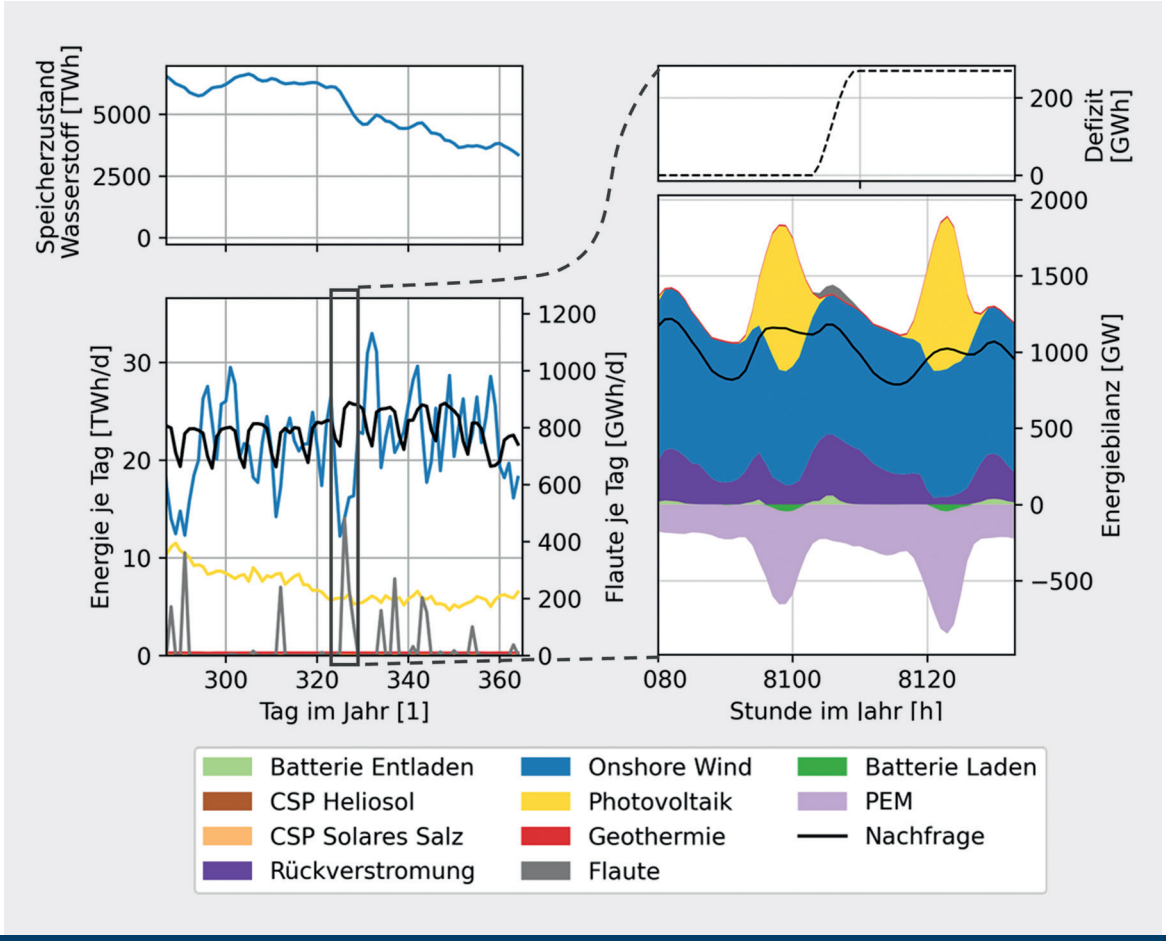


Kostenoptimale Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen

David Franzmann

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 717
ISBN 978-3-95806-943-5

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum

Kostenoptimale Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen

Cost-Optimal Energy Deficits in Renewable Energy Systems

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

vorgelegt von

David Franzmann

Berichter/in: Herr Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten
Frau Univ.-Prof. Dr. rer. pol. Grit Walther

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)

Kostenoptimale Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen

David Franzmann

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 717

ISSN 1866-1793 ISBN 978-3-95806-943-5

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 717

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2026)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-942-8 (Print)
ISBN 978-3-95806-943-5 (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.

I hereby declare that I have created this work completely on my own and used no other sources or tools than the ones listed, and that I have marked any citations accordingly.

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt sowie Zitate kenntlich gemacht habe.

Jülich, April 2026
David Franzmann

Kurzfassung

Kostenoptimale Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen

Fossile Energien bedrohen den menschlichen Wohlstand durch Umweltverschmutzung, weshalb erneuerbare Energien als nachhaltige Alternative benötigt werden. Aufgrund ihrer Variabilität erfordern erneuerbare Energien jedoch Flexibilitätsoptionen, um Schwankungen in der Erzeugung auszugleichen. Aktuelle Studien legen nahe, dass Stromausfälle mit ausreichender Backupenergie und -kapazität vermieden werden können. Diese Studien bewerten allerdings weder die ökonomische Sinnhaftigkeit des Ausbaus einer Backupstruktur noch findet eine systematische Analyse des Einflusses von Flexibilitätsoptionen statt.Diese Arbeit schließt diese Lücke, indem sie die Kosten zum Ausbau des Energiesystems gegenüber der Ausfallsicherheit eines erneuerbaren Energiesystems gegenüberstellt und damit globale ökonomisch optimale Energieausfälle modelliert. Ebenso wird systematisch der Einfluss von Flexibilitätsoptionen auf Stromausfälle aufzeigt und Unterschiede zu stabilen erneuerbaren Energiesystemen ableitet.

Zur Modellierung ökonomisch optimaler Energieausfälle wird der Ansatz des ”Value of Lost Load” genutzt, der die Kosten des Kapazitätsausbaus mit den Kosten von Energieausfällen gleichsetzt. Die Kosten der Energieausfälle werden global räumlich und sektoral disaggregiert abgeleitet. Ein globales Energiesystemmodell inklusive aller notwendigen Flexibilitätsoptionen beschreibt die Kosten des Kapazitätsausbaus. Für konzentrierte Solarkraft (CSP), Geothermie und Wasserstoffsalzkavernenspeicher werden globale standortscharfe Kostenpotentiale berechnet. Dazu werden neue Ansätze für CSP und Geothermie genutzt.

Es wird gezeigt, dass ökonomisch optimale Energieausfälle weltweit zwischen 2,5 und 70 Mal pro Jahr auftreten, mit einem Median von 6 Ausfällen jährlich. 96% der Energieausfälle dauern weniger als 24 Stunden, während 4% als längere Mehrtagesflauten auftreten. Die längsten Ausfälle dauern 100 Stunden und treten mit eine Wahrscheinlichkeit von zu 2% pro Jahr auf. Eintagesflauten treten hauptsächlich abends und nachts bis zu sieben Tage hintereinander auf. Die Ursache für Energieerzeugungsflauten sind bis zu siebentägige Erzeugungsflauten der Windkraft. Die Hauptursachen für Energiesystemflauten sind Begrenzungen der Batteriespeicherkapazitäten und der Leistung der Wasserstoffrückverstromung. In einzelnen Verbundsystemen zeigen sich Restriktionen des Stromtransportes. Die Auswahl der vorhandenen Technologien und der ”Value of Lost Load” sind die Haupteinflüsse für Energieausfälle. Die Haupteinspeisung durch Geothermie und CSP sowie die Nutzung von Salzkavernen wirken sich positiv auf das Ausfallniveau aus, während Windkraft negativ wirkt. Ausfälle treten vermehrt auf, wenn der ”Value of Lost Load” unter 1500 EUR/MWh liegt, während Energiesysteme oberhalb von 3000 EUR/MWh stabil sind, da sich hier stabilere Energiesysteme erkauft werden. Die wichtigste Gegenmaßnahme ist der Energietransport, wobei der Strom- und Wasserstofftransport zu 99% substitutiv ist. Die Sektorkopplung mit Wasserstoff, insbesondere die Wasserstoffspeicherung, vor allem in Salzkavernen, ist die zweitwichtigste Technologie. Stabile Energiesysteme erfordern vor allem den Ausbau dezentraler Wasserstoffspeicher und den Ausbau von Wasserstoffrückverstromungskapazitäten, bei Mehrkosten von unter 2%.

Die Ergebnisse zeigen, dass ökonomische flautenoptimale erneuerbare Energiesysteme global ein zehnfach erhöhtes Ausfallniveau als aktuelle Energiesysteme haben. Beim Ausbau von Energiesystemen sollte frühzeitig der Windkraftausbau berücksichtigt werden, da mit einem stärkeren Ausbau von Windkraft Energiesysteme anfälliger für Ausfälle werden. Andererseits kann das gewünschte Ausfallniveau nachträglich vor allem durch den Ausbau einer Wasserstoffinfrastrktur angepasst werden.

Schlagwörter: Energieausfälle, Flauten, regelbare erneuerbare Energie, Flexibilitätsoptionen, Value of Lost Load, erneuerbare Potentiale

Abstract

Cost-Optimal Energy Deficits in Renewable Energy Systems

Fossil energies threaten human prosperity through environmental pollution, which is why renewable energies are needed as a sustainable alternative. However, due to their variability, renewable energies require flexibility options to compensate for fluctuations in generation. Recent studies suggest that power outages can be avoided with sufficient backup energy and capacity. However, these studies neither evaluate the economic viability of expanding a backup structure nor do they systematically analyze the influence of flexibility options.This study closes this gap by comparing the costs of expanding the energy system with the reliability of a renewable energy system and thus modeling global economically optimal power outages. It also systematically shows the influence of flexibility options on power outages and derives differences to stable renewable energy systems.

To model economically optimal power outages, the “value of lost load” approach is used, which equates the costs of capacity expansion with the costs of power outages. The costs of energy outages are derived globally in a spatially and sectorally disaggregated manner. A global energy system model including all necessary flexibility options describes the costs of capacity expansion. For a detailed representation of the outages, the earth is divided into 1890 regions and calculated using hourly resolution. Global location-specific cost potentials are calculated for concentrated solar power (CSP), geothermal energy and hydrogen salt cavern storage. New approaches for CSP and geothermal energy are used for this purpose.

It is shown that economically optimal energy outages occur between 2.5 and 70 times per year worldwide, with a median of 6 outages per year. 96% of power outages last less than 24 hours, while 4% occur as longer multi-day outages. The longest outages last 100 hours and occur with a probability of 2% per year. One-day lulls occur mainly in the evening and at night for up to seven consecutive days. The cause of power generation lulls are wind power generation lulls lasting up to seven days. In interconnected systems with seasonal PV feed-in, wind generation lulls occur during phases of low solar feed-in. Hydrogen storage and battery storage are used as flexibility options in the energy system to reduce the 7-day generation outages to individual daily lulls. The main causes of energy system lulls are limitations in battery storage capacities and the capacity of hydrogen reconversion. Restrictions on electricity transport are evident in individual interconnected systems. The selection of available technologies and the ‘’value of lost load” are the main influences for energy outages. The main feed-in from geothermal energy and CSP as well as the use of salt caverns have a positive effect on the outage level, while wind power has a negative effect. Outages occur more frequently when the ‘’Value of Lost Load” is below 1500 EUR/MWh, while energy systems above 3000 EUR/MWh are stable, as more stable energy systems are purchased here. The most important countermeasure is energy transportation, with electricity and hydrogen transportation being 99% substitutive. Sector coupling with hydrogen, in particular hydrogen storage, especially in salt caverns, is the second most important technology. Stable energy systems require above all the expansion of decentralized hydrogen storage and the expansion of hydrogen reconversion capacities, with additional costs of less than 2%.

The results show that economic, lull-optimal renewable energy systems have a tenfold higher failure level globally than current energy systems. When expanding energy systems, wind power expansion should be taken into account at an early stage, as energy systems become more susceptible to outages with a greater expansion of wind power. On the other hand, the desired failure level can be adjusted at a later stage, primarily through the expansion of hydrogen infrastructure.

Keywords: power outages, lulls, controllable renewable energy, flexibility options, value of lost load, renewable potentials

Danksagung

Herzlichst bedanke ich mich bei Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten, welcher mir überhaupt erst die Möglichkeit gab, dieses spannende Thema zu bearbeiten und in welcher ich umfangreiches Wissen über Energiesystemanalyse erlangen durfte. Ebenso bedanke ich mich für den fachlichen Austausch sowie die Unterstützung während der Dissertation.

Bei Frau Dr. Heidi Heinrichs bedanke ich mich für die zahlreichen fachlichen, kreativen und strukturierten Diskussionen und Anregungen, welche erst dazu geführt haben, dass diese Arbeit so geworden ist wie sie ist.

Auch bedanke ich mich bei zahlreichen Kollegen, welche mich auf dem Weg meiner Dissertation begleitet haben und immer für einen fachlichen aber auch persönlichen Austausch da waren. Insbesondere bedanke ich mich bei Maximilian Stargradt, Lilly Madeisky, Rachel Maier und Christoph Winkler.

Zuletzt bedanke ich mich bei meiner Freundin Julia Schorn und meinen Eltern Gertrude Franzmann und Thomas Franzmann. Danke für eure Unterstützung und dass ihr immer an mich geglaubt habt.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung i

Abstract iii

Danksagung v

Nomenklatur xvii

1 Einleitung 1
1.1 Motivation . . . 1
1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit . . . 2

2 Literatur und Grundlagen 5
2.1 Grundlagen von Flauten und Ausfällen . . . 5
2.1.1 Definition und Ursache von Ausfällen in erneuerbaren Energiesystemen 5
2.1.2 Definition von Versorgungssicherheit in fossilen Energiesystemen . . 7
2.1.3 Flexibilitätsoptionen bei Flauten . . . 8
2.1.4 Kostenoptimale Energiesicherheit von Energiesystemen . . . 10
2.1.5 Kosten von Versorgungsausfällen . . . 12
2.1.6 Flautenanalysen in der Literatur . . . 14
2.1.7 Ableiten der Forschungslücke und der Forschungsfragen . . . 19
2.1.8 Zusammenfassung . . . 19
2.2 Grundlagen von CSP . . . 21
2.2.1 Technologieüberblick . . . 21
2.2.2 Grundprinzipien von Parabolrinnenkraftwerken . . . 22
2.2.3 Bisherige Ansätze in der Literatur zur Potentialbestimmung . . . 26
2.2.4 Simulation . . . 30
2.2.5 Kosten- und Technologieentwicklungen von Parabolrinnenkraftwerken 31
2.2.6 Umwelteinfluss von CSP . . . 33
2.2.7 Zusammenfassung . . . 33
2.3 Grundlagen der Geothermie . . . 34
2.3.1 Grundlagen und Techniken der Geothermie . . . 34
2.3.2 Umwelteinfluss von petrothermaler Geothermie . . . 41
2.3.3 Studien globaler Stromgewinnungspotentiale von Geothermie . . . 43
2.3.4 Zusammenfassung . . . 47
2.4 Grundlagen Wasserstoffsalzkavernen . . . 48
2.4.1 Technische Grundlagen zu Salzkavernen . . . 48
2.4.2 Salzvorkommen . . . 50
2.4.3 Umwelteinfluss von Salzkavernen . . . 51
2.4.4 Bisherige Studien zu Salzkavernenpotentialen . . . 51

2.4.5 Zusammenfassung 53
2.5 Datengrundlagen und Methoden 54
2.5.1 Ansätze zur globalen Simulation von Energiesystemen 54
2.5.2 Ansätze zur Landeignungsanalyse 55
2.5.3 Datengrundlagen 56
2.6 Zusammenfassung Literatur 58

3 Methodik **59**
3.1 Energiesystemansatz zur Analyse von Ausfällen 59
3.1.1 Energiesystemdesign 59
3.1.2 Modellierung der Ausfälle 60
3.1.3 Bestimmung des Value of Loast Load 63
3.1.4 Erneuerbare Energiequellen 64
3.1.5 Energietransport 65
3.1.6 Speicherung 66
3.1.7 Energiewandlung 67
3.1.8 Stromnachfrage 67
3.1.9 Übertragung des Szenarios nach 2050 68
3.1.10 Rechendauer und Lösungsgenauigkeiten 69
3.1.11 Szenariodefinitionen 70
3.1.12 Zusammenfassung Energiesystemansatz 71
3.2 Ansatz CSP Potentiale 73
3.2.1 Allgemeiner Ansatz 73
3.2.2 Landeignungsanalyse 73
3.2.3 Auslegung und Platzierungen der Kraftwerke 75
3.2.4 Simulation des solaren Feldes 77
3.2.5 Implementierung im Energiesystem 82
3.2.6 Ableiten optimaler Auslegungen 84
3.2.7 Zusammenfassung 86
3.3 Ansatz geothermischer Potentiale zur Stromgewinnung 86
3.3.1 Allgemeiner Ansatz 86
3.3.2 Landeignungsanalyse 87
3.3.3 Auslegung und Platzierung der Kraftwerke 88
3.3.4 Modellierung globaler geologischer Temperaturen 89
3.3.5 Simulationsansätze der Reservoirmodells 91
3.3.6 Kraftwerksmodell 94
3.3.7 Kostenmodell 95
3.3.8 Auswahl der optimalen Tiefe 95
3.3.9 Bewertung der Nachhaltigkeit 96
3.3.10 Zusammenfassung 96
3.4 Ansatz Salzkavernenpotentiale 98
3.4.1 Allgemeiner Ansatz 98
3.4.2 Geologische Eignung der Salzvorkommen 98

3.4.3 Landeignungsanalyse . . . 99
3.4.4 Auslegung und Platzierung der Kavernen . . . 99
3.4.5 Zusammenfassung . . . 100
3.5 Zusammenfassung der Methodik . . . 101

4 Ergebnisse der Potentialanalyse 103
4.1 Globale Potentiale für CSP . . . 103
4.1.1 Landeignungsanalyse . . . 103
4.1.2 Globale Potentiale von CSP . . . 105
4.2 Globale Potentiale für Geothermie . . . 108
4.2.1 Landeignungsanalyse . . . 108
4.2.2 Reservoirmodelle . . . 109
4.2.3 Globale Potentiale petrothermaler Geothermie . . . 112
4.2.4 Einfluss von Wasserknappheit und Siedlungsabstand . . . 115
4.3 Globale Potentiale zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen . . . 116
4.3.1 Geologisch nutzbare Salzgebiete . . . 116
4.3.2 Nutzbare Salzgebiete und Landeignung . . . 117
4.3.3 Globale Potentiale an Wasserstoffsalzkavernen . . . 118
4.4 Zusammenfassung Potentialanalyse . . . 119

5 Ergebnisse der globalen Analyse von Energiesystemausfällen 121
5.1 Übersicht des Basisszenarios . . . 121
5.1.1 Übersicht der Energiesysteme . . . 121
5.1.2 Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien . . . 124
5.1.3 Nutzung von Speichern . . . 127
5.1.4 Regionale Verteilung . . . 127
5.1.5 Zusammenfassung des Basisszenarios . . . 130
5.2 Auftreten von Ausfällen . . . 130
5.2.1 Kurze Ausfälle bei Systemen mit Geothermie . . . 134
5.2.2 Eintagesausfälle in Systemen mit PV . . . 136
5.2.3 Eintagesausfälle in Systemen mit Wind . . . 139
5.2.4 Zwischenzusammenfassung zu Eintagesausfällen . . . 143
5.2.5 Mehrtagesausfälle . . . 143
5.2.6 Historische Ausfälle . . . 146
5.2.7 Diskussion Literatur Auftreten von Ausfällen und Flauten . . . 148
5.2.8 Zusammenfassung Auftreten von Ausfällen . . . 150
5.3 Ursachen Auftreten von Energiesystemausfällen . . . 151
5.3.1 Einflüsse auf das Ausfallniveau . . . 151
5.3.2 Abweichung der Energiesystemauslegung . . . 153
5.3.3 Zusammenfassung der Ursachen . . . 155
5.4 Stabile erneuerbare Energiesysteme . . . 155
5.4.1 Einfluss des VOLL auf Energieausfälle . . . 155
5.4.2 Stabile Energiesysteme . . . 157

5.4.3 Zusammenfassung stabile Energiesysteme 159
5.5 Einfluss von Technologien auf Energiesystemausfälle 160
5.5.1 Allgemeine Technologien 160
5.5.2 Einfluss von konzentrierter Solarkraft 163
5.5.3 Einfluss von Geothermie 164
5.5.4 Einfluss von Salzkavernen 165
5.5.5 Literaturdiskussion der Gegenmaßnahmen 166
5.5.6 Zusammenfassung Gegenmaßnahmen 168
5.6 Kostensensitivitätsrechnungen 169
5.7 Diskussion der Gesamtergebnisse 172

6 Zusammenfassung **175**
6.1 Zusammenfassung der methodischen Ansätze 175
6.2 Erkenntnisse zu globalen Potentialen 176
6.3 Erkenntnisse zu Energiesystemausfällen 177

7 Schluss **183**

Bibliography **185**

A Energiesystemmodellierung **203**
A.1 Regionsdefinition 203
A.2 Eingangsdaten Energiesystemmodell 206
A.3 Ergebnisse Energiesystemmodell 209
A.4 Ergebnisse genutzte Potentialen 213
A.5 Literaturvergleich 216

B Landeignung **217**

C CSP **219**

D Geothermie **227**

E Wasserstoffsalzkavernen **231**

F Softwareversionen **235**

Abbildungsverzeichnis

1.1 Aufbau der vorliegenden Arbeit 3

2.1 In dieser Arbeit genutzte Systematik von Flauten und Ausfällen 7
2.2 Zeitskalen der Versorgungssicherheit 8
2.3 Ökonomische Optimale Energieausfälle 10
2.4 Sektorale Aufteilung des Value of Lost Load 13
2.5 Aufbau eines Parabolrinnenkraftwerks 22
2.6 Einfluss des IAM auf CSP 23
2.7 Spezifische Wärmeverluste je Receiverfläche 25
2.8 Auslegung von Parabolrinnenkraftwerken 26
2.9 Potentialanalyse zu solarthermischen Kraftwerken 29
2.10 Kostenaufteilung eines Parabolrinnenkraftwerkes 31
2.11 Kosten von Parabolrinnenkraftwerken nach Komponenten 32
2.12 Geologischer Temperaturverlauf über Tiefe 35
2.13 Geothermische Technologien 37
2.14 Komponenten eines geothermischen Kraftwerkes 39
2.15 Investitionskosten eines geothermischen Kraftwerkes 41
2.16 Kosten geothermischer Bohrungen 42
2.17 Globale Salzvorkommen 50

3.1 Aufbau der Arbeit 59
3.2 Schematischer Aufbau des Energiesystems 60
3.3 Regionen des Energiesystems 61
3.4 Zusammenhang von Ausbaugrades und Ausfallwahrscheinlichkeit 62
3.5 Globale Verteilung des Value of Lost Load 64
3.6 Globale Stromnachfrage und Wasserstoffnachfrage 68
3.7 Zukünftige Nachfragen und Bruttoinlandsprodukt 69
3.8 Einfluss der Zeitreihenaggregation 70
3.9 Optimierungsdauern 71
3.10 Ansatz zur Bestimmung der CSP-Potentiale 73
3.11 Landeignungsanalyse von CSP 76
3.12 Optimale Anlagendesign CSP 77
3.13 Variablendefinition von Parabolrinnenkraftwerken 78
3.14 Validierung CSP 83
3.15 Implementierung der CSP-Anlagen im Energiesystemmodell 84
3.16 Ansatz zur Bestimmung der Geothermiepotentiale 86
3.17 Beispiel der Landeignungsanalyse inklusive Platzierungen in Irland 89
3.18 Anordnung der Bohrungen für die Platzierung der Tiefengeothermie 90
3.19 Globale Geologische Temperaturen bei 7000 m Tiefen 92
3.20 Ergebnisse der verschieden Reservoirmodelle Geothermie 97

4.1 Globale Landeignung von CSP 103
4.2 Wärmepotential CSP 105
4.3 Wärmegestehungskosten CSP 106
4.4 Verteilung der Potentiale von Parabolrinnenkraftwerken 107
4.5 Landeignung für petrothermale Geothermie 109
4.6 Landeignung Geothermie 110
4.7 Vergleich der Ansätze Geothermie 111
4.8 Produktionsraten von Geothermiekraftwerken 112
4.9 Globale Kapazitäten Geothermie 113
4.10 Globale Stromgestehungskosten Geothermie 113
4.11 Landeignungen für Tiefengeothermie bei erhöhten Abständen 115
4.12 Landeignungen für Tiefengeothermie ohne Grundwasserrestriktionen 116
4.13 Geologisch zum Kavernenbau geeingete Salzvorkommen weltweit 117
4.14 Globale Potentiale zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen 119

5.1 Übersicht globale Energiesysteme 122
5.2 Energiesystemkosten nach Verbundsystemen 123
5.3 Globale Stromgestehungskosten 124
5.4 Regionale Verteilung in Südfestlandasien 128
5.5 Globale Auftrittswahrscheinlichkeit von Energiesystemausfällen je Verbundenergiesystem 131
5.6 Ausfälle in Verbundsystem mit Geothermie 135
5.7 Flaute in Verbundsystem mit PV 137
5.8 Ausfälle in Verbundsystem mit Wind 140
5.9 Regionale Darstellung eines Ausfalls in Westeuropa 141
5.10 Regionale Darstellung eines Ausfalls in Osteuropa 142
5.11 Verschiebung von Ausfällen 143
5.12 Regionale Verteilung von Mehrtagesausfällen 144
5.13 Historische vs. erneuerbare Ausfälle 146
5.14 Abweichung des Energieausfalls 153
5.15 Abweichung Energiesystemauslegung 154
5.16 Einfluss des Value of Lost Load 156
5.17 Stabiles Energiesystem 158
5.18 Ausbau von Wasserstofftanks 159
5.19 Einfluss Technologien auf Energieausfälle 161
5.20 Einspeisung von CSP 163
5.21 Einspeisung von Geothermiestrom 164
5.22 Kapazität von Salzkavernen 166
5.23 Investitionskostenvariationen 171

A.1 Globale Verteilung des Value of Lost Load in 2050 206
A.2 Globale Verteilung der Stromnachfrage in 2050. 207
A.3 Globale Verteilung der Wasserstoffnachfrage in 2050. 208

A.4 Gebaute Kapazität von PV im Verbundsystem Europa für alle Wetterjahre . . 209
A.5 Energieimportanteil von Wasserstoff und Strom kombiniert im Verbundsystem Europa im Referenzwetterjahr 2018 210
A.6 Regionale Verteilung in Europa 211
A.7 Regionale Verteilung in Zentralafrika 212
A.8 Einspeisung von CSP im Basisszenario im Wetterjahr 2018 213
A.9 Einspeisung von Geothermiestrom im Basisszenario im Wetterjahr 2018 . . . 214
A.10 Kapazität von Salzkavernen im Basisszenario im Wetterjahr 2018 215
A.11 Definition einer Flaute nach Ryberg 216

C.1 Variationsanalyse des Platzierungsabstandes von Parabolrinnenkraftwerken 220
C.2 Bedeutenstes Ausschlusskriterium der Landeignung von CSP je Region . . . 221
C.3 Strompotential CSP 221
C.4 Stromgestehungskosten CSP 222
C.5 Optimale Speichergröße CSP 222
C.6 Optimale Kraftwerksgröße CSP 222
C.7 Strompotentiale CSP 223
C.8 Globale Landeignung von CSP 224
C.9 Wärmepotential CSP 225
C.10 Wärmegestehungskosten CSP 226

D.1 Prozentuale Landeignung je GID-1 Regionen für petrothermale Geothermie . 228
D.2 Globale Kapazitäten je Bundesland für petrothermale Geothermie 229
D.3 Globale Stromgestehungskosten für petrothermale Geothermie 230

E.1 Zum Kavernenbau geologisch geeignete Salzvorkommen weltweit 232
E.2 Sicher geologisch geeignete Kavernen 233
E.3 Geologisch teilweise geeignete und sicher geeignete Kavernen 234

Tabellenverzeichnis

2.1 Auftreten von Volatilität 6
2.2 Flexibilitätsoptionen in Energiesystemen 9
2.3 Methoden zur Bestimmung des Value of Lost Load 12
2.4 Existierende Studien zu Flauten 15
2.5 Wärmeübertragerfluide in Parabolrinnenkraftwerken 24
2.6 Studien globaler CSP-Potentiale 27
2.7 Ansätze zur Berechnung von petrothermaler Geothermie 43
2.8 Existierende Potentialstudien für petrothermale Geothermie 46
2.9 Existierende Potentialstudien für Kavernenspeicherung 52
2.10 Globale Energiesystemmodelle in der Literatur 54

3.1 Techno-ökonomische Parameter der Solarmodule und Windturbinen 65
3.2 Techno-ökonomische Parameter der Stromnetze und Wasserstoffpipelines . 66
3.3 Techno-ökonomische Parameter der Speichertechnologien 66
3.4 Techno-ökonomische Parameter der Umwandlungstechnologien 67
3.5 Berechnete Szenarien 72
3.6 Zusammenfassung der Landeignungsauschlüsse von CSP 74
3.7 Parameter der Parabolrinnenkraftwerke 80
3.8 Betriebstrategie der CSP-Anlage 81
3.9 Herleitung der Kostenannahmen der Parabolrinnenkraftwerke 85
3.10 Landeignungsausschlüsse für petrothermale Geothermie 87
3.11 Parameter petrothermale Geothermie 91
3.12 Investitionskostenmodells petrothermaler Geothermie 95
3.13 Eignungskriterien der Salzvorkommen 98
3.14 Landeignungskriterien für Salzkavernen 100
3.15 Definition der Salzkavernengröße 100

4.1 Literaturvergleich Landeignung CSP 104
4.2 Literaturvergleich Potentiale CSP 108
4.3 Literaturvergleich Potentiale Geothermie 114
4.4 Nutzbare Landfläche zum Salzkavernenbau 117

5.1 Stromgestehungskosten nach Technologie 126
5.2 Nutzung von Speichern im Energiesystem 127
5.3 Ausfallarten je Technologie 133
5.4 Ausfallwahrscheinlichkeit je Technologie 152

A.1 Definition der Verbundsysteme 203
A.2 Verbundsysteme nach Technologie 205

B.1 Detaillierte Landeignungskriterien der Landeignungsanalyse für konzentrierte Solarkraft (CSP), Salzkavernen und Tiefengeothermie (EGS) 217

F.1 Versionen der IEK-internen Softwarepakete aus JuGit 235
F.2 Versionen der Third-party Software 235

Nomenklatur

Akronyme

CCGT	Gas und Dampf Kombikraftwerke (in dieser Arbeit für Wasserstoff)
CSP	Konzentrierte Solarkraft (concentrated solar power)
CSP SS	Konzentrierte Solarkraft mit solarem Salz
CSP HE	Konzentrierte Solarkraft mit Heliosol
EEF	Energieerzeugungsflaute
EGS	Petrothermale Geothermie (enhanced geothermal systems)
EVF	Energieversorgungsflaute
ESA	Energiesystemausfall
FINE	Energiesystemframework
GADM	Database of Global Administrative Areas
GID	Regionsdefinition nach GADM
GID-0	Länder nach GADM
GID-1	Bundesländer nach GADM
GLAES	Tool zur Landeignungsanalyse
HTF	Wärmeübertragerfluid (heat transfer fluid)
LEA	Landeignungsanalyse
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PEM	Polymerelektrolytmembranbrennstoffzelle
PV	Photovoltaik
RESKit	Tool zur Simulation erneuerbarer Energien
TAC	annualisierte Gesamtkosten eines Energiesystems (total annual costs)
VOLL	Value of Lost Load

Formelzeichen

$a_{1,2,3}$	Empirische Parameter des incident angle modifiers η_{IAM} (CSP)
A	Radioaktive Wärmeerzeugung (EGS)
A_{Nutz}	Landfläche der gesamten CSP-Anlage (CSP)
$A_{\text{Öffnung}}$	Öffnung des Spiegels (CSP)
$b_{1,...,4}$	Empirische Parameter des Wärmeverlustes η_{IAM} (CSP)
$b_{EEF}(t)$	Binärvariable, Energieerzeugungsflaute zu Zeitpunkt t
$b_{EVF}(t)$	Binärvariable: Energieversorgungsflaute zu Zeitpunkt t
C	Kosten (EGS)
C	Konzentrationsverhältnis (CSP)
C_{max}	Maximal technisches Konzentrationsverhältnis der Sonne (CSP)
C_{LOL}	anualisierte Ausfallkosten des Enrgiesystems
C_{System}	anualisierte Energiesystemkosten
$c_{p,Stein}$	Wärmekapazität des Gesteins (EGS)
$c_{p,Wasser}$	Wärmekapazität von Wasser (EGS)
$CONE$	Marginale Kosten des Kapazitätsausbaus

DNI	Direkt Normalstrahlung (CSP)
DNI_{flat}	Direkt Normalstrahlung bezogen zum Horizont (CSP)
E_{dem}	Jährliche Stromnachfrage
E_{el}/E_{H_2}	Jährliche Nachfrage nach Strom / Wasserstoff
$EENS$	Erwartete nicht bereitgestellte Energie
g	Erdbeschleunigung
GVA	Jährliche Bruttowertschöpfung (gross value added)
GDP	Jährliches Bruttosozialprodukt (gross domestic product)
H_{Res}	Enthalpie des Reservoirs (EGS)
$H_{Res,nutz}$	Nutzbare Enthalpie Reservoirs (EGS)
$LCOE$	Stromgestehungskosten
$LOLE$	Ausfallerwartung (loss of load expectation)
$LOLE_{opt}$	Ökonomisch optimale Ausfallerwartung
$\dot{m}_{Pr}$	Produktionswassermassentrom (EGS)
n_{Risse}	Anzahl der Risse nach Gringarten (EGS)
p_{lith}	Lithostatischer Druck der Salzkaverne (Kaverne)
p_{max}	Maximaler Druck der Salzkaverne (Kaverne)
$P_{Aus,br}$	Bruttoleistung (EGS)
$P_{Aus,net}$	Nettoleistung (EGS)
P_{dem}	Stromnachfrage
P_{loss}	Verlustleistung
P_{Pumpe}	Pumpleistung(EGS)
P_{RES}	Einspeisung erneuerbarer Energien
pr	Produktivität des Reservoirs (EGS)
$\dot{q}_{Erde}$	Flächenspezifischer Wärmestrom der Erde (EGS)
$\dot{Q}_{Abs,in}$	Wärmestrom in den Absorber (CSP)
$\dot{Q}_{Kw}$	Wärmestrom zum Kraftwerks (CSP)
$\dot{Q}_{Kw,nenn}$	Nennwärmestrom des Kraftwerks (CSP)
$\dot{Q}_{Nutz}$	Nutzbarer Wärmestrom des Reservoirs (EGS)
$\dot{Q}_{Ref}$	Wärmestrom auf den Reflektor (CSP)
$\dot{Q}_{Pr}$	Wärmestrom Produktionsbohrung (EGS)
$\dot{Q}_{sF,nenn}$	Nennwärmestrom des solaren Feldes (CSP)
$\dot{Q}_{SF,Nutz}$	Nutzwärmestrom des solaren Feldes (CSP)
$\dot{Q}_{Sp}$	Wärmestrom zum Speicher (CSP)
$\dot{Q}_{Verl}$	Verlustwärmestrom des solaren Feldes (CSP)
Q_{Ref}	Wärmestrom auf den Reflektor (CSP)
Q_{Erde}	Gesamtwärme der Erde (EGS)
Q_{Nutz}	Nutzbarer Wärmeanteil des Reservoirs (EGS)
$Q_{Sp,nenn}$	Nennwärmekapazität des Speicher (CSP)
Q_{Stein}	Gesamt Wärmeanteil des Reservoirgesteins (EGS)
R_F	Recovery-Factor (EGS)
SM	Solares Vielfaches (solar multiple, CSP)
T_A	Absorbertemperatur (CSP)
T_D	Dimensionslose Temperatur (EGS)
T_{Erde}	Temperatur der Erde (EGS)
T_{HTF}	Temperatur des Wärmeübertragerfluids (CSP)
T_{inj}	Wassertemp. an der Injektionsbohrung (EGS)
T_{Pr}	Temperatur der Produktionsbohrung (CSP)
T_S	Sonnentemperatur an der Oberfläche, 5780 K (CSP)
T_{Stein}	Temperatur des Gesteins (EGS)
$T_{Stein,0}$	Anfangstemperatur des Gesteins (EGS)

T_U, T_{Umg}	Umgebungstemperatur
TES	Speichergröße (thermal energy storage, CSP)
V_{Nutz}	Nutzbares Reservoirvolumen (EGS)
V_{Res}	Reservoirvolumen (EGS)
$VOLL$	Kosten von Stromausfällen (value of lost load)
X, Y	Vertikale und horizontale Abstände des Kraftwerke (EGS)
x_{ED}	Dimensionsloser Rissabstand (EGS)
x_{Res}	Reservoirbreite (EGS)
y_{Res}	Reservoirlänge (EGS)
z_{Res}	Reservoirhöhe (EGS)
z	Tiefe zur Erdoberfläche (EGS)
z_{LCC}	Kavernentiefe bis zur last cemented casing (Kaverne)
z_{opt}	Kostenoptimale Tiefe zur Erdoberfläche (EGS)
$\alpha_{tracking}$	Trackingwinkel der Parabolrinne (CSP)
dT	Temperaturabsenkung Reservoir (EGS)
η_C	Carnot'sche Wirkungsgrad
η_{CSP}	Gesamtwirkungsgrad (CSP)
η_{IAM}	incident angle modifier (CSP)
η_{IC}	Effektivität des solaren Trackings (CSP)
η_{opt}	Optischer Wirkungsgrad von Spiegel und Absorber (CSP)
η_{PTR}	Wirkungsgrad der Parabolrinne bis zum Absorber (CSP)
η_{sauber}	Verluster durch Verschmutzung der Spiegel (CSP)
η_{shdw}	Schattenverluste (CSP)
η_{Wind}	Verluste durch hohe Windgeschwindigkeit (CSP)
$\eta_{Kraftwerk}$	Kraftwerkswirkungsgrad (EGS)
Δp_{Res}	Druckdifferenz über das Reservoir (EGS)
λ_{Erde}	Wärmeleitfähigkeit der Erde (EGS)
λ_{Stein}	Wärmeleitfähigkeit des Gesteins (EGS)
ϕ_{geo}	Geometrische Ausnutzungsgrad (EGS)
ϕ_T	Thermische Ausnutzung des Reservoirs (EGS)
ϕ_{TM}	Kalibrierparameter der thermischen Masse (CSP)
ϕ_V	Volumetrische Ausnutzung des Reservoirs (EGS)
ρ_{lith}	Dichte de Gesteins (Kaverne)
$\rho_{sf,direkt}$	Flächennutzungsdichte (CSP)
$\rho_{Spiegel}$	Reflektivität Spiegel (CSP)
ρ_{Stein}	Dichte des Gesteins, 2,55 t/kg (EGS)
ρ_{lith}	Dichte des Gesteins (Kaverne)
$(\tau\alpha)_n$	Optischer Durchgang von Absorber (CSP)
θ	Einfallwinkel der Sonne zum Reflektor (CSP)

1. Einleitung

Der heutige Lebensstandard der Menschheit basiert auf eine Nutzung fossiler Energieträger wie Kohle, Öl und Erdgas [1, S. 5]. Die seit jeher ansteigende Nutzung der fossilen Energieträger führt zu zahlreichen bekannten Umweltproblemen [2]. Schon heute atmen 99% der Menschen Luft oberhalb globaler Luftstandards mit einer Folge von 13 Millionen Toten jährlich [3, 4]. Die Luftverschmutzung alleine aus der Verbrennung verursacht bereits 2,7 Billionen Euro jährlich an ökonomischen und gesundheitlichen Folgekosten [4, 5]. Zukünftig hat der Klimawandel nicht absehbare Folgen für Mensch und Natur [6]. Fossile Energiesysteme bedrohen somit den Wohlstand der Menschheit.

Es benötigt die Nutzung erneuerbare Energien wie Sonne und Wind, um eine nachhaltigere Energiebereitstellung ermöglichen [7]. Aktuell stellen erneuerbare Energien 28% der globalen Stromerzeugung dar [8]. Nachhaltige Energiesysteme benötigen einen Anteil erneuerbarer Energien von mindestens 90% am Strommix [9]. Der notwendige und massive Ausbau erneuerbarer Energien bringt jedoch eine Herausforderung mit sich: die Variabilität von Sonne, Wind und Wasser. Aufgrund der Variabilität erneuerbarer Energien können bis zu siebentägige Perioden verringerter Stromeinspeisung entstehen [10]. Der Ausbau variabler erneuerbarer Energien muss daher immer von Ausgleichsmaßnahmen begleitet werden, welche die Variabilität ausgleichen können [11]. Ohne diese Ausgleichsmaßnahmen ist ein Ausbau von erneuerbaren Energien auf den benötigten Anteil von 90% am Strommix nicht realisierbar [11] und damit eine Entkopplung von fossilen Energien nicht umsetzbar. Daher ist die Frage des Ausgleichs der Variabilität erneuerbarer Energien eine zentrale Fragestellung für das Gelingen der Energiewende und damit für den Erhalt unseres Wohlstands.

In der Region Europa, die mit einem Anteil von 43% erneuerbarer Energien ein globaler Vorreiter im Umbau seiner Energiesysteme ist [12], wurde die Herausforderung bereits erkannt. So hat sich die europäische Union das Ziel gesetzt, bis 2030 eine Wasserstoffinfrastruktur mit 20 Mt grünem Wassserstoff pro Jahr unter anderem zur Speicherung aufzubauen [13]. Ebenso haben sich 33 Energieinfrastrukturbetreiber zusammengeschlossen, um eine europäische Wasserstofftransportinfrastruktur aufzubauen [14]. Weiter hat die europäische Kommission im März 2023 Empfehlungen an seine Mitgliedsländer zur Energiespeicherung herausgegeben [15]. Diese Empfehlungen beinhalten vor allem vorbereitende Schritte wie eine Bewertung des nationalen Speicherbedarfes, einer Unterstützung bei der Entwicklung und Innovationen von Speichern oder einer Empfehlung, Speichereinheiten in abgelegenen Orten der EU weiter auszubauen. Eine konkrete, ganzheitliche Strategie jedoch fehlt bisher.

1.1 Motivation

Auch in der wissenschaftlichen Literatur ist das Phänomen volatiler erneuerbarer Energien, welche einen Bedarf an Ausgleichsmaßnahmen für Energiesysteme erzeugen, bekannt. Im Kontext eines erneuerbaren Europas zeigen unterschiedliche Veröffentlichungen, dass für ein stabiles Energiesystem elektrische Speicher von bis zu 6% der Jahresstromnachfrage [16], sowie Backupkapazitäten von bis zu 66% [10] der mittleren Jahresstromnachfrage benötigt werden. Dies impliziert, dass es bei einer Realisierung der Speichermenge möglich wäre, stabile erneuerbare Energiesysteme zu betreiben. Es stellt sich im Folgenden jedoch

die Frage, ob solch ein Energiesystem ökonomisch optimal ist oder ob es unter Umständen nicht sinnvoller wäre, den Speicherausbau zu begrenzen und Energieausfälle in Kauf zu nehmen. Darüber hinaus stehen einem Energiesystem neben der Speicherung weitere Flexibilitätsoptionen wie einem Energietransport, der Nutzung von regelbaren erneuerbaren Energien oder einer Sektorkopplung mit Wasserstoff zur Verfügung [17, 18]. Bisher gibt es noch keinen einheitlichen Vergleich, welchen Einfluss die diversen Flexibilitätsoptionen in den weltweiten Energiesystemen auf die Energieausfälle haben. Der Zusammenhang zwischen den Flexibilitätsoptionen und der Stabilität von erneuerbaren Energiesystemen ist jedoch nach den Überlegungen aus dem vorherigen Abschnitt für das Gelingen der Energiewende unabdingbar.

1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit

Das Ziel der Arbeit ist es, diese Forschungslücke zu schließen. Dazu sollen im Hinblick auf die erneuerbaren, globalen Energiesysteme im Jahr 2050 die folgenden Forschungsfragen beantwortet werden:

1. Wie häufig treten ökonomisch optimale Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen auf?
2. Was löst Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen aus?
3. Welche Gegenmaßnahmen können Energieausfälle verringern?
4. Welche Maßnahmen sind notwendig, um stabile Energiesysteme zu bauen?

Dazu wird die Arbeit in vier inhaltliche Kapitel unterteilt.

Nach der Beschreibung der Motivation und der Zielsetzung der Arbeit im ersten Kapitel behandelt das zweite Kapitel die notwendigen techno-ökonomischen Grundlagen und bisherigen Literaturergebnisse. In diesem Kapitel wird zudem aufgezeigt, dass die Betrachtung von konzentrierter Solarkraft (CSP) und Geothermie notwendig ist, um die regelbaren erneuerbaren Energien in der dritten Fragestellung bewerten zu können. Ebenso werden zur ganzheitlichen Analyse der Gegenmaßnahmen Wasserstoffsalzkavernern zur Langzeitspeicherung betrachtet. Daher beschreiben die Abschnitte 2.2 - 2.4 die Grundlagen und bisherigen Erkenntnisse zu den globalen techno-ökonomischen Potentialen von CSP, Geothermie und Wasserstoffsalzkavernern. Abschnitt 2.5 beschreibt die technologieübergreifenden Daten und Methodiken dieser Arbeit.

Im dritten Kapitel wird die benutzte Methodik zur Analyse von globalen Energieausfällen in erneuerbaren Energiesystemen beschrieben. Das dritte Kapitel ist analog zu Kapitel zwei in die Abschnitte Ausfälle, Geothermie und Wasserstoffsalzkavernen unterteilt. Der Abschnitt 3.1 zu den Ausfällen leitet dabei her, welcher Energiesystemansatz notwendig ist, um ökonomische Energieausfälle zu betrachten. Die Abschnitte 3.2 - 3.4 zeigen auf, wie techno-ökonomische, globale Potentiale von CSP, Geothermie und Wasserstoffsalzkavernern zur Analyse globaler Ausfälle berechnet werden können.

Das vierte Kapitel stellt diese globalen Potentiale vor, die anschließend in den Energiesystemmodellen dieser Arbeit integriert werden. Die Vorstellung der Potentiale ist dabei analog zu den vorherigen Kapiteln nach Technologien aufgeteilt.

Anschließend beantwortet das fünfte Kapitel die oben erwähnten Forschungsfragen. Dazu werden zuerst in Abschnitt 5.1 die relevanten, allgemeinen Aspekte der globalen erneuerbaren Energiesysteme vorgestellt. Die Abschnitte 5.2 und 5.3 gehen auf die erste und zweite Forschungsfrage hinsichtlich des Auftretens und der Ursachen von Energiesystemausfällen in erneuerbaren Energiesystemen ein. Die dritte Forschungsfrage, nämlich das Design von stabilen, erneuerbaren Energiesystemen, wird in Abschnitt 5.4 behandelt. Mithilfe des Abschnittes 5.5 und 5.6 wird die letzte Forschungsfrage beantwortet, welche eine ganzheitliche Untersuchung des Einflusses unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen auf Energieausfälle anstrebt.

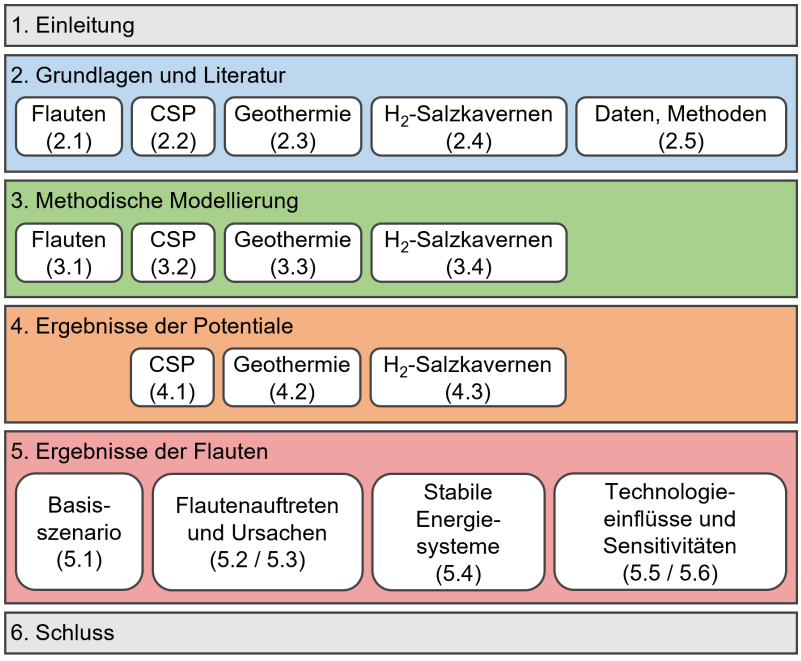


Abbildung 1.1: Aufbau der vorliegenden Arbeit

2. Literatur und Grundlagen

Dieses Kapitel beschreibt die aktuelle wissenschaftliche Literatur und die technischen Grundlagen zu dein einzelnen Themen dieser Dissertation. Die Inhalte gliedern sich in die Grundlagen der Flauten und Ausfälle, CSP, Geothermie und Salzkavernen. Zum Schluss werden die übergreifenden methodischen Grundlagen erläutert.

2.1 Grundlagen von Flauten und Ausfällen

Aufgabe eines Energiesystems ist es, eine benötigte Energienachfrage idealerweise jederzeit an jedem Ort bereitzustellen. Dazu muss dieses in der Lage sein, regional und temporal Unterschiede in der Nachfrage ausgleichen zu können. Fossile Energiequellen sind prinzipiell regelbar und können somit schwankende Nachfragen kompensieren. In erneuerbaren Energiesystemen unterliegt die Stromerzeugung Schwankungen durch volatile erneuerbare Energiequellen. Diese sind vor allem durch Windkraft, Solarkraft und Wasserkraft abhängig von Wetterereignissen [19]. Durch Erzeugungsschwankungen von nicht regelbaren erneuerbaren Energien kann es vorkommen, dass die Nachfrage nicht gedeckt wird und damit Ausfälle entstehen. Um das Auftreten von Ausfällen in globalen erneuerbaren Energiesystemen zu untersuchen, widmet sich dieses Kapitel der Entstehung von Ausfällen und dem aktuellen Stand der Forschung über Ausfälle in erneuerbaren Energiesystemen. Dazu werden zuerst die Begriffe Ausfäll und Flaute definiert, welche Ursachen Flauten haben und wie Versorgungssicherheit in bisherigen Energiesystemen definiert wird. Um zukünftige Energiesysteme zu betrachten, wird im Weiteren auf die Kostenoptimalität von Energiesystemen und auf die Kosten von Versorgungsausfällen eingegangen. Zum Schluss werden Studien der Literatur betrachtet und die Forschungsfrage abgeleitet.

2.1.1 Definition und Ursache von Ausfällen in erneuerbaren Energiesystemen

Eine volatile, nicht regelbare, Stromeinspeisung in Kombination mit einer fixen, zeitlich und räumlich verteilten Energienachfrage führt dazu, dass Phasen der Unterversorgung, auch ”Flauten” genannt, auftreten können. Der Begriff Flaute ist dabei in der Literatur nicht einheitlich definiert. So unterscheidet Raynaud et al. [20] zwischen Energieerzeugungsflauten (EEF), welche die Einspeisung P_{RES} mit einem arbiträr gewähltem Grenzwert vergleicht,

$$b_{EEF}(t) = \begin{cases} 0 & P_{RES} > \text{Grenzwert} \\ 1 & P_{RES} \leq \text{Grenzwert} \end{cases} \tag{2.1}$$

und Energieversorgungsflauten (EVF), welche die Einspeisung mit der Nachfrage P_{dem} vergleicht:

Tabelle 2.1: Auftreten von Volatilität der variablen erneuerbaren Energiequellen aus Wind, Wasser und Solar zwischen 1983 und 2012 in Europa. [20]

Technologie	Zeitskala	Räumliche Variabilität
Windkraft	Kurzzeitig (1-7 Tage)	geringe Unterschiede
Wasserkraft	Langzeitig (Monate)	geringe Unterschiede
Solarkraft	Kurzzeitig (< Tage) und Langzeitig (Monate)	Längengradabhängig

$$b_{EVF}(t) = \begin{cases} 0 & P_{RES} > P_{dem} \\ 1 & P_{RES} \leq P_{dem} \end{cases} \tag{2.2}$$

Die Binärvariable b beschreibt das Auftreten einer Flaute zum Zeitpunkt t. Erzeugungsflauten sind damit lediglich von den Wetterbedingungen abhängig, wohingegen Versorgungsflauten zusätzlich von der Nachfrage abhängen. Die beiden Definitionen sind jedoch, wie in Abschnitt 2.1.6 gezeigt wird, nicht eindeutig, da die Definitionen unterschiedlich in der Literatur interpretiert werden. Zum Beispiel vergleicht Ryberg [10] die Nachfrage und Erzeugung in einem regional aufgelösten Energiesystem stündlich, wohingegen Raynaud et al. [20] die tägliche und technologieindividuelle Erzeugung auf Länderebene mit der täglichen Nachfrage betrachten.

Die Ursache einer Flaute liegt in der Abhängigkeit von Wind-, Solar- und Wasserkraft von den wetterbedingten Schwankungen und klimatischen Veränderungen der volatilen Ressourcen Wind, Sonne und Wasser. Diese Abhängigkeiten von Wetterphänomenen führen zu Schwankungen der Erzeugungsleistungen von Wind-, Solar- und Wasserkraft. Nach Raynaud et al. [20], welche die Variabilität der täglichen Erzeugungsleistungen in Europa betrachten, ergeben sich charakteristische Zeiträume, in denen die Wind-, Solar- und Wasserkraft eine geringe Einspeisung zeigen (siehe Tabelle 2.1). Windkraft weist durchschnittlich verringerte Einspeisungen über einen Zeitraum von 1-7 Tagen auf, wohingegen kaum lange Erzeugungsflauten auftreten. Es zeigt sich, dass eine Windeinspeisung damit eine hohe Stabilität auf einer Zeitskala größer als Wochen aufweist, allerdings auf kleinen Zeitskalen (< Tage) stark volatil ist. Im Gegensatz dazu steht Wasserkraft. Hier haben hydrologische Prozesse und unterirdische Wasserspeicher eine Tiefpassfilterwirkung auf die schwankenden Zeitreihen der Niederschläge. Dadurch treten kaum kurzweilige Schwankungen auf, jedoch können über Monate hinweg geringere Einspeiseleistungen aufgrund geringer Niederschlagsmengen oder Speicherungen von Wasser in Schnee und Eis auftreten. Die Einspeisung von Solarkraft zeigt Schwankungen auf kurzen sowie langen Zeitskalen. Schwankungen treten sowohl kurzzeitig (<Tage) aufgrund von Wetterbedingungen, aber auch saisonal (2-3 Monate) durch den jahreszeitlich variierenden Sonnenstand auf. Darüber hinaus zeigt die Studie, dass räumliche Unterschiede der Erzeugungsflauten für Windkraft und Wasserkraft gering sind. Nur bei Solarkraft zeigt sich ein Trend, dass der Längengrad über die Dauer der Wintermonate einen Einfluss auf solare Erzeugungsflauten hat. [20]

Von einer Flaute abzugrenzen sind physikalische Stromausfälle. Nach der Definition der Energieerzeugungsflauten und Energieversorgungsflaute in diesem Abschnitt beschreiben physikalische Stromausfälle eine Phase geringer Einspeisung. Aufgrund von Flexibilitätsoptionen im Energiesystem muss während einer Flaute kein physikalischer Ausfall entstehen, da zum Beispiel Speicher die Versorgung übernehmen können (siehe Abschnitt 2.1.3). Es existieren verschiedene Arten von physikalischen Ausfällen: Blackouts und Brownouts.

Blackouts beschreiben ”einen unvorhergesehenen und großflächigen Ausfall der Stromversorgung für unbestimmte Zeit, also einem unkontrollierten Zusammenbruch des Stromnetzes” [21]. Dahingegen sind Brownouts temporäre Teilunterbrechungen des Stromversorgung. Kontrollierte Brownouts sind eine gezielte Lastreduktion der Übertragungsnetzbetreiber und beschreiben die letztmögliche Maßnahme zur Systemstabilisierung. Hierbei werden Teile der Stromverbraucher unter Vorwarnung vom Netz getrennt. Unkontrollierte Brownouts beschreiben unvorhergesehene kurzzeitige Spannungsabfälle. [21]

Um diesen Unterschied zwischen Flauten und Ausfällen gerecht zu werden, wird in dieser Arbeit zusätzlich zu der Definition der Energieerzeugungsflauten und Energieversorgungsflaute nach Raynaud [20] der Begriff Energiesystemausfall(ESA) definiert. Dieser beschreiben Ausfälle, welche nicht ausschließlich durch einen Zeitreihenvergleich wie bei den Energieversorgungsflauten definiert sind, sondern eine genaue Energiesystemodellierung inklusive der Flexibilitätsoptionen ergeben. Nach dieser Systematik findet ebenfalls die Unterteilung der Literatur in Abschnitt 2.1.6 statt.

Flaute:
Periode verringerter Einspeisung gegenüber Grenzwert

- Energieerzeugungsflaute:
  Einspeisung unterhalb eines definierten Grenzwertes
- Energieversorgungsflaute:
  Einspeisung unterhalb der Stromnachfrage

Energiesystemausfall:
physikalischer Ausfall von Strom in einem (modellierten) Energiesystem

- Brownout:
  kontrollierter Teilausfall als letzte Stabilisierungsmaßnahme
- Blackout:
  Vollständiger Ausfall des Energiesystems

Abbildung 2.1: In dieser Arbeit genutzte Systematik von Flauten und Ausfällen angelehnt an Raynaud et al. [20][21]

2.1.2 Definition von Versorgungssicherheit in fossilen Energiesystemen

In der praktischen Anwendung der Netzbetreiber werden Ausfälle unter der Bezeichnung Versorgungssicherheit diskutiert. Hierbei geht es aber aufgrund des historisch fossilen Aufbaus von Energiesystemen weniger um den Einfluss von Volatilitäten in der Energiebereitstellung als eher um die Qualität in Form einer unterbrechungsfreien Energieversorgung. Diese wird mit Metriken wie der erwarteten, nicht bereitgestellte Energie (Expected Energy not Served, $EENS$), welche die nicht bereitgestellte Energiemenge pro Zeitraum, häufig pro Jahr, beschrieben [22]

$$EENS = \int_t P_{loss}(t)dt \tag{2.3}$$

Ebenso wird die Ausfallerwartung (Loss of Load Expectation, $LOLE$) eines Energiesystems über einen bestimmten Zeitraum [23] betrachtet:

$$LOLE = \frac{\int_t P_{loss}(t)dt}{\int_t P_{dem}(t)dt} \tag{2.4}$$

Hierbei beschreibt t die Zeit und P_{loss} die Verlustleistung. Diese Metriken werden zum Beispiel aktuell in der EU genutzt, um die Versorgungssicherheit zu garantieren [24]. Dazu werden die realen Ausfalldauern der jeweiligen Energiesysteme mit den Zielwerten des $LOLE$

verglichen und basierend darauf Ausbaumaßnahmen getroffen. Die Zielwerte liegen je nach Mitgliedsland zwischen $LOLE$ <1 h/a und $LOLE$ <15 h/a und beschreiben maßgeblich die Stabilität des Energiesystems [24]. Global treten Energieausfälle zwischen 0,1 mal pro Monat in entwickelten Ländern wie Österreich und 41,9 Ausfällen pro Monat in Papua Neuguinea auf [25].

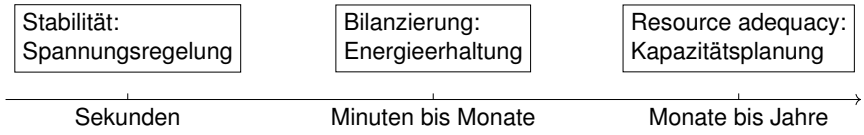


Abbildung 2.2: Zeitskalen der Versorgungssicherheit nach IEA [26]

Versorgungssicherheit wird im allgemeinen auf verschiedenen Zeitskalen betrachtet (siehe Abbildung 2.2). Die IEA [26] unterscheidet hier zwischen Stabilität, Bilanzierung und Ressourcenangemessenheit. Ersteres beschreibt die Sicherstellung der Netzfrequenz und liegt dabei auf Zeitskalen unterhalb von Sekunden [26]. Stabilität wird in der Regel durch Fault-Ride-Through-Standards, welche den Betrieb von Komponenten im Energiesystem auch bei Spannungsschwankungen sicherstellen [27], sowie durch Schwungradspeicher und durch Kondensatoren ermöglicht [28]. "Resource Adequacy" beschreibt die langfristige Planung der Netzsicherheit in einem Zeitraum von bis zu mehreren Jahren und bestimmt daher primär die Kapazitätsausbauszenarien [26]. Dazwischen liegt die Aufgabe der Bilanzierung, welche eine Zeitskala von Minuten zu Tagen abdeckt. Bilanzierung beinhaltet das Ausbalancieren von Erzeugung und Nachfrage unter Berücksichtigung aller Flexibilitätsoptionen im Energiesystem und betrachtet damit den Betrieb des Energiesystems mit gegeben Ausbaukapaziäten [26]. Die Betrachtung von Ausfällen findet primär auf der Bilanzierungs-Ebene statt [26, 19]. Allerdings hat die Energiesystemauslegung auf der Adequacy-Zeitskala einen hohen Einfluss auf die Entstehung von Ausfällen, da mit unterschiedlichem Kapazitätsausbau das Auftreten von Ausfällen gefördert und verringert werden kann [10]. Das folgende Kapitel geht genauer auf den ökonomischen Einfluss des Kapazitätsausbau auf die Ausfälle bzw. Versorgungssicherheit ein.

2.1.3 Flexibilitätsoptionen bei Flauten

Wie bereits beschrieben, werden Energiesysteme betrieben, um die Erzeugung und die Nachfrage zu balancieren. Um dies zu ermöglichen, existieren verschiedene Möglichkeiten das Energiesystem zu regeln. Diese werden in diesem Kapitel als Flexibilitätsoptionen dargestellt und können als Maßnahmen gesehen werden, Ausfällen in Energiesystemen entgegenzuwirken. Die Flexibilitätsoptionen werden genutzt, um Anforderungen abzuleiten, welche sich für die Betrachtung von Ausfällen in erneuerbaren Energiesystemen ergeben.

Heider et al. [17] definieren Flexibilität als „die Fähigkeit eines Stromsystems, seinen Betrieb an vorhersehbare oder unvorhersehbare Veränderungen im Verhalten des Energiesystems anzupassen ". Im Allgemeinen lassen sich Maßnahmen nach Tabelle 2.2 in technische, operative und ökonomische Maßnahmen kategorisieren.

Technisch gesehen gibt es verschiedene Möglichkeiten, eine Stromnachfrage zu decken. Klassischerweise wird und wurde die Regelung in fossilen Energiesystemen durch regelbare Einspeisung, auch Erzeugungsflexibilität genannt, umgesetzt [29]. Auch erneuerbare

Tabelle 2.2: Flexibilitätsoptionen in Energiesystemen unterteilt in technische, operative und ökonomische Optionen [17, 18]

Technisch	Operativ	Ökonomisch
Erzeugungsflexibilität	Betriebsstrategie	Marktdesign
Nachfragemanagement	Vorhersagen	Regulationsdesign
Speicher		Netzdienstleistungen
Netze		
Sektorkopplung		

Energien haben eine Flexibilität der Erzeugungsseite durch Abregelung (Curtailment) der Erzeugungsanlagen. Jedoch ist diese Option bei variablen erneuerbaren Energieressourcen durch Wetterschwankungen eingeschränkt, wohingegen die Erzeugungsflexibilität bei regelbaren erneuerbaren Energien vollständig zur Verfügung steht (siehe Abschnitt 2.1.1). [17]

Nachfragemanagement bezeichnet die Anpassung der Energienachfrage eines Energiesystems an dessen Energieverfügbarkeit. Allgemein betrachtet dreht das Nachfragemanagement den Ansatz des nachfragegeführten Betriebs von fossilen Erzeugungsanlagen um, indem eine erzeugungsgeführte Energienachfrage angestrebt wird. In der aktuellen Praxis wird ein Nachfragemanagement bereits bei großen industriellen Verbrauchern umgesetzt. Mechanismen zur Umsetzung sind eine direkte Steuerung und Preisanreize mittels flexibler Tarife. Die Nachfrageflexibilität kann mittels der verschiebbaren Energiemenge, der Verschiebezeit und der Erholungsdauer bewertet werden. Die Erholungsdauer beschreibt die Zeit bis zur erneuten Nutzbarkeit der verschiebbaren Nachfrage. [17]

Reichen Erzeugungs- und Nachfrageflexibilitäten nicht aus, können zeitliche Unterschiede durch Speicher überbrückt werden. Hierfür stehen verschiedene Speichertechnologien auf verschiedenen Zeitskalen zur Verfügung. Zur Stabilität der Netzspannung (siehe Abschnitt 2.1.2) stehen vor allem Schwungradspeicher und Kondensatoren zur Verfügung. Auf der Zeitskala der Bilanzierung von Minuten bis Monaten werden vor allem Pumpspeicherkraftwerke genutzt, allerdings bieten sich ebenso Batterien und Druckspeicherkraftwerke an für eine Speicherdauer von bis zu wenigen Tagen an. Zur saisonalen Speicherung sind vor allem chemische Speicher wie Kavernenspeicher geeignet, welche aktuell mit Erdgas genutzt werden und in Zukunft mit Wasserstoff genutzt werden können. Die Flexibilität von Speichern wird durch ihr Kapazität und ihre Leistung bestimmt. [17, 18]

Im Kontrast dazu werden Netze genutzt, um geografische Unterschiede in Erzeugung und Nachfrage auszugleichen. Die Flexibilität von Netzen ist durch ihre maximale Übertragungskapazität und dem Status des Netzausbau begrenzt. [17]

Die letzte technische Möglichkeit zur Erhöhung der Flexibilität ist die Sektorkopplung. Eine Sektorkopplung verbindet verschiedene Sektoren wie den Stromsektor mit zum Beispiel Wasserstoff oder Wärmesektoren und ermöglicht es, die Transport- und Speichermöglichkeiten der verbundenen Sektoren zu nutzen. Daher wirkt eine Sektorkopplung im Allgemeinen wie eine Kombination der anderen obigen Technologien. [17]

Neben den technologischen Flexibilitätsoptionen beschreibt die operative Strategie, auf welche Weise technische Optionen genutzt werden. Dazu gehören die Betriebsstrategie selber

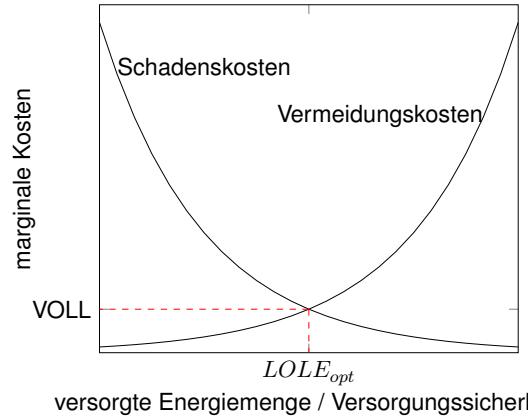


Abbildung 2.3: Value of Lost Loads (VOLL) aus dem Schnittpunkt von Schadens- und Vermeidungskosten bei Stromausfällen [30][31]

sowie den Einsatz von Reserveleistung, Regelleistung und Speicherreserven. Ebenso zählen die Nutzung von Smart Grids zu dieser Kategorie. Durch die Vorhersage von Energiesystemzuständen kann ebenfalls die Nutzung vorhandenen Ressourcen optimiert werden. Ökonomische Randbedingungen der Flexibilität ergeben sich durch das Design des Marktes und durch regulatorische Randbedingungen. [17]

Die beschriebenen Optionen können unterschiedlich genutzt werden, um zur Stabilisierung volatiler Energieerzeugung beizutragen. Um diesen Effekt in dem erneuerbaren Energiesystem dieser Arbeit betrachten zu können, ergeben sich Anforderungen an die Modellierung. Von den drei verschiedenen Kategorien der technischen, operativen und ökonomischen Flexibilitätsoption liegt der Fokus der Modellierung auf den technischen Flexibilitätsoptionen. Hier stehen verschiedene erneuerbare Energien mit unterschiedlichen Graden an Erzeugungsflexibilitäten zur Verfügung. Dies sind einerseits die variablen Erzeugungstechnologien wie Wind und PV, andererseits regelbare Technologien wie Solarthermie und Geothermie oder Biomasse. Ebenso gibt es unterschiedlich zu integrierende Kategorien bei der zeitlichen Flexibilität von Energiesystemen auf verschiedenen Zeitskalen von der Bilanzierung bis hin zur saisonalen Speicherung. Außerdem ist die regionale Flexibilität sowie eine Sektorkopplung im Kontext von Flauten von hoher Relevanz.

2.1.4 Kostenoptimale Energiesicherheit von Energiesystemen

In den vorherigen Abschnitten wurde beschrieben, warum Flauten in existierenden Energiesystemen auftreten. In zukünftigen Energiesystemen jedoch können Kapazitäten von Energiesystemkomponenten geplant und ausgebaut werden. Kann eine einzelne Komponente, wie zum Beispiel ein Wasserstoffkavernenspeicher in sehr großen Dimensionen gebaut werden, könnten Energiesysteme rein technisch so weit ausgebaut werden, dass keine Ausfälle auftreten, da besagter Speicher immer genügend Energie liefern könnte. In der Realität gibt es allerdings neben den technischen auch ökonomische Restriktionen der Energiesysteme. Diese können makroökonomisch als Kosten abhängig von der versorgten Energiemenge wie in Abbildung 2.3 dargestellt werden.

Ökonomisch betrachtet findet in Energiesystemen ein Kompromiss zwischen den Kosten für den weiteren Ausbau des Energiesystems, den Vermeidungskoste, und den Kosten für Energiesystemausfälle, den Schadenskosten, statt [30]. Die Vermeidungskosten bestehen überwiegend aus Kosten für ein Stand-by-Equipment wie zum Beispiel Notstromaggregate, für Speicher, für Kosten eines Netzausbaus, während die Schadenskosten (siehe Abschnitt 2.1.5) die Kosten durch den Ausfall des Energiesystems beschreiben [30]. Sind die marginalen Vermeidungskosten gleich der marginalen Schadenskosten, ergeben sich minimale volkswirtschaftliche Gesamtkosten, so dass dies den ökonomisch angestrebten Zustand darstellt [30]. An diesem Schnittpunkt liegt der ökonomisch optimale, erwartete Versorgungsausfall (loss of load expectation, $LOLE_{opt}$) vor. Die in diesem Zustand vorliegenden, optimalen marginalen Kosten des Lastverlustes werden als Value of Lost Load (VOLL) bezeichnet [30, 32]. Dieser Wert kann mittels verschiedener Methoden berechnet werden (siehe Abschnitt 2.1.5). Anhand der marginalen Kosten des Kapazitätszubaus (cost of new capacity or entry, $CONE$) kann die erwartete Verlustleistung mithilfe des VOLL berechnet werden [31]:

$$LOLE_{opt} = \frac{CONE}{VOLL} \tag{2.5}$$

Mithilfe dieser Gleichung kann bei bekannten Kosten für den Energiesystemausbau ($CONE$) und bekanntem VOLL die Ausfallwahrscheinlichkeit kostenoptimal ausgebauter Energiesysteme berechnet werden. Der Zusammenhang zwischen $VOLL$ und $LOLE$ wird bereits in der industriellen Anwendung genutzt, um einen optimalen Netzausbau zu planen [33]. So werden zum Beispiel in Großbritannien anhand des Value of Lost Load Ausschreibungen am Kapazitätsmarkt des Stromnetzes durchgeführt [31].

Auch in der EU wird dieser Ansatz genutzt, um den Zuverlässigkeitsstandard der Bieterzonen zu setzen. Nach der in 2019 inkraftgetretenen Verordnung 2019/493 der EU [34], müssen EU-Mitgliedsländer Zuverlässigkeitsstandards nach der ”VOLL/CONE/RS”-Methode [35] berechnen, wobei RS für ”reliability standard”, also Zuverlässigkeitsstandard steht. Dieser Ansatz nutzt den gleichen Zusammenhang wie in Gleichung 2.5, um die $LOLE$ je Bieterzone zu berechnen, welche dann als Zielvorgabe für die Ressourcenangemessenheitsbewertung gesetzt wird. An dieser Zielvorgabe orientieren sich die Notwendigkeit von Steuerungsmaßnahmen wie Kapazitätsmärkte [36]. Zusätzlich wird eine minimale Kapazitätsreserve herangezogen, die aus Stabilitätsgründen ausgebaut werden soll. Die Kapazitätsreserve stammt aus nationalen und europäischen Ressourcenangemessenheitsbewertungen [35]. Grund hierfür ist, dass der Ansatz des $VOLL$ zu einer volkswirtschaftlich günstigsten Versorgung führt, während des Ansatz der $LOLE$ lediglich einen möglichen Standard setzt [24]. Im Jahre 2021 hatten bereits 11 von 27 Mitgliedsländern der EU den Zuverlässigkeitsstandard berechnet und 10 von 27 Mitgliedsländern haben eingreifende Maßnahmen eingeleitet, um diesen sicherzustellen [24].

