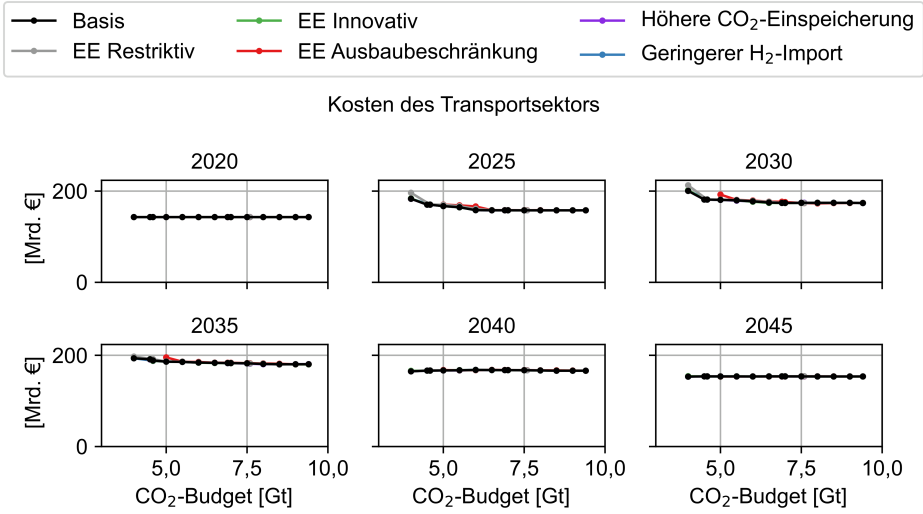


Abbildung C.72: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Kosten des Transportsektors der Szenarien

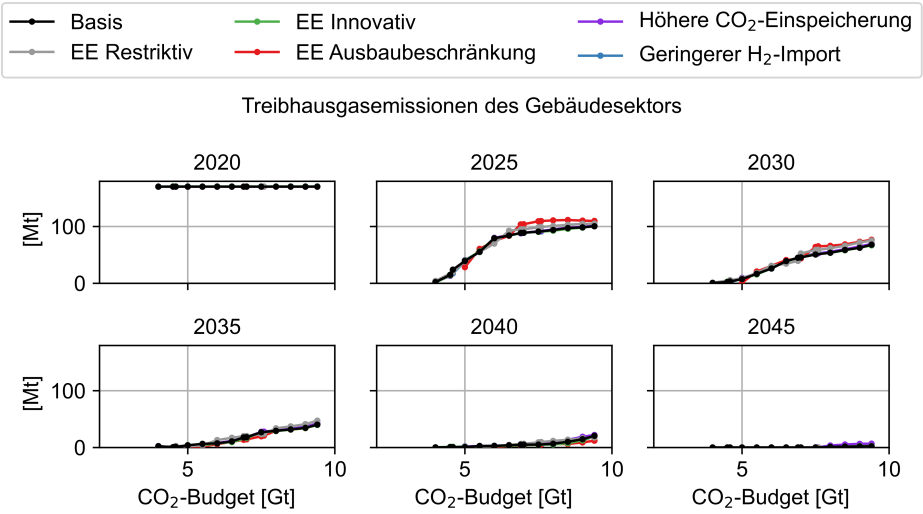


Abbildung C.73: Einfluss des CO_2-Budgets auf die Emissionen der Gebäude der Szenarien

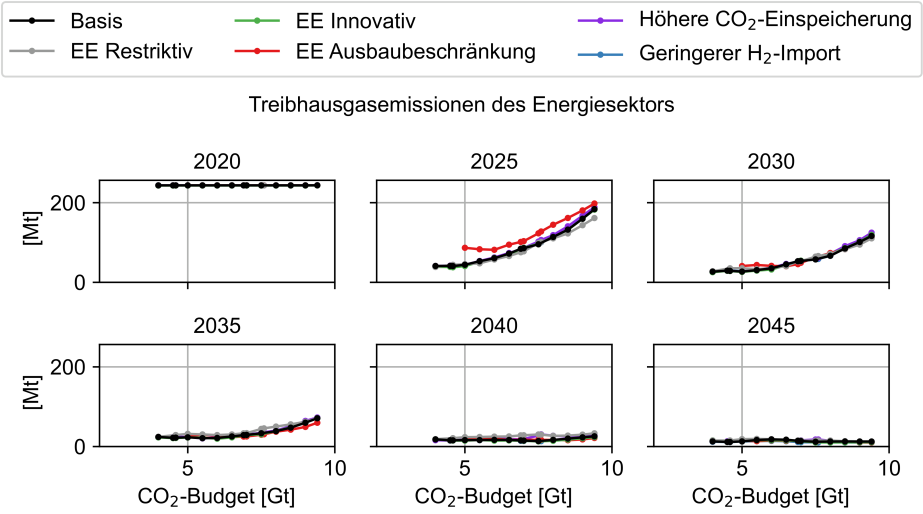


Abbildung C.74: Emissionen des Energiesektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

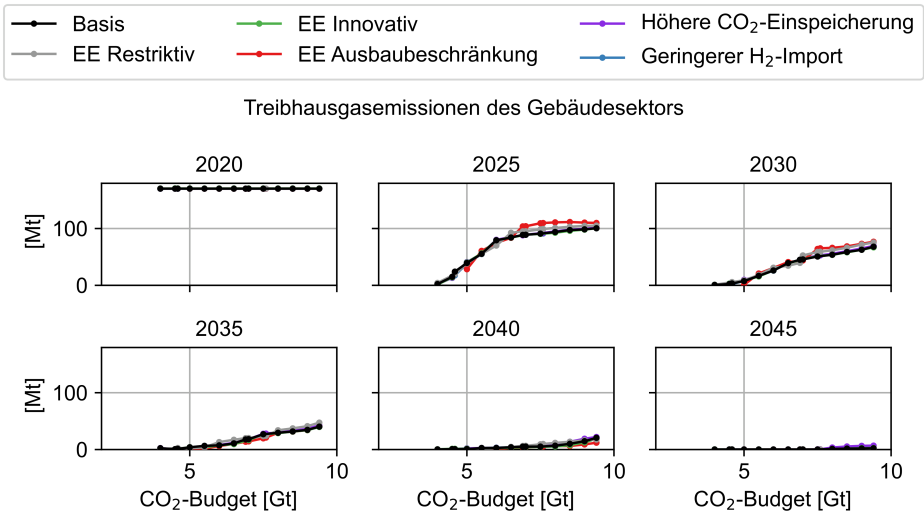


Abbildung C.75: Emissionen des Gebäudesektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

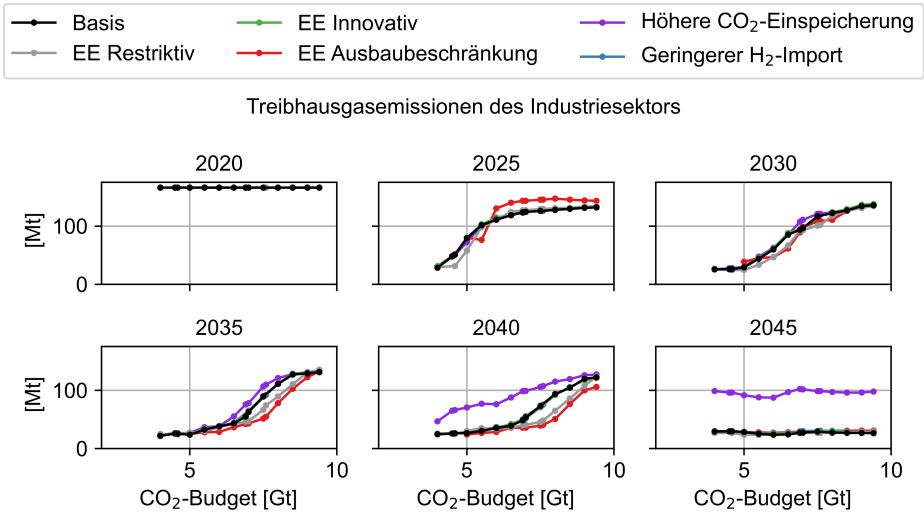


Abbildung C.76: Emissionen des Industriesektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

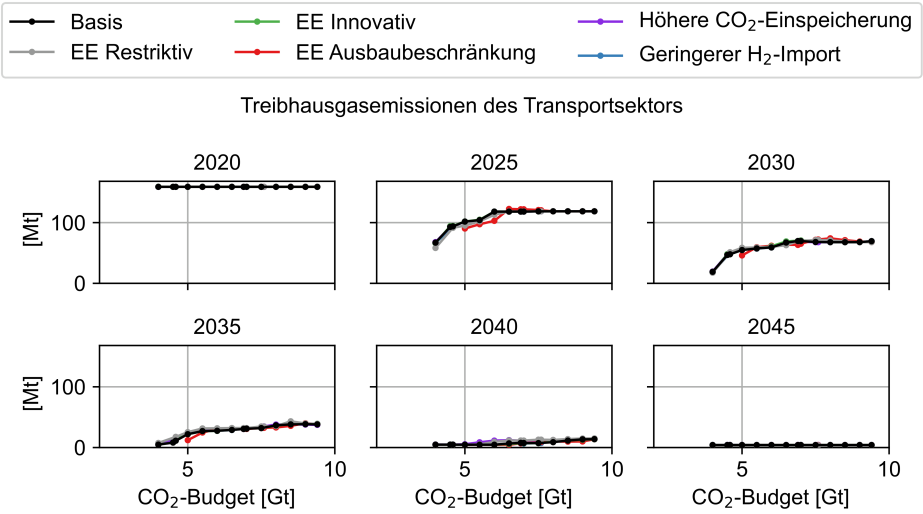


Abbildung C.77: Emissionen des Transportsektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

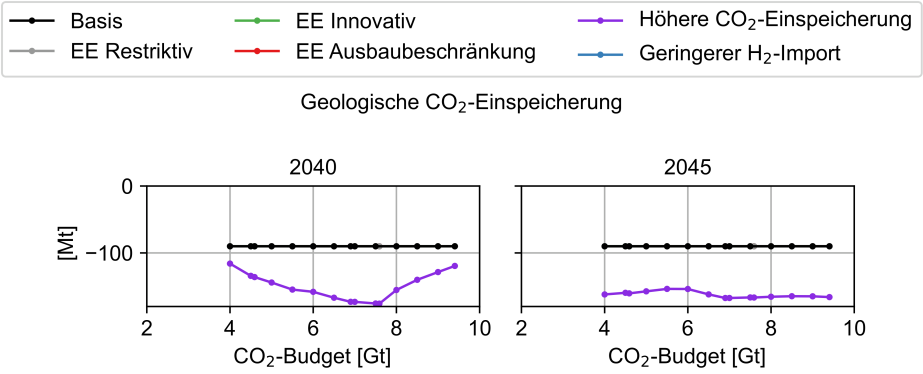


Abbildung C.78: Negative Emissionen durch CO_2-Abscheidung und -speicherung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

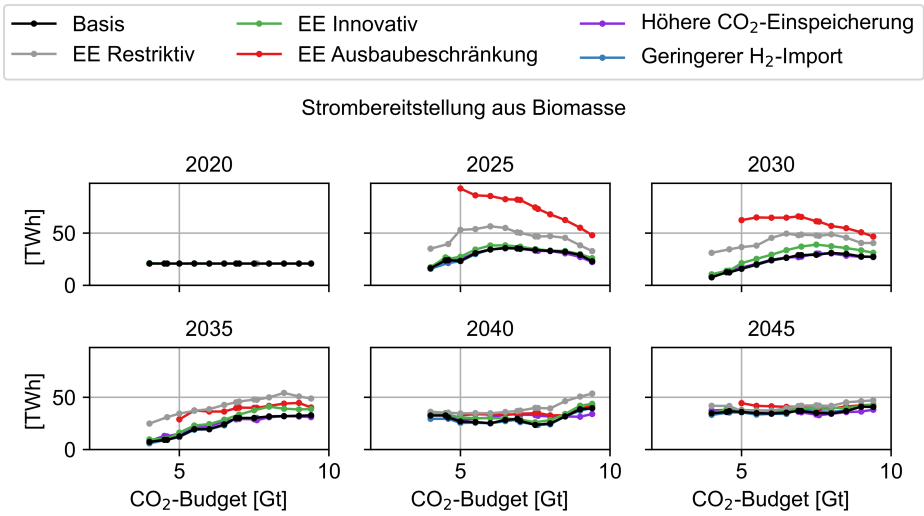


Abbildung C.79: Strombereitstellung durch Biomasse der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

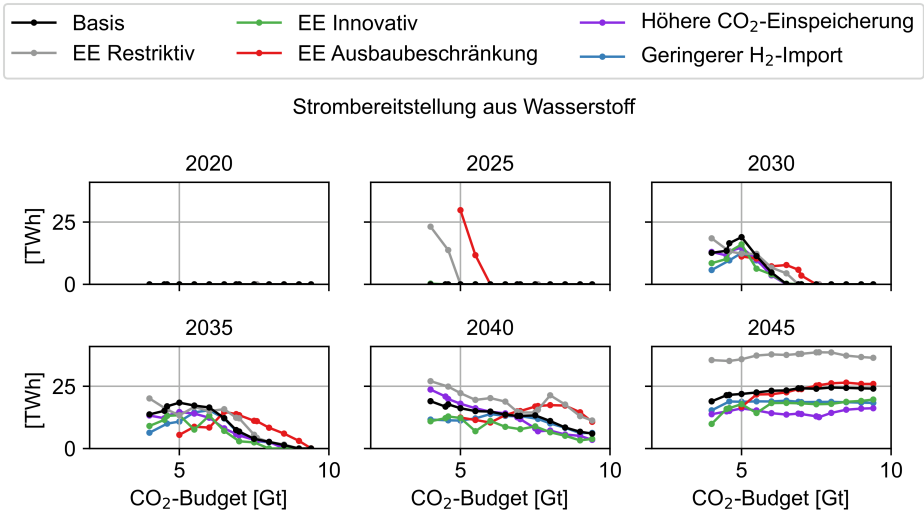


Abbildung C.80: Strombereitstellung durch Wasserstoff der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

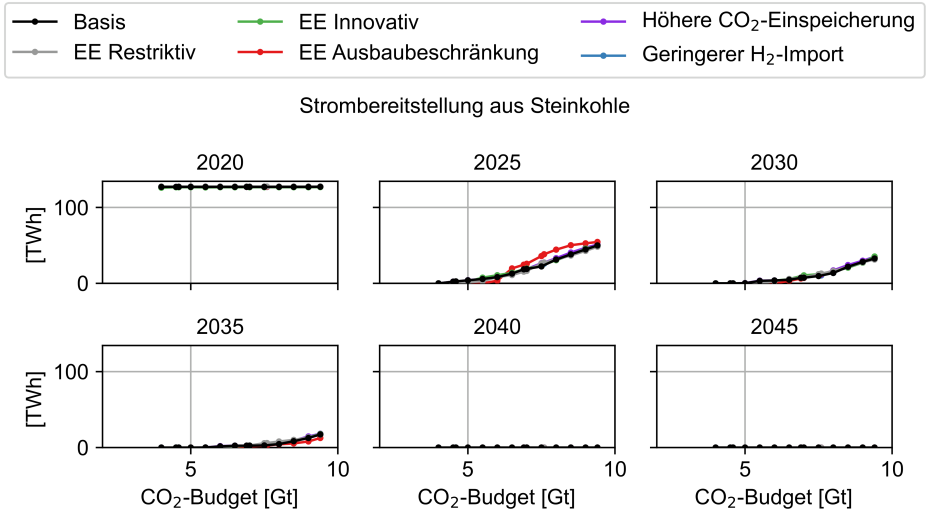


Abbildung C.81: Strombereitstellung durch Steinkohle der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

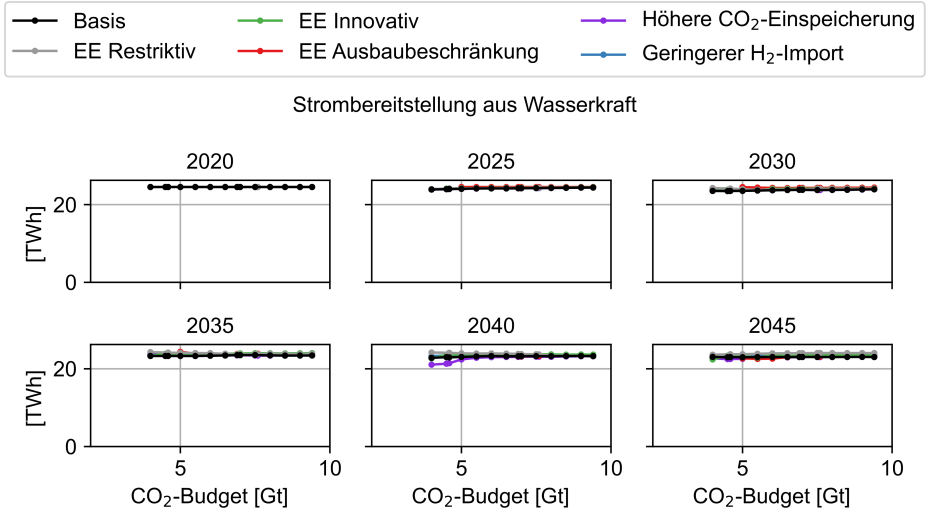


Abbildung C.82: Strombereitstellung durch Wasserkraft der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

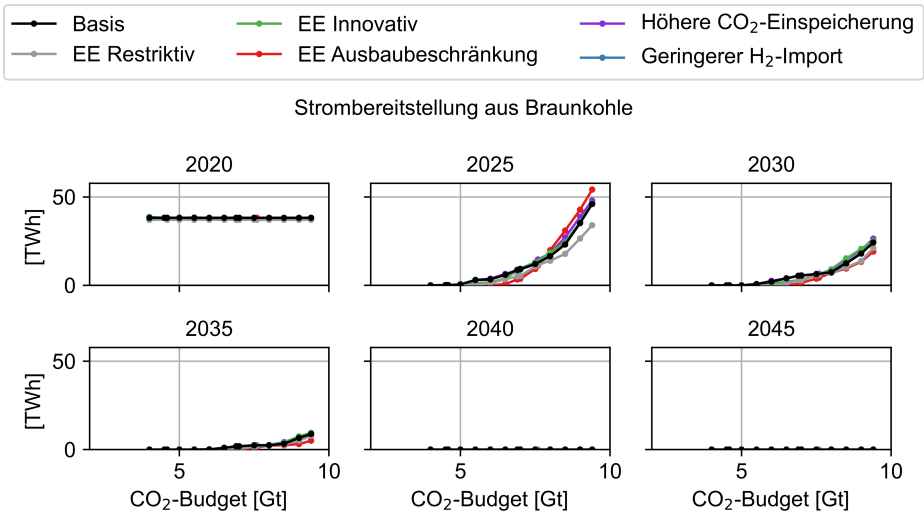


Abbildung C.83: Strombereitstellung durch Braunkohle der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

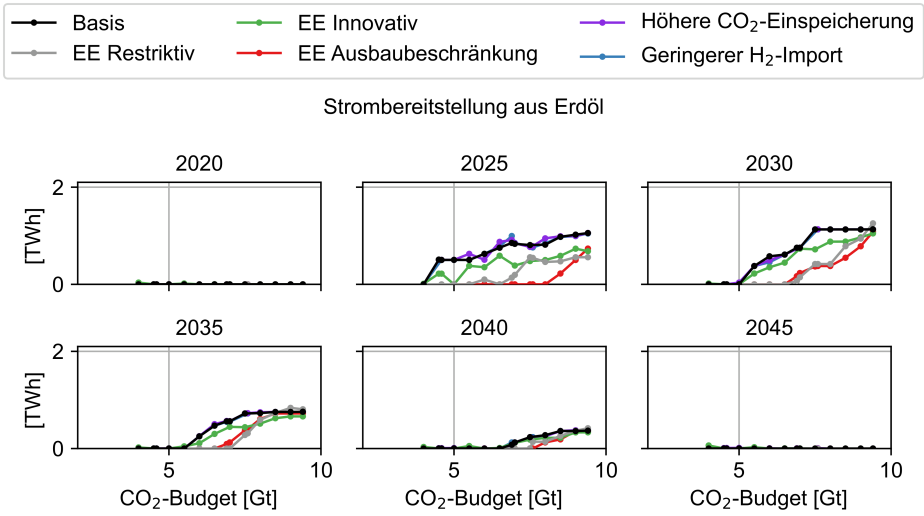


Abbildung C.84: Strombereitstellung durch Erdöl der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