Im Kontext dieser Arbeit bedeutet der Zusammenhang aus der Gleichung (2.5), dass in zukünftigen Energiesystemen die Auftrittswahrscheinlichkeit von Energiesystemausfällen direkt von der Kapazitätsauslegung und damit von den Ausbauszenarien abhängt und folglich implizit durch das Design des Energiesystems vorgegeben ist. Daher ist der Energiesystemausbau von entscheidender Bedeutung für das Auftreten von Ausfällen in Energiesystemen. Das Verhältnis der marginalen Kosten des Kapazitätszubaus $CONE$, welches in Energiesystemmodellen enthalten ist, und dem $VOLL$ ist hier eine entscheidende Metrik, um den optimalen Ausbaugrad zu bestimmen. Auf die Bestimmungsmethode des VOLL für diese Arbeit geht das folgende Kapitel ein.

Tabelle 2.3: Methoden zur Bestimmung des Value of Lost Load $VOLL$ nach Swinand et al. [31] und Schröder et al. [30]

Name	Beschreibung	Bewertung
aufgedeckte Präferenzen:		
Blackoutstudien	Kosten realer Stromausfälle	genauste Methode, aber stark datenlimitiert
Makroökonomische Ansätze	Bruttowertschöpfung je Stromnachfrage	einfache Anwendung und gute sektorale Aufteilung, vereinfachte Annahmen
genannte Präferenzen:		
Choice Experiments	Bestimmung der Willingness to pay/accept	gute Abbildung verschiedener Einflussfaktoren, aber Verfälschung der Ergebnisse und hoher Zeitaufwand
Contingent Valuation	Bestimmung der Willingness to pay/accept	

2.1.5 Kosten von Versorgungsausfällen

Treten Versorgungsflauten in Energiesystemen auf, führt dies zu Folgekosten für die Wirtschaft und die privaten Haushalte. Die Folgekosten sind Opportunitätskosten für ungenutzte Ressourcen der Industrie, Kosten durch Betriebsstörungen in Produktionsprozessen, Schaden an Kapitalgütern und Kosten für geringere Freizeitaktivitäten. Die Höhe der Kosten wird von technischen, nachfrageseitigen und sozialen Faktoren beeinflusst. Zu den technischen Faktoren gehören die Dauer, die Region, die Häufigkeit, die Uhrzeit und das Ausmaß des Ausfalls und das Vorhandensein einer Frühwarnung. Diese Aspekte beeinflussen den ökonomischen Schaden eines Versorgungsausfalls. Ebenso spielen die Eigenschaften der Nachfrageseite, wie die Anzahl der Stromnachfrager, der Anteil der ohne Strom substituierbaren Prozesse oder die Existenz von Stand-by-Equipment sowie kulturelle und soziale Verhaltensweisen, eine Rolle. [30]

Da der Value of Lost Load nicht am Markt gehandelt wird, kann sein Wert nicht explizit am Markt abgelesen werden. Stattdessen wird dieser durch verschiedene wissenschaftliche Methoden hergeleitet [37]. Methoden zur Bestimmung des $VOLL$ unterteilen sich in aufgedeckte und genannte Präferenzen (revealed vs. stated preferences) [31]. Aufgedeckte Präferenzen beziehen sich auf ein tatsächlich gezeigtes Verhalten und werden damit genauer als genannte Präferenzen bewertet [31]. Genannte Präferenzen können mittels Befragungen oder Auswahlexperimenten zur ”willingness to pay” oder ”willingness to accept” bestimmt werden [30]. Dabei werden Marktteilnehmer befragt, inwieweit sie bereit sind, für eine erhöhte Energiesicherheit einen monetären Mehraufwand in Kauf zu nehmen. Zur Bestimmung der aufgedeckten Präferenzen gibt es vor allem zwei Möglichkeiten: Erstens, die Kosten von nicht bereitgestellter Energie aus Fallstudien und von bereits stattgefundenen Ausfällen zu bewerten, oder zweitens, diese mittels makroökonomischer Methoden herzuleiten [31]. Während erstere die genausten Ergebnisse liefert, sind die realen Möglichkeiten aufgrund weniger Ausfälle stark beschränkt [30]. Demgegenüber stehen makroökonomische Ansätze. Diese stellen zwar häufig eine Vereinfachung dar, da sie zum Beispiel den Einfluss von Vorwarnzeiten und weiteren Faktoren nicht berücksichtigen [30]. Trotzdem ermöglicht der Ansatz, basierend auf wenigen Daten, bereits Aussagen über den VOLL mit hoher sek-

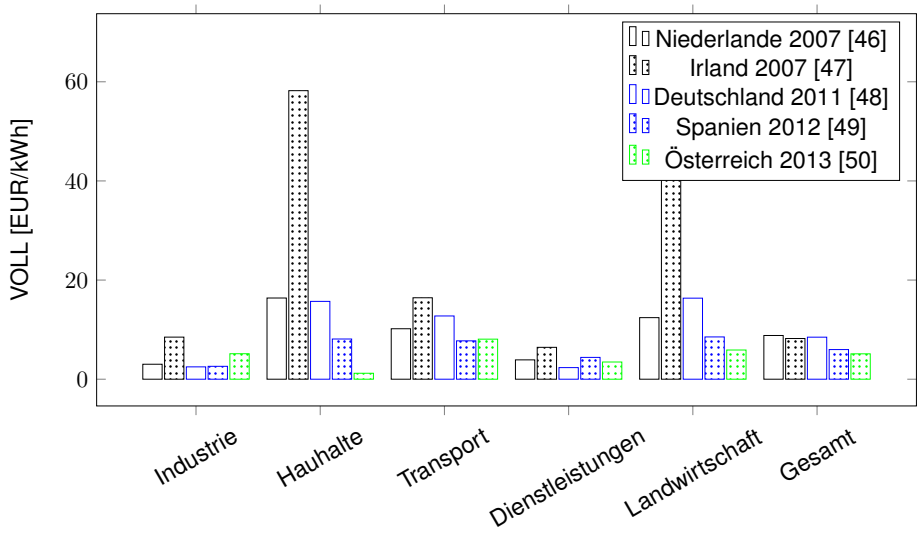


Abbildung 2.4: Sektorale Aufteilung des Value of Lost Load anhand europäischer Studien

toraler und räumlicher Auslösung zu treffen [30].

Einer der makroökonomischen Ansätze berechnet den $VOLL$ mithilfe des Produktionsfaktorenansatzes [30]. Dieser definiert für eine Volkswirtschaft den VOLL als das Verhältnis der Bruttowertschöpfung (Gross Value Added, GVA) zur dafür eingesetzten Energie E_{dem} [38]:

$$VOLL = \frac{GVA}{E_{dem}} \tag{2.6}$$

Dabei wird angenommen, dass die gesamte Wertschöpfung des Landes von der Nutzung von Strom direkt oder indirekt abhängt [30]. Aufgrund der hohen globalen Datenverfügbarkeit der Bruttowertschöpfung [39] und der Stromnachfrage [40, 41] ist der Ansatz damit besonders gut für globale Anwendungen geeignet. Auch lassen sich beide Größen anhand von Szenarien bis 2050 fortschreiben [42, 43, 44]. Die Gleichung (2.6) kann dabei sowohl regional als auch sektoral beliebig aufgeteilt werden. Im Allgemeinen wird dabei auf Länderebene mindestens zwischen Industrie und privaten Haushalten unterschieden, wobei manche Studien bis zu 19 verschiedene Sektoren betrachten [45]. In Abbildung 2.4 sind für ausgewählte Studien der Value of Lost Load nach fünf Sektoren dargestellt.

Zu sehen ist, dass sich relevante Unterschiede zwischen den Sektoren ergeben. Es zeigt sich, dass die Industrie und die Landwirtschaft in allen Studien geringe VOLL aufzeigen, wohingegen der Transportsektor und die privaten Haushalte deutlich höhere Folgekosten im Fall eines Stromausfalles tragen müssten. Im Mittel zeigt sich, dass der VOLL der betrachteten europäischen Länder auf einem ähnlichen Niveau, zwischen 5 und 9 EUR_{2022}/kWh, liegt. Eine Studie der CEPA [51] bestimmt den VOLL in Ländern der europäischen Union auf Kosten zwischen 1,50 EUR_{2022}/kWh in Bulgarien und 22,94 EUR_{2022}/kWh in den Niederlanden. Damit liegen die Kosten für Versorgungsausfälle deutlich oberhalb der Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien in 2021, welche unterhalb von 0,05 EUR_{2022}/kWh für PV liegen [52]. Während in Europa und Nordamerika der VOLL aktiv zum Design von Energiesystemen genutzt wird, ist global die Datenlage zum VOLL auf wenige Studien beschränkt. Ahmadian et al. [53] ermitteln einen VOLL von 0,82 EUR_{2022}/kWh für den Iran, Mandelli et al.

[54] einen Wert von 0,33 EUR_{2022}/kWh für Uganda. Das Ergebnis beider Studien legt nahe, dass der VOLL in Entwicklungsländern um eine Größenordnung unterhalb des VOLL in entwickelten Ländern liegt. Trotz der geringeren Anwendung des VOLL für Entwicklungsländer in der Forschung, empfehlen Mandelli et al. [54] explizit die Nutzung des VOLL zur Kapazitätsplanung von Energiesystemen in Entwicklungsländern aufgrund der Kostenoptimalität [54].

In der Literatur findet der Value of Lost Load (VOLL) im Kontext von Energiesystemmodellierungen bisher wenig Betrachtung. Lediglich Shen et al [55] nutzen diesen um eine Ausbauplanung innerhalb eines Energiesystems zu modellieren. Eine mathematisch äquivalente Vorgehensweise ist die Penalty-Funktion [10] [56]. Diese relaxiert die Energieerhaltungsgleichung der Energiesystemoptimierung und fügt eine Strafe in der Zielfunktion ein. Dieses Vorgehen wird unter anderem von Ryberg [10] und Yu et al. [56] genutzt, um Ausfälle in der Energiesystemmodellierung zu ermöglichen.

2.1.6 Flautenanalysen in der Literatur

In der Vergangenheit wurden bereits Studien zu Flauten in erneuerbaren Energiesystemen durchgeführt. Tabelle 2.4 gibt einen Überblick über verschiedene Studien. Diese sind im ersten Schritt nach der Art des Ansatzes kategorisiert, welcher sich in Energieerzeugungsflauten (EEF) und Energieversorgungsflauten (EVF) nach Raynaud [20] unterteilt. Darüber hinaus wird diese Definition um Energiesystemausfälle (ESA) erweitert. Flauten beziehen sich hier auf eine verringerte Einspeisung der erneuerbaren Energien, wohingegen Energiesystemausfälle die Reaktion eines Energiesystems beinhalten (siehe Abschnitt 2.1.1).

Acht Studien betrachten Energieerzeugungsflauten. Da diese Studien größtenteils zu ähnlichen Ergebnissen kommen, werden nicht alle Studien im Detail Beschrieben. Die Aussagen werden anhand von Ergebnissen von Handschy et al. [57] und Raynaud et al. [20] zusammengefasst, da diese einen repräsentativen Überblick über die Erzeugungsflauten geben. Handschy et al. [57] vergleichen basierend auf Windgeschwindigkeitsprofilen von neun Standorten in den USA die Komplementarität von Windeinspeiseprofile. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass die Dauer der Erzeugungsflauten – definiert als Zeiten, in denen die Einspeisung unter 5% liegt – für die aggregierte Erzeugung etwa sechzigmal kürzer ist als die Flautendauer einzelner Anlagen.[57]. Raynaud et al. [20] vergleichen für PV, Onshore Wind und Wasserkraft die Erzeugungszeitreihen über 30 Jahre mit einer täglichen Auflösung für jedes Land in Europa [20]. Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen: Flauten von PV weisen tägliche und saisonale Schwankungen auf, Wasserkraft primär saisonale Effekte [20]. Windkraft weist Volatilitäten von 1-7 Tagen Dauer auf, dafür aber eine hohe saisonale Stabilität. Die Ursachen für diese Muster sind regional unterschiedlich und verschieden stark ausgeprägt [20].

Darüber hinaus betrachten mehrere Studien Energieversorgungsflauten, welche die erneuerbare Stromerzeugung mit der Stromnachfrage vergleichen. So ermitteln Raynaud et al. [20] mittels täglicher Auflösung in Europa, dass die Dauer von Versorgungsflauten für PV zwischen 0 und 10 Tage höher liegt als die Dauer der Erzeugungsflauten. Damit weisen Solarkraft und Stromnachfrage eine schlechte zeitliche Übereinstimmung auf. Im Gegensatz dazu hat Wasserkraft eine besonders hohe zeitliche Abdeckung mit der Nachfrage, da die Dauer von Versorgungsflauten um 0 bis 15 Tage gegenüber den Energieerzeugungsflauten abnimmt. Windkraft weist nach Raynaud et al. [20] dagegen keine signifikante Änderung der

Tabelle 2.4: Existierende Studien zu Flauten in erneuerbaren Energiesystemen. Unterschieden werden Energieerzeugungsflauten (EEF), Energieversorgungsflauten (EVF) und Energiesystemausfälle (ESA)

Autor	Erzeuger	Flexibilitäts-optionen	Kapazitäten	Art
Handschy [57]	Onshore Wind	-	-	EEF
Raynaud [20]	PV, Onshore Wind, Wasserkraft	-	Mittelwert Ausbau gleich Nachfrage	EEF EVF
Ohlendorf [58]	Onshore Wind	-	-	EVF
Huneke [59]	PV, Onshore Wind, Wasserkraft, Fossile Kraftwerke	Wasserkraftwerke, Reelektrifizierung, Backupkraftwerke	politische Ziele	EVF
Otero [60]	PV, Onshore Wind	-	Kapazitäten 2017	EVF
Boston [61]	PV, Onshore Wind, Wasserkraft	Stromspeicher, Backupkraftwerke	120% Stromnachfrage	EVF
Rinaldi [62]	PV, Onshore Wind	Reelektrifizierung, Stromspeicher	Mittelwert Ausbau gleich Nachfrage	ESA
Weber [63]	Onshore Wind	Stromspeicher, Backupkraftwerke	Mittelwert Ausbau gleich Nachfrage	ESA
Ryberg [10]	PV, Onshore Wind, Biomasse, Wasserkraft	Stromnetze	Fix aus Studie	ESA

Flautendauer bei Energieversorgungsflauten auf. [20]

Zu ähnlichen Erkenntnissen kommen Ohlendorf et al. [58], welche anhand von vierzig stündlichen MERRA-2 Wetterjahren Versorgungsflauten in Deutschland auf der Basis existierender erneuerbarer Anlagen analysieren. Diese beschreiben im Allgemeinen eine gleichmäßige jährliche Verteilung von langfristigen Versorgungsflauten, wohingegen kurzfristige Flauten eher im Winter auftreten. Die maximale Flautendauer wird in der Studie mit 5-8 Tagen angegeben. Wie alle Studien implizit herausfinden, treten kurzzeitige (< Tage) Flauten bis zu 5 mal häufiger auf als langfristige (> Tage). Ohlandorf et al. schlussfolgern, dass die Bedeutung der kalten Dunkelflaute im Winter überschätzt wird. [58]

Huneke et al. [59] untersuchen in einer Studie das Auftreten einer kalten Dunkelflaute in Deutschland. Dazu betrachten diese stündlich aufgelöste, historische Einspeiseprofile inklusive der Importe aus Nachbarländern. Als Kapazitäten werden mit politischen Ausbauzielen für 2030 mit 231 GW PV, 190 GW Onshorewindkraft und 39 GW Offshorewindkraft angenommen. Huneke et al. zeigen, dass in Deutschland jedes zweite Jahr eine zweiwöchige "angespannte Situation" [59] auftreten kann. Diese können zwar durch Backupkapazitäten aus dem Ausland entschärft werden, allerdings reicht ein Import von über 6,2 TWh in 2030 nicht aus, um Versorgungsflauten zu verhindern. Ebenfalls spricht die Studie als einzige Quelle von einem begrenzten Nutzen von Stromnetzen mit der Begründung, homogene Großwetterlagen könnten nicht durch Stromnetze entschärft werden. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass Versorgungsflauten vor allem durch die Nutzung von Biogas und Wasserstoff aus Elektrolyse mit Zusatzkosten von 5,7 EURct$_{2022}$/kWh vermieden werden können. [59]

In der europäischen Studie von Otero et al. [60] untersuchen die Autoren basierend auf ERA-5 Zeitreihen für Windkraft und PV sowie Stromnachfragen von ENTSO-E Versorgungsflauten in Europa je Land. Dazu werden die erneuerbaren Kapazitäten von 2017 herangezogen. Otero et al. zeigen, dass Versorgungsflauten jährlich im Winter auftreten und länger sind als Sommerflauten, welche nur alle 2-4 Jahre auftreten. Sommerflauten treten vor allem in den südlichen Ländern Europas aufgrund einer höheren Stromnachfrage durch Klimaanlagen im Sommer auf, aber auch im Norden Europas aufgrund von geringen solaren Erträgen im Sommer. Im Allgemeinen kommt die Studie zu dem Schluss, dass Windkraft vor allem Flauten im Winter vermeidet, wohingegen PV Flauten im Sommer verringert. [60]

Diese Aussage steht im direkten Widerspruch zu Ergebnissen von Raynaud et al. [20] und Ohlendorf et al. [58], welche für Windkraft in Europa eine hohe saisonale Stabilität oder sogar ein höheres Auftreten von Erzeugungsflauten im Winter aufzeigen.

Neben den Versorgungsflauten betrachten ebenfalls mehrere Studien Energiesystemausfälle mithilfe von Energiesystemmodellen. Im australischen Kontext bewerten Boston et al. [61] das Auftreten von Versorgungsflauten mittels einer Kostenminimierung unter Berücksichtigung von Stromspeichern und Biomassebackupkraftwerken. Die in der Optimierung genutzten Ausbaukapazitäten sind endogen mit 120% der mittleren Nachfrage vorgegeben, sodass nur die Nutzung optimiert wird. Boston et al. zeigen, dass ebenfalls das Auftreten von Versorgungsflauten in Australien im Winter höher ist als im Sommer und begründet dies mit der geringeren Solarstromerzeugung im Winter. Darüber hinaus stellen Boston et al. [61] fest, dass mittels eines 5-Tages-Speichers die Auftrittswahrscheinlichkeit von Flauten stark auf unter 0,1% absinkt, aber trotz einer großen Speicherkapazität das Auftreten von Energiesystemausfällen nicht vollständig vermieden werden kann. Ebenfalls zeigen die Autoren, dass Stromspeicher sich eher für kurzfristige Speicherung eignen und regelbare thermische Backupkraftwerke die günstigere Option zur Energiesystemstabilisierung darstellen. Ebenso verdeutlichen die Autoren die hohe Relevanz des Netzausbaus für die Auftrittswahrscheinlichkeit von Flauten in Energiesystemen. [61]

Die Ergebnisse von Boston et al. [61] stimmen dabei größtenteils mit denen von Rinaldi et al. [62] überein, welche in einem Energiesystemmodell mit einem Knoten Energiesystemausfälle in Kalifornien untersuchen. Hier wird ebenfalls ein Verringern von Erzeugungsflauten durch ein Einbindung in das Stromnetz der Nachbarstaaten aufgezeigt. Im betrachteten Energiesystem unter der endogenen Annahme der Kapazitäten von erneuerbaren Energien zeigt sich, dass solare Energieversorgungsflauten in der Regel kürzer als zwei Tage sind, wohingegen Windflauten mit <7 Tagen länger ausfallen. Darüber hinaus zeigen Rinaldi et al., dass Batteriespeicher die Kosten von Energiesystemen um 9% senken und dabei den Netzausbau entlasten können. Untergrundwasserstoffspeicher können in dem betrachteten Szenario dazu beitragen, die Energiesystemkosten um bis zu 21% zu verringern. [62]

Weber et al. [63] nutzen ebenfalls wie Rinaldi et al. einen Energiesystemansatz, minimieren allerdings statt der Kosten die Backupkapazität bei gegebener Speicherkapazität auf Länderebene in Europa und fokussieren ihre Studie auf zukünftige Wetterszenarien mit einer Auflösung von 0,11° und 3 h bis 2100. Sie kommen zu dem Schluss, dass Flauten in erneuerbaren Energiesystemen in Zukunft zunehmen werden, was die Studie durch einen Anstieg der Backupenergie zwischen heute und 2100 von 12,6% belegt. Diese Effekte sind aufgrund von Unterschieden in der Winderzeugung regional unterschiedlich verteilt. Der Anstieg der notwendigen Backupenergie ist in Nordeuropa stärker als in Südeuropa. Ebenso verdeutlicht die Studie, wie groß Backupkapazität und Speicherkapazität sein müssten, um ein ausfallfreies, erneuerbares Energiesystem in Europa aufzubauen. Dieses würde bei ei-

ner Speichergröße von 1% der Jahresnachfrage (3,6 Tage) eine Backupkapazität von 15% der mittleren Jahresnachfrage benötigen. Ebenfalls zeigen Weber et al., dass eine kombinierte Nutzung von Speichern und Backupkapazitäten die Systemkosten gegenüber der alleinigen Nutzung der jeweiligen Komponenten verringert. [63]

Ryberg [10] untersucht Energiesystemausfälle innerhalb eines regional aufgeteilten Europas. Ryberg nutzt dabei vorgegebene Kapazitäten aus der E-Highway-Studie für die Einbindung von Onshore Windkraft und PV, limitiert diese allerdings durch die jeweiligen Potentialgrenzen der Länder. Ryberg nutzt verglichen mit anderen Quellen die detailliertesten Zeitreihen für die Einspeisung von erneuerbaren Energien, welche standortscharf und europaweit modelliert werden. Als Backupkapazität wird Biomasse und Wasserkraft zu fixen Kosten angenommen, welche zur Stabilisierung des Energiesystems eingesetzt werden. Um die Lösbarkeit der Optimierung zu gewährleisten, nimmt Ryberg eine Penalty-Funktion von 10 EUR/kWh an, welche die Kosten des Ausfalls darstellt. Ryberg kommt zu dem Schluss, dass Ausfälle in Europa auf nationaler Ebene mit einer Dauer von 10 bis 20 Tagen auftreten. In einem ideal verbundenem Europa treten Ausfälle mit einer Dauer von 5 Tagen auf, sodass selbst ein idealer Netzausbau Ausfälle nicht vollständig verhindern kann. Da Ryberg keine Speicher betrachtet, wird eine Backupkapazität von 66% benötigt, um mindestens ein Jahr ohne Ausfälle innerhalb von 37 historischen Wetterjahren aufzuweisen. [10]

Darüber hinaus existieren Studien vor allem für Europa, welche den Speicher- und Backupkapazitätsbedarf für erneuerbare Energiesysteme betrachten. Diese Studien berücksichtigen allerdings keine Energieausfälle, sondern bauen Speicher und Backupkapazität so weit aus, dass keine Ausfälle auftreten. Da diese Studien keine Energieausfälle modellieren und nicht im Kernkontext dieser Arbeit stehen, werden diese nur kurz erläutert. Cebulla et al. [16] zeigen für ein Europa, in dem der Anteil der erneuerbaren Energien 89% beträgt, dass Stromspeicher mit einer Kapazität von 30 TWh und mit einer Leistung von 206 GW benötigt werden, um keine Ausfälle aufzuweisen. Cebulla et al. [16] nutzen dabei einen modellendogenen Ausbau erneuerbarer Energien. Child et al. [64] zeigen, dass ein 100% erneuerbares Europa 3320 GWh_{el} Kapazität an Batterien, 396 GWh_{el} an Wasserspeichern und 218,042 GWh_{CH4} an Erdgas benötigt. Die Speicherkosten haben dabei einen Kostenanteil von 16 EUR/MWh. Becker et al. [65] untersuchen die benötigte Backupenergie abhängig vom Stromnetzausbau und weisen auf, dass mit einer Verdopplung der Kapazitäten in einem erneuerbaren Europa der Bedarf an Backupkapazität um 26% sinkt. Darüber hinaus zeigen Studien wie die von Brown et al. [66] und Rodriguez et al. [67] auf, wie kostenoptimale Energiesysteme mit den beschrieben Flexibilitätsoptionen aussehen, ohne auf Ausfälle oder Flauten einzugehen.

In den beschriebenen Studien zeigt sich darüber hinaus ein sehr heterogenes Bild der gewählten methodischen Ansätze, der genauen Definitionen einer Flaute und der betrachteten Szenarien. Methodisch werden reine Zeitreihenvergleiche, Minimierungen von Backupkapazitäten bei gegebener Speichergröße (Pareto-Front) und operative Energiesystemoptimierungen genutzt, um Flauten oder Ausfälle zu betrachten. Definitionen von Flauten finden dabei über verschiedene Grenzwerte statt (x% der Nachfrage oder Erzeugung) oder werden indirekt über Speicher- / Backupkapazitätsbedarfe beschrieben. Szenarien variieren zwischen der reinen Betrachtung von Onshore Windkraft bis zur Betrachtung in komplexen Energiesystemen mit einem optimierten Betrieb von Speichern, Stromnetzen und regelbaren Backupkraftwerken. In diesem Kontext ist ein direkter quantitativer Vergleich der Ergebnisse schwer möglich. Trotzdem lassen sich einige qualitative Aussagen über das Auftreten von Flauten in erneuerbaren Energiesystemen treffen:

- Alle Studien beschreiben ein Auftreten von Flauten in erneuerbaren Energiesystemen mit einer zeitlichen Dauer von bis zu einer Woche, sofern keine Flexibilitätsoptionen genutzt werden. Ein hohes räumliches Aggregieren von Erzeugungszeitreihen über zum Beispiel Europa mit perfektem Stromaustausch kann ebenfalls keine Flauten vermeiden [10].

- Windkraft: Flauten, hervorgerufen durch eine geringe Einspeisung von Wind, sind bis zu 7 Tage lang und gleichmäßig übers Jahr verteilt [20]. Die Windeinspeisung zeichnet sich in allen Studien durch eine hohe saisonale Stabilität aus, weist allerdings auf einer Zeitskala von Stunden bis Tagen Volatilitäten auf [20, 60]. Regionale Unterschiede in der Winderzeugung führen zu einem regional stark ausgeprägten Auftreten von Windflautenereignissen [20, 58, 62]

- Solarkraft: Volatilität in der Einspeisung von PV findet vorwiegend auf einer Zeitskala bis zu zwei Tagen statt und solare Flauten treten circa halb so häufig auf wie Windflauten [63]. Auch treten saisonale Unterschiede aufgrund des Sonnenstands auf [19]. Prinzipiell treten solare Flauten aufgrund der Interaktion zwischen Erde und Sonne deutlich regelmäßiger auf als Windflauten, haben aufgrund von Wettereffekten trotzdem Abweichungen auf Zeitskalen unter zwei Tagen [20]. Regional betrachtet gibt es einen hohen Einfluss des Längengrades auf die Volatilität. [20, 58, 62]

- Wasserkraft: Wasserkraft weist vor allem saisonale Volatilitäten auf, kurzzeitige Schwankungen unterhalb von Tagen treten im Allgemeinen selten auf. Regional sind starke Unterschiede aufgrund geologischer und klimatologischer Bedingungen zu sehen. [20]

- Komplementarität: Separat betrachtet weist jede der drei betrachteten volatilen Erzeugungstechnologien eine geringe räumliche Korrelation von Zeitreihen auf, sodass eine räumliche Aggregation der Daten von erneuerbaren Energien Flauten verringert. Hieraus wird in der Literatur geschlussfolgert, dass Netze ebenfalls ähnliche Effekte aufweisen. Windkraft, Solarkraft und Wasserkraft verhalten sich dabei ebenfalls komplementär, sodass ihr kombinierter Einsatz das Auftreten von Versorgungsflauten reduziert. Ein Vergleich mit Nachfragezeitreihen zeigt, dass Wasserkraft besonders hohe zeitliche Überschneidungen mit der Stromnachfrage in Europa hat, wohingegen die zeitliche Überschneidung mit Solarkraft geringer ausfällt. Windkraft weißt keine verstärkte Korrelation mit Nachfragezeitreihen auf. [57, 61, 20]

- Backupkapazität und Speicher: Alle Studien, welche Ausfälle in Energiesystemen betrachten, kommen zu dem Schluss, dass sowohl Backupkapazitäten als auch Speicher das Auftreten von Ausfällen verringern. Weber et al. [63] und Boston et al. [61] zeigen, dass idealerweise eine Kombination aus Backupkraftwerken und Speichern genutzt wird, um Ausfälle kostengünstig zu verringern. Boston et al. [61], Weber et al. [63] und Ryberg [10] deuten darauf hin, dass mit genügend großen Speichern/ Backupkapazitäten Ausfälle vermeidbar sind, es allerdings ökonomische Grenzen für den Ausbau gibt.

- Stromnetze: Im Allgemeinen verringert ein Netzausbau das Auftreten von Ausfällen [61, 63, 10]. Trotzdem können nicht alle Ausfälle durch einen Netzausbau vermieden werden, weder in einem Europa ohne Netzrestriktionen [10] noch in einem realen Szenario für Deutschland [59].

2.1.7 Ableiten der Forschungslücke und der Forschungsfragen

Auffallend ist, dass alle Studien aus Tabelle 2.4 exogen den Ausbau von erneuerbaren Energien und teilweise den Ausbau von Speichern und Backupkapazitäten annehmen. Diese Annahme führt implizit dazu, dass das quantitative Ergebnis, nämlich die Auftrittswahrscheinlichkeit und Dauer von Ausfällen, vorgegeben ist. Ryberg [10] zeigt, dass eine Veränderung der Kapazität der Erzeugungsanlagen von $\pm$20% die Dauer der größten auftretenden Energiesystemausfälle um eine Größenordnung beeinflusst. Daher sind alle quantitativen Ergebnisse von Flautenanalysen, ohne eine begründete Wahl der Ausbauraten, ebenfalls implizit in den Annahmen enthalten. Wie in Abschnitt 2.1.4 zum kostenoptimalen Ausbau von Energiesystemen beschrieben, gibt es jedoch in der Literatur Ansätze, diese Ausbaugrenze ökonomisch und modellendogen zu betrachten. Allerdings betrachtet keine Studie die Kombination aller Flexibilitätsoptionen zusammen für regional und zeitlich aufgelöste Energiesystem, wie zur Betrachtung von lokalen Ausfällen notwendig. Außerdem gibt es in der bisherigen Literatur zwar eine Beschreibung des Auftretens von Flauten und Ausfällen, aber eine systematische Untersuchung des Einflusses von Gegenmaßnahmen bleibt aus. Diese ist wichtig, um die Effektivität verschiedener Gegenmaßnahmen für spezifische Anwendungsfälle zu identifizieren und verstehen.

Diese Arbeit untersucht daher insbesondere den Einfluss von regelbarer erneuerbarer Energie und von Speichern auf Energiesystemausfälle mittels endogener Modellierung. Als Speicher werden neben Batterien ebenfalls Salzkavernenspeicher aufgrund ihrer hohen Speicherkapazität bei geringen Kosten verwendet. Für regelbare erneuerbare Energien werden solarthermische Kraftwerke, welche sich aufgrund des thermischen Speichers zum Ausgleich der täglichen Schwankungen von PV eignen könnten, genutzt. Ebenfalls wird eine Stromgewinnung aus Geothermie, welche die höchste Grundlastfähigkeit aufweist, betrachtet.

2.1.8 Zusammenfassung

Das Literaturkapitel zur Grundlage von Flauten und Ausfällen gibt einen Überblick über die Ursachen von Ausfällen, den Gegenmaßnahmen zu Ausfällen und über den aktuellen Forschungsstand zu Ausfällen in erneuerbaren Energiesystemen. Ebenso wird auf das ökonomische Konzept der kostenoptimalen Versorgungssicherheit eingegangen.

Ausfälle entstehen durch die Volatilität von Wind-, Solar- und Wasserkraft aufgrund von Wetterbedingungen im Verhältnis zur Stromnachfrage. Es wird festgestellt, dass Windkraftanlagen über einen Zeitraum von 1-7 Tagen verringerte Einspeisungen aufweisen, während die Solareinspeisung sowohl durch den Tag-Nacht-Zyklus als auch durch saisonale Effekte Schwankungen aufzeigt. Eine geringe Einspeisung von Wasserkraft zeigt sich vor allem saisonal aufgrund von Schwankungen bei Niederschlägen und aufgrund von Schneeschmelzen.

Um Energieversorgungsausfälle zu vermeiden, werden verschiedene mögliche Flexibilitätsoptionen aufgezeigt. Diese sind eine Erzeugungsflexibilität durch regelbare erneuerbare Technologie, durch ein Nachfragemanagement, durch Speicher, Netzausbau und Sektorkopplung zum Beispiel mit Wasserstoff oder Wärme. Diese können je nach Ausbaugrad die Erzeugungsflauten volatiler erneuerbarer Energien ausgleichen und damit die Energieversorgungsflauten gegenüber den Erzeugungsflauten verringern.

Der ökonomisch optimale Energieversorgungsausfall kann durch die Kombination des Value of Lost Load (VOLL) und der Energiesystemmodellierung bestimmt werden. Hierbei werden die Folgekosten von Energieausfällen, die Kosten des Kapazitätsausbaus von Flexibilitätsoptionen (CONE) und der VOLL berücksichtigt. Ein ökonomisch optimaler Zustand tritt auf, wenn die marginalen Vermeidungskosten den marginalen Schadenskosten entsprechen. So kann der ökonomisch optimale Zustand an Ausfällen bestimmt werden. Der Ansatz des VOLL wird in der EU eingeführt, um in Zukunft Energiesysteme auszulegen. Die Kosten von Versorgungsausfällen können anhand verschiedener Ansätze bestimmt werden, wobei der Ansatz der Produktionsfaktoren aufgrund der hohen Datenverfügbarkeit für diese Arbeit am besten geeignet ist.

Die Literaturergebnisse können in drei verschiedene Arten von Studien unterteilt werden. Diejenigen, die nur die Versorgungszeitreihen betrachten (Energieerzeugungsflaute), diejenigen, die die Energieerzeugung und Nachfrage direkt gegenüberstellen (Energieversorgungsflaute) und die Studien, welche die Ausfälle in Energiesystemmodellen betrachten (Energiesystemausfälle). Die Analysen der Erzeugungsflauten zeigen, dass Windflauten bis zu 7 Tage andauern und gleichmäßig übers Jahr verteilt auftreten. Die Volatilität in der PV-Einspeisung erfolgt vorwiegend über einen Zeitraum von bis zu zwei Tagen, wobei solare Flautenperioden etwa halb so häufig auftreten wie Windflauten. Wasserkraft weist vor allem saisonale Volatilitäten auf. Alle Technologien weisen dabei räumlich geringe Korrelationen auf, sodass ein Zusammenschluss von Regionen mögliche Energieerzeugungsflauten verringert. Ebenso weisen die Erzeugungszeitreihen der Technologien geringe Korrelationen auf, sodass die Kombination verschiedener erneuerbarer Technologien Erzeugungsflauten verringern. Die Analyse der Energiesystemausfälle zeigt, dass Backupkapazitäten und Speicher, idealerweise in Kombination, Energieversorgungsflauten vermeiden können. Sind diese ausreichend groß ausgelegt, können Ausfälle vollständig vermieden werden. Allerdings können die Backupkapazitäten an ökonomische Grenzen stoßen. Stromnetze haben ebenfalls einen hohen Einfluss auf den Energieausfall.

Alle betrachteten Studien nehmen einen exogenen Ausbau von Kapazitäten an, welcher zu einer impliziten Annahme des Ausfallniveaus führt. Diese Studien eignen sich daher nur, um das Ausfallniveau innerhalb eines gegebenen Szenarios zu bestimmen. Um über die Analyse in ausgewählten Szenarien die Ausfälle in Energiesystemen zu beschreiben, eignet sich dieser Ansatz nicht. Außerdem gibt es in der bisherigen Literatur zwar eine Beschreibung des Auftretens von Ausfällen, aber eine systematische Untersuchung des Einflusses von Gegenmaßnahmen bleibt aus. Diese Arbeit untersucht daher insbesondere den Einfluss von regelbarer erneuerbarer Energie und von Speichern auf Energiesystemausfälle mithilfe des Ansatzes ökonomischer Ausfälle und des Value of Lost Loads.

Um reale Ausbaupotentiale für Salzkavernenspeicher, solarthermische Kraftwerke und Geothermie zu betrachten, welche später zur Modellierung der Flexibilitätsoptionen benötigt werden, wird in den folgenden Kapiteln auf die Grundlagen der Herleitung von Ausbaupotentialen eingegangen.

2.2 Grundlagen von CSP

Um den Einfluss von regelbaren erneuerbaren Energien, wie konzentrierte Solarkraft, auf Energieausfälle herzuleiten (CSP), ist die Kenntnis der Potentialobergrenzen und maximalen Einspeisezeitreihen notwendig. Dazu werden in diesem Kapitel die Grundlagen vorgestellt.

2.2.1 Technologieüberblick

Solare Energie kann auf verschiedene Weise im Energiesystem genutzt werden. Die Strahlung der Sonne kann in PV-Zellen, basierend auf dem photomechanischen Effekt, in Strom gewandelt werden oder direkt als Wärme genutzt werden. Die solare Wärme kann direkt für Warmwasser oder als Prozesswärme genutzt werden oder mittels thermodynamischer Prozesse in Strom gewandelt werden. Prozesswärme kann ebenfalls genutzt werden, um diese mittels photokatalytischer Wasserspaltung in chemische Energie in Form von Wasserstoff zu wandeln [68]. Die Umwandlung von solarer Wärme in Kraftwerken zu elektrischer Energie wird technisch durch konzentrierte Solarkraftwerke (Concentrated Solar Power, CSP) realisiert. In dem Energiesystem dieser Arbeit, welches den Stromsektor inklusive der Wasserstoffrückverstromung modelliert, sind daher nur PV und CSP von Bedeutung. [69]

Photovoltaik ist aufgrund der geringen Kosten, der geringen Komplexität und dem hohen Technologiereifegrad in zukünftigen Technologieszenarien oft die Technologie mit den höchsten Ausbaukapazitäten [70]. Gegenüber PV weist CSP jedoch mit bis zu 35% einen deutlich höheren Wirkungsgrad sowie aufgrund der Möglichkeit zur Wärmespeicherung eine flexiblere Einspeisung auf. CSP ist daher besonders interessant als Gegenmaßnahme zu Energiesystemausfällen und damit für die Fragestellung dieser Arbeit [71]. Insbesondere die Speicherung solarer Wärme ist mit 104 EUR_{2020}/kWh_{el} [72] in 2020 deutlich geringer als die Speicherung von elektrischer Energie mit 311 EUR_{2020}/kWh_{el} [73] in Batterien bei Photovoltaik. Mit einem Technologiereifegrad von 9 (Kommerzialisierung) ist die Wärmespeicherung bei CSP eine anwendungsnahe Technologie [74]. Wasserstoffspeicherung ist zwar die günstigste Alternative mit 30 EUR_{2020}/kWh_{el}, allerdings befindet sich die direkte Nutzung solarer Prozesswärme zur Wasserstofferzeugung noch im Forschungsstadium [75]. Mit dem Fokus auf Energiesystemausfällen wird in dieser Arbeit neben PV CSP als eine Flexibilitätsoption im Energiesystem weiter untersucht.

Konzentrierte Solarkraft basiert auf dem Grundprinzip, Solarstrahlung mittels Reflektoren zu konzentrieren, um Wärme auf einem möglichst hohen Wärmeniveau bereitzustellen und damit hohe Carnot'sche Wirkungsgrade zur Stromgewinnung zu erhalten. Physikalisch ergibt sich die Wärme des Absorbers T_A abhängig vom Konzentrationsverhältnis C anhand von [76]:

$$T_A = T_S \left(\frac{C_{max}}{C} \right)^{\left(\frac{1}{4}\right)} \tag{2.7}$$

Hierbei ist T_S die Oberflächentemperatur der Sonne mit 5780 K und C_{max} das aufgrund der Sonnenbreite maximale geometrische Konzentrationsverhältnis von 46200. Das Konzentrationsverhältnis C beschreibt dabei das Flächenverhältnis von der eingefangenen zur gebündelten Strahlung. Der Carnotwirkungsgrad bestimmt sich mit der Umgebungstemperatur T_U anhand von [77]:

$$\eta_C = 1 - \frac{T_U}{T_A} \overset{\text{(Gl. 2.7)}}{=} 1 - \frac{T_U}{T_S} \left(\frac{C}{C_{max}} \right)^{\left(\frac{1}{4}\right)} \tag{2.8}$$

Zur Realisierung eines gewünschten Konzentrationsverhältnisses gibt es verschiedene technische Möglichkeiten, diese zu realisieren. Zweidimensionale Konzentrationen werden mittels linerar Spiegel oder Parabolrinnen realisiert und benötigen eine einachsige Nachführung, um die Sonnenstrahlen auf einen Absorber zu bündeln. Diese erreichen Konzentrationsverhältnisse von bis zu $C = 50$ und Temperaturen bis ungefähr 400 $^{\circ}C$ [71]. Die dreidimensionale Konzentration erreicht die höchsten Konzentrationen mit bis zu $C = 1500$ und Temperaturen bis 1000 $^{\circ}C$ [71]. Die aktuell verbreitesten Vertreter beider Technologien stellen die Parabolrinnenkraftwerke mit einer Kapazität in 2021 von 4,2 GW_{el} und die Solarturmkraftwerke mit dreidimensionaler Konzentration und einer Kapazität in 2021 von 1,31 GW_{el} dar [78]. Dem höheren Wirkungsgrad der Solarturmkraftwerke stehen höhere Kosten für die technische Anwendung gegenüber. So schätzt IRENA [52] die Stromgestehungskosten beider Technologien für 2025 auf etwa 0,18-0,19 EUR_{2021}/kWh [52, S. 132]. Da beide Technologien ähnliche Kosten und eine ähnlich gute Speicherbarkeit aufweisen, Parabolrinnenkraftwerke allerdings weiter verbreitet sind und einen höheren Technologiereifegrad aufweisen, werden in dieser Arbeit Parabolrinnenkraftwerk weiter betrachtet.

2.2.2 Grundprinzipien von Parabolrinnenkraftwerken

Ein Parabolrinnenkraftwerk besteht aus einem solarem Feld, welches die solare Strahlung als Wärme einfängt, einem optionalen Speicher zum Speichern der Wärme und einem Kraftwerk zum Wandeln der Wärme in Strom. Weiterhin besteht das solare Feld nach Abbildung 2.5 aus den eigentlichen Parabolrinnen und dem Absorber. Das Kraftwerk besteht aus einer Turbine, einem Generator und einem Kondensator. Die einzelnen Elemente sind mittels eines Wärmekreislaufes verbunden. Auf die Bestandteile wird nun im Folgenden eingegangen. [71]

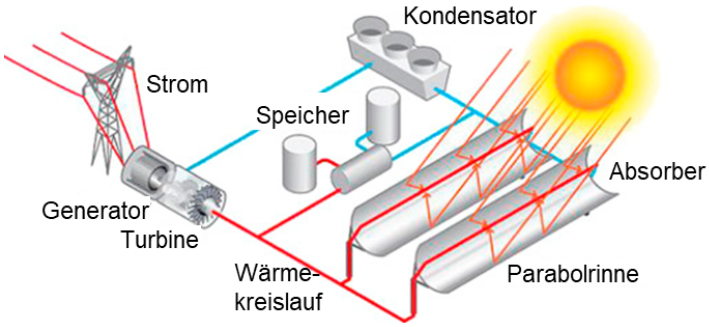


Abbildung 2.5: Aufbau eines Parabolrinnenkraftwerks [79]

Die Parabolrinnen sind parabelförmige und spiegelnde Rinnen, welche die Aufgabe haben, die solare Strahlung einzufangen und auf das Absorberrohr in der Fokallinie der Rinne zu fokussieren. Das Konzentrationsverhältnis der Parabolrinnen ergibt sich aus dem Verhältnis der Öffnungsfläche der Parabolrinne und der Querschnittsfläche des Absorbers. Die Spiegel bestehen aus silberbeschichtetem Glas mit einer Reflektion von über 96% inklusive Verschmutzungseffekte [80] und sind auf einem um die Horizontalachse drehbaren Trägergestell befestigt. Da nur parallel einfallende Sonnenstrahlen fokussiert werden können, kann nur der gerichtete Anteil der Solarstahlung, die direkte Normalstrahlung (DNI) genutzt werden. Gleichzeitig muss die Parabolrinne über die Rotation jederzeit mittels einachsiger Nachführung zur Sonne ausgerichtet sein, sodass die Parabolrinnen immer mit einem Tracker

ausgestattet sind. Das solare Feld kann in Nord-Süd- oder in Ost-Westrichtung ausgerichtet sein. Eine Ost-Westausrichtung führt im jährlichen Verlauf zu einem konstanteren Ertrag [81]. Song et al. [82] zeigen, dass ab einem Breitengrad von $|lat| > 46,06\ ^\circ$ (zum Beispiel Schweiz) eine Ost-Westausrichtung, andernfalls eine Nord-Südausrichtung den jährlichen Ertrag maximiert. Die Trigonometrie der Einstrahlung kann mittels Programmen wie PV-Lib berechnet werden [83]. [84]

Aktuelle Entwicklungen gehen dahin, mittels einer größeren Öffnung der Parabolrinne größere Konzentrationsverhältnisse zu ermöglichen [85]. Technisch ist die Breite jedoch durch die Steifigkeit der Unterbaustruktur begrenzt [85]. Aktuelle Parabolrinnen, wie zum Beispiel der Ultimate Trough, weisen eine Breite von 5,71 m auf [86].

Die durch die Parabolrinnen fokussierte Strahlung trifft anschließend auf den Absorber. Dieser besteht aus einer vakuumisolierten Glasröhre, welche in der Mitte das Wärmeübertragermedium führt [84]. Ein aktuelles Modell ist hier der Absorber Schott PTR 70, welcher von Pernpeiter et al. [87] vermessen wurde. Ziel der Kombination aus Parabolrinne und Absorber ist es, ein Maximum der Solarstrahlung in Wärme umwandeln zu können, beziehungsweise den optischen Wirkungsgrad η_{opt} zu maximieren [88]:

$$\eta_{opt} = \rho_{Spiegel}\,(\tau\alpha)_n\,\eta_{IC}\,\eta_{IAM} \tag{2.9}$$

Hierbei sind $\rho_{Spiegel}$ die Reflektivität des Parabolspiegels, $(\tau\alpha)_n$ der Faktor zur Beschreibung des Strahlungsdurchganges durch den Absorber ins Wärmeübertragerfluid abhängig von der Transmissivität und Absorbtion des Absorberglases nach Hefni et al. [88] und η_{IC} die Effektivität des solaren Trackings. Der "incident angle modifier" η_{IAM} beschreibt Effekte durch einen nicht horizontalen Einfall der Strahlung wie Seitenverluste und Konzentrationsverluste durch einen verlängerten Strahlungsweg [84]. Dieser kann für reale Parabolrinnen in standardisierten Testverfahren gemessen werden und mittels Regressionsmodellen berechnet werden [84]. Ergebnisse verschiedener Regressionen von unterschiedlichen Parabolrinnen sind abhängig vom Einfallswinkel θ in Abbildung 2.6 dargestellt [84].

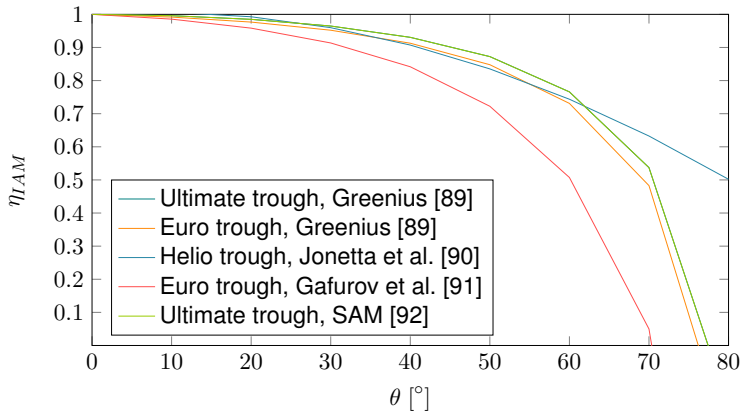


Abbildung 2.6: Wirkungsgradverlust η_{IAM} durch nicht vertikalen Sonneneinfall auf die Receiveroberfläche für verschiedene Parabolrinnenkraftwerke abhängig von Einfallwinkel θ

Wird die Strahlung als Wärmestrom an das Wärmeübertragerfluid ("heat transfer fluid", HTF) übertragen, erhöht sich dessen Temperatur. Da dieses durch vakuumierte Glasröhren fließt,

Tabelle 2.5: Wärmeübertragerfluide in Parabolrinnenkraftwerken [96]

Name	Zusammensetzung	Maximale Temperatur [$^{\circ}C$]	Gefrier-punkt [$^{\circ}C$]	Quelle
Mineralöl	Eutektische Mischung aus Biphenyl/Diphenyloxid	400	15	[93]
Flüssiges Salz	Eutektische Mischung aus $NaNO_3$ und KNO_3	600	260	[94]
Silikonöl	Polydimethylsiloxan	425	-20	[97]

darf das Wärmeübertragerfluid nur geringe Drücke aufweisen. Dadurch sind gasförmige Medien wie Wasserdampf aufgrund der geringen Dichte bei geringen Drücken nicht geeignet [84]. Für verschiedene Temperaturbereiche gibt es verschiedene Medien, welche unterschiedliche Eigenschaften aufweisen [84]. Relevant sind vor allem die Verdampfungstemperatur und die Gefriertemperatur des Mediums. Die Verdampfungstemperatur bestimmt maßgeblich den Carnot'schen Wirkungsgrad. Die Gefriertemperatur bestimmt den Zeitpunkt, ab welchem das Übertragerfluid thermisch beheizt werden muss [92]. Die Eigenschaften der Fluide sind in Tabelle 2.5 dargestellt.

Aktuell wird in Parabolrinnenkraftwerken als Wärmeübertragerfluid das Mineralöl Therminol VP-1 genutzt [93]. Dieses ist bis zu einer Temperatur von 400 °C chemisch stabil [93], womit sich ein maximaler Carnot'sche Wirkungsgrad von 57% ergibt. Therminol hat ebenso den Vorteil, dass dieses direkt thermisch gespeichert werden kann und seit 1985 Anwendungserfahrungen aufweist [84]. Darüber hinaus gibt es aktuelle Forschungen, weitere Wärmeübertragerfluide in Zukunft in Parabolrinennkraftwerken nutzen zu können. Flüssige Salze (vergleiche Tabelle 2.5) weisen mit 600 °C deutlich höhere maximale Temperaturen auf [94] und können somit einen Carnot'sche Wirkungsgrad von 66% erreichen. Außerdem reichen aufgrund der höheren Temperatur kleinere Speicher aus, die günstiger sind und geringere Umwelteinflüsse haben [84]. Aufgrund des hohen Gefrierpunktes von 260 °C befinden sich solare Salze allerdings noch in der praxisnahen Erprobungsphase mit zur kommerziellen Anwendung "erfolgsversprechenden Ergebnissen" [95]. Ebenso gibt es die Möglichkeit, Silikonöle statt Mineralöle zur Wärmeübertragung zu nutzen. Diese weisen nur leicht höhere maximale Temperaturen und damit höhere thermische Wirkungsgrade auf, haben dafür aber einen geringeren Gefrierpunkt von -20 °C. Dadurch sinken die Kosten durch Frostschutzmaßnahmen während der Nacht und im Winter.

Während das Fluid durch den Absorber fließt, gibt es Wärme an die Umgebung ab. Dies findet überwiegend durch Konvektion $\propto \Delta T^1$ und Strahlung $\propto \Delta T^4$ statt und wird daher häufig mittels Polynom vierten Grades approximiert [87]. Das Polynom wird anhand realer Tests ermittelt und ist für verschiedene Parabolrinnen in Abbildung 2.7 dargestellt.

Das aufgeheizte Wärmeübertragerfluid kann anschließend in einem Speicher gespeichert werden. Dazu kann direkt das Wärmeübertragerfluid oder indirekt die Wärme gespeichert werden. Beim direkten Speichern ergeben sich technische und ökonomische Vorteile, da diese keinen Wärmeübertrager benötigen [99]. Zum Speichern stehen Ein- oder Zweispeichersysteme zur Verfügung [99]. Im Allgemeinen wird der Betrieb eines Zweitankspeichers aufgrund der konstanten Wärmeabgaben bei hohem Temperaturniveau bevorzugt [99]. Diese werden aktuell und voraussichtlich auch weiterhin in der Zukunft mit solarem Salz und Mineralöl betrieben werden [100]. Beide weisen gute Speichereffizienzen auf und haben, abhängig von der Größe, Verluste von <1%/Tag [100]. Die Wärme wird anschließend in

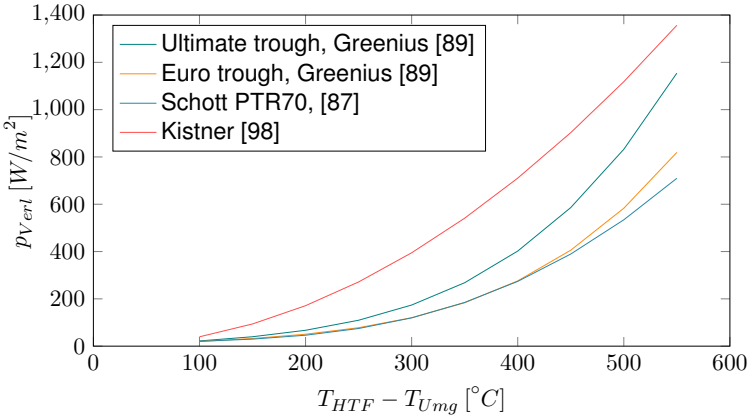


Abbildung 2.7: Spezifische Wärmeverluste je Receiverfläche p_{Verl} für verschiedene Parabolrinnen.

einem thermodynamischen Prozess in elektrische Energie gewandelt. Obwohl es viele verschiedene thermodynamische Prozesse gibt, hat sich der in der klassischen Kraftwerkstechnik genutzte Clausius-Rankine-Kreisprozess etabliert [71], dessen maximale Effizienz nach Gleichung (2.8) begrenzt ist.

Für den Betrieb von Kraftwerken im Energiesystem ist die Systemauslegung hinsichtlich der Größe des solaren Feldes, des Speichers und des Kraftwerkes entscheidend. Dazu werden zwei wichtige Kenngrößen definiert [89]:

$$SM = \frac{\dot{Q}_{sF,nenn}}{\dot{Q}_{Kw,nenn}} \tag{2.10}$$

$$TES = \frac{Q_{Sp,nenn}}{\dot{Q}_{Kw,nenn}} \tag{2.11}$$

Das solare Multiple SM gibt an, wie groß der Wärmenennertrag $\dot{Q}_{sf,nenn}$ des Feldes im Verhältnis zum Eingangswärmestrom des Kraftwerkes im Nennpunkt $\dot{Q}_{Kw,nenn}$ ist. Es definiert, wie viele Kraftwerke das solare Feld theoretisch parallel versorgen können. Das TES ("thermal energy storage") gibt an, über welche Zeitdauer ein Speicher der Größe $Q_{Sp,nenn}$ das Kraftwerk alleine versorgen könnte. Die ersten Parabolrinnenkraftwerke hatten keine thermischen Speicher. Dafür weisen die ersten Kraftwerke, um die solare Energie nutzen zu können, ein solares Multiple von nahe 1 sowie eine teilweise fossile Zufeuerung auf [78]. Steigt bei gegebener Feldgröße das solare Multiple und sinkt damit die Größe des Kraftwerkes, muss die überschüssige Wärme gespeichert werden. So geht mit steigendem SM eine Erhöhung des TES einher [101]. Abbildung 2.8 zeigt diesen Zusammenhang für die Stromgestehungskosten eines Kraftwerkes. Dort ist ebenfalls zu sehen, dass die Stromgestehungskosten mit steigendem solarem Multiple und steigendem TES abnehmen. Dies lässt sich primär mit den höheren Kosten des Kraftwerkes, verglichen mit den Kosten des Speichers, erklären [72]. Parallel steigt mit der Speichergröße die Flexibilität und Regelbarkeit des Kraftwerks. Die Flexibilität ermöglicht die Energiebereitstellung zeitlich antizyklisch zur fixen und günstigeren Stromerzeugung durch PV-Strom. Andererseits führen zu hohe solare Multiple zu einem sehr konstanten Verlauf der Einspeisung, da das Kraftwerk zu hohen Volllaststunden gezwungen wird, um die gespeicherte Wärme abgeben zu können. [101, 84]

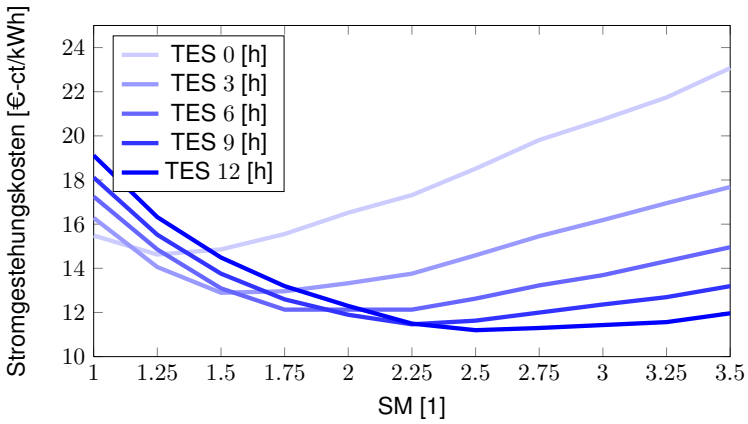


Abbildung 2.8: Einfluss der Auslegung von Parabolrinnenkraftwerken auf die Stromgestehungskosten nach Jorgenson et al. [101]

2.2.3 Bisherige Ansätze in der Literatur zur Potentialbestimmung

Ein Ziel dieser Arbeit ist es, das globale Erzeugungspotential von konzentrierter Solarkraft standortscharf und stündlich aufgelöst zu bestimmen. Dazu wird in diesem Kapitel auf den bisherigen Stand der Forschung und auf Ansätze zur Potentialbestimmung eingegangen.

Prinzipiell lassen sich in der Literatur zwei verschiedene Betrachtungen von CSP finden. Einerseits gibt es stündlich aufgelöste, standortscharfe Simulationstools zu Berechnung und Auslegung standortspezifischer Anlagen wie zum Beispiel Greenius vom DLR [89] oder das System Advisor Models SAM von NREL [92]. Andererseits gibt es Ansätze, welche sich mit flächenbezogenen Potentialanalysen befassen und eine geringere Genauigkeit als die Simulationstools aufweisen, wie zum Beispiel bei Yushchenko et al. [102]. Dieses Kapitel widmet sich den Ansätzen zu Potentialbestimmung. Die genauen Simulationstools werden in Abschnitt 2.2.4 vorgestellt.

In der Literatur gibt es verschiedene Ansätze, welche sich mit Potentialen von solarthermischen Kraftwerken beschäftigen. Während viele Studien qualitative Ergebnisse bezüglich der technischen Eignung speziell für solarthermische Kraftwerke liefern [103, 104], existieren auch Studien, die quantitative Potentiale für spezielle Länder, Regionen oder mit globalen Fokus berechnen. Tabelle 2.6 zeigt den Teil der Studien, die quantitative Ergebnisse zur Energieerzeugung berechnen, wie sie auch in dieser Arbeit bestimmt werden.

Alle Studien haben gemeinsam, dass sie zuerst eine Landeignung durchführen. Anschließend findet eine Berechnung des energetischen Ertrags statt. Einige Studien nutzen ebenfalls eine ökonomische Bewertung der Potentiale, um Kostenkurven zu bestimmen. Alle Ansätze nutzen zur Bestimmung der Landeignung rasterisierte Ansätze, welche die Erdoberfläche quadratisch aufteilen und in geeignete oder ungeeignete Bereiche unterteilen. Die Studien nutzen dabei Auflösungen von 100 m [113] bis mehreren Kilometern [105]. Um für den Bau solarthermischer Kraftwerke geeignete Flächen zu identifizieren, werden im Allgemeinen ähnliche Kriterien betrachtet. Diese setzen sich zusammen aus Landbedeckung, Steigung, Siedlungen, Naturschutzgebieten, Straßen, Stromtrassen, Wassergebiete und Einstrahlungsdaten. Jedoch gibt es zwischen den Auslegungen bedeutende Unterschiede:

Tabelle 2.6: Studien globaler CSP-Potentiale

Name	Jahr	Region	Auflösung	Methode
Broesamle et al. [105]	2001	Nord Afrika	2,5km^2 x 1a	Landeignung physikalische Gleichungen
Deshmukh et al. [106]	2019	Indien	5km^2 x 1a	Landeignung Regression DNI
Ziuku et al. [107]	2014	Zimbabwe	- x - x 1a	Landeignung Dreisatz
Djebbar et al. [108]	2014	Kanada	10km^2 x 1a	Landeignung basierend auf Trieb et al. [109]
Yushchenko et al. [102]	2018	ECOWAS	1km^2 x 1a	Landeignung/MCDA Dreisatz
IRENA [110]	2014	Afrika	- x - x 1a	Landeignung Dreisatz
Trieb et al. [109]	2009	global	1° x 1a	Landeignung FLH=f(lat)
Köberle et al. [111]	2015	global	5° x 1mo.	Landeignung basierend auf Trieb et al. [109]
Stetter [112]	2012	global	0,5° x 3h	Landeignung physikalische Gleichungen
Chu et al. [113]	2020	global	1km^2 x 1h	Landeignung physikalische Gleichungen

Kriterien Einerseits wenden nicht alle Studien alle Kriterien an. So nutzten Broesamle et al. [105] primär Landnutzungsdatensätze und Steigungsdaten zur Bestimmung geeigneter Flächen, wohingegen Trieb et. al [109] ebenso Gewässer, Überflutungsgebiete und Sanddünen in die Analyse miteinbeziehen.

Abstände Darüber hinaus zeigen Studien Unterschiede in den betrachteten Abständen in der Landeignungsanalyse. So nutzen Chu et al. [113] einen Sicherheitsabstand von 500 m zu Siedlungen, wohingegen Broesamle et al. [105] lediglich die reine Fläche betrachten. Die Einflüsse von sowohl neuen Kriterien als auch von unterschiedlichen Abständen sind dabei schwer zu definieren, da keine Einflussstudien durchgeführt werden.

Landnutzungsfaktoren Obige Studien lassen sich in Ansätze unterteilen, welche binäre Ausschlüsse nutzen [109] und Studien, welche Landnutzungsfaktoren ausweisen [113]. Binäre Ausschlüsse weisen einem Ort der Welt dabei einen diskreten Wert über dessen Landeignung zu, wohingegen Landnutzungsfaktoren einer Fläche Wahrscheinlichkeiten der Nutzbarkeit zuweisen. So werden bei binären Ausschlüssen zum Beispiel Wüsten im Allgemeinen für energetische Nutzung favorisiert [105], wohingegen bei Landnutzungfaktoren diese nur teilweise als nutzbar eingestuft werden, im Beispiel von Chu et al. [113] nur mit 10%. Hierbei sind die Landnutzungsfaktoren diskutabel, da teilweise kleine Landnutzungsfaktoren von wenigen Prozent angenommen werden. Durch die Multiplikation mit großen Flächenanteilen entstehen allerdings hohe Ungenauigkeiten durch arbiträren Annahmen.

Technisches vs. ökonomisches Potential Den wahrscheinlich größten Einfluss auf die

Ergebnisse der Landeignung hat jedoch die grundlegende Philosophie hinter den Annahmen der Landeignung. IRENA [110] und Yushchenko et al. [102] weisen Potentiale aus, welche Maximalabstände zu Stromtrassen, Straßen und Städten ausschließen, da hohe Abstände zur Infrastruktur ökonomisch ungeeignet sind. Dies widerspricht dem Anspruch, technische Potentiale zu bestimmen, da die Randbedingung dazu ökonomischer Natur ist. Im Gegensatz dazu nutzt Stetter [112] definierte geometrische Mindestabstände, welche sich technisch erklären lassen. Diese Unterschiede in den Ansätzen erzeugen deutliche Abweichungen in den Ergebnissen der Analyse. So berechnen Chu et al. [113] globale Potentiale mit und ohne Randbedingungen für die Nähe von 20 km zu Straßen und erhalten Unterschiede um den Faktor 2,1 in den Ergebnissen der Potentiale.

Im Allgemeinen lassen sich mit obigen Landeignungsansätzen die nutzbaren Flächen A_{Nutz} je Region berechnen. Nach der Landnutzungsanalyse nutzen die Studien verschiedene Ansätze zur Bestimmung der potentiell technisch nutzbaren Energie aus Solarthermie. Dazu wird durch die Definition eines mittleren Flächennutzungsfaktors f_{Land} die Öffnungsfläche $A_{\text{Öffnung}}$ berechnet:

$$A_{\text{Öffnung}} = f_{Land} \cdot A_{\text{Nutz}} \tag{2.12}$$

Anschließend wird mithilfe von Solareinstrahlungsdaten und eines Wirkungsgrades die bereitgestellte Energie $E = \eta_{CSP} \cdot DNI \cdot A_{\text{Öffnung}}$ bestimmt. Die Annahme zum Wirkungsgrad und zum Flächennutzungsfaktor wird dabei je nach Studie unterschiedlich explizit oder implizit abgebildet. Die genutzten Ansätze werden im Folgenden dargestellt:

Die erste Methode ist die in dieser Arbeit als Dreisatz bezeichnete Methode. Diese nimmt explizit einen Flächennutzungsfaktor f_{Land} an und berechnet den Energieertrag E mittels konstantem mittleren Wirkungsgrad η_{CSP} [102]:

$$E = f_{Land} \cdot \eta_{CSP} \cdot DNI \cdot A_{\text{Nutz}} \tag{2.13}$$

Dabei nutzen verschiedene Autoren verschiedene Werte. Yushchenko et al. [102] nutzen $f_{Land} = 1/3$ und $\eta_{CSP} = 15\%$ [102]. IRENA [110] verwendet $f_{Land} = 1/7,5$ und einen Wirkungsgrad abhängig von Strahlungsaufwand zwischen 0 und 16%. Trieb et al [109] fassen Strahlungsdaten und Wirkungsgrad zusammen und modellieren die Volllaststunden abhängig von der direkten Normalstrahlung DNI und dem solaren Vielfachen SM [109]. Im Allgemeinen wird der Ansatz von Studien genutzt, welche eine zeitliche Auflösung von einem Jahr oder im Fall von Köberle et al. [111] einem Monat haben (vgl. Tabelle 2.6). Diese Ansätze nutzen in der Regel ebenfalls ältere und zeitlich nicht aufgelöste Wetterdaten wie den HelioClim-3, einem Strahlungsdatensatz mit räumlich aufgelösten Mittelwerten zur direkten Normalstrahlung DNI zwischen 2004 und 2010 [110] oder basierend auf jährlichen Strahlungsdaten von ECOWREX, einem Zusammenschluss mehrerer Staaten in Westafrika [102].

Die zweite Methode zur Bestimmung des Energieertrages ist die Nutzung physikalischer Gleichungen im Auslegungspunkt. Stetter [112] berechnet den Ertrag anhand mittlerer Wirkungsgrade für das solare Feld, das Kraftwerk und den Speicher mithilfe eines Verfügbarkeitsfaktors. Chu et al. [113] nutzen Wetterdaten von MERRA-2 [114], um ohne genauere

Ausführung stündliche Kapazitätsfaktoren zu bestimmen. Während die pyhsikalischen Gleichungen Genauigkeit suggerieren, lassen sich diese letztendlich wieder auf einen einfachen Wirkungsgrad zurückführen.

Alle Ansätze vernachlässigen daher zeitliche Effekte wie das thermische Aufheizverhalten des Wärmeübertragerfluids (HTF) [92] und die Kosinusverluste nach Gleichung (2.9). Damit unterliegen die Zeitreihen mit stündlicher Auflösung starken Abweichungen von der Realität. Ebenso haben Kosinusverluste wesentliche Einflüsse auf die jährlichen Erträge, wie sich aus Song et al. [82] schließen lässt, sodass deren Vernachlässigung zu hohen Ungenauigkeiten führt. Die Vernachlässigung der Kosinusverluste und des thermischen Aufheizverhaltens sind deutliche methodische Schwächen, welche sich sowohl auf die jährlichen Potentiale sowie auf die Zeitreihen der erzeugten Wärme auswirken.

Vergleicht man die Ergebnisse der Studien aus Tabelle 2.6, ergeben sich deutliche Unterschiede in den Ergebnissen. Abbildung 2.9 zeigt die Potentiale verschiedener Studien global und für Afrika. Afrika wird hier gewählt, da IRENA [110] ihre Potentiale nur für diesen Kontinent berechnet hat.

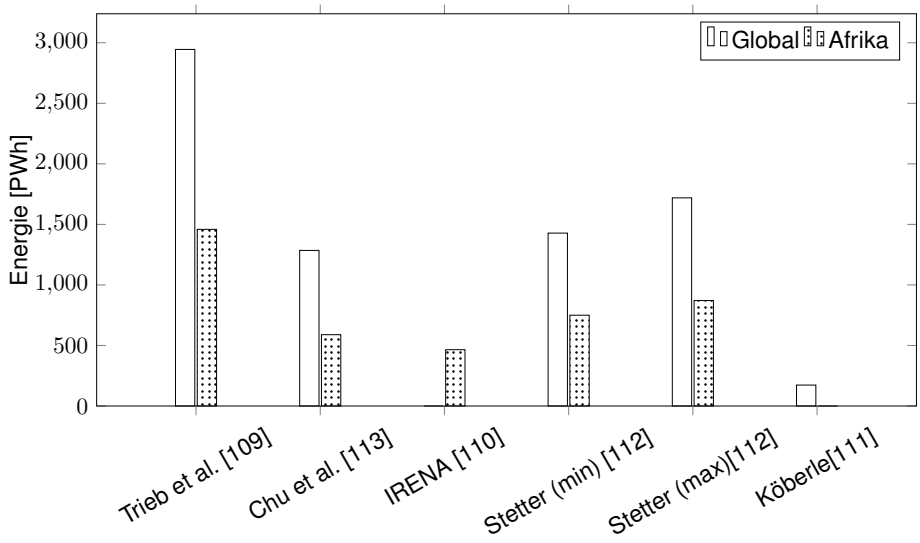


Abbildung 2.9: Ergebnisse der Potentialanalyse zu solarthermischen Kraftwerken in der Literatur, global und in Afrika [109, 113, 110, 112, 111].

Globale Potentiale ergeben sich zwischen 173 PWh [109] und 3.000 PWh [111] und liegen damit eine Größenordnung auseinander. Der Mittelwert liegt bei circa 1.500 PWh und damit um den Faktor 49 höher als die Stromnachfrage in 2021 (25,343 PWh [115]). Ergebnisse für Afrika variieren zwischen 465 PWh [109] und 1.459 PWh und damit um einen Faktor von 3. Damit zeigt sich im Allgemeinen, dass die Ergebnisse von Potentialstudien größere Abweichungen aufweisen. Um zu beurteilen, ob die Unterschiede aus der Landeignungsanalyse oder der Simulation entstehen, können flächenspezifische Energiepotentiale verglichen werden. Von den betrachteten Studien weisen lediglich Chu et al. [113] und Trieb et al. [109] die geeigneten Flächen aus. Bei einer gesamten Abweichung von insgesamt 129% in den globalen Potentialen von Trieb et al. [109] bezogen auf Chu et al. [113] ergeben sich +57% der Abweichung durch Unterschiede in der Landeignungsanalyse und +72% aus Unterschieden

in der Simulation. Für Ergebnisse in Afrika zeigen Trieb et al. [109] eine Abweichung von -8% in der Landeignung und +221% in der Simulation gegenüber IRENA [110]. Chu et al. [113] weisen eine Abweichung von -45% in der Landeignung und +71% in der physikalischen Berechnung gegenüber IRENA [110] auf. Damit zeigt sich, dass relevante Unterschiede sowohl bei der Landeignugsanalyse sowie bei der Simulation vorhanden sind. Vor allem bei der physikalischen Berechnung zeigen sich große Unterschiede.

Um genauer auf die für diese Arbeit relevanten physikalischen Zusammenhänge von konzentrierter Solarkraft einzugehen, werden im folgenden Abschnitt detailliertere Simulationsprogramme vorgestellt.

2.2.4 Simulation

Zur Simulation von Parabolrinnenkraftwerken für spezifische Anlagen existieren verschiedene Programme. Diese sind zum Beispiel Greenius [89], SAM (System Advisor Model) [92] und Thermosys Pro [88]. Alle diese Tools haben gemein, dass sie nur für einen spezifischen Einzelstandort ein CSP-Kraftwerk berechnen. Dazu nutzen die Modelle physikalische Gleichungen, um basierend auf Solarstrahlungsdaten Kraftwerke zu simulieren. Dazu werden genaue Angaben von Parametern benötigt, welche deutlich über 50 Parametern liegen. Ebenso werden Eingangsdaten zu den Wetterbedingungen vor Ort benötigt, welche zum Beispiel mit ERA5 [116] global für historische Wetterjahre oder als globaler Solaratlas [117] frei verfügbar sind. Im Allgemeinen ist der Ablauf wie folgt: Zuerst wird das solare Feld berechnet, anschließend der Speicher und dann wird das thermische Kraftwerk modelliert.

Zur Simulation des solaren Feldes nutzt Greenius [89] einen Kollektorwirkungsgrad η_{Coll}, welcher das Verhältnis von solarer Strahlung zur Nutzwärme beschreibt. Dieser berücksichtigt alle Effekte des Absorbers nach Gleichung (2.9) und bestimmt ebenfalls die Verluste empirisch mittels Polynom vierten Grades abhängig von der Temperatur (vergleiche Abschnitt 2.2.2) [89]. Thermosys Pro hingegen modelliert die Wärmeverluste im Absorber empirisch mittels physikalischer Zusammenhänge nach Wärmestrahlung, -konvektion und -konduktion [88]. SAM berechnet eine genaue Verrohrungsauslegung des solaren Feldes und bestimmt basierend auf der Verrohrung über die Nusseltzahl der Strömung die Wärmeabgabe [92]. Darüberhinaus betrachten die Modelle thermisches Aufwärmverhalten des Wärmeübertragerfluids und weiterer Komponenten wie Verrohung, Pumpen, Wärmeübertrager et cetera. Speziell Wagner et al. [92] erwähnen dabei am Beispiel von SAM den hohen Einfluss des transienten Aufwärmverhaltens [92], welches in den Studien im Abschnitt zuvor vernachlässigt wird.

Als Speicher betrachten alle Modelle Zweitankspeicher. Der Speicher in Greenius wird ebenfalls empirisch modelliert mit einer konstanten Verlustrate von 1%/d und einem konstanten Temperaturniveau auf der warmen Seite des Speichers [89]. SAM nutzt dagegen eine physikalische Betrachtung beider Speicher und benötigt damit eine Vielzahl von zusätzlichen physikalischen Parametern [92]. Das Kraftwerk wird von Greenius empirisch, von SAM physikalisch modelliert [89][92]. Thermosys Pro modelliert lediglich das solare Feld [88].

Bei genauer Simulation der Anlagen ist neben der Beschreibung der physikalischen Zusammenhänge die Betriebsstrategie des Speichers und des Kraftwerkes von hoher Bedeutung. Die Auslegung der Betriebsstrategie findet statt, indem zuerst ein Aufheizen des Systems priorisiert wird, anschließend wird der Output maximiert. Die Auslegung der Kraftwerke nach

solarem Vielfachen SM und der Speichergröße TES findet dabei durch den Nutzer statt.

Damit zeigt sich, dass für die genaue Betrachtung von Solarkraftwerken genaue Modelle existieren, welche die physikalischen Zusammenhänge belastbar modellieren können. Vor allem empirische Modelle sind hierbei von Vorteil, da diese hohe Genauigkeiten mit wenigen notwendigen Parametern erreichen können und sich daher besser für globale Modellierungen eignen. Trotzdem gibt es bisher keinen Ansatz, der die Modelle zu einen global nutzbaren Ansatz weiterentwickelt.

2.2.5 Kosten- und Technologieentwicklungen von Parabolrinnenkraftwerken

Für die Betrachtung von Solarkraftwerken in zukünftigen Energiesystemen spielt neben der energetischen Betrachtung die Kostenentwicklung eine entscheidende Rolle. Diese ist eng an die technologische Entwicklung von Parabolrinnenkraftwerke gekoppelt. Die technologische Entwicklung und die Kostenentwicklung werden in diesem Abschnitt betrachtet, um basierend darauf techno-ökonomische Parameter im Kontext des zukünftigen erneuerbaren Energiesystems in dieser Arbeit abzuleiten.

Die Investitionskosten von Parabolrinnenkraftwerken sind vor allem durch das solare Feld mit einem Kostenanteil von 31% bestimmt (siehe Abbildung 2.10). Danach folgen indirekte Kosten für Projektplanung, Landfläche, nicht geplante Kosten und Steuern. Des Weiteren tragen der Wärmekreislauf des solaren Feldes, der Speicher, das Kraftwerk sowie weitere Kosten für Bodenaufbereitungen zu den Kosten bei. [85]

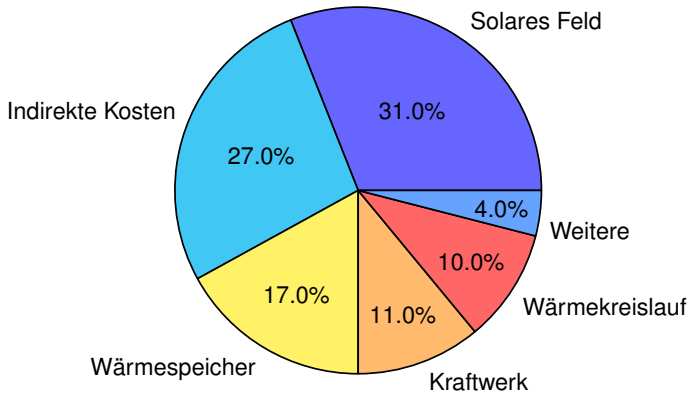


Abbildung 2.10: Kostenaufteilung eines 150 MW Parabolrinnenkraftwerkes nach Aseri et al. [85]

Die Kosten des solaren Feldes werden vor allem durch verstellbare Receiver und durch Absorberröhren hervorgerufen. Das größte Kostensenkungspotential liegt hier bei der Verwendung leichterer Spiegel, welche zusammen mit einer günstigeren Ständerung kombiniert werden können [118]. Ebenso geht die Entwicklung hin zu breiteren Öffnungen, um ein höheres Konzentrationsverhältnis zu ermöglichen. Dieses reduziert zwar nicht die Kosten des Feldes, aber führt aufgrund höherer Carnot' scher Wirkungsgrade zu einer höheren Leistung [100] (vergleiche Abschnitt 2.2.2). Aseri et al. [85] beziffern Kosteneinsparpotentiale des Feldes auf 26%. Konsequenz eines höheren Konzentrationsverhältnisses ist die Wahl

eines Wärmeübertragerfluids mit höherem Schmelzpunkt, wie spezifisch solares Salz oder Silikonöle (siehe Abschnitt 2.2.2) [85, 100]. Ebenso wird aufgrund der höheren Breite der Kollektoren eine geringere Receiverlänge verbaut, wodurch ebenfalls Pumpkosten abnehmen [85, 100]. Kosten des solaren Salzes können so um bis zu 38% sinken [85]. Ebenso sinken die Kosten der Speicher aufgrund höherer Temperaturen, da diese die gleiche Energiemenge bei geringerem Volumen speichern können [85, 100]. Bei Einsatz von solaren Salzen kommen darüber hinaus Einsparpotentiale hinzu, da hier kein Wärmeübertrager zum Speicher benötigt wird, da sich solares Salz als Speichermedium etabliert hat und dieses so direkt gespeichert werden kann. Aseri et al. [85] nennen hier Einsparpotentiale von bis zu 55% [85]. Beim Kraftwerk hingegen werden keine größeren Einsparpotentiale gesehen, da dieses eine etablierte Technologie ist [85]. Lediglich der Wirkungsgrad kann durch höhere Temperaturen angehoben werden [85]. Jedoch findet eine Vergrößerung der Kraftwerkskapazität statt, welche durch Musi et al. [119] auf 50-250 MW_{el} in 2050 berechnet wird. Ein Überblick über die spezifischen aktuellen Kosten von Parabolrinnenkraftwerken nach Komponenten gibt Abbildung 2.11. Zukünftig wird jedoch eine Verringerung der Kosten von CSP erwartet. So nehmen zum Beispiel Lilliestam et al. [120] Skaleneffekte von 20% bei Verdoppelung der Kapazitäten von CSP an.

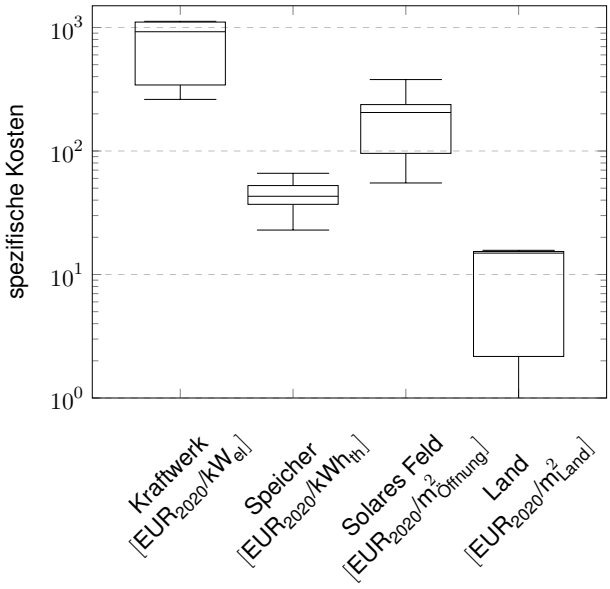


Abbildung 2.11: Überblick über spezifische Kosten von Parabolrinnenkraftwerken nach Komponenten in 2020 [121, 85, 122, 100, 123, 108, 92, 89]

Für 2050 ergeben sich aus den Literaturquellen aus Abschnitt 2.2.3 verschiedene Stromgestehungskosten. Stetter [112] bestimmt globale Stromgestehungskosten auf 11,3-17 $ct_{EUR,2020}$/kWh, Köberle et al. [111] berechnen 11,7 $ct_{EUR,2020}$/kWh. Broesamle et al. [105] prognostizierten im Jahre 2001 Stromgestehungskosten von 15,8 - 22,4 $ct_{EUR,2020}$/kWh für Nordafrika und Deshmukh et al. [106] 19,8 - 21,2 $ct_{EUR,2020}$/kWh für Indien.

2.2.6 Umwelteinfluss von CSP

Während des Betriebs von solarthermischen Kraftwerken entstehen diverse Einflüsse auf die Umwelt, welche die Standortauswahl und die Nachhaltigkeit von Projekten beeinflussen.

Ein Einfluss entsteht durch die Landnutzung des solaren Feldes, die dazu führt, dass die Fläche nicht mehr zur anderweitigen Nutzung wie zum Beispiel Landwirtschaft zur Verfügung steht. Ebenso nutzt ein solarthermisches Kraftwerk im Kühlkreislauf Wasser zur Abgabe von Abwärme. Der Wasserbedarf beläuft sich bei Verdunstungskühlung auf bis zu 3-4 m^3/MWh [124]. Bei trockener Kühlung mittels Luft sinkt der Wasserbedarf auf 0.2 m^3/MWh unter Wirkungsgradverlusten von 2 Prozentpunkten im Carnotprozess [125]. Ebenso kommt ein Wassserverbrauch von 20 l/m^2/a zum Waschen der Parabolrinnen hinzu [125]. Im Allgemeinen werden Parabolrinnenkraftwerke bevorzugt in Regionen mit hoher direkter Normalstrahlung gebaut, die vorwiegend in trockenen Regionen liegen. Daher kann Wasserverfügbarkeit ein wichtiger Einflussfaktor für den Bau von solarthermischen Kraftwerke sein [126].

Des Weiteren kann während des Betriebs Wärmeübertragerfluid austreten, welches die Umwelt negativ beeinflusst. Im realen Praxisbetrieb tritt ein Fehlerfall jedoch selten und nur mit geringen Verlustmengen auf. Bei einem Wechsel des Wärmeübertragerfluids zu solarem Salz können die Umwelteinflüsse minimiert werden. Daneben hat CSP auch einen Einfluss auf die lokale Flora und Fauna. Diese lassen sich primär durch den Bau von Zufahrtsstraßen, Stromtrassen sowie durch die zuvor beschriebene Landnutzungskonkurrenz zusammenfassen. Insbesondere bei Vögeln wurden hier sowohl ein positives als auch negatives Zusammenspiel festgestellt: Während Vögelpopulationen beobachtet wurden, welche im Schutze des solaren Feldes nisten, gibt es andere Arten, die Parabolrinnen aus der Luft mit Wasser verwechseln und beim vermeintlichen Eintauchen in die Wasseroberfläche sterben. [126]

Der Einfluss auf die menschliche Population ist abgesehen von der Landnutzungskonkurrenz durch Blendeffekte der Spiegel gegeben. Diese sind vor allem im Straßenverkehr [127] und an Flughäfen [128] zu beachten. Die Geräuschentwicklungen sind niedrig [126].

Allgemein lässt sich daher sagen, dass die Umwelteinflüsse von Parabolrinnenkraftwerken vergleichsweise gering sind. Die Flächennutzungskonkurrenz sowie die Nutzung von Wasser in trockenen Regionen können jedoch zur Einschränkung in der Verbreitung führen.

2.2.7 Zusammenfassung

Von den verschiedenen Technologien der solarthermischen Kraftwerke haben besonders Parabolrinnenkraftwerke aufgrund des hohen Technologiereifegrades und der geringen Kosten den höchsten Einfluss aller solarthermischen Kraftwerke auf die Ergebnisse diese Arbeit. Zur Betrachtung von solarthermischen Kraftwerken muss zwischen der Wärmebereitstellung des solaren Feldes, der Speicherung der Wärme und dem Kraftwerk unterschieden werden. Während die Wärmebereitstellung des solaren Feldes direkt von der solaren Strahlung abhängt und direkt simuliert werden kann, ist die Auslegung und der Betrieb der Speicher und der Kraftwerke vom Energiesystem abhängig. In den bisherigen Potentialanalysen (Tabelle 2.6) werden vor allem fixe Faktoren und einfache physikalische Zusammenhänge genutzt, um die Umwandlungsprozesse der solarthermischen Kraftwerke zu beschreiben. Diese Vorgehensweisen vernachlässigen jedoch für die genaue Zeitreihenanalyse dieser

Arbeit wichtige Zusammenhänge wie die Kosinusverluste der Sonneneinstrahlung bei einachsiger Nachführung und das transiente Aufwärmverhalten der Anlagen. Daher sind die existierenden Ansätze nur zu Betrachtung des Jahrespotentials geeignet. Dem gegenüber stehen detaillierte Simulationsmodelle, welche einzelne Kraftwerke physikalisch exakt beschreiben, die aber aufgrund der Komplexität nicht ohne weiteres in der globalen Potentialanalyse genutzt werden können. Die zur Landeignungsanalyse von Solarkraftwerken wichtigen Umwelteinflüsse unterscheiden sich nur geringfügig von denen der Freiflächenphotovoltaik und bestehen vor allem aus der Flächennutzungskonkurrenzen und der Berücksichtigung des Naturschutzes.

Da die bisher ermittelten Erzeugungspotenziale relevante zeitliche Effekte wie ein transientes Aufwärmverhalten und zeitliche Cosinusverluste nicht berücksichtigen und eine standortspezifische Betrachtung der technischen Potenziale fehlt, werden im Rahmen dieser Arbeit globale Erzeugungspotenziale und Kosten für CSP-Kraftwerke hergeleitet. Die Kopplung der Methodiken der globalen Potentialanalyse mit den physikalisch detaillierten Modellen zeigt Abschnitt 3.2. Im folgenden Kapitel wird auf die Grundlagen der geothermischen Stromerzeugung eingegangen.

2.3 Grundlagen der Geothermie

Eine weitere erneuerbare Erzeugungstechnologie, die grundlastfähig Strom bereitstellen kann, sind geothermische Anlagen. Um das globale Potential der geothermischen Nutzung abschätzen zu können, werden in diesem Kapitel die Grundprinzipien der technischen Ansätze zur Nutzbarmachung von Geothermie sowie aktuelle wissenschaftliche Ansätze zur Bestimmung der Erzeugungspotentiale und -kosten beschrieben.

2.3.1 Grundlagen und Techniken der Geothermie

Dieser Abschnitt geht auf die technischen Methoden zur Nutzbarmachung von Geothermie sowie auf die physikalischen Grundprinzipien, welche später zur Modellierung genutzt werden, ein. Basierend auf diesen Grundlagen wird in Abschnitt 3.3 ein Ansatz entwickelt, um globale Potentiale zur geothermischen Stromgewinnung zu berechnen.

Die geothermische Ressource

Wie später gezeigt wird, stehen zur globalen Untersuchung nur limitierte geologische Temperaturdaten zur Potentialuntersuchung zur Verfügung, sodass diese selber hergeleitet werden Die physikalischen Grundlagen dazu werden in diesem Kapitel erläutert. Geothermie beschreibt die technische Nutzung thermischer Energie aus dem Erdreich zur Nutzung im Energiesystem [129]. Die dabei genutzte Ressource ist die gespeicherte Wärme der Erde Q_{Erde}. Diese bestimmt sich durch [130]:

$$Q_{Erde} = c_{p,Stein}(T_{Erde} - T_{Ref}) \tag{2.14}$$

direkt aus der Erdtemperatur T_{Erde} mit einer Wärmekapazität von zum Beispiel $c_p = 1\ kJ/kgK$ für Granit [131, 132]. Die Temperatur der Erde ist unterschiedlich verteilt und

nimmt an der Erdoberfläche Werte von ca. 15 °C im Jahresmittel und im Erdkern bis zu 7000 °C an. Diese gespeicherte thermische Energie stammt zu ca. 30-50% aus der Erdentstehung, die restliche Wärme lässt sich auf den natürlichen Zerfall der radioaktiven Elemente Uran, Thorium und Potassium zurückführen [133, 131]. Insgesamt sind in den obersten 10 km des Erdmantels über 10^8 EJ thermische Energie gespeichert [133]. Dies entspricht dem 175.000-fachen des globalen Primärenergiebedarfs in 2019 von 571 EJ [134] und ist damit eine in bisherigen menschlichen Zeitskalen nicht erschöpfbare Energiequelle.

Die Temperaturdifferenz zwischen Erdkern und der Erdoberfläche bedingt nach dem Fourier'schen Gesetz einen Wärmestrom von Erdinneren in Richtung Erdoberfläche [131]:

$$\dot{q}_{Erde} = -\lambda_{Erde} \nabla T_{Erde} \approx -\lambda_{Erde} \frac{\Delta T_{Erde}}{\Delta z} \tag{2.15}$$

Hierbei beschreibt $\dot{q}_{Erde}$ den flächenbezogenen, von der Erde ausgehenden Oberflächenwärmestrom, λ_{Erde} den Wärmeübergangskoeffizient zwischen Erdkern und Erdmantel und ∇T_{Erde} beziehungsweise $\Delta T_{Erde}/\Delta z$ den Erdtemperaturgradienten über der Tiefe z. Der mittlere spezifischen Oberflächenwärmestrom ergibt sich aus Messungen zu 65 mW/K [131, 135] und liegt je nach vorliegenden Gesteinstypen der Erdkruste zwischen 1 und 210 mW/K [136]. Der globale Wärmeverlust der Erde berechnet sich damit zu 44,2 · 10^{12} W [135] und liegt jährlich um den Faktor von 2,45 über dem globalen Primärenergiebedarf in 2019 [134].

Der für Geothermie nutzbare Tiefenbereich liegt aufgrund der ökonomisch bedingten Bohrtiefe in absehbarer Zeit bei einer Tiefe von weniger als 10 km mit der tiefsten aktuellen Bohrung bei unter 7 km [137]. Ein typischer Temperaturverlauf über der Bohrtiefe ist in Abbildung 2.12 gezeigt.

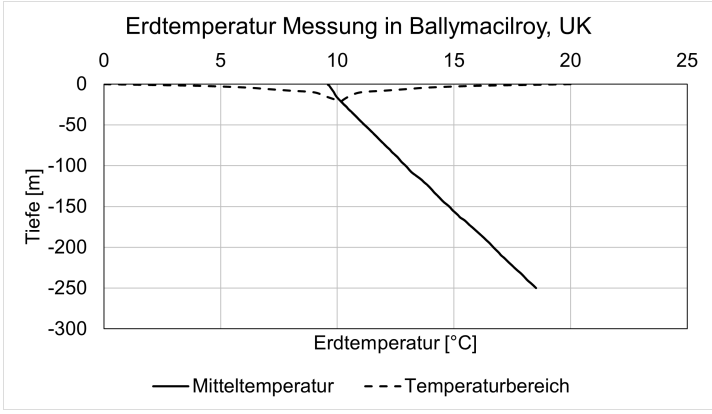


Abbildung 2.12: Geologischer Temperaturverlauf über der Tiefe [138]

Zu sehen ist, dass die mittlere Temperatur, analog zu den vorhergegangenen Aussagen zum geothermischen Wärmestrom, mit steigender Tiefe ansteigt. Darüber hinaus zeigt sich in den ersten 20 m der Einfluss der jahreszeitlich schwankenden Oberflächentemperatur. Unterhalb dieser Grenze ist die Temperatur im jährlichen Verlauf konstant [133]. Anhand der obigen Größen lässt sich der mittlere Temperaturverlauf in der Erde mittels der Fourierschen Wärmeleitung bestimmen [139, S. 342 ff]. Die analytische Lösung für den Temperaturverlauf ergibt ein Polynom zweiten Grades [131][139, S. 342 ff]:

$$T_{Erde}(z) = T_{Erde,0} + \frac{\dot{q}_{Erde}}{\lambda_{Erde}} z - \frac{A}{2\lambda_{Erde}} z^2 \tag{2.16}$$

Hierbei ist λ_{Erde} die Wärmeleitfähigkeit des Erdmantels und A die radioaktive Wärmeerzeugung. Daraus ergibt sich der geothermale Gradient als Temperaturänderung mit der Tiefe [131]:

$$\frac{\partial T_{Erde}(z)}{\partial z} = \frac{\dot{q}_{Erde}}{\lambda_{Erde}} - \frac{A}{\lambda_{Erde}} z \tag{2.17}$$

Die Parameter $\dot{q}_{Erde}$, λ_{Erde} und A hängen dabei vom Ort und der Tiefe ab. Orte mit einem hohen geothermischen Gradienten eignen sich dabei besser zur Nutzbarmachung von geothermischer Energie, da dort bei geringeren Tiefen höhere Temperaturen auftreten. Gleichung 2.17 zeigt, dass damit Orte mit einem hohen Oberflächenwärmestrom $\dot{q}_{Erde}$, geringer Wärmeleitfähigkeit λ_{Erde} und geringer radioaktiver Wärmeerzeugung A einen hohen geothermischen Gradienten aufweisen. Letztere Aussage ergibt sich, wenn auch unintuitiv, da die radioaktive Erzeugung bereits im Oberflächenwärmestrom berücksichtigt ist. Der Einfluss der radioaktiven Wärmeerzeugung auf den Temperaturgradienten ist in den ersten 10 km so gering, dass der Temperaturanstieg näherungsweise konstant ist (siehe Abschnitt 3.3.4). Der durchschnittliche geothermische Gradient liegt in Deutschland bei bei circa 0.025 - 0,03 K/m [140, 131].

Gleichung 2.16 wurde bereits angewandt, um geothermische Temperaturverläufe zu bestimmen: Aghahosseini et al. [141] nutzen den Ansatz, um global auf einem 1° x 1° x 1000 m - Raster globale geologische Temperaturen zu berechnen, veröffentlichen diese jedoch nicht. Artemieva et al. [142] berechnen geologische Temperaturen des Erdmantels, welche allerdings mit einer Auflösung von 50 km in der Tiefe nicht geeignet für die Analysen dieser Arbeit sind. Limberger [143] berechnet geologische Temperaturen mit einer Auflösung von 0.25° x 0.25° x 1000 m, jedoch nur für Europa. Daher werden in dieser Arbeit später eigene Temperaturen hergeleitet. Zur Lösung von Gleichung 2.16 müssen die Oberflächentemperatur $T_{Erde,0}$, der spezifische Oberflächenwärmestrom $\dot{q}_{Erde}$, die Wärmeleitfähigkeit λ_{Erde} und die radioaktive Wärmeproduktion A bekannt sein. Für die Bestimmung der Oberflächentemperatur gibt es mehrere Quellen. Eine davon ist der NASA POWER Data Access Viewer [144], welcher globale mittlere Erdoberflächentemperaturen zeigt. Zur Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit λ_{Erde} ist der vorliegende Gesteinstyp entscheidend, welcher durch Hartmann und Moosdorf [145] bestimmt wurde. Aghahosseini et al. [141] veröffentlichen in ihrem Ansatz eine Zuordnung von Gesteinstypen und deren Wärmeleitfähigkeit. Die radioaktive Wärmeproduktion A und der spezifische Oberflächenwärmestrom $\dot{q}_{Erde}$ werden in der Veröffentlichung von Goutorbe et. al. [136] dargestellt, die verschiedene geologische Größen für die gesamte Erde kartieren. Die Daten zum Oberflächenwärmestrom sind dabei die am teuersten zu bestimmenden Daten, da diese geologische Bohrungen voraussetzen. Die Bohrdaten sind in der Global Heat Flow Database [146] zusammengefasst und werden von drei vorherigen Quellen [141, 142, 143] in unterschiedlichen Versionen der Datenbank verwendet. Da die Bohrdaten zum Oberflächenwärmestrom nicht überall global vorliegen, nutzten Goutorbe et. al. [136] geologische Ähnlichkeitsanalysen, um basierend auf 20 verschiedenen geologischen Parametern Datenlöcher im Oberflächenwärmestrom zu füllen. Mithilfe dieser Parameter werden in Abschnitt 3.3.4 globale geologische Temperaturen hergeleitet.

Geothermische Technologien

Es existieren eine Vielzahl geologischer Technologien. Dieser Abschnitt legt dar, welche Technologien betrachtet werden müssen, um die Frage des Einflusses von Geothermie auf globale Energiesystemausfälle in erneuerbaren Energiesystemen zu beantworten.

Ziel geothermischer Anlagen ist es, die im vorherigen Abschnitt erläuterte thermische Energie aus dem Gestein zur energetischen Nutzung zu extrahieren. Dazu gibt es verschiedene, von der Nutzung und den vorliegenden Ressourcen abhängige Methoden. Diese unterscheiden sich in oberflächennahe und tiefe Geothermie und in Wärmenutzung oder Umwandlung in elektrische Energie (siehe 2.13).

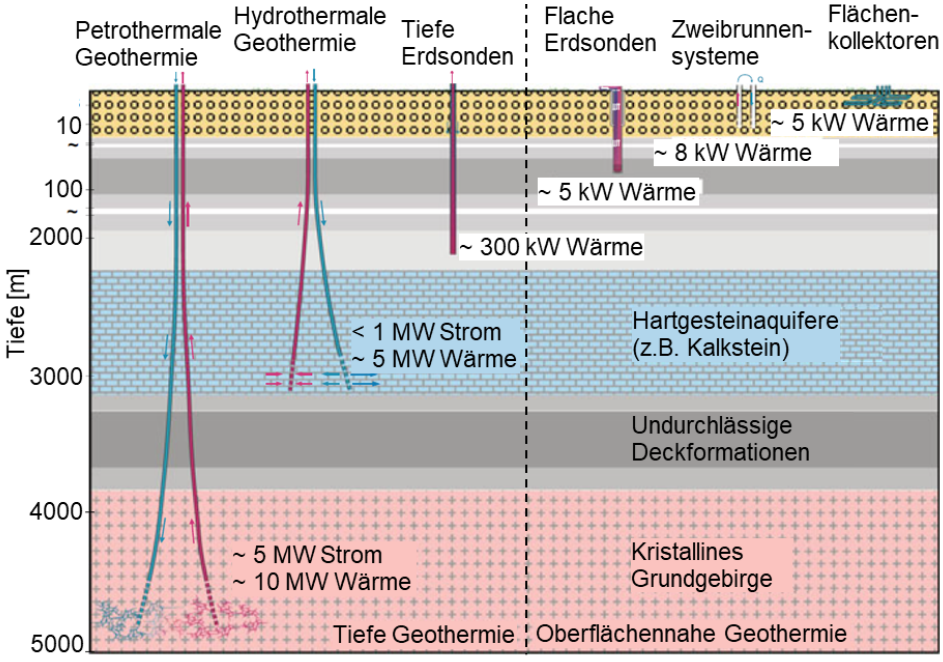


Abbildung 2.13: Geothermische Technologien [131]

Bei der oberflächennahen Geothermie spricht man von Tiefen bis zu 150 m [131] oder 400 m [133]. Die Wärme wird hier aus einer wasserführenden Schicht oder aus dem Erdreich bei maximal 25 $^{\circ}C$ [131] entnommen. Aufgrund des geringen Temperaturniveaus ist mittels oberflächennaher Geothermie keine Stromerzeugung möglich. Anwendungsbereich ist die lokale Wärmeversorgung [131, 133].

Tiefe Geothermie beschreibt die Gewinnung von Wärme aus mehr als 400 m Tiefe. Im Gegensatz zur oberflächennahen Geothermie können hier deutlich höhere Temperaturen von >150 $^{\circ}C$ erreicht werden, so dass eine Nutzung zur Stromgewinnung möglich ist [131]. Bei der tiefen Geothermie gibt es drei verschiedene Nutzungstypen. Bei der ersten, der tiefen Erdwärmesonne, wird in einem geschlossenen Wasserkreislauf die Erdwärme abtransportiert und direkt genutzt. Die beiden weiteren Methoden zur Nutzung tieflagernder geothermischer Ressourcen sind hydrothermale Systeme und petrothermale Systeme (auch Enhanced Geothermal Systems, EGS oder Hot Dry Rock, HDR). Beide Systeme nutzen im Betrieb ein ähnliches Vorgehen zur Extraktion der Wärme. Bei diesem wird aus einer Injektionsbohrung ein Wassermassenstrom $\dot{m}_{inj} \approx 30$ bis 100 kg/s [130, 147] zugeführt, welcher sich im unterirdischen Reservoir erwärmt und durch eine Produktionsbohrung an die Oberfläche transportiert wird. Dort wird die Wärme in einem Kraftwerk zu Strom gewandelt. Der Unterschied beider Technologien liegt dabei im Reservoir. Hydrothermale Systeme sind dabei auf das Vorhandensein einer permeablen, wasserführenden Schicht angewiesen und nutzen die im Wasser gespeicherte Wärme. Bei petrothermalen Systemen hingegen ist keine

wasserführende Schicht notwendig. Diese nutzen tiefer gelegene Schichten im kristallinen Grundgebirge, welche von Natur aus zerklüftet sind. Die vorhandenen Risse werden durch eine künstliche Stimulation des Reservoirs verstärkt und dienen als Wärmetauscher zwischen dem Gestein und dem zugeführten Wasser. Die nutzbare Wärme entspricht der im Gestein gespeicherten Wärme (siehe Gleichung 2.14). [131, S. 65]

Vergleicht man beide Technologien, zeigt sich, dass der große Vorteil der petrothermalen Systeme in ihrer Standortunabhängigkeit liegt. Während hydrothermale Kraftwerke auf eine geeignete wasserführenden Schicht angewiesen sind, kann petrothermale Geothermie unabhängig von geologischen Abhängigkeiten durchgeführt werden [131, S. 65]. Damit ergeben sich für petrothermale Systeme deutlich größere und verteilte Potentiale. Demgegenüber liegen die geringeren Investitionskosten der hydrothermalen Systeme, da diese häufig in geringeren Tiefen Wasser fördern können als die petrothermalen Systeme, welche immer bis in das kristalline Grundgebirge vordringen müssen. Jedoch sind die Kosten der petrothermalen Systeme nach Tester et al. [130] mit 5 EURct/kWh$_{el}$ für technisch ausgereifte Systeme immer noch wettbewerbsfähig. Ebenfalls schreibt Stober [131], dass die zukünftige Bereitstellung geothermisch gewonnener elektrischer Energie primär durch petrothermale Systeme erfolgen wird [131, S. 208].

Aufgrund der niedrigen Kosten und der hohen möglichen Potentiale petrothermaler Systeme wird in dieser Arbeit primär auf diese eingegangen. Prinzipiell lässt sich der gewählte Ansatz jedoch auf hydrothermale Systeme übertragen. Im Folgenden wird nun genauer auf die petrothermale Geothermie eingegangen.

Petrothermale Geothermie

Da, wie später beschreiben, die existierenden Ansätze nicht ausreichen, um standortscharfe Potentialanalysen durchzuführen, wird ein eigener Ansatz entwickelt, um Kraftwerke auszulegen und Erzeugungspotentiale zu bestimmen. Die Grundlagen dazu legt dieser Abschnitt. Die petrothermale Geothermie nutzt tiefliegende geothermische Ressourcen zur Stromgewinnung. Dabei wird durch Stimulation ein Reservoir im kristallinen Grundgebirge geschaffen, welches als Wärmeübertrager zwischen dem warmen Gestein und dem zugeführten Wasser dient (siehe Kapitel 2.3.1). Aktuell befindet sich die Technologie noch im Forschungsstadium. Obwohl es seit 1970 über 64 Projekte gab, welche Stimulationsmaßnahmen zur Erhöhung der Produktivität des Reservoirs nutzten [148], war das Kraftwerk in Soultz-sous-Forêts 2011 das einzige rein petrothermale Kraftwerk, welches kommerziell in Nutzung war [131, S. 66]. Nach der Klassifizierung der "Geothermal Technology Roadmap"[149] befinden sich aktuelle petrothermale Geothermieprojekte mit einem Technologiereifegrad von 6 in der Phase der ersten industriellen Anwendung [149]. In einer Technologieroadmap des US-amerikanischen Department of Energy [150] wird von einer Kostensenkung in einen ökonomisch wettbewerbsfähigen Bereich bis 2030 gesprochen [150]. Damit spielt die Technologie aktuell eine untergeordnete Rolle, kann allerdings für die in dieser Arbeit betrachteten erneuerbaren Energiesysteme im Horizont bis 2050 eine relevante Option darstellen.

Im Folgenden wird auf die technische Funktionsweise petrothermaler Geothermie eingegangen. Ein petrothermales Kraftwerk besteht aus einem Reservoir, einer Injektionsbohrung, einer Produktionsbohrung, dem Kraftwerk selber und aus Hilfskomponenten wie einem Kühlturm, einer Frischwasseraufbereitung und Pumpen für den Wasserkreislauf (siehe

Abbildung 2.14). Auf die Komponenten wird nun im Folgenden eingegangen.

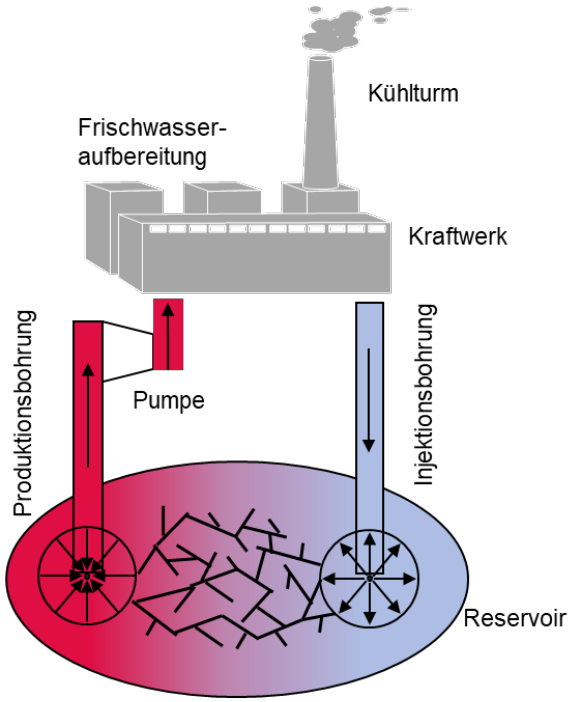


Abbildung 2.14: Komponenten eines geothermischen Kraftwerkes

Reservoir
Das Reservoir eines petrothermalen Kraftwerks beschreibt den Bereich des Gesteins, aus dem die Wärme entnommen wird. Zunächst ist das Reservoir gar nicht oder nur geringfügig durchlässig für Wasser. Dies wird mittels der Produktivität $pr = \dot{m}_{Pr}/\Delta p_{Res}$ beschrieben, welche den Produktionswassermassenstrom $\dot{m}_{Pr}$ je eingesetztem Wasserdruck Δp_{Res} über dem Reservoir beschreibt. Zu Verbesserung der Produktivität, werden die Risse im Reservoir geweitet. Dies kann entweder hydraulisch oder thermisch und chemisch oder aus einer Kombination beider Verfahrensweisen entstehen. Die bisher meist genutzten Methoden sind dabei hydraulischer Art [148]. Dabei wir in der Injektionsbohrung und Produktionsbohrung Wasser unter hohem Druck eingepresst, sodass sich Risse im Gestein irreversibel öffnen und einen besseren Transport von Wasser ermöglichen. Idealerweise ist das Reservoir nach der Stimulation möglichst gleichmäßig mit Rissen durchzogen, um so eine homogene Wärmeausnutzung zu gewährleisten [151]. Im schlimmsten Fall kommt es durch die Stimulation zu einem thermischen Kurzschluss, bei welchem sich ein Riss soweit öffnet, dass nahezu das komplette Wasser abfließt und nur noch ein geringer Teil der Wärme abgeführt werden kann [130][151]. Eine Größe, um die Ausnutzung eines Reservoirs zu beschreiben, ist der Recovery-Factor [130]:

$$R_F = \frac{Q_{Nutz}}{Q_{Stein}} = \frac{V_{Nutz} * (T_{Stein,0} - T_{Stein})}{V_{Res} * (T_{Stein,0} - T_{Oberflaeche})} \tag{2.18}$$

$$\phi_V = \frac{V_{Nutz}}{V_{Res}} \tag{2.19}$$

$$\phi_T = \frac{(T_{Stein,0} - T_{Stein})}{(T_{Stein,0} - T_{Oberflaeche})} \tag{2.20}$$

Dieser gibt an, welcher Anteil der im Gestein gespeicherten Wärme genutzt werden kann, und setzt sich aus einem volumetrischen Anteil und einem thermischen Anteil zusammen. Während der thermische Anteil ϕ_T vom Betrieb abhängt, beschreibt ϕ_V den durch Stimulation nutzbar gemachten Anteil des Reservoirs. Insgesamt liegt der Recovery-Factor R_F in Bereichen von 2% [130] bei einem thermischen Kurzschluss und bis zu 40% [151] für ein ideales Reservoir unter Simulationsbedingungen [152]. Genaue Werte hängen hier von verschiedenen Faktoren und individuellen Standortbedingungen ab und werden in Abschnitt 2.3.3 und von Williams et al.[153] diskutiert.

Wasserkreislauf

Der Wasserkreislauf dient dazu, die Wärme des Reservoirs aufzunehmen und zum Kraftwerk an die Oberfläche zu transportieren. Der Wasserkreislauf ist als geschlossener Kreislauf ausgelegt. Durch die Injektionsbohrung wird das Wasser in das Reservoir gepumpt, wo es die Wärme als Enthalpie speichert und anschließend durch die Produktionsbohrung an die Oberfläche transportiert. Die Bohrlöcher sind von außen ummantelt, sodass es sich um ein geschlossenes System handelt [154]. Durch das Reservoir können trotzdem Wasserverluste von bis zu 5% entstehen [155]. Das Wasser wird mittels einer Pumpe zirkuliert. Diese sitzt unterirdisch in der Produktionsbohrung, um die hydraulischen Verluste auszugleichen. Dabei ergeben sich Produktionsraten von $\dot{m}_{Pr} = 30$ bis 100 kg/s [155, 156, 141]. Die nutzbare Wärme an der Oberfläche berechnet sich damit zu:

$$\dot{Q}_{Nutz} = \dot{m}_{Pr} c_{p,Wasser} (T_{Produktion} - T_{Injektion}) \tag{2.21}$$

Dabei beschreibt die Temperaturdifferenz den Unterschied zwischen der Injektionstemperatur $T_{Injektion}$ und der Produktionstemperatur $T_{Produktion}$.

Kraftwerk

Diese Wärme kann im thermischen Kraftwerk zur Stromerzeugung genutzt werden. Die Umwandlung von Wärme zu Strom unterliegt prinzipiell dem Carnot'schen Wirkungsgrad. Da die geothermischen Temperaturen mit >150 $^\circ C$ verglichen mit konventionellen Kraftwerken gering sind, ergeben sich vergleichsweise geringe Wirkungsgrade in der Größenordnung von 11 - 22%. Die Umwandlung erfolgt bei petrothermalen Systemen in der Regel durch Flash-Kraftwerke, bei welchen der Produktionswassermassenstrom in einem Verdampfer schlagartig verdampft wird und einer Dampfturbine zugeführt wird. Zur Kreislaufnutzung wird das Wasser in einem Kondensator gekühlt und anschließend dem Wasserkreislauf zurückgeführt. [130, S. 241]. Die erreichte Auslastung von geothermischen Kraftwerken kann aufgrund der hohen Verfügbarkeit über 90% erreichen und wird primär durch technische Wartungen begrenzt [157].

Kosten

Zur späteren Kostenbetrachtung geothermaler Systeme wird an dieser Stelle auf existierende Investitionskostenberechnungen für petrothermale Geothermieanlagen eingegangen. In Abbildung 2.15 ist die Kostenaufteilung für mehreren Quellen beispielhaft für ein 7 MW_{el} Kraftwerk bei einer Tiefe von 2100 m dargestellt.

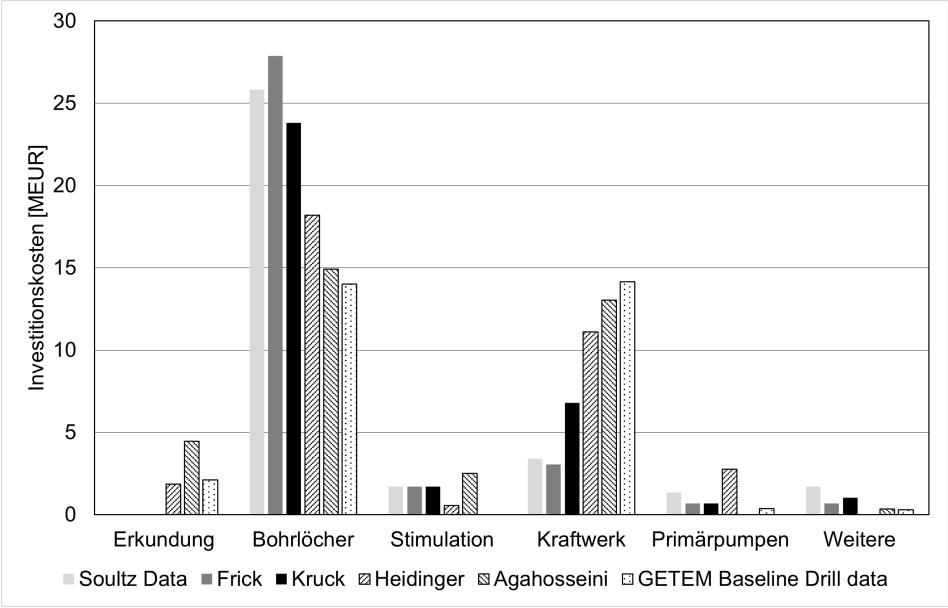


Abbildung 2.15: Investitionskosten für ein 7 MW_{el} Kraftwerk bei einer Tiefe von 2100 m nach [158, 154, 141, 155].

Es zeigt sich, dass über alle Quellen hinweg die Bohrlochkosten den größten Anteil mit 58% im Mittel ausmachen. Diese werden in der Literatur häufig als Polynom zweiten Grades dargestellt, da die Bohrkosten mit der Tiefe stark ansteigen und bei Anlagen mit höheren Tiefen deutlich höhere Anteile erreichen können [141, 155]. Die Bohrlochkosten sind für verschiedene Kostenmodelle der Literatur in Abbildung 2.16 dargestellt. Der zweitgrößte Kostenanteil ist das thermische Kraftwerk, welches im Mittel 30% der Investitionskosten ausmacht. Die Kraftwerkskosten werden als lineare Funktion der Kraftwerksgröße angegeben [154][141]. Weitere Kostenpositionen sind die Kosten zur Erkundung der geothermischen Lagerstätte (8%), die Stimulation (5%), die Kosten der Pumpen für den geothermischen Wasserkreislauf (3%) sowie weitere Kosten. Damit stellen die Hauptkostenanteile für petrothermale Geothermie die Bohrkosten und die Kraftwerkskosten dar.

2.3.2 Umwelteinfluss von petrothermaler Geothermie

Ein Ziel von erneuerbaren Energiesystemen ist es, die Umwelt- und Klimaeinwirkung im Vergleich zu fossilen Energiesystemen zu verringern. Daher widmet sich dieses Kapitel den regionalen Umwelteinflüssen von petrothermaler Geothermie, welche später zur Ableitung der Landeignungsparameter genutzt werden. Prinzipiell gibt es mehrere potenzielle Wirkmechanismen, die in der Vergangenheit bei geothermischen Kraftwerken aufgetreten sind [130]:

- stoffliche Beeinflussung der Umgebung
- Untergrundeffekte (Absenkungen, Seismik)

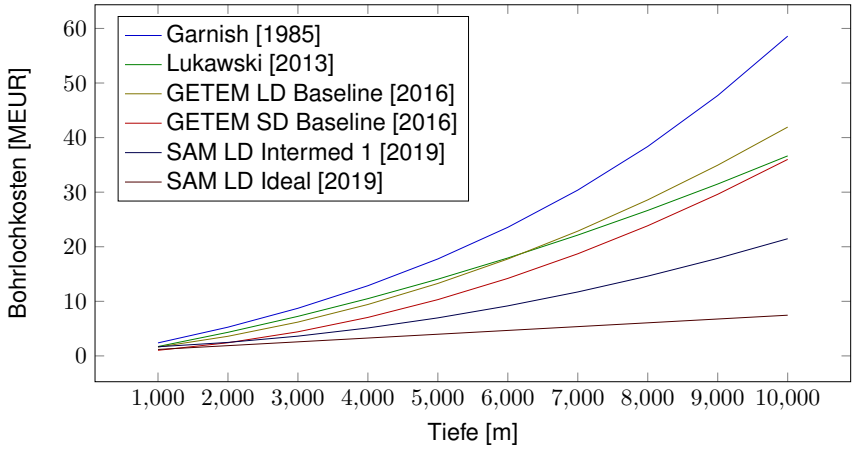


Abbildung 2.16: Kosten geothermischer Bohrungen nach [155, 159, 160, 161]

- Geräusche und optische Beeinflussung
- Weitere Aspekte

Während des Betriebs werden verschiedene Stoffe aus den tiefen Gesteinsschichten im Wasserkreislauf gelöst. Diese bestehen vor allem aus Mineralien und Schwefelverbindungen. Während Salz einen großen Teil der Mineralien ausmacht, können je nach Ort einige der Mineralien giftig (zum Beispiel Bor, Arsen, ...) oder radioaktiv sein (zum Beispiel Uran, Cäsium, ...) [156]. Jedoch sind deren Austritt in die Umgebung aufgrund der Reinjektion des geförderten Wassers [130] und der real gemessene Werte für Radioaktivität gering [156][148]. Ebenso können sich in der Gasphase Schwefelverbindungen wie H_2S oder Kohlenwasserstoffe befinden. Schwefelverbindungen können wieder zurückgeführt werden [130]. Daher ist die stoffliche Beeinflussung auf die Umgebung als gering anzusehen.

Untergrundeffekte sind bereits in der Vergangenheit aufgetreten. So gibt es mehrere Beispiele, bei denen hydraulische Stimulationsmaßnahmen zu seismischen Events geführt haben, von denen drei Projekte zu Gebäudeschäden geführt haben [148, 162]. Auf der anderen Seite schätzen die meisten Studien in Zukunft und basierend auf den Erfahrungen obiger Beispiele seismische Effekte als gering ein [130, 131, 148, 163, 164, 165, 166]. So können weiterentwickelte Explorationsmethoden, numerische Simulationen der Stimulation des Reservoirs und die seismische Überwachung der Stimulation das Risiko für induzierte Erdbeben verhindern. Ebenfalls relevant ist hier die Einbindung und transparente Kommunikation mit der Öffentlichkeit zur Erhöhung der öffentlichen Akzeptanz von petrothermalen Geothermieprojekten [156, 163, 131]. Ein weiteres Beispiel für Absenkungen der Oberfläche gibt es in Neuseeland. Tester et al. [130] kommen jedoch zu dem Schluss, dass dies ein Einzelfall ist und lokale Charakteristika kombiniert mit flachen Reservoirtiefen zu diesen Effekten geführt haben. Bei 64 weiteren Projekten ist es nicht zu diesem Phänomen gekommen [148]. Daher ist eine Landabsenkung im Gegensatz zu Salzkavernen (siehe Abschnitt 2.4.3) unwahrscheinlich.

Ebenfalls führen petrothermale Kraftwerke während des Betriebs und des Baus zu akustischen und visuellen Auswirkungen. Während der Bohrung und der Stimulation des Reservoirs können dabei Geräusche über einen begrenzten Zeitraum von 80 bis 115 dB und wäh-

Tabelle 2.7: Ansätze zur Berechnung von petrothermaler Geothermie

Name	Kategorie	Quellen
Volumenmethode	Flächenbezogen	[130][152]
Nachhaltige Volumenmethode	Flächenbezogen	[170]
Gringarten	Kraftwerk (technisch)	[171][172]
numerische Simulation	Kraftwerk (technisch)	[169]
SAM NREL (GETEM)	Kraftwerk (techno-ökonomisch)	[155]
HDR economic modeling	Kraftwerk (ökonomisch)	[154]

rend des Betriebes zwischen 71 und 83 dB auftreten [130, 167]. Ebenfalls kommt es durch das Kraftwerk selber und durch den vom Kühlturm verursachten Wasserdampf zur visuellen Beeinträchtigung [130]. Beide Beeinflussungen wurden beim Kraftwerk Soultz allerdings bei Bürgerbefragungen als geringe Störquellen empfunden [156].

Weitere mögliche Umwelteinflüsse sind die Flächeninanspruchnahme durch die Kraftwerksanlagen, die Wassernutzung bei der Stimulation und während des Betriebes sowie Auswirkungen im Störfall. Eine Beeinflussung des Grundwassers ist während des normalen Betriebes im Gegensatz zu hydrothermalen Kraftwerken gering [130]. Ebenfalls führt die tiefe Geothermie zu einer Absenkung der Gesteinstemperatur, welche theoretisch zu Umwelteinflüssen wie einem schlechteren Wachstumsverhalten von Pflanzen führen könnte [168]. Allerdings zeigt Doe et al. [169], dass bereits Risse innerhalb des Reservoirs (<1 km Abstand) aufgrund der geringen Wärmeleitfähigkeit des Gesteins thermisch entkoppelt sind. Daher ergibt sich eine thermische Entkoppelung zur Oberfläche bei Tiefen zwischen 1 und 7 km und kein direkter Einfluss durch die Temperaturabsenkung.

2.3.3 Studien globaler Stromgewinnungspotentiale von Geothermie

Ein Ziel dieser Arbeit ist es, auf einer globalen Skala die erneuerbaren Potentiale für Geothermie zu bestimmen. In diesem Kapitel werden vorhandene Methoden und Ergebnisse bestehender Ansätze und Studien zur Bestimmung nationaler und internationaler Erzeugungspotentiale erläutert und die zu schließenden Lücken in den bisherigen methodischen Ansätzen hergeleitet.

Ansätze zur Potentialbestimmung

In der Literatur finden sich verschiedene Ansätze zur Modellierung von petrothermalen Kraftwerken. Diese unterscheiden sich einerseits in Ansätze zur ökonomischen oder technoökonomischen Berechnung einzelner Kraftwerke. Andererseits gibt es Ansätze, die auf die genaue Simulation von einzelnen Kraftwerken verzichten und dafür eine Berechnung von Flächenpotentialen, also den für Geothermie geeigneten Flächen, ermöglichen. Eine Übersicht ist in Tabelle 2.7 zu finden:

Das Konzept der Volumenmethode wurde 2006 von Tester [130] entwickelt und zur Bestimmung des Geothermiepotentials in den USA erstmalig angewandt. Der Grundgedanke ist,

dass die Zuordnung eines spezifischen Reservoirs zu einem spezifischen Kraftwerk aufgehoben wird und stattdessen für ein großes, statistisch verteiltes Reservoir (hier 1'x1'x1km) ein statistisch mittleres Kraftwerk gerechnet wird, um eine Abschätzung der extrahierbaren Leistung zu erhalten. Dieser Gedanke wurde von Beardsmore et al. [152] mit neueren Erkenntnissen zur Reservoirstimulation weiterentwickelt. Der Ansatz geht von einer Abkühlung des Gesteins im Reservoir von 10 K aus. Die im Gestein erhaltene Wärme Q_{Stein} kann dabei mit einem Recovery-Factor R_F von 14 % genutzt werden. Mittels der Temperatur des Gesteins und eines temperaturabhängigen Wirkungsgrades des thermischen Kraftwerkes kann die extrahierbare Arbeit W_{el} über eine Lebensdauer des Kraftwerkes von 30 a berechnet werden [130][152]. Die Ergebnisse der Volumenmethode sind dabei stark von den Annahmen der Abkühlung von 10K/30a und des Anteils der extrahierbaren Wärme R_F von 14% abhängig. Erstere Annahme stammt aus Tester [130] und limitiert die Temperaturabsenkung des Reservoirs so, dass das Reservoir innerhalb von 100 Jahren zur Ausgangstemperatur zurückkehrt [130][173]. Zweite Annahme ist das Ergebnis einer Kombination aus Simulationsergebnissen von Sanyal und Butler [151], welche einen Recovery Faktor von $R_F = 0,4$ für optimal stimulierte Reservoire berechnen, und einer Diskussion zur Erfolgsrate der Stimulationsmechanismen aus Williams et al. [153], die von einer Gleichverteilung des R_F zwischen 8 und 20% ausgehen. Da beide Einflüsse linear auf die Energiepotentiale der Methode eingehen, sind diese einer linearen Unsicherheit unterworfen.

Der zweite Ansatz ist die nachhaltige Volumenmethode. Hier wird angenommen, dass die Temperatur des Gesteines nicht abgesenkt wird: $dT_{Stein}/dt = 0$. Stattdessen wird die nutzbare Wärme ausschließlich aus dem geothermischen Wärmestrom des Erdkerns (Gleichung 2.15) genutzt [170, 141]. Dieser wird analog zum Ansatz der Volumenmethode zu einer mittleren elektrischen Nutzleistung des Kraftwerkes umgerechnet. Da der geothermische Wärmestrom primär auf der Wärmeleitung durch das Gestein basiert und Stein eine geringe Wärmeleitfähigkeit aufweist, ist der rein erneuerbare Anteil an Wärme gering. In einer Studie von Aghahosseini [141] wird dieser mit 0,2% des Anteils aus der Volumenmethode beziffert. Es zeigt sich, dass die Volumenmethode und die nachhaltige Volumenmethode gut anwendbar sind, um im statistischen Mittel Berechnungen für geologische Potentiale über große Flächen durchzuführen. Die Reservoireigenschaften werden allerdings nur eingeschränkt betrachtet. Ebenfalls unterliegt das Ergebnis der Methode stark dem Einfluss einer exogen angenommenen Annahme zur Temperaturabsenkung.

Eine weitere Möglichkeit zur Betrachtung petrothermaler Anlagen sind physikalische Betrachtungen basierend auf Studien von Gringarten et al. [171]. Gringarten löst mittels der Poissongleichung die Differentialgleichung für die Wassertemperatur im Reservoir abhängig von Zeit und Ort. Die Lösung der Differentialgleichungen werden als Wasserauslasstemperatur am Reservoir in Kurven dargestellt und beschreiben das Abkühlverhalten des Reservoirs abhängig von Stoffeigenschaften, von der Größe des Reservoirs, vom Abstand der stimulierten Risse, vom Wasservolumenstrom und von den initialen Temperaturen. Aufgrund des physikalischen Ansatzes kann der Ansatz zur Auslegung von petrothermalen Kraftwerken genutzt werden wie von Augustine in [172] beschrieben. Augustine et al .[172] und Doe et al. [169] diskutieren die Anwendbarkeit dieser Methode zur Betrachtung von Kraftwerken und vergleichen diese mit numerischen Simulationen. Hauptpunkt der Diskussion ist Gringartens Annahme, die Risse im Reservoir seien gleichmäßig verteilt und werden alle von demselben Volumenstrom durchströmt. Reale Ergebnisse aus Doe et al. [169] zeigen, dass diese Annahmen bei nicht gleichverteilten Rissen nicht gegeben sind und reale thermische Beeinflussungen höher als von Gringarten angenommen sind. Für große Rissabstände wird dieser Effekt geringer, sodass hier Abweichungen geringer sind. Damit werden die thermischen Ausgangsleistungen bei kleinen Rissabständen überschätzt. In der Methodik

dieser Arbeit wird daher später ein Rissabstand oberhalb dieser Schwelle genutzt.

Eine weitere Möglichkeit der technischen Berechnung von Reservoirs ist die numerische Simulation von diskreten Rissnetzwerken (discrete fracture networks, DFN). Diese simulieren diskrete, planare, dreidimensionale Risse und modellieren daher Einflüsse durch Heterogenität [169]. Ein Beispiel ist hier die kommerzielle Software HydroGeoSphere, welche mittels finiter Volumenmethode die Richardsgleichungen für Grundwasserstömungen sowie Wärmeleitungsgleichungen löst [174]. Mit der Software ist die genaue Simulation individueller Reservoircharakteristika möglich. Dafür werden genaue Daten über lokal vorhandene Rissstrukturen und Spannungsvektoren aus Explorationsbohrungen sowie eine Simulation der hydraulischen Stimulation notwendig. Damit lassen sich mittels Simulation standortgenaue Ergebnisse berechnen, welche allerdings einen hohen Rechenaufwand und standortspezifische Daten benötigen.

Zusätzlich zu den technischen Berechnungen gibt es die primär ökonomischen Modelle GETEM [155] und HDRec [154] und wissenschaftlichen Veröffentlichungen wie Mines et al. [175] und Beckers et al. [176]. Das GETEM-Modell des Department of Energy der USA [155] ist ein Modell zur ökonomischen Berechnung der Stromgewinnung aus Tiefengeothermie. Abhängig von der Gesteinstemperatur und der Bohrtiefe wird durch Annahmen zur Produktionsrate eine Auslegung verschiedener Komponenten durchgeführt und eine detaillierte Kostenberechnung durchgeführt. Eine Berechnung des thermischen Verhaltens des Reservoirs findet dabei nicht statt. Im Vordergrund steht die Bestimmung der Stromgestehungskosten basierend auf ökonomischen Betrachtungen. Das Modell HDRec [154] nutzt einen ähnlichen Ansatz. Hier wird eine idealisierte, nicht näher genannte Berechnung der Wärmemenge des Reservoirs durchgeführt. Im Anschluss findet eine ökonomische Berechnung des Kraftwerks zur Bestimmung der Stromgestehungskosten statt. Beide Modelle sowie die beiden wissenschaftlichen Studien nutzen hier verschiedene Ansätze zu Bestimmung der Kosten von Bohrungen, des Kraftwerks, der Stimulation und des Betriebs eines petrothermalen Kraftwerks (siehe ebenfalls Abbildung 2.15). Der Fokus liegt hier auf der Berechnung ökonomischer Kenngrößen wie den Stromgestehungskosten, der Investitionskosten, des Kapitalwerts und weitere.

Zusammengefasst gibt es drei verschiedene Arten von Modellansätzen zur Berechnung von geothermischen Anlagen. Die erste ist die Volumenmethode, welche sich besonders zur technischen Potentialanalyse eignet, allerdings die physikalischen Eigenschaften vereinfacht mittels des Recovery-Faktors darstellen. Der zweite Modellansatz sind die analytische Lösungen von Gringarten oder numerische Methoden, welche die physikalischen Zusammenhänge des Reservoirs modellieren, allerdings nur einzelne Kraftwerke betrachten und daher bisher noch nicht zur Potentialanalyse eingesetzt wurden. Drittens gibt es Modelle, die im Gegensatz zur physikalischen Beschreibung einen starken Fokus auf die ökonomische Modellierung der Kraftwerke legen, welche ebenfalls nur für individuelle Kraftwerke angewandt wurden.

Ergebnisse globaler Studien

In der Vergangenheit wurden bereits Potentialstudien zur Tiefengeothermie durchgeführt. Diese sind in Tabelle 2.8 dargestellt.

Primär lassen sich diese in die betrachteten Reservoirtypen unterscheiden. Sechs der in Ta-

Tabelle 2.8: Existierende Potentialstudien für petrothermale Geothermie [130, 137, 141, 143, 172, 177, 178]

Autoren	Jahr	Region	Reservoirtypen	Ansatz	Auflösung
Jung et al.	2002	DEU	Heißwasseraquifere, Tiefenstörungen und kristalline Gesteine	Volumenmethode	keine Angabe
Tester	2006	USA	kristalline Gesteine	Volumenmethode	5'x5'x1km
Chamorro	2013	Europa	kristalline Gesteine	Volumenmethode	1'x1'x1km
Limberger	2014	Europa	kristalline Gesteine	Volumenmethode	0,25'^{2}x1km
Limberger	2018	global	Heißwasseraquifere	Volumenmethode für Aquifere	5'x5'x1km
Augustine	2017	USA	kristalline Gesteine	Volumenmethode	5'x5'x1km
Aghahoss-eini	2020	global	kristalline Gesteine	nachhaltige Volumenmethode	1'x1'x1km

belle 2.8 dargestellten sieben Studien betrachten die Stromnutzung aus kristallinen Gesteinen (petrothermale Geothermie), zwei Studien die Wärmenutzung aus Aquiferen (hydrothermal Geothermie) und eine Studie die Nutzung geothermischer Wärme aus Tiefenstörung. Alle Ansätze nutzen dabei die Volumenmethode oder deren Weiterentwicklungen. Die Volumenmethode wurde in Tester [130] und Beardsmore [152] entwickelt und von Chamorro [177], Limberger [143][178], Augustine [172] und Aghahosseini [141] genutzt. Der Ansatz zur nachhaltigen Volumenmethode wurde von Aghahosseini [141] genutzt. Limberger [178] entwickelte den Volumenansatz zur Anwendung in aquiferen Reservoiren weiter.

Mithilfe der Volumenmethode lassen sich verschiedene Potentiale bestimmen. Die Analyse nach Tester [130] weist für die USA ein geothermisches Potential von 1,536 GW_{el} aus. Augustine [172] berechnet zwischen 1,375 und 1,7678 GW_{el}, was die in 2022 installierte Kraftwerkskapazität im Stromsektor überschreitet (1,143 GW_{el} [179]). Limberger berechnet für 2050 für Europa ein technisches Potential von 22 TW_{el} sowie ein ökonomisches Potential von 522 GW_{el}. Chamorro berechnet für Europa ein Potential von 6570 GW_{el} für Tiefen von 3-10 km. Für Deutschland errechnet Jung eine maximale nutzbare Energie von 1,1 $\cdot 10^{21}$ J_{el}, was bei einer Nutzungsdauer von 30 a etwas 1400 GW_{el} entsprechen würde. Allerdings werden hier keine dedizierten Kapazitäten hergeleitet, sondern die insgesamt extrahierbare Strommenge aus der Gesteinsenthalpie berechnet.

Des Weiteren berechnen Chamorro und Augustine Potentiale mithilfe des nachhaltigen Volumenansatzes. Damit ergeben sich verglichen mit den Potentialen aus der Volumenmethode deutlich geringere Erzeugungspotentiale von circa 0,005%.

Unterschiede zwischen den verschiedenen Studien liegen hier primär in den Annahmen der Nutzung dieser Methode. Tester [130], Chamorro [177], Augustine [172] und Aghahosseini [141] nehmen ein thermische Abkühlung von 10K/30a nach Tester [130] an und nutzen damit nicht den vollen möglichen technischen Temperaturhub aus. Dagegen betrachten Jung et al. [137] eine maximale technische Temperaturabsenkung des Reservoirs auf die Injektionstemperatur T_{Inj}, Limberger eine Absenkung von 90% [143] bis 100% [178] des maximalen Temperaturhubs. Ebenfalls variieren die in der Literatur genutzten Annahmen der Recovery-Faktoren stark. Aufgrund von Unsicherheiten des Erfolges bei der Stimulation

nutzen Jung [137] und Tester [130] Werte zwischen 2% und 20%. Nach einer Diskussion der Unsicherheit von Beardsmore [152] nutzen Chamorro [170], Limberger [143] und Aghahosseini [141] einen mittleren Recovery-Faktor von 14%. Da dieser linear in die Extraktionsrate einfließt, führt eine Variation des Recovery-Faktors zwischen 2% und 20% zur einer Verzehnfachung des technischen Potentials. Die Ansätze, die durch die Volumenmethode beschrieben werden, vernachlässigen jedoch die thermische Kopplung benachbarter Reservoirs, welche durch Willems et al. [180] für hydrothermale Geothermie bestimmt werden. Die Unterschiede zu den thermischen Abkühlungen des Reservoirs haben ebenfalls einen linearen Einfluss auf die technischen Potentiale, sodass eine Abkühlung von 10 K gegenüber einer maximal möglichen von zum Beispiel 100 K ebenfalls eine Unsicherheit von Faktor 10 hat. Damit sind die Ergebnisse des Volumenansatzes und somit der vorliegenden Studien stark von ihren zugrundeliegenden Annahmen abhängig.

Ebenfalls großen Einfluss auf die Ergebnisse haben die zugrundeliegenden Temperaturdaten, welche in den Modellen genutzt werden. So nutzen nationale Studien im Allgemeinen eher Realdaten aus Bohrlochmessungen wie bei Jung et al. [137] für Deutschland oder bei Augustine [172] für die USA. Da Temperaturdaten aufgrund von hohen Bohrkosten nicht in allen Regionen der Welt verfügbar sind, nutzen internationale Ansätze wie Chamorro [170] und Limberger [143] eine Kombination des Poisson-Ansatzes (Gleichung 2.16) mit Daten lokaler geologischer Dienste. Im globalen Kontext werden von Limberger und Aghahosseini lediglich der Poissonansatz zur Bestimmung geothermischer Profile genutzt. Hierbei ist insbesondere die Genauigkeit des Oberflächenwärmestromes relevant. Alte Versionen basierend auf Daten von Pollack et al. [135] ermöglichen wie in Tester [130] nur eine Auflösung von 5'x5'. Neuere Datensätze wie zum Beispiel basierend auf der Global Heat Flow Database [146] ermöglichen Auflösungen von 1'x1' wie in Goutorbe et al. [136].

In den Modellen von Tester, Limberger und Aghahosseini zu den technischen Potentialen werden ebenfalls ökonomische Ableitungen durchgeführt. Dazu nutzen Aghahosseini und Limberger eigene Modelle aus der Literatur (siehe Abbildung 2.15), Tester führt eine Kostenanalyse mittels der damaligen Version von GETEM [155] durch. Da alle drei Modelle die geothermischen Potentiale für 1'x1'x1000m, beziehungsweise 5'x5'x1000m durchführen, werden hier keine einzelnen Kraftwerke ausgelegt, sondern Produktionsraten der Kraftwerke exogen angenommen (zum Beispiel 75-100 l/s in Limberger [143]. Dem gegenüber stehen die Ergebnisse der Volumenmethode, welche mittels der Annahme einer Reservoirgröße eines Kraftwerkes bereits eine technische Produktionsrate liefert.

2.3.4 Zusammenfassung

Um den Einfluss der Geothermie auf die globalen Energieausfälle im Stromsektor zu bestimmen, eignet sich besonders die petrothermale Geothermie. Die petrothermale Geothermie zeigt aufgrund der hohen geologischen Verfügbarkeit gegenüber hydrothermaler Geothermie ein besonders hohes Stromgestehungspotential auf. Das Gestein des Reservoirs wird zur Erhöhung der Wärmeübertragung künstlich stimuliert, indem Wasser unter hohem Druck in das Reservoir eingeleitet wird. Dies kann vor dem eigentlichen Betrieb des Kraftwerkes zu Widerständen in der Bevölkerung führen, da es zu seismischer Aktivität kommen kann. Abgesehen davon weist die petrothermale Geothermie nur geringe Umwelteinflüsse auf, sodass sie als nachhaltig bezeichnet werden kann. Alle globalen Studien zum Potential petrothermaler Systeme nutzen die Volumenmethode nach Tester [130], welcher die nutzbare Wärmemenge des Reservoirs anhand von mittleren Faktoren bestimmt. Die Studien führen

aber keine detaillierte Landeignungsanalyse durch, wie es mit dem Ansatz nach Ryberg [181] möglich wäre. Daher eignen sich die Ergebnisse aus der Literatur zur Bestimmung aggregierter Potentiale, nicht aber zur Analyse von hochaufgelösten Regionen wie denen in dieser Arbeit. Ein weiterer Ansatz zur Bestimmung der Geothermiepotentiale ist der Ansatz nach Gringarten et al. [171], welche die physikalischen Strömungsgleichungen im Reservoir analytisch löst und damit eine einfache Beschreibung der Wärmeübertragung ermöglicht. Damit erlaubt der Ansatz nach Gringarten eine detailliertere Modellierung der Reservoirs gegenüber der Volumenmethode.

Im Abschnitt 3.3 wird basierend auf den Umwelteinflüssen ein detaillierter Landeigungsansatz hergeleitet, sowie die unterschiedlichen Reservoirmodelle miteinander verglichen. Im Folgenden wird auf die Grundlagen der Salzkavernen eingegangen.

2.4 Grundlagen Wasserstoffsalzkavernen

Salzkavernen können aufgrund ihrer hohen Energiespeicherkapazität einen hohen Einfluss auf das Auftreten von Energiesystemausfällen in erneuerbaren Energiesystemen haben, sind jedoch nur regional verfügbar. Um diesen Zusammenhang zu untersuchen, werden in dieser Arbeit globale Speicherpotentiale für Wasserstoffsalzkavernen hergeleitet. In diesem Abschnitt wird daher auf bisherige Erkenntnisse zu Salzkavernen in Energiesystemen, auf die Grundlagen, die Vorkommen und Umwelteinflüsse sowie auf existierende Studien von und über Wasserstoffsalzkavernen eingegangen.

2.4.1 Technische Grundlagen zu Salzkavernen

Zur Speicherung von Wasserstoff in geologischen Formationen gibt es verschiedene Möglichkeiten: Salzkavernen, Aquifere, verlassene Kohlenwasserstoffreservoire und Gesteinskavernen. Salzkavernen und Gesteinskavernen sind künstlich hergestellte Hohlräume, die durch das sie umgebende Gestein verschlossen werden. Im Gegensatz dazu werden bei Aquiferen und verlassenen Kohlenwasserstoffreservoiren der Wasserstoff im porösen Gestein gespeichert, sodass hier das Gestein permeabel sein muss. [182] Salzkavernen werden als die erfolgversprechendste Methode der großskaligen Wasserstoffspeicherung betrachtet. Das liegt an dem geringen Bedarf an Kissengas von 30 % [182], der geringen Verunreinigung des Salzes und der geringen Wasserstoffverlustrate in Salzkavernen [183] sowie der flexiblen Betriebsführung mit hohen Entnahme- und Einspeiseraten [184]. Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen ist mit weltweit über 98 Kavernen zur Speicherung von Erdgas eine etablierte Technologie [185]. Neben der fossilen Nutzung existieren bereits vier kommerzielle Wasserstoffsalzkavernen in den USA und in Großbritannien [185]. Diese wurden zwischen 1972 und 2014 in Betrieb genommen und haben eine Größe von >500 tm^3 bei einem Druckniveau zwischen 50 und 150 bar in den USA und 3x70 tm^3 bei einem Druckniveau von 45 bar in Großbritannien [186].

Die Nutzung von Salzkavernen lässt sich in vier Phasen einteilen: der Standortanalyse, dem Bau, der Nutzung und dem Verlassen.

Zum Bau einer Kaverne muss das Salzgesteinsvorkommen mehrere Kriterien erfüllen. Das erste Kriterium ist das Vorhandensein von Salzgestein. Während die Bedingung trivial klingt,

zeigt sich in Abschnitt 2.4.2, dass dieses Kriterium hohen Einfluss auf die Standortwahl hat. Darüber hinaus muss das Salzgestein eine Mindestdicke aufweisen, um genügend Ober- und Untermaterial zum stabilen Bau einer Kaverne aufzuweisen. Diese hängt von der gewünschten Kavernengröße ab und liegt zwischen 78 m [185] und 200 m [187]. Ebenso darf sich die Salzkaverne nur in einem bestimmten Tiefeinbereich befinden. Generell kommt es ab einer Tiefe von über 2000 m zum Kriechen des Salzgesteins, welches Einfluss auf die Stabilität der Salzkaverne hat [182]. Ebenso steigen mit zunehmender Tiefe die Kosten für den Bau und den Betrieb der Salzkaverne [182]. Bei Tiefen oberhalb von 200 bis 500 m kann die dünne Oberschicht strukturell versagen und zum Einsturz der Kaverne führen [188]. Ebenso nimmt mit niedrigerer Tiefe der maximale Kavernendruck und damit die Speicherkapazität der Kaverne ab. Darüber hinaus muss der Anteil von nichtlöslichen Bestandteilen gering sein, idealerweise zwischen 5-30% [182]. Nichtlösliche Bestandteile führen hierbei einerseits zu einem verringertem Kavernenvolumen und andererseits zu Abweichungen der gewünschten Form der Kaverne [182]. Außerdem müssen verschiedene Kavernen einen Mindestabstand zueinander aufweisen um die Stabilität zu gewährleisten. Dieser beträgt nach Überlegungen von Wang et al. [189] den doppelten Kavernendurchmesser. Zuletzt dürfen die Kavernen nicht in dem direkten Einflussgebiet von aktiven Verwerfungslinien liegen, um Stabilitäts- und Dichtigkeitsprobleme der Kaverne zu vermeiden. Dazu wird ein Mindestabstand vom doppelten Kavernenduchmesser [187] oder 200 m [182] vorgeschlagen. Eine globale Datenbank zu aktiven Verwerfungslinien wird dabei von der Global Earthquake Model Foundation [190] bereitgestellt.