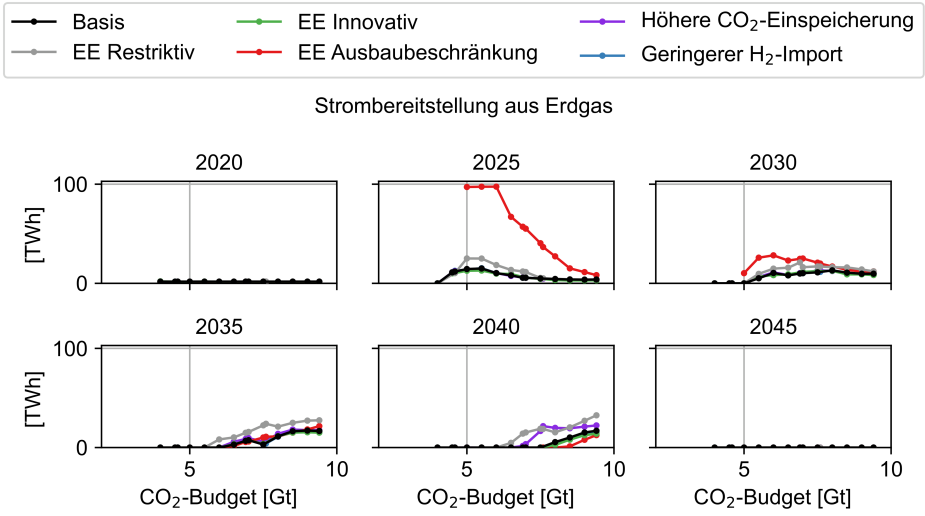


Abbildung C.85: Strombereitstellung durch Erdgas der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

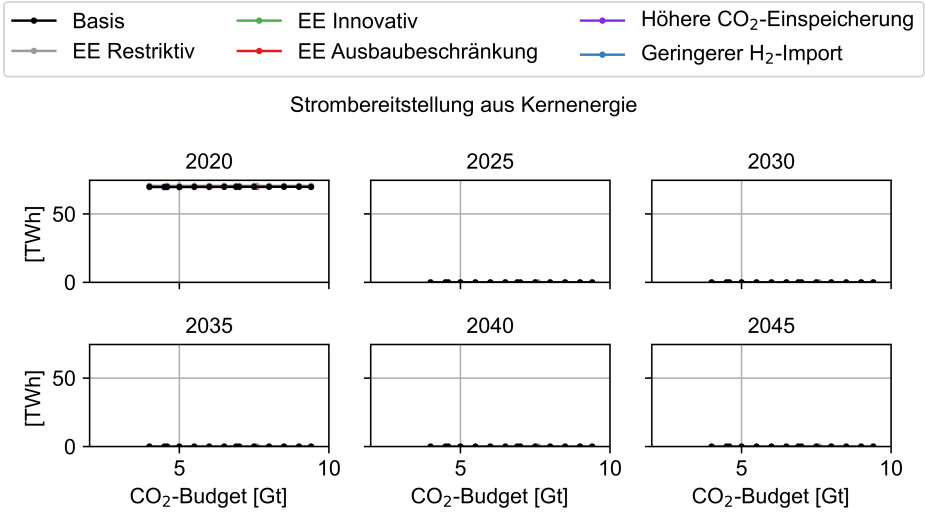


Abbildung C.86: Strombereitstellung durch Kernkraft der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

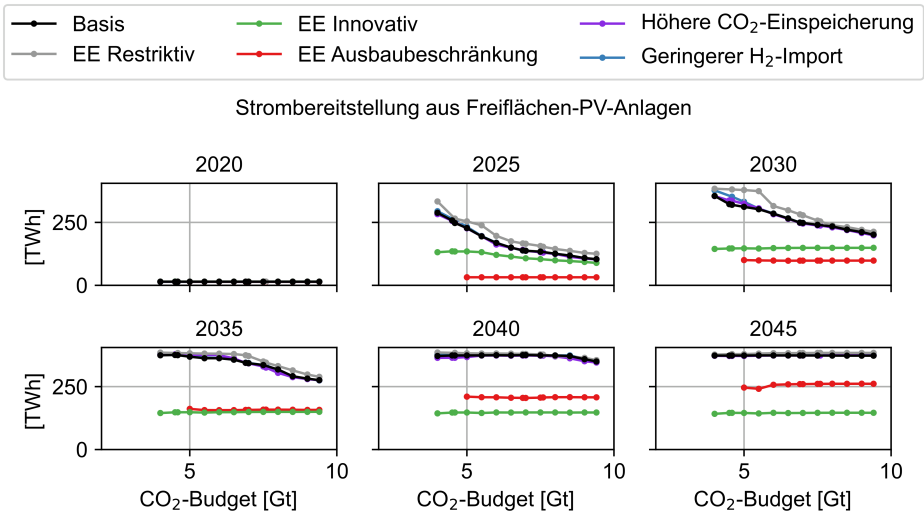


Abbildung C.87: Strombereitstellung durch Freiflächen-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

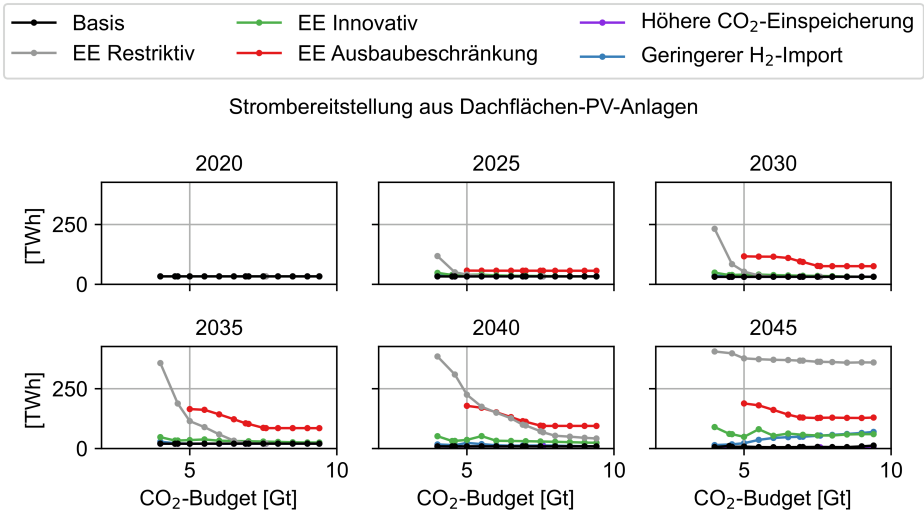


Abbildung C.88: Strombereitstellung durch Dachflächen-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

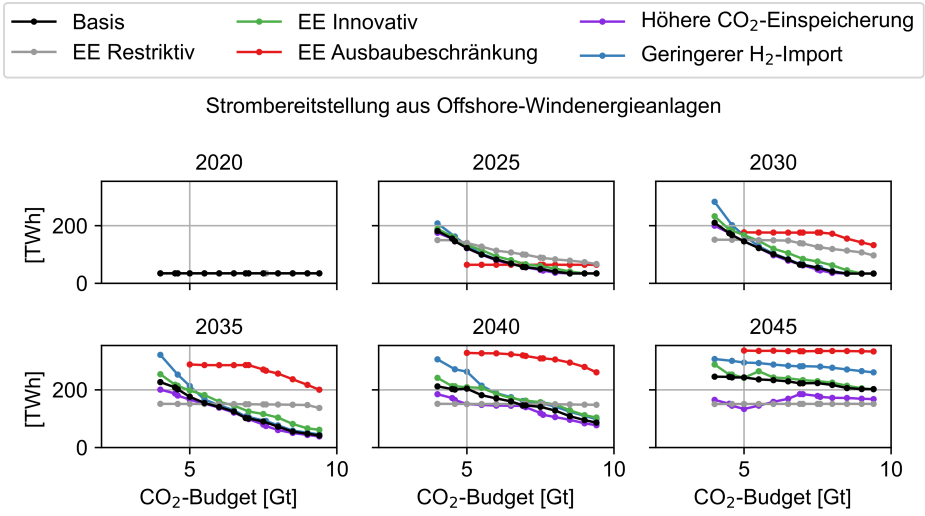


Abbildung C.89: Strombereitstellung durch Offshore-Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

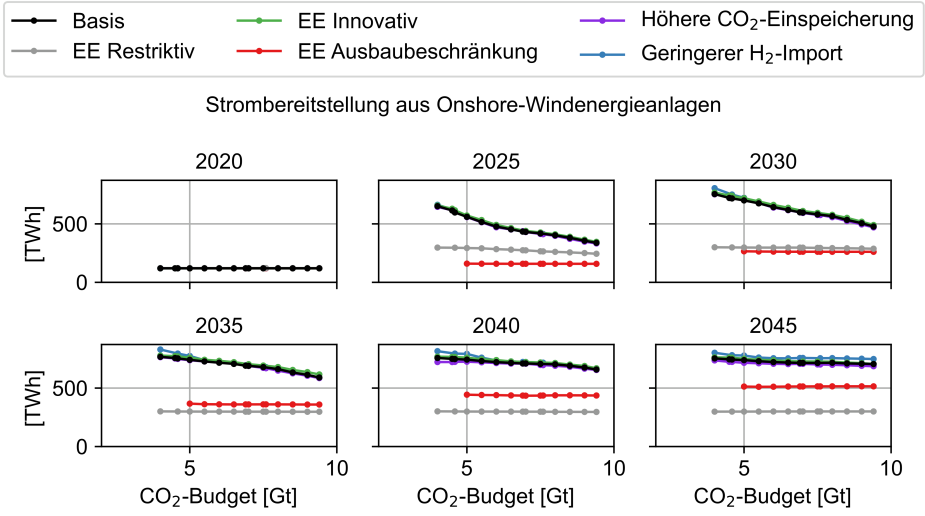


Abbildung C.90: Strombereitstellung durch Onshore-Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

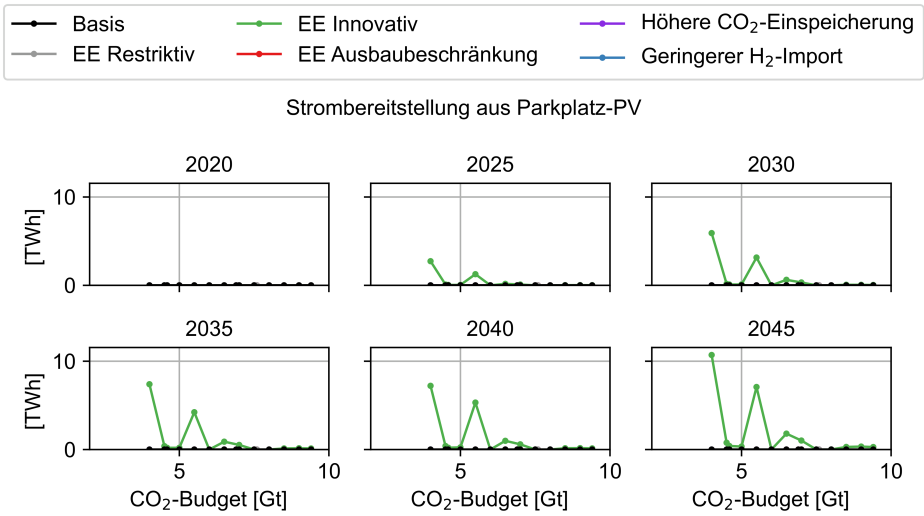


Abbildung C.91: Strombereitstellung durch Parkplatz-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

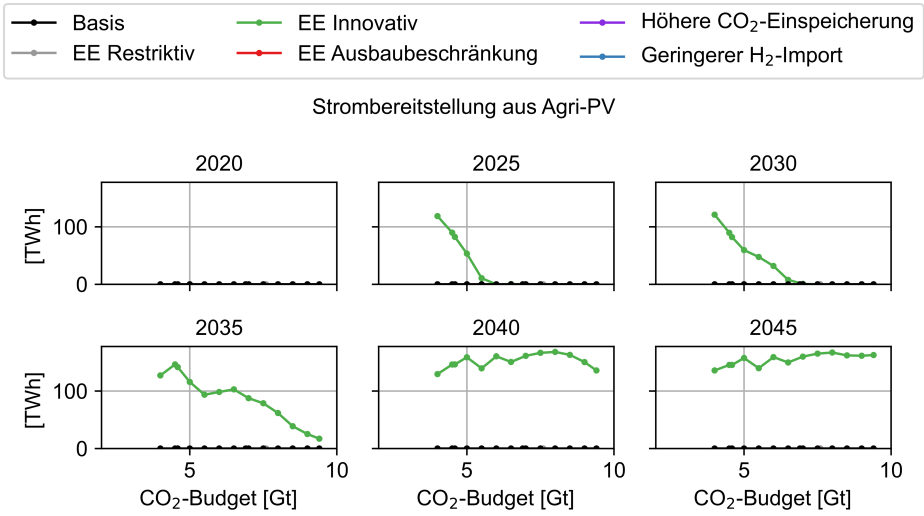


Abbildung C.92: Strombereitstellung durch Agri-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

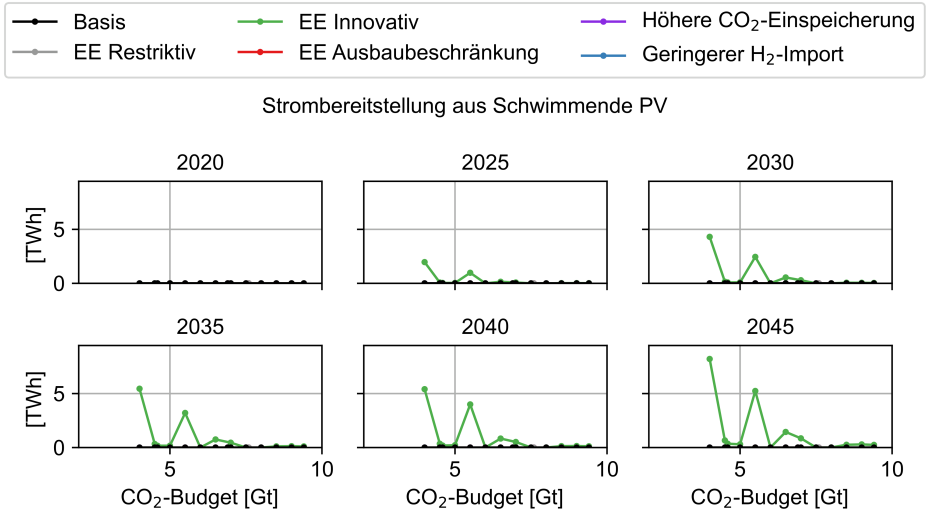


Abbildung C.93: Strombereitstellung durch schwimmende PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

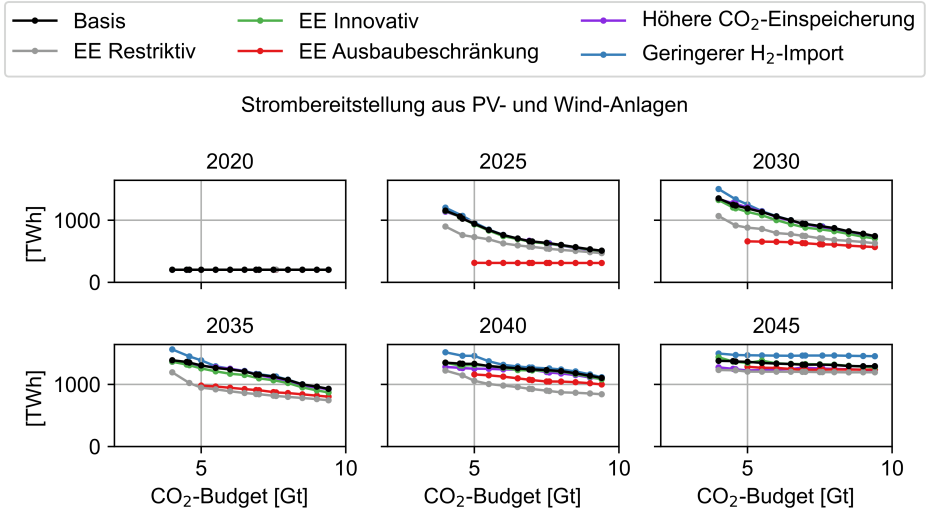


Abbildung C.94: Strombereitstellung der PV- und Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

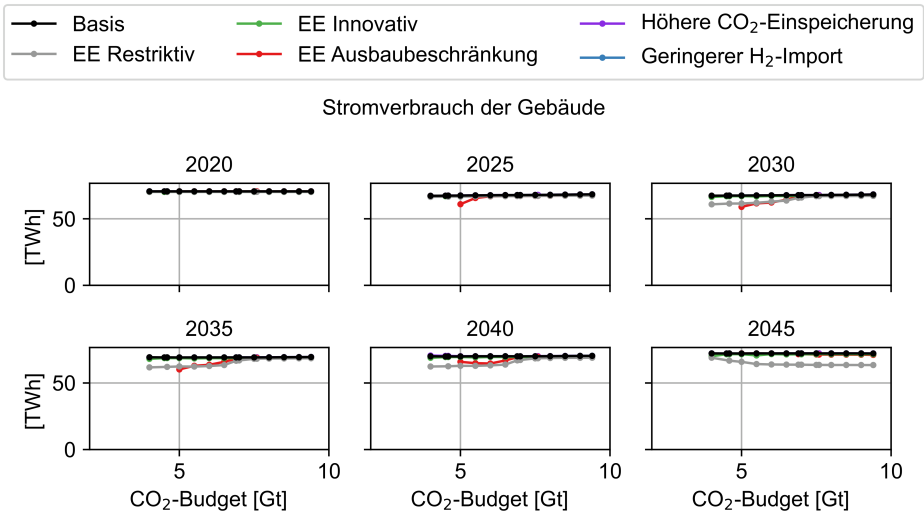


Abbildung C.95: Stromverbrauch der Gebäude der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

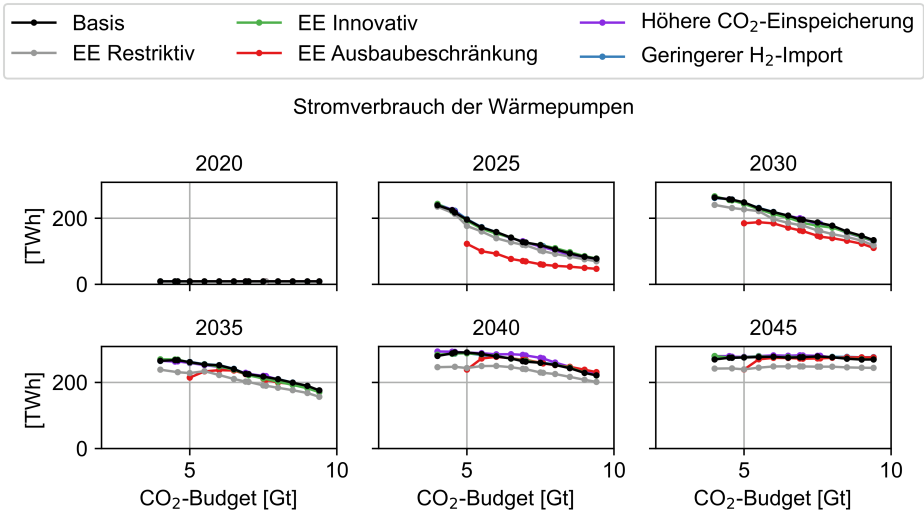


Abbildung C.96: Stromverbrauch der Wärmepumpen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

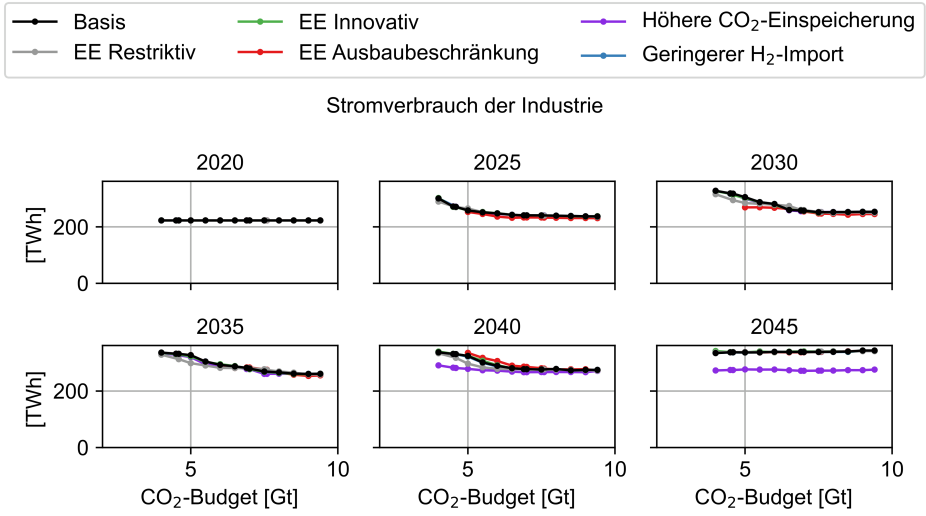


Abbildung C.97: Stromverbrauch der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

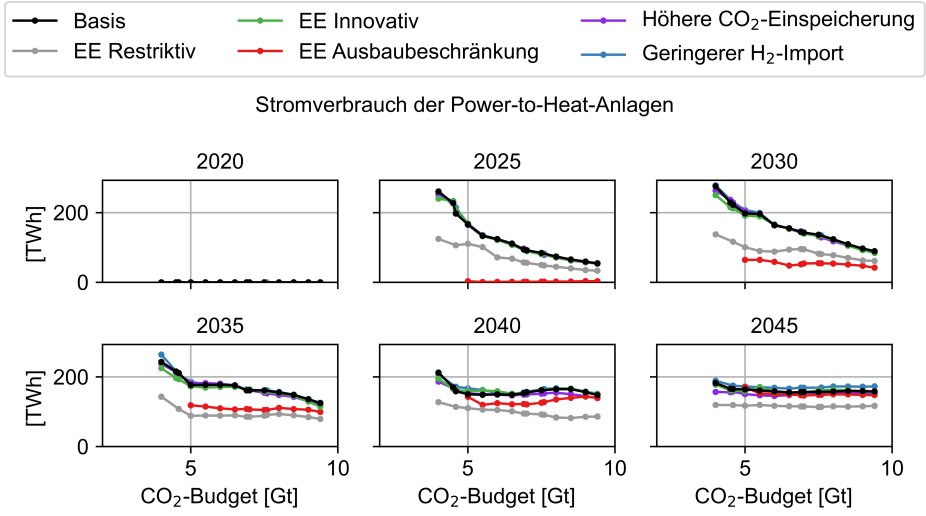


Abbildung C.98: Stromverbrauch der Power-to-Heat-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

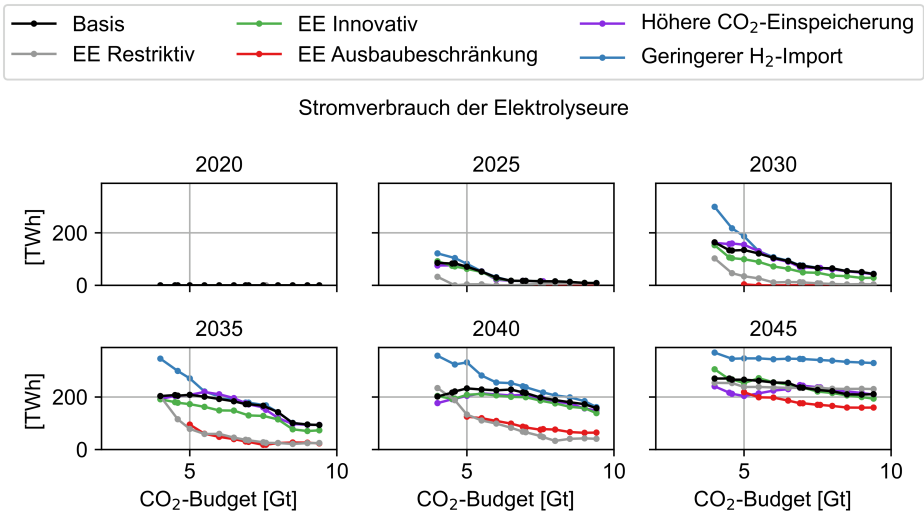


Abbildung C.99: Stromverbrauch der Elektrolyseure der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

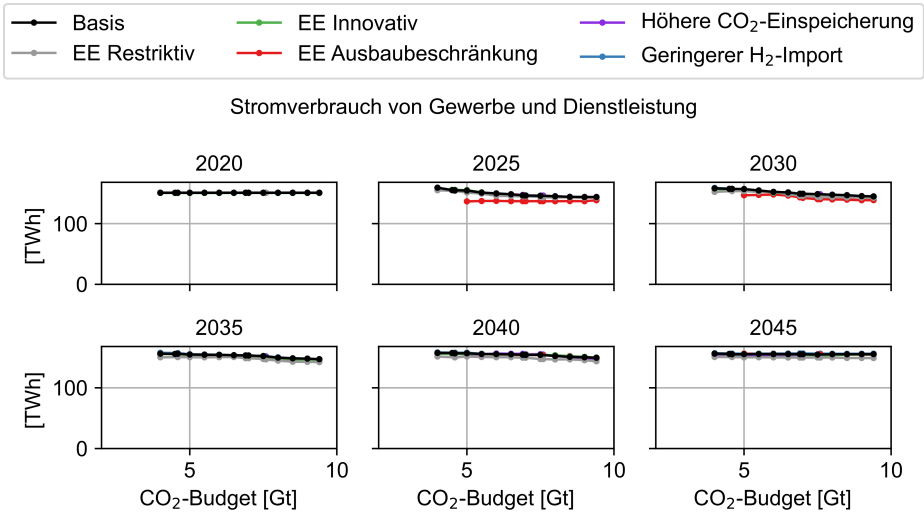


Abbildung C.100: Stromverbrauch durch Gewerbe und Diensthandel der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

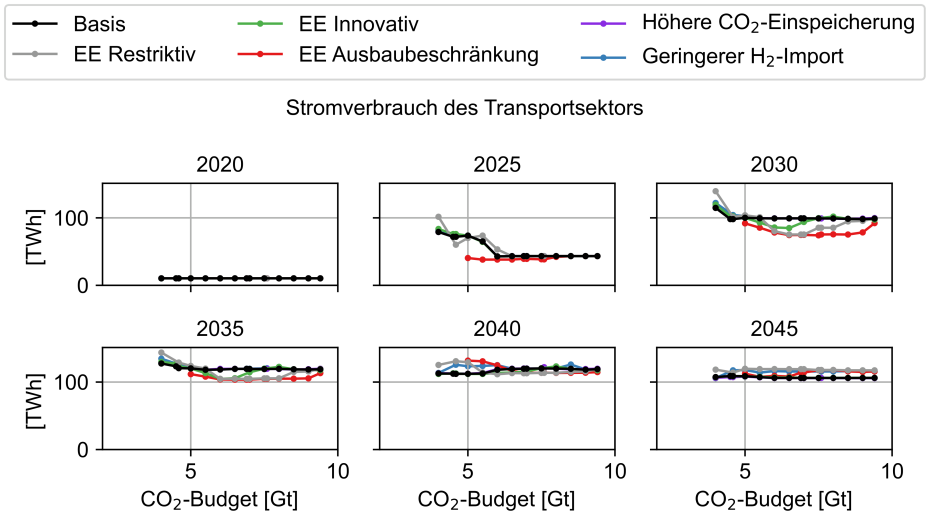


Abbildung C.101: Stromverbrauch des Transports der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

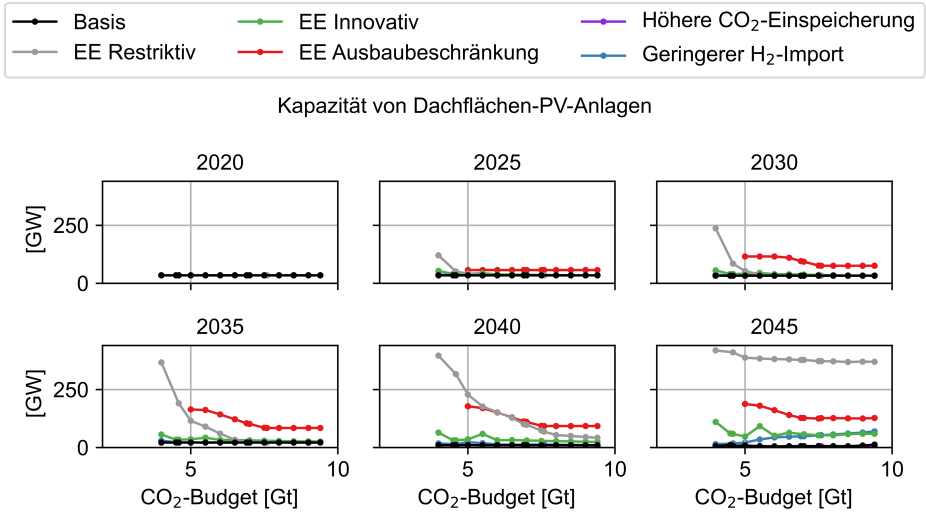


Abbildung C.102: Installierte Leistung der Dachflächen-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

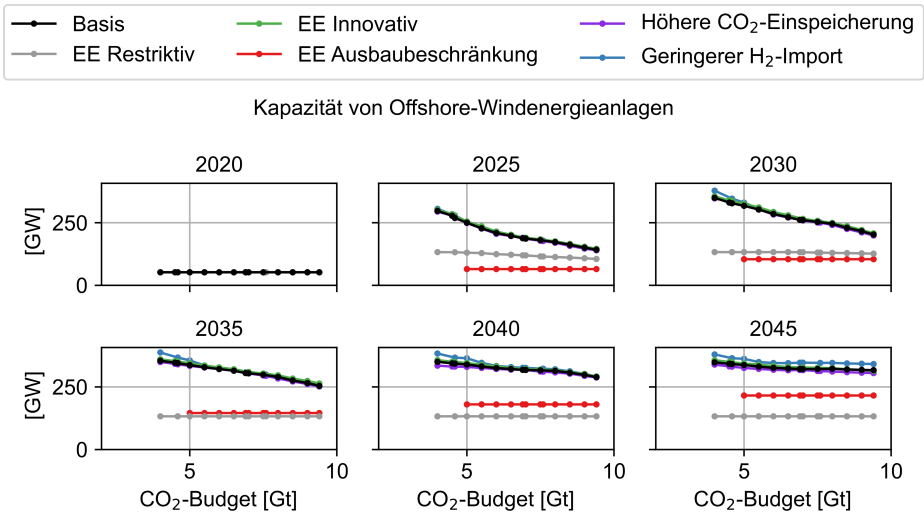


Abbildung C.103: Installierte Leistung der Onshore-Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

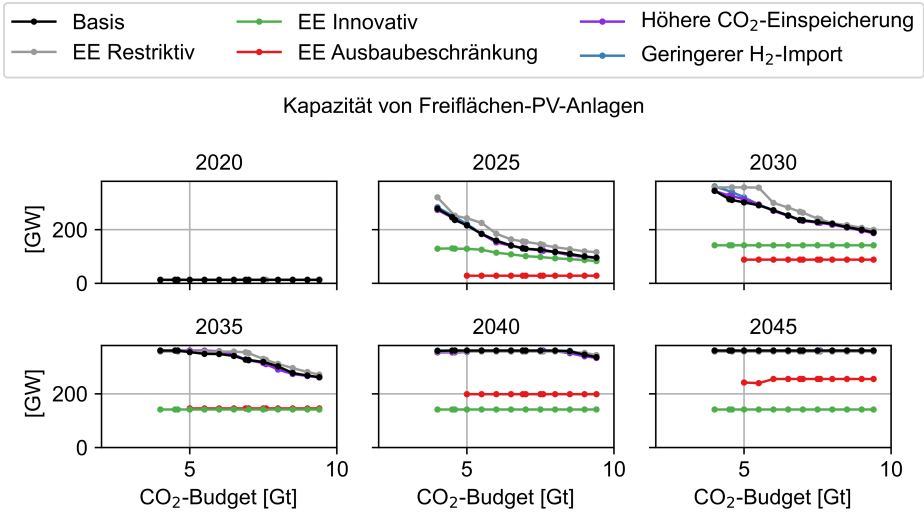


Abbildung C.104: Installierte Leistung der Freiflächen-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

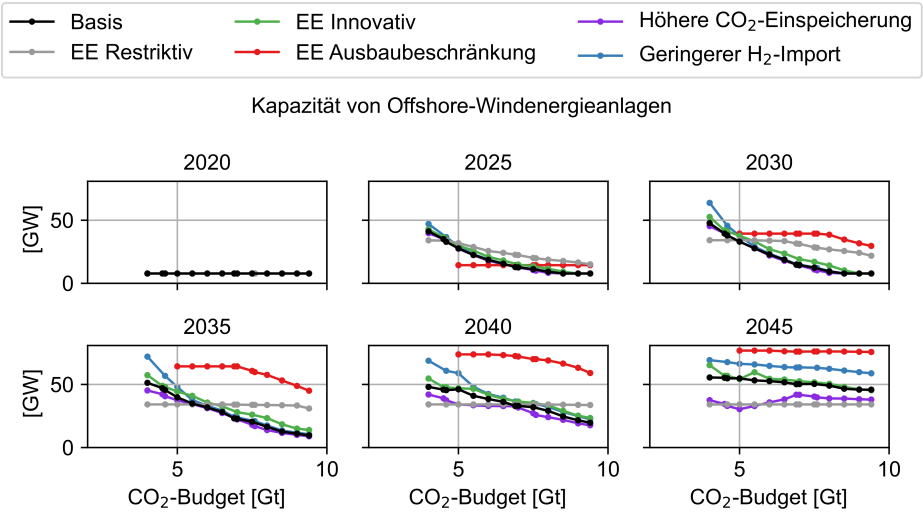


Abbildung C.105: Installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

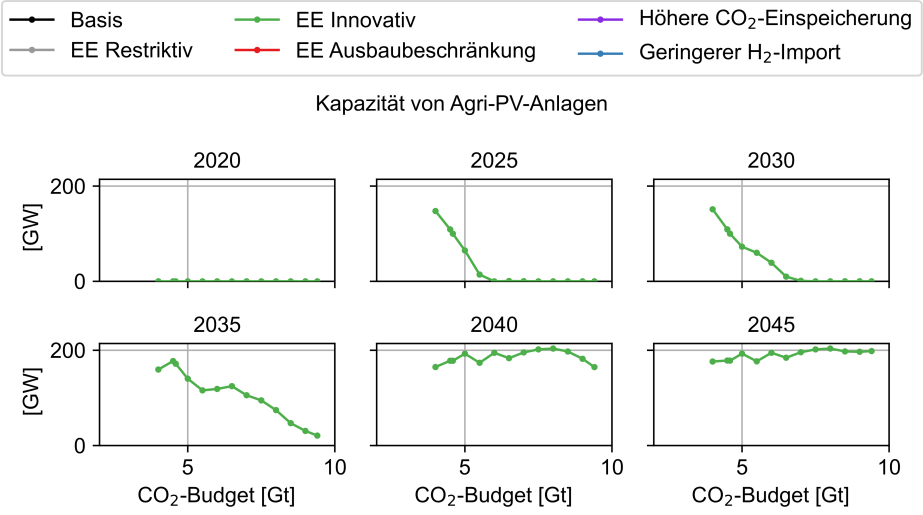


Abbildung C.106: Installierte Leistung der Agri-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

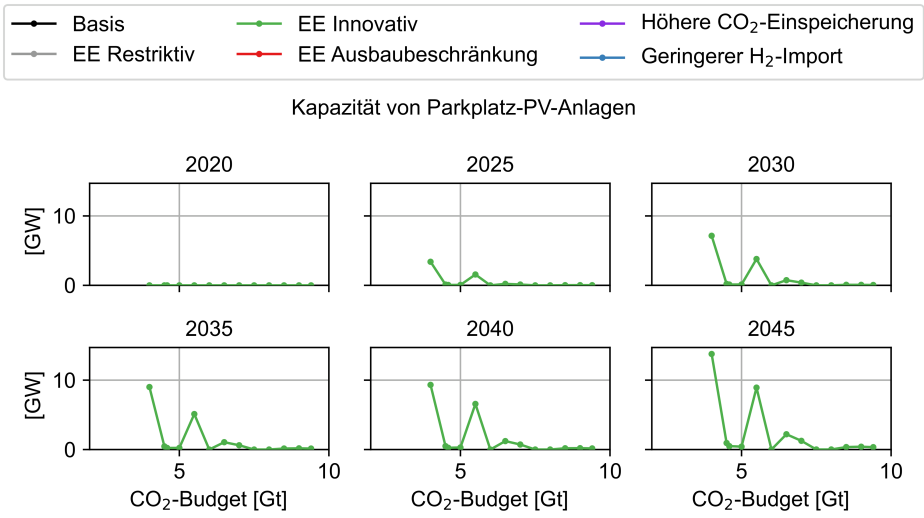


Abbildung C.107: Installierte Leistung der Parkplatz-PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

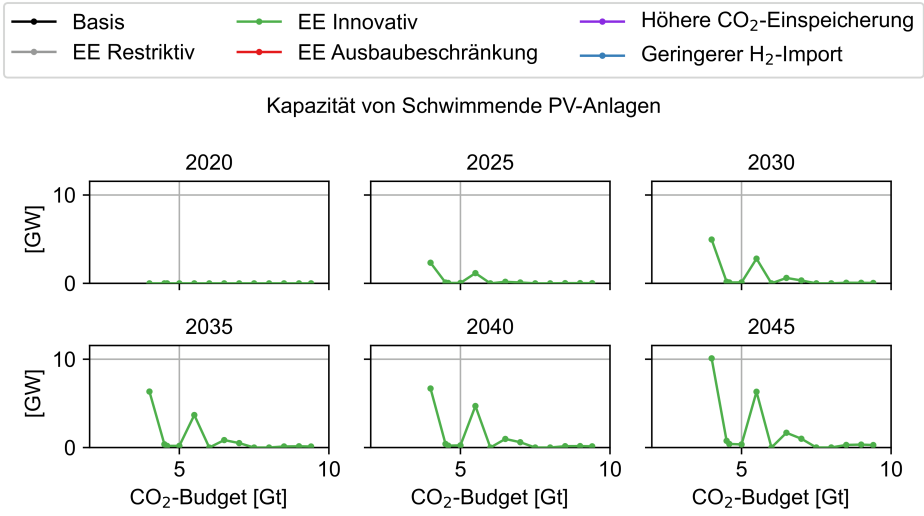


Abbildung C.108: Installierte Leistung der schwimmenden PV-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