Zum Kavernenbau wird zuerst eine Bohrung bis zum unteren Ende der Kaverne durchgeführt. Diese wird bis zur Obergrenze der gewünschten Kaverne mit Beton verkleidet und stellt eine wichtige Größe zur Beschreibung der Kavernentiefe dar (last cemented casing", lcc). Anschließend wird die Kaverne mittels Wasserinjektion aus dem Salzgestein gelöst und die resultierende Salzlösung, auch Brine genannt, an die Oberfläche gepumpt. Die Auslöserate des Salzes wird mittels eines inerten Deckmediums wie Stickstoff gesteuert, um die gewünschte Form der Kaverne zu ermöglichen. Durch ein inhomogenes Auflösungsverhalten und Gesteinseinschlüsse zeigen über 60% der Kavernen Unregelmäßigkeiten auf. Nicht lösbare Gesteinseinschlüsse sammeln sich am Boden der Kaverne an. [186, 191, 192]

Während des Betriebes der Kaverne wird der Wasserstoff mittels einer Vierdichterstation am Bohrkopf ein- und ausgespeichert. Dabei müssen die Druckgrenzen der Kaverne, p_{min} und p_{max}, eingehalten werden. Um Risse im Gestein und damit Dichtigkeitsproblemen vorzubeugen, wird der Maximaldruck in Salzkavernen auf 80% des lithostatischen Druckes p_{lith} an der Kavernenoberseite begrenzt [187, 193]:

$$p_{max} = 0.8\, p_{lith} \tag{2.22}$$

$$p_{lith} = \rho_{lith} g z_{LCC} \tag{2.23}$$

Hierbei sind ρ_{lith} die mittlere Gesteinsdichte, die mit 2550 kg/m^3 angenommen werden kann [152], g die Erdanziehungskraft und z_{LCC} die Tiefe der Kavernenoberseite (last cemented casing). Der minimale Betriebsdruck der Kaverne p_{min}, der benötigt wird, um die Stabilität der Kaverne zu gewährleisten, liegt bei 30% des Maximaldrucks [187]:

$$p_{min} = 0.3\, p_{max} \tag{2.24}$$

Dieser definiert ebenfalls das notwendige Kissengas der Kaverne, welches nicht ausgespeichert werden kann. Die maximal nutzbare Kapazität einer Kaverne E_{cap} ergibt sich mittels idealer Gasgleichung und Kompressibilitätsfaktor Z als [77]:

$$E_{cap} = H_U V_{Kaverne} (1-\phi) \frac{\frac{p_{max}}{Z(p_{max})} - \frac{p_{min}}{Z(p_{min})}}{\frac{R}{M} T} \tag{2.25}$$

Hierbei sind H_U der untere Heizwert von Wasserstoff, $V_{Kaverne}$ das Kavernenvolumen, ϕ der Anteil von unlöslichen Materialien, R die ideale Gaskonstante, M die molare Masse von Wasserstoff und T der Temperatur der Kaverne.

Während des Betriebs der Kaverne verringert sich das Kavernenvolumen durch Kriechen des Salzes. Innerhalb der obigen Betriebsgrenzen kann die Kaverne technisch über 60 Jahre betrieben werden bis diese aus ökonomischen Gründen aufgrund des geringen Volumens verlassen wird [185, 194]. Beim Verlassen der Kaverne wird diese mit einer Salzlösung befüllt und anschließend am Bohrloch verschlossen.

2.4.2 Salzvorkommen

Salzgesteinablagerungen entstehen durch Verdampfung von Meerwasser in einem Becken und werden daher auch Evaporite genannt. Diese bestehen überwiegend aus Carbonaten, Sulfaten und Chloriden, vor allem aber aus $CaCO_3$, $CaSO_4$ und $NaCL$, KCl, welche aus der wässrigen Lösung beim Verdampfen auskristallisieren [185]. Damit sich Salzablagerungen bilden können, müssen verschiedene geologische Kriterien zusammenkommen. Generell benötigen größere Salzgesteinsablagerungen ein marines oder kontinentales Umfeld, ein sedimentäres Becken, welches mit Meereswasser gefüllt und dessen Zulaufrate geringer als die Verdampfung des Wassers ist. Ebenso darf das Becken keinen direkten Zugang zum Meer haben, damit sich das Sediment absetzen kann [195]. Daher befinden sich größere Salzablagerungen lediglich an wenigen Orten der Welt. Das Solution Mining Research Institute SMRI hat bekannte Salzablagerungen in einem globalen Datensatz zusammengefasst [185]. Der Datensatz beinhaltet 174 verschiedene georeferenzierte Informationen zu Salzvorkommen, welche in Abbildung 2.17 zu sehen sind. Zu jedem Salzvorkommen sind Informationen zur Tiefe und Dicke gespeichert, welche im Allgemeinen auf lokalen Explorationsdaten basieren. Zu jedem Salzvorkommen sind auch die Analysedaten der Explorationsergebnisse zur tiefergehenden Analyse gespeichert. Ebenso wird zwischen domalen und geschichteten Vorkommen unterschieden. Daher stellt dieser Datensatz eine gute Grundlage dar, um globale Eignungsanalysen für Salzkavernen durchzuführen.

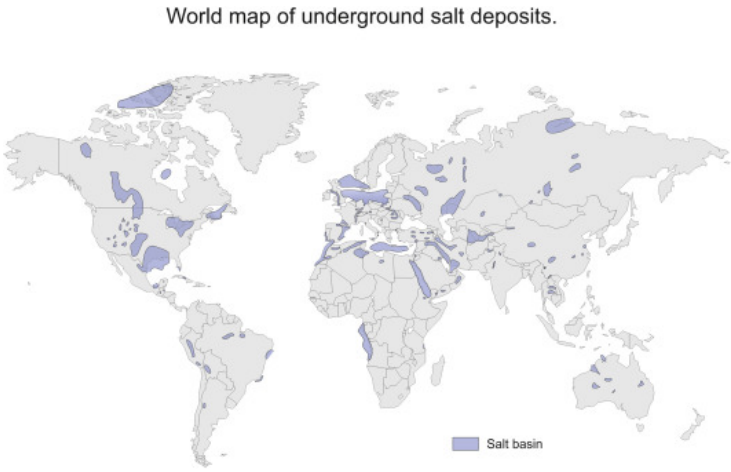


Abbildung 2.17: Global vorkommende und bisher entdeckte Salzvorkommen [196]

Geologisch betrachtet hat Salzgestein aufgrund der geringen Dichte und seiner plastischen Verformung unter Spannung besondere Eigenschaften, welche als Salztektonik oder Halokinese bezeichnet werden. Diese beschreiben die Verformung der Salzlagerstätten über die Zeit. Anfangs nimmt die Dicke der ursprünglich gebildeten Salzschicht aufgrund des externen geologischen Drucks zu, welche in diesem Stadium oft als Salzkissen beschrieben wird. Durch den Druck und der geringen Dichte des Salzes durchbricht dieses mit der Zeit die Oberschicht, bewegt sich vertikal aufwärts und bildet einen Salzdom oberhalb des Kissens aus. Dieses kann bis zu mehreren Kilometern hoch werden und sogar die Oberfläche erreichen. Im Allgemeinen ist die Form von Salzablagerungen damit dreidimensional und komplex zu beschreiben. Die in dieser Arbeit genutzte Charakterisierung von Salzkavernen unterscheidet daher einheitlich zwischen geschichteten und domalen Salzstrukturen. [185, 188]

2.4.3 Umwelteinfluss von Salzkavernen

Die größten Auswirkungen von Salzkavernen gehen von der Wassernutzung beim Kavernenbau aus. Während des Ausspülens der Kaverne wird das 7-8-fache Kavernenvolumen an Frischwasser beziehungsweise das 25-fache an Meerwasser benötigt [188, 197]. Der Wasserentzug aus Gewässern hat Einfluss auf die Wasserqualität, die wiederum einen direkten Einfluss auf die jeweiligen Wasserlebewesen hat [198]. Ebenso hat eine größere Grundwasserentnahme einen signifikanten Einfluss auf das Grundwasserlevel und auf die Grundwasserströmungen [199].

Neben der Wasserversorgung ist die Entsorgung der Salzlösung von ökologischer Bedeutung. In der Vergangenheit wurden hierzu die Einleitung ins Meerwasser oder eine unterirdische Verpressung genutzt. Verglichen mit Meerwasser hat die eingeleitete Salzlösung circa den siebenfachen Salzgehalt und enthält eine abweichende inonische Zusammensetzung [200, 201]. Eine Meerwassereinleitung kann unter geeigneter Verdünnung ohne größere Folgen für die Umwelt durchgeführt werden [202]. Im Gegensatz dazu kann es bei der unterirdischen Verpressung von Salzwasser durch Undichtigkeiten beim Verschließen oder durch Gesteinsrisse zur Verunreinigung des Grundwassers kommen [203, 204]. Die Verpressung von Salzwasser ist im Allgemeinen gesetzlich reguliert [203].

2.4.4 Bisherige Studien zu Salzkavernenpotentialen

Bisher gibt es keine globalen Potentiale zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen. Daher werden diese in dieser Arbeit hergeleitet. Um einen Ansatz zu entwickeln, werden in diesem Kapitel existierende Studien vorgestellt. Im Allgemeinen existieren drei quantitative Studien zu Potentialen, zwei qualitative und ein globaler, quantitativer Ansatz zur Speicherung von Druckluft in Salzkavernen (siehe Tabelle 2.9).

Die regional größte Studie zum Thema Salzkavernen ist von Caglayan et al. [187] mit dem Fokus auf Europa durchgeführt worden. In dieser Studie werden detaillierte standortscharfe Potentiale mittels einer Landeignungsanalyse und einer standortgenauen Auslegung der Salzkavernen durchgeführt (vergleiche Abschnitt 2.4.1). Caglayan et al. [187] bertrachten dabei Offshore-Salzkavernen sowie Szenarien mit einem maximalen Abstand von 50 km zur Küste, um den Einfluss der Brineentsorgung zu betrachten. Die Datenbasis sind private

Tabelle 2.9: Existierende Potentialstudien für Kavernenspeicherung in Salzgestein. Die Datenquelle KBB ist eine private Firma, welche Salzkavernen baut. CAES bezeichnet Druckluftspeicher. [187, 205, 206, 207, 208, 209, 210]

Autor	Jahr	Region	Datenquelle	Methode	Ergebnis
Caglayan et al.	2020	Europa	DEEP.KBB GmbH	standortscharfe Potentialanalyse	84,8 PWh (27% Onshore)
Fichtner	2014	Niedersachsen	DEEP.KBB GmbH	standortscharfe Potentialanalyse	2320 Kavernen, 386 TWh
Aghahosseini	2016	Global	DEEP.KBB GmbH	flächenbezogen	6574 TWh (CAES) 0,16% Landfläche
Lankof	2022	Zechstein Becken	lokale Daten	ortsspezifische Auslegung	2242 Kavernen, 125,7 TWh
Hui	2023	Süd-Ontario Kanada	lokale Daten	ortsspezifische Geologieanalyse	-
Lemieux	2020	Kanada	lokale Daten	geologische Bewertung	St. Lawrence Beckens geeignet
Carneiro	2018	Portugal	lokale Publikationen	keine finale Aussage	

Bohrdaten der DEEP.KBB GmbH [211], auf welchen ebenfalls der unter Abschnitt 2.4.2 beschriebene Datensatz basiert. Die Autoren finden heraus, dass in Europa insgesamt 84 PWh Kavernenspeicher, vor allem in Norddeutschland, England und Polen, aber auch in Spanien und Portugal zur Verfügung stehen.

Fichtner et al. [205] untersuchen in einem Bericht die Speichermöglichkeit von Wasserstoff in domalen Salzvorkommen in Niedersachsen. Diese wenden ebenfalls einen standortscharfen Ansatz an, welcher geeignete Salzvorkommen identifiziert und Randbereiche von Salzvorkommen und Siedlungen aufgrund von Stabilität und Bodenabsenkung ausschließt. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass in Niedersachsen 2320 Kavernen mit einer Gesamtkapazität von 386 TWh Wasserstoffpotential gebaut werden können. Zum Vergleich, Stolten et al. analysieren für ein erneuerbares Deutschland, dass der Bedarf an Wasserstoffsalzkavernen circa 80 TWh bestehen könnte [73].

Aghahosseini et al. [206] untersuchen die Möglichkeit, Salzkavernen zur Druckluftspeicherung (CAES) auf globaler Ebene zu nutzen. Dazu wird basierend auf Daten der DEEP.KBB GmbH [211] zu Salzvorkommen die Kavernenzahl durch einfache Flächenverhältnisse ohne eine genau Betrachtung von Standorteigenschaften berücksichtigt. Ebenso wird das Potential aufgrund der im Vergleich zu Cagalyan et al. [187] und Fichtner [205] ungenauen und überschätzenden Vorgehensweise mit einem abiträren Faktor von 0.01 bis 0.1 multipliziert. Die Autoren bestimmen einen gesamten nutzbaren Anteil der Oberfläche von 0.16%.

Lankof et al. [207] betrachten eine genaue standortspezifische Auslegung von Salzkavernen im Zechsteinbecken in Polen basierend auf den Daten lokaler geologischer Dienste und Kavernenbetreibern. Dazu wird ein Ansatz genutzt, der basierend auf dem stochastischen Auftreten von realen Kavernen und den physikalischen Zusammenhängen aus Abschnitt 2.4.1 ideale Wasserstoffkavernen für wenige beispielhafte Salzdome berechnet. Diese Studie weist gegenüber anderen Studien die höchste Detallierungstiefe der physikalischen Berechnung auf, benötigt jedoch lokale Daten zu Bestimmung aller Parameter.

Darüber hinaus führen Hui et al. [208] und Lemieux et al. [209] eine rein geologische Bewertung von Salzvorkommen zum Bau von Wasserstoffkavernen in Kanada, basierend auf Daten nationaler geologischer Dienste, durch. Dazu werden die Kriterien analog zu Abschnitt 2.4.1 betrachtet. Während beide Studien geeignete Bereiche identifizieren können, kommen die Studien ebenfalls zu widersprüchlichen Aussagen hinsichtlich der Eignung von Salzvorkommen nahe Toronto.

Damit zeigt sich, dass es zur Klassifizierung von Salzkavernen unterschiedliche Methoden gibt und keine einheitlichen und globalen Ansätze existieren. Für das Ziel dieser Arbeit, nämlich globale Salzkavernenpotentiale zur Flautenanalsyse zu identifizieren, nutzt Caglayan den vielversprechensten Ansatz. Dieser nutzt von den betrachteten Ansätzen die genauste Landeignungsanalyse. Er hat einen mit den genauen geologischen Studien vergleichbar fundierten Ansatz und eine ebenso genaue physikalisch Modellierung von Salzkavernen. Dieser Ansatz ist darüber hinaus auf die globale Ebene skalierbar. Lediglich Lankof et al. [207, 212] haben einen genaueren physikalischen Modellierungsansatz, der aber auf standortspezifischen Daten basiert und daher global nicht anwendbar ist.

2.4.5 Zusammenfassung

Zum Abbilden der saisonalen Speicher im betrachteten Energiesystem werden Wasserstoffspeicher in Salzkavernen genutzt, welche allerdings in ihren Potentialen beschränkt sind. Die Speicherung in Salzkavernen ist eine etablierte Technologie, die weltweit bereits in 98 Kavernen zur Erdgasspeicherung eingesetzt wird [185]. Salzkavernen können ebenfalls zur Speicherung von Wasserstoff genutzt werden, wie bereits in 4 Beispielen erprobt wurde [185]. Damit stellen Salzkavernen eine aussichtsreiche Möglichkeit zur saisonalen Speicherung von Wasserstoff dar. Die bisherigen Literaturstudien (Tabelle 2.9) berechnen keine globalen Salzkavernenpotentiale. So werden Studien für Niedersachsen, Polen, Kanada und Portugal durchgeführt. Caglayan et al. [187] berechnen als einzige Quelle internationale Potentiale von Salzkavernen für Europa. Aghahosseini et al. [206] berechnen globale Potentiale, allerdings zur Druckluftspeicherung unter anderem in Salzvorkommen. Daher müssen zur Abbildung der Wasserstoffspeicher die technischen Ausbaugrenzen der Salzkavernen modelliert werden. Die dazu benötigten Daten von bisher entdeckten Salzkavernenvorkommen werden durch das Solution Mining Research Institute [185] beschrieben. Dieses kartiert 174 verschiedene entdeckte Salzvorkommen in Verbindung mit den zur Eignung relevanten Eigenschaften wie der Tiefe, der Dicke und dem Anteil unlöslicher Materialien. Der geeignetste Ansatz zur globalen Potentialanalyse ist der von Caglayan et al. [187], da dieser die genauste und gleichzeitig global anwendbare Modellierung nutzt. Der Ansatz von Caglayan et al. besteht aus einer Landeignungsanalyse und einer physikalischen Berechnung des Speicherpotentials abhängig von der Tiefe für Standardgrößen von Salzkavernen.

Abschnitt 3.4 zeigt, wie in dieser Arbeit der Ansatz von Caglayan et al. [187] auf die Daten zu globalen Salzvorkommen des Solution Mining Research Institute [185] angewandt wird, um globale Salzkavernenpotentiale zu bestimmen.

Tabelle 2.10: Globale Energiesystemmodelle in der Literatur [213, 214, 215, 216, 217, 218]

Name	Zeitauflösung	Globale Regionen	Fokus	Kommentar
Plexos-World [213, 214]	8760 h/a	258	Transformationspfade basierend auf konventionellen Kraftwerkparks	
OSeMOSYS [215]	8 h/a	265	Siehe Plexos World	Daten aus Plexos-World
LUT-ESTM [216, 217]	8760 h/a	145	Stromsektor	Closed Data
PyPSA-Earth [218]	8760 h/a	Afrika (GID1)	Stromsektor und Sektorkopplung zu Wasserstoff	Nicht global angewandt

2.5 Datengrundlagen und Methoden

In diesem Abschnitt werden für diese Arbeit grundlegenden Methoden und Daten zusammengefasst vorgestellt. Dies sind einerseits die methodischen Ansätze zur globalen Simulation von Energiesystemen, sowie die technologieübergreifenden Ansätze zur globalen Landeignungsanalyse. Zum anderen wird auf die benötigten Daten dieser Arbeit eingegangen, die noch nicht durch die Technologieabschnitte dieses Kapitels beschrieben wurden. Dies sind die Datenbasis der techno-ökonomischen Parameter sowie die zur Landeignungsanalyse benutzten Datensätze.

2.5.1 Ansätze zur globalen Simulation von Energiesystemen

Zur Analyse von Energiesystemausfällen in globalen Energiesystemen bieten sich Energiesystemmodelle an. Energiesystemmodelle unterteilen sich in das zugrundeliegende Framework und die genutzten Daten. Das Framework stellt die Gleichungen des Energiesystemmodells auf, löst diese und verarbeitet den Output. Die dazu genutzten Daten generieren den Kontext des Energiesystemmodells. Im globalen Kontext gibt es verschiedene Energiesystemmodelle, welche in Tabelle 2.10 dargestellt sind.

Das erste Modell ist Plexos World [213]. Es bildet die Welt in 258 Regionen mit stündlicher Auflösung ab. Plexos World zeichnet sich vor allem durch die genaue Modellierung von existierenden Kraftwerkparks mit dem Fokus auf dem Jahr 2015 aus. Zur Betrachtung von Transformationspfaden werden die Zeitreihen der erneuerbaren Energien Wind und Sonne aus Renewables.ninja [219, 220] genutzt, welche aber keine Kapazitätsbeschränkungen aufweisen. [213]

OSeMOSYS [215] ist ein auf den Daten von Plexos-World basierendes Modell mit variabler räumlicher und zeitlicher Auflösung. Barnes et al. [215] nutzen das Modell, um globale Energiesystemtransformationspfade bis 2050 zu analysieren. Dabei nutzt das Modell 8 Zeitscheiben und 265 Regionen. [215]

Eine Energiesystemmodell mit stärkerem Fokus auf dem Stromsektor ist das Modell LUT-ESTM [216]. Agahosseini et al. berücksichtigen in ihrem Modell globale Transformationspfade im Stromsektor mit 145 Regionen in stündlicher Auflösung. Aufgrund der Closed-Data Herangehensweise sind nur begrenzt Informationen zu den Inputdaten verfügbar. [216]

Das Modell mit der höchsten Auffösung ist PyPSA-Earth [218]. Dieses Modell ist in der Lage, stündlich auf Bundeslandebene Energiesysteme zu optimieren. Es legt dabei besonderen Fokus auf den Stromsektor mit einer Sektorkopplung zu Wasserstoff. Allerdings wird das Modell zum Zeitpunkt der Fertigstellung der Arbeit nur am Beispiel von Afrika angewandt und globale Daten sind nicht verfügbar. [218]

Ergebnisse von Studien zu Energiesystemausfällen aus der Literatur zeigen den hohen Einfluss von räumlicher und zeitlicher Aggregation auf Ausfälle in Energiesystemen (vergleiche Abschnitt 2.1.6). Von den gezeigten Modellen weist lediglich PyPSA-Earth [218] die nötigen Charakteristika auf. Da das Modell jedoch global nicht verfügbar ist, gibt es keine Energiesystemmodelle, mit denen global Ausfälle im Detail betrachtet werden können. Zusätzlich zu den obigen Modellen existiert mit der Kombination aus RESKit [10] und FINE [221] ein Framework, um global Energiesysteme zu modellieren. RESKit ist ein Programm, welches zur globalen Potentialanalyse von Wind und PV genutzt werden kann. FINE ist ein Framework zur Optimierung von Energiesystemen. Beide bieten durch die Open-Source-Verfügbarkeit die Möglichkeit, im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelt zu werden, um global hochaufgelöste Energiesystemmodelle zur Analyse von Ausfällen zu berechnen.

2.5.2 Ansätze zur Landeignungsanalyse

Zur Bestimmung von Technologiepotentialen, wie in dieser Arbeit durchgeführt, hat sich in der Literatur ein zweistufiges Verfahren etabliert. Dieses besteht im ersten Schritt aus einer Landeignungsanalyse, im zweiten Schritt aus einer physikalisch und technischen Betrachtung der Technologie. Beispiele dazu sind in Abschnitt 2.2.3, 2.3.3 und 2.4.4 für CSP, Geothermie und Salzkavernen dargestellt. Während der zweite Schritt stark technologieabhängig ist, haben sich im ersten Schritt verschiedene Verfahren etabliert. Auf diese wird in diesem Abschnitt eingegangen.

Ziel der Landeignungsanalyse ist es, für eine Technologie geeignete Landflächen zu bestimmen. Um geeignete Landflächen zu ermitteln, können land-eligibility-Ansätze, land-suitability-Ansätze oder multi-criteria decision-making-Ansätze (MCDM) benutzt werden. Der land-eligibility-Ansatz ist die einfachste Variante der Landeignungsanalyse. Bei dieser Methode wird die zu untersuchende Region gerastert. Jeder einzelne Rasterpunkt wird anschließend mithilfe eines Kriterienkatalogs hinsichtlich seiner Eignung zum Bau einer spezifischen Technologie untersucht. Die einzelnen Kriterien ermöglichen dabei binäre Aussagen über die Eignung, zum Beispiel ein Abstand > 500 m zur Bebauung [113]. Anhand des Kriterienkatalogs bestimmt sich ein binärer Wert über die Eignung des Rasterpunktes für diese Technologie. Damit lässt sich für jeden Punkt des betrachteten Gebietes eine eindeutige Aussage über die Eignung zum Bau einer Technologie nutzen. [181]

Der land-suitability-Ansatz nutzt darüber hinaus Kriterien für die Wahrscheinlichkeit einer Flächennutzung. Während beim land-eligibility-Ansätze nur binäre Eignungen bestimmt werden, beinhaltet der land-suitability-Ansatz für jede Rasterzelle eine Wahrscheinlichkeit der Bebaubarkeit. So kann zum Beispiel bei einem land-suitability-Ansatz von Koberle et al.

[111] ein prozentualer Anteil der Ackerfläche genutzt werden. Der prozentuale Anteil wird suitability-Faktor genannt, welcher anschließend bei der Simulation berücksichtigt wird. Damit ordnet der land-suitability-Ansatz jedem Rasterpunkt einen suitability-Faktor zu und ermöglicht keine binäre Aussage mehr zur Eignung, sondern ermittelt statistische Mittelwerte der Eignung. [111]

Die suitability-Faktoren werden in Literaturquellen häufig mit geringen Werten angenommen. Köberle et al. nutzen zum Beispiel einen suitability-Faktor von 1% für tropische Wälder für die Nutzung von CSP [111]. Da die suitability-Faktoren teilweise mit großen Landflächen multipliziert werden, können durch geringe Unterschiede der suitability-Faktoren große Unterschiede in der Lösung entstehen. Da suitability-Faktoren im Allgemeinen nicht hergeleitet werden können, sondern angenommen werden, ergibt sich durch diese Art der Ansätze ein großes Fehlerpotential.

Multi-criteria-decision-making -Ansätze (MCDM) werden genutzt, um weitere Kriterien zur Entscheidung über die Eignung zu nutzen. Dazu werden für verschiedene Kriterien Punktzahlen definiert (zum Beispiel als Abstandsklassen zu Straßen [222]) und die verschiedenen Kriterien werden mittels Gewichtungsfaktoren zueinander bewertet. So können neben Landeignungskriterien ebenfalls soziopolitische Kriterien [110], physikalische Kriterien wie Einstrahlung [110] oder Abstandsklassen [222] definiert werden, um zu bewerten, ob ein Standort gut geeignet ist. Ergebnis der Analyse ist ein Einteilung der Region in Güteklassen zum Bau bestimmter Technologien. Daher wird die Methode ebenfalls zur Standortanalyse genutzt [223].

Darüber hinaus haben Ryberg et al. [181] den Land-eligibility-Ansatz weiterentwickelt. Während andere Studien aus Abschnitt 2.2.3 den zweistufigen Ansatz aus Landeignungsanalyse und Simulation nutzen, fügen Ryberg et al. [181] der Landeignungsanalyse einen weiteren Schritt hinzu. So werden auf der geeigneten Fläche Anlagen verteilt, welche anschließend standortscharf berechnet werden. Dieser Ansatz ermöglicht durch die standortscharfe Auflösung die Auslegung und Simulation spezifischer Anlagen. So können genauere physikalische Betrachtungen durchgeführt werden, als es mit dem reinen land-eligibility-Ansatz möglich ist. Der Ansatz von Ryberg ist dabei nur mit den land-eligibility-Ansätzen kombinierbar, da der Absatz nach Ryberg binäre Landeignungsdaten benötigt, um Platzierungen zu verteilen.

Da zur Analyse von Energiesystemflauten genaue Betrachtungen der Einspeisezeitreihen von CSP notwendig sind, eignet sich für die obigen Ansätze vor allem der Ansatz von Ryberg, da dieser die höchste Genauigkeit in der Standortanalyse aufweist sowie die Möglichkeit einer genaueren Simulation von Potentialen ermöglicht. Dieser basiert ebenfalls auf der Nutzung von Open Source Python Packages wie NumPy [224] und Numba [225], wodurch eine einfache Erweiterung möglich ist.

2.5.3 Datengrundlagen

Dieser Abschnitt beschreibt die Datensätze zur Landeignung und die techno-ökonomischen Daten zum Energietransport, welche zur Potentialanalyse und zur Optimierung des Energiesystems benötigt werden.

Um die Kosten von Onshore- und Offshore Wasserstoffpipelines sowie von DC-

Stromleitungen herzuleiten, ist eine Untersuchung von existierenden Quellen notwendig. Für die Onshore Stromleitungen geben Hagspiegel et al. [226], Ludin et al. [227] und DeSantis et al. [228] Kosten zwischen 400 und 3300 EUR/MW/km an. Offshore Stromleitungen sind durch Hagspiegel et al. [226], Purvins et al. [229], Moles et al. [230] und der Studie PROMOTioN zu künftigen Stromnetzkosten [231] beschrieben. Da es keine großskaligen Wasserstoffpipelines gibt, können zur Betrachtung von Wasserstoffpipelines die Kosten von Erdgaspipelines auf Wasserstoffpipelines übertragen werden. Caglayan [232] macht dies für Onshorepipelines, Kaiser et al. [233] und vanRossum et al. [234] führen dies für Offshorepipelines durch.

Zur Landeignungsanalyse werden verschiedene Datensätze benötigt, um einzelne Landeignungskriterien auszuschließen. Dazu wird sich an den im Ansatz von Ryberg [181] genutzten Datensätzen orientiert. Zur Beschreibung der Regionen und der Grenzen wird die Regionsdefinition nach GADM GID-1 [235] genutzt, die für alle Länder der Welt die Regionen auf Bundeslandebene definiert. Vorteil der Definition nach GADM gegenüber anderen Regionsdefinitionen wie NUTS [236] ist die globale einheitliche Definition der Regionen. Um Elemente wie Straßen, Zugverbindungen et cetera aus Kartendaten auszuschließen, wird Open Streetmap [237] aufgrund seiner offenen Lizenzbedingungen, zum Beispiel gegenüber Google Maps, genutzt. Um Landbedeckungen wie Wälder, Savannen oder Wüsten berücksichtigen zu können, wird auf den Copernicus Global Land Service [238] zurückgegriffen, da dieser global hochaufgelöste Landbedeckungsdaten zur freien Nutzung zur Verfügung stellt. Der Landbedeckungsdatensatz wird durch einen Datensatz zu intakten Waldgebieten [239, 240] erweitert. Ebenso werden gesonderte Datensätze für Seen [241], Flüsse [242, 243] und Überflutungsgebiete [244] betrachtet, da diese gegenüber den globalen Landbedeckungsdatensätzen eine genauere Differenzierung der Gewässer in Eigenschaften wie zum Beispiel Flussgrößen, Seegrößen oder die Wahrscheinlichkeit einer Überflutung vornehmen. Eine regionale Auflösung der Grundwasserknappheit wird durch das World Resources Institute berechnet und regelmäßig angepasst [245]. Ebenso werden Minen [246] gesondert betrachtet. Globale Siedlungsdaten existieren neben den Landbedeckungsdatensätzen in höherer Genauigkeit im Global Human Settlement-Datensatz der EU [247]. Zur Berücksichtigung globaler Naturschutzgebiete existiert die globale Sammlung der World Database of Protected Areas [248], die globale Naturschutzgebiete sammelt. Zusätzlich werden Vogelschutzgebiete [249] betrachtet. Die Berücksichtigung von Steigungen hat ebenfalls eine hohe Relevanz, da zum Beispiel die thermischen Kraftwerke von CSP und Geothermie nur bis zu einer Neigung von 17° gebaut werden können [250]. Ein globaler Steigungsdatensatz ist der AW3D30 [251], welcher mit einer Auflösung von 30m die höchste Auflösung hat.

Abschließend muss ein historisches Referenzwetterjahr für die Sensitivitätsanalyse gewählt werden. Dazu soll ein Jahr ausgesucht werden, welches keine besonders ausgeprägten Wetterphänomene aufzeigt und möglichst repräsentativ ist. Hier eignet sich das historische Wetterjahr 2018 nach Überlegungen der IRENA [252], basierend auf monatlichen Temperaturanomalien der NOAA [253]. Diese schlussfolgern anhand der mittleren Abweichungen im Jahr, dass 2018 das Wetterjahr mit den geringsten Wetteranomalien für die Einspeisung erneuerbarer Energien im Zeitraum von 2010 bis 2020 war.

2.6 Zusammenfassung Literatur

Das Kapitel zu der in dieser Arbeit betrachteten Literatur stellt die relevanten Konzepte und Erkenntnisse vor, welche zur Bestimmung von Flauten und Ausfällen in zukünftigen, erneuerbaren Energiesystemen benötigt werden. Die Volatilität der Energiebereitstellung tritt in erneuerbaren Energiesystemen durch die Volatilität von Wind-, Solar- und Wasserkraft aufgrund von Wetterbedingungen gegenüber einer Stromnachfrage auf. Windkraftanlagen zeigen über einen Zeitraum von 1-7 Tagen verringerte Einspeisungen, PV sowohl durch den Tag-Nacht-Zyklus als auch durch saisonale Effekte und Wasserkraft vor allem durch saisonale Effekte. Die in erneuerbaren Energiesystemen betrachteten Flexibilitätsmechanismen sind Erzeugungsflexibilitäten von regelbaren erneuerbaren Technologien, vom Nachfragemanagement, von Speichern, vom Netzausbau und von einer Sektorkopplung zum Beispiel mit Wasserstoff oder Wärme. Die ökonomisch optimalen Energieausfälle sind ein Konzept, um das Maß an Ausfällen zu bestimmen, welches die geringsten volkswirtschaftlichen Kosten durch die Energieversorgung hervorruft. Bei ökonomisch optimalen Energieausfällen werden die Ausfallvermeidungsgrenzkosten gleich den Kosten des Energieausfalls, auch Value of Lost Load, gesetzt. Dieser Ansatz wird in der EU eingeführt, um zukünftige Energiesysteme auszulegen [24]. Dagegen nutzen existierende Studien zu Flauten (Tabelle 2.4) einfachere Betrachtungen von Energieausfällen. Bei diesen werden Zeitreihen der Stromeinspeisung untereinander (Erzeugungsflauten) oder mit den Zeitreihen der Stromnachfrage verglichen (Versorgungsflauten). Nur in drei Studien von Ryberg et al. [10], Weber et al. [63] und Rinaldi et al. [62] werden Ausfälle in Energiesystemen untersucht. Eine genaue systematische Untersuchung der Flexibilitätsmechanismen findet dort nicht statt. Diese Arbeit untersucht daher insbesondere den Einfluss von regelbarer erneuerbarer Energie und Speichern auf Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen mithilfe ökonomischer Ausfälle des Value of Lost Loads. Um regelbare erneuerbare Technologien zu analysieren, werden CSP und Geothermie betrachtet. Ebenso werden zur Speicherung Salzkavernen untersucht. Die genauen Gründe der Technologieauswahl werden in Abschnitt 3.1.1 erläutert.

Da Energieausfälle regional und zeitlich eng begrenzt auftreten können, ist eine detaillierte Modellierung der Einspeisung erneuerbarer Energien erforderlich. Da diese bisher noch nicht für regelbare erneuerbare Energie und Speicher existiert, müssen eigene Ansätze zu hochaufgelösten Potentialen von CSP, Geothermie und Salzkavernen hergeleitet werden.

3. Methodik

Dieses Kapitel stellt die genutzten Methoden der Analyse von ökonomisch optimalen Energiesystemausfällen in globalen und erneuerbaren Energiesystemen dar. Dazu wird der Aufbau aus Abbildung 3.1 genutzt. Der erste Abschnitt behandelt den allgemeinen Ansatz zu Flautenanalyse zusammen mit dem dazugehörigen Energiesystemdesign. Da diese Arbeit einen besonderen Fokus auf den Einfluss von konzentrierter Solarkraft (CSP), Tiefengeothermie und Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen legt, behandeln die Abschnitte 3.2 bis 3.4 die jeweiligen Kosten-Potentiale der entsprechenden Technologie im Detail.

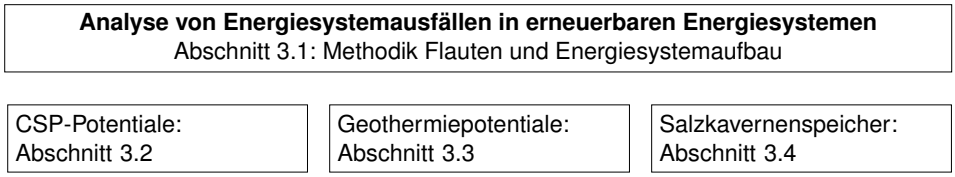


Abbildung 3.1: Aufbau der Arbeit

3.1 Energiesystemansatz zur Analyse von Ausfällen

Dieser Abschnitt widmet sich dem allgemeinen Ansatz der Modellierung, welcher zur Ableitung der Energiesystemausfälle in erneuerbaren Energiesystemen genutzt wird. Dazu wird in Abschnitt 3.1.1 das Energiesystem vorgestellt. In Abschnitt 3.1.2 wird ein neuartiger Ansatz zur Bestimmung von Energiesystemausfällen in erneuerbaren Energiesystemen abgeleitet. Die Abschnitte 3.1.4 bis 3.1.7 stellen die jeweiligen Komponenten des Energiesystems vor. Die Modellbeschreibung in Abschnitt 3.3.1 wurde bereits in zwei Studien durch den Autor veröffentlicht. Franzmann et al. [254] beschreiben den generellen Aufbau des Energiesystems ein, während Franzmann et al. [255] auf die Modellierung des Value of Lost Load eingehen (siehe Abschnitt 3.1.3).

3.1.1 Energiesystemdesign

Das übergordnete Ziel dieser Arbeit ist es, Energiesystemausfälle in erneuerbaren Energiesystemen global beschreiben zu können und deren Gegenmaßnahmen systematisch zu erfassen. Wie in Abschnitt 2.1.1 gezeigt, ist der wesentliche Verursacher von Aufällen in erneuerbaren Energiesystemen durch Unterschiede in der Stromerzeugung und -nachfrage beschrieben, insbesondere durch die volatilen erneuerbaren Energien wie Sonne und Windkraft, wie in Abbildung 3.2 zu sehen. Da diese Arbeit ebenfalls den Einfluss von regelbaren erneuerbaren Technologien anhand von Geothermie und CSP betrachtet, stehen diese ebenfalls als Quelle im Energiesystem zur Verfügung. Um die Stromquellen mit der Stromnachfrage räumlich und zeitlich zu verbinden, stehen dem Energiesystem Stromnetze und -speicher zur Verfügung. Der bereitgestellte Strom dient der Deckung des Strombedarfs oder führt im Fall einer Unterversorgung zu einem Ausfall. Die Untersuchung von Ausfällen stellt den Kern dieser Arbeit dar.

Zusätzlich wird die Sektorkopplung zwischen dem Stromsektor und Wasserstoffsektor im Energiesystem betrachtet, um Langzeitspeicherung, regionalen Verteilung mittels Wasserstoffes abbilden zu können. Dazu kann Wasserstoff mittels Elektrolyse erzeugt und per Pipelines transportiert werden. Zur Speicherung stehen dem Energiesystem Druckspeicher und Salzkavernenspeicher zur Verfügung. Der Wasserstoff deckt dabei die Wasserstoffnachfrage oder kann mittels Gas- und Dampfkombikraftwerken zu Strom zurückgewandelt werden.

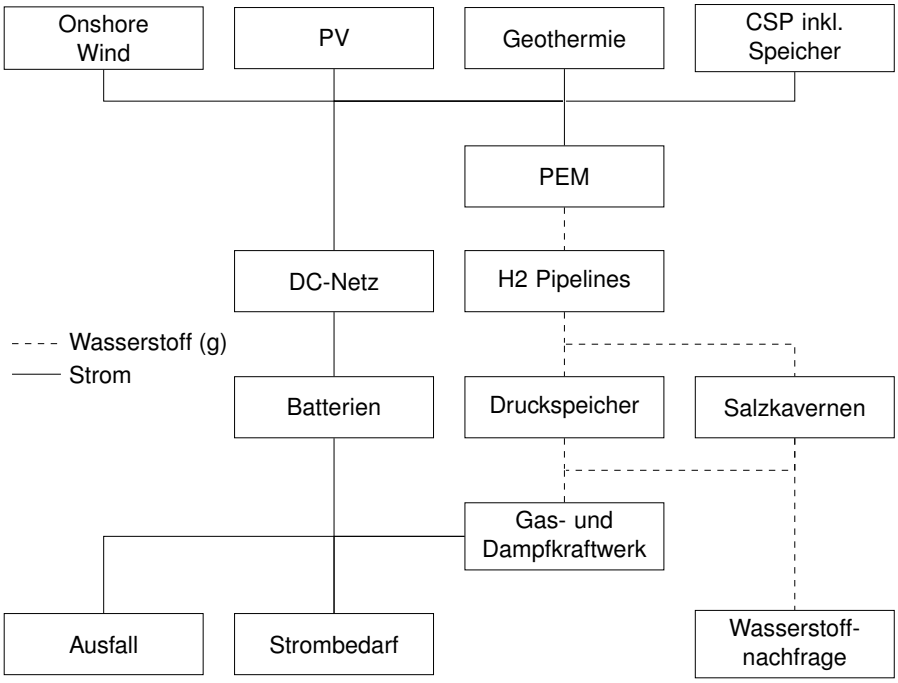


Abbildung 3.2: Schematischer Aufbau des Energiesystems [254, 255]

Regional umfasst das Energiesystem die gesamte Welt basierend auf der Bundeslandebene von GADM [235]. Die 3824 globalen Regionen werden zur besseren Rechenbarkeit in 28 eigenständige Regionen, basierend auf Stromverbundnetzen, zusammengefasst. Da die Rohdaten aus GADM teilweise sehr unterschiedlich regional aufgelöst sind, werden Gebiete mit starker regionaler Separierung zusammengefasst. Im simulierten Energiesystem sind 28 Regionen nach Abbildung 3.3 dargestellt, welche im Folgenden als Regionen R bezeichnet werden.

Auf die einzelnen Komponenten des Energiesystems wird im Folgenden genauer eingegangen.

3.1.2 Modellierung der Ausfälle

Mit dem Fokus auf Energiesystemausfällen in erneuerbaren Energiesystemen ist die Modellierung von Energiesystemausfällen Kernelement des Energiesystemmodells. Daher wird an dieser Stelle noch einmal kurz auf zwei wesentliche Konzepte in diesem Kontext eingegangen. Ersteres beschreibt, dass der Ausbaugrad der Kapazität von Technologien in

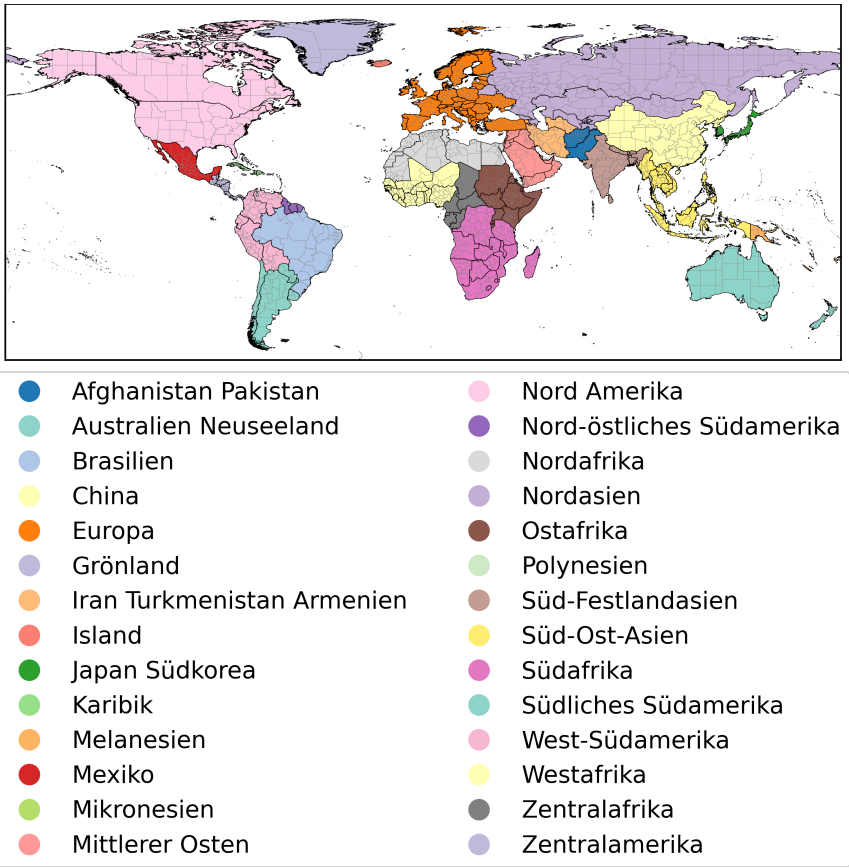


Abbildung 3.3: Definition der 29 verschiedenen Verbundnetze und deren Regionalisierung im Energiesystem [254]

Energiesystemen durch die (erwartete) Ausfallwahrscheinlichkeit bestimmt ist. Dieser Zusammenhang wird unter dem Überbegriff Adequacy (siehe Abbildung 3.4) beschrieben. Der zweite wesentliche Zusammenhang besteht darin, dass eine Erhöhung des Ausbaugrades von Kapazitäten im Energiesystem im Allgemeinen die Ausfallwahrscheinlichkeit senkt (siehe Abschnitt 2.1.4). Dieser Zusammenhang ist in den überwiegenden Studien durch eine exogene Annahme von Ausbaukapazitäten oder durch Sensitivitäten vereinfacht (siehe Abschnitt 2.1.6). Zu dem Kontext dieser Arbeit, einem rein erneuerbaren Energiesystem in 2050, gibt es jedoch keine regional hochaufgelösten Daten. Daher werden in dieser Arbeit nicht, wie in der Literatur üblich (vergleiche Abschnitt 2.1.6), fixe Annahmen zu Ausbauszenarien angenommen. Stadtessen wird der Zusammenhang zwischen Ausfallwahrscheinlichkeit und Ausbaugrad des Energiesystems explizit, wie in Gleichung 2.5 beschrieben, modelliert. Konsequenterweise wird dazu die Kostenfunktion des Energiesystemoptimierungsmodells um den Term C_{LOL} zu Bepreisung von Versorgungsausfällen (Loss of Load, LOL) erweitert:

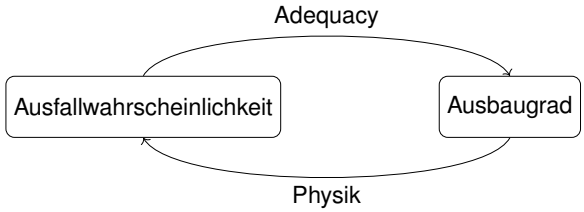


Abbildung 3.4: Zusammenhang des Ausbaugrades und der Ausfallwahrscheinlichkeit in zukünftigen Energiesystemen

$$
\begin{aligned}
\underset{x}{\text{Minimiere}} \quad & C_{System} + C_{LOL} \\
\text{subject to} \quad & Ax && = b \\
& Dx && \leq e \\
& C_{System} && = c^T x \\
& C_{LOL} && = VOLL'^T x
\end{aligned}
$$

Dabei beschreiben C_{System} die Energiesystemkosten und x die Optimierungsvariablen, welche aus den Ausbaukapazitäten jeder Technologie und Region und den Kapazitätsfaktoren je Technologie, Region und Zeitschritt bestehen. $Ax = b$ beschreibt die physikalischen Gleichungen der Energieerhaltung und der einzelnen Energiesystemkomponenten, $Dx \leq e$ die physikalischen und technischen Randbedingungen. Der Kostenvektor wird durch c beschrieben. Die Gleichung $C_{LOL} = VOLL'^T x$ beschreibt die Versorgungsausfallskosten. Diese lassen sich ebenfalls anschaulich abhängig von dem Versorgungsausfall (Loss of Load, LOL) darstellen als:

$$C_{LoL} = \sum_{i \in \text{Zeitschritte}} \sum_{j \in \text{Regionen}} \sum_{k \in \text{Sektoren}} VOLL_{ijk} LOL_{ijk} \tag{3.1}$$

Um ein Energiesystemausfall im Modell zu ermöglichen, wird die Energiebilanz ebenfalls für jede Region und jeden Zeitschritt um den LOL erweitert:

$$\frac{d}{dt} \sum_{i \in \text{Speicher}} E_i = \sum_{j \in \text{Quellen}} P_j + \sum_{k \in \text{Netze}} P_k + \sum_{l \in \text{Umwandlung}} P_l - \left(\sum_{m \in \text{Nachfragen}} P_m - \sum_{n \in \text{Sektoren}} LOL_n \right) \tag{3.2}$$

Hierbei steht E für den Speicherstand und P für die Leistung je Zeitschritt. Um obige Gleichungen zu berechnen, ist die Kenntnis des Value of Lost Load notwendig. Dieser wird im folgenden Kapitel bestimmt.

3.1.3 Bestimmung des Value of Loast Load

Zur Bestimmung der Ökonomie von Versorgungsausfällen wird in dieser Arbeit nach Abschnitt 3.1.2 der Value of Lost Load genutzt. Dieser wird im Folgenden in einem mehrstufigen Verfahren berechnet:

Länderspezifischer VOLL 2020 Die länderspezifischen $VOLL$ werden mithilfe des Produktionsfaktorenansatzes berechnet. Dieser Ansatz wird gewählt, da er im globalen Kontext mit wenigen benötigten Daten in der Lage ist, konsistente und länderspezifische Kosten für Versorgungsausfälle zu bestimmen (vergleiche Abschnitt 2.1.5). Die Kosten berechnen sich mittels

$$VOLL_{2020,l} = \frac{GVA_{2020,l}}{E_{el,2020,l}} \forall l \in \text{Ländern}, \tag{3.3}$$

wobei $GVA_{2020,l}$ die länderspezifische Bruttowertschöpfung in 2020 nach der World Bank [39] und $E_{el,2020,l}$ die länderspezifische Stromnachfrage nach der Energy Information Agency [40] darstellt.

Projektion nach 2050 Da das gewählte Ziel dieser Arbeit ein erneuerbares globales Szenario [42, 43] ist, wird das Jahr 2050 zur Analyse gewählt. Dazu wird in Abschnitt 3.1.9 ein Szenario bestimmt, mithilfe dessen unter anderem der Value of Lost Load nach 2050 skaliert wird. Die Bruttowertschöpfung wird dabei anhand des Bruttosozialprodukts (Gross Domestic Product) GDP und die Stromnachfrage anhand des Endenergiebedarfs skaliert:

$$VOLL_{2050,\text{unkorrigiert},l} = VOLL_{2020,l} \frac{GDP_{2050,l}}{GDP_{2020,l}} \frac{E_{el,2050,l}}{E_{el,2020,l}} \forall l \in \text{Ländern} \tag{3.4}$$

Unsicherheitskorrektur Ergebnisse des unkorrigierten Value of Lost Load $VOLL_{2050,\text{unkorrigiert},l}$ zeigen Auffälligkeiten in wenigen Ländern mit niedrigem Stromversorgungsanteil in der Bevölkerung und geringen absoluten Stromnachfragen vor allem in Zentralafrika. Die Ausreißer lassen sich durch numerische Ungenauigkeiten der Division bei Werten nahe Null erklären und werden durch Einführen eines Genauigkeitsfaktors f_{cert} bestimmt, welcher den $VOLL$ korrigiert:

$$VOLL_{2050,l} = f_{cert} VOLL_{2050,\text{unkorrigiert},l} + (1 - f_{cert}) \text{Median} VOLL_{2050,\text{unkorrigiert},l} \tag{3.5}$$

Der Genauigkeitsfaktor ist dabei bei hohen Ausreißern und bei geringen Stromnachfragen verringert:

$$f_{\text{cert}} \coloneqq \left(1 - f_{\text{cert,demand}}\right) f_{\text{cert,GVA}} + f_{\text{cert,demand}} \tag{3.6}$$

mit

$$f_{\text{cert,demand}} \coloneqq \frac{E_{\text{el,2020}}}{3000\,\text{kWh}}, \quad f_{\text{cert,demand}} \in [0, 1] \tag{3.7}$$

$$f_{\text{cert,GVA}} \coloneqq \left| \frac{GVA - \text{Median}(GVA)}{max(GVA - \text{Median}(GVA))} \right| \tag{3.8}$$

Diese Gleichungen führen zur Korrektur von sechs Ausreißer im oben beschriebenen Sonderfall. Damit ist eine Verfälschung des Grundansatzes der Produktionsfaktoren ausgeschlossen.

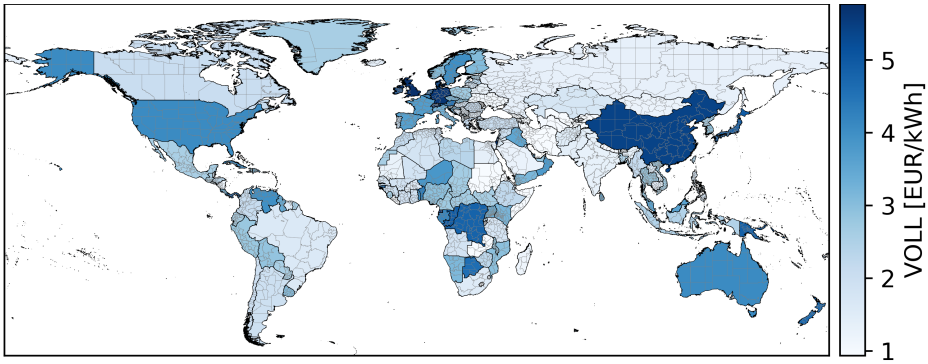


Abbildung 3.5: Globale Verteilung des Value of Lost Load in 2050 (hochaufgelöst siehe Abbildung A.1) [255]

Sektorale Disaggregation Im Weiteren wird der länderspezifische VOLL in 2050 $VOLL_{2050,l}$ sektoral disaggregiert, um die Elastizität eines Versorgungsausfalls abbilden zu können. Dazu wird die sektorale Stromnachfrage je Region (siehe Abbildung 3.1.8) und der sektoral abgeleitete VOLL nach Abbildung 2.4 dargestellt.

Die finalen Kosten für Stromausfälle je Land in 2050 in Abbildung 3.5 zeigen, dass diese zwischen 1 und 5,5 EUR/kWh liegen. Die nächsten Werte über 4 EUR/kWh werden hierbei von den Industrienationen Deutschland, Großbritannien, China und Japan in 2050 erzielt. Ebenso hohe Werte sind in Europa, Nordamerika, Australien, Neuseeland und Zentralafrika zu finden. Der niedrigste VOLL von unter 2 EUR/kWh liegt dagegen in Nord- und Zentralafrika sowie Zentralasien vor. Vergleicht man die Kosten für Stromausfälle mit den möglichen Stromgestehungskosten von PV von unter 0,03 EUR/kWh, liegen die Kosten für Versorgungsausfälle um einen Faktor von ca. 10^2 höher als die Stromgestehungskosten von PV. Damit treten Ausfälle erst dann auf, wenn die Strombereitstellung durch extreme Situationen um eben diesen Faktor ansteigt.

3.1.4 Erneuerbare Energiequellen

Die in dieser Arbeit betrachteten, erneuerbaren Energiequellen bestehen aus Windkraft, Photovoltaik, Geothermie und konzentrierter Solarkraft (CSP) gemäß Abbildung 3.2. Die Technologien wurden so gewählt, dass diese das Auftreten von Energieerzeugungsflauten gut abbilden können. Dazu ist nach den Erkenntnissen aus Abschnitt 2.1.1 die Abbildung des Zusammenspiels von Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft mit der Energienachfrage erforderlich. Um dies abzubilden, werden für Solarkraft und Windkraft stündlich Erzeugungspotentiale mit verschiedenen Clustern je Region genutzt, um eine hohe Genauigkeit des Energiesystems modellieren zu können. Ein Fokus auf diese Technologien ist in der Literatur (Abschnitt 2.1.6) üblich und die zeitliche Auflösung von einer Stunde ist überdurchschnittlich. Diese hohe Auflösung ist in der Literatur nicht für Wasserkraft verfügbar, sodass diese in den hier durchgeführten Analysen ausgeklammert wird. Dadurch werden niederfrequente Volatilitäten im saisonalen Frequenzbereich in dieser Analyse unterschätzt. Dies entspricht der Funktion eines Tiefpassfilters auf die Volatilitäten von Windkraft und PV. Diese Funktion wird im betrachteten Energiesystem ebenfalls durch den Wasserstoffreelektri-

Tabelle 3.1: Techno-ökonomische Parameter der Solarmodule und Windturbinen

Variable	PV	Onshore Wind	Quelle
CAPEX [EUR/kW]	320	1000	[73]
fixe OPEX [%]	1,7	2,5	[73]
Lebensdauer [a]	20	20	[73]
Weitere Parameter	Polykristallin, Wirkungsgrad: 24%, Flächennutzung: 20 W/m^2	Nabenhöhe: 120 m, Rotordurchmesser: 136 m, Nennleistung: 4,2 MW	[10]

fiezierungspfad bedient, welcher kurzzeitige Effekte ebenfalls ausgleichen kann, sodass die Eigenschaften von Wasserkraft nicht vollständig verloren gehen (vergleiche Abbildung 3.2). Trotzdem ist dieses Verhalten in den Ergebnissen zu berücksichtigen. Darüber hinaus werden Geothermie und konzentrierte Solarkraft in dieser Arbeit genutzt, um den Einfluss von Gegenmaßnahmen bewerten zu können. Geothermie kann durch seine hohe Grundlastfähigkeit zur Stabilität des Energiesystems beitragen (siehe Abschnitt 2.3). Ebenso kann CSP durch die günstige Speicherbarkeit der solaren Wärme Schwankungen technisch ausgleichen (siehe Abschnitt 2.2).

Um das Auftreten von Energiesystemausfällen zu beschreiben, werden stündliche, standortscharfe Erzeugungszeitreihen inklusive Ausbaulimitationen für jede Technologie betrachtet. Auf die Herleitung der Erzeugungspotentiale für Geothermie und CSP gehen Abschnitt 3.3 und Abschnitt 3.2 genauer ein. Die Ergebnisse dazu werden in Kapitel 4 vorgestellt. Für die Erzeugungstechnologien Wind und PV sind die Potentiale basierend auf dem Ansatz von Ryberg [10] entnommen, welcher einen analogen Ansatz wie dem der CSP-Potentiale nutzt. Für Onshore Windkraft werden dazu zukünftige und standortoptimale Windturbinen genutzt, für OFPV wird ein zukünftiges Design von PV-Modulen für 2050 nach Ryberg genutzt [10]. Die technischen und ökonomischen Parameter von Onshore Wind und Freiflächenphotovoltaik sind in Tabelle 3.1 dargestellt.

3.1.5 Energietransport

Die im Modell genutzten Möglichkeiten zum Energietransport sind der Transport von Strom mittels AC-Stromnetzen und DC-Leitungen und der Transport von Wasserstoff mittels Wasserstoffpipelines. Dazu wird ein Greenfield-Ansatz genutzt, welcher einen freien Ausbau von Übertragungskapazitäten zulässt. Verglichen mit existierenden Ansätzen zur Analyse zum Auftreten von Ausfällen ist die Abbildung von Energietransportoptionen selten und wird nur in zwei Ansätzen verfolgt (vergleiche Tabelle 2.4). Insbesondere die Betrachtung des Netzausbaus ist in dieser Hinsicht neu, da der Netzausbau eine hohe Relevanz für das makroökonomischen Zusammenspiel des Value of Loast Load mit der Ausfallfallwahrscheinlichkeit hat (vergleiche Gleichung 2.5). Ein möglicher Netzausbau oder Pipelineausbau wird dabei zwischen benachbarten Ländern und zu abgelegenen Inseln ermöglicht. Dabei wird zwischen dem geometrischen Onshore- und Offshoreanteil jeder Übertragung zwischen den Regionen unterschieden und entsprechend der Kostenanteile dargestellt. Die techno-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 3.2 dargestellt.

Für Onshore- und Offshore-Stromnetze werden dabei DC-Verbindungen genutzt. Die Ko-

Tabelle 3.2: Techno-ökonomische Parameter der Stromnetze und Wasserstoffpipelines nach [226, 227, 228, 226, 229, 230, 232, 233, 234]

Variable	DC-Netz Onshore	DC-Kabel Offshore	H_2-Pipelines Onshore	H_2-Pipelines Offshore
CAPEX [EUR/kW km]	0,86	1,3	0,185	0,469
fixe OPEX [%]	3,5	3,5	0.54	0,9
Lebensdauer [a]	40	40	40	40
Verluste [%/km]	0,0035	0,0035	0	0

Tabelle 3.3: Techno-ökonomische Parameter der Speichertechnologien nach Stolten et al. [73]

Variable	Batterien	Wasserstoff-druckspeicher	Wasserstoff-salzkavernen
CAPEX [EUR/kWh]	131	18,0	0,70
fixe OPEX [%]	2,5	2,0	2,0
Lebensdauer [a]	15	30	40
Lade- (Entladewirkungsgrad) [%]	0,96(0,96)	0.98(0.99)	0.98(0.99)
Selbstentladung [%/d]	0,1	0	0

sten für die DC-Netze sind hierbei der Median einer Literaturrecherche für Onshore [226, 227, 228] und Offshore [226, 229]. Die variablen und fixen Betriebskosten sind als fixe OPEX mit 3,5% der CAPEX zusammengefasst [230]. Die Kosten der Onshore Wasserstoffpipelines sind aus Caglayan [232] übernommen, welche die Wasserstoffpipelinekosten für eine neugebaute 8 GW - neue Pipeline linearisiert. Die Investitionskosten für Offshorepipelines orientieren sich an den Kosten für den Neubau von Erdgasoffshorepipelines [233] und dem Hydrogen Backbone [234]. Kompressionsverluste der Pipelines werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt, sondern separat durch Betrachtung der Kompressoren in Abschnitt 3.1.7 modelliert.

3.1.6 Speicherung

Eine weitere Flexibilitätsoption, welche dem Energiesystem zur Verfügung steht, sind Speicher. Auf den Zeitskalen der Bilanzierung, welche in diese Arbeit betrachtet werde, stehen zur Speicherung von elektrischer Energie Batterien, Druckspeicher und Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung. Dazu werden im betrachteten Energiesystem ausschließlich Batterien berücksichtigt. Druckluftspeicher werden aufgrund des geringen Technologiereifegrades nicht berücksichtigt [74]. Während Pumpspeicher einen höheren Technologiereifegrad aufweisen, existieren aktuell keine globalen und zeitlich hochaufgelösten Daten zu Pumpspeicherkraftwerken. Daher wird, wie in den meisten Studien (vergleiche Tabelle 2.4), in dieser Arbeit nur auf die Stromspeicherung in Batterien eingegangen.

Zur Speicherung von gasförmigem Wasserstoff nutzt das Modell sowohl die Speicherung in Gastanks als auch die Speicherung in Salzkavernen. Während die Speicherung in Gastanks keine direkten Kapazitätsgrenzen aufweist, sind die Potentiale für eine Wasserstoffspeiche-

Tabelle 3.4: Techno-ökonomische Parameter der Umwandlungstechnologien nach Stolten et al. [73]

Variable	PEM Brennstoffzelle	Kompressor	Gas und Dampf Kombikraftwerk
CAPEX [EUR/kWh]	350	42	760
fixe OPEX [%]	3	4	1,4
Lebensdauer [a]	10	15	20
Umwandlungswirkungsgrad [%]	70	Strombedarf: 2 Verluste: 1	60

rung in Salzkavernen deutlich stärker limitiert. Auf diese Randbedingungen geht Abschnitt 3.4 genauer ein, in welchem globale Potentialgrenzen zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen hergeleitet werden. Die techno-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 3.3 dargestellt.

3.1.7 Energiewandlung

Die im Energiesystemmodell genutzten Energiewandler sind die PEM-Brennstoffzelle sowie die Gas- und Dampf-Kombikraftwerke, welche die Hin- und Rückwandlung der beiden betrachteten Energieträger Strom und Wasserstoff ermöglichen. Da die Produktion von Wasserstoff bei einem Druckniveau von 30 bar stattfindet, wird ebenfalls ein Kompressor im Modell genutzt, um den Wasserstoff zum Pipelinetransport auf 100 bar zu verdichten. Da die mathematischen Optimierungsprobleme für einige Regionen aufgrund der hohen Anzahl von Regionen zu groß werden, wird an dieser Stelle zur Lösbarkeit auf weitere konkurrierende Technologien zur Nutzung wie Wasserstoffmotoren verzichtet.

3.1.8 Stromnachfrage

Da die Nachfrage, insbesondere die Stromnachfrage, eine besondere Rolle bei der Entstehung von Ausfällen spielt, werden in diesem Abschnitt detaillierte Nachfrageprofile auf globaler Ebene abgeleitet. Der Endenergiebedarf für Wasserstoff $E_{H_2,2020,l}$ und die sektorale Nachfrage für Strom $E_{el,2020,l,s}$ $\forall l \in$ Länder und $\forall s \in S = \{\text{Ackerbau, Dienstleistungen, Haushalte, Industrie, Transport}\}$ werden für das Referenzjahr 2020 von den United Nations herangezogen [41].

Beide Größen werden regional auf GADM-GID1-Level [235] übertragen. Anschließend werden die länderspezifischen Nachfragen von Wasserstoff und Strom auf 2050 übertragen. Dazu wird zur Konsistenz mit der Betrachtung zum VOLL das in Abschnitt 3.1.9 vorgestellte Szenario genutzt. Dabei werden die regionsspezifischen Nachfragen anhand länderspezifischer Verhältnisse der Szenarionachfragen skaliert:

$$E_{el,2050,r,s} = \frac{E_{el,2050,l,s}}{E_{el,2020,l,s}} E_{el,2020,r,s} \quad \forall r \in R \tag{3.9}$$

$$E_{H_2,2050,r,s} = \frac{E_{H_2,2050,l,s}}{E_{H_2,2020,l,s}} E_{H_2,2020,r,s} \quad \forall r \in R \tag{3.10}$$

Zuletzt werden die absoluten jährlichen Nachfragen mit Zeitreihen temporal disaggregiert. In diesem Bereich liegen zum Abschluss der Arbeit öffentlich nur begrenzte Daten zur. Der Ansatz mit der höchsten globalen Abdeckung liegt im Plexos World Modell [214] vor, welches auf Länderebene die stündliche Stromnachfrage für 2015 berechnet. Die Zeitreihen der Länder werden für jede betrachtete Region $r \in R$ und jeden Sektor $s \in S$ skaliert. Für nicht gelistete Länder werden die Stromnachfragezeitreihen des nächsten benachbarten Landes genutzt. Für Wasserstoff gibt es keine zeitlichen Bedarfsprofile in der Literatur auf globaler Ebene. Daher wird die Wasserstoffnachfrage als konstant angenommen. Da Wasserstoff um einen Faktor 10 bis 100 günstiger gespeichert werden kann als Strom, ist der Einfluss auf die Analyse von Energiesystemausfälle ebenfalls um diesen Betrag geringer (vergleiche Gleichung 2.5). Die finalen jährlichen Bedarfe sind in Abbildung 3.6 gezeigt.

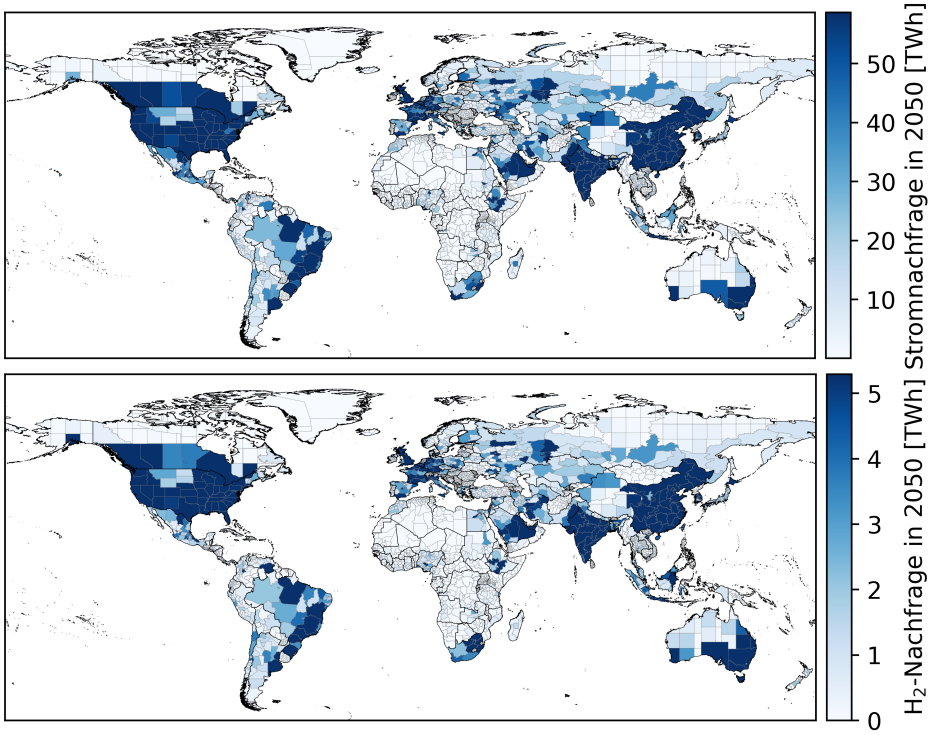


Abbildung 3.6: Globale Verteilung Stromnachfrage (oben) und Wasserstoffnachfrage (unten) in 2050 (hochaufgelöst siehe Abbildung A.2 und A.3)

3.1.9 Übertragung des Szenarios nach 2050

Die gemessenen Eingangsdaten der Energienachfragen und der ökonomischen Bruttowertschöpfung sind im Rahmen dieser Arbeit bis 2022 berücksichtigt und werden auf das Jahr 2050 projiziert. Um eine einheitliche Projektion des Energiesystemmodells zu garantieren, werden alle Variablen daher anhand eines Szenarios projiziert. Dazu wird ein Szenario des Integrierten Assessment Models GCAM (Global Change Analysis Model) [44] genutzt, welches mithilfe des NGFS-Modells [42] auf Länderebene disaggregiert wurde.

Das gewählte GCAM-Modell ist ein Net-Zero-2050 Szenario unter Einhaltung des 1,5 °C - Zieles. Um dies zu erreichen, setzt das Szenario einen schnellen, aber geordneten Übergang der politischen Rahmenbedingungen und einen schnellen technologischen Wandel voraus. Technisch setzt das Szenario vor allem auf die Nutzung von erneuerbaren Technologien (215 EJ/a) sowie auf eine Kohlenstoffabscheidung bei der Biomasseverbrennung (107 EJ/a) [42]. Darüber hinaus wird ebenfalls ein geringer Anteil an fossilen Kraftwerken mit Kohlenstoffabscheidung (12,33 EJ/a) betrieben [42]. Die Disaggregation findet anhand von länderspezifischen Transformationspfaden statt, welche in NGFS anhand von aktuellen politischen Trends und langfristigen Zielen aus dem GCAM-Scenario hergeleitet werden [42].

Zwischen 2020 und 2050 steigt die globale Stromnachfrage von 87,4 EJ auf 206,5 EJ aufgrund fortschreitender Elektrifizierung an. Die Nachfrage von Wasserstoff steigt im selben Zeitraum von 0,4 EJ auf 18,4 EJ (siehe Abbildung 3.7). Parallel dazu steigt das globale Bruttoinlandsprodukt von 103 auf 219 $TUSD_{2010}$ ungefähr linear an.

Für das Modell dieser Arbeit bedeuten die Ergebnisse, dass die Nachfrage in 2050 verglichen mit 2020 deutlich ansteigt (vergleiche Abbildung 3.6). Parallel sinkt der VOLL bis 2050 um 10%. Die Stromnachfrage steigt schneller als die Wirtschaftsleistung (vergleiche Abbildung 3.5). Dieser Zusammenhang lässt sich ebenfalls durch eine steigende Elektrifizierung erklären. Bei stärker elektrifizierten Energiesystemen ruft der gleiche Energieausfall einen geringeren prozentualen Ausfall der Wirtschaftsleistung hervor.

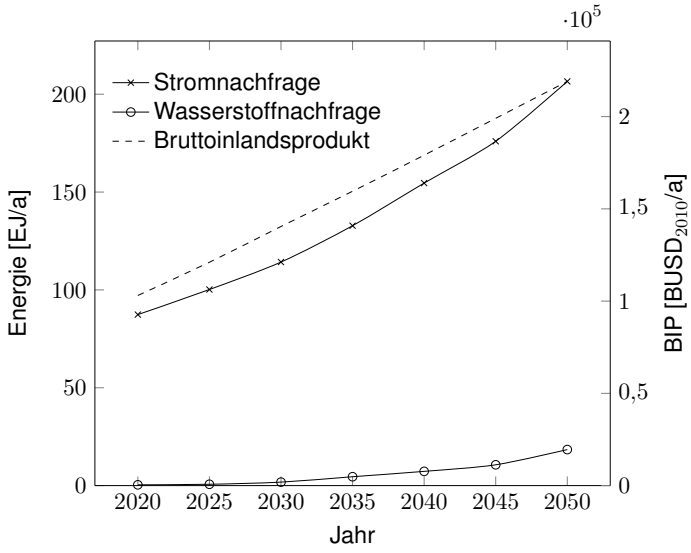


Abbildung 3.7: Globale kumulierte Nachfragen und Bruttoinlandsprodukt des betrachteten Net-Zero-Szenarios zwischen 2020 und 2050 [42].

3.1.10 Rechendauer und Lösungsgenauigkeiten

Da sich diese Arbeit mit der Analyse von Zeitreihen in Energiesystemen beschäftigt, legt dieser Abschnitt einen besonderen Fokus auf den Einfluss der Zeitreihenaggregation auf

die Lösungsgenauigkeit der Analyse von Energiesystemausfällen. Im Allgemeinen gilt, dass mit einer höheren Anzahl an Typtagen, also einer geringeren zeitlichen Aggregation, sowohl die Rechendauer als auch die Lösungsgenauigkeit ansteigt (vergleiche Abbildung 3.8 und 3.9). Hierbei wird für die Lösungsgenauigkeit die auftretende Ausfalldauer je Region relativ zur Ausfalldauer ohne Zeitreihenaggregation gewählt.