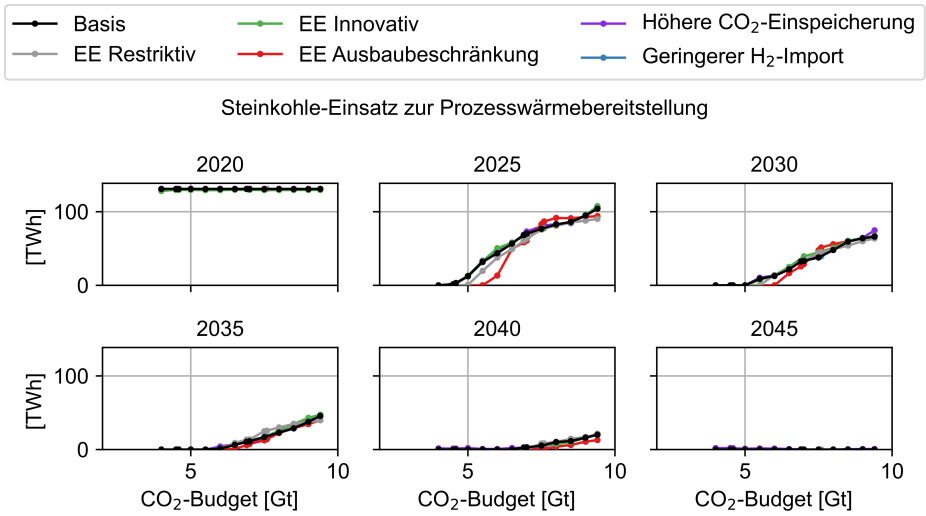


Abbildung C.109: Energieträgereinsatz von Steinkohle für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

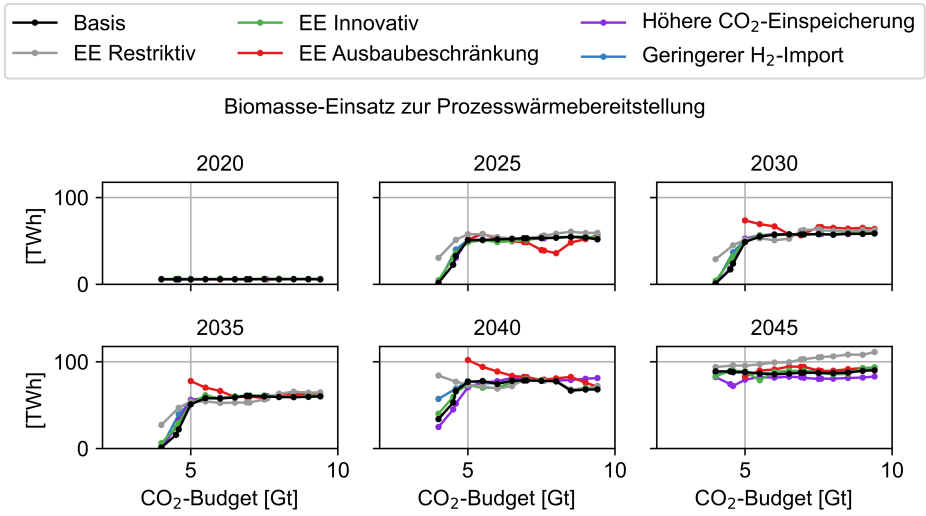


Abbildung C.110: Energieträgereinsatz von Biomasse für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

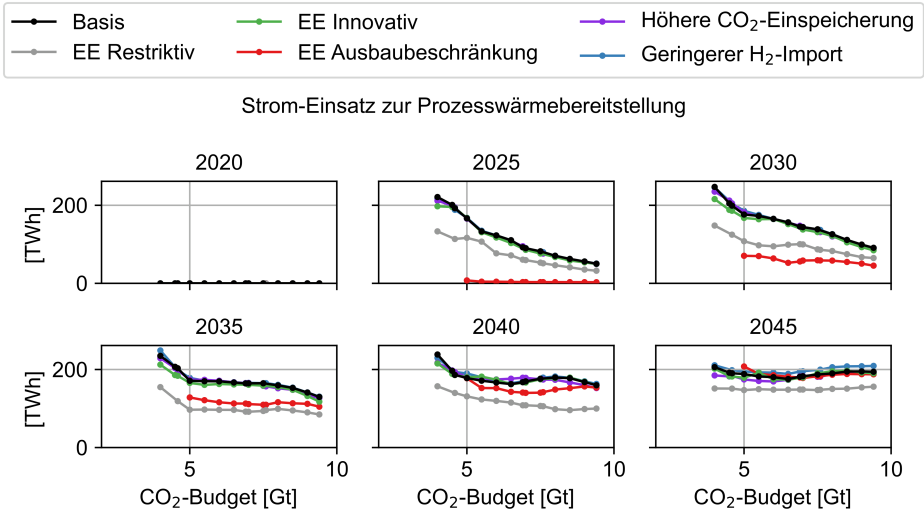


Abbildung C.111: Energieträgereinsatz von Strom für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

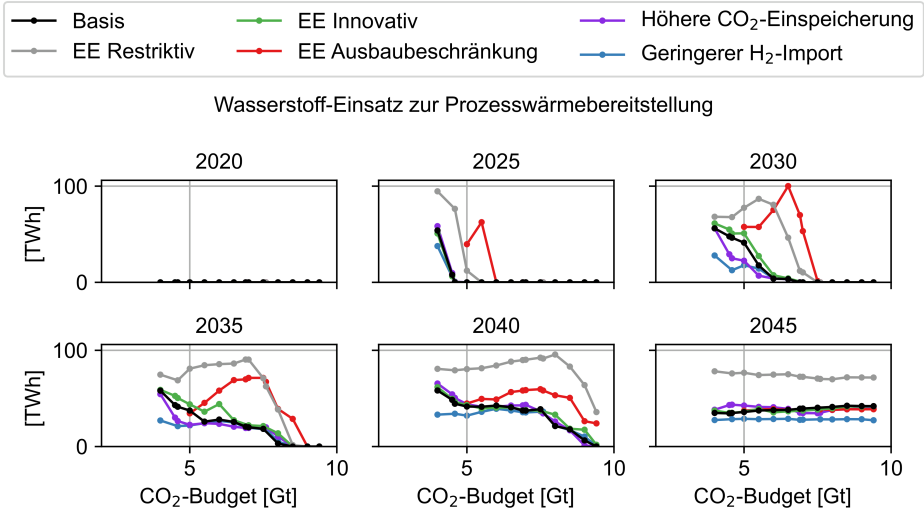


Abbildung C.112: Energieträgereinsatz von Wasserstoff für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

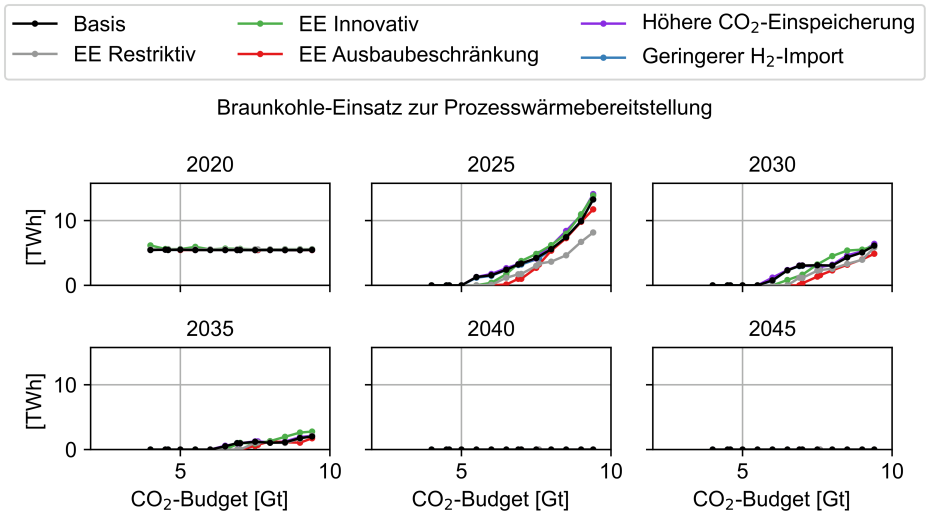


Abbildung C.113: Energieträgereinsatz von Braunkohle für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

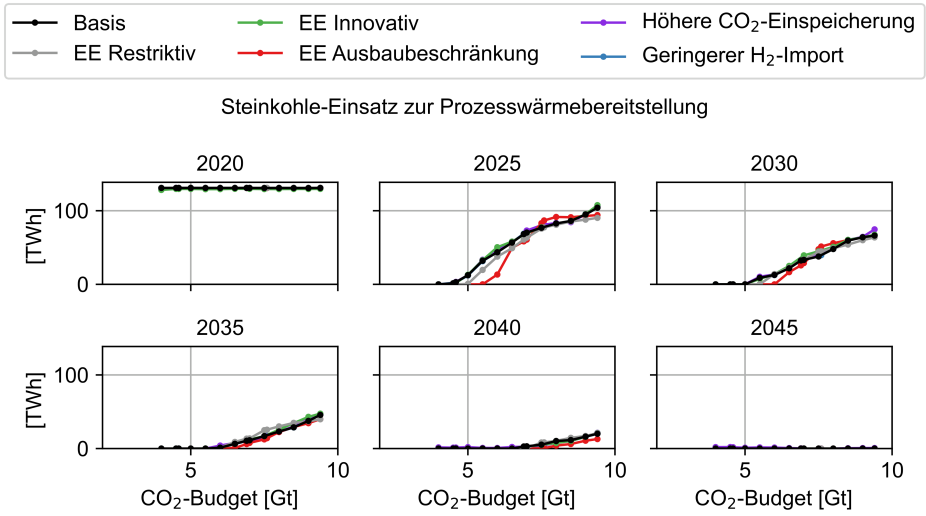


Abbildung C.114: Energieträgereinsatz von Steinkohle für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

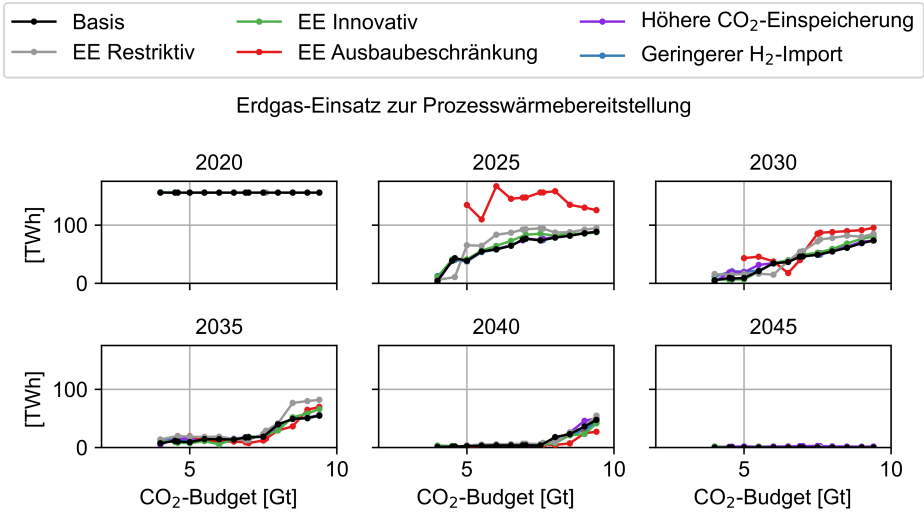


Abbildung C.115: Energieträgereinsatz von Erdgas für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

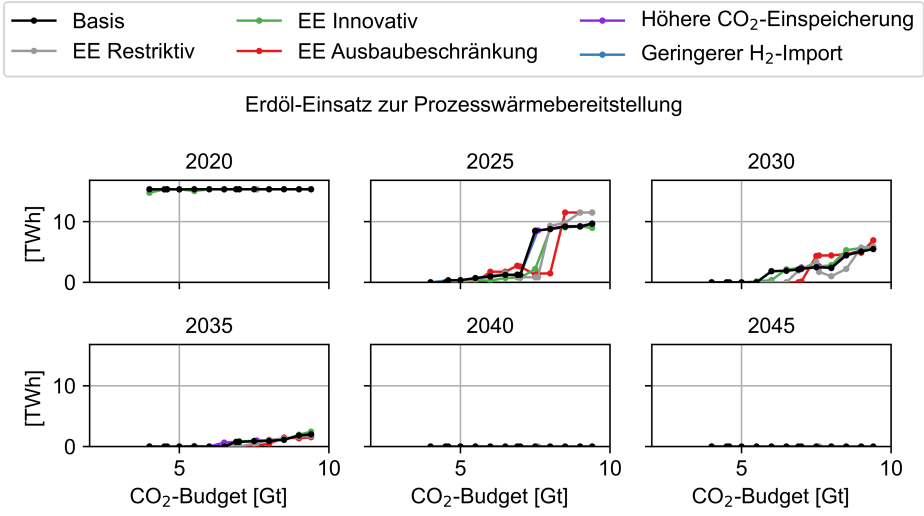


Abbildung C.116: Energieträgereinsatz von Erdöl für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

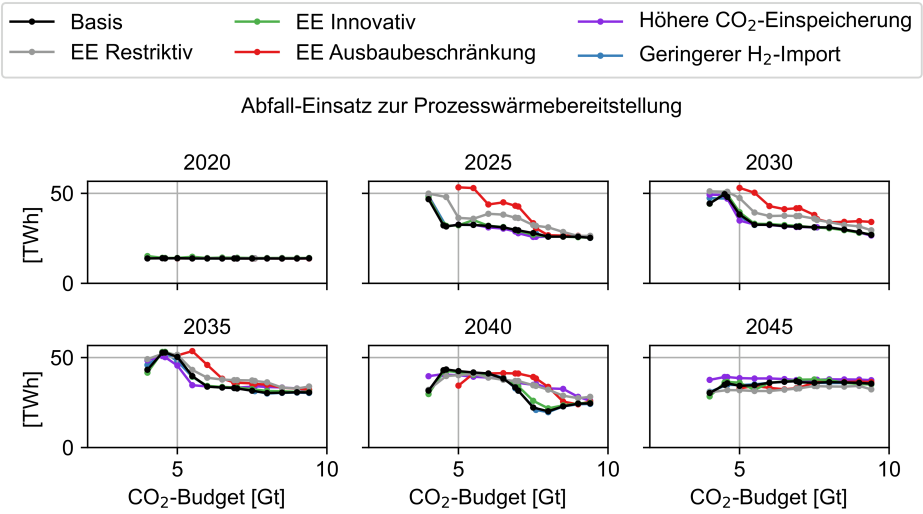


Abbildung C.117: Energieträgereinsatz von Abfall für die Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

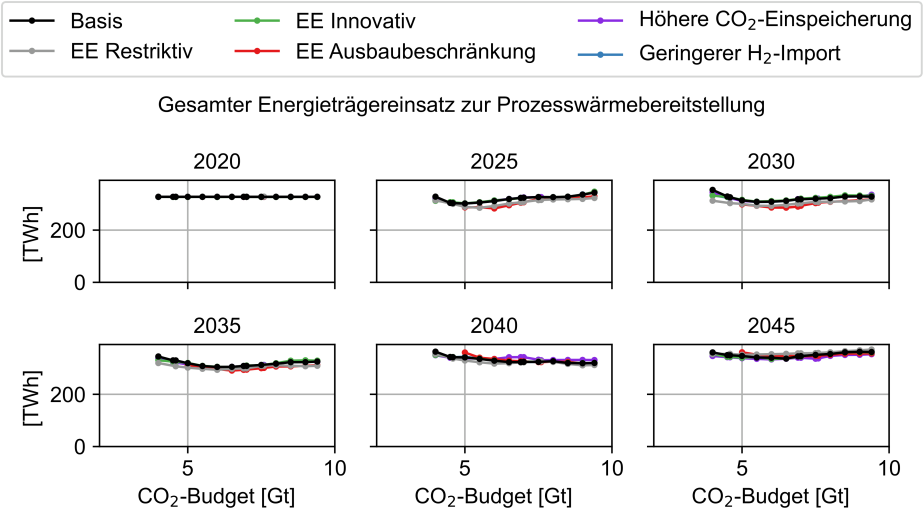


Abbildung C.118: Prozesswärmebereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

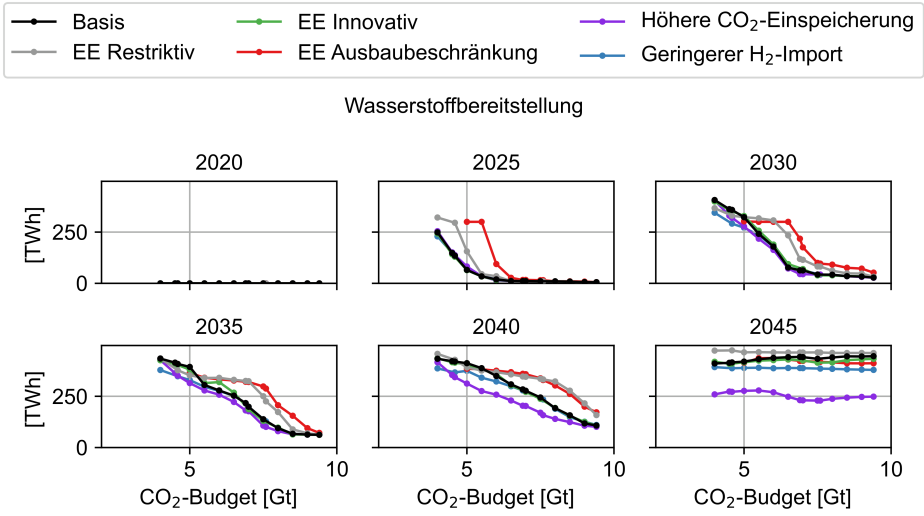


Abbildung C.119: Gesamte Wasserstoffbereitstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

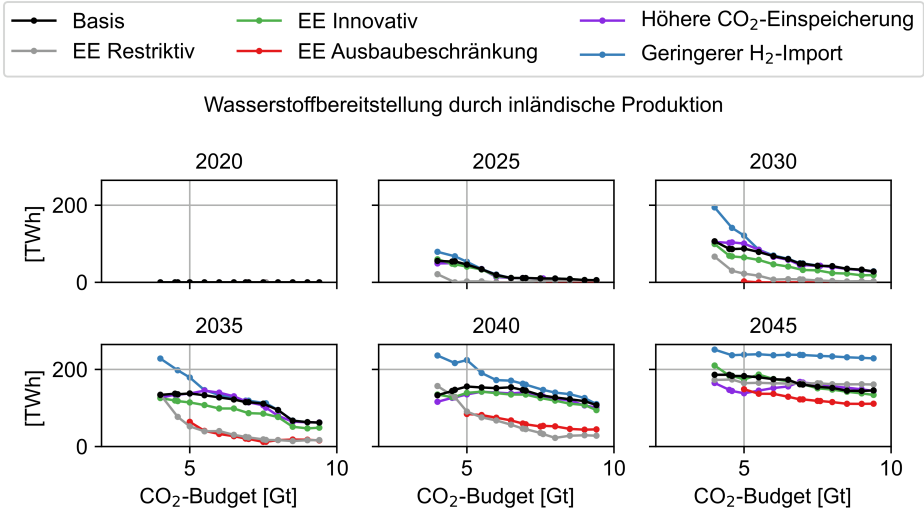


Abbildung C.120: Inländische Wasserstoffherstellung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

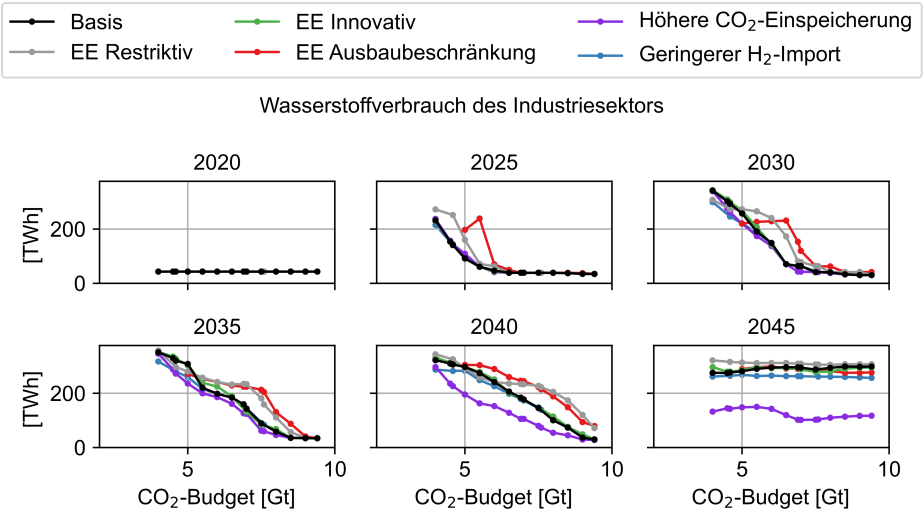


Abbildung C.121: Wasserstoffbedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

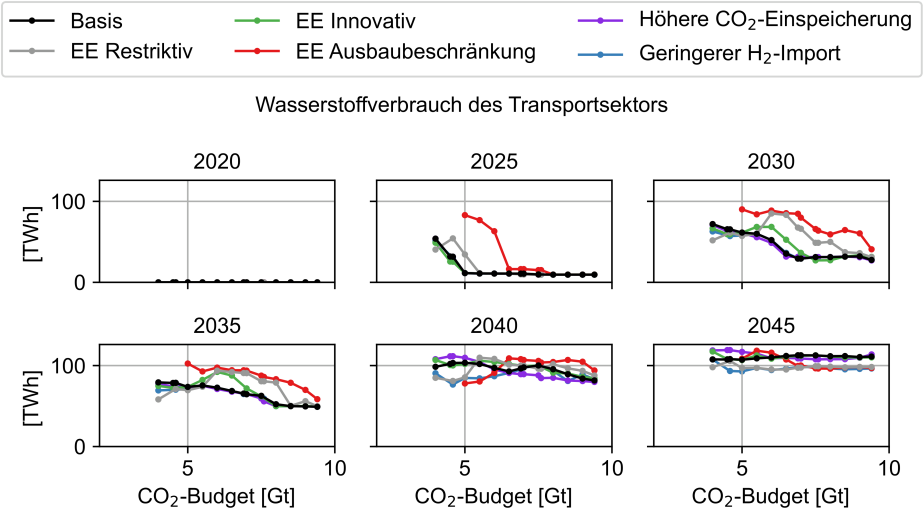


Abbildung C.122: Wasserstoffbedarf des Transportsektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

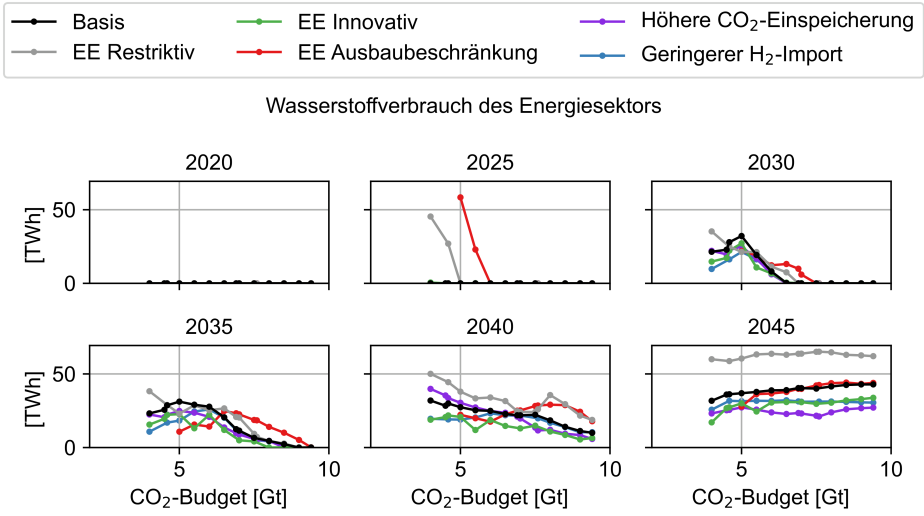


Abbildung C.123: Wasserstoffbedarf des Energiesektors der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

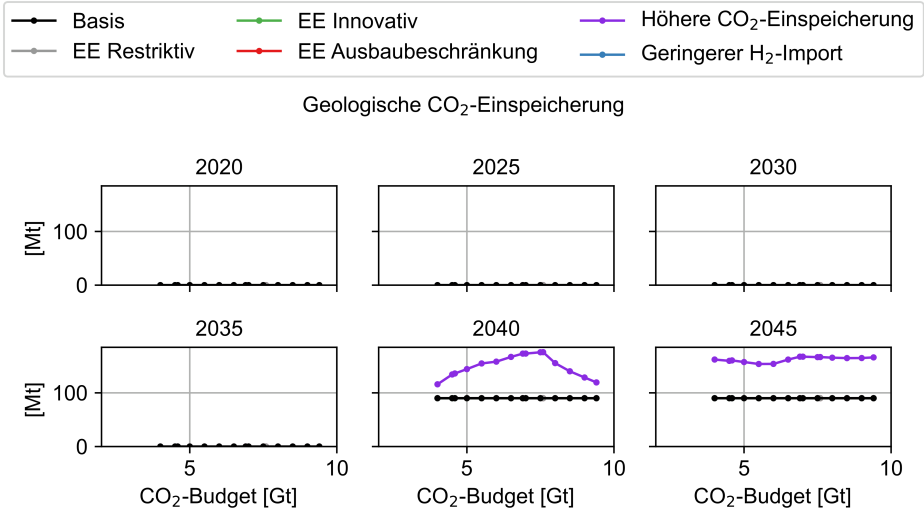


Abbildung C.124: Geologische CO_2-Einspeicherung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

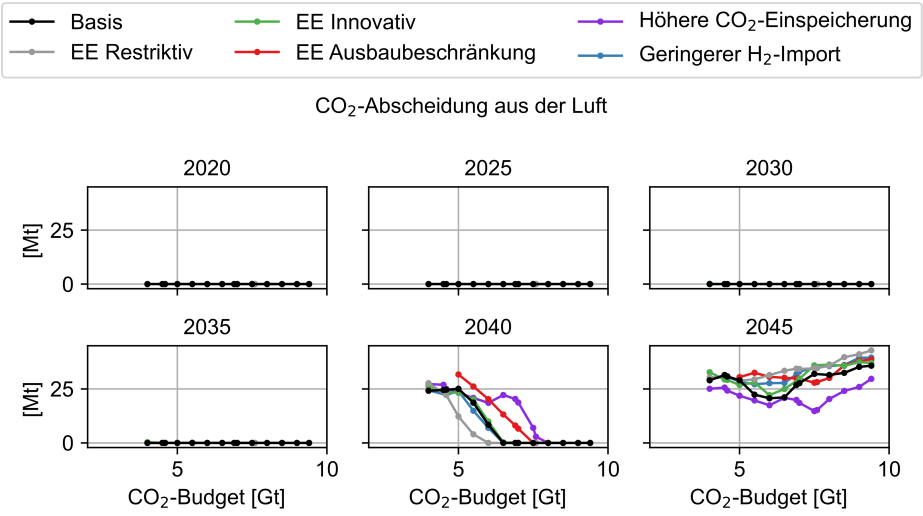


Abbildung C.125: CO_2-Abscheidung durch Direct-Air-Capture-Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

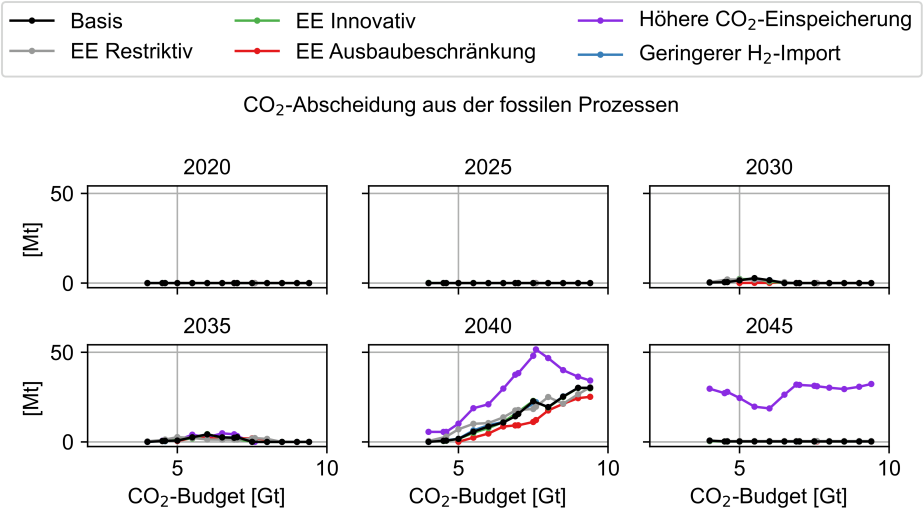


Abbildung C.126: CO_2-Abscheidung durch fossil betriebene Anlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

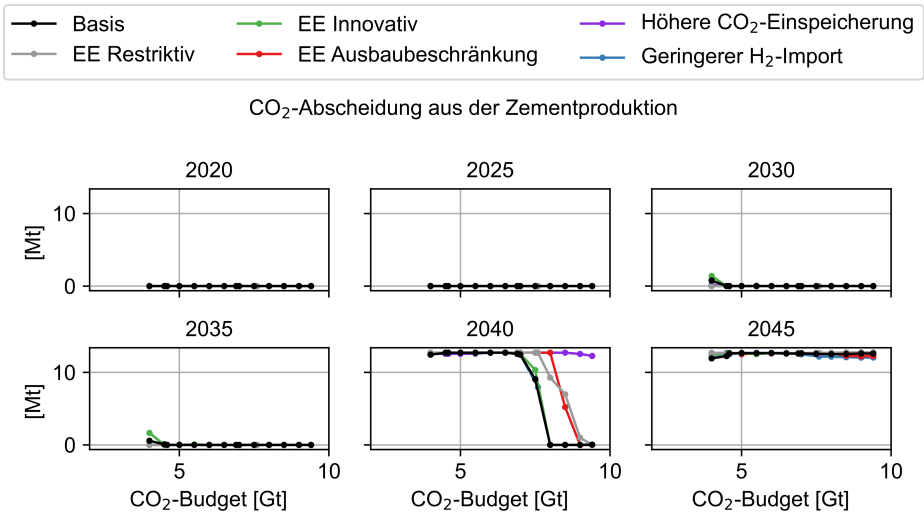


Abbildung C.127: CO_2-Abscheidung durch Zementprozesse der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

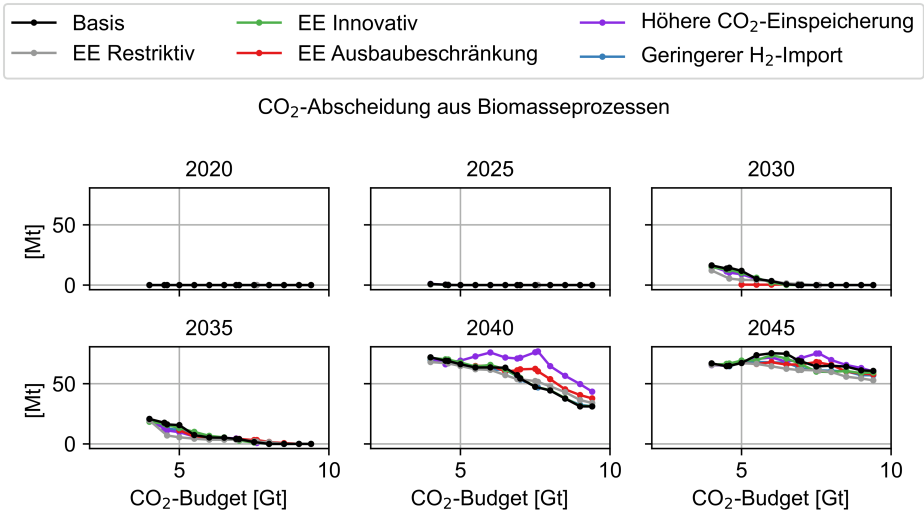


Abbildung C.128: CO_2-Abscheidung durch Biomasseanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

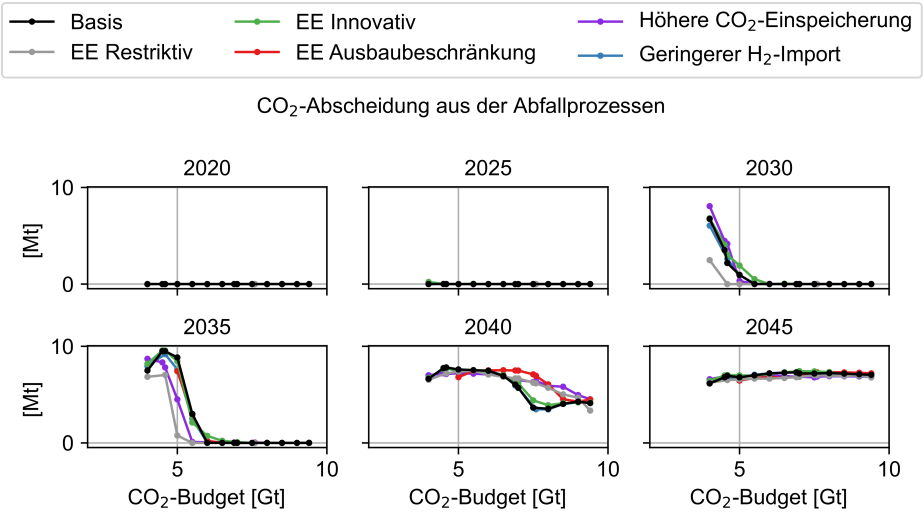


Abbildung C.129: CO_2-Abscheidung durch Abfallanlagen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

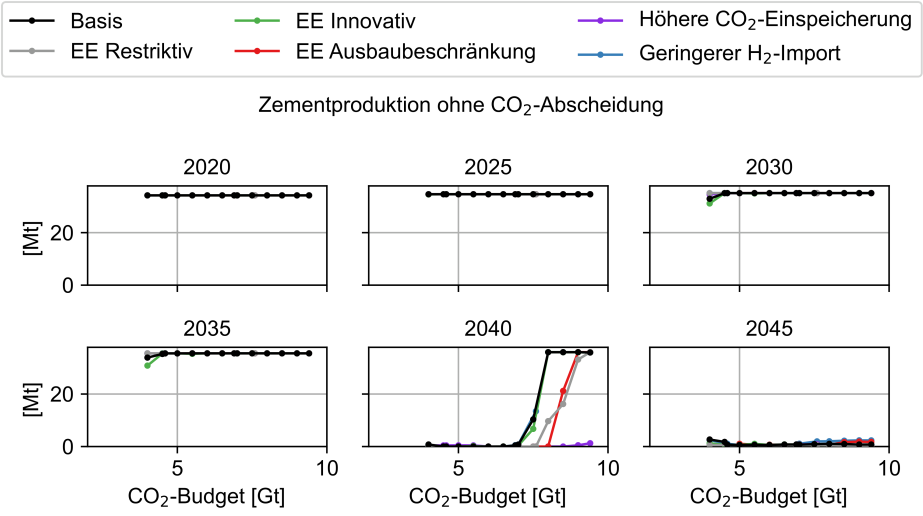


Abbildung C.130: Zementproduktion ohne CO_2-Abscheidung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

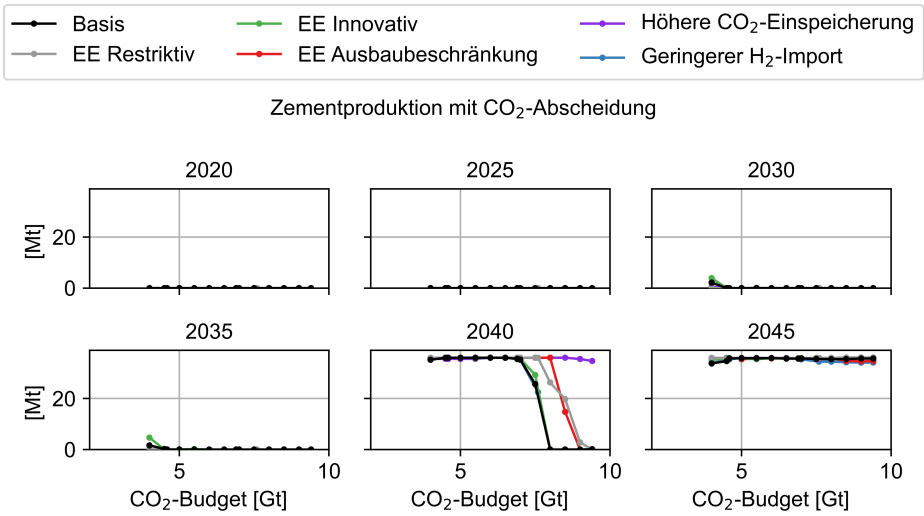


Abbildung C.131: Zementproduktion mit CO_2-Abscheidung der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

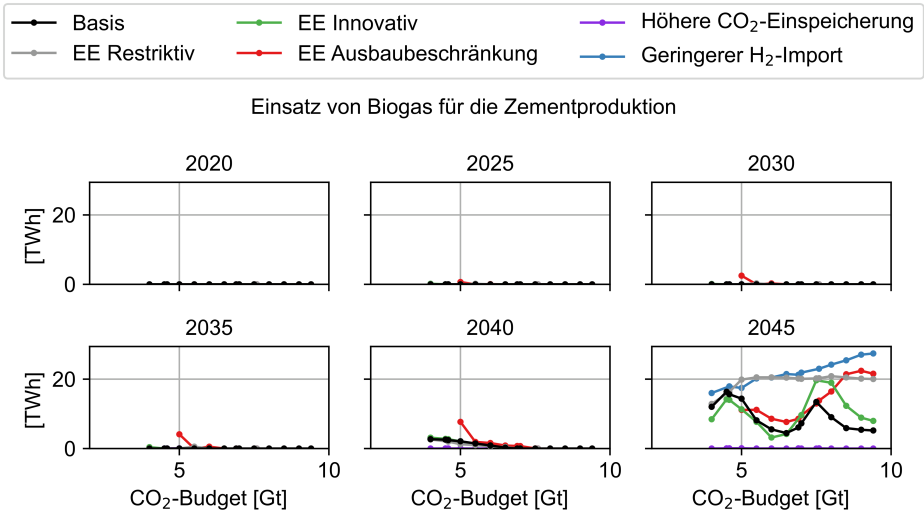


Abbildung C.132: Einsatz von Biogas in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

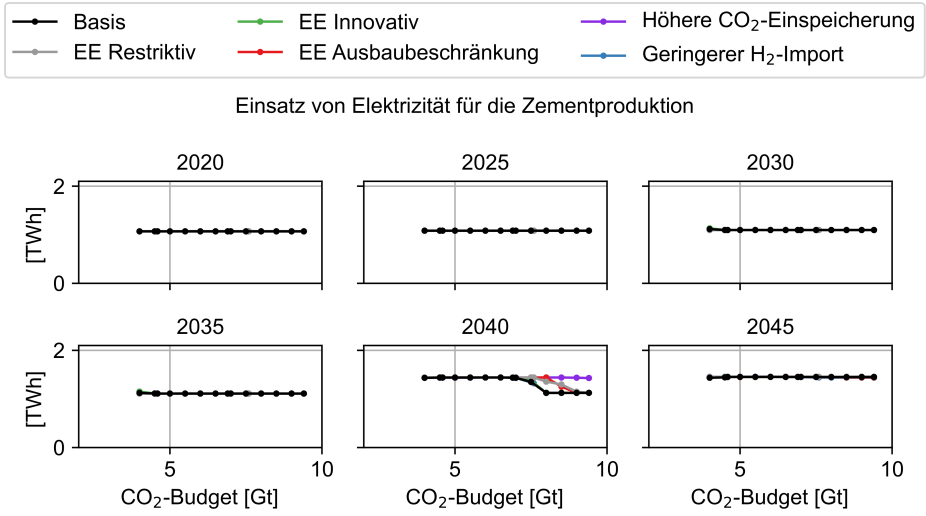


Abbildung C.133: Einsatz von Strom in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