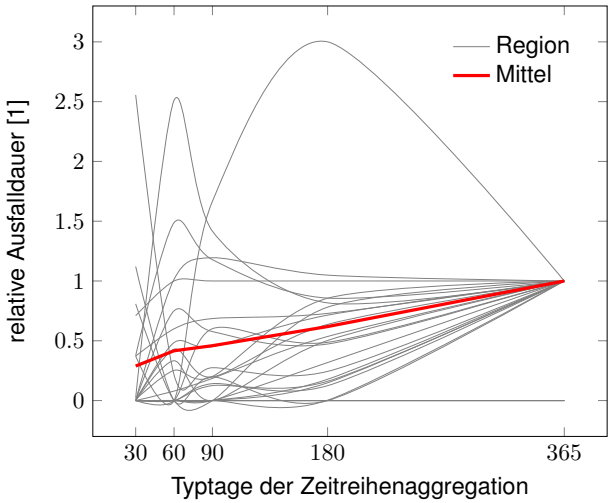


Abbildung 3.8: Verteilung der Ausfalldauern relativ zur Berechnung ohne Zeitreihenaggregation der 28 unterschiedlichen Regionen abhängig von der Anzahl der Typtage der Zeitreihenaggregation

Es zeigt sich, das bereits eine Aggregation mit 180 Typtagen einen Einfluss von -39% auf das Auftreten der Energiesystemausfälle hat. Regionsindividuelle Ergebnisse schwanken hierbei um -0% bis -100% mit einem Ausreißer bis +300%. Parallel sinkt die mittlere Optimierungsdauer bei einer Aggregation auf 180 Typtage lediglich von 16 auf 11 Stunden ab. Daher werden in dieser Arbeit zur Belastbarkeit der Ergebnisse alle Szenarien ohne Zeitreihenaggregation mit allen 365-Typtagen gerechnet.

3.1.11 Szenariodefinitionen

Im Rahmen dieser Arbeit werden verschiedene Szenarien berechnet, welche in Kapitel 4 ausgewertet werden. Dazu werden 20 verschiedene Wetterjahre betrachtet, um Aussagen über das Auftreten von Energieausfällen, unabhängig von dem Einfluss spezifischer Wetterjahre, treffen zu können. Dies dient der Beantwortung der ersten und zweiten Forschungsfrage (siehe Kapitel 1). Als Basisszenario wird das Energiesystem mit dem Wetterjahr 2018 gewählt, da dieses nach Analysen durch IRENA [252, 253] ein für die Energiesystemanalyse mittleres Wetterjahr darstellt (siehe Abschnitt 2.5.3).

Ebenso wird der Einfluss von verschiedenen Technologien zur Betrachtung der dritten Forschungsfrage steigt. Dazu werden Energiesysteme betrachtet, bei welchen die zu untersuchende Technologie im Energiesystem nicht genutzt wird. Dieser Ansatz ähnelt dem Ansatz der Opportunitätskosten aus der Ökonomie. Der Vergleich mit dem Basisszenario zeigt, welchen Einfluss der Verzicht auf eine Technologie hat. Dazu werden alle Einzeltechnologi-

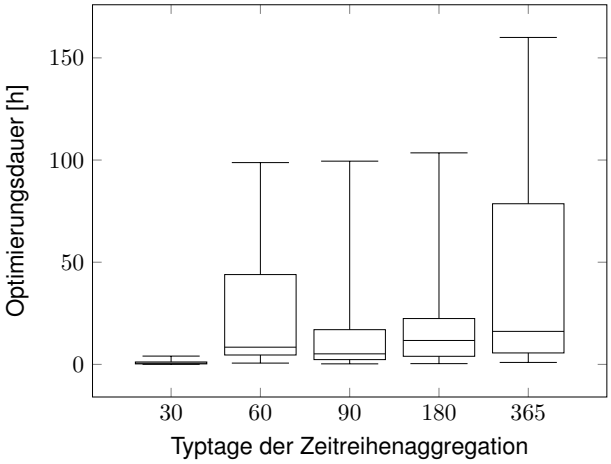


Abbildung 3.9: Verteilung der Optimierungsdauer der 28 unterschiedlichen Regionen abhängig von der Anzahl der Typtage der Zeitreihenaggregation

en und Technologiekombinationen, wie zum Beispiel Wasserstoff, untersucht (siehe Tabelle 3.5).

Außerdem wird eine Sensitivitätsanalyse des Value of Lost Load durchgeführt, da dieser aufgrund von Gleichung 2.5 einen besonderen Einfluss auf die Energieausfälle hat. Ebenso haben die Investitionskosten der verschiedenen Technologien einen besonders hohen Einfluss auf die Energieausfälle in ökonomischen ausfalloptimalen Energiesystemen, da diese nach Gleichung 2.5 die Ausbaukosten beeinflussen. Daher wird für alle relevanten Technologien im Energiesystem eine Investitionskostenanalyse um $\pm$20% durchgeführt (siehe Tabelle 3.5). Zusätzlich werden für CSP weitere Kostenvariationen berechnet, um den Einfluss von CSP später genauer untersuchen zu können.

3.1.12 Zusammenfassung Energiesystemansatz

Zusammenfassend wurde in diesem Abschnitt ein Ansatz hergeleitet, mit dem globale Analysen zu Energiesystemausfällen durchgeführt werden können. Dazu wird der ökonomische Ansatz des Value of Lost Load mit dem Ansatz der Energiesystemmodellierung kombiniert. Durch die Kombination bestimmt sich der Energieausfall aus den Folgekosten von Energieausfällen, aus dem Value of Lost Load und aus den Kosten des Kapazitätsausbaus $CONE$ (siehe Abschnitt 2.1.4). Der Value of Lost Load wird im Rahmen dieser Arbeit global anhand des Produktionsfaktoransatzes bestimmt. Dieser ist in die Sektoren Industrie, Landwirtschaft, Dienstleistungen, Verkehr und Haushalte unterteilt, auf Länderebene bestimmt und anhand eines treibhausgasneutralen Szenarios in das Basisjahr 2050 übertragen (siehe Abbildung 3.5). Die Kosten des Kapazitätsausbaus sind nicht direkt zu bestimmen, sondern sind eine komplexe Funktion innerhalb des betrachteten Energiesystems. Daher wird diese Größe mittels eines erneuerbaren Energiesystemmodells modellendogen bestimmt. Dazu wird ein erneuerbares Energiesystem in 2050 modelliert, welches abgesehen vom Demand-Side-Management alle relevanten Mechanismen der Flexibiliätsoptionen (siehe Abschnitt 2.1.3) in einem zukünftigen Energiesystem abbildet. Der Energietrans-

Tabelle 3.5: Berechnete Szenarien

Name	Ausprägungen
Variation der Wetterjahre	2000-2019
Variation der Gegenmaßnahmen	PV Onshore Wind CSP Geothermie Batterien Wasserstoffspeicher Salzkavernen Wasserstoffgastanks Stromnetze Wasserstoffnetze Netze Wasserstoffrückverstromung
Variation des VOLL-Faktors	$0.001, 0.01, 0.1, 0.5, 1, 2, 10$
Investitions-kostenvariationen	PV +/- 20% Onshore Wind +/- 20% CSP -80, -60, -40, -20, +20% Geothermie +/- 20% Batterien +/- 20% Wasserstoffspeicher +/- 20% Salzkavernen +/- 20% Elektrolyse +/- 20% Wasserstoffrückverstromung +/- 20% Wasserstoffnetze +/- 20% Stromnetze +/- 20%

port wird durch Stromverbundnetze und Wasserstoffpipelines betrachtet, die Sektorkopplung wird durch die Wandlung, die Rückwandlung, die Speicherung und den Transport von Wasserstoff berücksichtigt und die regelbaren erneuerbaren Energien werden mittels Geothermie und CSP betrachtet. Die Ursachen von Energiesystemausfällen werden durch die volatilen erneuerbaren Energien PV und Onshore Windkraft sowie durch eine Stromnachfrage berücksichtigt. Da Energiesystemausfälle sowohl zeitlich als auch regional stark begrenzt auftreten, wird die Welt in 28 Verbundsysteme in einer Diskretisierung von 1h und insgesamt 1890 Regionen optimiert. Diese Diskretisierung liegt damit deutlich über dem Stand aktuell genutzter globaler Energiesystemmodelle (siehe Abschnitt 2.5.1).

Um die Energiesysteme zu berechnen, werden Potentiale von CSP, Geothermie und Salzkavernen in obiger Auflösung genutzt. Daher werden in den folgenden Abschnitten des Methodikkapitels Ansätze zur Herleitung standortscharfer Potentiale hergeleitet.

3.2 Ansatz CSP Potentiale

3.2.1 Allgemeiner Ansatz

Die in der Literatur benutzten Ansätze zur globalen Potentialbestimmung weisen teilweise erhebliche physikalische Ungenauigkeiten auf und vernachlässigen darüber hinaus durch eine unzureichende Abbildung von Speichern energiesystemrelevante Eigenschaften (vergleiche Abschnitt 2.2.3). Diese Lücke in der Literatur wird geschlossen, indem der Landeignungsansatz von Ryberg et al. [181], welcher standortscharfe Betrachtungen ermöglicht (siehe Abschnitt 2.5.2), mit Ansätzen zur Simulation spezifischer Energiesystemanlagen zur globalen Analyse von CSP-Potentialen gekoppelt wird. Damit sind deutlich höhere Genauigkeiten der Zeitreihenanalyse möglich, welche zur Analyse der Energiesystemausfälle in dieser Arbeit benötigt werden. Die Bestimmung der standortscharfen Kosten-Potentialkurven ist nach Abbildung 3.10 dabei in fünf Schritte unterteilt.

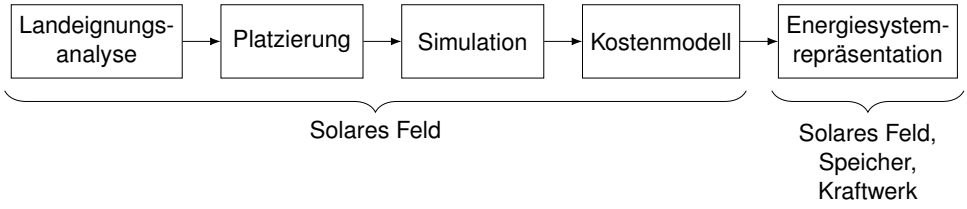


Abbildung 3.10: Ansatz zur Bestimmung der CSP-Potentiale

Zuerst wird eine Landeignungsanalyse durchgeführt, um alle globalen Flächen zu bestimmen, auf denen CSP-Anlagen gebaut werden können. Danach werden spezifische standortscharfe Anlagen platziert und ausgelegt. Anschließend wird für alle Anlagen das solare Feld simuliert, um im nächsten Schritt mittels Kostenmodell die Gestehungskosten solarer Wärme zu berechnen. Da eine energiesystemoptimale Betriebsstrategie des Speichers von dem Energiesystem abhängt, werden die Speicher und das Kraftwerk im letzten Schritt im Energiesystem separat abgebildet. Die Schritte werden im Folgenden detaillierter beschrieben.

3.2.2 Landeignungsanalyse

Ziel der Landeignungsanalyse ist es, alle für Parabolrinnenkraftwerke geeigneten Flächen global zu identifizieren. Dazu werden mittels GLAES [181] alle ungeeigneten Flächen ausgeschlossen. Die nicht nutzbaren Flächen werden anhand der Umwelteinwirkungen von solarthermischen Kraftwerken aus Abschnitt 2.2.6 hergeleitet. Dazu wird eine Rasterisierung von 100 x 100 m^2 genutzt und anhand der Umwelteinflüsse aus Abschnitt 2.2.6 werden Abstände zum Ausschluss von Landflächen definiert.

Die erste Kategorie umfasst Abstände zu Siedlungsgebieten, industriellen Gebieten, Erholungsgebieten und kleineren Flugplätzen in Hinblick auf Akustik und Blendungen (siehe Tabelle 3.6). Insbesondere Blendungen lösen Abstandsbedingungen zu Straßen und Zuglinien aus, um Fahrzeugführer nicht zu beeinträchtigen. Ho et al. [127] zeigen, dass außerhalb von 110 m Entfernung zu den Parabolrinnen Blendungseffekte und temporäre Bildeffekte

Tabelle 3.6: Zusammenfassung der Landeignungsauschlüsse von Parabolrinnenkraftwerken. Vollständige Ausschlüsse in Tabelle B.1

Nr.	Abstand	Grund	Angewandt auf
1	100 m	Akustik	Siedlungen, Industrie , Erholungsgebiete
2	100 m	Blendungen	Straßen, Zuglinien, Flugplätze
3	2600 m	Blendungen	Flughäfen
4	0 m	Geometrisch	weitere Infrastruktur, Militärgebiete
5	0 m	Höhenausgleich	Steigung (> 3°)
6	0 m	Untergrund	Gletscher
7	900 m	Untergrund	Dünen
8	0 m	Naturschutz	Allgemeiner Naturschutz, Vogelschutzgebiete
9	100 m	Wasserschutz	Gewässer, Flüsse, Küsten
10	0 m	Landnutzungskonflikte	Wälder, Ackerflächen, Weideflächen

am Boden nicht mehr auftreten. Daher wird dieser Wert, gerundet auf die Rasterisierung, als Mindestabstand herangezogen. In der Luftfahrt hat die amerikanische Luftfahrtbehörde [128] mögliche Einflüsse auf die Luftfahrtsicherheit untersucht und kommt zu dem Schluss, dass Parabolrinnenkraftwerke durch Blendeffekte den Luftverkehr beeinträchtigen können. Da der Bericht keine Abstände nennt, werden reale Abstände vom Blyth Airport (Kalifornien, USA) und Barstow-Daggett Airport (Kalifornien, USA) zu realen Parabolrinnen genutzt, welche durch eigene Messungen auf 2600 m bestimmt werden. Außerdem werden weitere Infrastrukturen wie Stromtrassen, Pipelines und militärische Gebiete aufgrund geometrischer Überschneidungen ausgeschlossen.

Parabolrinnenkraftwerke weisen darüber hinaus einen hohen Anspruch an die Geländeform auf, da die benötigte Steigung für die Nutzung von Parabolrinnen beschränkt ist. In der Literatur wird die Steigung mit Werten von 2.1 ° [109] bis 3 ° [113] beschrieben. Daher wird für diese Studie ein Wert von > 3 ° ausgeschlossen. Ebenso werden Gletscher und Dünen als Nutzfläche verworfen. Allgemeine Naturschutzgebiete und Vogelschutzgebiete werden ebenfalls nicht zum Bau von CSP-Anlagen zugelassen. Hier wird kein Mindestabstand gewählt, da die Anlagen neben der Landnutzungskonkurrenz nur geringe Auswirkungen auf die Natur haben. Es wird ein Abstand von 100 m zu Gewässern eingehalten, da geringe Mengen Wärmeübertragerflüssigkeit austreten können und diese nicht unmittelbar ins Wasser eindringen dürfen (vergleiche Abschnitt 2.2.6). Landnutzungskonkurrenz mit Ackerflächen und Weideflächen wird vermieden, um eine Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion vorzubeugen. Ebenso werden, um die Biodiversität nicht weiter zu belasten, Wälder und Moore zum Bau von Parabolrinnenkraftwerke ausgeschlossen.

Eine genaue Aufschlüsselung der Landeignungskriterien und der genutzten Datensätze findet sich in Tabelle B.1 wieder. Durch Anwendung der definierten Landnutzungskriterien auf diese Datensätze werden global Rasterdateien mit einer Auflösung von 100x100 m^2 generiert. Diese beinhalten eine Binärvariable über die Eignung zum Bau von Kraftwerken. Der binäre Ausschluss wird zur Validierung mit den Platzierungen von realen Kraftwerken abgeglichen. Aktuell gibt es zwei Regionen, in denen CSP-Anlagen gebaut wurden: Spanien und

Kalifornien [78]. Für Spanien ergibt ein exemplarischer Vergleich, dass von 47 Anlagen 2 in einem geeignetem Gebiet liegen. Die Gründe für die hohe Abweichung sind, dass in Spanien 42 Anlagen auf Ackerflächen gebaut wurden und sich 19 Anlagen in Vogelschutzgebieten befinden. Daher ist die Abweichung vor allem auf die in dieser Arbeit angenommenen Philosophie der Vermeidung von Nahrungsmittelkonkurrenzen und Naturschutz zurückzuführen, sodass die Ergebnisse weiter verwendet werden. Diese werden im folgenden Kapitel genutzt, um die Anlagen zu platzieren und auszulegen.

3.2.3 Auslegung und Platzierungen der Kraftwerke

Dieser Abschnitt widmet sich der Platzierung und Auslegung der individuellen Kraftwerke. Dazu wird im ersten Schritt ein Nenndesign abgeleitet und anschließend der Ansatz zur Platzierung der Anlagen beschrieben.

Die entscheidenden Größen zur Bestimmung des Nenndesigns sind die Nennleistung $P_{el,nenn}$ und der Flächenbedarf A_{Land}. Im Allgemeinen lag die elektrische Nennleistung von Parabolrinnenkraftwerken bis 2014 bei bis zu 50 MW, seit 2014 liegen Anlagengrößen bei 50 bis 250 MW [78]. Ein Trend zu größeren Anlagen in 2050 ist nach Musi et al. [119] und Überlegungen aus Abschnitt 2.2.5 zu künftigen Designs nicht zu erkennen. Die benötigten Landflächen der Parabolrinnenkraftwerke liegen bei circa 2 km^2 für eine 50 MW$_{el}$ Anlage sowie 6-8 km^2 für eine 250 MW$_{el}$ Anlage. Der Zusammenhang zwischen der Landfläche A_{Land} und der Nennleistung hängt maßgeblich von der Definition der Einstrahlung im Auslegungspunkt DNI_{nenn} sowie der Auslegung des solaren Vielfachens SM ab. Der Landflächenbedarf ist daher nicht fix, sondern folgt nach Abschnitt 2.2.2:

$$\frac{A_{Land}}{P_{el,nenn}} = \eta_{Kr}\eta_{PTR,max}\rho_{sf,total}\, SM\, DNI_{nenn} \tag{3.11}$$

Dabei sind η_{Kr} der Nennwirkungsgrad des Kraftwerkes und $\eta_{PTR,max}$ der Wirkungsgrad des solaren Feldes $\eta_{PTR,max}$ sowie $\rho_{sf,total} := \frac{A_{\text{Öffnung}}}{A_{Land}}$ die Flächendichte des solaren Feldes. Die Konstanten werden im folgenden Abschnitt in Tabelle 3.7 definiert. Mithilfe dieses Zusammenhangs und durch den nach Vaderobli et al. [104] ökonomisch optimalen Auslegungspunktes von $DNI_{nenn} = 830$ W/m^2 ergibt sich ein Flächenbedarf von 1-5 km^2. Dieser Flächenbedarf wird genutzt, um im Folgenden Platzierungen auszulegen, welche innerhalb des abgeleiteten Flächenbedarfes liegen.

Um die abgeleitete Größe zu garantieren, wird basierend auf dem globalen Landeignungsraster aus dem vorherigen Abschnitt folgender vierstufiger Ansatz genutzt:

1) Zusammenhängende Mindestfläche: Im Allgemeinen werden Parabolrinnenkraftwerke auf zusammenhängenden Flächen und nicht auf zerstückelten Flächen gebaut, damit die Parabolrinnen in Reihe aufgestellt werden können. Daher werden alle zusammenhängenden Flächen, welche kleiner als die Mindestfläche $A_{Land} \leq$ 1km^2 sind, ausgeschlossen. Diese sind in Abbildung 3.11 als hellblaue Flächen zu erkennen. Diese Flächen sind im Allgemeinen einzeln und verteilt und eignen sich nicht zum Bau von Parabolrinnenkraftwerken.

2) Platzierung von Anlagen: Anschließend werden analog zum Ansatz von Ryberg (vergleiche Abschnitt 2.5.2) konkrete Anlagen platziert und den geeigneten Flächen zugewiesen. Dazu wird ein Abstand von 3 km gewählt. Dieser Abstand ist so gewählt, dass

die resultierende Kraftwerksgröße zwischen 50 und 250 MW liegt (siehe Abbildung C.1 im Anhang). Jedem der Platzierungspunkte wird die entsprechende Fläche der Anlage mittels Überlappung von Voronoi-Polygonen zugewiesen (vergleiche Abschnitt 2.5.2). Die Platzierungen sind in Abbildung 3.11 als Punkte dargestellt, dazugehörige Flächen schwarz umrandet.

3) Aussortieren kleiner Anlagen: Die Anlagen können technisch bedingt Größen aufweisen, die kleiner als die Mindestgröße von 1 km^2 sind. Dies geschieht, wenn die geeignete Fläche länglich geformt und größer als der Abstand der Platzierungen ist. Daher werden diese Kraftwerke in diesem Schritt aussortiert. Die aussortierten Anlagen sind in Abbildung 3.11 als rosa Punkte dargestellt.

4) Aufteilen großer Anlagen: Auf vollständig geeigneten Flächen entstehen so Anlagen, welche eine Landfläche von bis zu 3x3 km^2 aufweisen und damit größer als die maximale Fläche sind. Die Anlagen werden gleichmäßig aufgeteilt und liegen anschließend im Bereich von 2,5 - 4,5 km^2. Die final platzierten Anlagen sind in der Abbildung rot dargestellt.

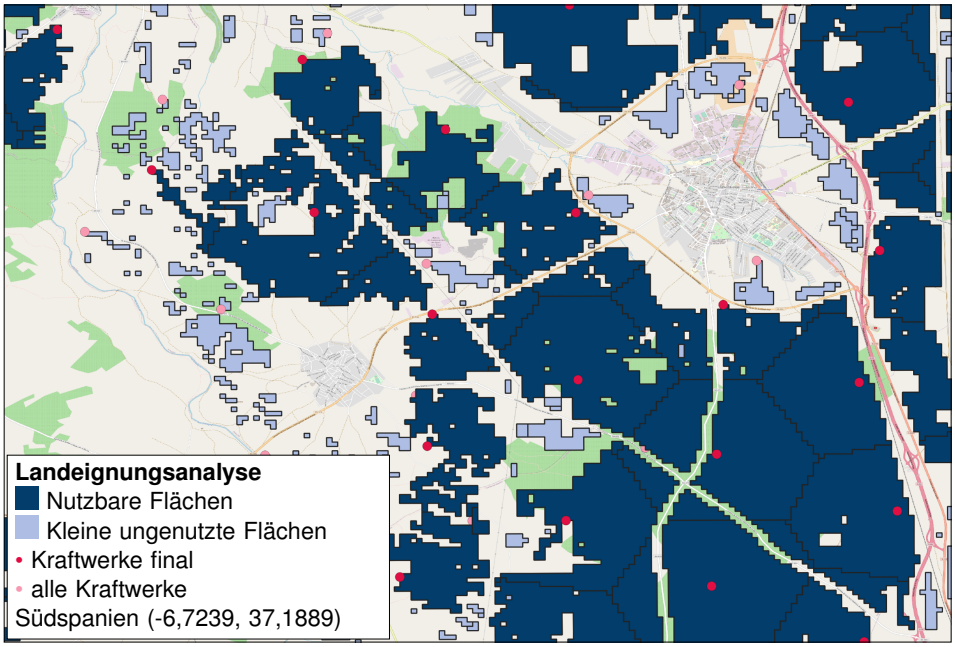


Abbildung 3.11: Zusätzlich ausgeschlossene Flächen (hellblau) aufgrund Mindestgrößenanforderungen für CSP-Anlagen am Beispiel von Südspanien. Ein Rechteck entspricht der Auflösung von 100x100 m^2.

Nach der Ermittlung der Landeignung wird für jede Anlage der optimale Anlagentyp bestimmt. In dieser Arbeit werden nach Abschnitt 2.2.1 zwei verschiedene Anlagen mit den Wärmeübertragerfluiden aus solarem Salz und aus Heliosol genutzt. Die Auswahl des Anlagentyps erfolgt dabei basierend auf den günstigsten Stromgestehungskosten der Simulation im folgenden Abschnitt. Um die Auswahl des Anlagentypes bereits vor der Simulation zur Verringerung der Rechenzeit zu bestimmen, wird der Anlagentyp anhand der jahresmittleren Direktnormalstrahlung DNI_{mittel} und der mittleren Jahrestemperatur $T_{\text{amb,mittel}}$ bestimmt. Diese Größen werden genutzt, da der Standort lediglich über die lokalen Strahlungsdaten

und die unterschiedlichen Temperaturen physikalisch Einfluss nimmt. Dazu werden für Variationen über Strahlung und Außentemperatur das optimale Wärmeübertragerfluid berechnet, welche in Abbildung 3.12 zu erkennen sind.

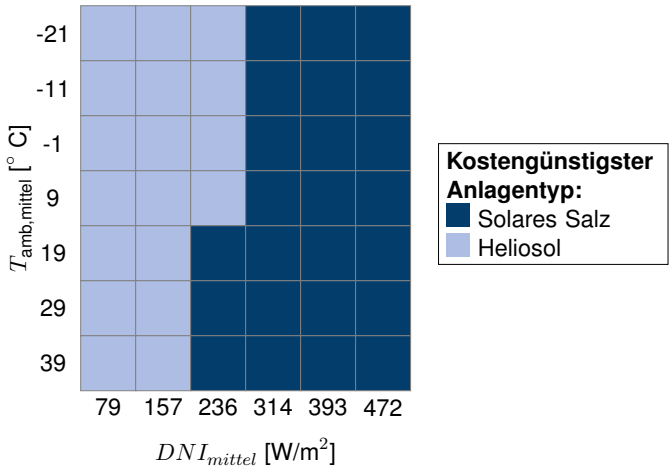


Abbildung 3.12: Optimales Anlagendesign bei verschiedenen Temperaturen und solaren Einstrahlungen

Es zeigt sich, dass vor allem die direkte Normalstrahlung Einfluss auf die Auswahl nimmt und dass bei hohen Einstrahlraten solares Salz bevorzugt wird. Das liegt an der höheren Betriebstemperatur des solaren Salzes, welches zu höheren Wirkungsgraden führt. Heliosol eignet sich aufgrund des niedrigeren Gefrierpunktes besser bei geringen Einstrahlraten.

Mithilfe des beschriebenen Ansatzes und der globalen Landeignungsraster aus dem vorherigen Abschnitt wird die Menge aller technisch baubaren Parabolrinnenkraftwerke bestimmt. Diese Menge beinhaltet Informationen zur Lage, Größe und Typ jedes Parabolrinnenkraftwerks. Mithilfe des Datensatzes werden im folgenden Schritt alle Anlagen simuliert, um deren Energiepotentiale zu ermitteln.

3.2.4 Simulation des solaren Feldes

Ziel dieses Abschnittes ist es, die technisch baubaren Parabolrinnenkraftwerke, welche im vorherigen Abschnitt hergeleitet wurden, zu simulieren und deren Energiepotentiale zu bestimmen. Aus der Literaturanalyse ergibt sich, dass zeitabhängige Effekte der Kraftwerke wie Kosinusverluste durch schrägen Einfall (siehe Abschnitt 2.2.4), Selbstverschattung und Aufwärmverhalten einen relevanten Einfluss auf den Wärmeertrag haben. Andererseits sind vorhandene Ansätze, welche detallierte physikalische Simulationen existierender Anlagen nutzen, wegen der Vielzahl an zu bestimmenden Parametern zu komplex, um globale Analysen durchzuführen (siehe Abschnitt 2.2.4). Daher wird in diesem Abschnitt basierend auf den vorgestellten Analysemethoden ein eigener Ansatz zur Berechnung von Parabolrinnenkraftwerken hergeleitet. Dieses Vorgehen wird dabei dem Tool RESKit [10], welches bereits PV-Anlagen simulieren kann, als neue Technologie zugefügt. Dazu wird zuerst die eingefangene Strahlung am Reflektor (Parabolrinne) $\dot{Q}_{Ref}$ berechnet (siehe Abbildung 3.13). Diese wird genutzt, um die Strahlung im Absorber $\dot{Q}_{Abs,in}$ zu berechnen. Anschließend wird per

Energiebilanz der nutzbare Wärmestrom $\dot{Q}_{SF,nutz}$ und der Verlustwärmestrom $\dot{Q}_{Verl}$ berechnet.

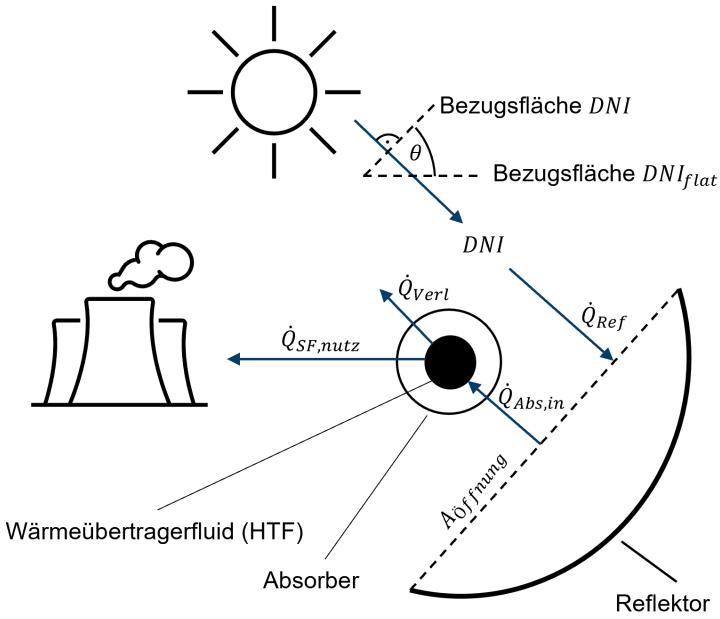


Abbildung 3.13: Definition verschiedener Variablen zur Simulation von Parabolrinnenkraftwerken

Als Datengrundlage zur Analyse werden die Landflächen und Kraftwerkstypen aus dem vorherigen Abschnitt sowie die Oberflächentemperatur T_{amb}, die direkte Normalstrahlung bezogen auf die Erdoberfläche DNI_{flat} und die Windgeschwindigkeit am Boden v_{Wind} in stündlicher Auflösung basierend auf dem ERA5 Datensatz [116] genutzt.

Zuerst werden für jeden Zeitpunkt die Einfallswinkel der solaren Strahlung berechnet. Dazu wird die Toolbox von PV Lib [83] genutzt, welche zu jedem Zeitpunkt den Einfallwinkel der Sonne θ und den Trackingwinkel $\alpha_{tracking}$ berechnet. Diese werden unter der Annahme einer einachsigen Nachführung und einer Azimuthausrichtung nach Song et al. [82] (siehe Abschnitt 2.2.2) bestimmt. Mithilfe dieser Berechnungen kann die direkte Normalstrahlung auf die Öffnungsfläche DNI_{ERA5} anhand der Geometrie ermittelt werden:

$$DNI = \frac{DNI_{flat}}{cos(\theta)} \tag{3.12}$$

Anschließend wird nach dem Vorgehen von Ryberg [10] eine räumliche Disaggregation der Einstrahldaten vorgenommen. Dazu werden Langzeitmittelwerte der direkten Normalstrahlung des Global Solar Atlas [117] DNI_{GSA} genutzt, um die räumliche Auflösung der Einstrahldaten auf 0.0025° x 0.0025° zu vergrößern. Gleichzeitig wird der 40-jährige Mittelwert der Einstrahlung auf den Mittelwerte des Global Solar Atlas [117] normiert: [10]. Dies geschieht mittels:

$$DNI_{LRA} = DNI \frac{DNI_{GSA}}{\bar{DNI}} \tag{3.13}$$

Hierbei ist DNI_{LRA} die räumlich und zeitlich hochaufgelöste Solarstrahlung, $\bar{DNI}$ der Mittelwert des DNI aus Gleichung 3.12 und DNI_{LRA} die regional disaggregierte Direktnormalstrahlung. Die solare Einstrahlung auf die Parabolrinnen $\dot{Q}_{Ref}$ lässt sich wie folgt berechnen:

$$\dot{Q}_{Ref} = \eta_{shdw}\, cos(\theta)\, DNI_{LRA}\, A_{\text{Öffnung}} \tag{3.14}$$

Dabei ist η_{shdw} die Selbstverschattung, welche sich anhand der Öffnungsfläche $A_{\text{Öffnung}}$ berechnet:

$$\eta_{shdw} = \left| \frac{cos(\alpha_{tracking})}{\rho sf, direkt} \right| \text{[92]} \tag{3.15}$$

$$A_{\text{Öffnung}} = \frac{A_{Land}}{\rho_{sf,direkt}} \tag{3.16}$$

Dazu werden zwei geometrische Konstanten eingeführt. Dies ist erstens die Flächendichte $\rho_{sf,direkt}$, welche die Öffnungsfläche der Rinnen in Verhältnis zur genutzen Landfläche des solaren Feldes setzt und den Grad der Selbstverschattung bei niedrigen Sonnenständen bestimmt. Die zweite Konstante ist die Flächendichte $\rho sf, total$, welche das Verhältnis aus der Öffnungsfläche und der Landfläche der gesamten Anlage inklusive der Speicher beschreibt. Beide Werte sind durch eine Parameterstudie anhand von Literaturquellen und realen Anlagen bestimmt worden und sind in Tabelle 3.7 aufgelistet.

Nach dem Einfangen der solaren Strahlung wird der eingestrahlte Lichteinfall reflektiert, gebündelt und auf den Absorber gerichtet, wobei verschiedene Verluste η_{PTR} nach Abschnitt 2.2.2 entstehen.

$$\dot{Q}_{Abs,in} = \eta_{PTR}\, \dot{Q}_{Ref} \tag{3.17}$$

$$\eta_{PTR} = \eta_{PTR,max}\, \eta_{sauber}\, \eta_{IAM}\, \eta_{Wind}\, \eta_{weitere} \tag{3.18}$$

$$\tag{3.19}$$

Die Verluste η_{PTR} setzen sich dabei aus dem maximalen Wärmedurchgang der Parabolrinne $\eta_{PTR,max}$ nach Abschnitt 2.2.2, aus einem Faktor für die Sauberkeit der Spiegel η_{sauber}, aus den Verlusten durch einen nicht vertikalen Einfall η_{IAM}, aus Verlusten bei hohen Windgeschwindigkeiten η_{Wind} und aus weiteren generischen Verlusten $\eta_{weitere}$ zusammen. Die Verluste durch nicht vertikalen Einfall berechnen sich dabei anhand einer empirischen Funktion nach Wagner et al. [92]:

$$\eta_{IAM} = 1 - \frac{a_1\theta^1}{cos(\theta)} - \frac{a_2\theta^2}{cos(\theta)} - \frac{a_3\theta^3}{cos(\theta)} \tag{3.20}$$

Die Koeffizienten a_i, der Nennwirkungsgrad des Reflektors und Absorbers $\eta_{PTR,max}$ und die weiteren Verlusten $\eta_{weitere}$ nach Tabelle 3.7 sind von Riffelmann et al. [86] gemessene Werte des Ultimate Trough Reflektors. Dieser ist eine in 2015 veröffentlichte Parabolrinne mit

Tabelle 3.7: Parameter der Parabolrinnenkraftwerke

Parameter	Kategorie	Heliosol 2050	Solar Salt 2050	Unit	Quelle
a_1	Solares Feld	8.73×10^{-5}	8.73×10^{-5}	$1/^{\circ}$	[86]
a_2	Solares Feld	3.11×10^{-5}	3.11×10^{-5}	$1/^{\circ^2}$	[86]
a_3	Solares Feld	0	0	$1/^{\circ^3}$	[86]
$\eta_{PTR,max}$	Solares Feld	0.827	0.827	1	[86]
$v_{Wind,max}$	Solares Feld	16	16	m/s	[84]
b_0	Solares Feld	0	0	$1/K$	[87]
b_1	Solares Feld	4.47×10^{-2}	4.47×10^{-2}	$W/(m^2K)$	[87]
b_2	Solares Feld	-2.93×10^{-4}	-2.93×10^{-4}	$W/(m^2K^2)$	[87]
b_3	Solares Feld	1.21×10^{-6}	1.21×10^{-6}	$W/(m^2K^3)$	[87]
b_4	Solares Feld	-4.65×10^{-10}	-4.65×10^{-10}	$W/(m^2K^4)$	[87]
$\rho_{sf,direkt}$	Solares Feld	0.38	0.38	1	[91, 78]
$\rho_{sf,total}$	Solares Feld	0.3	0.3	1	[91, 78]
η_{sauber}	Solares Feld	0.96	0.96	1	[80]
$\eta_{weitere}$	Solares Feld	0.99	0.99	1	[86]
$\phi_{Verl,weitere}$	Solares Feld	0.108	0.108	$W/(m^2K)$	[89]
ϕ_{tm}	Gesamtsystem	2634	6500	J/Km^2	-
η_{Kr}	Kraftwerk	0.391	0.427	J/K	[100]
$T_{HTF,max}$	Wärmefluid	405	560	$^{\circ}C$	Tab. 2.5
$T_{HTF,min}$	Wärmefluid	-20	260	$^{\circ}C$	Tab. 2.5
$T_{HTF,Einlass}$	Wärmefluid	290	290	$^{\circ}C$	Tab. 2.5

einer hohen Spannweite von $7,51\ m$ [85]. Obwohl die Messwerte nicht anhand von zukünftigen Designs von Anlagen bestimmt wurden, können diese Werte trotzdem zum Zeitpunkt dieser Arbeit voraussichtlich für Anlagen in 2050 genutzt werden, da nach Überlegungen aus Abschnitt 2.2.5 keine großen Effizienzsteigerungen im solaren Feld erwartet werden. Die Sauberkeit der Spiegels, beschrieben als η_{Sauber}, ist gemäß Analysen von Bellmann et al. [80] ausgewählt. Diese Analysen untersuchen die Reflektion der Spiegel und deren Wartungsintervalle. Verluste durch Windgeschwindigkeiten ergeben sich, da bei hohen Windgeschwindigkeiten die Parabolrinnen in einen Schutzzustand gefahren werden, in dem diese kein Licht einfangen können. Die maximale Windgeschwindigkeit $v_{wind,max}$ liegt bei $16\ m/s$ [84], sodass η_{Wind} abhängig von der momentanen Windgeschwindigkeit v_{Wind} binäre Werte von 0 oder 1 annimmt:

$$\eta_{wind} = \begin{cases} 1, & \text{wenn } v_{Wind} \leq v_{Wind,max} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \tag{3.21}$$

Nachdem die in den Absorber aufgenommene Strahlung $\dot{Q}_{Abs,in}$ bestimmt ist, kann mittels einer Energiebilanz um den gesamten Wärmeübertragerfluidkreislauf der nutzbare Wärmestrom des solaren Feldes $\dot{Q}_{SF,nutz}$ berechnet werden:

$$\left(mc_p\right)_{HTF} \frac{dT_{HTF}}{dt} = \dot{Q}_{Abs,in} - \dot{Q}_{SF,nutz} - \dot{Q}_{Verl} \tag{3.22}$$

Hierbei sind $\left(mc_p\right)_{HTF}$ die Wärmekapazität der bilanzierten Masse und $\dot{Q}_{Verl}$ die thermi-

Tabelle 3.8: Betriebstrategie der CSP-Anlage

Zustand	Bedingung	$\frac{dT_{HTF}}{dt}$	$\dot{Q}_{SF,nutz}$
Aufheizen	$T_{HTF} \leq T_{HTF,max}$	frei	0
Betrieb	$T_{HTF} = T_{HTF,max}$	0	frei

schen Verluste. Im Allgemeinen ist diese Formulierung verglichen mit der Literatur neuartig: Einerseits betrachten Potentialstudien (siehe Abschnitt 2.2.3) den transienten Aufwärmeffekt $\frac{dT_{HTF}}{dt}$ nicht und überschätzen damit systematisch das Energiepotential. Andererseits betrachten gängige Simulationstools nach Abschnitt 2.2.4 diesen Effekt im Detail, indem massenstromabhängige lokale Energiebilanzen des Wärmeübertragerfluids betrachtet werden, die ein genaues Verschaltungsbild des Kraftwerkes sowie eine simulierte Regelung des Wärmeübertragerfluidmassenstroms benötigen. Dieser Detallierungsgrad der Abbildung ist im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der Komplexität der Parametrisierung nicht möglich. Daher wird der Kalibrierparameter $\left(mc_p\right)_{HTF}$ eingeführt, welcher die thermische Trägheit des Aufwärmverhaltens der Parabolrinnenkrafterke beschreibt. Ebenfalls wird eine Betriebsstrategie definiert. Die Betriebsstrategie ist notwendig, da Gleichung 3.22 aufgrund der beiden freien Variablen $\frac{dT_{HTF}}{dt}$ und $\dot{Q}_{SF,nutz}$ unbestimmt ist. Gemäß der Strategie wird zuerst das Wärmeübertragermedium auf die Betriebstemperatur $T_{HTF,max}$ aufgeheizt, anschließend wird der Betrieb priorisiert (vergleiche Tabelle 3.8). Der Kalibrierparameter $\left(mc_p\right)_{HTF}$ wird später während der Kreuzvalidierung bestimmt. Da die thermische Trägheit für verschiedene Anlagengrößen unterschiedlich hoch ist, wird diese abhängig von der Anlagengröße $A_{\text{Öffnung}}$ beschrieben. Dazu wird ein Faktor der thermischen Masse ϕ_{tm} eingeführt, welcher mit der Öffnungsfläche der Parabolrinnen skaliert:

$$\left(mc_p\right)_{HTF} := \phi_{TM} A_{\text{Öffnung}} \tag{3.23}$$

Die Wärmeverluste des Wärmeübertragerfluids $\dot{Q}_{Verl}$ werden empirisch nach dem Ansatz von Dersch et al. [89] bestimmt. Der empirische Zusammenhang eignet sich hierbei besonders gegenüber dem physikalischen Ansatz zur Simulation, da dieser weniger Variablen benötigt:

$$\dot{Q}_{Verl} = cos\left(\theta\right) \eta_{IAM} b_0 \Delta T A_{\text{Öffnung}} DNI_{LRA} + A_{\text{Öffnung}} \sum_{i=1}^{4} b_i \Delta T^i + \phi_{Verl,weitere} \Delta T A_{\text{Öffnung}} \tag{3.24}$$

$$\Delta T = T_{HTF} - T_{Umg} \tag{3.25}$$

Die Parameter b_i sind von Pernpeitner et al. [87] experimentell anhand des aktuell eingesetzten Schott PTR70 Absorbers bestimmt. Wie beim Einfluss des nicht rechtwinkligen Einfalls η_{IAM} gilt auch hier, dass keine großen Effizienzsteigerungen beim Absorber erwartet werden, sodass die Werte auch in zukünftigen Designs verwendet werden können (vergleiche Abschnitt 2.2.5). Da die Bilanzgrenze um den gesamten Wärmeübertragerfluidkreislauf gezogen wurde, beinhalten die Verluste ebenfalls einen Term für Verluste in Leitungen und Pumpen abseits der Absorber $\phi_{Verl,weitere}$ nach [89]

Da in der Energiebilanz aus Gleichung (3.22) der Wärmeverlust $\dot{Q}_{Verl}$ eine Funktion der Temperatur T_{HTF} ist, handelt es sich um eine Differentialgleichung erster Ordnung. Um die

Differentialgleichung in der stündlichen Auflösung der ERA5-Daten zu berechnen, wird eine Euler'sche Diskretisierung erster Ordnung genutzt und iterativ gelöst:

$$\left(mc_p\right)_{HTF} \frac{T_{HTF}^{i+1} - T_{HTF}^{i}}{t^{i+1} - t^{i}} = \dot{Q}_{Abs,in}^{i+1} - \dot{Q}_{SF,nutz}^{i} - \dot{Q}_{Verl}^{i} \tag{3.26}$$

Dabei beschreibt $i \in [0, 8759]$ den stündlichen Zeitschritt im Jahr. Das Diskretisierungsschema von Gleichung 3.26 entspricht hier bewusst keiner rein expliziten oder impliziten Euler'schen Fomulierung: $\dot{Q}_{Abs,in}$ wird zum Zeitpunkt $i+1$ einbezogen, da die Variable bereits durch Gleichung 3.17 für alle Zeitschritte bekannt ist und daher in der Simulation genutzt werden kann. Dies vermeidet eine Verschiebung der Zeitreihe des Energieertrages um $1\ h$. Dahingegen wird $\dot{Q}_{Verl}$ zum Zeitpunk i betrachtet, da $\dot{Q}_{Verl}$ von der Temperatur T_{HTF} abhängig ist, die zum Zeitpunkt der Lösung von Gleichung 3.26 unbekannt ist.

Im Allgemeinen wird durch die zeitliche Abhängigkeit des Wärmeniveaus T_{HTF} RESKit von einer rein analytischen Berechnung zu einem Simulationstool weiterentwickelt, bei dem die Variablen Abhängigkeiten zum vorherigen Zeitpunkt aufweisen. Während alle Gleichungen, abgesehen von Gleichung (3.26), mittels NumPy [224] für alle Zeitschritte gleichzeitig gelöst werden können, ist dies für Gleichung (3.26) nicht möglich. Um trotzdem eine hohe Rechengeschwindigkeit zu ermöglichen, wird dieser Schritt in Numba [225] implementiert. Das Numba Package kompiliert den Code außerhalb von NumPy ebenfalls in C, was die Rechengeschwindigkeit von RESKit deutlich erhöht.

Mithilfe dieser Simulation lassen sich sowohl die Zeitreihen des Wärmeertrages des solaren Feldes $\dot{Q}_{SF,nutz}$ als auch dessen Temperaturniveau T_{HTF} bestimmen. Um die Genauigkeit des Modells zu berechnen, wird eine Kreuzvalidierung anhand der Simulation für elf Standorte durchgeführt. Als Vergleichsdaten werden dabei die simulierten Ergebnisse des Simulationsprogramm Greenius [89] angenommen, da keine zeitreihenaufgelösten Daten zur Erzeugung aus CSP zur Verfügung stehen. Der Ansatz bestimmt parallel die thermische Masse ϕ_{tm} anhand eines Standortes und validiert die Ergebnisse anhand der restlichen zehn Standorte. Die Ergebnisse der Zeitreihen sind exemplarisch in Abbildung 3.14 dargestellt. Dort zeigt sich ebenfalls der hohe Einfluss des transienten Verhaltens, da zwischen 5 und 13 Uhr die solare Energie nur zur Aufheizung genutzt werden kann. Über alle zehn Validierungsstandorte ergibt sich eine Abweichung der Mittelwerte von $\leq$ 1% und eine Korrelation der Zeitreihen von $\geq$ 99 %. Parallel wird die Rechenzeit von 2 s/Anlage mit Greenius [89] auf $0,022$ s/Anlage reduziert. Durch die Reduktion der Rechenzeit um den Faktor 100 ist eine Ausweitung des Ansatzes auf die Millionen von betrachteten globalen Anlagen möglich.

Im folgenden Kapitel wird darauf eingegangen, wie die Nutzung der solaren Wärme im Energiesystemmodell abgebildet wird.

3.2.5 Implementierung im Energiesystem

Die im vorherigen Abschnitt bestimmte nutzbare Wärme $\dot{Q}_{SF,nutz}$ ist aufgrund der zeitlichen Abhängigkeit von der Solarstrahlung zeitlich vorgegeben. Die Nutzung der Wärme innerhalb des Kraftwerkes ist dagegen abhängig von dessen Betrieb im Energiesystem. Um diesen Zusammenhang darstellen zu können, erfolgt die Modellierung des Kraftwerks und des

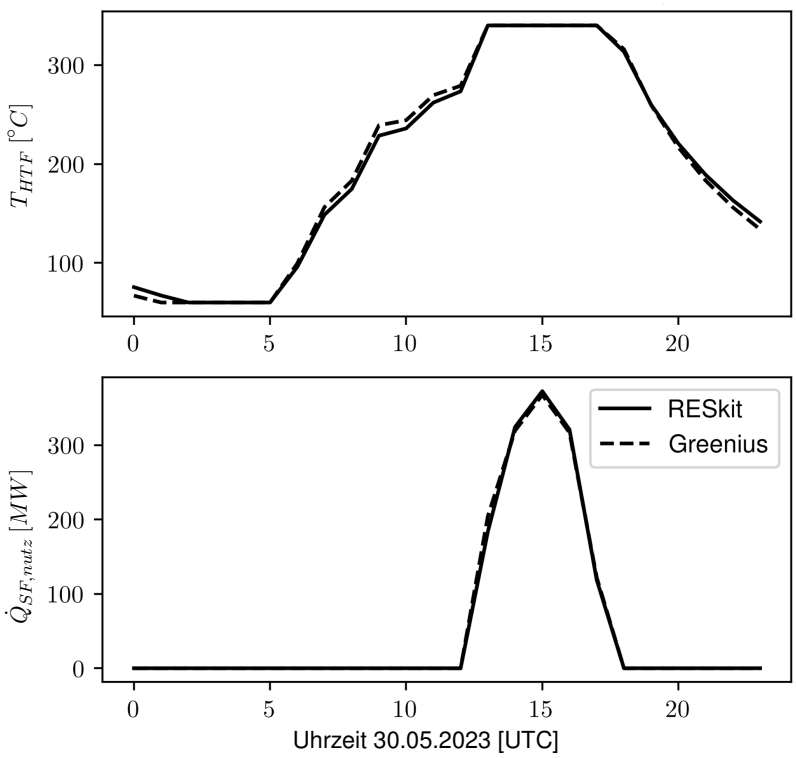


Abbildung 3.14: Vergleich der Zeitreihen von bereitgestellter Wärme und Temperaturniveau zwischen dem CSP-Ansatz in RESKit (diese Arbeit) und in Greenius [89] am 30.05.2023 in Aachen, Deutschland

Speichers im Energiesystemmodell separat. Dieses Kapitel geht auf die genaue Umsetzung ein.

Im Allgemeinen kann die solare Wärme des solaren Feldes $\dot{Q}_{SF,nutz}$ in einen Wärmestrom zum Kraftwerk $\dot{Q}_{Kw}$ und einen Wärmestrom zum Speicher $\dot{Q}_{Sp}$ aufgeteilt werden:

$$\dot{Q}_{SF,nutz} = \dot{Q}_{Kw} + \dot{Q}_{Sp} \tag{3.27}$$

Dies ist in Abbildung 3.15 dargestellt. Dazu werden dem Energiesystem mehrere Wärmequellen zugefügt (siehe Abbildung 3.15 links). Hierbei wird zwischen den verschiedenen Kraftwerkstypen Heliosol und solarem Salz unterschieden, welche die Energieträger ”Wärme solares Salz” und ”Wärme Heliosol” bereitstellen. Außerdem werden je Kraftwerksktyp verschiedene Cluster zugefügt. Der Grund dafür ist, dass je Region des Energiesystems (siehe Abschnitt 3.1.1), unterschiedliche solare Randbedingungen vorliegen. Die unterschiedlichen solaren Randbedingungen führen zu einer Verteilung der Volllaststunden des solaren Feldes und damit zu einer Verteilung der Kosten der CSP-Kraftwerke innerhalb einer Region. Um die unterschiedlichen Kosten im Energiesystemmodell darstellen zu können, wird die Verteilung über die Kosten äquidistant in mehrere Cluster aufgeteilt. Dieses Vorgehen ist in der Literatur üblich und wurde bereits für PV von Ryberg [10] und für Windkraft von Caglayan [232] durchgeführt. Die beiden Wärmeformen ”Wärme solares Salz” und ”Wärme Heliosol” können optional gespeichert werden und über ein jeweiliges Kraftwerk zu

Strom konvertiert werden. Damit kann jede Region im Energiesystemmodell eine energiesystemoptimale Auslegung des solaren Vielfachen SM und der Speichergröße TES optimal auslegen. Ein entscheidender Faktor für die gemeinsame Nutzung der Potentiale für PV und CSP ist, dass PV und CSP-Potentiale aufgrund ihres Flächenverbrauches in ähnlichen Gebieten gebaut werden. Dies wird ebenfalls berücksichtigt, indem Flächen, die für CSP genutzt werden, dem Modell nicht für den Bau von PV-Anlagen zur Verfügung stehen und umgekehrt.

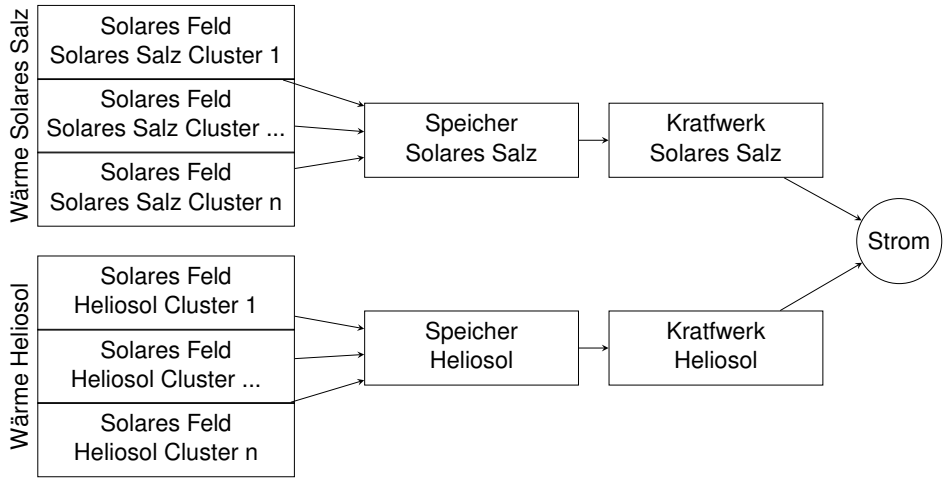


Abbildung 3.15: Implementierung der CSP-Anlagen im Energiesystemmodell

Neben den technischen Potentialgrenzen werden zur Modellierung auch die ökonomischen Parameter der Anlagen benötigt. Diese sind in Tabelle 3.9 gezeigt. Die komponentenspezifischen Kosten für das Referenzjahr 2020 (”Referenz 2020”) werden basierend auf den Literaturergebnissen aus Abbildung 2.11 hergeleitet.

Im ersten Schritt werden basierend auf absehbaren Technologieentwicklungen die Kostenreduktionspotentiale für 2030 abgeschätzt (vergleiche Abschnitt 2.2.5). Dazu werden die Studien von Aseri et al. [121] und Dieckmann et al. [100] herangezogen, welche zukünftige Kosten von Parabolrinnenkraftwerken mit solarem Salz und Heliosol ableiten. Basierend auf den Referenzkosten für 2020 werden mithilfe mittlerer relativer Kostenreduktionsfaktoren die Kosten technologiespezifisch für 2030 hergeleitet (siehe Tabelle 3.9). Um im Weiteren die Kosten für 2050 abzuleiten, wird ein Lernkurvenansatz genutzt. Dazu werden Kapazitätsszenarien des Kapazitätsausbaus von konzentrierter Solarkraft zwischen 2030 und 2050 [217] und eine Lernrate von 20% [120] genutzt. Damit ergibt sich eine finale Reduktion der Kosten um 12% zwischen 2030 und 2050 (vergleiche Tabelle 3.9). Die fixen Betriebskosten (OPEX) liegen bei 2% der Investitionskosten pro Jahr und die ökonomische Lebensdauer liegt bei 25 Jahren [100].

3.2.6 Ableiten optimaler Auslegungen

Neben der Nutzung der solaren Wärme wird ebenfalls ein optimales Kraftwerk ausgelegt, um die Stromgestehungskosten der Potentiale bestimmen zu können. Die Berechnungen

Tabelle 3.9: Kostenherleitung der Parabolrinnenkraftwerke. Referenzjahr EUR_{2020}

Name	Kraftwerk $[EUR/kW_{el}]$	Speicher $[EUR/kWh_{th}]$	Solares Feld $[EUR/m^2_{\text{Öffnung}}]$	Land $[EUR//m^2_{\text{Land}}]$
Referenz 2020	1056	44,0	220	0,88
Solares Salz 2030	1003	25,5	165,4	0,88
Heliosol 2030	1003	37,0	192,7	0,88
Solares Salz 2050	882	22,5	145,6	0,77
Heliosol 2050	882	32,5	169,6	0,77

dieses Kapitels sind nicht Teil des Energiesystemmodells, da Stromgestehungskosten eine Auslegung und ein Verhalten der Betreiber im Energiesystem annehmen. Stattdessen werden die Stromgestehungskosten herangezogen, um später energiesystemoptimale und betreiberoptimale Ergebnisse abzuleiten.

Die Stromgestehungskosten hängen von der Betriebsstrategie und dem Design ab. Die Betriebsstrategie beschreibt, welcher Anteil der solaren Wärme gespeichert und welcher direkt genutzt wird. Die Betriebsstrategie definiert damit die Aufteilung der Energie nach Gleichung (3.27) in die eingespeicherte Wärme $\dot{Q}_{Sp}$ und die direkt genutzte Wärme $\dot{Q}_{Kw}$. Das Design beschreibt die Auslegung des solaren Vielfachen SM und der Speichergröße TES.

Die genutzte Betriebsstrategie basiert auf der Erkenntnis, dass an jedem betrachteten Ort die direkten Stromgestehungskosten von PV unterhalb der Kosten von CSP liegen. An guten Solarstandorten im Betrachtungsjahr 2050 liegt PV bei unter 2 EURct/kWh, CSP bei 10 EURct/kWh. Daher werden CSP-Kraftwerke, wie in Abschnitt 2.2.2 beschrieben, vorwiegend Energie speichern und komplementär zur PV einspeisen. Daher wird die Betriebsstrategie so definiert, dass die Wärme zum Kraftwerk $\dot{Q}_{Kw}$ tagsüber 0 ist, nachts hingegen ist die Wärme des solaren Feldes 0. Unter dieser Annahme ist Gleichung (3.27) jederzeit bestimmt. Die Annahme führt zu einer leichten Überschätzung der Kosten für CSP, da die Kraftwerke theoretisch tagsüber ebenfalls kurzzeitige geringere Einspeisungen von PV überbrücken können. Dies ist aber an dieser Stelle die genauste mögliche Annahme.

Zur Auslegung der Kraftwerke wird der Lösungsraum über die freien Variablen $SM \in \{1,\ 1,5, 2,\ 2,5,\ 3,\ 3,5,\ 4,\ 4,5,\ 5\}$ und $TES \in \{0,\ 3,\ 6,\ 9,\ 12,\ 15,\ 18\}$ diskreditiert und für jeden Ort alle möglichen Kraftwerkskombinationen berechnet. Die Diskreditierungen sind so gewählt, dass die oberen und unteren Grenzen nicht erreicht werden und die optimale Auslegung nicht beeinflussen. Diese als ”brute force”-Methode bekannte Ansatz ist dabei aufgrund der schnellen parallelen Berechnung ähnlicher Gleichungen im NumPy-Package schnell. Für jede Kombination wird der jahresbilanzielle Energieertrag berechnet. Dazu wird ebenfalls eine Abregelung des solaren Feldes genutzt, falls Speicher und Kraftwerk nicht ausreichend Kapazität aufweisen, um die bereitgestellte Wärme zu verarbeiten. Parallel dazu ergeben sich die Kosten aus den annualisierten Investitionskosten sowie aus den Betriebskosten des solaren Feldes, des Kraftwerkes und des Speichers gemäß Abschnitt 3.2.5. Für jeden Standort wird anschließend die Kraftwerkskonfiguration genutzt, welche die geringsten Stromgestehungskosten aufweist. Die Ergebnisse der Kosten und Auslegungen sind in Abschnitt 4.1 dargestellt.

3.2.7 Zusammenfassung

Dieser Abschnitt leitet eine Methodik zur Bestimmung standortscharfer Potentiale für konzentrierte Solarkraftwerke her. Da die Ansätze in der Literatur aufgrund der Vernachlässigung von Speichern, der Nichtbetrachtung des transienten Aufwärmverhaltens der Kraftwerke und aufgrund von vereinfachten Landeignungsansätzen Ungenauigkeiten aufweisen, wird in dieser Arbeit ein neuer Ansatz entwickelt. Dieser nutzt die detaillierten Simulationsansätze spezifischer Anlagen des DLR [89] und der NREL [92]. Um diese mit dem Tool RESKit [10], das der Berechnung globaler Potentiale dient, nutzen zu können, werden die detaillierten Simulationsansätze vereinfacht. Damit werden globale Potentiale zur Wärmebereitstellung und Wärmekosten berechnet. Um die energiesystemrelevanten Eigenschaften der CSP-Anlagen modellendogen auslegen zu können, findet die Auslegung der Speicher und die Umwandlung von Wärme zu Strom modellendogen im Energiesystemmodell statt. Dabei wird aufgrund der unterschiedlichen thermischen Eigenschaften CSP sowohl mit solarem Salz als auch mit dem Wärmeübertragerfluid Heliosol genutzt. Dazu wird a priori abhängig von Standortfaktoren entschieden, an welchen Orten welches Wärmeübertragerfluid genutzt wird. Um die Kosten der Strombereitstellung zu berechnen, welche über die $CONE$ den Energieausfall beeinflussen, findet eine Ableitung der Kosten des solaren Feldes, der Speicher und der thermischen Kraftwerke basierend auf Technologieentwicklungen aus der Literatur (siehe Abschnitt 3.2.5) und mittels Lernkurven statt.

3.3 Ansatz geothermischer Potentiale zur Stromgewinnung

Um eine globale Analyse der ökonomisch optimalen Energiesystemausfälle mit Berücksichtigung von regelbaren erneuerbaren Energien durchzuführen, müssen globale Potentiale und Stromgestehungskosten hergeleitet werden, um geothermische Stromerzeugung modellieren zu können. Dieser Abschnitt widmet sich den Ansätzen zur Berechnung der globalen Erzeugungspotentiale für Tiefengeothermie. Die Ergebnisse der Methodik werden in Kapitel 4.2 und in den Szenarien zur Analyse der Energiesystemausfälle weiter betrachtet. Das Vorgehen zur Bestimmung der Geothermiepotentiale in Abschnitt 3.3wurde bereits durch den Autor in Franzmann et al. [256] veröffentlicht.

3.3.1 Allgemeiner Ansatz

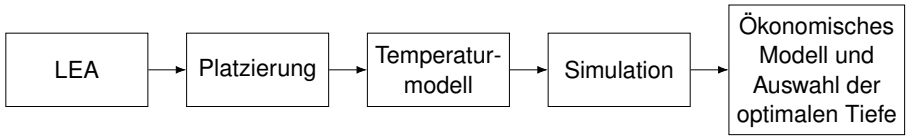


Abbildung 3.16: Ansatz zur Bestimmung der Geothermiepotentiale

Ziel des hier vorgestellten Ansatzes ist es, die Forschungslücke globaler und standortgenauer Erzeugungspotentiale, wie sie in Kapitel 2.3 aufgezeigt wurden, zu schließen. Um eine standortgenaue Auslegung von Kraftwerken durchführen zu können, wird der Ansatz nach Ryberg et. al [181] (siehe Abschnitt 2.5.2) mit den Methoden zur Bestimmung von Geothermiepotentialen aus Kapitel 2.3.3 kombiniert (siehe Abbildung 3.19). Im ersten Schritt wird

Tabelle 3.10: Landeignungsausschlüsse für petrothermale Geothermie

Nr.	Abstand	Grund	Angewandt auf
1	300 m	Akustik [166]	Siedlungen, Naturschutzgebiete, intakte Wälder, industrielle Gebiete
2	100 m	Allgemein Infrastruktur	Straßen, Zuglinien, Stromleitungen, etc.
3	100 m	Steigung [250]	Steigungen $> 17^{\circ}$
4	0 m	Wasser	Flüsse, Seen, Küsten
5	0 m	Wasserknappheit	Gebiete mit extremer Wasserknappheit
6	900 m	Wanderdünen	Dünen
7	500 m	Sicherstellung von Mindestabständen über Regionsgrenzen	Grenzen
8	-	kein Ausschluss	Wälder und Ackerflächen

eine Landeignungsanalyse zur Bestimmung der geeigneten Flächen durchgeführt. Darauf aufbauend wird ein Bohrmodell entwickelt, mit welchem anschließend eine standortscharfe Platzierung von Anlagen erfolgt. Parallel dazu werden im Raster von 1° x 1° x 1000 m global geologische Temperaturen hergeleitet. Die Auflösung wurde gewählt, da diese die höchste mögliche erreichbare Auflösung basierend auf den genutzten Daten ist. Auf dieses Raster werden die drei Reservoirmodelle nach Gringarten, die Volumenmethode und die nachhaltigen Volumenmethode angewandt, um diese später zu vergleichen und ein geeignetes Modell für die Arbeit auszuwählen. Die Ergebnisse der Reservoirmodelle werden als Input für das Kraftwerksmodell und das ökonomische Modell genutzt und um die optimale Tiefe zu bestimmen. Aus der Kombination von physikalischer Simulation und Platzierung ergeben sich die globalen Potentiale, welche um Parameter zur Bewertung der Nachhaltigkeit erweitert werden.

3.3.2 Landeignungsanalyse

Ziel des Abschnittes ist es, die für petrothermale Geothermie geeigneten Flächen global zu bestimmen. Dazu wird ein Landeignungsansatz basierend auf Ryberg et. al. [181] genutzt, um eine standortscharfe Auslegung von Kraftwerken durchzuführen (siehe Abschnitt 2.5.2). Der Ansatz betrachtet verschiedene Landeignungskriterien zum Ausschluss ungeeigneter Flächen. Aus der Literaturanalyse zu den Umwelteinflüssen aus Kapitel 2.3.2 lassen sich die Grundmechanismen aus Tabelle 3.10 ableiten. Die Abstandswerte sind in Anlehnung an eine Standortanalyse für ein petrothermales Kraftwerk in Ungarn nach Garrison et. al. [166] getroffen, welcher basierend auf den Umwelteinflüssen aus Kapitel 2.3.2 eine Standortanalyse durchführt.

Der erste Ausschluss ist bedingt durch die akustischen Auswirkungen des Kraftwerkes. Diese liegen im Betrieb unterhalb von 83 dB (siehe Abschnitt 2.3.2). Dazu werden alle Bereiche, welche geschützt werden, mit 300 m Abstand nicht betrachtet [166]. Dies sind vor allem Siedlungen und Naturschutzgebiete. Des Weiteren werden Infrastrukturen mit 100 m Abstand berücksichtigt, um geometrische Überschneidungen zu vermeiden. Ebenfalls sind Standorte für Kraftwerke durch Steigungen limitiert. Da die Bohrung und Stimulation theoretisch auch in steilem Gelände durchgeführt werden kann, ist die maximale Steigung durch

die Kraftwerke limitiert und mit einem Wert von > 17° nach Peng et. al. [250] ungeeignet. Ebenfalls werden verschiedene Gewässertypen ausgeschlossen. Da petrothermale Geothermie sowohl zur Stimulation als auch im laufenden Betrieb bis zu 5% der Produktionsrate in Form von Wasser benötigt, werden Gebiete mit extremer Wasserknappheit nach Hofste et. al. [245] nicht berücksichtigt. Außerdem werden Wanderdünen auf Grund der mangelnden Eignung zum Bauen von Kraftwerken nicht berücksichtigt und es wird ein technischer Abstand zu Grenzen eingeführt, da Abstände über Ländergrenzen hinweg prozessbedingt nicht berücksichtigt werden können und so doppelte Platzierungen vermieden werden.

Es findet kein Ausschluss von Ackerflächen und Waldflächen statt, sodass diese Flächen nutzbar für Tiefengeothermie sind. Dies liegt an der geringen Landnutzung von petrothermaler Geothermie von ca. 1,1% bei dem Kraftwerk in Soultz [130], wodurch der Großteil der Oberfläche nutzbar bleibt. Daher können diese Flächen mit minimaler Landkonkurrenz genutzt werden. Lediglich intakte Waldgebiete ohne Infrastruktur werden aufgrund von Naturschutzgründen ausgeschlossen.

Mit den beschriebenen Annahmen lässt sich eine vollständige Landeignungsanalyse bestimmen. Zusätzlich werden an dieser Stelle zwei Kriterien in Sensitivitäten eingehender untersucht. So wurde in Kapitel 2.3.2 hergeleitet, dass neben technischer Restriktionen durch Seismik ebenfalls Ängste in der Bevölkerung vor seismischen Events bestehen, welche höhere Abstände von 2000 m zu Siedlungen erforderlich machen könnten. Daher wird in einem Szenario betrachtet, wie sich die Potentiale entwickeln, falls ein zusätzlicher Abstand von 2000 m zu allen geschlossenen Siedlungen und Minen gewahrt wird. Da der Einfluss von Wasserknappheit in Zukunft ebenfalls mit Unsicherheiten behaftet ist [245], wird auch der Einfluss bei einem Sensitivitäten mit einer Wasserknappheit von höchstens ”medium” nach der Einteilung von Hofste et.al. [245] betrachtet.

Anhand der Kriterien aus Tabelle 3.10 werden 38 verschiedene Datensätze global in einem 100 m x 100 m Raster betrachtet und anhand derer ungeeignete Flächen ausgeschlossen. Als Beispiel für ausgeschlossene Flächen sind in Abbildung 3.17 die rot und grün markierten Flächen zu sehen. Die dort abgebildeten Kraftwerksplatzierungen werden im folgenden Abschnitt behandelt. Die genaue Auflistung der zugrundeliegenden Datensätze findet sich im Anhang unter B.1.

3.3.3 Auslegung und Platzierung der Kraftwerke

Basierend auf der Landeignung werden nach dem Platzierungsalgorithmus nach Ryberg (siehe Abschnitt 2.5.2) standortspezifische Anlagen, wie in Abbildung 3.17 zu sehen, platziert. Hierbei werden diese, basierend auf einem Mindestabstand der Kraftwerke, auf den geeigneten Flächen verteilt. Dazu ist im ersten Schritt eine genaue geometrische Definition der Kraftwerke und der Bohrungen notwendig. Jedes der Kraftwerke benötigt eine Injektionsbohrung und eine Produktionsbohrung. Die Kombination aus einer Injektionsbohrung und einer Produktionsbohrung wird Dubletten genannt.

Der angenommene Abstand der Bohrung liegt bei 1 km, welcher einer in bisherigen Projekten üblichen Annahme entspricht, kombiniert mit einer Reservoirgröße von 0,5 km^3 pro Bohrloch [130, 155, 172, 156, 151]. Damit wird für die Doublettenbohrung eine Reservoirgröße von 1x1x1 km^3 genutzt. Um hydraulische Kurzschlüsse benachbarter Reservoirs zu vermeiden, wird eine Studie von Willems et. al [180] betrachtet. Diese zeigt, dass bei hy-

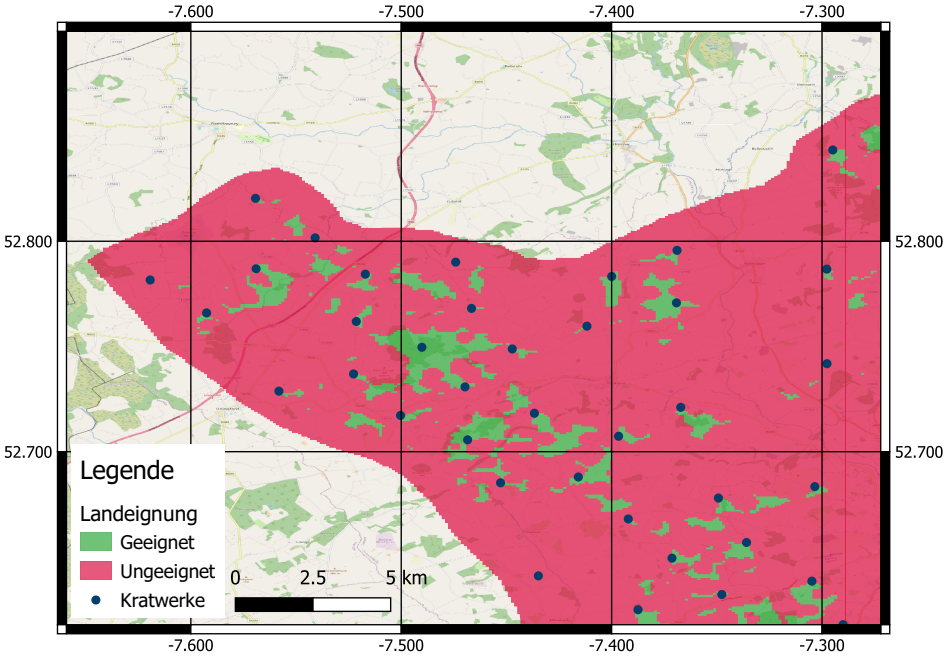


Abbildung 3.17: Beispiel der Landeignungsanalyse inklusive Platzierungen in Irland

drothermalen Kraftwerken die gegenseitige Beeinflussung der Wärmeproduktion ab 1000 m gering ist. Da durch die Stimulation bei petrothermalen Systemen heterogene Rissnetzwerke entstehen, wird in dieser Arbeit ein Sicherheitspuffer von 50% zur Übertragung des Mindestabstandes von hydrothermalen auf petrothermale Kraftwerke genutzt, was einem Bohrabstand von 1500 m entspricht. Die geometrische Anordnung ist in Abbildung 3.18 zu sehen, die gesamten Parameter der Kraftwerke in Tabelle 3.11. Der Abstand der einzelnen Kraftwerke zueinander hat großen Einfluss auf das Ergebnis der Potentialanalyse. Der geometrische Ausnutzungsgrad, also das Verhältnis von durch Abstände reservierte Volumen pro Anlage zu genutztem Verhältnis ϕ_{geo}, berechnet sich wie folgt:

$$\phi_{geo} := \frac{V_{Res}}{V_{total}} = \frac{1}{XY}\frac{V_{Res}}{z_{Res}} \tag{3.28}$$

Der volumetrische Ausnutzungsgrad ergibt sich mit den getroffenen Angaben zu 0,27, sodass nur etwa ein Viertel des Wärmepotentials genutzt werden kann.