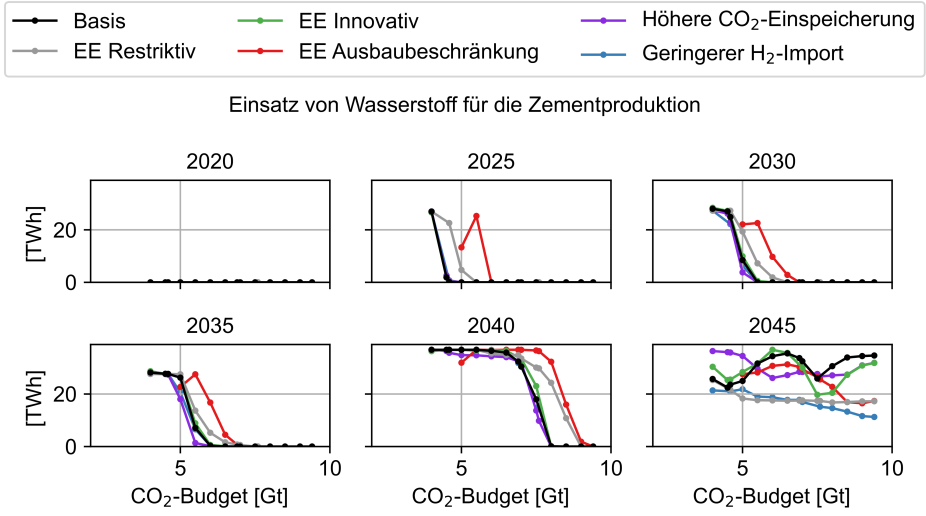


Abbildung C.134: Einsatz von Wasserstoff in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

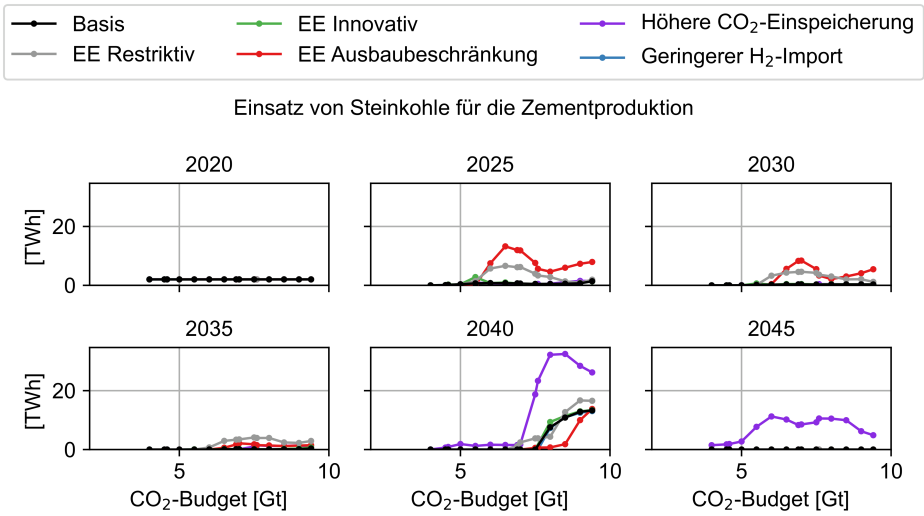


Abbildung C.135: Einsatz von Steinkohle in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

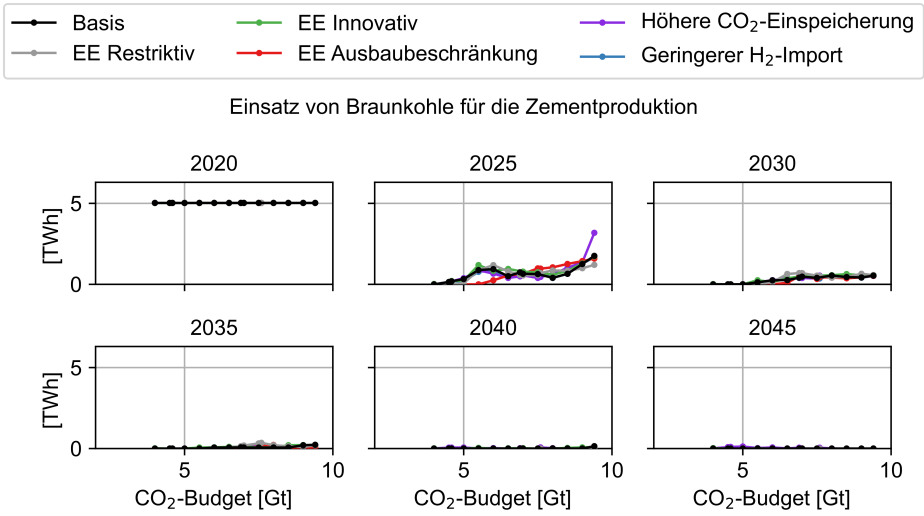


Abbildung C.136: Einsatz von Braunkohle in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

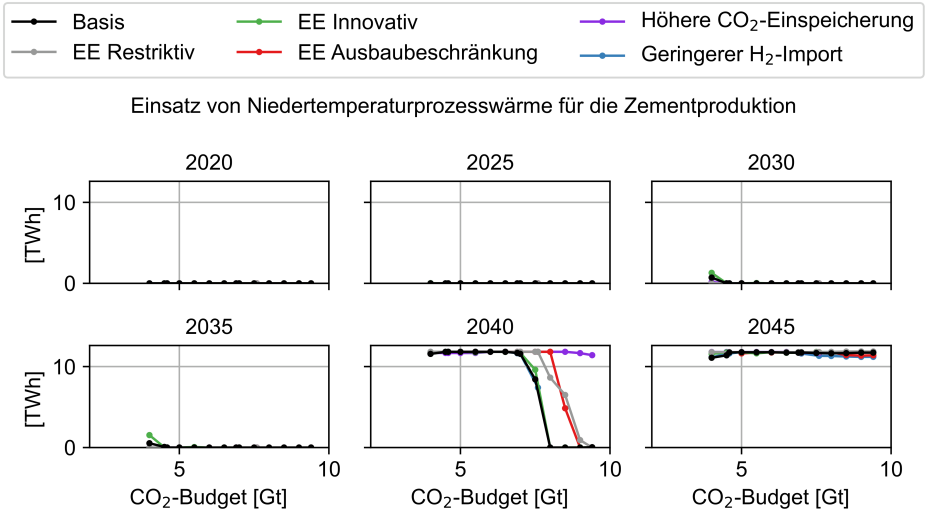


Abbildung C.137: Einsatz von Niedertemperatur-Prozesswärme in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

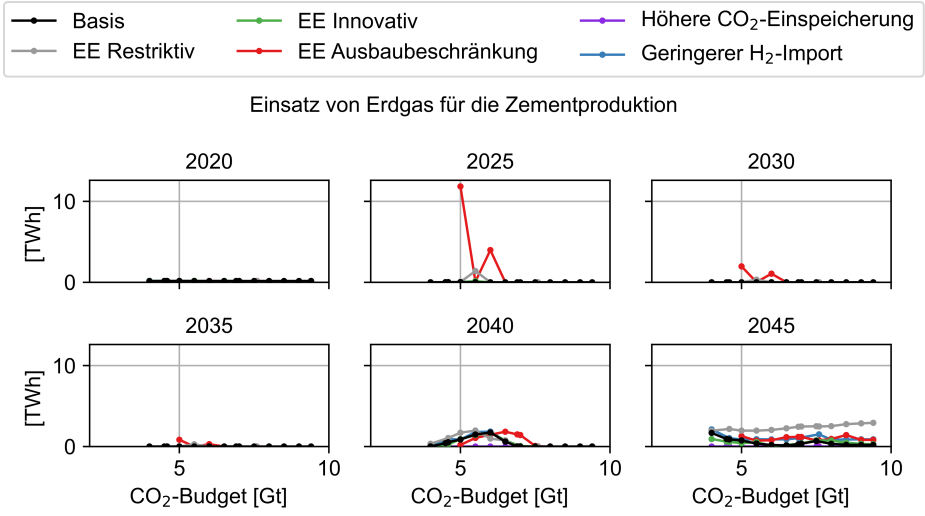


Abbildung C.138: Einsatz von Erdgas in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

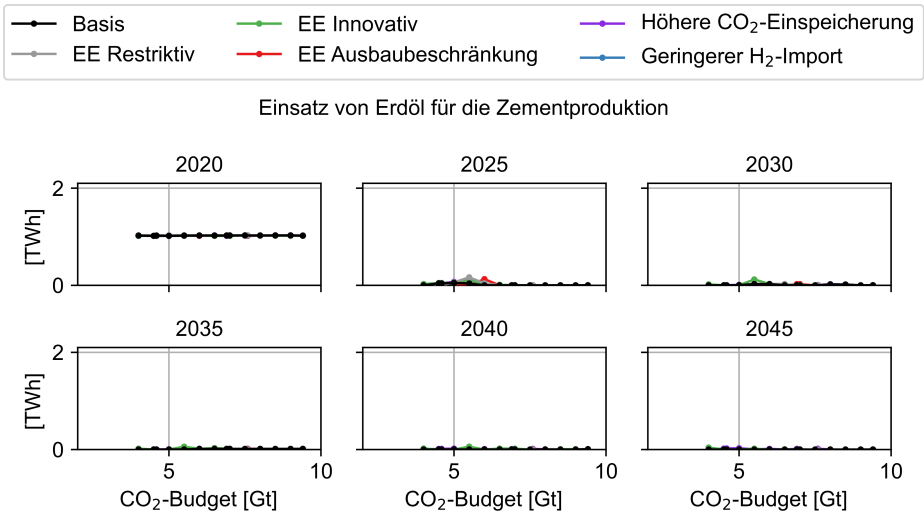


Abbildung C.139: Einsatz von Erdöl in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

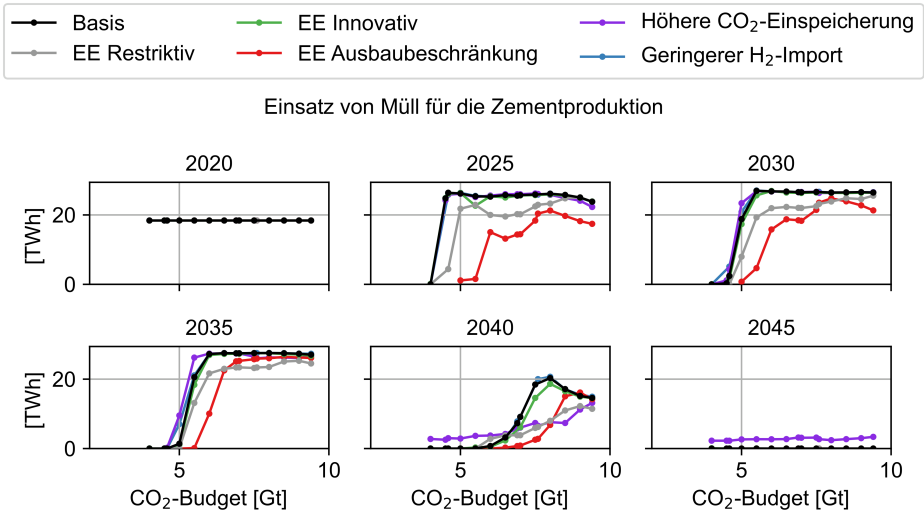


Abbildung C.140: Einsatz von Abfall in der Zementproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

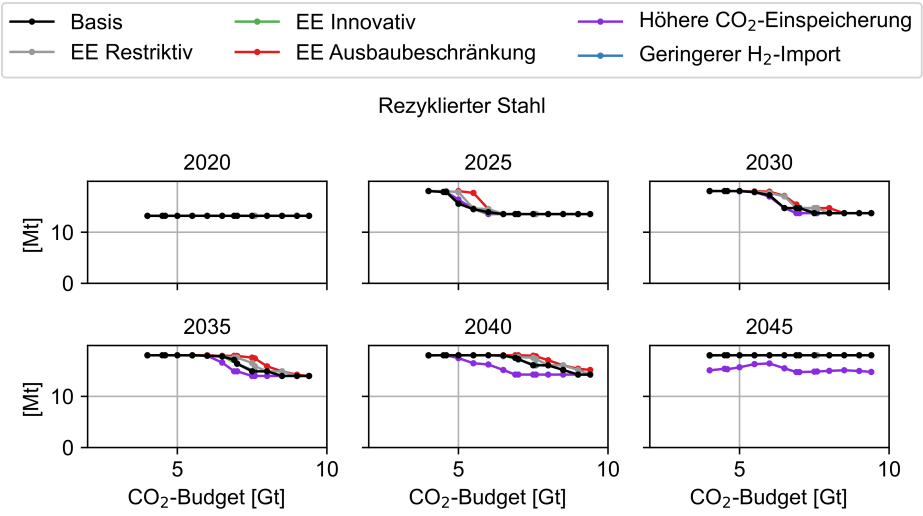


Abbildung C.141: Rezyklierter Stahl der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

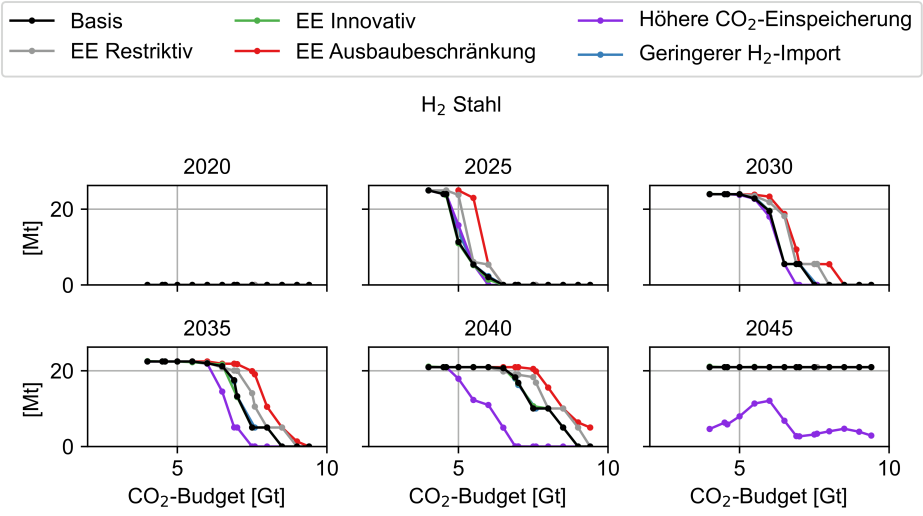


Abbildung C.142: Wasserstoffbasierte Stahlproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

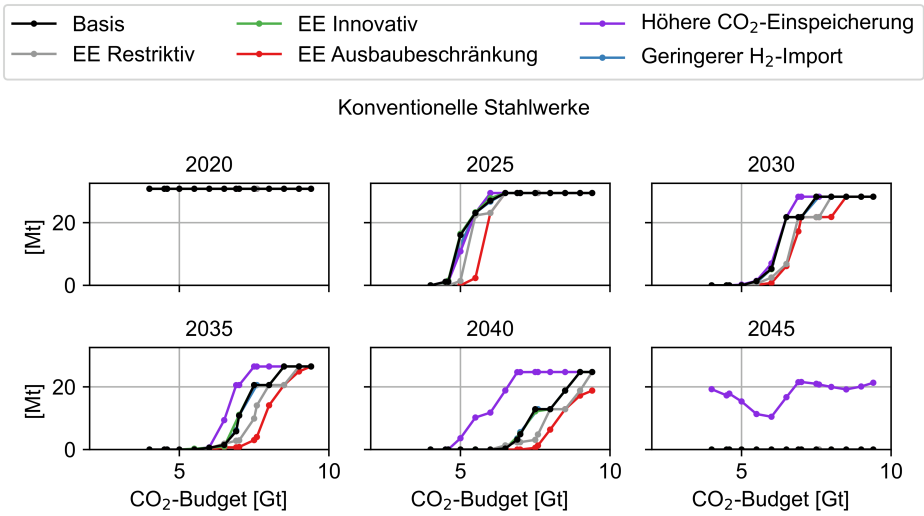


Abbildung C.143: Konventionelle Stahlproduktion der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

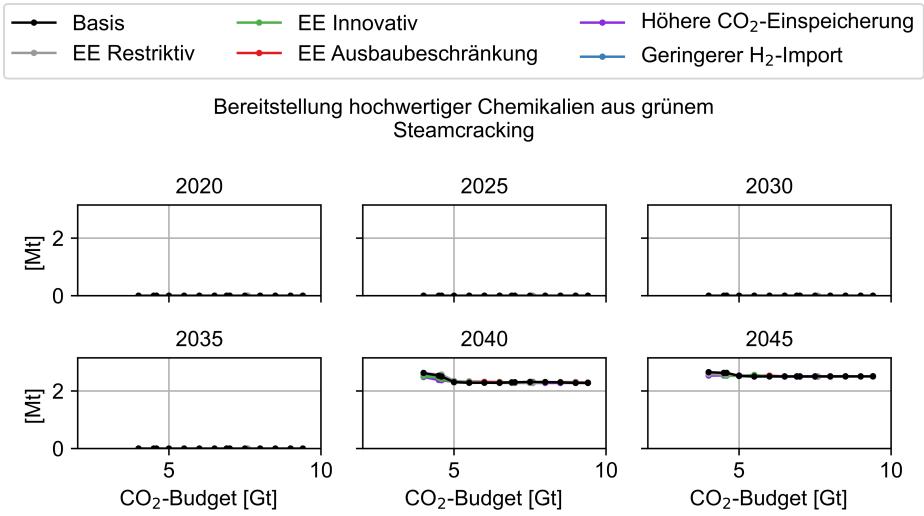


Abbildung C.144: Herstellung hochwertiger Chemikalien aus regenerativ-basiertem Steamcracking der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

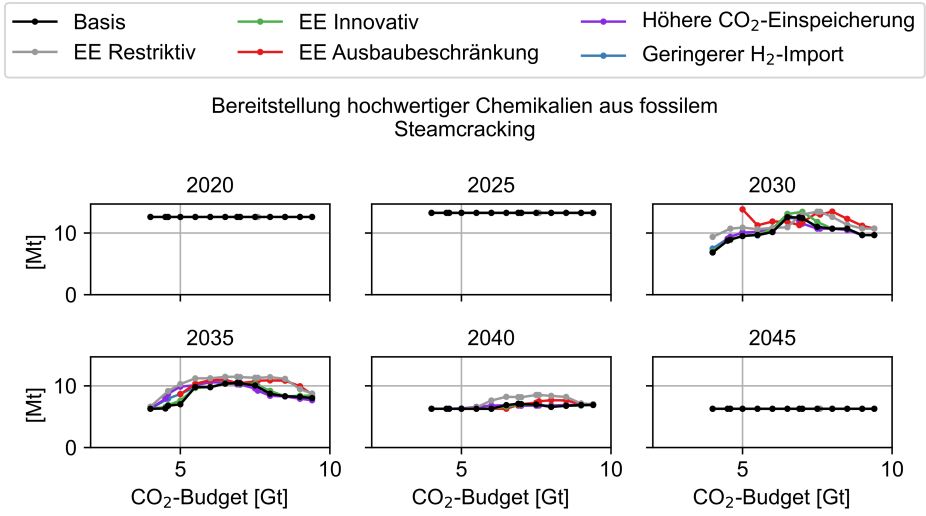


Abbildung C.145: Herstellung hochwertiger Chemikalien aus fossil-basiertem Steamcracking der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