3.3.4 Modellierung globaler geologischer Temperaturen

Aus den vorherigen Abschnitten sind die genauen Anlagenplatzierungen bekannt. Um für jedes Kraftwerk die Stromerzeugung und die Stromgestehungskosten zu bestimmen, werden geologische Temperaturen benötigt. Diese müssen räumlich bis zu einer maximalen technischen Bohrtiefe von 7000 m möglichst hoch aufgelöst sein. Dazu werden globale geologische Temperaturen benötigt, welche in diesem Kapitel hergeleitet werden.

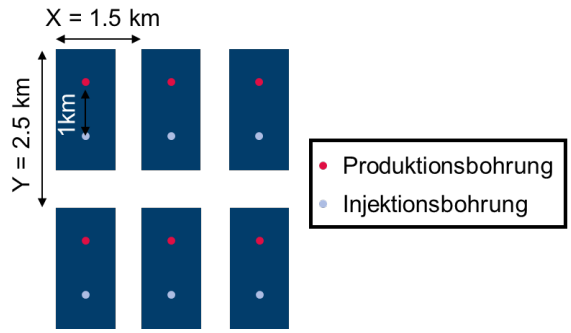


Abbildung 3.18: Anordnung der Bohrungen für die Platzierung der Tiefengeothermie [256]

Zur Bestimmung der geologischen Potentiale ist die Kenntnis über geologische Temperaturen notwendig. Da es dazu keine öffentlichen, frei verfügbaren Daten gibt, werden diese im Rahmen der Arbeit mittels existierender Ansätze berechnet (siehe Abschnitt 2.3.1. Zur Lösung der Poissongleichung sind mehrere geografisch aufgelöste Parameter, wie die Oberflächentemperatur $T_{Erde,0}$, der spezifische Oberflächenwärmestrom $\dot{q}_{Erde}$, die Wärmeleitfähigkeit λ_{Erde} und die radioaktive Wärmeproduktion A, notwendig. Für die Oberflächentemperatur wird der Mittelwert des NASA POWER Data Access Viewer [144] genutzt. Zwar existieren auch globale Datensätze mit zeitlich aufgelösten Oberflächentemperaturen, jedoch hat nach Abschnitt 2.3.1 der zeitliche Verlauf der Oberflächentemperatur keinen Einfluss auf die in dieser Arbeit betrachten, tiefen geothermischen Temperaturen. Daher können mit zeitlich nicht aufgelösten Temperaturen genauere Ergebnisse erzielt werden.

Für die Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit wird das Lithologische Modell nach Hartmann und Moosdorf [145] genutzt, welches global in einer Auflösung von 0,5° x 0,5° das dominierende geologische Regime kartiert. Abhängig vom lithologischen Regime wird nach Überlegungen aus Aghahosseini et al. [141] jedem Regime eine übliche Wärmeleitfähigkeit zugewiesen, sodass sich eine globale Verteilung der Wärmeleitfähigkeit ergibt. Diese liegt zwischen 2,5 W/mK für vulkanisches Gestein und 5,4 W/mK für Evaporit.

Die radioaktive Wärmeproduktion A und der spezifische Oberflächenwärmestrom $\dot{q}_{Erde}$ stammen von Goutorbe et. al. [136] mit einer Auflösung von 1° x 1°. Die Daten zu den Oberflächenwärmeströmen basieren auf realen Bohrlochdaten, welche aufgrund hoher Bohrkosten nicht global einheitlich verfügbar sind. Der aktuellste Stand des Oberflächenwärmestroms ist in der Global Heat Flow Database [146] zusammengefasst. Allerdings existieren in dieser Datenbank für Teilbereiche der Erde keine Bohrlochmessungen. Um dem Problem zu begegnen, werden mittels der Ähnlichkeitsmethode, basierend auf 18 verschiedenen geologischen Kriterien, Bereiche ohne Daten geologisch ähnliche Daten zugewiesen [136].

Aufgrund der Auflösung der Eingangsdaten wird damit die geologische Temperatur global in einem 1° x 1°-Raster für 1000 m-Schritte bis zu einer Tiefe von 10 km nach Gleichung 2.16 berechnet. Die Ergebnisse dazu sind in Abbildung 3.19 zu sehen.

Tabelle 3.11: Parameter des Modells der petrothermalen Geothermie [256]

Name	Kategorie	Zeichen	Wert	Ref	Quelle
Typ	Allgemein	-	Doublette	-	
Bohrabstand	Allgemein	dx	$1000\ m$	[130][156]	
Reservoirvolumen	Allgemein	V_{Res}	$1\ km^3$	[130][156]	
Reservoirbreite	Allgemein	x_{Res}	$1000\ m$	[130][156]	
Reservoirlänge	Allgemein	y_{Res}	$1000\ m$	[130][156]	
Reservoirhöhe	Allgemein	z_{Res}	$1000\ m$	[130][156]	
Platzierungsabstand	Allgemein	X	$1500\ m$	[180]	
Platzierungsabstand	Allgemein	Y	$2500\ m$	[180]	
maximale Tiefe	Allgemein	t_{max}	$7000\ m$	[137]	
Wärmeleitfähigkeit Stein	Allgemein	$lambda_{Stein}$	$2.5\ W/mK$	[137]	
minimale Temperatur	Betrieb	T_{min}	$150\ ^\circ C$	[130]	
Injektionstemperatur	Betrieb	T_{Inj}	$80\ ^\circ C$	[130]	
Wirkungsgrad Kraftwerk	Betrieb	$\eta_{Kraftwerk}$	Gleichung 3.43	[130]	
Wirkungsgrad Pumpe	Betrieb	η_{Pumpe}	$0,675$	[155]	
Produktivität	Betrieb	pr_{Res}	$2\ l/s/bar$	[155]	
mittlerer Kapazitätsfaktor	Betrieb	cf	$0,9$	[130]	
Ausnutzungsgrad	Volumenmethode	ϕ_V	$0,14$	[152]	
Temperaturabsenkung	Volumenmethode	dT	$10\ K$	[130]	
Produktionsrate	Gringarten	$\dot{m}_{Pr}$	$100\ l/s$	[147]	
dimensionslose Rissgröße	Gringarten	x_{ED}	8	[169]	
Abschreibungszinssatz	ökonomisch	i	$0,08$	-	
Lebensdauer	ökonomisch	$n_{Lebensdauer}$	$30\ a$	[130]	
Investitionskosten	ökonomisch	C_{Inv}	Kapitel 3.3.6	[155]	
Variable Kosten	ökonomisch	C_{var}	$0,02\ C_{Inv}/a$	[155]	

3.3.5 Simulationsansätze der Reservoirmodells

Wie in den Ansätzen zu Bestimmung der geologischen Potentiale beschrieben, gibt es mehrere Ansätze. In dieser Arbeit werden die etablierten Ansätze zur globalen Potentialbestimmung, die Volumenmethode und die nachhaltige Volumenmethode genutzt, sowie ein Ansatz basierend auf Gringarten et. al. [171], um anschließend den geeignetsten Ansatz auszuwählen. Dazu werden alle Methodiken weiterentwickelt, um standortgenau für einzelne Kraftwerke angewandt zu werden. Basierend auf den geologischen Temperaturen werden in diesem Abschnitt der Wärmeertrag nach den verschiedenen Ansätzen im 1°x1°x1000m Raster berechnet:

Volumenmethode

Die Volumenmethode wird basierend auf Kapitel 2.3.3 zur Anwendung auf spezifische Kraftwerke weiterentwickelt. Im ersten Schritt berechnet sich die je Reservoir verfügbare Enthal-

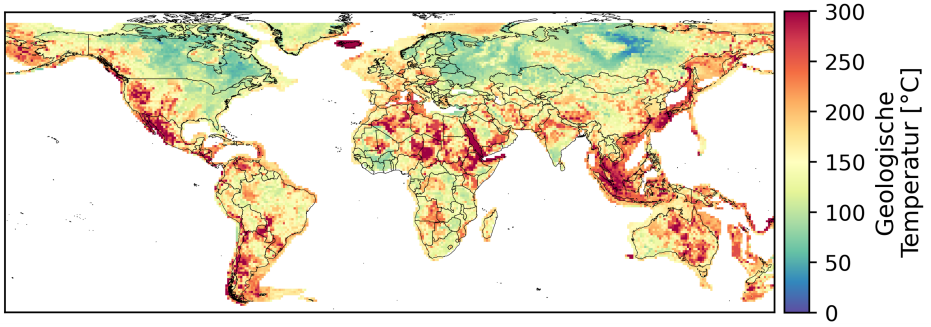


Abbildung 3.19: Globale Geologische Temperaturen bei 7000 m Tiefen

pie zu:

$$H_{Res(x,y,t)} = \rho_{Stein} c_{p,Stein} V_{Res} \left(T(x,y,z) - T_{Oberflaeche}(x,y)\right) \tag{3.29}$$

Hierbei sind $\rho_{Stein} = 2,55\, t/m^3$ die Dichte des Gesteins und $c_{p,Stein} = 1\, kJ/kgK$ die Wärmekapazität (Abschnitt 2.3.1). Basierend darauf wird der technisch nutzbare Anteil der Wärme $H_{Res,nutz}$ basierend auf dem Recovery-Factor R_F und der maximalen Temperaturabsenkung dT bestimmt (siehe Tabelle 3.11). Die maximale Temperaturabsenkung limitiert dabei die thermische Ausnutzung ϕ_T, der Recovery-Factor beschreibt den maximal extrahierbaren Anteil der Wärme ϕ_V (Abschnitt 2.3.1). Die Mindesttemperatur ist durch T_{min} vorgegeben.

$$\phi_T(x,y,z) \coloneqq \frac{dT}{T(x,y,z) - T_{Oberflaeche}(x,y)} \tag{3.30}$$

$$H_{Res,nutz}(x,y,t) = \begin{cases} H_{Res}(x,y,t)\phi_T(x,y,t)\phi_V & \text{wenn } T(x,y,t) \geq T_{min} \\ 0 & \text{wenn } T(x,y,t) < T_{min} \end{cases} \tag{3.31}$$

Aus dem extrahierbaren Wärmeanteil und der Lebensdauer ergibt sich ein Produktionswärmestrom $\dot{Q}_{Pr}$ als mittlerer, nutzbarer Wärmestrom über die Lebensdauer:

$$\dot{Q}_{Pr}(x,y,tz) = \frac{1}{n_{Lebensdauer}} H_{Res,nutz}(x,y,z) \tag{3.32}$$

Diese Gleichung geht dabei von einem über die Lebensdauer konstanten Wärmestrom aus. Da Geothermieanlagen im Gegensatz zur Windkraft und zur PV eine konstante Ressource aufweisen und jährliche Auslastungen von $cf > 90\%$ haben, ist diese Annahme gerechtfertigt [130]. Die mittlere Temperatur des nutzbaren Wärmestroms ergibt sich aufgrund der Abkühlung:

$$T_{Pr} = T(x,y,z) - \frac{dT}{2} \tag{3.33}$$

Die Annahme des konstanten, mittleren Wärmestroms der Geothermieanlage über die Lebensdauer setzt dabei implizit eine Auslegung des Kraftwerkes auf den Wärmestrom $\dot{Q}_{Pr}$ voraus. Dazu erfolgt eine technische Auslegung auf eine Produktionsrate von:

$$\dot{m}_{Pr}(x,y,z) = \frac{\dot{Q}_{Pr}(x,y,z)}{c_{p,Wasser}(T(x,y,z) - T_{Inj})} \tag{3.34}$$

Diese implizite Auslegung der Kraftwerke wird in Kapitel 4.2.2 weiter diskutiert und auf ihre Realitätsnähe geprüft. Die Berechnung des Produktionswärmestromes $\dot{Q}_{Pr}$ und des Temperaturniveaus T_{Pr} ist hierbei die Schnittstelle des Reservoirmodells zum Kraftwerksmodell (Abschnitt 3.3.6).

Nachhaltige Volumenmethode

Als Erweiterung der Volumenmethode ist die nachhaltige Volumenmethode zu sehen. Im Gegensatz zur Volumenmethode wird hierbei nicht von einer Temperaturabsenkung des Gesteins ausgegangen, sondern die Wärme wird vollständig aus dem Wärmestrom der Erde gespeist:

$$\dot{Q}_{Pr}(x,y,z) = \dot{Q}_{nachhaltig}(x,y,t) = x_{Res} y_{Res} \dot{q}_{Erde}(x,y,z) \tag{3.35}$$

Hierbei ist $x_{Res} \cdot z_{Res}$ die planaren Reservoirausdehnungen. Da keine Abkühlung des Reservoirs vorgenommen wird, ist das Temperaturniveau gleich dem Temperaturniveau des Gesteins:

$$T_{Pr} = T(x,y,z) \tag{3.36}$$

Die vom Kraftwerk benötigte Produktionsrate beträgt dabei:

$$\dot{m}_{Pr}(x,y,z) = \frac{\dot{Q}_{Pr}(x,y,t)}{c_{p,Wasser}(T(x,y,z) - T_{Inj})} \tag{3.37}$$

Gringarten

Im Gegensatz zur Volumenmethode, welche primär Energiebilanzen um das Reservoir betrachtet, behandelt der Ansatz von Gringarten die physikalischen Zusammenhänge der Wärmeübertragung im Reservoir (siehe Kapitel 2.3.3). Während die Gringartenkurven bei Doe et. al [169] (siehe Abschnitt 2.3.3) ebenfalls mit konstanter Temperaturabsenkung des Reservorsmodells berechnet werden, werden die Gleichungen in dieser Arbeit so angepasst, dass eine konstante Produktionsrate angenommen wird. Diese Annahme, welche bisher in der vorgestellten Literatur nicht getroffen wurde (siehe Abschnitt 2.3.3), stellt die realen Bedingungen in Kraftwerken realistischer dar, da dort eine konstante Förderrate genutzt wird [156, 147]. Dazu wird im ersten Schritt die Anzahl der Risse durch Auflösen der Gleichungen in Gringarten et. al. [171] berechnet:

$$n_{Risse} = \sqrt{\frac{x_{Res} c_{p,Wasser} \dot{m}_{Pr}}{2 x_{ED} \lambda_{Stein} y_{Res} z_{Res}}} \tag{3.38}$$

Hierbei wird für die Produktionsrate $\dot{m}_{Pr}$ eine Größe von 100 kg/s angenommen, welche mit Werten aus der Literatur, wie zum Beispiel Mines [155] oder Limberger [143], und aus realen Kraftwerken aus der Datenbank Geotis [147] übereinstimmt. Der dimensionslose Rissabstand wird mit $x_{ED} = 8$ gewählt, da dieser Rissabstand nach Doe [169] eine Überschätzung des Potentials, wie in Kapitel 2.3.3 beschrieben, vermeidet und da im betrachteten Zeitraum die Risse thermisch entkoppelt sind. Daher sind Ungenauigkeiten bei der Interaktion der Risse nicht relevant. Die dimensionslose Zeit ergibt sich aus der folgenden Gleichung:

$$t_D = \frac{(c_{p,Wasser})^2}{lambda_{Stein} \rho_{Stein} c_{p,Stein}} \left(\frac{\dot{m}_{Pr}}{n_{Risse} y_{Res} z_{Res}} \right)^2 t \tag{3.39}$$

Basierend auf der dimensionslosen Zeit t_D und dem dimensionslosen Rissabstand x_{ED} ergibt sich ein zeitlicher Verlauf der dimensionslosen Temperatur des Produktionswassermassenstroms T_D und damit der absoluten Temperatur T_{Pr} mittels der Gringartenlösungen $f_{Gringarten}$, welche aus Gringarten et al. [171] ermittelt werden kann:

$$T_D = f_{Gringarten}(t_D, x_{ED}) \tag{3.40}$$

$$T_{Pr} = T_{Stein} - T_D * \left(T_{Stein} - T_{inj}\right) \tag{3.41}$$

Damit ergibt sich der finale Wärmestrom $\dot{Q}_{Pr}$ als:

$$\dot{Q}_{Pr} = \dot{m}_{Pr}\rho_{Wasser}c_{p,Wasser}\left(T_{Pr} - T_{inj}\right) \tag{3.42}$$

Damit werden für alle drei Modelle die Produktionswärmeströme $\dot{Q}_{Pr,tech}$ und die Temperaturen $T_{Pr,tech}$ berechnet und als Eingangsparameter für das Kraftwerksmodell genutzt.

3.3.6 Kraftwerksmodell

Wie im Kapitel 3.3.5 beschrieben, liefern die Simulationsansätze des Reservoirmodells einen Wärmestrom $\dot{Q}_{Pr}$, welcher bei einem konstanten Wärmeniveau T_{Pr} vorliegt. Mithilfe des Kraftwerksmodells kann die daraus extrahierbare Leistung ermittelt werden. Wie in Kapitel 2.3.1 beschrieben, unterliegt die Umwandlung prinzipiell dem Carnotwirkungsgrad und ist damit temperaturabhängig. In der realen Welt werden dabei Flash-Kraftwerke genutzt. Die Wirkungsgrade von Flash-Kraftwerken lassen sich mittels folgender Gleichung bestimmen [141][130]:

$$\eta_{Kraftwerk} = 0,00052\frac{1}{^\circ C}T_{Pr} + 0,032 \tag{3.43}$$

Damit lässt sich die Bruttoleistung des Kraftwerkes mittels

$$P_{aus,br} = \eta_{Kraftwerk}\dot{Q}_{Pr} \tag{3.44}$$

bestimmen. Zusätzlich zu den Umwandlungsverlusten benötigt ein Kraftwerk Leistung für Nebenverbraucher. Bei petrothermalen Kraftwerken ist dies vor allem die Pumpe für den Wasserkreislauf (siehe Kapitel 2.3.1). Diese dient dazu, den Druckverlust im Reservoir auszugleichen und eine vorgegebene Produktionsrate $\dot{m}_{Pr}$ bereitzustellen. Die Leistung der Pumpe berechnet sich mittels der Produktionsrate, dem Druckverlust des Reservoirs Δp_{Res} und dem Pumpenwirkungsgrad $\eta_{Pumpe} = 0,675$ [155]:

$$P_{Pumpe} = \frac{\dot{m}_{Pr}\Delta p_{Res}}{\eta_{Pumpe}\rho_{Wasser}} \tag{3.45}$$

Dabei bestimmt sich die Produktionsrate aus der Produktivität des Reservoirs pr_{Res}, welche eine Kennzahl zur Bestimmung der benötigten Druckdifferenz für eine gegeben Produktionsrate ist, und der Produktionsrate:

$$\Delta p_{Res} = pr_{Res}\dot{m}_{Pr} \tag{3.46}$$

Die Produktivität des Reservoirs wird hierbei als $2\ l/s/bar$ angenommen [155]. Damit lässt sich die Nettoausgangsleistung $P_{aus,net}$ des Kraftwerkes bestimmen über:

$$P_{aus,net} = P_{aus,br} - P_{Pumpe} = f(tech, x, y, z) \tag{3.47}$$

Tabelle 3.12: Kostenberechnungen des Investitionskostenmodells petrothermaler Geothermie [256]

Größe	Wert	Quelle
$C_{Bohrloch}$	$1326526\ USD + 293,451\ USD/m * t + 0,189267\ USD/m^2 t^2$	[155][161]
$C_{Kraftwerk}$	$1560\ EUR/kW\ P_{Kraftwerk}$	[154]
$C_{Stimulation}$	$2,5\ MEUR$	[154]
C_{Pumpe}	$1720\ EUR/kW\ P_{Pumpe}$	[154]
$C_{Exploration}$	$1,85\ MEUR$	[176][175]

Wie alle Größen, wird diese im 1°x1°x1000m Raster berechnet. Die Ergebnisse sind in Kapitel 4.2.3 zu sehen und stellen die finale Größe der physikalischen Berechnung dar, mittels welcher im Folgenden die ökonomische Berechnung durchgeführt werden kann.

3.3.7 Kostenmodell

Um mittels der elektrischen Ausgangsleistung die Stromgestehungskosten zu bestimmen, ist eine ökonomische Betrachtung der Investitionskosten und der laufenden Kosten notwendig. Wie in Kapitel 2.3.1 betrachtet, gibt es verschiedene Modelle in der Literatur, aus welcher hier ein konsistenter Ansatz zur Bestimmung der Kosten abgeleitet wird. Im Unterschied zu den Modellen der Literatur sind die Eingangsgrößen, wie Produktionsrate und Kraftwerksgröße, und die Anzahl der Bohrlöcher in dieser Arbeit direkt an die Annahmen des physikalischen Modells gekoppelt. Das Modell dieser Arbeit teilt die Kosten in Bohrlochkosten, Kraftwerkskosten, Stimulationskosten, Pumpkosten und Explorationskosten auf:

$$C_{Inv} = C_{Bohrloch} n_{Bohrloch} + C_{Kraftwerk} + C_{Stimulation} + C_{Pumpe} + C_{Exploration} \tag{3.48}$$

Die verschiedene Kostenanteile sind in Tabelle 3.12 dargestellt.

Die Borhlochkosten basieren auf dem mittleren prognostizierten Kostenmodell der NREL [155] aus Abbildung 2.16. Die Kraftwerkskosten steigen linear mit der Kapazität des Kraftwerkes an und die Pumpkosten linear mit der Größe der Wasserpumpe. Die Stimulationskosten und Explorationskosten werden mit fixen Werten aus der Literatur abgeschätzt, da diese einmalig anfallen (siehe Tabelle 3.12). Mithilfe der variablen Kosten von 0,02 C_{Inv} 1/a [141] und einer Lebensdauer von 30 Jahren [141][130] ergeben sich die jährlichen Abschreibungskosten die Stromgestehungskosten $LCOE(tech, x, y, t)$. Diese Daten sind in Kapitel 4.2.3 zu sehen und sind im 1°x1°x1000m Raster berechnet.

3.3.8 Auswahl der optimalen Tiefe

Mithilfe der Methodik der vorherigen Abschnitte lassen sich für jede Tiefe die Stromgestehungskosten petrothermaler Kraftwerke bestimmen. Da an jedem Standort nur eine Tiefe gleichzeitig genutzt werden kann, findet anschließend eine Auswahl der optimalen Bohrtiefe basierend auf minimalen Stromgestehungskosten statt. Dazu wird eine maximale technische Bohrtiefe von 7000 m angenommen [137]:

$$z_{opt}(tech, x, y) = argmin(LCOE(tech, x, y, z)), \quad t \in [0, 7000m] \tag{3.49}$$

In Abbildung 3.20 sind die Verläufe der Stromgestehungskosten und der Bruttoleistungen der verschiedenen Ansätze abhängig von der Tiefe gezeigt. Zu sehen ist, dass die Kurven aufgrund der Mindesttemperatur von $T_{Gestein} = 150\ ^{\circ}C$ regional bei unterschiedlichen Tiefen anfangen. Ebenfalls zeigen sich zwei unterschiedliche Kurvenverläufe der Stromgestehungskosten: Im Fall des Gringartenansatzes nehmen die Kosten mit der Tiefe ab, im Fall der Volumenmethode und der nachhaltigen Volumenmethode steigen die Stromgestehungskosten mit zunehmender Tiefe an. Physikalisch lässt sich dies durch die getroffenen Annahmen erklären. Bei der Volumenmethode mit einer konstanter Temperaturabsenkung bleibt der Eingangswärmestrom in das Kraftwerk $\dot{Q}_{Pr}$ konstant, lediglich durch das höhere Temperaturniveau der Wärme bei höheren Tiefen steigt die Leistung aufgrund des höheren Wirkungsgrades weniger als linear an. Dem gegenüber steht ein quadratischer Anstieg der Bohrlochkosten mit der Tiefe, welche zu höheren Stromgestehungskosten führen. Beim Gringartenansatz wird dagegen die Produktionsrate $\dot{m}_{Pr}$ konstant gehalten, so dass bei höheren Reservoirtemperaturen zusätzlich zum steigenden Wirkungsgrad die geförderte Wärmemenge steigt und sich ein quadratisches Wachstum ergibt. Damit bevorzugt das Modell des Gringartenansatzes hohe Temperaturen bei hoher Tiefe und die Volumenmethode niedrige Temperaturen bei geringer Tiefe.

3.3.9 Bewertung der Nachhaltigkeit

Um die Ergebnisse nicht nur im Bezug auf die nur technischen und ökonomischen Aspekte zu diskutieren, werden ebenfalls Maßstäbe zur Bewertung der Nachhaltigkeit der eingesetzten Technologie betrachtet. Dazu wird im ersten Schritt ermittelt, wie lange das Reservoir unter den Annahmen der verschiedenen Reservoirmodellen genutzt werden kann. Die Reservoirnutzungsdauer $t_{Res,Nutz}$ wird daher als die Zeit definiert, in der das Reservoir genutzt werden kann, bis dieses auf T_{min} abgekühlt worden ist. Ebenfalls wird die Zeitspanne betrachtet, die benötigt wird, um den Temperaturabfall des Reservoirs über die Lebensdauer des Kraftwerks vollständig durch den natürlichen Erdwärmestrom auszugleichen. Diese Größe wird im Folgenden Regenerationszeit T_{reg} genannt.

Die in diesem Kapitel abgeleiteten Potentiale werden im Kapitel 4.2 vorgestellt.

3.3.10 Zusammenfassung

Zur Bestimmung des Einflusses der Stromerzeugung aus petrothermaler Geothermie auf Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen, wird das globale Potential an Strom aus Geothermie bestimmt. Dazu wird ein eigener Landeignungsabsatz basierend auf der Methodik nach Ryberg et al. [181] für Geothermie hergeleitet, der den ersten detaillierten Landeignungsansatz für Geothermiekraftwerke darstellt (siehe Abschnitt 3.3.2). Außerdem werden globale geologische Temperaturen bestimmt, da keine Daten in geeigneter Auflösung zur Verfügung stehen. Um die Strommenge zu ermitteln, werden drei verschiedene Ansätze genutzt und hinsichtlich ihrer Eignung verglichen. Die Ansätze sind die Volumenmethode, welche normalerweise in der Potentialanalyse für Geothermie genutzt wird (siehe Abschnitt 2.3.3), die nachhaltige Volumenmethode sowie der Ansatz nach Gringarten. Diese Ansätze

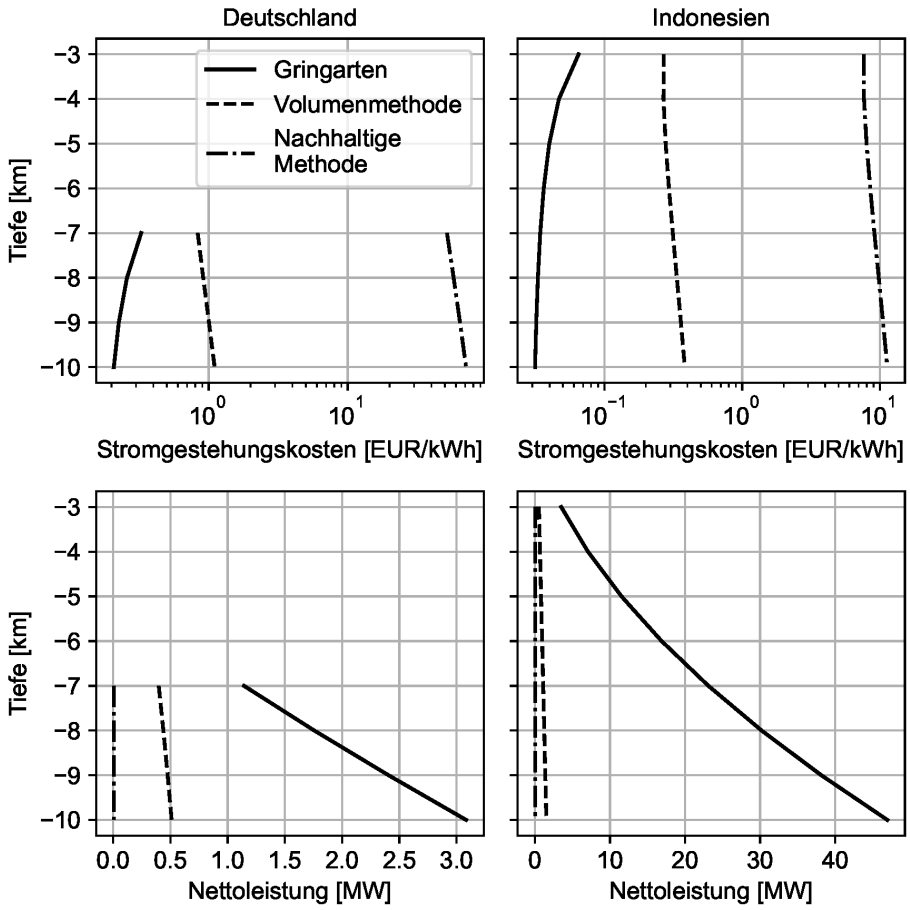


Abbildung 3.20: Ergebnisse der verschieden Reservoirmodelle abhängig von der Tiefe für ausgewählte Regionen [256].

wurden ausgewählt, um sie später in der Vorstellung der Ergebnisse auf ihre Realitätsnähe zu untersuchen. Mit Hilfe der Ansätze können globale Potentiale für Geothermiestrom berechnet werden, die direkt als Eingangsgröße im Energiesystemodell genutzt werden können. Die Ergebnisse sind in Abschnitt 4.2 dargestellt. Das folgende Kapitel geht auf die globalen Kapazitätspotentiale von Salzkavernenspeichern ein.

Tabelle 3.13: Eignungskriterien der Salzvorkommen [187].

Kriterium	Wert	Begründung
Dicke	$> 200\ m$	Stabilität / Dichtigkeit
Tiefe	$\in [500\ m, 2000\ m]$	Stabilität
Unlösliche Mineralien	$< 25\%$	Volumenabname und Einfluss auf Kavernenform
Größe	$> 15\ km^2$	Mindestabstand zu Rand

3.4 Ansatz Salzkavernenpotentiale

3.4.1 Allgemeiner Ansatz

3.4.2 Geologische Eignung der Salzvorkommen

Im ersten Schritt zur Bestimmung der Salzkavernenpotentiale findet eine geologische Bewertung existierender und bekannter Salzbecken hinsichtlich ihrer Nutzbarkeit für Wasserstoffsalzkavernen statt. Diese findet basierend auf den global kompilierten Daten aus Kapitel 2.4.2 statt. Dazu wird jedes geschichtete und domale Salzvorkommen individuell auf seine Eignung überprüft. Die dazu angewandten Kriterien ergeben sich mittels der genaueren Überlegungen aus Abschnitt 2.4.1. Diese sind in Tabelle 3.13 dargestellt und orientieren sich an den Werten von Cagalyan et al. [187]. Das Vorgehen zur Bestimmung der Salzkavernenpotentiale in Abschnitt 3.4 wurde bereits durch den Autor in Franzmann et al. [257] veröffentlicht.

Die Eignungsanalyse steht dabei im Konflikt zwischen der Genauigkeit der Analyse und der Datenverfügbarkeit der Salzvorkommen; aufgrund der allgemein irregulären Form der Salzvorkommen lassen sich genaue Analysen nur mit dreidimensional aufgelösten Daten durchführen, andererseits lassen sich geologische Daten nur mit aufwändiger Exploration bestimmen. Daher werden an dieser Stelle einige Annahmen getroffen, um eine Auswertung der Daten zu ermöglichen. Da für viele Salzvorkommen neben der zweidimensionalen, horizontalen Ausdehnung und den qualitativen Informationen nur jeweils ein quantitativer Wert für die Tiefe und die Dicke vorhanden ist, werden die Salzvorkommen im Allgemeinen als Zylinder mit irregulärer Grundfläche angenommen. Um Randeffekte zu berücksichtigen, werden dabei in der Landeignungsanalyse im nachfolgenden Schritt folgende Mindestabstände der Kavernen zum Rand der Salzvorkommen definiert [187]: für geschichtete Salzvorkommen 2000 m, für domale Salzstrukturen 500 m. Dieser Mindestabstand definiert darüber hinaus das Mindestgrößenkriterium in Tabelle 3.13. Salzstrukturen, die eine höhere Datengrundlage aufweisen, werden, falls notwendig, in Teilbereiche je nach Eignung unterteilt. Neben der Katergorie ”geeignet” und ”ungeeignet” wird eine Kategorie ”teilweise geeignet” für Salzvorkommen eingeführt. Teilweise geeignete Salzvorkommen weisen einen gesicherten nutzbaren Bereich sowie einen nicht geeigneter Bereiche auf. Aufgrund der Verfügbarkeit der geologischen Daten kann jedoch nicht bestimmt werden, wie groß der jeweilige Anteil ist. Daher beschreibt dieser teil die Unsicherheit der Analyse. Die Ergebnisse sind in Abschnitt 4.3.2 dargestellt.

3.4.3 Landeignungsanalyse

Im zweiten Schritt wird eine Landeignungsanalyse durchgeführt. Dazu werden die in Abschnitt 2.4.1 ermittelten Umwelteinflüsse und Randbedingungen herangezogen, um notwendige Sicherheitsabstände von Salzkavernen zu definieren. Konkret handelt es sich hierbei um folgende Randbedingungen:

Bodenabsenkung Wie in Abschnitt 2.4.1 beschrieben, können Salzkavernen zu Bodenabsenkungen führen, welche einen Einfluss auf Gebäude haben. Daher wird der Bau von Salzkavernen in einem Abstand von 2 km zu Siedlungen ausgeschlossen [187].

Infrastruktur Der Bau von Salzkavernen in einer Nähe von 200 m zu sämtlichen Infrastrukturen wird ausgeschlossen [187].

Geologische Stabilität Salzkavernen können durch seismische Aktivitäten Schäden aufweisen (siehe Abbschnitt 2.4.1). Daher werden Regionen mit einem Abstand von $\leq$ 200 m zu seismischen Verwerfungslinien nicht genutzt [187].

Flughäfen Basierend auf Empfehlungen der portugiesischen Sicherheitsbehörden wird ein Abstand von 20 km zu unterirdischen Gasspeichern eingeführt [210].

Naturschutz Analog zu Caglayan et al. [187] wird ein generischer Abstand von 200 m zu Naturschutzgebieten eingehalten.

Wasserbedarf Zur Berücksichtigung des hohen Wasserbedarfes beim Kavernenbau wird ebenfalls eine Wasserverfügbarkeitslimitation eingeführt. Dazu wird der Wasserknappheitsindikator des World Resource Institutes [245] genutzt. Da diese Beschränkung eher sozialer als technischer Natur ist und damit nicht binär, wird die Wasserknappheit als Sensitivität berechnet. Im Basisszenario werden Wasserknappheiten des Levels "high" oder höher ausgeschlossen.

Die Landeignungsanalyse wird mittels der Software GLAES [181] durchgeführt. Ergebnis der Landeignungsanalyse sind global 100x100 m^2 aufgelöste binäre Landeignungsdaten zur Eignung zum Bau von Salzkavernen. Diese werden im folgenden Kapitel genutzt, um die Speicherpotentiale zu berechnen.

3.4.4 Auslegung und Platzierung der Kavernen

Basierend auf den binären Landeignungen aus dem vorherigen Abschnitt werden standortspezifische Platzierungen verteilt. Da der technische Sicherheitsabstand der Kavernen von der Kavernengröße abhängt, werden zuerst die geometrischen Ausdehnungen der Kavernen bestimmt. Dazu werden die Kavernen basierend auf ihrer gewünschten stabilsten Form als ideal kapselförmig angenommen. Nach Abschnitt 2.4.1 ist die Idealform in der Realität im Allgemeinen nicht vorhanden. Diese Ungenauigkeit wird jedoch durch die Definition eines maximalen Anteils unlösbarer Mineralien und eines entsprechenden Sicherheitsabstandes abgefangen. Die Kavernengröße beträgt dabei nach Tabelle 3.15 500,000 m^3 für geschichtetes Salz und 750,000 m^3 für domale Salzstrukturen nach Annahmen von Caglayan et. al [187]. Die unterschiedlichen Größen ergeben sich hierbei vor allem aufgrund der flachen Struktur der geschichteten Salzvorkommen, welche flachere Kavernen

Tabelle 3.14: Landeignungskriterien für Salzkavernen [257]

Nr	Abstand	Grund	Angewandt auf
1	2500 m	Bodenabsenkung	geschlossene Siedlungen
2	2000 m	Bodenabsenkung	nicht geschlossene Siedlungen, Flugplätze, militärische Gebiete
3	200 m	generischer Abstand	Straßen, Zuglinien, Industriebereiche, Stromlinien, Mienen, existierende Salzkavernen
4	200 m	Kavernendichtigkeit	Verwerfungslinien
5	20000 m	Flugsicherheit	Flughäfen
6	200 m	generischer Abstand	Seen und Naturschutzgebiete
7	2000 m (geschichtet) 500 m (domal)	Stabilität	Abstand zu Rand der Salzvorkommen
8	0	Wasserbedarf	Wasserknappheit

Tabelle 3.15: Definition der Salzkavernengröße

	Geschichtetes Salz	Domales Salz
Höhe	120 m	300 m
Durchmesser	84 m	58 m
Volumen	500.000 m^3	750.000 m^3
Kavernenabstand	336 m	232 m

bevorzugen, und der vertikalen Strukturen der Salzdome, in denen schmalere länglichere Kavernen besser umgesetzt werden können. Die Größe der Kavernen orientiert sich an realen Gaskavernen [207, 182]. Um die Stabilität zu gewährleisten, beträgt der Sicherheitsabstand zwischen den einzelnen Kavernen den doppelten Kavernennenndurchmesser nach Überlegungen aus Wang et al. [189]. Die Platzierung der einzelnen Kavernen wird mittels der Software GLAES [181] durchgeführt. Die Berechnung der einzelnen Kapazitäten der Salzkavernen wird abhängig von der Tiefe mittels Gleichung (2.22) bis (2.25) durchgeführt. Die Temperatur der Kaverne wird damit anhand eines mittleren geothermischen Gradienten von 0.025 K/m [140] berechnet. Der Anteil unlöslicher Mineralien ϕ wird, falls unbekannt, mit 30% angenommen (siehe Abschnitt 2.4.1).

3.4.5 Zusammenfassung

Um im Energiesystemmodell saisonale Speicher betrachten zu können, werden Salzkavernenspeicher global betrachtet. In diesem Abschnitt wurde die Methodik zur Bestimmung der globalen, technischen Speicherpotentiale hergeleitet.

Dazu wird der Ansatz nach Caglayan et al. [187] genutzt, der auf einen Datensatz der globalen Salzvorkommen des Solution Mining Research Institutes [185] angewendet wird. Dazu werden zuerst die Salzvorkommen auf ihre geologische Eignung überprüft. Anschließend wird eine Landeignungsanalyse und die Platzierung der spezifischen Kavernen durchgeführt und die Potentiale berechnet. Dabei wird aufgrund der Datengrundlagen zwischen "ge-

sichert geeigneten" und "teilweise geeigneten" Potentialen unterschieden. Die Potentiale der Salzkavernen werden in Abschnitt 4.3 vorgestellt.

3.5 Zusammenfassung der Methodik

Dieses Kapitel entwickelt einen Ansatz, der zur Beantwortung der Forschungsfragen zum Auftreten von ökonomisch optimalen Energiesystemausfällen in zukünftigen erneuerbaren Energiesystemen benötigt wird. Im Gegensatz zu Ansätzen in der Literatur (siehe Tabelle 2.4) wird der Kapazitätsausbau nicht exogen angenommen, sondern es wird ein ökonomisch optimaler Ausbau und damit ein ökonomisch optimaler Energieausfall integriert. Dies hat drei Gründe: Erstens findet durch die exogene Annahme des Kapazitätsausbau eine willkürliche Festlegung des Energieausfalls statt, während die ökonomisch optimalen Energiesystemausfälle durch ein Optimalititätskriterium hergeleitet werden. Zweitens gibt es kein Wissen über den Kapazitätsausbau im Jahr 2050. Dieses kann zwar anhand von Szenarien hergeleitet werden, führt aber dann wieder zu den Problemen des ersten Punktes. Drittens werden mit der EU große Volkswirtschaften zur ökonomischen Bestimmung des Energieausfalles übergehen (siehe Abschnitt 2.1.4). Daher stellt der gewählte Ansatz die beste Methodik dar, um die Forschungsfragen dieser Arbeit zu bestimmen. Dazu wird einerseits global der Value of Lost Load bestimmt. Dieser wird in ein erneuerbares Energiesystemmodell als mathematische Bestrafungsfunktion für Stromausfälle eingefügt, in dem die Energieausfälle modelliert werden. Um alle relevanten Flexibilitätsmechanismen (siehe Abschnitt 2.1.4) in erneuerbaren Energiesystemen zu betrachten, werden Potentiale für solare konzentrierte Solarkraft, Geothermie und Wasserstoffsalzkavernen benötigt. Für Geothermie und konzentrierte Solarkraft werden durch Übertragung existierender Simulationsmethoden auf die globale Potentialanalyse neuartige Ansätze entwickelt, die eine höhere Genauigkeit ermöglichen. Ebenso werden standortscharfe Speicherpotentiale für Wasserstoffsalzkavernen bestimmt. Dazu werden globale Salzvorkommen geologisch bewertet und basierend darauf werden mit einem existierenden Ansatz von Caglayan et al. [187] globale Speicherpotentiale hergeleitet. Diese werden benötigt, um die regional und zeitlich lokal auftretenden Energieausfälle stündlich und in 1890 Regionen hochaufgelöst zu berechnen. Um diese hohe Auflösung der Energiesystemmodellierung zu ermöglichen, wird die Erde in 28 unabhängige Verbundsysteme unterteilt (siehe Abbildung 3.3).

Im Folgenden wird auf die Ergebnisse der Potentialanalyse eingegangen, die als Eingangsdaten für das Energiesystemmodell dienen.

4. Ergebnisse der Potentialanalyse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Potentialanalyse beschrieben und diskutiert. Dazu wird auf die globalen Potentiale von CSP, Geothermie und Salzkavernenspeicherung von Wasserstoff eingegangen.

4.1 Globale Potentiale für CSP

Zur Untersuchung des Einflusses der Regelbarkeit von solarthermischen Kraftwerken (CSP) leitet diese Arbeit globale und stündlich aufgelöste Erzeugungspotentiale dieser Kraftwerke her. Um die Erzeugungspotentiale zu bestimmen, wird die im Abschnitt 3.2 entwickelte Methodik genutzt. Die Ergebnisse werden in diesem Abschnitt vorgestellt. Dazu wird zuerst auf die Ergebnisse der Landeignungsanalyse eingegangen. Anschließend werden die Ergebnisse der Simulation und damit die Energie- und Kostenpotentiale vorgestellt.

4.1.1 Landeignungsanalyse

Basierend auf der durchgeführten Landeignungsanalyse nach Abschnitt 3.2.2 ergeben sich binäre Landeignungen im 100 m x 100 m Raster für solarthermische Kraftwerke. Um die Ergebnisse darstellen zu können, sind die prozentualen Landeignungen in Abbildung 4.1 je GID-1-Region dargestellt, was in Deutschland dem Bundeslandlevel entspricht.

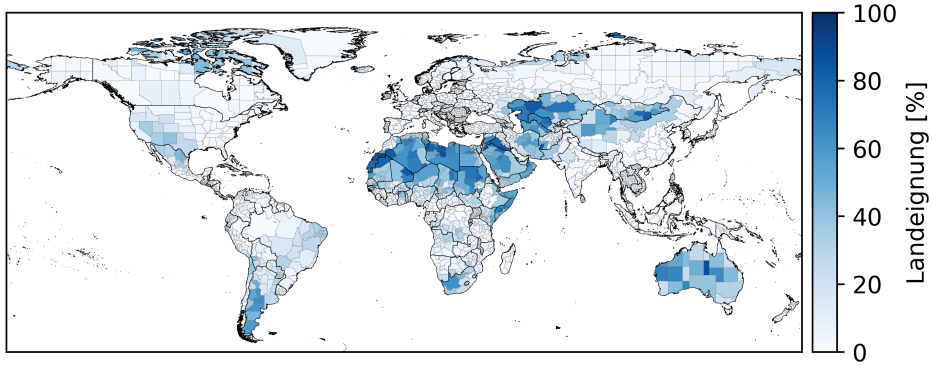


Abbildung 4.1: Globale Landeignung von CSP

Es zeigen sich hohe regionale Unterschiede zwischen 0 und 91% in der Landverfügbarkeit mit einem globalen Mittelwert von 18% der Landfläche. Besonders hohe Landeignungen finden sich hierbei in Steppen und Wüsten und teilweise in Savannengebieten. Diese liegen überwiegend in Nordafrika, in Südafrika, im Nahem Osten, in Zentralasien, in Südargentinien und in Australien mit Landeignungn von 40% bis 60%. Eine mittlere Landeignung von 10% bis 40% liegt inmitten der USA, in Nordmexiko, in Ostbrasilien und in Teilen von Russland und Kanada. Die restliche Erde mit 55% der Landfläche weist eine Eignung von unter

Tabelle 4.1: Vergleich der geeigneten Landflächen für Solarkraftwerke mit der Literatur

	Fläche [Mkm^2]	
Autor	Afrika	Global
Trieb et al. [109]	12,956	26,363
Chu et al. [113]	7,760	16,774
IRENA [110]	14,070	-
Diese Studie	8,835	24,528

10% auf. So liegt die flächenmäßige Eignung für Solarkraftwerke in Europa bei weniger als 5%. Besonders auffällig ist, dass bestimmte Regionen über keine Eignung für Solarkraftwerke verfügen. Dazu gehören aufgrund der hohen Zerstückelung in kleine Flächen Regionen in Mittel- und Osteuropa und aufgrund von Steigungen und Wäldern Japan, Teile Südostasiens und Teile Zentralafrikas.

Die geeigneten Flächen werden dabei überwiegend durch die Kriterien Steigung (40% Ausschluss) und durch Landnutzungskonkurrenz mit Wälder (36% Ausschluss), Ackerflächen (11% Ausschluss)und Weideflächen (8% Ausschluss) bestimmt. Ebenso spielen Naturschutzgebiete mit 14% der Landfläche eine Rolle. Eine global untergeordnete Rolle haben Siedlungen mit 3,6%, Feuchtgebiete mit 3,3% und Straßen (siehe dazu Abbildung C.2). Anhand dieser Kategorien erklärt sich die Bevorzugung von Wüsten, Steppen und Savannen. Diese weisen im Allgemeinen eine geringe Landnutzungskonkurrenz mit Wäldern und mit der Nahrungserzeugung auf und sind verglichen mit anderen Regionen der Welt vergleichsweise eben, und im Allgemeinen zum Bau von CSP-Kraftwerken geeignet, sofern keine Grundwasserrestriktionen oder Wanderdünen vorhanden sind. Damit bieten diese Vegetationszonen die idealen Landnutzungsbedingungen für den Bau von Solarkraftwerken.

Mithilfe der Literaturwerte aus Abschnitt 2.2.3 lassen sich die Ergebnisse einordnen. Dazu können die nutzbaren Flächen aus den Studien verglichen werden (siehe Tabelle 4.1). Es zeigt sich, dass die nutzbare Fläche dieser Arbeit innerhalb der Streuung der Literatur liegt. Aufgrund der hohen Streuung der Literaturergebnisse von bis zu 80% (siehe Abschnitt 2.2.3) und den Schwierigkeiten beim Abgleich mit realen Anlagen (Abschnitt 3.2.2) ist keine Validierung des Landeignungsansatzes möglich, da keine genauen Werte zum Vergleich zur Verfügung stehen. Allerdings lassen sich die Unterscheide zu anderen Studien plausibilisieren. Die Ergebnisse von Trieb et al. [109] nutzen überwiegend Landbedeckungsdatensätze und einen kleineren Ausschlusskriterienkatalog als den in dieser Arbeit genutzten. Daher weist die Studie von Trieb et al. [109] sowohl in Afrika als auch global größere Landnutzungsflächen auf als diese Studie. Ein quantitativer Vergleich ist an dieser Stelle schwierig, da Landeignungsanalysen aufgrund der hohen Komplexität der Eingangsdaten und der rechenaufwändigen Methodiken schwierig zu vergleichen sind. Verglichen mit Chu et al. [113] wird in dieser Arbeit ein ähnlicher Katalog an Ausschlusskriterien genutzt, vor allem da die Autoren ebenfalls eine maximale Steigung von 3° nutzen, die einen hohen Einfluss auf die ausgeschlossenen Flächen hat. Ein großer Unterschied ist jedoch, dass Chu et al. [113] als zusätzliches Kriterium nur Standorte mit einer solaren Direktnormalstrahlung von $DNI \geq 1800\,W/m^2$ nutzen. Diese Studie verzichtet auf eine solche Randbedingung, da diese neben dem technischen ebenfalls das ökonomische Potential ausschließt. Dieser Schritt wird vermieden, da die ökonomischen Entscheidungen ausschließlich dem genutzten Energiesystemmodell überlassen werden sollen. Für die Ergebnisse bedeutet dieser Unterschied in den Annahmen, das Chu et al. [113] leicht geringere Werte in Afrika aufweisen, da hier die

Solarstrahlung in den meisten Regionen oberhalb der Grenze von $1800\ W/m^2$ liegt. Global werden die Unterscheide deutlich größer (32%), da Chu et al. [113] im Vergleich zu dieser Arbeit mehr Flächen aufgrund des Solarstrahlungskriteriums ausschließen. Damit ordnen sich die Ergebnisse ebenfalls plausibel zur Studie von Chu et al. [113] ein. Die afrikanische Studie von IRENA [110] nutzt eine strengere Randbedingung für die Steigung (2,1°) und betrachtet keine Abstände. Die Kombination aus beiden führt zu den höchsten Abweichungen in Afrika verglichen mit dieser Studie, die sich auf unterschiedliche Annahmen der Landeignungsanalyse zurückführen lassen.

Die Resultate der Landeignungsanalyse lassen sich durch die kritische Betrachtung relevanter Literaturquellen auf schlüssige Weise plausibilisieren.

4.1.2 Globale Potentiale von CSP

Mithilfe der Landeignungsdatensätze und der Simulationsmethodik solarer Kraftwerke aus Abschnitt 3.2.4 lassen sich die Kosten solarer Wärme des Kraftwerkes berechnen. Diese werden in diesem Kapitel vorgestellt und diskutiert. Da in der Literatur primär elektrisch bereitgestellte Energie statt der Wärmemenge angegeben wird, wurden nach dem Ansatz aus Abschnitt 3.2.6 Strommengen und Stromgestehungskosten hergeleitet, welche mit Literaturstudien verglichen werden.

Die technischen Wärmepotentiale aus konzentrierter Solarkraft, basierend auf dem Referenzwetterjahr 2018 (siehe Abschnitt 2.5.3), betragen global 6324 PWh. Dies übersteigt den Primärenergieverbrauch der Welt in 2022 (160 PWh [134]) um einen Faktor von 40 (siehe Abbildung C.3). Die größten Wärmepotentiale finden sich in Australien und Neuseeland mit 1281 PWh und in Nordafrika mit 1277 PWh. Weitere große Potentiale zwischen 400 bis 600 PWh liegen in Südamerika, dem Mittleren Osten und in Zentralasien. Nordamerika weist ein Potential von 351 PWh auf, Europa ein Gesamtwärmepotential von 81 PWh. Die technisch nutzbare Energiemenge ergibt sich vor allem durch zwei Kriterien: Einerseits durch die nutzbare Landfläche aus dem vorherigen Abschnitt, andererseits die Verfügbarkeit der solaren Ressource. Beide Kriterien sind jedoch nicht unabhängig voneinander. In vorherigem Abschnitt zeigt sich, dass nutzbare Landflächen vor allem in Steppen, in Wüsten und in Savannen liegen, welche im globalen Vergleich eine hohe Direktnormalstrahlung aufweisen.

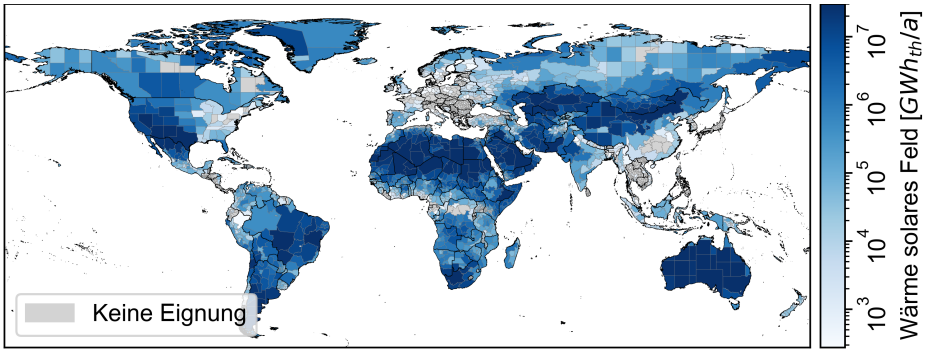


Abbildung 4.2: Technischen Wärmepotential des solaren Feldes nach GID-1-Regionen basierend auf dem Wetterjahr 2018. Die Auflösung der Daten ist standortscharf und die GID-1 Auflösung wurde nur zur Veranschaulichung gewählt (hochaufgelöst siehe Abbildung C.9).

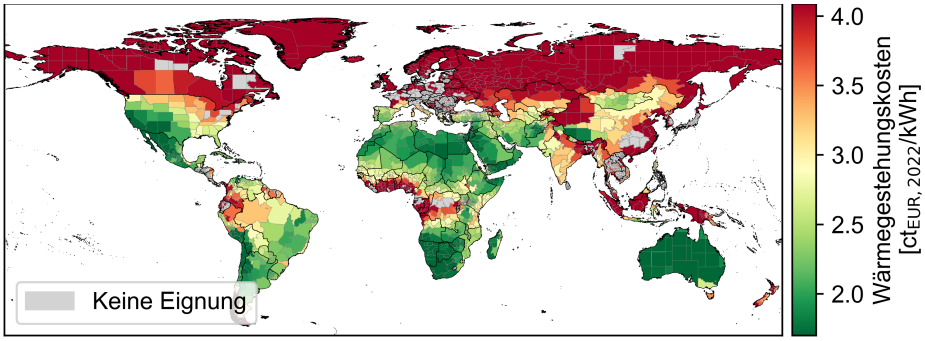


Abbildung 4.3: Wärmegestehungskosten des solaren Feldes nach GID-1-Regionen basierend auf dem Wetterjahr 2018. Die Auflösung der Daten ist standortscharf und die GID-1 Auflösung wurde nur zur Veranschaulichung gewählt (hochaufgelöst siehe Abbildung C.10).

Die Wärmegestehungskosten des solaren Feldes als Schnittstelle zum Energiesystemmodell sind in Abbildung C.4 dargestellt. Diese liegen zwischen 1,08 $ct_{€,2022}$/kWh in Chile und über 15 $ct_{€,2022}$/kWh in nördlichen Regionen wie Alaska, Kanada, Island und Nordrussland. Regionen mit den günstigsten Wärmegestehungskosten unterhalb von 1,5 $ct_{€,2022}$/kWh liegen in den Hochebenen der Anden bei Chile und Bolivien, in Australien, in Namibia und in Mexiko. Die Kosten in den Regionen mit den weltweit größten Potentialen in Nordafrika und im Mittleren Osten sowie die Kosten im Südwesten der USA beginnen bei 1,5 $ct_{€,2022}$/kWh. Die günstigsten Kosten in Europa beginnen bei 2,2 $ct_{€,2022}$/kWh in Spanien und 1,9 $ct_{€,2022}$/kWh in der Türkei. Regionen nördlich des 50. Breitengrades, was dem nördlicher Teil der Grenze zwischen Kanada und den USA entspricht, weisen hohe Wärmegestehungskosten von 4 $ct_{€,2022}$/kWh auf. Weitere Regionen mit hohen Wärmegestehungskosten liegen in der Küstenregion von ECOWAS, in Südostasien und im Osten Chinas. Regionen ohne Potentiale sind in Europa, Zentralasien und Süd-Ost-Asien zu finden. Im Allgemeinen weisen damit Regionen mit hoher solaren Direktnormalstrahlung DNI geringe Wärmegestehungskosten auf und umgekehrt.

Die Stromgestehungskosten und Potentiale verteilen sich global analog zu den Wärmepotentialen (siehe Anhang C). Die global günstigsten Stromgestehungskosten liegen bei 9,81 $ct_{€,2022}$/kWh in Chile. In Südafrika und Australien beginnen die Kosten bei 10,5 $ct_{€,2022}$/kWh. Die Kosten für die Bereitstellung von Strom aus Parabolrinnenkraftwerken in Nordafrika und dem mittlere Osten starten bei 11-12 $ct_{€,2022}$/kWh. Die Kosten in Europa beginnen bei 17 $ct_{€,2022}$/kWh in der Türkei und 19 $ct_{€,2022}$/kWh in Spanien. Im Südwesten der USA, wo bis 2023 die meisten CSP-Projekte realisiert wurden, beginnen die Stromgestehungskosten von CSP bei 16 $ct_{€,2022}$/kWh. Die Kosten für Strom unterliegen dabei den Annahmen der Betriebsführung aus Abschnitt 3.2.6, welche eine vollständige Flexibilität in der Einspeisung anstreben. Dies führt zu höheren Kosten als theoretisch möglich, jedoch ist eine Auslegung von thermischer Solarkraft auf deren reines Kostenminimum unwahrscheinlich, da PV nach Überlegungen aus Abschnitt 3.2.6 günstiger sein wird und solarthermische Kraftwerke Vorteile durch ihre Regelbarkeit mitbringen.

Vergleicht man die Bereitstellung der thermischen Ressource über verschiedene Wetterjahre, zeigt sich, dass diese für die jeweiligen betrachteten Regionen nach Abschnitt 3.1.1 nahezu konstant sind (siehe Abbildung C.3). Die Abweichung der Wärmepotentiale liegt bei unter 10% mit besonders hohen Werten über 15% in Süd-Ost-Asien, in Island, in West-Südamerika und in Ostafrika. Gemäß Abschnitt 2.1.6 zeigt sich, dass durch Zusammen-

fassung mehrerer spezifischer Standorte für große Regionen eine Korrektur zum Mittelwert stattfindet, welche ebenso die Standardabweichung vergrößern kann.

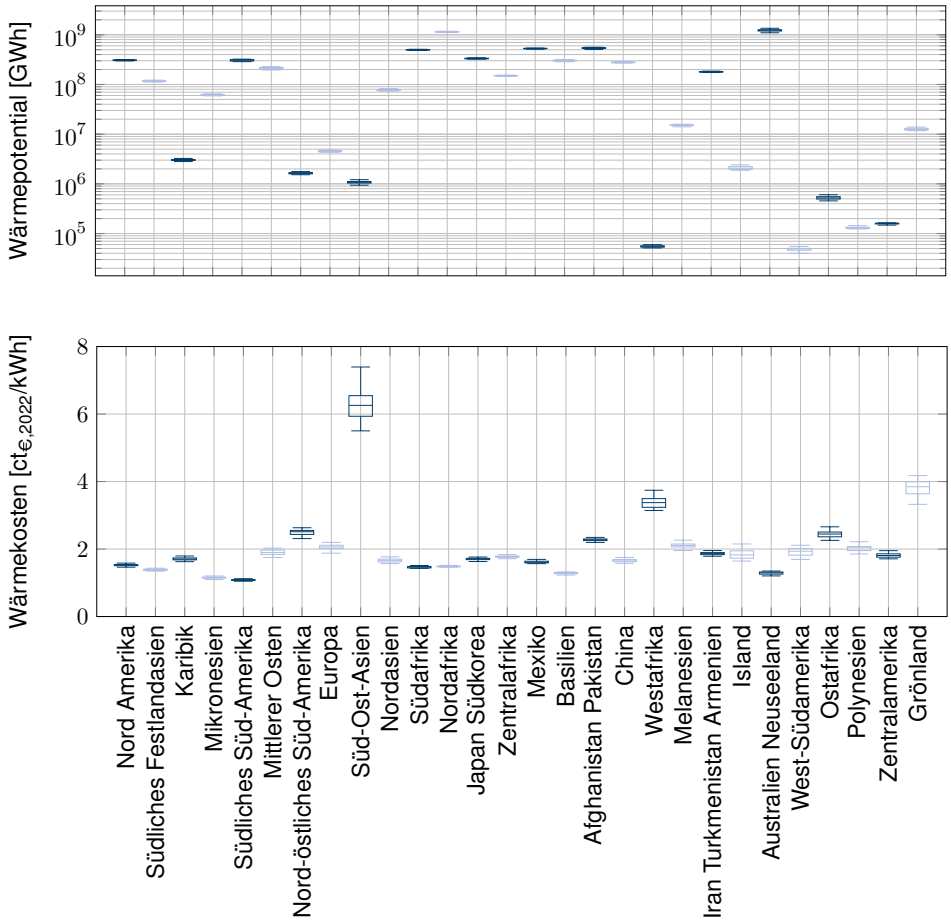


Abbildung 4.4: Verteilung der Potentiale und Kosten für Wärme aus Parabolrinnenkraftwerken zwischen 1999 und 2019

Zur Plausibilisierung der Ergebnisse anhand der Literatur eignen sich besonders die elektrischen Potentiale und Kosten, da diese üblicherweise in der Literatur angegeben werden. Es zeigt sich analog zu den Analysen zur Landeignung, dass die Ergebnisse innerhalb des Bereiches der Literaturstudien liegen (siehe Tabelle 4.2). Um den Einfluss von Landnutzung und Simulation zu trennen, ist in Tabelle 4.2 das flächenbezogene Potential dargestellt. Dort zeigt sich, dass sich die Simulationsergebnisse, verglichen mit den spezifischen Ergebnissen anderer Studien, im unteren Bereich befinden. Das erklärt sich durch den für Potentialanalysen detaillierten Ansatz, der Kosinusverluste und thermische Effekte mitberücksichtigt (siehe Abschnitt 3.2.4). Daher erfüllt dieser Umstand den dort beschriebenen Erwartungswert, unterhalb der Ergebnisse anderer Studien zu liegen. Quantitativ lassen sich die jährlichen Simulationsergebnisse jedoch schwierig vergleichen, da zum Beispiel Chu et al. [113] ihre Simulationsmethoden nicht vollständig offenlegen.

Damit lässt sich schlussfolgern, dass sich die in dieser Arbeit bestimmten Potentiale für Pa-

Tabelle 4.2: Vergleich der Potentiale für konzentrierte Solarkraft

	elektrisches Potential [PWh]		spezifisches Potential [TWh/km^2]	
Autor	Afrika	Global	Afrika	Global
Trieb et al. [109]	1.459	2.946	0.11	0.11
Chu et al. [113]	589	1.285	0.076	0.077
IRENA [110]	465	-	0.033	-
Stetter [112]	750-871	1.428-1.719	-	-
Köberle [111]	-	173	-	-
Diese Studie	719	1.813	0.081	0.074

rabolrinnenkraftwerke in die Ergebnisse der Literatur einreihen, diese jedoch um detaillierte Zeitreihen, wie sie im Abschnitt 3.2.4 validiert wurden, erweitern.

4.2 Globale Potentiale für Geothermie

Dieses Kapitel widmet sich den Ergebnissen zu den globalen Potentialen der Stromproduktion aus Geothermie. Dazu wird zuerst auf die Ergebnisse der Landeignungsanalyse und auf die Platzierung der Kraftwerke eingegangen. Im Anschluss werden die Potentiale der verschiedenen Technologien vorgestellt und die unterschiedlichen Ansätze nach ökonomischen und ökologischen Kriterien eingeordnet. Die Ergebnisse der Geothermiepotentiale in Abschnitt 4.2 wurden bereits durch den Autor in Franzmann et al. [256] veröffentlicht.

4.2.1 Landeignungsanalyse

Die Ergebnisse der Landeignungsanalyse sind in Abbildung 4.5 zu finden, wo die prozentual nutzbare Fläche je GID-1-Region (Bundeslandniveau) dargestellt ist. Zu sehen sind große regionale Unterschiede in der Landflächenverfügbarkeit zwischen <5% in Nordafrika und bis zu 72% in der Zentralafrikanischen Republik. Besonders hohe Eignungen von über $40\ \%$ weisen die Vegetationszonen der borealen Nadelwälder in den nördlichen Regionen Eurasiens und Amerikas, die Steppen in Osteuropa sowie die Feuchtsavannen in Zentralasien und Zentralafrika auf. Besonders niedrige Flächeneignungen von unter $10\ \%$ zeigen sich in Süd- und Westeuropa, in Süd- und Westasien und in Nordafrika. Gründe hierfür zeigen sich in Abbildung 4.6, in der das Kriterium mit dem höchsten Ausschluss je Region dargestellt ist. Es zeigt sich weltweit der große Einfluss von Wasserknappheit auf Geothermieprojekte. In den trockenen Regionen in Zentralafrika, in West-Zentralasien, in Australien, in Amerika und stellenweise auch in Europa werden Geothermieprojekte aufgrund der Grundwasserlimitierung ausgeschlossen. Wasserlimitationen stellen mit 32% der globalen Fläche den größten Ausschluss dar. Gefolgt wird die Grundwasserlimitierung von dem Ausschluss aufgrund von Geländesteigung, die global 18% der Flächen ausschließt und vor allem in gebirgigen Regionen in Ost- und Süd-Ost-Asien, den Anden und in weiteren Gebirgszügen auftritt. An dritter Stelle stehen die unter Naturschutz stehenden Gebiete, die global 16% ausmachen und weltweit verteilt sind. Abstände zu Siedlungen im Basisszenario von 300 m Abstand zu Bebauungen sind mit 11% für isolierte Bebauungen und 2% für geschlossene Bebauungen

vertreten. Diese befinden sich vor allem in dicht besiedelten Gebieten der Welt, vor allem in Europa, Indien und China. Bebauungen sind häufig nicht an erster Stelle der Ausschlüsse zu finden und sind daher nicht in Abbildung 4.6 zu sehen. Weitere relevanten Ausschlüsse sind mit 9% unberührte Wälder vor allem in den borealen Regionen und im Bereich der Regenwäldern, sowie Vogelschutzgebiete mit 8% und der Überflutungsgebiete mit 5%. Alle weiteren der 38 Kriterien haben lediglich einen Einfluss von unter 2% und spielen damit eine untergeordneter Rolle.

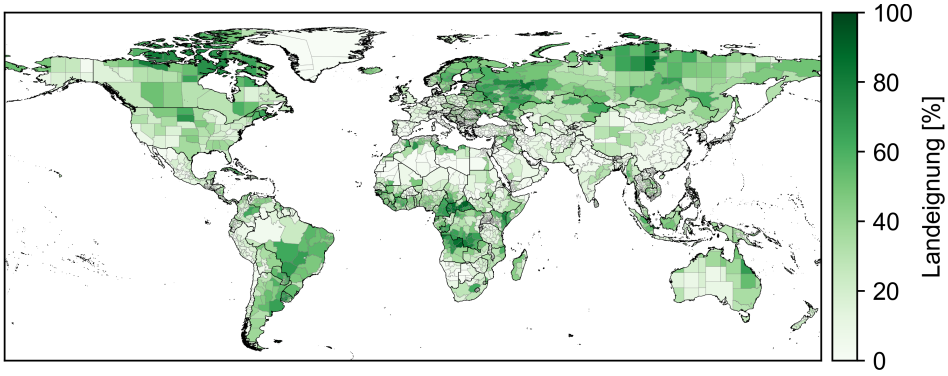


Abbildung 4.5: Prozentualer Anteil der Landeignung je GID-1 Regionen für petrothermale Geothermie [256].

Global sind damit durchschnittlich 27,4% aller Flächen, beziehungsweise 3,69 $\cdot 10^{13}$ m^2 nutzbar. Limberger [143] nimmt für Europa eine generische Eignung von 25% an und liegt damit ungefähr in der Nähe des globalen Mittelwerts, geht jedoch nicht auf relevante Unterschiede zwischen den Regionen ein. Die Ergebnisse in Abbildung 4.5 zeigen eine Eignung von 40% der Fläche Europas mit weiteren Unterschieden auf regionalem Level. In Tester [130] wird eine prozentuale Landeignung in den USA unter Berücksichtigung von Naturschutz und militärischen Sperrgebieten von über 90% genutzt. Abbildung 4.5 zeigt eine mittlere Eignung von 27% in den USA auf, wobei die wichtigsten Kriterien die Wasserknappheit, Steigungen und Siedlungen und nur in geringen Bereichen der USA Naturschutzgebiete sind. So erklärt sich der massive Unterschied in den Ergebnissen, da Tester [130] bei seinen Analysen nicht auf die relevanten Kriterien eingegangen ist und nur Kriterien mit geringeren Einflüssen nutzt. Aghahosseini et al. [141] berücksichtigt für seine globalen Analysen die Kriterien Naturschutzgebiete, besiedelte Flächen, Wasserflächen und Gebiete mit Wasserknappheit, vernachlässigt allerdings Gebiete mit Steigungen und unberührten Wäldern. Da keine Landeignungswerte von Aghahosseini et al. veröffentlicht sind, werden mit dieser Studie lediglich die Energiepotentiale verglichen.

4.2.2 Reservoirmodelle

In diesem Abschnitt werden die globalen Ergebnisse der Reservoirmodelle vorgestellt und bewertet. Die Verteilungen der verschiedener Variablen über alle Standorte für die verschiedenen Modelle sind in Abbildung 4.7 zu sehen.

Als erstes zeigt sich, dass die mittleren Kosten beim Gringartenansatz mit 11 $ct_{€,2022}$/kWh gegenüber der Volumenmethode mit 80-90 $ct_{€,2022}$/kWh und der nachhaltigen Volumen-

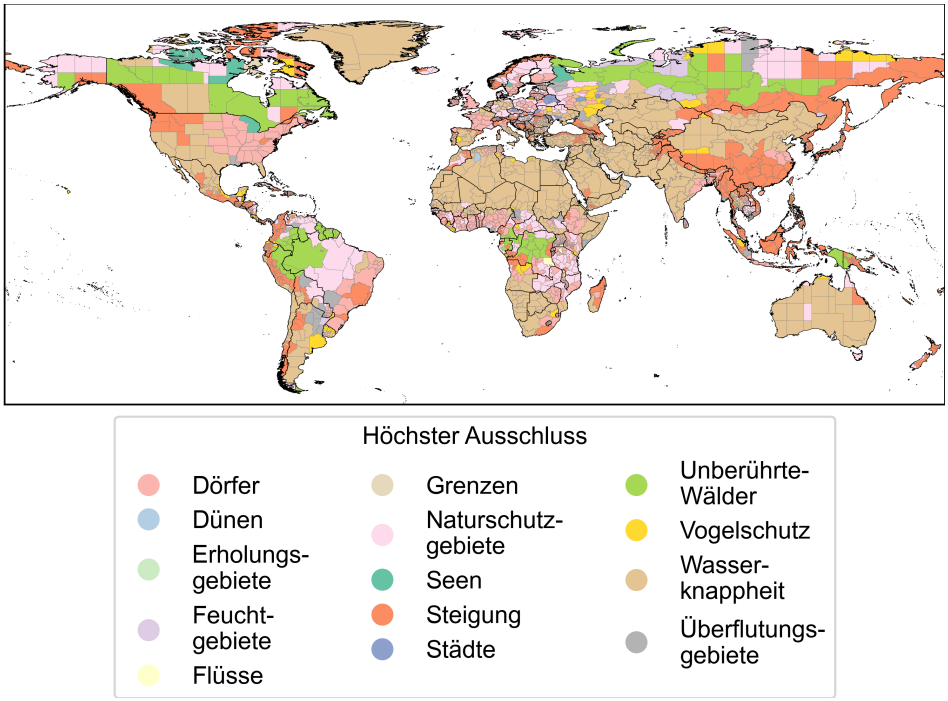


Abbildung 4.6: Prozentuale Landeignung auf Bundeslandniveau für petrothermale Geothermie

methode mit über 1000 $ct_{€,2022}$/kWh am niedrigsten sind. Das liegt vor allem an der unterschiedlichen durchschnittlichen elektrischen Kapazität der Kraftwerke, da mit steigender Kapazität der hohe Fixkostenanteil der Bohrung auf eine höhere Strommenge umgelegt wird, wodurch die Kosten sinken. So liegen die mittleren Kapazitäten beim Gringartenansatz mit 3.000 MW höher als bei der Volumenmethode mit 500 MW und deutlich höher als bei der nachhaltigen Volumenmethode mit 5 MW. Die unterschiedlichen Kapazitäten lassen sich über die jeweiligen Produktionsraten $\dot{m}_{Pr}$ auf die Annahmen der Modelle zurückführen. Bei der nachhaltigen Volumenmethode wird keine Temperaturabsenkung des Reservoirs angenommen, sodass sich hier die niedrigsten Produktionsraten 0,00019 kg/s am Beispiel von Aachen ergeben. Bei der Volumenmethode wird eine Temperaturabsenkung von 10 K/a für den aktiven Teil des Reservoirs, bzw. 1,4 K/a für das gesamte Reservoir angenommen. Dies ergibt am Beispiel von Aachen bei einer Temperatur von 158 °C eine Produktionsrate von 12,3 kg/s. Dahingegen wird für die Gringartenmethode ein fixe Produktionsrate von 100 kg/s genutzt, welche in Aachen zu einer Temperaturabsenkung um 9,8 °C führt. Diese signifikanten Unterschiede in der Förderrate führen direkt zu den Kapazitätsunterschieden. Vergleiche zu realen Anlagen in Deutschland aus Geotis [147] und Parameterannahmen aus der Literatur [141, 178] zeigen, dass hier die Ergebnisse um 100 kg/s am realistischsten sind und daher die Ergebnisse von Gringarten mit denen realer Kraftwerke übereinstimmen (siehe Abbildung 4.8).

Die weiteren betrachteten Größen sind die Regenerationsdauer und die Nutzungsdauer (siehe Abschnitt 3.3.9). Hier zeigt sich, dass die Regenerationsdauer generell mit über 1.000 Jahren für die Volumenmethode und über 10.000 Jahre für den Gringartenansatz nach 30

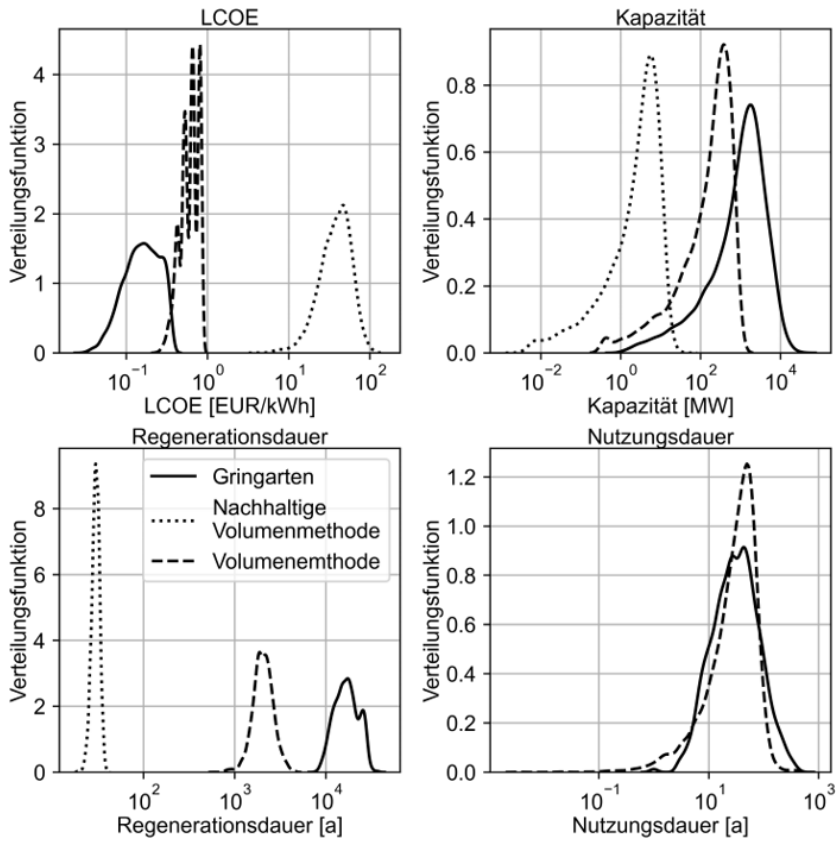


Abbildung 4.7: Verteilungsfunktionen von Kapazität, Stromgestehungskosten, Reservoirregenerationsdauer und Ressourcennutzungsdauer aller $1^{\circ}x1^{\circ}$ Raster [256].

Jahren Nutzungsdauer hoch und damit in menschlichen Maßstäben nicht erneuerbar sind. Lediglich die nachhaltige Volumenmethode hat mit einer Regenerationsdauer von 30 Jahren die Möglichkeit, nachhaltig betrieben zu werden. Die Nutzungsdauer der nachhaltigen Volumenmethode ist damit unendlich groß. Dahingegen ist die Nutzungsdauer bei Gringarten und der Volumenmethode auf im Mittel 30 Jahre beschränkt. Allerdings kann der Standort bei einer anderen Tiefe als der betrachteten theoretisch weitergenutzt werden.

Im Allgemeinen lässt sich damit schlussfolgern, dass eine nachhaltige Nutzung der geothermischen Ressource zwar möglich, allerdings zu sehr geringen Potentialen bei hohen Kosten führt und mit Stromgestehungskosten von über 10 EUR/kWh keine Zukunft haben wird. Von den beiden möglichen Nutzungsvarianten, der Volumenmethode mit limitierter Temperaturabsenkung und der Förderung bei konstanter Produktionsrate wie bei Gringarten, ist die Nutzung nach Gringarten sowohl ökonomisch als auch technisch überlegen. Lediglich die Regenerationsdauer der Betriebsweise nach Gringarten ist höher. Da beide jedoch nicht als vollständig erneuerbare Energien gelten können, werden für diese Arbeit im Weiteren die kostengünstigsten Ergebnisse nach Gringarten genutzt.

Hier zeigen sich ebenfalls die Schwächen der in der Literatur existierenden Verfahren, wel-

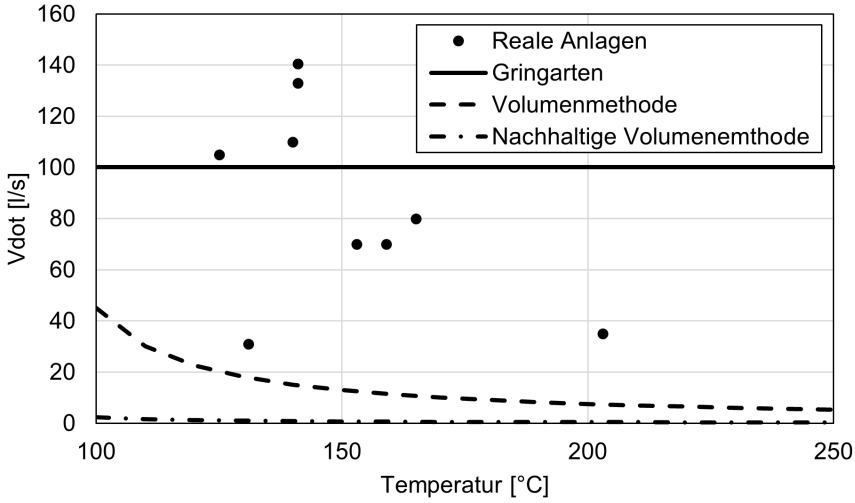


Abbildung 4.8: Produktionsrate der verschiedenen Reservoirmodelle verglichen mit realen Geothermiekraftwerken zur Stromerzeugung nach Geotis [147].

che verschiedene Ansätze zur Bestimmung der Kosten und Potentiale nutzen. So werden von Aghahosseini [141] und Limberger [178] zur Berechnung der Kosten Produktionsraten von 100 kg/s angenommen, allerdings mit einer technischen Simulation nach der Volumenmethode kombiniert. Obige Analyse zeigt, dass die impliziten Annahmen der Volumenmethode zu deutlich geringeren Volumenströmen von zum Beispiel 12,3 kg/s in Aachen führen, wodurch beide Ansätze nicht konsistent kombinierbar sind. Diese Forschungslücke wird damit in dieser Arbeit geschlossen.

4.2.3 Globale Potentiale petrothermaler Geothermie

Die Karte der Kapazität petrothermaler Geothermie pro Bundeslandfläche in Abbildung 4.9 zeigt, dass große Teile der Welt aufgrund zu geringer geologischer Temperaturen von weniger als 150 °C nicht nutzbar sind. Dazu gehören Osteuropa, die nördlichen Regionen der Erde in Kanada, Russland, Westeuropa sowie Teile Westafrikas. Hohe Kapazitäten dagegen sind vor allem in Regionen mit höheren Temperaturen (siehe Abbildung 4.10) zu finden. Dazu gehören Zentralafrika, Süd-Ost-Asien, Japan, Teile Westasiens und Zentralasiens, Osteuropa, Zentralamerika und westliche Gebiete in Südamerika. Insgesamt ergibt sich eine Kapazität von 12 TW bzw. eine Erzeugungsleistung 102 PWh/a. Diese verteilen sich vor allem auf Nordamerika (1,17 TW), Brasilien und südliche Teile Südamerikas mit je 1,1 TW, Afrika (3,6 TW), China (1,0 TW) und Süd-Ost-Asien (1,4 TW). Dagegen weist Europa ein geringeres Potential von 0,31 TW auf und davon Island ein Potential von 0,19 TW.

Die Stromgestehungskosten sind in Abbildung 4.10 dargestellt. Sie liegen zwischen 3,5 und 35 $ct_{€,2022}$/kWh. Da hohe geologische Temperaturen nicht nur zu hohen Potentialen, sondern ebenso zu geringen Stromgestehungskosten führen, liegen die Regionen mit geringen Stromgestehungskosten in den obigen beschriebenen Regionen. So finden sich die niedrigsten Kosten unterhalb von 4 $ct_{€,2022}$/kWh in Island, Westmexiko, Ostafrika, Malaysia und Südjapan wieder. Regionen mit Stromgestehungskosten unterhalb von 10 $ct_{€,2022}$/kWh sind

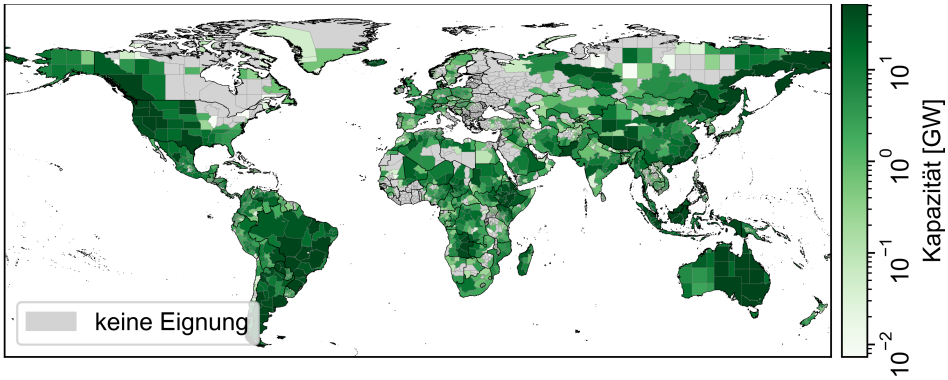


Abbildung 4.9: Globale Kapazitäten je Bundesland für petrothermale Geothermie [256]. Die Auflösung der Daten ist standortscharf und die GID-1 Auflösung wurde nur zur Veranschaulichung gewählt.

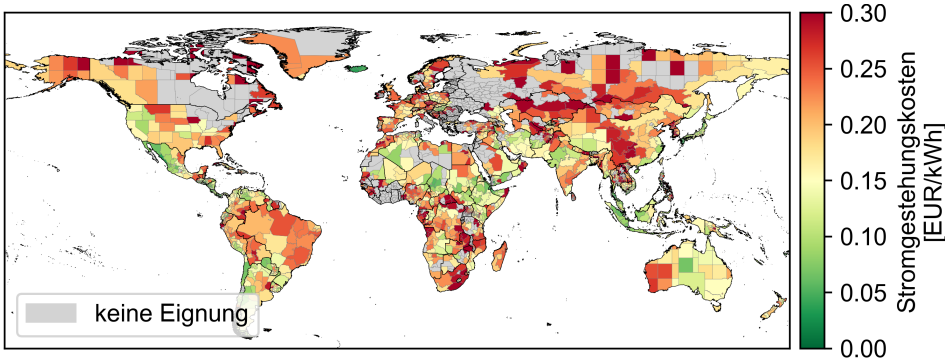


Abbildung 4.10: Globale Stromgestehungskosten für petrothermale Geothermie [256]. Die Auflösung der Daten ist standortscharf und die GID-1 Auflösung wurde nur zur Veranschaulichung gewählt

weit verteilt in Süd- und Nordamerika, Afrika, Südostasien, Ostasien und Australien. Die Kosten innerhalb Europas liegen fast alle, abgesehen von Island, oberhalb von 10 $ct_{€,2022}$/kWh.

Verglichen mit den Ergebnissen aus der Literatur (siehe Abschnitt 2.3.3), ergeben sich deutliche Unterschiede bei den Potentialen der petrothermalen Geothermie, welche in Tabelle 4.3 dargestellt sind. Diese lassen sich durch unterschiedliche Annahmen erklären. Die Ergebnisse der Potentialanalyse liegen, verglichen mit den Ergebnissen der Literatur, zwischen einem Faktor von 0.9 bis 34 höher als die Ergebnisse dieser Studie. Um die Unterschiede begründen zu können, sind die Kapazitätsunterschiede in Unterschiede bei der Landeignung und Unterschiede bei der Simulation unterteilt (siehe Tabelle 4.3). In erster Näherung lässt sich sagen, dass die in dieser Arebit bestimmte Landeignung weniger als 10% des Wertes der Landeignungen in den Literaturstudien beträgt. Andersherum liegen die Ergebnisse der Simulation um einen Faktor bis zu 10 oberhalb der Ergebnisse der Literatur. Beides lässt sich durch die gewählten Ansätze der Studien erklären:

Bei der Landeignungsanalyse ergeben sich vor allem zwei Gründe für diese Unterschiede. Einerseits nutzen die Studien unterschiedliche Landeignungskriterien aufgrund des unter-

Tabelle 4.3: Literaturvergleich globaler Potentiale für petrothermaler Geothermie

		Kapazität [GW]		Verhältnis diese Studie zur Literatur [-]	
Autor	Region	Studie	diese Arbeit	Landeignung	Reservoir-simulation
Jung	DEU	1291	38	0,02	1,5
Tester	USA	1536	1188	0,064	12,0
Limberger	Europa	441	500	0,32	3,5
Chamorro	Europa	1710	500	0,086	3,5
Augustine	USA	1678	1188	0,063	11,3
Aghahosseini	USA	7272	1188	0,063	1,4
Aghahosseini	Global	133.145	12884	0,068	2,6

schiedlichen Fokus der Studien oder aufgrund des methodischen Ansatzes. So haben die Studien von Jung et al. [137] und Augustine et al. [172] das Ziel, die gesamte theoretisch nutzbare elektrische Energie aus Geothermie in Deutschland und den USA zu bestimmen und nehmen daher implizit eine Landeignung von 100% an. Andere Studien berücksichtigen hier nur vereinfachte Faktoren, wie zum Beispiel in Tester et al. [130], welcher pauschal von geeigneten Flächen in den USA von 1 bis 5% ausgeht oder Chamorro [170], welcher nur Naturschutzgebiete abzieht. Die Werte in der Landeignungsanalyse, die der vorliegenden Arbeit am nächsten kommen, finden sich in Limberger et al. [143] wieder, die pauschal und ohne Nennung von Gründen eine Landeignung von 25% für Europa annehmen. Diese Arbeit kommt für Europa auf eine mittlere Landeignung von 32%. Neben der Landeignung selber nutzt diese Arbeit als einzige einen Platzierungsalgorithmus für spezifische Anlagen. Aufgrund der Geometrie kommt es hier durch den geometrischen Ausnutzungsrad, der die Wechselwirkung benachbarter Anlagen beinhaltet (siehe Abschnitt 3.3.3), zu einer weiteren Verringerung der geeigneten Landfläche auf 27%. Andere Studien nehmen implizit an, dass die Reservoire perfekt aneinandergereiht werden können. Dies entspricht nicht den Erkenntnissen aus Abschnitt 3.3.3, sodass die Annahme dieser Arbeit einen höheren Genauigkeitsgrad aufweist. Der zweite Grund für die Unterschiede bei der Landeignungsanalyse ist der geometrische Ausnutzungsgrad, der zu einer Verringerung der Potentiale um den Faktor 4 führt. Die restlichen Unterschiede können durch die Landeignung erklärt werden.

Daneben gibt es Unterschiede in der Simulation. So nutzen alle Literaturquellen den Ansatz der Volumenmethode, wohingegen diese Arbeit den Ansatz nach Gringarten nutzt. Wie in Abschnitt 4.2.2 beschrieben, sind die Betriebsstrategien, die in der Volumenmethode angenommen werden, unökonomisch und bilden nicht die Betriebsstrategien realer Anlagen ab. So werden bei den Annahmen im Ansatz nach Gringarten höhere Wärmeströme aus dem Gestein entnommen. Die Wärmeströme nach Gringartens Ansatz sind gemäß Abbildung 4.2.2, abhängig von der Temperatur des Gesteins, um einen Faktor bis zu 10 höher als die Werte des Volumenmethode. Die erhöhte Produktionsrate ist technisch möglich und die Grenzen der Volumenmethode sind arbiträr gewählt. Daher ergeben sich in der Simulation dieser Arbeit um einen Faktor von bis zu 10 höhere Erträge je Landfläche, verglichen mit den Ansätzen der Literatur aus Tabelle 4.3.

Beide Effekte in Verbindung führen dazu, dass die Potentiale dieser Arbeit eine ähnliche Größenordnung aufweisen wie die Ergebnisse der Vergleichsstudien. So liegen die Kapazitäten der Geothermieanlagen dieser Arbeit bei 500 GW in Europa und damit zwischen den Ergebnissen von Limberger et al. [143] mit 441 GW und Chamorro et al. [170] mit 500 GW.

Die Kapazität in den USA liegen in dieser Arbeit mit 1188 GW unterhalb der Kapazitäten von Augustine et al. [172] mit 1678 GW und Aghahosseini et al. [141] mit 7272 GW. Die in Tabelle 4.3 dargestellte große Abweichung von 3300% zu Jung et al. [137] ergibt sich daraus, dass Jung et al. [137] eine besonders hohe Temperaturabsenkung des Reservoirs von 120 K anstelle von 10 K aus den anderen Studien annehmen. Neben dem Vergleich der Ergebnisse dieser Arbeit können die Unterschiede der Referenzquellen untereinander verglichen werden. Die Unterschiede der Referenzquellen sind mit einem Faktor von bis zu 4 hoch. Daher ist der Vergleich mit den Literaturstudien mit Vorbehalt zu betrachten. Die Unterschiede in den Potentialen zeigen daher vor allem, dass es im Bereich der globalen Potentialanalyse von Geothermie noch Ungenauigkeiten beim Stand der Forschung gibt. Im Rahmen der Aussagemöglichkeit liegen die Potentialergebnisse dieser Arbeit jedoch nicht erklärbar entfernt von den Ergebnissen anderer Potentialstudien.

4.2.4 Einfluss von Wasserknappheit und Siedlungsabstand

In diesem Abschnitt werden die Unterschiede der Potentiale durch Ungenauigkeiten beim Abstand zu Siedlungen und bei Wasserverfügbarkeiten dargestellt. Abbildung 4.11 zeigt die Landeignungsergebnisse bei einem erhöhten Abstand zur Bebauung, um Erdbebenrisiken zu vermeiden und die Akzeptanz für Tiefengeothermie in der Bevölkerung zu erhöhen. Unterschiede sind hier vor allem in Ländern mit hohen Bevölkerungsdichten zu sehen. Diese liegen vor allem in Mitteleuropa, sind aber ebenfalls global verteilt in Regionen wie Südkorea, Japan, Tongo sowie kleineren Inseln. In diesen Regionen sind die Einflüsse der Siedlungsabstände mit über 80% Potentialrückgang sehr hoch. Abgesehen davon ist der Einfluss in den meisten Ländern unter 17%. Daraus lässt sich schließen, dass besonders Ballungszentren mit einer hohen Bevölkerungsdichte und einer damit hohen Energienachfrage stark zu einer lokalen Limitierung des Potentials an Geothermie führen, obwohl die Stromerzeugung in Regionen starker Nachfrage benötigt wird. Daher ist die Entwicklung von Technologien notwendig, die nach der Beschreibung in Kapitel 2.3.2 einen Einsatz von Tiefengeothermie in der Nähe von Gebäuden ermöglichen.

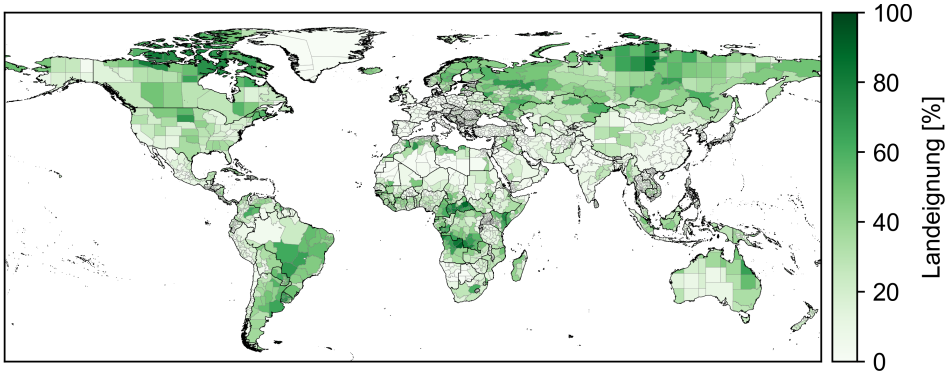


Abbildung 4.11: Landeignungen für Tiefengeothermie bei erhöhten Abständen zu Bebauungen. Die Auflösung der Daten ist standortscharf und die GID-1 Auflösung wurde nur zur Veranschaulichung gewählt

Abbildung 4.12 zeigt das mögliche Potential auf, welches ohne Grundwasserrestriktionen auftritt. Es zeigt sich, dass vor allem Regionen in Zentralasien, Nordafrika und dem Nahen

Osten, aber auch Teile von Mexiko und Indien zusätzliches Potential nutzen können. Das zusätzliche Potential liegt hier bei weiteren 50-300%. Daher kann eine Betriebsführung mit verringertem Wasserverbrauch in Regionen mit Grundwasserkonflikten eine aussichtsreiche Technologie sein kann, um in Zukunft Geothermiepotentiale zu erweitern.

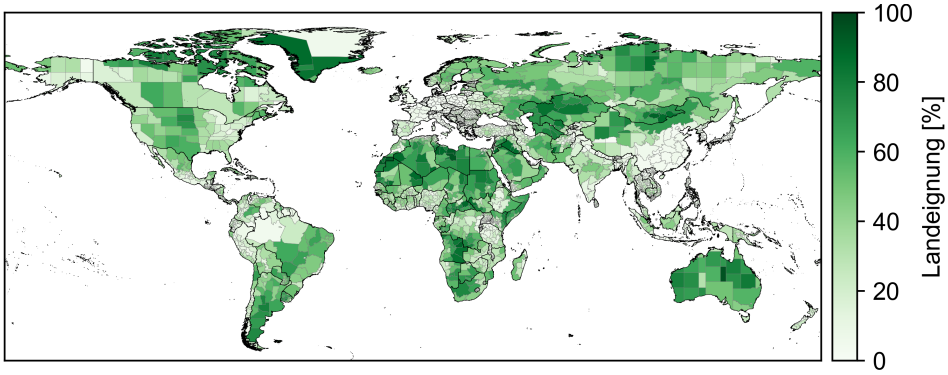


Abbildung 4.12: Landeignungen für Tiefengeothermie ohne Grundwasserrestriktionen. Die Auflösung der Daten ist standortscharf und die GID-1 Auflösung wurde nur zur Veranschaulichung gewählt

4.3 Globale Potentiale zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen

Dieses Kapitel widmet sich den Ergebnissen der globalen Potentiale zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen. Dazu werden zuerst die Ergebnisse der geologischen Analyse bekannter Salzvorkommen vorgestellt. Danach wird auf die Landeignungsanalyse und Platzierung der Kavernen eingegangen. Im Anschluss werden die Energiespeicherpotentiale und deren Szenarien vorgestellt. Die Ergebnisse der Salzkavernenpotentiale in Abschnitt 4.3 wurden bereits durch den Autor in Franzmann et al. [257] veröffentlicht.

4.3.1 Geologisch nutzbare Salzgebiete

Ziel der geologischen Untersuchung der Salzvorkommen ist es, die für den Kavernenbau geeigneten Salzvorkommen zu identifizieren. Insgesamt sind von 12,84 Mkm^2 der oberhalb der Salzvorkommen gelegenen Landoberfläche 4% geeignet und 20% teilweise geeignet (siehe Tabelle 4.4). Das entspricht 8,6% der globalen Landoberfläch. Die geeigneten Salzvorkommen liegen in den USA, Mexiko, Mittel- und Osteuropa sowie in Spanien, dem Mittleren Osten, China und Australien. Teilweise geeignete Gebiete liegen auf den amerikanischen Kontinenten verteilt, in Afrika und Zentralasien (siehe Abbildung E.1). Keine bekannten Vorkommen gibt es in großen Teilen Afrikas, Süd-Südamerikas, Nordasiens und -europas sowie im südöstlichen Asien. An dieser Stelle sei erwähnt, dass sich die Analyse nur auf bereits bekannte Salzvorkommen beschränkt. Daher könnten in diesen Regionen ebenfalls Speicherpotentiale in bisher unentdeckten Salzvorkommen liegen.

Tabelle 4.4: Nutzbare Landfläche nach geologischer Eignung zum Salzkavernenbau

Kategorie	Anzahl Strukturen	Fläche [Mkm^2]
geeignet	27	0,539
teilweise geeignet	32	2,584
ungeeignet	86	6,744
keine Informationen	52	2,875
Gesamt	197	12,84

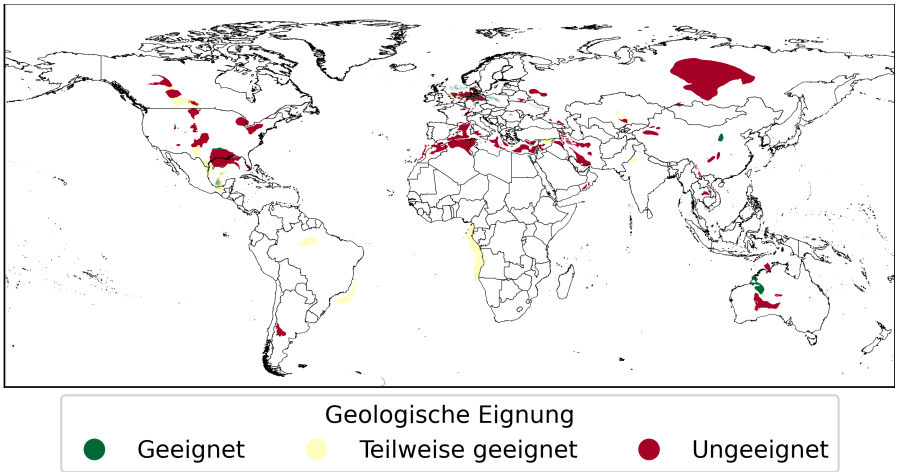


Abbildung 4.13: Geologisch zum Kavernenbau geeingete Salzvorkommen weltweit

4.3.2 Nutzbare Salzgebiete und Landeignung

Die Landfläche, die oberhalb von bekannten Salzvorkommen liegt, wird weiterhin durch Landeignungskriterien eingeschränkt. Insgesamt sind 0,801 Mkm^2, also 0,53% der Landoberfläche, zum Bau von Salzkavernen geeignet. Damit sind lediglich 6,23% der Fläche von Salzvorkommen zum Kavernenbau nutzbar. Den größten Anteil an der nutzbaren Fläche haben geschichtete Vorkommen mit 99,47%, da domale Strukturen deutlich geringere Flächen aufweisen. Gründe hierfür sind vor allem in den großen notwendigen Abständen zur Infrastruktur sowie dem Ausschluss von Naturschutzgebieten zu finden. Insgesamt sind 32% der Flächen durch Mindestabstände zu geschlossenen Siedlungen und 22% durch Abstände zu weiteren Gebäuden nicht nutzbar. Durch Landschaftsschutzgebiete sind weitere 26% und durch intakte Wälder 13,3% der Fläche nicht zum Bau von Salzkavernen geeignet. Ebenso hat die Infrastruktur einen hohen Einfluss: Flughäfen verhindern den Bau von Salzkavernen bei 13,3 % der Fläche und Straßen bei 12%. In Europa, den USA, China und Indien sind die Abstände zu Siedlungen von größter Bedeutung. In weiteren Regionen Naturschutzrandbedingungen die größte Einschränkung.

Damit kann in dicht besiedelten Gebieten der Ausbau von Kavernen durch Maßnahmen zur Verringerung der notwendigen Abstände zu bebauten Gebieten durch die Weiterentwicklung von Stabilitätsmechanismen zur Vermeidung von Bodenabsenkungen erweitert werden. In den weiteren Regionen ist eine Ausweitung der geeigneten Flächen nicht ohne Weiteres

möglich, da hier Naturschutzbelange greifen, die nicht durch technischen Fortschritt umgangen werden können. Die Ergebnisse der Speichergröße sind im Folgenden Abschnitt dargestellt.

4.3.3 Globale Potentiale an Wasserstoffsalzkavernen

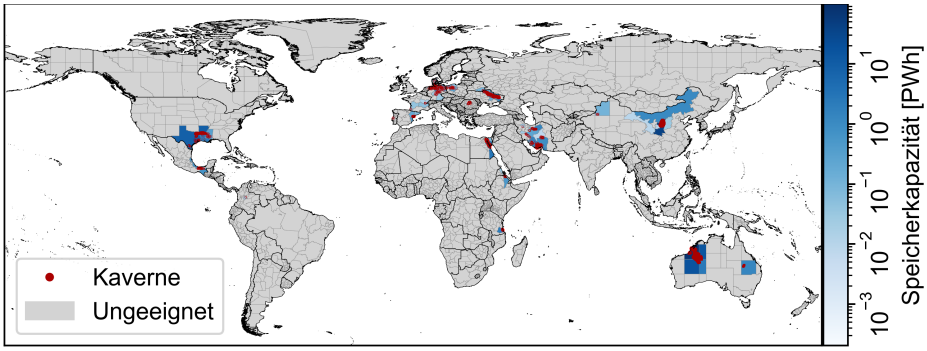
Mit den Ergebnissen der beiden vorherigen Kapitel lassen sich die finalen Speicherkapazitäten in Wasserstoffsalzkavernen bestimmen. Diese sind in Abbildung 4.14 gezeigt. Zu sehen ist, dass gesicherte regionale Wasserstoffsalzkavernenpotentiale mit Kapazitäten von über 2 GWh im Süden der USA, Ägypten, China und Australien vorkommen. Vorkommen oberhalb von 1 PWh sind in Mexiko, Norddeutschland, im Iran, China und Ostaustralien zu finden. Weitere sicher geeignete Vorkommen sind darüber hinaus in West- und Osteuropa vorhanden. Von insgesamt 212,7 PWh Speicherpotential finden sich 83% in lediglich vier Regionen der Welt: Westaustralien mit 101 PWh, Zentralchina mit 41,9 PWh, Nord-USA mit 18,8 PWh und Ostaustralien mit 14,5 PWh. Europa weist mit 4,36 PWh lediglich 2% des globalen Speicherpotentials auf.

Werden die teilweise geeigneten Salzvorkommen mit einbezogen, zeigen sich weitere Potentiale von insgesamt 788 PWh für geeignete und teilweise geeignete Salzkavernen. Diese liegen im mittleren Kanada, Nord-USA, Mexiko, Brasilien, Zentralafrika, Indien und Kasachstan. Quantitativ finden sich die größten Potentiale in Kanada mit über 200 PWh in teilweise geologisch nutzbarem Potential, in Zentralbrasilien mit über 61, PWh, in Kasachstan mit 47,6 PWh und in Mexiko mit 32,7 PWh. Das Potential in den nördlichen USA steigt auf 121 PWh an. Weitere, teilweise geeignete Potentiale von <1 PWh liegen in England und der Türkei.

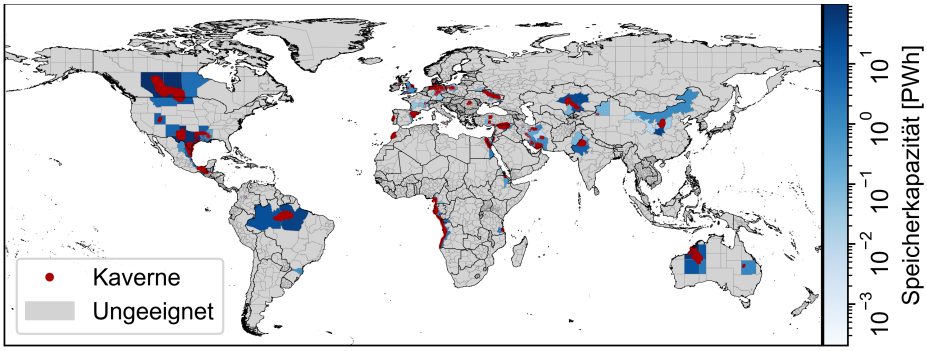
Verglichen mit der Energienachfrage in 2050 (Abschnitt 3.1.8) sind die technischen Speicherpotentiale der Kavernen groß. Von 159 Regionen können 134 Regionen ihren Jahresenergiebedarf in Wasserstoffsalzkavernen speichern. Die Speicherreserve, also das Wasserstoffkavernenspeicherpotential bezogen auf die Stromnachfrage je Region, beträgt 916 Jahre mit einem Maximum von 50.000 Jahren Speicherreserve in Australien. Ebenfalls können Länder wie USA, Brasilien, Indien und Deutschland mit einer großer Energienachfrage in 2050 ein Mehrfaches ihres landesweiten Jahresstromverbrauches speichern. Lediglich westeuropäische Länder wie Spanien, Italien und die Niederlande haben kleinere Werte von 0,01 - 0,1 Jahre. Im Vergleich zeigen Stolten et al. [73], dass ein erneuerbares Deutschland in 2045 einen Bedarf an Salzkavernen von 0,063 Jahren Speicherdauer bezogen auf die Stromnachfrage haben könnte.

Im Allgemeinen lässt sich daher feststellen, dass, sobald ein Land geeignete Salzvorkommen aufweist, die Speicherkapazität für Wasserstoff aufgrund der hohen Kapazität der Kavernen praktisch nicht mehr limitiert ist. In allen anderen Fällen liegt aufgrund geologischer Verfügbarkeiten keine Eignung vor, sodass die technische Limitation regionsweise binär ausfällt. In der Praxis werden neben der technischen Betrachtung weitere Kriterien wie energiesystemökonomische Aspekte sowie die reale soziopolitische Bewertung und Entwicklung der Wasserverfügbarkeit Einfluss nehmen.

Die Ergebnisse zu den globalen Potentialen von CSP, Geothermie und Salzkavernenspeichern werden als Eingangsdaten für die Modellierung der erneuerbaren Energiesysteme genutzt. Diese sind im folgenden Abschnitt beschrieben.



(a) Sicher geologisch geeignete Kavernen



(b) Geologisch teilweise- und geeignete Kavernen

Abbildung 4.14: Globale Potentiale zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen. Die Auflösung der Daten ist standortscharf und anhand der roten Punkte dargestellt [257].

4.4 Zusammenfassung Potentialanalyse

Dieses Kapitel zeigt die standortscharfen und, im Falle von CSP auf Grund der zeitlichen Abhängigkeit der Erzeugung, stündlich aufgelösten Potentiale für CSP, Geothermie und Salzkavernenspeicher auf, die im folgenden Kapitel zur Analyse von Energiesystemausfällen genutzt werden.

Die globalen Wärmepotentiale von CSP sind mit 6324 $PWh_{Wärme}$/a, was dem 40-fachen Primärenergieverbrauchs von 2022 [134] entspricht, groß. Die größten Potentiale oberhalb von 400 $PWh_{Wärme}$/a finden sich vor allem in Australien, Neuseeland, Nordafrika, Südamerika, dem Mittleren Osten und in Zentralasien. Die hohen Potentiale liegen damit vor allem in den Steppen, Wüsten und Savannen der Erde, da hier aufgrund der kaum vorhandenen Vegetation hohe Landflächenverfügbarkeiten vorliegen und die solare Einstrahlung sehr hoch ist. Daher liegen die günstigsten Potentiale der Erde ebenfalls in diesen Regionen. Die Wärmekosten in diesen Gebieten liegen unterhalb von 1,5 $ct_{€,2022}/kWh_{Wrme}$. Die Stromgestehungskosten bei Kraftwerken mit einer Auslegung zur Nachteinspeisung konträr zur PV-Erzeugung liegen in diesen Regionen bei 9,81-12 $ct_{€,2022}/kWh_{el}$. Die günstigsten Kosten in Europa starten bei 1,9 $/kWh_{Wärme}$ für Wärme und 17 $ct_{€,2022}/kWh_{el}$ für Strom in der Türkei. Das Wärmepotential von CSP in Europa liegt bei 81 $PWh_{Wärme}$/a.

Für Geothermie wurden drei verschiedene Ansätze der Nutzung geothermischer Ressourcen vorgestellt. Es kann gezeigt werden, dass der in der Literatur vorgefundene Ansatz der Volumenmethode nicht dem Betrieb realer Kraftwerke entspricht, da dieser eine nicht ökonomisch wettbewerbsfähige Produktionsrate annimmt. Daher wird in dieser Arbeit ein neuer Ansatz nach Gringarten (Abschnitt 3.3.5) genutzt und auf die Methodik der globalen Potentialanalyse übertragen. Dieser neue Ansatz zeigt, dass das globale Potential von Geothermiestrom bei 102 PWh_{el}/a liegt und damit um einen Faktor von 25 geringer als die jährlichen globalen Potentiale von CSP ist. Hohe Potentiale liegen in Regionen mit hohen geologischen Temperaturen. Diese Regionen sind Süd-Ost-Asien mit 12 PWh, Nordamerika mit 10,2 PWh, Brasilien und südliche Teile Südamerikas mit je 9,6 PWh, Afrika mit 31,5 PWh und China mit 8,8 PWh. Verglichen mit CSP liegen die Potentiale von Geothermie jedoch sehr spezifisch an Orten hoher geologische Eignung innerhalb der obigen genannten Verbundsysteme vor. Günstige Stromgestehungskosten für Geothermiestrom liegen mit 4 $ct_{€,2022}/kWh_{el}$ in Island, Westmexiko, Ostafrika, Malaysia und Südjapan. Die Stromgestehungskosten in Europa starten bei 10 $ct_{€,2022}/kWh_{el}$. Damit liegen die günstigsten Kosten von Geothermiestrom unterhalb denen von CSP.

Salzkavernen weisen aufgrund der Abhängigkeit von Salzvorkommen regional begrenzte Potentiale auf. Daher sind lediglich 0,53% der globalen Landfläche für den Bau von Salzkavernen geeignet. Global betragen die Speicherpotentiale für Wasserstoffsalzkavernen 788 PWh. Dies entspricht dem fünffachen Primärenergiebedarf der Erde in 2022 [134]. Salzkavernen können vor allem in Kanada mit 200 PWh, in den nördlichen USA mit 121 PWh, in Westaustralien mit 101 PWh, in Zentralbrasilien mit 61,4 PWh und in Zentralchina mit 41,9 PWh gebaut werden. Das Potential für Salzkavernen in Europa liegt bei 4,46 PWh. Dabei liegen die Potentiale lokal sehr begrenzt vor. In den GID1-Regionen, die über Salzkavernen verfügen, steigen die Speichergrößen auf das bis zu 50.000-fache der jährlichen Stromnachfrage an. Lediglich Spanien, Italien und die Niederlande weisen nur kleine Salzkavernenpotentiale zwischen 1 und 10% des Jahresstromverbrauches auf. Insgesamt sind 91,4% der Erdoberfläche allein aufgrund der geologischen Eigenschaften nicht für den Kavernenbau geeignet. Damit deutet sich an, dass wenn ein Verbundsystem Salzkavernenpotentiale aufweist, diese verglichen mit dem Strombedarf des Verbundsystemes sehr groß sind.

Die hergeleiteten Potentiale der solaren Wärme, der petrothermalen Stromerzeugung und der globalen Salzkavernen werden im Folgenden genutzt, um ökonomisch ausfalloptimale Energiesysteme zu berechnen. Die Ergebnisse sind im folgenden Kapitel beschrieben.

5. Ergebnisse der globalen Analyse von Energiesystemausfällen

Ziel der Arbeit ist es, das Auftreten von globalen, ökonomisch optimalen Energiesystemausfällen in erneuerbaren Energiesystemen zu ermitteln und den Einfluss von regelbaren erneuerbaren Technologien und Speichern zu analysieren. Die dazu benötigten Ausbaupotentiale regelbarer erneuerbarer Energien wurden im vorherigen Abschnitt vorgestellt. Zuerst wird das Basisenergiesystem für 2050 basierend auf dem Wetterjahr 2018 vorgestellt, um die für die Analyse von Ausfällen wichtigen allgemeinen Eigenschaften der Energiesysteme zu erläutern (siehe Abschnitt 5.1). Abschnitt 5.2 und 5.3 beantwortet die erste Forschungsfrage, welche die Häufigkeit und Ursachen von Energiesystemausfällen beschreibt. Darüber hinaus beschreibt Abschnitt 5.2, welche Größen ökonomisch optimale Energiesystemausfälle verursachen. Der Abschnitt 5.4 zu den stabilen erneuerbaren Energiesystemen beantwortet die zweite Forschungsfrage, welche Eigenschaften erneuerbare Energiesysteme haben müssen, um stabil zu sein. Anschließend wird in Abschnitt 5.5 und 5.6 auf die dritte Forschungsfrage eingegangen, welche den Einfluss unterschiedlicher technologischer Maßnahmen auf Energieausfälle beschreibt. Zum Schluss werden die Ergebnisse diskutiert. Ausgewählte Ergebnisse des Kapitels wurden bereits durch den Author in Franzmann et al. veröffentlicht [255].

5.1 Übersicht des Basisszenarios

Im ersten Abschnitt der Analyse der ökonomisch optimalen Energiesystemausfälle in zukünftigen erneuerbaren Energiesystemen werden die für die Beantwortung der Forschungsfragen notwendigen allgemeinen Ergebnisse des Basisszenarios für das Wetterjahr 2018 dargestellt. Dazu werden zunächst die Kostenzusammensetzungen der Energiesysteme nach Region gezeigt. Da der Fokus der Arbeit auf dem Einfluss von regelbaren erneuerbaren Energien und Speichern auf Energiesystemausfälle liegt, werden anschließend die Stromgestehung und die im Energiesystem vorhandenen Speicher näher erläutert. Anschließend wird auf regionale Unterschiede eingegangen.

5.1.1 Übersicht der Energiesysteme

Dieser Abschnitt stellt einleitend die Ergebnisse des Basisszenarios für das Jahr 2050 mit dem historischen Wetterjahr 2018 dar, um vor der Analyse der Energiesystemausfälle einen Einblick in optimale erneuerbare Energiesysteme zu geben. Dazu sind die jährlichen globalen Energiesystemkosten in die verschiedenen genutzten Technologien unterteilt (siehe Abbildung 5.1). Die gesamten globalen Energiesystemkosten belaufen sich auf 4,9 Billionen EUR/a. Davon entfallen im globalen Durchschnitt 3,0 Billionen EUR/a auf die Stromgestehungskosten. Diese unterteilen sich in 1,8 Billionen EUR/a für Wind, 0,70 Billionen EUR/a für PV, 0,48 Billionen EUR/a für Geothermie und 0.09 Billionen EUR/a für CSP. Damit weist Wind die höchsten Kosten im Energiesystem einer Technologie auf, während CSP die niedrigsten Kosten aufweist. Aus energetischer Sicht stellen Windkraft mit 49% und PV mit 41%

die größten Energiemengen bereit, wohingegen Geothermie mit 9,1% und CSP mit 1,1% geringere Anteile an der Energieversorgung haben.

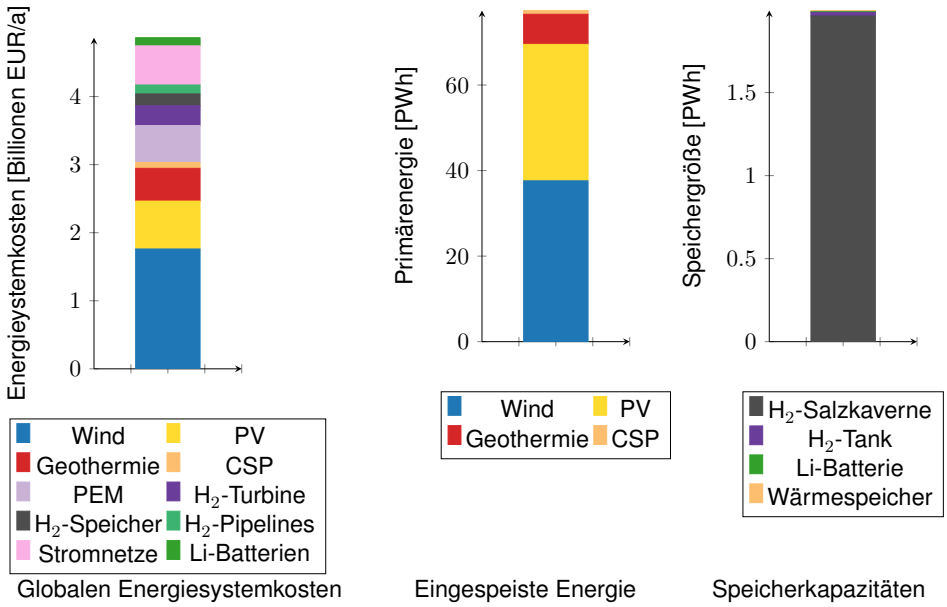


Abbildung 5.1: Übersicht über das globale Energiesystem im Basisszenario

Nach der Stromeinspeisung weisen die Kosten der Wasserstoffinfrastruktur mit einem Gesamtbeitrag von insgesamt 1.14 Billionen EUR/a den zweitgrößten Kostenanteil im Energiesystem dar. Die Kosten der Wasserstoffinfrastruktur unterteilen sich in 0,83 Billionen EUR/a für die Wasserstofferzeugung und Rückwandlung und 0,1 bis 0,2 Billionen EUR/a für die Speicherung und den Pipelinetransport. Damit liegen die Hauptkosten der Wasserstoffinfrastruktur im Bereich der Wasserstoffumwandlung. Im Gegensatz dazu ist der Stromsektor vor allem durch die Stromtransportkosten geprägt. Hier tragen die Stromnetze mit 0,58 Billionen EUR/a zu den Gesamtsystemkosten bei, während die Batterien nur mit 0,12 Billionen EUR/a zu den Gesamtsystemkosten beitragen. Auch wenn die Speicherkosten für Wasserstoff und Strom ähnliche Werte aufweisen, sind die Speichermengen durch Salzkavernenspeicher geprägt. Diese machen mehr als 98% der Speicherkapazität aller im System enthaltenen Speicher einschließlich der Wärmespeicher für CSP aus (siehe Abbildung 5.1).

Die Verteilung der Kosten auf die einzelnen Technologien ist global nicht einheitlich. Die spezifischen Gesamtsystemkosten der Energiesysteme einschließlich der Kosten von Energiesystemausfällen liegen zwischen 38 und 111 EUR/MWh/a bezogen auf den elektrischen Sekundärenergiebedarf zur Deckung der Strom- und Wasserstoffnachfrage (siehe Abbildung 5.2). Extremwerte der Energiebereitstellungskosten finden sich in Japan und Südkorea mit Gesamtsystemkosten von 1154 EUR/MWh und in den Inselregionen Mikronesien und Polynesien mit Gesamtsystemkosten von 176 beziehungsweise 136 EUR/MWh/a. In Japan und Südkorea ist dies auf einen sehr hohen Anteil von Energiesystemausfällen im Energiesystem zurückzuführen, die über 90% der Gesamtsystemkosten verursachen. In Mikronesien und Polynesien ist dies auf Energiesystemeigenschaften zurückzuführen, die im Abschnitt 5.2.5 erläutert werden.

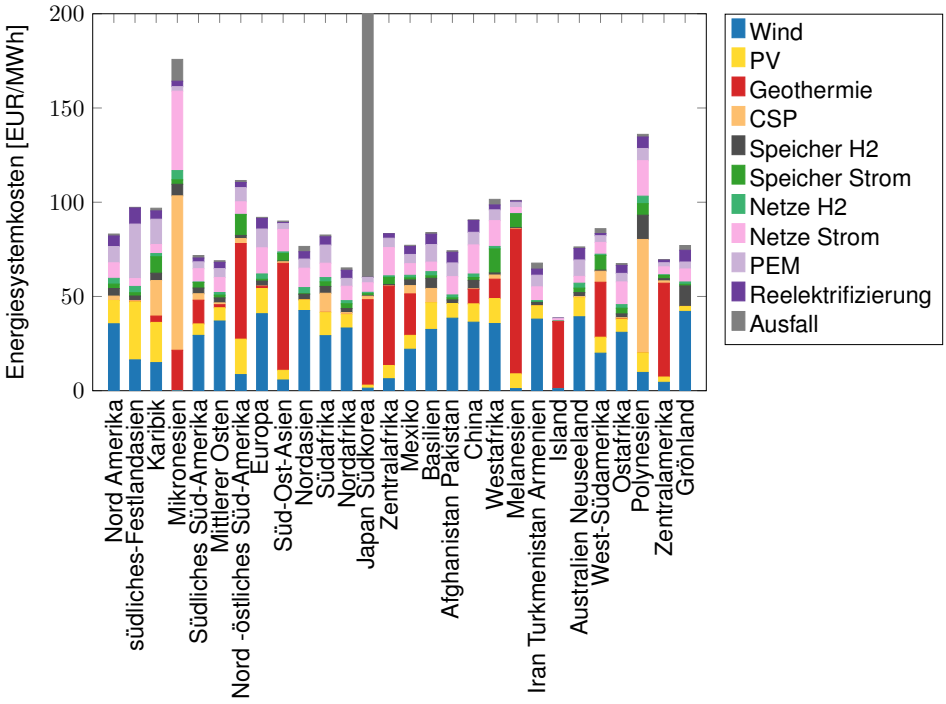


Abbildung 5.2: Energiesystemkosten je Sekundärstrombedarf nach Verbundsystem im Basisszenarios [255]

Da die Erzeugungstechnologien in gegenseitiger Kostenkonkurrenz unter dem Einfluss von global stark schwankenden Erzeugungsressourcen stehen, ergeben sich ebenfalls Unterschiede in der Erzeugung: Die Inselregionen Polynesien und Mikronesien nutzen den höchsten Anteil von CSP an der Stromerzeugung, was zu den hohen Gesamtkosten in diesen beiden Ländern führt. Geothermie wird hauptsächlich in Zentralafrika, Island, Zentralamerika, Südostasien, Japan und Südkorea eingesetzt. Freiflächen-PV als Hauptstromquelle wird im südlichen Festlandasien und in der Karibik genutzt. Alle übrigen Länder setzen auf eine Kombination aus Onshore-Windkraft und Freiflächen-PV mit unterschiedlichen Anteilen (siehe Abbildung 5.2).

Besonders hohe Netz- und Pipelinekosten ergeben sich in Mikronesien und Polynesien, da diese Regionen Offshore-Verbindungen über hohe Distanzen benötigen. Auch in Europa, Zentralafrika und China sind die Transportkosten hoch. Wasserstoffspeicher mit einem Anteil an den Gesamtsystemkosten von über 7% finden sich in Mexiko, Grönland und Polynesien. Stromspeicher mit einem Anteil an den Gesamtkosten von mehr als 7% liegen im nordöstlichen Südamerika, Westafrika und West-Südamerika. Hohe Kostenanteile von 30% für die Elektrolyse sind im südlichen Festlandasien vorhanden. Wie in Abschnitt 4.3.3 hergeleitet, sind die Potentiale für Salzkavernenspeicher sehr binär verteilt: Sobald geeignete Salzvorkommen vorhanden sind, sind die speicherbaren Energiemengen pro Region im Vergleich zum Energiebedarf hoch. Dies spiegelt sich auch in den Ergebnissen je Verbundsystem wider. In Regionen, in denen Salzkavernenspeicher zur Verfügung stehen, werden diese mit einer Kapazität von 3-7% der Stromnachfrage ausgebaut. In Regionen ohne Salzkavernenspeicher werden überwiegend Wasserstoffgasspeicher eingesetzt. Diese werden

mit Ausnahme von Polynesien und Grönland mit einer Kapazität von weniger als 0,5% der Stromnachfrage gebaut.

Zusätzlich zu den reinen Energiesystemkosten werden in dieser Arbeit die Kosten von Energiesystemausfällen bilanziert. Diese belaufen sich ohne Japan und Südkorea auf 1,55 EUR/MWh/a und damit auf 1,8% der gesamten globalen Energiesystemkosten. Wie oben beschrieben, weisen Japan und Südkorea mit 1154 EUR/MWh/a sehr hohe Energiesystemkosten auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die Region aufgrund geringer erneuerbarer Potenziale nicht selbst versorgen kann, was zu einem Defizit von 54% führt.

Für die weitere Betrachtung der Energiesysteme werden die Verbundsysteme anhand von zwei Kriterien kategorisiert. Das erste Kriterium ist der Haupterzeugungstyp, also der Typ der erneuerbaren Energie, der die höchste Stromeinspeisung je globalem Verbundsystem aufweist. Das zweite Kriterium ist die Unterteilung der Verbundsysteme in solche mit und solche ohne Salzkavernenvorkommen. Diese Unterteilung ist aus zwei Gründen sinnvoll: Zum einen werden die verschiedenen Energiesysteme nach ihren Hauptunterschieden, nämlich den zugrunde liegenden Potenzialen an erneuerbaren Energien und Salzkavernenspeichern pro Verbundsystem, unterteilt. Zum anderen ist die Unterteilung nach Technologien hilfreich bei der Beantwortung von Forschungsfragen, die den Einfluss verschiedener Technologien beschreiben. Diese Kategorisierung wird an geeigneten Stellen in der Arbeit und zur Zusammenfassung der Ergebnisse wiederholt. Die Zuordnung der globalen Regionen zu den jeweiligen Kategorien findet sich im Anhang (Tabelle A.2)

5.1.2 Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien

Des Weiteren haben die Stromgestehungskosten der verschiedenen Technologien einen hohen Einfluss auf das Energiesystem. Diese sind in Abbildung 5.3 je Technologie und Verbundsystem dargestellt.

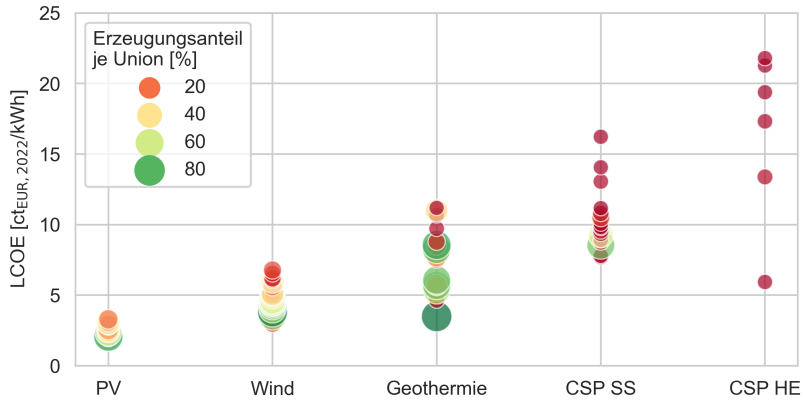


Abbildung 5.3: Globale Stromgestehungskosten nach Verbundsystem und Technologie in Basisszenario

Die global geringsten, beobachteten Stromgestehungskosten inklusive der Abregelung fin-

den sich im Kostenjahr 2050 bei der Stromeinspeisung durch Photovoltaik. Die Stromgestehungskosten starten bei 1,80 $ct_{€,2022}$/kWh in den Verbundsystemen in Südasien, im Mittleren Osten, im nördlichen Afrika sowie in Zentralasien. Die teuersten Stromgestehungskosten für PV liegen bei unter 3,2 $ct_{€,2022}$/kWh in Grönland. Außerdem wird erkennbar, dass der Anteil der durch PV eingespeisten Energie im jeweiligen Verbundenergiesystem bei geringen Stromgestehungskosten ansteigt (siehe Durchmesser in Abbildung 5.3). Damit zeigt sich der klare Trend, dass der Treiber zur Nutzung von PV vor allem geringe Stromgestehungskosten sind. Einzige Ausnahme stellt hier das nordöstliche Südamerika dar, da hier der im globalen Vergleich teure PV-Strom bei 3,1 $ct_{€,2022}$/kWh die günstigste Alternative in dem Verbundsystem darstellt.

Die zweitgünstigste erneuerbare Stromerzeugung in 2050 ist Onshore Windkraft. Die Kosten beginnen bei 3,0 $ct_{€,2022}$/kWh in Zentralamerika und 3,5 $ct_{€,2022}$/KWh in Ostafrika. Weitere Verbundsysteme liegen zwischen 3,8 $ct_{€,2022}$/kWh und 6,8 $ct_{€,2022}$/kWh. Damit liegen die Stromgestehungskosten von Windkraft im Schnitt 3,0 $ct_{€,2022}$/kWh oberhalb derer von PV. Außerdem weist Onshore Wind in den Stromgestehungskosten eine deutlich höhere Spreizung von 3,80 $ct_{€,2022}$/kWh auf als PV mit 1.48 $ct_{€,2022}$/kWh. Windressourcen weisen daher global deutlich unterschiedlichere Kosten auf als PV. Analog zur PV stellt sich heraus, dass ebenfalls verstärkt günstige Ressourcen der Windkraft genutzt werden. Damit werden überwiegend günstige Windkraftressourcen genutzt.

Noch größere Streuungen ergeben sich bei der Nutzung von Geothermie. Die Stromgestehungskosten liegen bei 3,49 $ct_{€,2022}$/kWh in Island und bei über 5,3 $ct_{€,2022}$/kWh in allen weiteren Verbundsystemen. Die höchsten gezogenen Stromgestehungskosten durch Geothermie liegen bei 10,7 $ct_{€,2022}$/kWh im nordöstlichen Südamerika. Damit zeigt sich, dass die Kosten gezogener Geothermiepotentiale teilweise mehr als 5 $ct_{€,2022}$/kWh über der Kosten von PV- und Windstrom liegen und mit 7,4 $ct_{€,2022}$/kWh ebenso eine deutlich höhere Streuung aufweisen. Weiterhin findet sich hier nicht der Effekt hoher Einspeiseanteile bei geringeren Kosten wieder, sondern der Nutzen von Geothermie ist unabhängig von den Kosten. So werden hohe Anteile von Geothermie an der Erzeugung sowohl bei 5,3 $ct_{€,2022}$/kWh als auch bei 11,0 $ct_{€,2022}$/kWh beobachtet. Dies lässt darauf schließen, dass Strom aus Geothermie nicht ausschließlich aufgrund seiner geringen Kosten wie bei Wind und PV genutzt wird, sondern weitere Gründe für die Nutzung von Geothermiestrom existieren (siehe Abschnitt 5.2.1).

Bei den beiden CSP-Technologien sieht man ebenfalls eine sehr hohe Streuung. Hier ist bei den Stromgestehungskosten zu erwähnen, dass diese durch die Auslegung des Kraftwerks über die Speichergröße TES und des Kraftwerks SM weiteren Freiheitsgraden unterliegen und damit sehr variabel sind. Daher ergeben sich sehr günstige, aber ungenutzte Potentiale von CSP mit solarem Salz unterhalb von 5 $ct_{€,2022}$/KWh. Das einzige im Modell genutzte Potential von CSP ist solares Salz mit Kosten zwischen 8,5 und 10,5 $ct_{€,2022}$/kWh. Die Technologie CSP mit Heliosol (CSP HE) liegt in allen Verbundsystemen kostenseitig oberhalb von CSP mit solarem Salz (CSP SS) und wird daher nicht genutzt. Damit weist CSP die teuersten genutzten Potentiale auf. Auch hier ergibt sich die Vermutung, dass CSP-Potentiale nicht aufgrund geringer Kosten wie PV und Windkraft genutzt werden. Darauf geht folgender Abschnitt ein.

Um die verschiedenen Technologien zu vergleichen, ist es wichtig zu unterstreichen, dass die Stromgestehungskosten nicht dieselbe funktionale Einheit vergleichen. So ist eine Einheit Strom durch PV-Erzeugung nur verfügbar, wenn die Sonne scheint und ist damit ungeregelt. Dieselbe Einheit Energie aus Geothermie oder CSP ist jedoch regelbar. Um zum

Tabelle 5.1: Mittlere globale Kosten je Technologie und deren Anteil an Systemdienstleistung. CSP mit Heliosol wird aufgrund der geringen Anteile im Energiesystem nicht betrachtet.

Technologie	Mittlere Stromgestehungs-kosten [$ct_{€,2022}$/kWh]	Anteil zur Systemdienst-leistung [$ct_{€,2022}$/kWh]	Volllast-stunden [h/a]
PV	2.33	0.00	1724
Wind	4.87	2.49	2711
Geothermie	7.55	4.72	8575
CSP SS	10.24	7.59	3948

Beispiel die gleiche funktionale Einheit von PV gegenüber CSP miteinander vergleichen zu können, müsste man bei den Stromgestehungskosten von PV ebenfalls einen Batteriespeicher einberechnen, welcher die gleichen Flexibilitäten wie der Wärmespeicher beim CSP-Kraftwerk ermöglicht. Daher können die Stromgestehungskosten immer in einen Teil zur reinen Bereitstellung von Energie und einen Teil zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen zum Energieausgleich des Energiesystems (siehe ”Bilanzierung” in Abschnitt 2.1.1) aufgeteilt werden. Damit erklärt sich, warum Technologien trotz höherer Stromgestehungskosten genutzt werden. Technologien mit höheren Stromgestehungskosten werden aufgrund von sekundären Effekten wie Regelbarkeit oder wie einem geringeren Bedarf an Systemstabilisierung genutzt. Um den Anteil der Systemdienstleitungen an den Kosten der Stromerzeugung zu bestimmen, wird folgende Überlegung angestellt: Da die Energiesysteme kostenoptimal sind, wird immer die für das System günstigste Erzeugungstechnologie genutzt. Liegen die Stromgestehungskosten von Windkraft höher als die von PV, muss es aus Gesamtsystemsicht günstiger sein, teureren Windstrom als günstigeren PV-Strom zu nutzen. Das liegt daran, dass zum Beispiel PV aufgrund geringerer Volllaststunden einen höheren Bedarf für zusätzliche Speicher hat. Daher wird der Teil der Stromgestehungskosten, der zur Systemstabilisierung genutzt wird, als die Kosten einer Technologie minus der Kosten der günstigsten Technologie im jeweiligen Energiesystem definiert (siehe Tabelle 5.1).

Der Anteil von PV-Stromkosten, der nach dieser Definition zur Bereitstellung von Systemstabilität beiträgt, ist vernachlässigbar, da PV in den meisten Energiesystemen die günstigste Erzeugungsquelle darstellt. Bei Onshore Windkraft werden im globalen Mittel 51% der Stromgestehungskosten zur Aufbringung von Systemstabilität genutzt. Dies lässt sich aufgrund höherer Volllaststunden (siehe Tabelle 5.1) von Wind mit 2711 h/a gegenüber PV mit 1724 h/a erklären, wodurch der Bedarf an zusätzlichen Ausgleichsmaßnahmen sinkt. Die hohe Regelbarkeit von Geothermie und CSP führt bei diesen Technologien zu einem Anteil von bis zu 70% der Stromgestehungskosten zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen (”Bilanzierung”, siehe Abschnitt 2.1.2). Bei Geothermie zeigt sich dieser Zusammenhang besonders deutlich, da Geothermie mit 8575 Volllaststunden je Jahr besonders hohe Auslastungen aufweist. Die Volllaststuden von CSP-Kraftwerken liegen zwar mit 3948 h/a zwischen Wind und Geothermie, jedoch können diese aufgrund von Speichern ihre Energie gezielt einspeisen. Damit zeigt sich, dass erneuerbare Technologien nicht nur aufgrund günstiger Stromgestehungskosten in Energiesystemen genutzt werden, sondern ebenfalls aufgrund des Beitrags zur Systemdienstleistung.

Tabelle 5.2: Nutzung von Speichern im Energiesystem

	Ladezyklen [1/a]		
Haupterzeuger	Li-Batterien	H_2-Tank	H_2-Kavernen
PV	316	362	29
Wind	266	265	8.5
Geothermie	393	283	12
CSP SS	205	40	-

5.1.3 Nutzung von Speichern

Da diese Arbeit ebenfalls einen Fokus auf den Einfluss von Speichern auf Energiesystemausfälle legt, wird in diesem Kapitel auf die Nutzung von Speichern eingegangen, um die Grundlagen für die späteren Analysen zu legen. Die im untersuchten Energiesystem genutzten Speicher sind Lithiumionenbatterien sowie Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen und Gastanks. Die Energiesysteme zeigen, dass Lithiumionenbatterien und Wasserstofftanks ähnliche Nutzungsprofile aufweisen: Beide Speicher werden zum täglichen Ausgleich genutzt und kommen auf über 260 Zyklen pro Jahr mit Ausnahme von Regionen mit dem Haupterzeuger CSP. Die höchste Anzahl an Zyklen findet sich in Regionen mit Geothermie wieder, die bei den Lithiumionenbatterien auf 393 Zyklen pro Jahr ansteigen. Diese sind gefolgt von Ländern mit einer Haupterzeugung durch PV, die durch den Tag-Nacht-Zyklus der Sonne einen hohen Bedarf an zwischentäglichem Energieausgleich durch Batterien und Wasserstoffgastanks hat. Regionen mit CSP weisen aufgrund des Speichers in den CSP-Kraftwerken die geringsten Zyklen mit 205 pro Tag auf.

Das Energiesystem nutzt Wasserstoffsalzkavernen mit 8,5-29 Zyklen pro Jahr als saisonale Speicher. Wasserstoffsalzkavernen werden mindestens einmal im Jahr über mehrere Wochen hinweg entleert. In manchen Verbundsystemen geschieht dies mehrfach. Darüber hinaus sind ebenfalls kurzfristigere Schwankungen auf einer Zeitskala von Wochen und in PV-dominanten Systemen bis Tagen zu sehen, welche über die saisonalen Schwankungen hinaus zu 8,5-29 Zyklen pro Jahr führen.

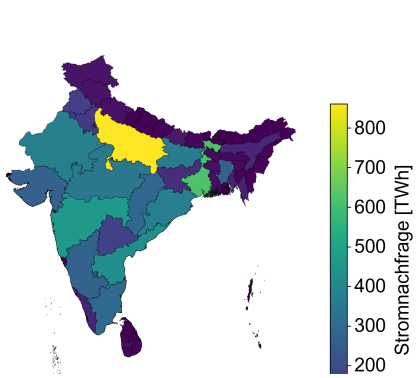
Ebenso zeigen sich Unterscheide in der regionalen Verteilung. Lithiumbatterien und Wasserstofftanks sind regional verteilt und werden in der Nähe der Erzeugungsquellen ausgebaut. Dagegen sind Wasserstoffsalzkavernen im Ausbau an die Verfügbarkeit von Salzkavernenvorkommen gebunden (siehe Abbildung 4.3.2). Dies führt zu einem zentralen Ausbau von Salzkavernen im Bereich von geeigneten Salzschichten.

Damit lassen sich Batterien und Wasserstofftanks als tägliche und dezentrale Speicher identifizieren, wohingegen Salzkavernen saisonale und zentrale Speicher darstellen.

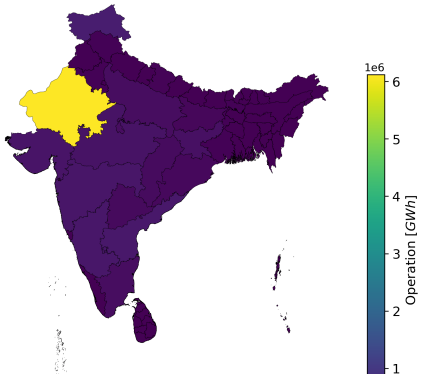
5.1.4 Regionale Verteilung

Neben der räumlich aggregierten Betrachtung ergeben sich aus der Analyse der regionalen Aufteilung der Energiesysteme Eigenschaften, welche großen Einfluss auf die späteren Ergebnisse zu den Entstehungen von Energiesystemausfällen haben. Daher geht dieser Ab-

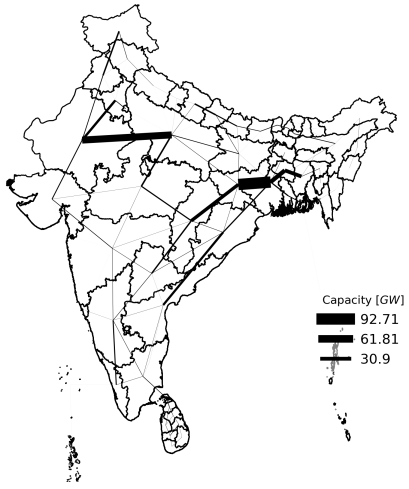
schnitt genauer auf die räumlichen Unterschiede ein. Da räumliche Unterschiede schwierig in Metriken auszudrücken und ganzheitlich zu analysieren sind, wird hier ein repräsentatives Beispiel anhand von Südfestlandasien dargestellt und weitere Beispiele werden kurz erläutert.



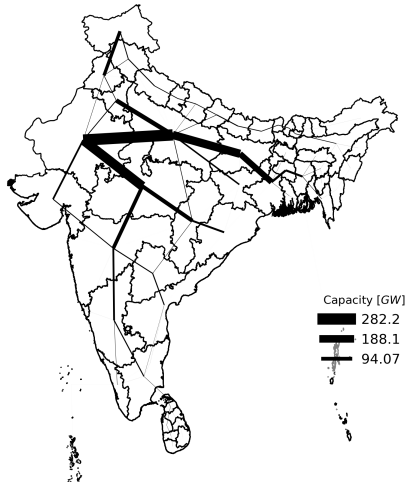
(a) Angenommene Stromnachfrage



(b) PV-Erzeugung



(c) Übertragungsnetzkapazitäten



(d) Wasserstoffpipelinekapazitäten

Abbildung 5.4: Regionale Verteilung der angenommenen Nachfrage, Erzeugung und des Transportes in Südfestlandasien

Südfestlandasien ist ein Verbundsystem, das mit 86% einen hohen Anteil an der Stromerzeugung durch PV bereitstellt. Während die angenommene Stromnachfrage auf die meisten Regionen verteilt ist (siehe Abbildung 5.4), findet die berechnete Erzeugung überwiegend in einer Region statt: In Rajasthan im Nordwesten Indiens. Diese Region hat mit 2180 Volllaststunden von PV die geringsten Stromgestehungskosten im Verbundsystem. Damit zeigt sich der Trend, für die Einspeisung von Energie Regionen mit günstigen Stromgestehungskosten zu favorisiert und nicht Regionen mit einer hohen Stromnachfrage. Die daraus resultierende räumliche Trennung von Erzeugungs- und Nachfrageregionen mit einer Entfernung von über 1500 km wird durch den Ausbau einer Transportinfrastruktur überwunden. So werden in Indien bis zu 282 GW Transportkapazität für Wasserstoff und 92 GW Transportkapazität

für Strom gebaut. Es zeigt sich, dass die in dieser Arbeit genutzten Transportkapazitäten oberhalb der aktuell maximal genutzten Kapazitäten liegen: So sind die größten Übertragungskapazitäten in 2023 in Europa für Gas mit der Nordstream Pipeline 72 GW_{CH4}, was bei konstantem Druck circa 23 GW_{H2} entspricht. Die Verbindungskapazität von Nordengland zu Südengland beläuft sich auf 10-15 GW_{el}. Der Vergleich zeigt, dass die optimalen Energiesysteme dieser Arbeit den Energietransport von Strom und Wasserstoff um bis zu einer Größenordnung stärker ausbauen als dies in heutigen Energiesystemen der Fall ist.

Dieses Muster aus Stromerzeugung in Gebieten mit geringen Stromgestehungskosten und einem starken Netzausbau findet sich in allen globalen Regionen wieder. So wird in Europa der Strom in den Windregionen in Nordengland, Nordskandinavien, Spanien und der Ukraine sowie PV-Strom in Spanien und der Türkei erzeugt. Dieser wird mittels Wasserstoffpipelines von bis zu 74 GW_{H2} Kapazität und Stromnetzen von bis zu 79 GW_{el} aus diesen Regionen über Distanzen von bis zu 2200 km zu den Nachfragezentren in Zentraleuropa transportiert. In Regionen mit Geothermie als Haupterzeuger wie zum Beispiel Zentralafrika findet eine starke Fokussierung von geothermischer Stromerzeugung in den Vorzugsregionen statt. In Zentralafrika wird Geothermie im Tschad sowie PV-Stromerzeugung in Gabun zentral genutzt. Der Strom wird über 1500 km zur Nachfrageregion Gabun transportiert. Ebenso findet sich dieses Muster in Mikronesien für eine Region mit Haupterzeugung durch CSP wieder, wo Strom aus CSP und Geothermie in wenigen Regionen mit günstigen Stromgestehungskosten erzeugt wird anstelle einer dezentralen, nachfragenahen Erzeugung. Über alle betrachteten Verbundsysteme hinweg zeigt sich, dass Wasserstoff vor allem bei hohen Transportdistanzen oberhalb von 1000 km bis 1500 km genutzt wird. Ebenso findet eine verstärkte Nutzung von Wasserstofftransport in Kombination mit Wasserstoffsalzkavernen statt. Stromübertragungsnetze werden dahingegen eher bei geringen Transportdistanzen unterhalb von 1000 km gebaut sowie in Kombination mit Geothermiekraftwerken.

Die Fokussierung der Strombereitstellung auf Regionen mit geringen Stromgestehungskosten in Kombination mit Transportwegen über 2000 km lässt sich teilweise durch den hohen Anteil der Stromerzeugungstechnologien an den Gesamtenergiesystemkosten erklären. Während die Stromerzeugungstechnologien 62% der Kosten ausmachen, liegen die Kosten für Stromnetze und Pipelines lediglich bei 15%. Daher lohnt sich eine starke Fokussierung auf die kostenoptimalen Erzeugungsregionen stärker als die nachfragenahe Einspeisung elektrischer Energie. Ebenfalls ist das Verhalten, die Stromerzeugung auf wenige Exportregionen mit geringen Stromgestehungskosten zu fokussieren, über 20 Wetterjahre robust. So zeigt sich zum Beispiel für die Verteilung der Solarkraft in Europa, dass in den betrachteten 20 Wetterjahren immer dieselben Regionen in Spanien und der Türkei zur Erzeugung von solarem Strom genutzt werden (siehe Abbildung A.4). Damit ist die starke Auslegung der Energiesysteme auf eine kostenoptimale Stromerzeugung kein wetterabhängiges Phänomen, sondern eine inhärente Eigenschaft der Energiesysteme.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine dezentrale, transportabhängige Versorgungsstruktur mit Transportdistanzen von über 2000 km Teil der ökonomisch ausfalloptimalen Lösung ist. Es wird keine dezentrale, nachfragenahe Versorgungsstruktur genutzt. Allerdings steigt durch die Nutzung entfernter Potentiale innerhalb der Verbundsysteme die Importabhängigkeit von Energie je Region auf bis zu 100% an (siehe Abbildung A.5). Während dies im Kontext einer zwischenstaatlichen Zusammenarbeit wie der Europäischen Union tragbar sein kann, kann diese Abhängigkeit in politisch instabilen Verbundsystemen zu Problemen führen. So findet die Stromversorgung in Westafrika überwiegend durch Mali und Niger statt. Diese haben jedoch beide durch Regierungswechsel im Jahr 2021 und 2023 die Zusammenarbeit mit dem westafrikanischem Staatenbund ECOWAS erschwert. Dies könnte in den Ergebnissen

dieser Arbeit zu massiven Einschränkungen der Energieversorgung führen.