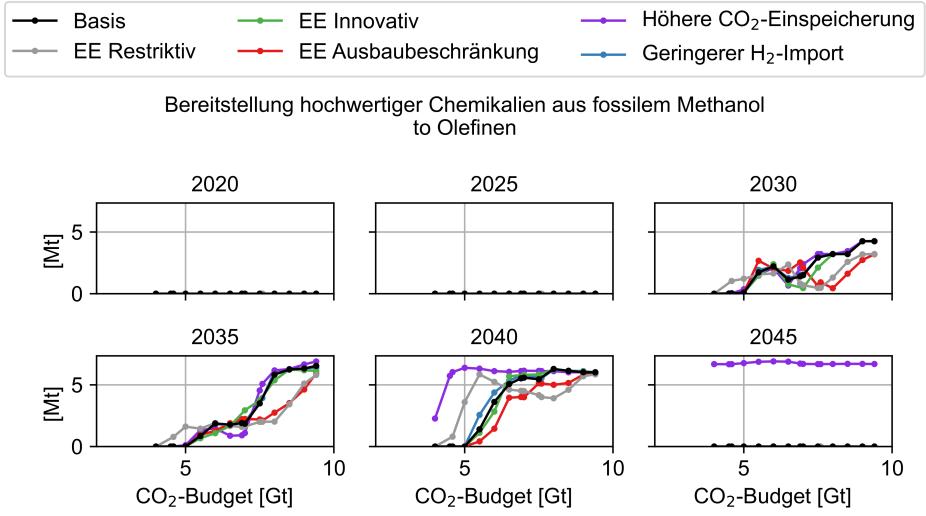


Abbildung C.146: Herstellung hochwertiger Chemikalien aus fossil-basierter Methanolgasifizierung zu Olefinen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

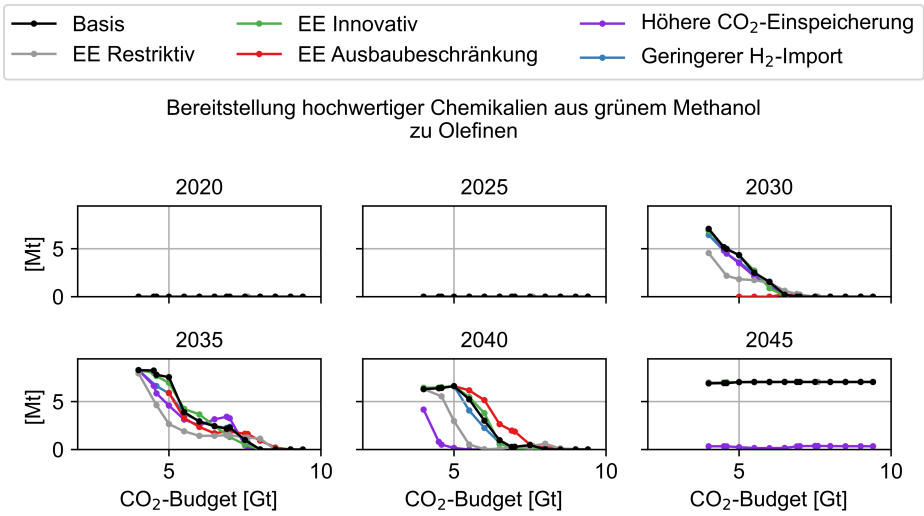


Abbildung C.147: Herstellung hochwertiger Chemikalien aus regenerativ-basierter Methanolgasifizierung zu Olefinen der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

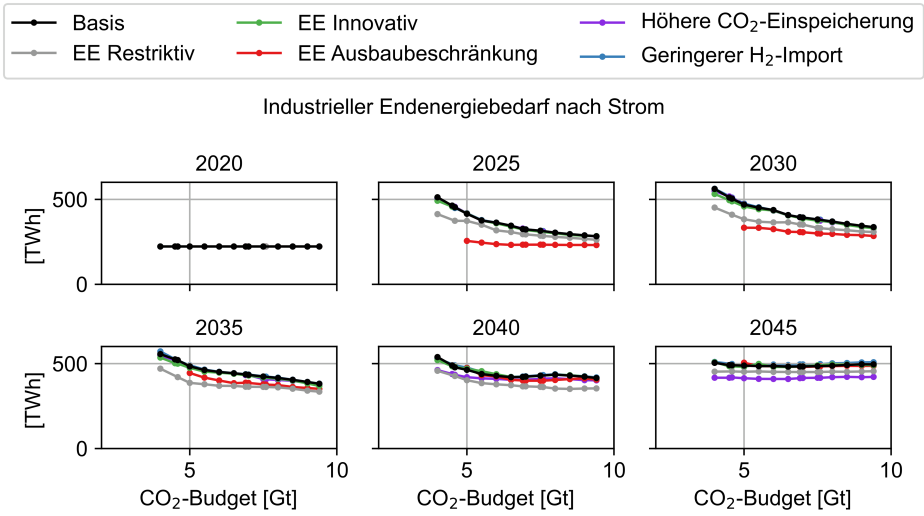


Abbildung C.148: Strom-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

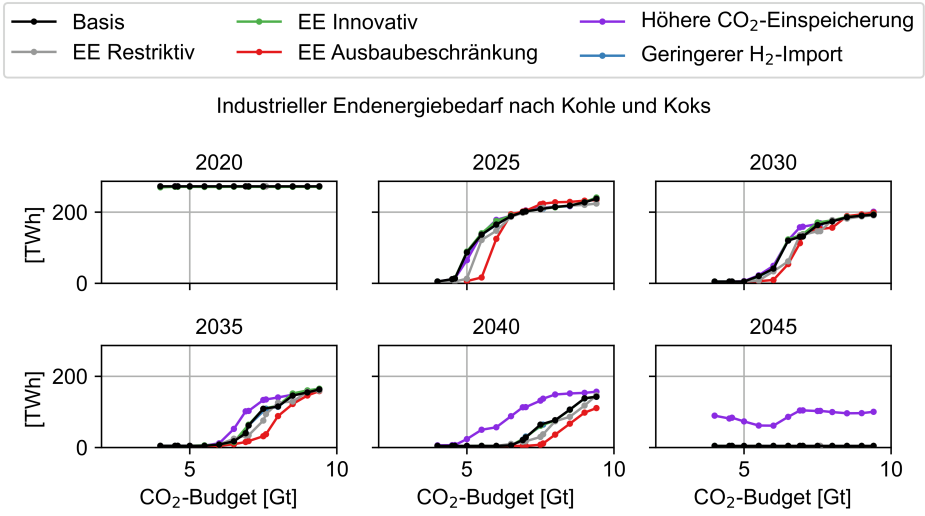


Abbildung C.149: Endenergiebedarf nach Kohle und Koks der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

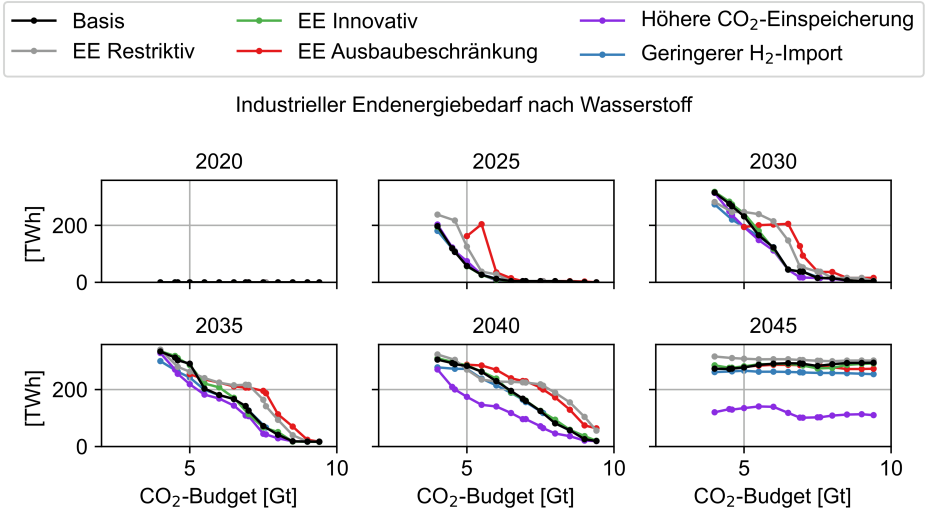


Abbildung C.150: Wasserstoff-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

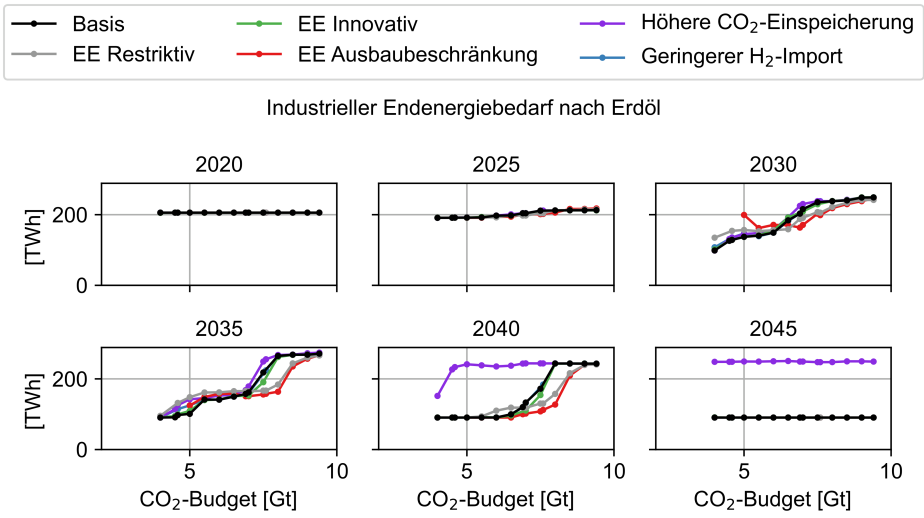


Abbildung C.151: Erdöl-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

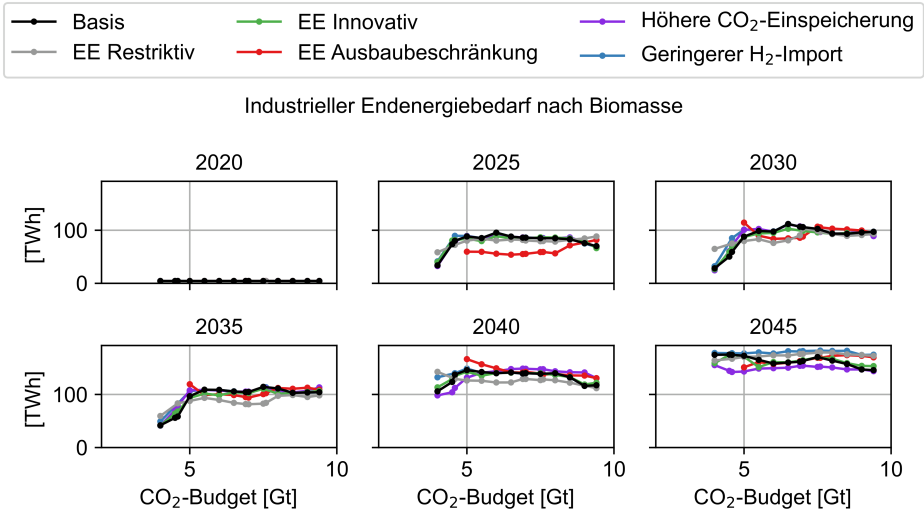


Abbildung C.152: Biomasse-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

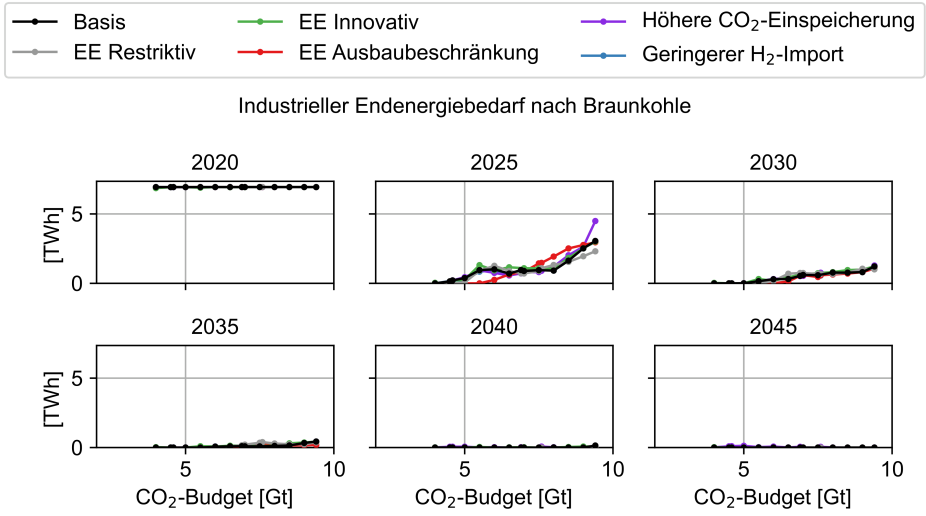


Abbildung C.153: Braunkohle-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

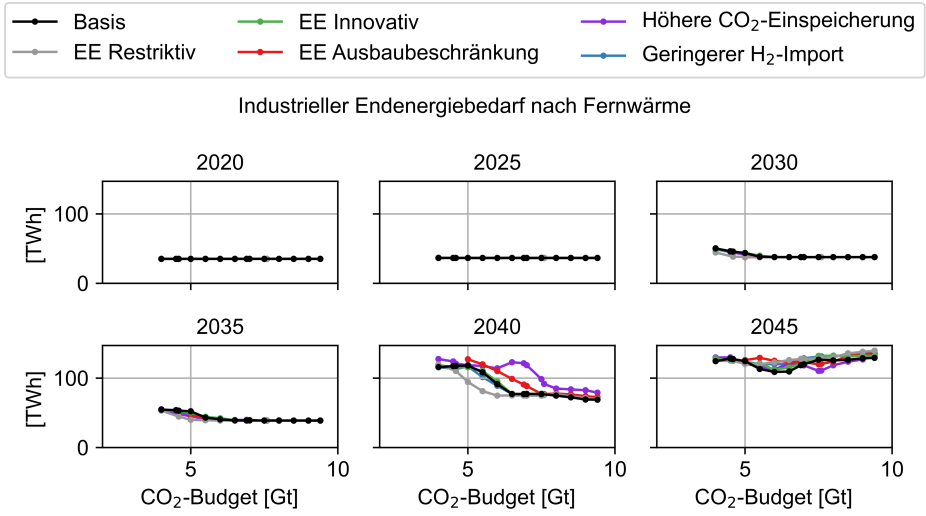


Abbildung C.154: Wärme-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

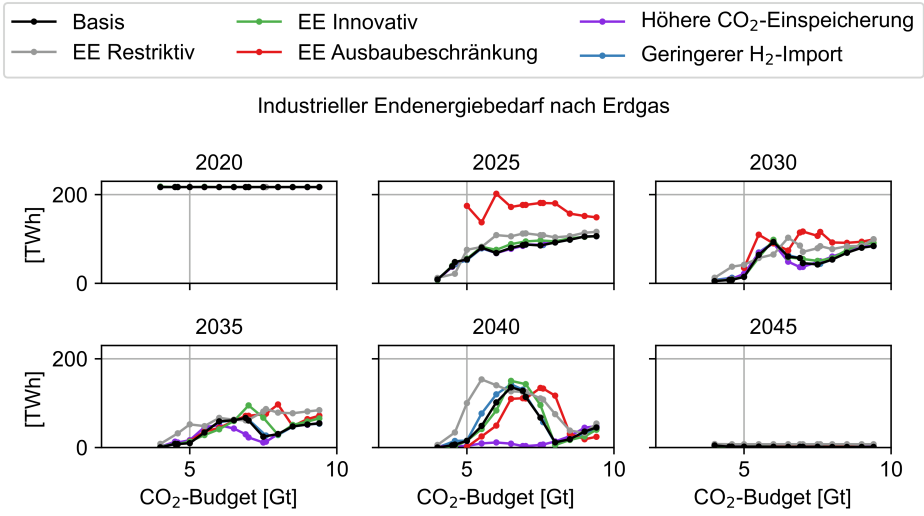


Abbildung C.155: Erdgas-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

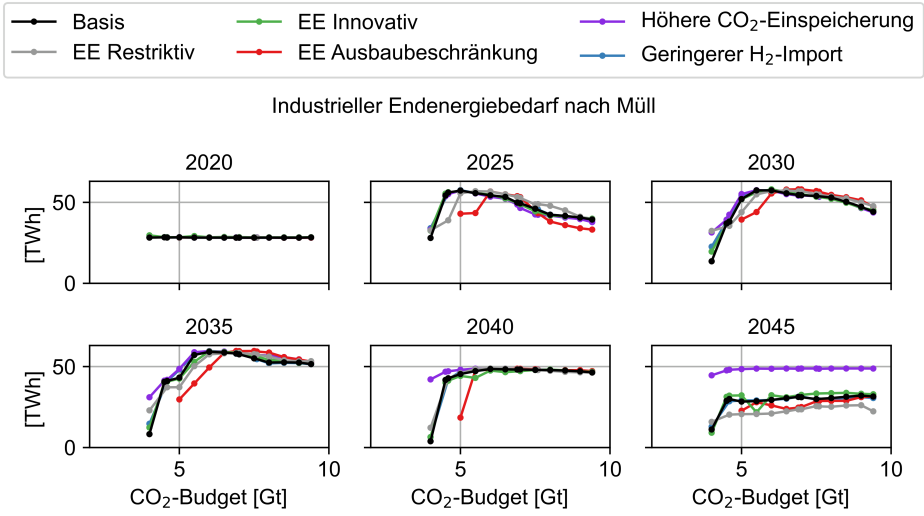


Abbildung C.156: Abfall-Endenergiebedarf der Industrie der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

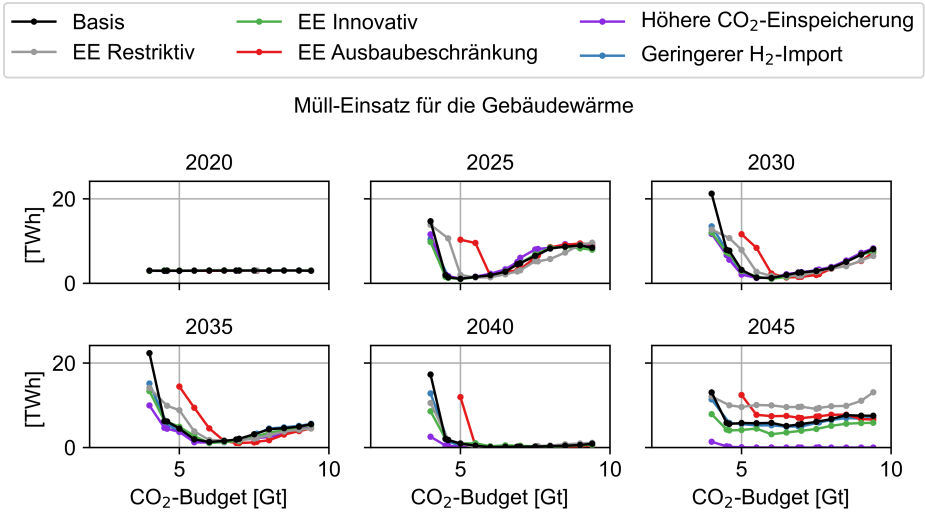


Abbildung C.157: Einsatz von Abfall für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