5.1.5 Zusammenfassung des Basisszenarios

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass im Basisszenario regional stark unterschiedliche Energiesysteme auftreten. Die Energiesysteme unterscheiden sich vor allem durch die in den jeweiligen Verbundsystemen genutzten erneuerbaren Technologien und durch die Verfügbarkeit von Salzkavernen. Von den 28 Verbundsystemen nutzen sechs Verbundsysteme Geothermie, zwei CSP, 16 Windkraft und vier Verbundsysteme PV als Hauptenergieeinspeiser. Die in dieser Arbeit hergeleiteten Potentiale von Wasserstoffsalzkavernen werden in 18 von 28 Verbundsystemen und damit immer bei Verfügbarkeit genutzt. Photovoltaik und Windkraft werden überwiegend aufgrund ihrer geringen Kosten im Energiesystem genutzt. Deren Stromgestehungskosten liegen zwischen 1,80 und 3,3 $ct_{€,2022}$/kWh für PV und zwischen 3,0 und 6,8 $ct_{€,2022}$/kWh für Windkraft. Dagegen werden CSP und Geothermie nicht verstärkt bei geringen Stromgestehungskosten im Energiesystem genutzt, sondern ebenfalls bei Kosten bis zu 10 $ct_{€,2022}$/kWh. Das liegt daran, dass beide Technologien einen Kostenanteil von bis zu 70% der Stromgestehungskosten an Systemdienstleistungen (”Bilanzierung”, siehe Abschnitt 2.1.2) gegenüber PV aufweisen. Die Salzkavernenspeicher werden zentral an Orten der geologischen Eignung zum saisonalen Ausgleich genutzt. Wasserstofftanks und Batteriespeicher werden zum täglichen Ausgleich dezentral und erzeugungsnah verwendet. Die Energiesysteme weisen ebenfalls einen erhöhten Ausbau von Stromleitungen und Wasserstoffpipelines gegenüber heutigen Systemen auf. Stromleitungen und Wasserstoffpipelines verbinden die erneuerbare Erzeugung in Regionen mit geringen Stromgestehungskosten im Verbundsystem mit den Regionen hoher Stromnachfrage. Stromleitungen werden unterhalb von Transportdistanzen von 1000 km genutzt und Wasserstoffpipelines oberhalb von 1500 km. Dazwischen kommen beide Transportoptionen zum Einsatz. Die Erzeugung konzentriert sich auf einzelne Regionen.

5.2 Auftreten von Ausfällen

Nach der allgemeinen Vorstellung der hergeleiteten Energiesysteme im vorherigen Abschnitt beantwortet dieser Abschnitt die Forschungsfrage, wie häufig Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen auftreten und welche Ursachen die Energieausfälle haben. An dieser Stelle sei einleitend erwähnt, dass die in dieser Arbeit vorgestellten Energiesystemausfälle ökonomische Ausfälle und nicht technisch bedingte Ausfälle sind. Nach dem Ansatz des Value of Lost Load $VOLL$ werden die Ausfälle mithilfe der ökonomischen Ausfallkosten eingepreist, sodass die Ergebnisse nicht technisch bedingte Grenzen, sondern das ökonomisch optimale Ausfallniveau der darauf angepasste Technikauswahl beschreiben (siehe Abschnitt 2.1.4).

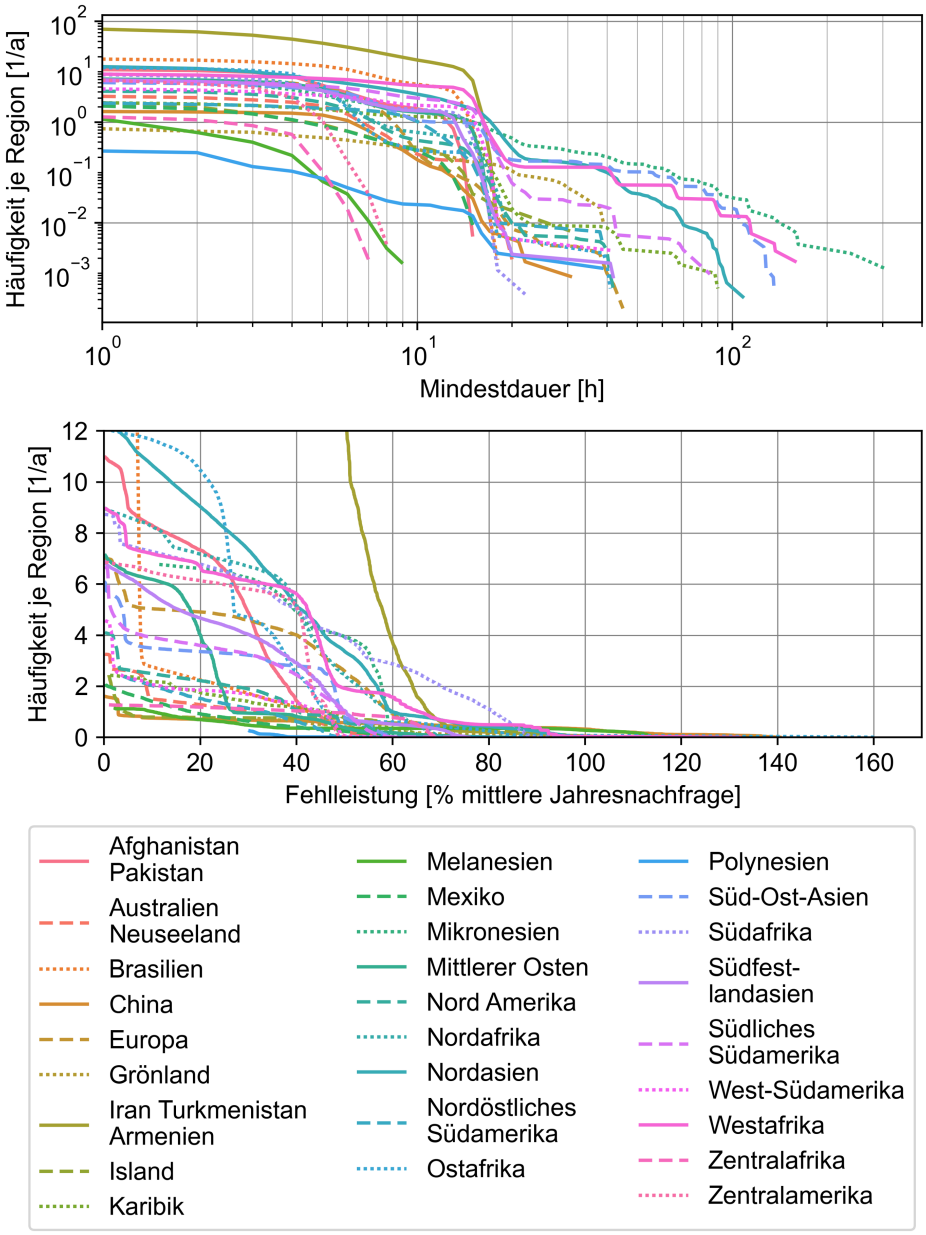


Abbildung 5.5: Globale Auftrittswahrscheinlichkeit von Energiesystemausfällen je Verbundenergiesystem

Um das ökonomisch optimale Auftreten von Energiesystemausfällen zu beschreiben, werden die Variationen des Energiesystems über alle Wetterjahre von 2000 bis 2019 betrachtet. Insgesamt treten Energiesystemausfälle im globalen Mittel, mit Ausnahme von Japan und Südkorea, über diese 20 Wetterjahre mit einem Energieausfall von 0,15% auf. Dies entspricht einem durchschnittlichen Ausfall der Energie beim Endverbraucher von 13,5 h /a. Das Verbundsystem Japan und Südkorea ist in der Betrachtung ausgeschlossen, da dieses sich nicht selber versorgen kann und mit einem Energieausfall von 53,2% den Mittelwert sowie die Darstellung des Auftretens von Ausfällen verzerrt. Daher werden Japan und Südkorea separat betrachtet (siehe Abschnitt 5.2.5)

Die Häufigkeit von Ausfällen abhängig von der Dauer und der Last je Verbundsystem ist in Abbildung 5.5 dargestellt. Die Grafik gibt an, wie häufig Energiesystemausfälle mit welcher Mindestdauer und Mindestlast pro Jahr und Region auftreten. Die Mindestdauer gibt an, wie häufig Energiesystemausfälle bestimmter Länge oder Last beim Endverbraucher auftreten. Bei einer Mindestdauer von 1 h kann die absolute Häufigkeit von Energiesystemausfälle abgelesen werden, da dies die zeitliche Diskretisierung des Energiesystemmodells ist. Die Häufigkeit von Energiesystemausfällen liegt sich zwischen 67 Ausfällen je Jahr im Verbundsystem von Iran, Turkmenistan und Armenien und 0,23 Energiesystemausfälle je Jahr in Grönland. Die kürzesten Energiesystemausfälle treten in den Regionen Melanesien, Zentralafrika und Zentralamerika auf. Hier zeigt sich ein flacher Verlauf der Energiesystemausfälle bis zu einer Dauer von 5 h und ein starker Abfall danach bis hin zu einer Dauer von 9 h. Alle drei Länder nutzen Geothermie als Hauptenergiequelle im Energiesystem. Die besondere Eigenschaft dieser Energiesysteme wird später als ”kurze Ausfälle” analysiert.

Alle weiteren Verbundsysteme zeigen einen flachen Verlauf der Ausfallwahrscheinlichkeit zwischen einer Ausfalldauer von 1 h und 10h. Die Ausfallwahrscheinlichkeit fällt bei einer Ausfalldauer zwischen 10 und 20 h stark ab. So sinkt im Bereich zwischen 10 und 20 h die Häufigkeit von Ausfällen sowie die ausgefallene Energiemenge um 94%. Damit liegen die meisten auftretenden Energieausfälle, die in den Verbundsystemen beobachtet werden, zwischen 10 und 20 Stunden und werden im Weiteren als ”Eintagesausfälle” bezeichnet. Die Häufigkeit der Eintagesausfälle unterscheidet sich dabei erheblich. Geringe Häufigkeiten von Eintagesausfällen unterhalb von 2,5 Ausfällen je Jahr finden sich in Regionen wie China und Mexiko mit Salzkavernenkapazitäten von über 4% des Jahresbedarfes an Strom, in Polynesien mit einem 54%-igen Anteil von CSP an der Stromerzeugung oder Zentralafrika und Island mit einem Geothermieanteil von 64% an der Stromversorgung. Besonders häufig treten Eintagesausfälle mit 70 Ausfällen pro Jahr in Iran, Turkmenistan und Armenien mit dem global geringstem $VOLL$ von 666 EUR/MWh auf. Weitere Regionen mit einem hohen Auftreten von Energiesystemausfällen von über 10 Ausfällen pro Jahr zeigen sich in Regionen mit hohen Windkraftanteilen über 67% in Nordasien, Ostafrika, Afghanistan und Pakistan. Die Tagesausfälle der restlichen Regionen liegen alle zwischen 2,5 und 11 Ausfällen pro Jahr.

Insgesamt weisen 18 von 28 Verbundsysteme Energieausfälle mit einer Länge von über einem Tag auf. Diese Art der Ausfälle wird im Weiteren ”Mehrtagesausfall” bezeichnet. Die längsten Mehrtagesausfälle treten in Mikronesien aufgrund der bereits erwähnten Inselcharakteristik mit einer Länge von bis zu 306 h oder 12,5 Tagen auf. Diese kommen im Mittel jedoch nur alle 10 Jahre in nur einer Region und nur im Verbundsystem Mikronesien vor (siehe Abschnitt 5.2.5). Mehrtagesausfälle liegen überwiegend unterhalb von 100 h, was einer maximalen Ausfalldauer von vier Tagen entspricht. Ausfälle mit dieser Dauer kommen jeweils in den drei Regionen Mikronesien, Westafrika und Südostasien seltener als einmal pro Jahre in einer Region des Verbundsystems vor. Um die Ursache der Mehrtagesausfälle

Tabelle 5.3: Ausfallarten der Verbundsysteme nach Haupterzeugungstechnologie und Verfügbarkeit von Salzkavernenspeichern

Haupterzeuger	Salzkavernen vorhanden	keine Salzkavernen
Geothermie	Kurze Ausfälle	Kurze Ausfälle
CSP	-	Eintagesausfälle
Wind	Eintagesausfälle / Mehrtagesausfälle	Mehrtagesausfälle
PV	Eintagesausfälle	Mehrtagesausfälle
Extremregionen:	Japan Südkorea: Mehrtagesausfälle	
	Iran Turkmenistan Armenien: Eintagesausfälle	
	Mikronesien: Mehrtagesausfälle	

zu analysieren, wird auf diese Regionen genauer in Abschnitt 5.2.5 eingegangen.

Bei der Betrachtung von Energieausfällen ist neben der Dauer ebenfalls die Tiefe der Ausfälle, die Fehlleistung, entscheidend. Diese ist in Abbildung 5.5 bezogen auf die mittlere Stromnachfrage in der auftretenden Region dargestellt. Zu sehen ist, dass in 82% der Energieausfälle eine maximale aktuelle Fehlleistung von 50% oder weniger der mittleren Jahresstromnachfrage auftritt. In 13 Regionen liegt die Ausfalltiefe überwiegend bei unter 15% der mittleren Stromnachfrage. Da die Kosten von Stromausfällen sektoral disaggregiert modelliert sind (siehe Abschnitt 3.1.3), treten Ausfälle in Energiesystemen daher immer nur in Teilsektoren des Energiesystems auf und entsprechen damit Brownouts. Die Betroffenen Sektoren sind vor allem die Industrie und die Landwirtschaft. Die Stromnachfrage von Privathaushalten als teuerster Sektor für Stromausfälle ist dagegen nicht betroffen. Extreme Defizite ergeben sich in Südafrika, wo eine Fehlleistung 80% im Mittel in einer Region pro Jahr auftreten. Komplettausfälle von 100% der mittleren Jahresstromnachfrage in einer einzelnen Teilregion des Verbundsystems treten in China und Melanesien alle 4 Jahre je Region auf und in Ostafrika, Westafrika, Iran, Turkmensitan, Armenien und Europa seltener als alle 10 Jahre je Verbundsystem auf.

Um beispielhaft auf das Auftreten von Ausfällen in zukünftigen, erneuerbaren Energiesystemen einzugehen, wird Europa genauer betrachtet. Hier treten Ausfälle mit einer Fehlleistung von 40% der Jahresnachfrage 4 mal pro Jahr und Region auf. Diese Ausfälle dauern circa 5 h. Damit liegen die Ausfälle deutlich über dem Niveau von Nordamerika, wo Ausfälle mit einer Fehlleistung von 30% zweimal pro Jahr und Region auftreten.

Damit lässt sich sagen, dass lange und schwerwiegende Energieausfälle selten sind. Bei allen Verbundsystemen, abgesehen von Japan und Südkorea, treten 12% der ausgefallenen Energie als kurze Ausfälle, 84% der Energie als Eintagesausfälle und 4% der Energie als Mehrtagesausfälle auf. Damit fällt 96% der Energie kürzer als ein Tag aus. Die verschiedenen Ausfallkategorien treten dabei unterschiedlich je nach genutzter Technologie auf (siehe Tabelle 5.3).

Kurze Ausfälle treten ausschließlich in Verbundsystemen mit Geothermie als Haupterzeuger auf und unterstreichen den hohen Anteil an Systemstabilisierung, die die Stromerzeugung aus Geothermie durch ihre Regelbarkeit bereitstellt (siehe Tabelle 5.1). Lediglich das Ver-

bundsystem Südostasien mit dem Haupterzeuger Geothermie weist Mehrtagesausfälle auf. Dies liegt allerdings an der besonderen Geografie der Region. Die Inselcharakteristik Südostasiens führt zu Kapazitätsengpässe bei dem langstreckigen Wasserstofftransport aufgrund der teuren Offshoretransport. Daher sind hier die Ausfälle nicht auf die Geothermieeinspeisung zurückzuführen. Bei Systemen mit CSP als Haupterzeuger und ohne Salzkavernen treten ausschließlich Eintagesausfälle auf. CSP-Systeme mit Salzkavernen treten global nicht auf. Verglichen mit den Haupterzeugertypen Wind und PV ohne Salzkavernenverfügbarkeit, die beide Mehrtagesausfälle aufweisen, liegen in den Energiesystemen mit CSP nur Eintagesausfälle vor. Dieser Punkt lässt sich ebenfalls durch den hohen Regelanteil von CSP zur Systemstabilität erklären (siehe Tabelle 5.1). Mehrtagesausfälle treten in allen Energiesystemen auf, die keine Salzkavernen und keine regelbare Hauptenergiequelle besitzen. Ebenfalls treten Mehrtagesausfälle in Windenergiesystemen mit Salzkavernenspeichern auf, nicht jedoch in Energiesystemen mit der Hauptenergiequelle PV. Dies steht zuerst einmal im Widerspruch zu den Erkenntnissen aus Tabelle 5.1, wo Onshore Wind einen höheren Anteil an der Systemstabilisierung zugeschrieben wird als PV. Der Ursache dafür kann nicht, wie bei den vorherigen Punkten, durch eine phänomenologische Analyse erklärt werden. Stattdessen wird unter anderem dieser Grund in den folgenden Abschnitten hergeleitet, welche sich der genauen Untersuchung der Ursachen der ökonomische optimalen Ausfälle widmen.

Um die exakten Ursachen der Ausfälle festzustellen, werden zunächst kurze Ausfälle in Energiesystemen mit hohen Anteilen an Geothermie vorgestellt. Anschließend werden die Ursachen der Eintagesausfälle für die übrigen Haupterzeugungstechnologien dargestellt. Basierend auf diesen Ergebnissen werden die Ursachen der Mehrtagesausfälle hergeleitet. Dazu werden zuerst die relevanten Eigenschaften der Energiesysteme dargelegt und anschließend die externen Effekte auf das Energiesystem beschrieben, die Energiesystemausfälle verursachen. Im Folgenden werden die Maßnahmen vorgestellt, die das Energiesystem nutzt, um einen Energieausfall zu vermeiden und es wird erläutert, an welcher exakten Schnittstelle Begrenzungen auftreten und Ausfälle entstehen.

5.2.1 Kurze Ausfälle bei Systemen mit Geothermie

Kurze Ausfälle, definiert als Ausfälle von weniger als 9 h Dauer, treten ausschließlich in Regionen mit dem Haupterzeuger Geothermie auf, da die regelbare Geothermie lange Ausfälle kompensieren kann. Als repräsentatives Beispiel eines Energiesystems mit der Haupterzeugung durch Geothermie ist Zentralafrika in Abbildung 5.6 dargestellt.

Energiesysteme mit einem hohem Anteil an Geothermie haben die konstantesten Zeitreihen der erneuerbaren Energien aller Energiesysteme. Einerseits basieren diese auf einer geothermischen Strombereitstellung, welche mit 8600 - 8759 Volllaststunden immer zur Verfügung steht. Andererseits nutzen die Energiesysteme PV für 20% der Stromeinspeisung, die durch die Nähe zum Äquator kaum saisonalen Schwankungen aufweist. Dies ist in Abbildung 5.6 in der linken Darstellung sichtbar. Ausgenommen davon ist Island, das durch die Nordpolnähe kein PV sondern ausschließlich Geothermie nutzt. Aufgrund der geringen saisonalen Schwankungen weisen die Geothermie-Verbundsysteme mit einer Wasserstoffsalzkavernenkapazität von 1,1% des Jahresstrombedarfes verglichen mit 4,5% in den Energiesystemen, deren Haupterzeuger nicht Geothermie ist, nur geringe Wasserstoffspeicher auf. Auch in Verbundsystemen ohne Salzkavernen sind die Kapazitäten von Wasserstofftanks mit 0,04% des Jahresstrombedarfes verglichen mit 0,4% in den übrigen Verbundsystemen

gering.

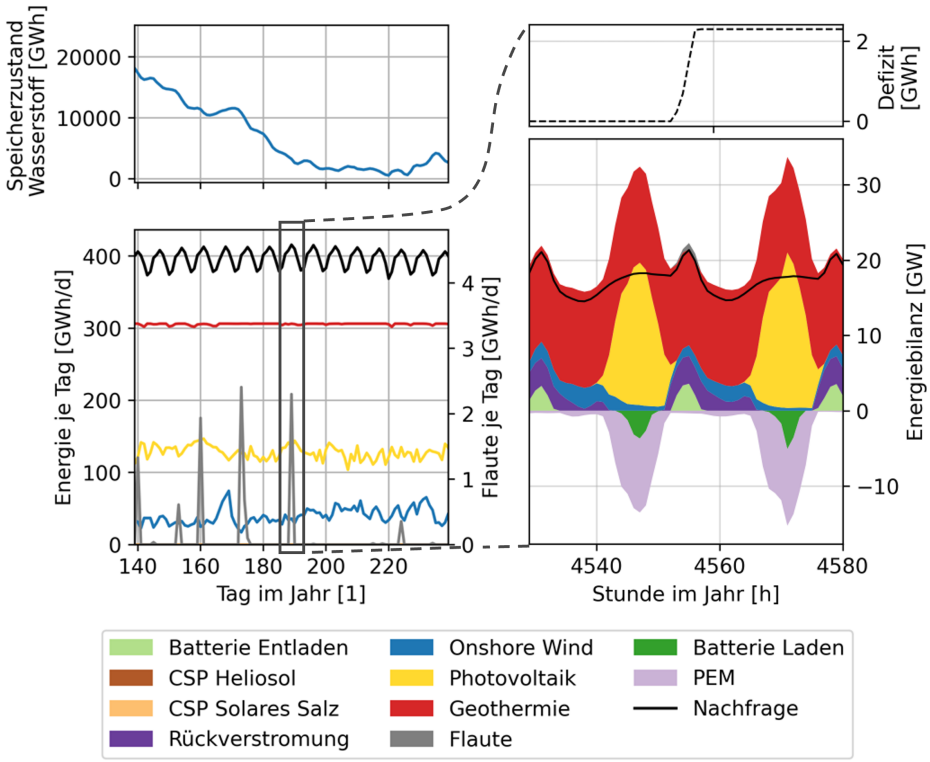


Abbildung 5.6: Darstellung des Verbundsystems von Zentralafrika während eines Ausfalls im Wetterjahr 2018

Die Ausfälle treten während der Nachmittagszeit an Wochentagen mit besonders hoher Nachfrage auf. Im Beispiel von Zentralafrika in Abbildung 5.6 treten zu diesen Zeiten mit 20 GW verglichen mit dem Jahresmittel von 15,6 GW besonders hohe Stromnachfragen auf. Der Anstieg der Stromnachfrage zeigt sich über einen Bereich von 5-8 h im Nachmittag und Abend. Dieser kurzzeitige Anstieg kann nicht durch eine Stromerzeugung aus Geothermie gedeckt werden, die aufgrund der hohen Stromgestehungskosten und der hohen Anzahl an Volllaststunden als Grundkraftwerk genutzt wird und daher keine Spitzenlastabdeckung übernehmen kann. Die Spitzenlastabdeckung wird durch Batterien und Wasserstoffrückverstromung bereitgestellt. Aufgrund der methodischen Herangehensweise zur Bestimmung der Nachfragezeitreihen von Brinkerink et al. [214], welche die Stromnachfragezeitreihen aus länderbezogenen Energiebilanzen berechnen und nicht bottom-up modellieren, lässt sich das konkrete Phänomen nicht eindeutig mit einer kausalen Ursache erklären. Das Muster tritt jedoch in allen globalen Verbundsystemen auf. Damit lassen sich die kurzen Eintagesausfälle von weniger als 9 h auf ebendiese 5-8 stündigen Schwankungen der Stromnachfrage im Nachmittag zurückführen.

Da in dem Energiesystemmodell bereits Kosten für Ausfälle eingepreist sind, sind in dessen Lösung die ökonomisch optimalen Maßnahmen zur Ausfallvermeidung bereits enthalten. Da die geothermische Einspeisung mit über 8600 Volllaststunden durchgängig Strom be-

reitstellt, ist der größte Freiheitsgrad die zeitliche Verschiebung solarer Energie mittels Batterien und mittels Wasserstoffrückverstromung. Die zur Tagesspeicherung genutzten Möglichkeiten um die solarer Strombereitstellung zu Verschiebung, geschehen zu 84% durch eine Wasserstofferzeugung und zu 16% durch eine Speicherung in Batterien. Dieser Effekt ist dabei nicht nur zeitlich, sondern auch räumlich zu beobachten. So sind Geothermiekraftwerke direkt über einen Stromtransport an die Nachfrageregionen angeschlossen, während bei gleicher Transportdistanz die Regionen mit hohem PV-Einspeisungsanteil innerhalb des Verbundsystems mittels Wasserstoffpipeline an die Nachfrageregionen angeschlossen sind (siehe Abbildung A.7).

Der konkrete Ausfall aus Abbildung 5.6 tritt in vereinzelten Regionen mit geringem VOLL auf. Dieser Beispielausfall liegt in Zentralafrika in einer Region im Tschad mit einem VOLL von 2680 EUR/MWh im Vergleich zu 3248 EUR/MWh im Mittel des Verbundsystesm. Insgesamt hat das Verbundsystem Zentralafrika während des dargestellten Ausfalls über 5 h eine mittlere Fehlleistung von 5,24 GW, die durch die Bereitstellung von 2,58 GW aus Batterien und 2,98 GW aus der Wasserstoffrückverstromung vermindert wird. Insgesamt tritt während des Ausfallereignisses ein zeitlich mittlerer Energieausfall von 0,70 GW auf. Die gesamten Batteriespeicher des Verbundsystems sind zu Beginn des Ausfalls mit 98% von 11,37 GWh Kapazität fast voll gefüllt und entleeren diese Kapazität vollständig während des Ausfalls, sodass die Batteriekapazität für die bereitgestellte gespeicherte elektrische Energie begrenzend ist. Parallel zeigt sich, dass während des Ausfalls die Wasserstoffspeicher zu jeder Zeit ausreichend Wasserstoff zur Vermeidung des Ausfalls eingespeichert haben (siehe Abbildung 5.6). Die konkreten Restriktionen entstehen durch die Kapazitäten der Wasserstoffkombikraftwerke im Verbundsystem, die mit einer Kapazität von 2,98 GW_{el} vollständig ausgelastet sind. Somit entsteht der Ausfall aufgrund der ökonomischen Entscheidung, die Kapazität von Batterien und Wasserstoffkombikraftwerken nicht weiter zu erhöhen, sondern die wirtschaftlichen Folgekosten des Ausfalles in Kauf zu nehmen.

Zusammengefasst treten kurze Ausfälle nur in Geothermieregionen auf. Die Ursache der kurzen Ausfälle liegt in täglichen, wöchentlichen und saisonalen Schwankungen der Stromnachfragen, welche Maxima aufweisen. Ausgleichsmaßnahmen sind vor allem der zwischentägliche Ausgleich durch Wasserstoff und Batterien. Die ökonomische Begrenzung, welche zu den Ausfällen führt, tritt durch Kapazitätsgrenzen von Batterien und Wasserstoffkombikraftwerken auf.

5.2.2 Eintagesausfälle in Systemen mit PV

Die Energiesysteme mit der Hauptenergieerzeugung durch PV sind stark durch tägliche Schwankungen geprägt. In einigen Regionen liegt die maximale PV-Einspeisung tagsüber um den Faktor 4 bis 5 höher als die momentane Nachfrage (Abbildung 5.7 am Beispiel von Südfestlandasien). Die überschüssige Energie wird in Form von Wasserstoff oder in Batterien gespeichert. Je nach Region werden Anteile von 30% der Windenergie eingespeist, welche zeitlich asymmetrisch zur PV-Einspeisung genutzt werden. Entgegen Abschnitt 2.1.6, in dem eine saisonale Schwankung von PV-Einspeisung beschrieben wird, lässt sich kein saisonaler Einfluss aufgrund der Äquatornähe der solaren Verbundsysteme beobachten. Dies ist in Abbildung 5.7 zwischen Tag 275 und Tag 325 anhand der konstanten PV-Erzeugung zu sehen. Dagegen zeigen sich in den PV-Systemen eher regionale saisonale Effekte. Ein Beispiel ist vor Tag 250 zu sehen, wo das Ende eines 50-tägigen Monsuns zu sehen ist, welcher zu geringeren PV-Einstrahlungen führt. Die Windkrafteinspeisung ist geprägt von einem

saisonal zur PV antizyklischem Muster, das sich mit PV-Erzeugung ergänzt (Abbildung 5.7, unten links). Darüber hinaus weisen die zeitlichen Verläufe der Windkrafteinspeisung regelmäßige Energieerzeugungsflauten im Verlauf auf. Dies ist in Abbildung 5.7 zwischen Tag 250 und Tag 260, zwischen den Tagen 270 und 277 und zwischen den Tagen 285 und 290 zu sehen. Die Energiesystemausfälle treten während der Winderzeugungsflauten auf. Die solare Erzeugung zeigt diese ausgeprägten, mehrtägigen Erzeugungsflauten nicht. So tritt am Tag 250 neben einem Einbruch der Windkraft um 60% ebenfalls eine Erzeugungsflaute der PV-Einspeisung von 15% auf, die zusammen den Energiesystemausfall verursachen. Ausfälle von PV treten, verglichen mit den Windflauten, seltener auf und führen auch in der Regel aufgrund geringerer prozentualer Erzeugungsausfälle nicht zu Energiesystemausfällen. Die Beobachtung der typischen Dauer von solaren Erzeugungsflauten, die weniger als einen Tag andauern, wurden bereits in Abschnitt 2.1.6 festgestellt. Dort wurde ebenso das Auftreten mehrtägiger Ausfälle bei der Windkraft aufgezeigt (Abschnitt 2.1.6). Und eben diese mehrtägigen Winderzeugungsflauten führen in den solaren Energiesystemen dieser Arbeit zu Versorgungsausfällen.

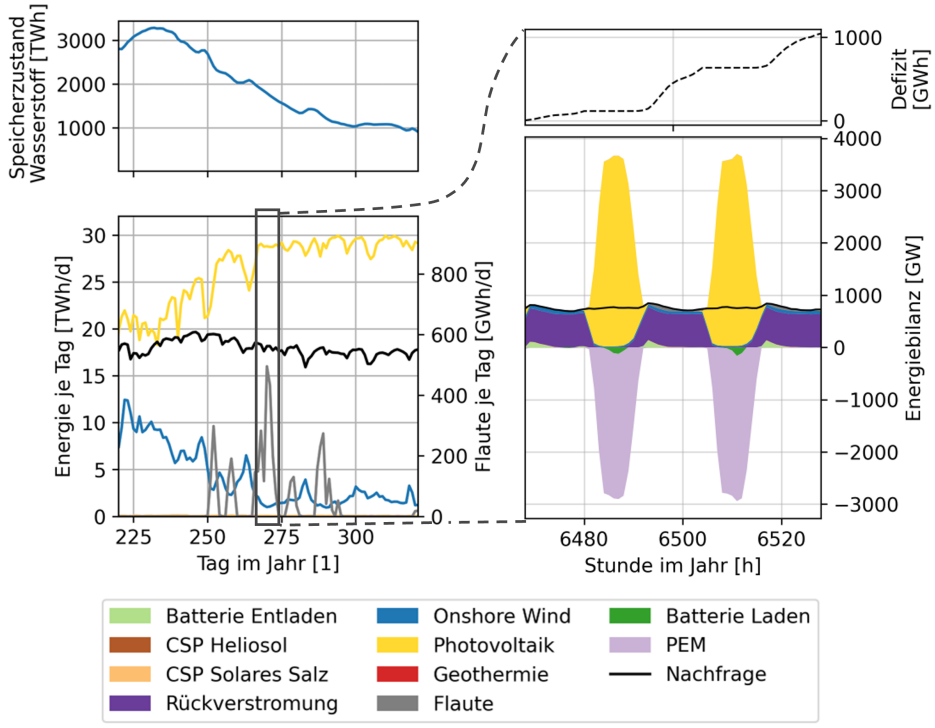


Abbildung 5.7: Darstellung des Verbundsystems von Südfestlandasien während einer Flaute im Wetterjahr 2018

Zeitlich treten die Energieausfälle immer am Abend und nachts auf. Aufgrund der verglichen zur Stromnachfrage hohen solaren Stromerzeugung werden die Ausfälle tagsüber unterbrochen. Hierin erklärt sich der hohe Anteil von Eintagesausfällen mit einer Dauer von 10-24 h, da diese tagsüber durch Solarstromeinspeisung unterbrochen werden. Da die Ursache in mehrtägigen Erzeugungsflauten von Windkraft liegt, treten die Energiesystemausfälle gestaffelt an mehreren Tagen in Folge auf. Die Dauer dieser Energieausfälle schwankt, abhängig von der Dauer der zugrundeliegenden Winderzeugungsflaute, zwischen drei Tagen

wie in Südafrika bis hin zu 20 Tagen in West-Südamerika, wobei die meisten Ausfälle weniger als 7 Tage dauern. Die einzelnen, in den Regionen des Energiesystems auftretenden Energiesystemausfälle sind jedoch alle kürzer als 24 h. Diese sind saisonal unterschiedlich verteilt, sodass sowohl vereinzelte Ausfälle gleichmäßig übers Jahr verteilt auftreten als auch gebündelt an besonders starken Winderzeugungsflauten im Jahr. Die Gründe für unterschiedliche Ausfallmuster aufgrund von Winderzeugungsflauten sind vor allem durch das jährliche Auftreten von Windausfällen geprägt, welche sich aus Klima- und Wetterphänomenen ergeben. Die Wetterphänomene können im Rahmen dieser Arbeit nicht die untersucht werden. Regional treten die Energiesystemausfälle je nach Leistungsdefizit der Ausfälle in einzelnen, aber auch in mehreren Regionen gleichzeitig auf.

Die im Energiesystem genutzten und ökonomisch optimalen Maßnahmen beschränken sich bei Systemen mit dem Haupterzeuger PV vordergründig auf den Tagesausgleich durch Wasserstoffspeicherung (siehe Abbildung 5.7 rechts). Das liegt daran, dass die Wasserstoffinfrastruktur bei Energiesystemen mit einem hohen Anteil an der PV-Erzeugung aufgrund des hohen Bedarfs an täglicher Speicherung stärker ausgebaut wird als bei Energiesystemen mit Wind. So werden im täglichen Zyklus bei Verbundsystemen mit Salzkavernen bis zu 98% der gespeicherten Energie in Wasserstoff gewandelt und lediglich 2% des Stromes in Batterien gespeichert. Verbundsysteme ohne Salzkavernen nutzen hingegen vor allem Wasserstofftanks, aber auch um den Faktor 3 größere Batteriespeicher, sodass die Batterien bis zu 20% der Energie zum täglichen Ausgleich speichern. Systeme mit Salzkavernen nutzen die Salzkavernen darüber hinaus zum saisonalen Ausgleich (siehe Abbildung 5.7). Ebenfalls nutzen die Energiesysteme eine Windeinspeisung nachts. Dies macht allerdings durch die während des Ausfalls zugrundeliegende Winderzeugungsflaute nur einen geringen Anteil an der Stromerzeugung aus.

Analog zu den Verbundsystemen mit der Haupterzeugung durch Geothermie ist das Energiesystem ökonomisch durch die Batteriekapazität und die Kapazität der Wasserstoffrückwandlung limitiert. In dem in Abbildung 5.7 rechts dargestellten Ausfall von Stunde 6492 bis Stunde 6504 liegt eine Residuallast von im Mittel 693 GW über 12h vor. Das Defizit wird durch eine mittlere Einspeisung von 630 GW durch Wasserstoffkombikraftwerke sowie von 26 GW durch Batterien verringert, kann einen Energieausfall jedoch nicht vermeiden. Damit ergibt sich ein mittlerer Ausfall von 41 GW über diesen Zeitraum. Die Kapazität der Wasserstoffkombikraftwerke von 638 GW ist über 11 der 12 h ausgeschöpft, die gesamten Batterien im Verbundsystem entleeren ihre gesamte Kapazität von 330 GWh während des Energiesystemausfalls. Damit sind ebenfalls die Umwandlungskapazität der Wasserstoffkombikraftwerke sowie die der Batterien ökonomisch begrenzend. Bei Verbundsystemen ohne Salzkavernen ist die maximale Leistung der Gastanks anstelle der Wasserstoffkombikraftwerke entscheidend.

Zusammengefasst treten Eintagesausfälle in Energiesystemen mit einer Haupteinspeisung durch PV durch mehrtägige Winderzeugungsflauten auf. Diese werden durch die hohen PV-Einspeisungen tagsüber unterbrochen und treten daher abends und nachts gestaffelt während der Windflaute auf. Ausgleichsmaßnahmen sind vor allem die Speicherung von Wasserstoff sowie Batteriespeicher. In den Energiesystemen ist die modellendogene, optimale Kapazität der Batterien sowie die Kapazität von Wasserstoffkombikraftwerken limitierend, welche ökonomisch durch eine Abwägung zwischen dem Energiesystemausbau und den Kosten von Energieausfällen limitiert sind.

5.2.3 Eintagesausfälle in Systemen mit Wind

Die letzte Art der Energiesysteme nutzen als Haupterzeugungsquelle Windkraft. Aufgrund der Synergie von PV und Windkraft (siehe Abschnitt 2.1.6) liegen die Energiesysteme immer als Kombination von Wind-und PV-Einspeisung vor. Während Wind definitionsgemäß in Systemen mit Haupterzeugung durch Wind die meiste Energie einspeist, liegt die Einspeisung von PV-Strom bei 7-40%. Dies führt zu zwei Unterschieden in den Eigenschaften der windenergiedominanten Energiesysteme gegenüber PV-dominanten Systemen: Erstens liegen diese nicht, wie die Systeme mit PV als Haupterzeuger, äquatornah, sodass hier saisonale Effekte in der solaren Strombereitstellung auftreten. In Abbildung 5.8 ist dies am sinusoidalen Verlauf der Solareinspeisung zu beobachten. Dies führt in Energiesystemen mit einer Haupterzeugung durch Windkraft zu geringeren Einspeisungen im Winter verglichen zu den Solarstromeinspeisungen im Sommer. Der zweite Unterschied zu PV-dominanten Systemen geht mit dem höheren Anteil an Windkraft einher. Windkraft ist, wie im vorherigen Abschnitt gezeigt, die Hauptursache von Ausfällen in Energiesystemen mit PV und Wind. Daher haben Windflauten von Windenergiesystemen einen deutlich höheren Einfluss auf das Energiesystem als in PV-dominanten Energiesystemen mit geringeren Windanteilen. Windenergiesysteme haben damit die instabilsten Wettervoraussetzungen aller vier betrachteten Kategorien. Zusammen führt dies zu einer stärkeren Nutzung von saisonalen Wasserstoffsalzkavernenspeichern mit einer Kapazität von 5% der Stromnachfrage gegenüber 3% bei PV-Systemen und einer stärkeren Nutzung von Wasserstoffgastanks mit einer Kapazität von 0,5% der Stromnachfrage gegenüber 0,02% bei PV-Systemen. Batteriespeicher spielen bei Energiesystemen mit Wind mit einer Kapazität von weniger als 0,007% der Stromnachfrage hingegen kaum eine Rolle.

Analog zu den PV-Systemen treten Versorgungsflauten in den winddominanten Energiesystemen während Windflauten auf. Durch die zusätzlichen Einflüsse der Saisonalität von Photovoltaik in äquatorialen Regionen treten Energiesystemteilausfälle überwiegend im Winter der jeweiligen Verbundsysteme auf. Abgesehen davon weisen die Energieausfälle in winddominanten Energiesystemen ähnlichen Eigenschaften zu den Ausfällen in PV-dominanten Energiesystemen auf. Die Eintagesausfälle treten nachmittags und nachts auf und werden von der PV-Einspeisung tagsüber unterbrochen. Die Eintagesausfälle treten aufgrund mehrtägiger Winderzeugungsflauten gestaffelt auf. Allerdings treten die Windflauten aufgrund der höheren Defizite gegenüber PV-dominanten Systemen fast immer über größere Regionen des Verbundsystemes auf. Das liegt daran, dass derselbe prozentuale Ausfall an Windenergieeinspeisung bei höherem Anteil von Windkraft einen größeren Erzeugungsausfall im Energiesystem bedeutet.

Die genutzten Maßnahmen sind ebenfalls die Tagesspeicherung von Strom und Wasserstoff, wobei 98% der gespeicherten Energie zu Wasserstoff gewandelt werden (siehe Abbildung 5.8). Darüber hinaus wird im Vergleich zu den PV-dominanten Energiesystemen ein höherer Anteil an Windenergie während der Energiesystemteilausfälle genutzt. Dieser beträgt im Beispiel des Ausfalls in Abbildung 5.8 über 80% des Strombedarfes. Ebenfalls wird während des Ausfalls Wasserstofftransport genutzt. Dies zeigt sich daran, dass während des Energieausfalls zur Stunde 8105 bis zu 400 GW Strom zu Wasserstoff gewandelt werden, obwohl Wasserstoffkavernen gefüllt sind und zeitgleich Wasserstoff zu Strom gewandelt wird. Das liegt an der hohen Transportmenge von Wasserstoff innerhalb Europas auch während einer Ausfalls, sodass der erzeugte Strom parallel in Wasserstoff gewandelt, transportiert und in der Zielregion rückgewandelt wird.

Die Gründe für den hohen Wasserstofftransport sind in Europa komplexer als in anderen

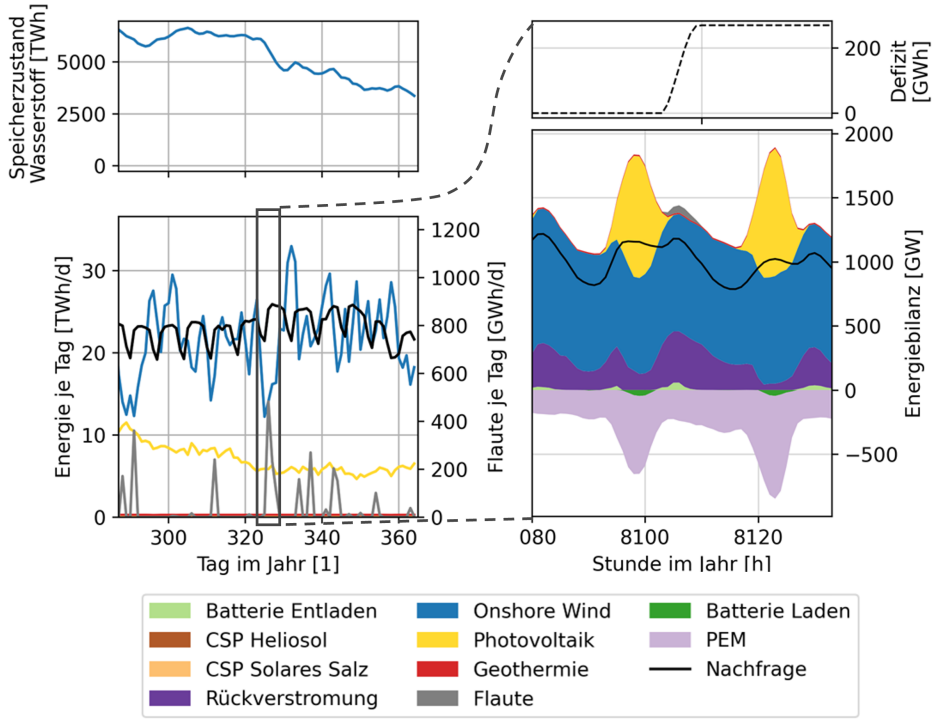


Abbildung 5.8: Darstellung des Verbundsystems von Europa während eines Ausfalls im Wetterjahr 2018 [255]

Regionen, das in dieser Arbeit mit 250 Regionen eines der größten Verbundsysteme ist. Zu Zeitpunkten ohne Ausfälle wird Europa durch Einspeisungen aus Nordengland und Spanien im Westen, sowie durch Nordskandinavien, Osteuropa und der Türkei im Osten versorgt. Getrennt werden die Erzeugungsregionen durch die hohe Energienachfrage in Zentraleuropa von Südengland bis Norditalien (siehe Abschnitt 5.1.4 und Abbildung A.6). Im Gegensatz zu den vorherigen Verbundsystemen aus den vorangegangenen Abschnitten bilden sich in Europa zwei unterschiedliche Muster der Energiesystemteilausfalls aus, abhängig davon, ob die Energie im Osten oder Westen Europas ausfällt. Es ist ebenfalls eine entscheidende Erkenntnis, dass komplexe Verbundsysteme unterschiedliche Ausfallmuster zeigen können. Auf beide Ausfallmuster wird nun im Folgenden eingegangen, da diese in den anderen Verbundsystemen nicht beschriebene Systemeigenschaften aufweisen.

Das erste Muster, welches in Abbildung 5.8 dargestellt ist, ist eine Winderzeugungsflaute im Westen, genauer gesagt in Spanien und Nordengland. Dies ist an der hohen Residuallast in Abbildung 5.9 in Spanien zu erkennen, wo im ausfallfreien Zustand aufgrund des Stromexportes aus Spanien eine negative Residuallast, also ein Erzeugungsüberschuss variabler erneuerbarer Energien, zu sehen ist. Die Winderzeugungsflaute in Westeuropa während des Stromausfalls führt zu Ausfällen in Portugal und Frankreich über 6 h hinweg an einem einzelnen Tag im Nachmittag. In Portugal ist dies der Fall, da Portugal mit 2292 EUR/MWh den geringsten $VOLL$ in Westeuropa aufweist. Frankreich weist in Westeuropa den zweitniedrigsten $VOLL$ mit 3700 EUR/MWh auf und hat gleichzeitig die höchsten Residuallasten von bis zu 24 GW je Region. Die ökonomischen Limitationen in beiden Ländern treten aufgrund

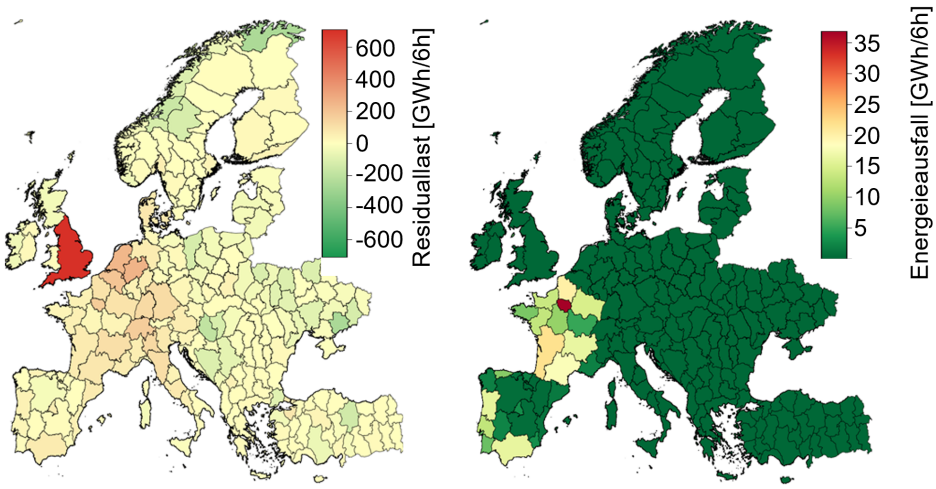


Abbildung 5.9: Darstellung des Verbundsystems Europa während eines Ausfalls in Westeuropa von Stunde 8104 bis Stunde 8110 im Wetterjahr 2018 [255]

des Ausbaus der Wasserstoffgasturbinen auf, da die Regionen sonst durch Stromimporte versorgt werden. Außerdem treten zeitgleich Restriktionen der Stromimporte aus Osteuropa auf. Diese hätten zwar mit einer Abregelung von 47 TWh elektrischer Energie über die Ausfalldauer von 6 h genügend Strom, um die Energieausfälle von 1 TWh zu versorgen, können die elektrische Energie jedoch nicht bis Frankreich exportieren. Stattdessen werden 1,7 TWh Strom aus Osteuropa in Wasserstoff gewandelt und nach Zentraleuropa transportiert. Dieser Strom kann aber aufgrund der lokalen Erschöpfung der Wasserstoffkombikraftwerke nicht genutzt werden. Damit zeigt sich, dass hier ebenfalls der Stromnetzausbau eine ökonomische Beschränkung bezüglich der Energiesystemausfälle in Westeuropa darstellt.

Die zweite Ursache für Energiesystemteilausfälle sind Windkraftsausfälle im Osteuropa. Diese lassen sich auf ein fundamentales Problem des von der EU angestrebten Prinzips des Value of Lost Load, $VOLL$, zurückführen. Die Situation ist in Abbildung 5.10 regional dargestellt. Durch den achtstündige Ausfall mit geringer Stromerzeugung aus Wind in Osteuropa bildet sich eine Fehlleistung von 627 GWh in Europa aus. Eine hohe Residuallast tritt vor allem in den Regionen in Zentraleuropa mit einer hohen Energienachfrage auf. Aufgrund der Rolle Osteuropas als Exporteur für Windstrom liegt in Osteuropa trotz der dortigen Windflauten keine negative Residuallast vor, sodass die einzelnen Regionen Osteuropas einen Stromüberschuss von im Mittel 1,9 GW aufweisen. Trotzdem treten die Teilausfälle exakt in den Regionen mit einem Stromüberschuss auf (siehe Abbildung 5.10). So hat zum Beispiel die Ukraine einen Überschuss von 350 GWh an Strom während der betrachteten acht Stunden, exportiert aber 510 GWh als Strom. Damit ergibt sich in der Ukraine ein Ausfall von 175 GWh, also 34% des für den Export genutzten Stromes in der Ukraine.

Die Ursache darin liegt nicht, wie in allen anderen betrachteten Fällen, an konkreten ökonomischen Beschränkungen in der Region des Ausfalls. Stattdessen wird sogar Infrastruktur genutzt, um den Windstrom aus Osteuropa nach Zentraleuropa zu transportieren, um dortige Ausfälle zu vermeiden. Der Grund liegt vor allem an den starken regionalen Unterschieden des $VOLL$ innerhalb des Verbundsystems von Europa. Während dieser in der Ukraine bei 1060 EUR/MWh liegt, nimmt der $VOLL$ in den Hauptnachfrageregionen Zentraleuropas

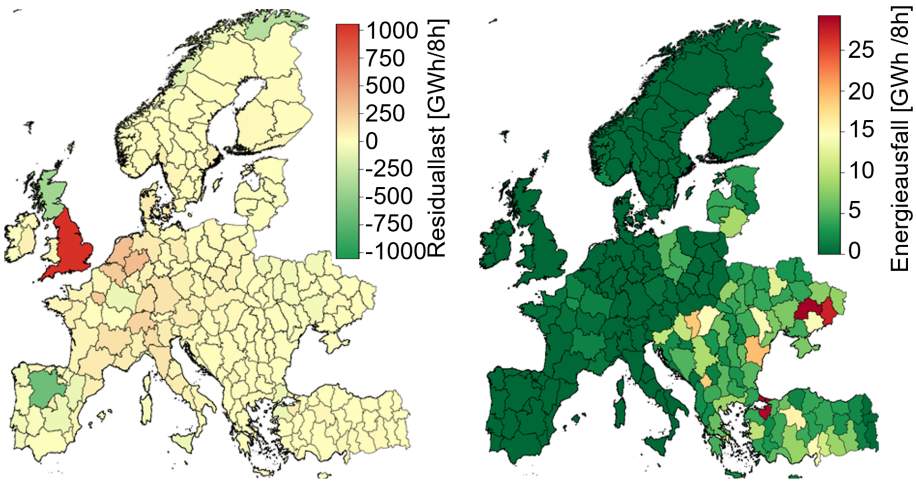


Abbildung 5.10: Darstellung des Verbundsystems Europa während eines Eintagesausfall in Osteuropa von Stunde 855 bis 863 im Wetterjahr 2018 [255]

Werte von über 5000 EUR/MWh an. Der Zusammenhang zwischen der Residuallast, den Stromausfällen und dem $VOLL$ ist in Abbildung 5.11 dargestellt. Es zeigt sich, dass in Europa Energieausfälle überwiegend in Regionen mit Energieüberschuss und nicht in Regionen mit einem Energiedefizit auftreten. Regionen mit einem Value of Lost Load von über 3000 EUR/MWh weisen bis auf zwei Ausnahmen keine Ausfälle auf. Andererseits weisen vor allem Regionen mit einem Value of Lost Load von weniger als 2000 EUR/MWh Ausfälle auf. Damit zeigt sich, das Energieausfälle systematisch in Regionen mit einem geringeren Value of Lost Load ausgelagert werden. Das Verschieben von Energieausfällen in Regionen mit geringem $VOLL$ wurde auch über Europa hinaus bereits in Abschnitt 5.2.3 für Zentralafrika beschrieben. In Europa werden dafür sogar die Mehrkosten durch Wirkungsgradverluste der Wasserstoffprozesskette in Kauf genommen, die durch Energieverluste zum Zeitpunkt des Stromausfalles das Defizit des Ausfalls weiter erhöhen. Regionen mit einem geringen $VOLL$ sind in der Regel strukturschwache Regionen eines Verbundsystems. Dadurch führt eine Verschiebung von Energieausfällen zu erhöhten Versorgungsausfällen in strukturschwachen Gebieten. Durch erhöhte Versorgungsausfälle in strukturschwachen Gebieten sinkt wiederum die wirtschaftliche Attraktivität dieser Regionen.

Zusammenfassen lassen sich die Eigenschaften von Energiesystemausfällen in Energiesystemen mit der Haupterzeugung durch Windkraft damit, dass diese, wie in PV-dominaten Systemen, durch Windenergieerzeugungsflauten bestimmt sind. Zusätzlich treten saisonale Effekte der solaren Stromerzeugung auf. Die Ausfälle treten auch hier überwiegend als Eintagesausfälle im Nachmittagsbereich auf, welche durch die solare Stromerzeugung tagsüber unterbrochen werden und in mehreren Regionen gleichzeitig ausfallen. Zur Vermeidung wird überwiegend eine Wasserstoffinfrastruktur genutzt. Begrenzungen treten durch Wasserstoffkombikraftwerke sowie durch Stromnetze auf. Die Eigenschaften von winddominanten Energiesystemen zeigen Effekte von regional komplexen Energiesystemen, welche abhängig von der Region des Erzeugungsausfall, unterschiedliche Ausfallmuster ausprägen. Ausfälle treten nicht zwangsläufig in den Regionen mit der höchsten Residuallast auf. Stattdessen kommt es zu einer systematischen Verschiebung von Energiesystemflauten in Regionen mit dem geringsten Value of Lost Load auf. Inhalte dieses Abschnittes wurden bereits durch den Autor in Franzmann et al. [255] veröffentlicht.

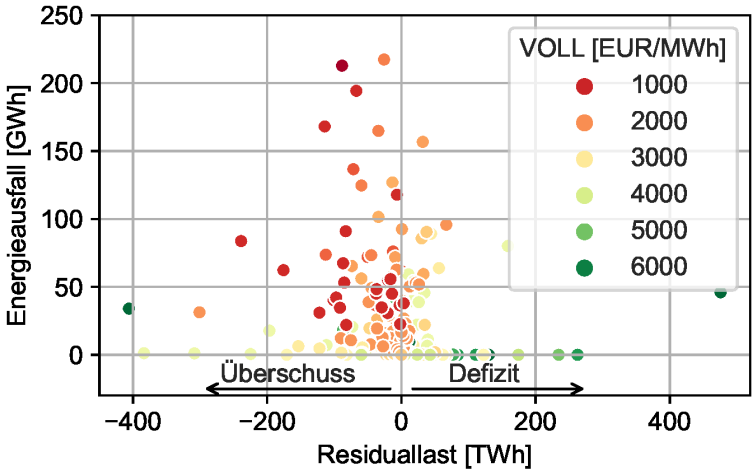


Abbildung 5.11: Zusammenhang zwischen Residuallast, Energieausfall und $VOLL$ je Energiesystemregion im Verbundsystem Europa im Wetterjahr 2018 [255]

5.2.4 Zwischenzusammenfassung zu Eintagesausfällen

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass über alle Regionen hinweg ähnliche Muster entstehen. Ursache von Energiesystemausfällen sind in der Regel Erzeugungsflauten von Windkraft, welche bis zu maximal 10 Tagen andauern. Alle Ausfälle aller weniger als einen Tag und treten abends und nachts auf, da die Ausfälle durch PV-Einspeisung tagsüber unterbrochen werden. Die Ausfälle treten je nach Defizit in einzelnen oder mehreren Regionen gleichzeitig auf. Die ökonomischen Grenzen, die zur Entstehung von Energiesystemausfällen führen, stellen in Verbundsystemen mit Haupterzeugung durch Windkraft oder Photovoltaik die Kapazität von Wasserstoffkombikraftwerken dar. In Regionen ohne Salzkavernen treten auch Restriktionen durch die Kapazität der Wasserstofftanks auf. Außerdem sind in PV-dominanten Verbundsystemen die ökonomischen Grenzen der Kapazitäten von Batteriespeichern die Ursache von Energiesystemausfällen. Ebenso treten, trotz massiven Netzausbaus verglichen mit heutigen Energiesystemen (siehe Abschnitt 5.1.4), Stromnetzrestriktionen auf. Als ökonomisch optimal genutzte Maßnahmen werden vor allem Tagesspeicher genutzt. PV-dominante Verbundsysteme nutzen hier überwiegend Wasserstoff und Batterien, winddominante Verbundsystemen vor allem Wasserstoff. Falls vorhanden, werden als Backupkapazität nachts CSP und Geothermie eingespeist.

5.2.5 Mehrtagesausfälle

Mit einem Anteil von 4% an der gesamten ausgefallenen Energie tragen Mehrtagesausfälle nur geringfügig zu den in 20 Wetterjahren global auftretenden Ausfällen bei. Auch treten ergebnisbezogen 87% der Mehrtagesausfälle in vier Verbundsystemen auf: 36% in Nordasien, 24% in Südostasien, 14% in Mikronesien und 14% in Westafrika. Global treten diese lediglich in 146 von 1890 Regionen auf (siehe Abbildung 5.12).

Zusätzlich zu den obigen Ausfällen treten ganzjährige Ausfälle in Japan und Südkorea auf.

Das liegt an den geringen Potentialen von erneuerbaren Energien verglichen mit der Nachfrage. Von einem Potential von 291 GW Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energie in Japan und Südkorea werden über 95% ausgebaut. Der durch das Potential begrenze Ausbau reicht lediglich aus, um 47% der Stromnachfrage zu decken, sodass in diesem Verbundsystem übers ganze Jahr Ausfälle auftreten. Auch wenn dies ein theoretisch nachvollziehbarer Grund für einen Ausfall ist, würde in der Realität die Stromnachfrage durch zum Beispiel Wasserstoffimporte gedeckt werden können. Um die Ergebnisse nicht durch diese massiven Ausfälle aufgrund nicht realer Ursachen zu verfälschen, ist Japan und Südkorea in allen Analysen ausgeklammert und lediglich an dieser Stelle und in Abbildung 5.12 dargestellt.

Mehrtagesausfälle treten in Energiesystemen nur in speziellen Regionen auf. Die beobachteten Mehrtagesausfälle zeigen sich in den für Eintagesausfälle beschriebenen Situationen, die vor allem durch Winderzeugungsflauten geprägt sind. Damit gibt es keine gegenüber den Eintagesausfällen besonderen Situationen oder Energiesystemzustände, in denen Mehrtagesausfälle im Verbundsystem auftreten. Der Unterschied, der gegenüber Eintagesausfällen zu einem längeren Auftreten führt, liegt in speziellen Eigenschaften einiger Regionen im Verbundsystem. Diese Eigenschaften erhöhen die Ausfallvermeidungskosten der jeweiligen Region und verschieben das ökonomische Gleichgewicht von Ausfallvermeidungskosten zu Energieausfallkosten hin zu höheren Energieausfällen. Regionen mit Mehrtagesausfälle kombinieren mehrere der folgenden Eigenschaften:

- Hohe Residuallast verglichen mit anderen Regionen im Verbundsystem
- geringer VOLL < 1500 EUR/MWh
- Hohe Transportkosten durch Distanzen von über 2500 km zur Erzeugungsregion

Die Verbundsysteme beinhalten darüber hinaus eine der folgenden Eigenschaften:

- Keine saisonalen Speicher im Verbundsystem
- Geringer Anteil an regelbaren erneuerbaren Energien im Verbundsystem
- Energiemangel im Verbundsystem (siehe Japan und Südkorea)

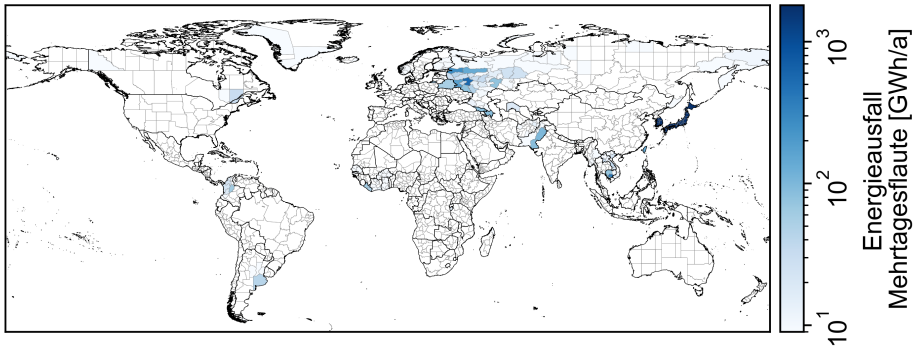


Abbildung 5.12: Regionale Verteilung von Mehrtagesausfällen über 20 Wetterjahre

Um das notwendige Zusammenspiel der Eigenschaften zu verdeutlichen, werden diese für die vier Verbundsysteme mit den meisten Mehrtagesausfälle vorgestellt:

Nordasien
Nordasien zeigt global nach Japan und Südkorea das höchste Auftreten von Mehrtagesausfällen. In Nordasien tritt 36% des Energieausfalls von Mehrtagesausfällen auf. Besonders betroffen sind Regionen in Westrussland und Weißrussland und hier vor allem in größeren Städten wie Moskau oder Kasan, welche eine hohe Residuallast von über 30 GW aufweisen. Dazu kommt der in Russland mit 1337 EUR/MWh im globalen Vergleich geringe Value of Lost Load (siehe dazu Abschnitt 5.4). Außerdem findet zum Beispiel während eines Mehrtagesausfalls in Georgien im Wetterjahr 2012 die Stromeinspeisung in der Mongolei in einer Entfernung von 4500 km zur Stromnachfrage statt. Außerdem nutzt das Verbundsystem keine regelbaren erneuerbaren Energien aufgrund der teuren Potentiale für CSP und Geothermie. Somit kommen vier der sechs oben genannten Punkte zusammen, welche zum Auftreten der Mehrtagesausfälle führen. Die Ursache ist, wie bei allen andern Energiesystemen, die auf Wind und PV basieren, ein Ausfall der Windkraft. Der energiebezogen größte Mehrtagesausfall tritt mit einem Defizit von über 1 TWh über 3 Tage im November während des Wetterjahres 2012 auf. Dies entspricht 60% der regionalen Stromnachfrage während des Ausfalls.

Südostasien
Mehrtagesausfälle treten hier vor allem in Pnohm Phen in Kambodscha auf. Die Region kombiniert die höchsten Residuallasten von GW im Verbundsystem mit einem global geringem VOLL von 1380 EUR/MWh und einer großen Entfernung von 2500 km über teilweise teure Offshoreverbindungen zur Geothermieerzeugung in Indonesien. Der längste Energieausfall tritt, hervorgerufen durch eine Winderzeugungsflaute, über 127 h im Sommer 2019 mit einem Defizit von 174 GWh auf, was 32% der regionalen Stromnachfrage zur Zeit des Ausfalls entspricht.

Mikronesien
Mehrtagesausfälle treten hier überwiegend in Guam auf. Dieser Region ist aufgrund des zu teuren Ausbaus von Offshoreverbindungen zur Stromeinspeisung durch CSP auf den 5000 km entfernten Marshallinseln nahezu autark und kann eine Energieerzeugungsflaute von CSP nicht kompensieren. Generell ergeben sich in den Inselregionen aufgrund der isolierten Inseln und damit hohen Transportkosten herausfordernde Bedingungen für erneuerbare Energiesysteme hinsichtlich der Ausfälle.

Westafrika
Mehrtagesausfälle treten hier vor allem in Liberia aufgrund von Windflauten in Mali oder Niger auf. Liberia weist dabei eine hohe Distanz von über 1700 km zum Ort der Erzeugung und den im globalen Vergleich geringsten $VOLL$ von 600 EUR/MWh auf. Der größte Mehrtagesausfall über 8,5 Tage tritt im September des Wetterjahres 2008 mit einem Ausfall von 31 GWh auf. Das entspricht regional 56% der momentanen Stromnachfrage während des Ausfalls.

Damit lassen sich Mehrtagesausfälle auf Eigenschaften spezifischer Regionen zurückführen. Diese treten nicht regional verteilt, sonder spezifisch in einzelnen Regionen des Verbundsystems auf. Eine Kombination aus hohe Residuallast, ein geringer $VOLL$, Transportdistanzen oberhalb von 2500 km und ein Mangel an saisonalen Speichern und regelbaren erneuerbaren Energien begünstigen Mehrtagesausfälle. Diese Erkenntnis erklärt die Verläufe der Mehrtagesausfälle in Abbildung 5.5, welche ein stufenhaftes Auftreten zeigen. Dabei stellt jede Stufe einen einzelnen diskreten Ausfall in einer Region dar.

5.2.6 Historische Ausfälle

Vorherige Abschnitte beschäftigen sich damit, wie häufig ökonomisch optimale Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen stattfinden. Dieser Abschnitt vergleicht das Auftreten historischer Energieausfälle [25] mit denen in dieser Arbeit dargestellten Ausfälle. Dazu sei angemerkt, dass beide fundamental unterschiedliche Ursachen haben. Während die in dieser Arbeit betrachteten Energieausfälle durch Erzeugungsflauten erneuerbarer Energien hervorgerufen werden, sind die historischen Energieausfälle technischer Natur, wie zum Beispiel der Ausfall eines Transformators oder durch Versorgungsengpässe fossiler Energieträger hervorgerufen. Damit gibt es keinen kausalen Zusammenhang zwischen den Ausfällen in historischen und erneuerbaren Energiesystemen. Der Vergleich wird lediglich zur Beantwortung folgender Frage herangezogen: Treten Ausfälle in erneuerbaren Energiesystemen häufiger als in fossilen Energiesystemen auf?

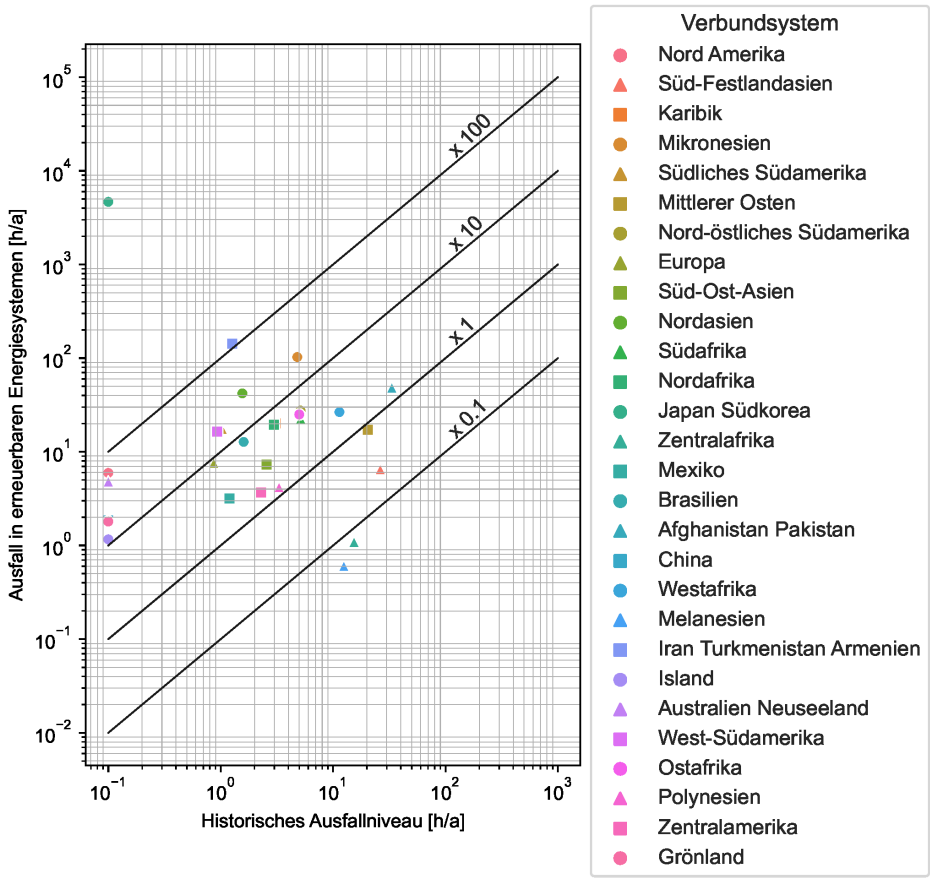


Abbildung 5.13: Energieausfälle in ausfalloptimalen Energiesystem verglichen mit historischen Ausfällen je Verbundsystem nach der Worldbank [25].

Abbildung 5.13 zeigt den Zusammenhang zwischen den historischen Energieausfällen und denen in erneuerbaren Energiesystemen je Verbundsystem. Die diagonalen Linien stellen dar, um welchen Faktor sich Ausfälle in den erneuerbaren Energiesystemen vergrößern.

Aufgrund der logarithmischen Darstellung sind Verbundsysteme, bei denen keine Energieausfälle dokumentiert sind, bei 0,1 h/a dargestellt. Zu sehen ist, dass sowohl erneuerbare Ausfälle als auch historische Ausfälle in derselben Größenordnung von 1 bis 100 h/a liegen. Trotzdem steigt das Niveau von Energieausfällen in den meisten Verbundsysteme um den Faktor 1 bis 10 an. So steigt der Energieausfall in Europa von historisch 0,9 h/a auf 6,3 h/a an. Ebenfalls gibt es Verbundsysteme, die durch einen Wechsel zu erneuerbaren Energien, bezogen auf die Ausfallsicherheit, profitieren. Dies sind vor allem Geothermieregionen wie Melanesien, Zentralafrika und Verbundsysteme mit heute instabilen Energiesystemen wie im südlichen Festlandasien. Einige Verbundsysteme weisen darüber hinaus besonders hohe Anstiege von Ausfällen auf. Dies lässt sich entweder durch lange ökonomisch optimale Ausfälle in erneuerbaren Energiesystemen, wie im Beispiel von Japan und Südkorea bedingt durch einen Energiemangel, beschreiben oder wie in Iran, Turkmenistan und Armenien durch einen geringen $VOLL$ erklären. Auch weisen Verbundsysteme mit heutzutage stabilen Energiesystemen wie in Westsüdamerika und im südlichen Südamerika einen hohen Anstieg auf. Die wichtigste Erkenntnis dieses Vergleiches ist jedoch, dass ökonomisch ausfalloptimal ausgelegte Energiesysteme zu 1 bis 10 mal höheren Ausfällen führen als in historischen Energiesystemen.

5.2.7 Diskussion Literatur Auftreten von Ausfällen und Flauten

In der Literatur, die das Auftreten von Energieausfällen beschreibt (siehe Tabelle 2.4), wird zwischen Energieerzeugungsflauten, Energieversorgungsflauten und Energiesystemausfällen unterschieden. Aufgrund des Aufbaus dieser Arbeit können die Ergebnisse zum Auftreten von Energieerzeugungsflauten und Energiesystemausfällen verglichen werden. Dies geschieht im Folgenden:

Energieerzeugungsflauten beschreiben das Auftreten einer verringerten Einspeisung variabler erneuerbarer Energien gegenüber einem freien, aber fixen Schwellwert. Diese Arbeit zeigt auf, dass Ausfälle überwiegend während Erzeugungsflauten von Windkraft mit einer Dauer von bis zu sieben Tagen auftreten. Diese Erkenntnis deckt sich mit denen von Raynaud et al. [20], welche schlussfolgern, dass Erzeugungsflauten der Windkraft mit einer Dauer von 1-7 Tagen auftreten. Darüber hinaus werden in dieser Arbeit ebenfalls Energieerzeugungsflauten der Windkraft von über 20 Tagen beobachtet, die nicht bei Raynaud et al. [20] aufgezeigt werden. Dies lässt sich durch deren regionalen Analysefokus erklären. Raynaud et al. [20] betrachten