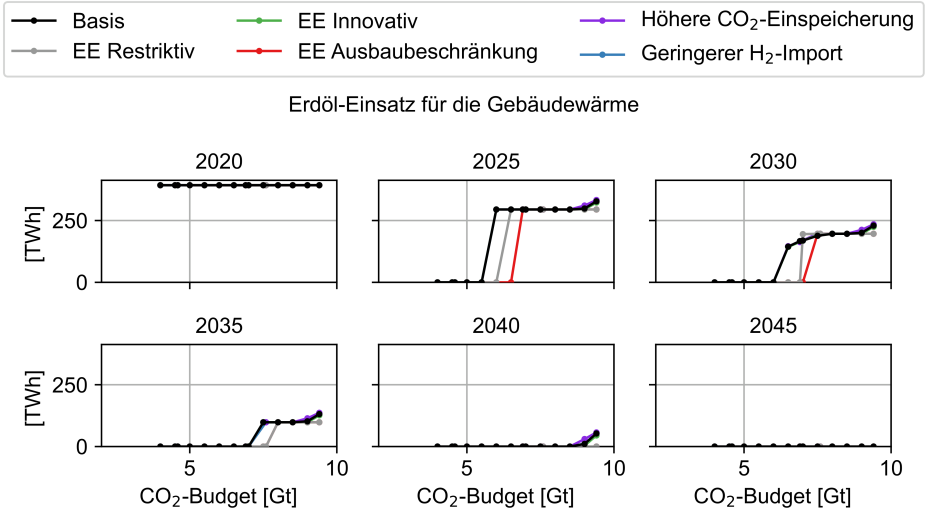


Abbildung C.158: Einsatz von Erdöl für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

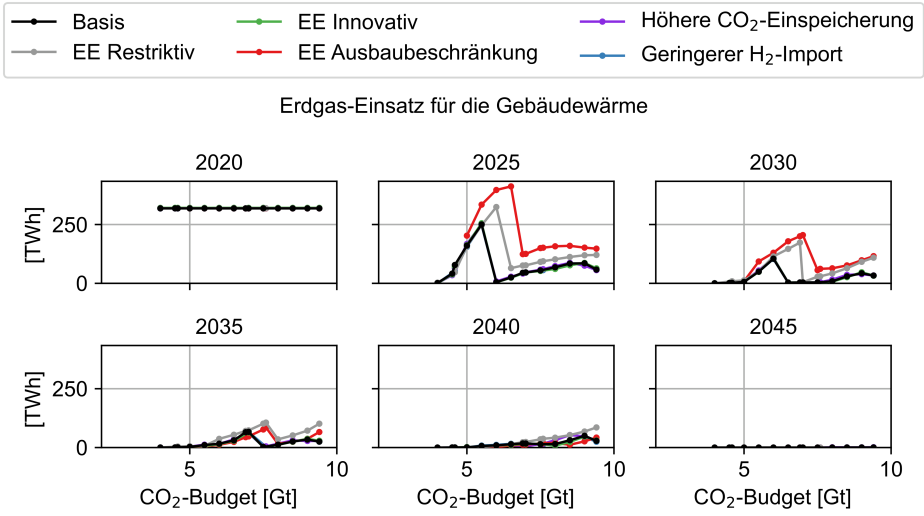


Abbildung C.159: Einsatz von Erdgas für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

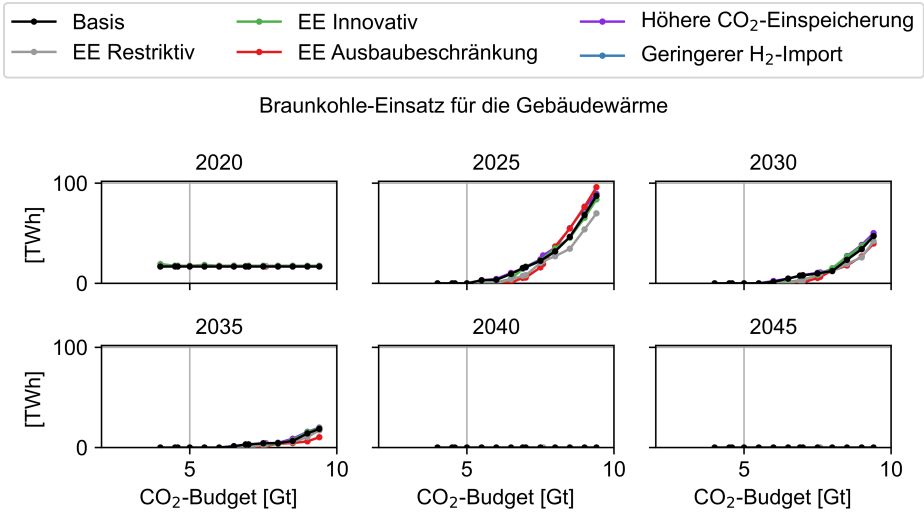


Abbildung C.160: Einsatz von Braunkohle für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

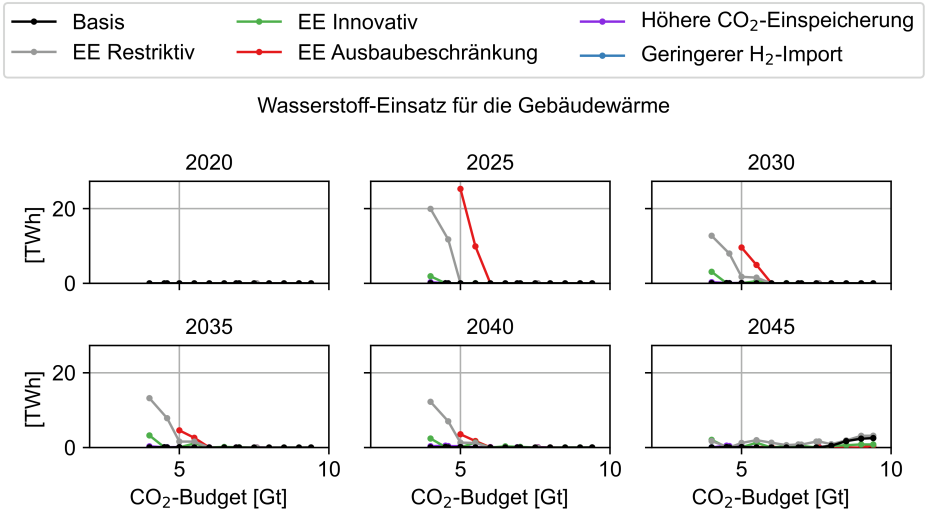


Abbildung C.161: Einsatz von Wasserstoff für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

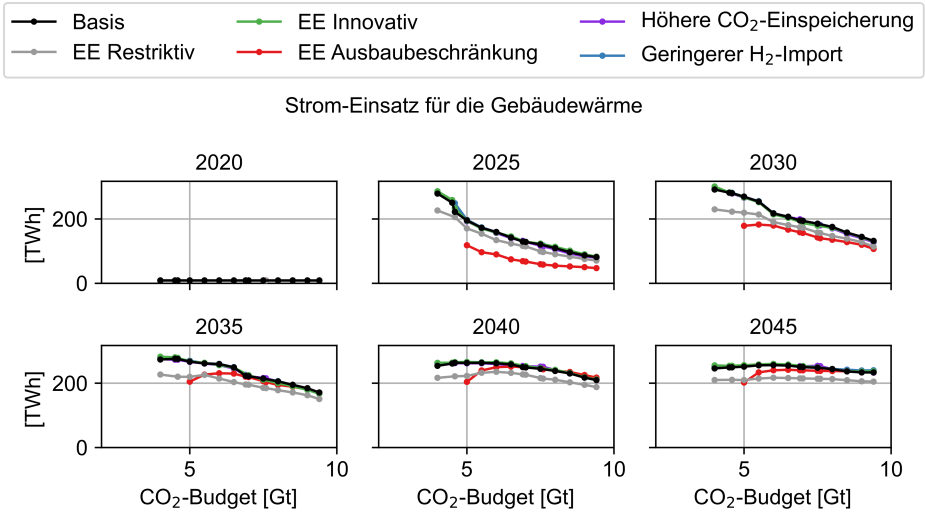


Abbildung C.162: Einsatz von Strom für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

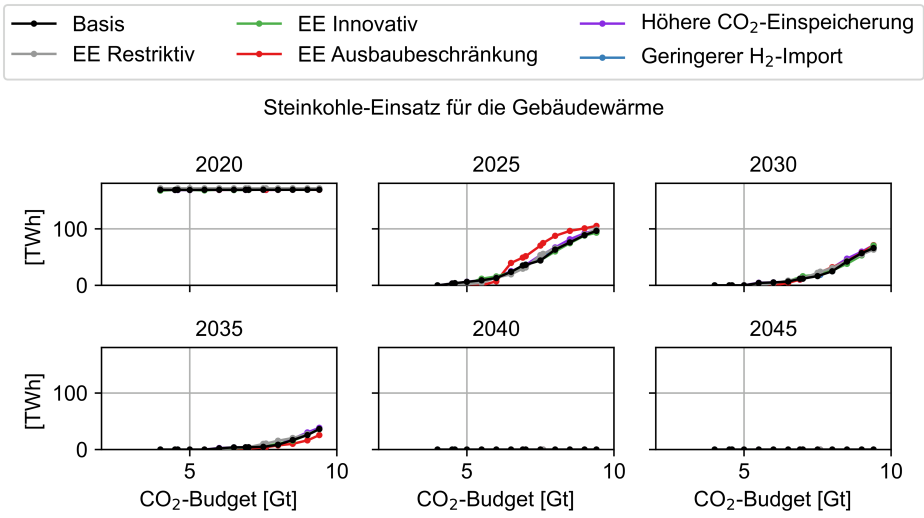


Abbildung C.163: Einsatz von Steinkohle für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

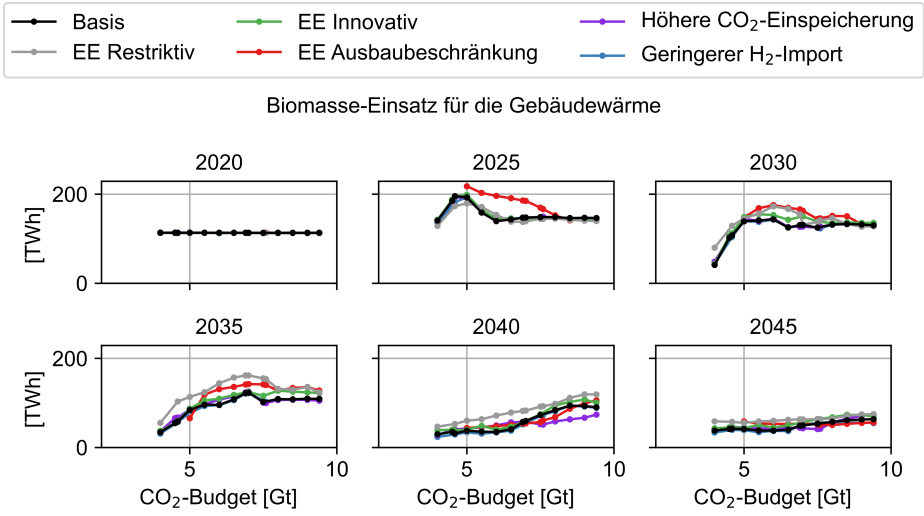


Abbildung C.164: Einsatz von Biomasse für die Gebäudewärme der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

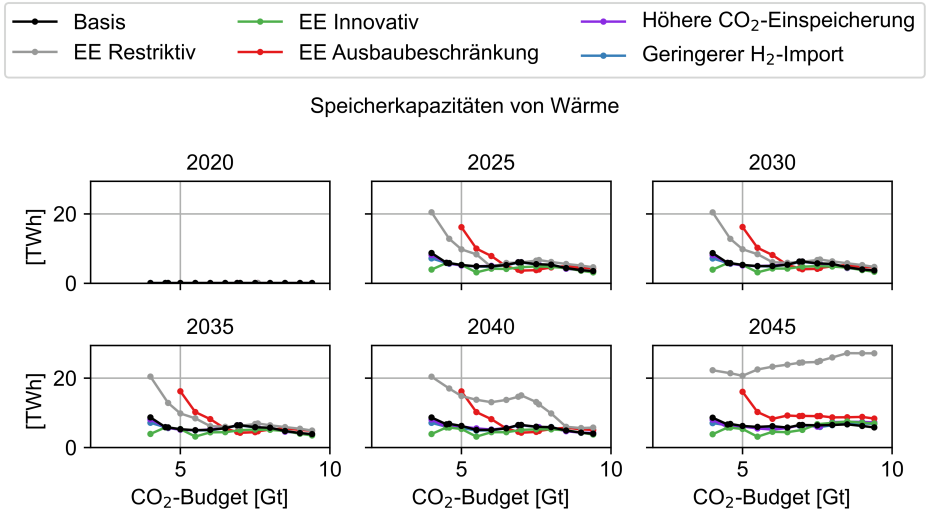


Abbildung C.165: Kapazitäten der Wärmespeicher der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

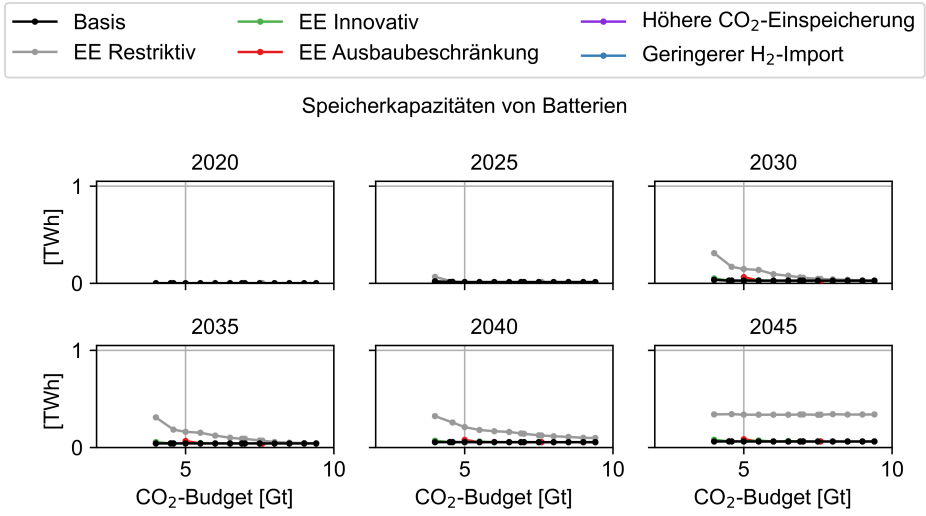


Abbildung C.166: Kapazitäten der Batterien der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

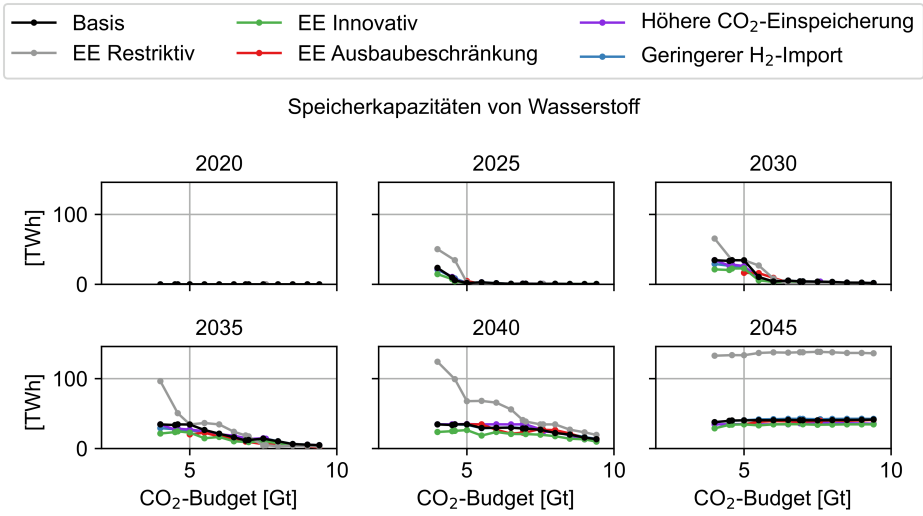


Abbildung C.167: Kapazitäten der Wasserstoffspeicher der Szenarien in Abhängigkeit des CO_2-Budgets

Band / Volume 722
Combining Lattice Boltzmann Simulation and Synchrotron Imaging to Study Bubble Dynamics in Electrodes of Vanadium Redox Flow Batteries
K. Duan (2026), xxiii, 116 pp
ISBN: 978-3-95806-954-1 (Print)
ISBN: 978-3-95806-955-8 (E-Book)

Band / Volume 723
Geophysical characterization of landscapes along a climate and vegetation gradient in the Chilean coastal cordillera
I. Dal Bo (2026), 138 pp
ISBN: 978-3-95806-956-5 (Print)
ISBN: 978-3-95806-957-2 (E-Book)

Band / Volume 724
Model informed assessment of observation impact for emission rate optimization using four-dimensional variational data assimilation
A. Hermanns (2026), xvi, 109 Seiten
ISBN: 978-3-95806-958-9 (Print)
ISBN: 978-3-95806-959-6 (E-Book)

Band / Volume 725
Synthese und Bewertung hochaktiver Katalysatoren zur Herstellung höherer Alkohole aus Methanol als Kraftstoff
J. Häusler (2026), xiii, 265 Seiten
ISBN: 978-3-95806-962-6 (Print)
ISBN: 978-3-95806-963-3 (E-Book)

Band / Volume 726
Development and Characterization of Ni_3Fe Layered Double Hydroxide-Based Oxygen-Evolution Electrodes for Anion Exchange Membrane Water Electrolysis
I.Galkina (2026), vii, 173, xxxiii Seiten
ISBN: 978-3-95806-966-4 (Print)
ISBN: 978-3-95806-967-1 (E-Book)

Band / Volume 727
Surface Regeneration of Plasma-Facing Components by Wire-Based Laser Metal Deposition
J. Tweer (2026), XX, 186 pp
ISBN: 978-3-95806-970-1 (Print)
ISBN: 978-3-95806-971-8 (E-Book)

Band / Volume 728
Reducing the noble metal and titanium content of anode PTLs in PEM water electrolysis – performance and degradation
S. Zerressen (2026), XIII, 235 pp
ISBN: 978-3-95806-972-5 (Print)
ISBN: 978-3-95806-973-2 (E-Book)

Band / Volume 729
Gasfernleitungsnetze und deren Umstellung auf Wasserstoff
T. A. Triesch (2026), 364 pp
ISBN: 978-3-95806-978-7 (Print)
ISBN: 978-3-95806-979-4 (E-Book)

Band / Volume 730
Land-Atmosphere Coupling in a Changing Climate: Understanding Variability, Extremes, and Human Influence through Regional Climate Modeling
Y. Zhang (2026), 135 pp
ISBN: 978-3-95806-980-0 (Print)
ISBN: 978-3-95806-981-7 (E-Book)

Band / Volume 731
Abbildung gekoppelter Infrastrukturen in Energiesystemmodellen
P. Freitag (2026), XIX, 322 pp
ISBN: 978-3-95806-984-8 (Print)
ISBN: 978-3-95806-985-5 (E-Book)

Band / Volume 732
Cost-reduced and Sustainable Interconnects and their Coatings for Solid Oxide Cells
M. Hilger (2026), viii, 185 pp
ISBN: 978-3-95806-988-6 (Print)
ISBN: 978-3-95806-989-3 (E-Book)

Band / Volume 733
Liquid-Phase Synthesis of Silicon and Silicon Carbide Thin-Films via Atmospheric Pressure Chemical Vapor Deposition
B. Fischer (2026), xxii, 211, A15 pp
ISBN: 978-3-95806-990-9 (Print)
ISBN: 978-3-95806-991-6 (E-Book)

Band / Volume 734
Modellgestützte Transformationspfade des deutschen Energiesystems
R. Maier (2026), xxvii, 331 pp
ISBN 978-3-95806-994-7 (Print)
ISBN 978-3-95806-995-4 (E-Book)

Weitere ***Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich*** unter
http://wwwzb1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 734
ISBN 978-3-95806-995-4

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum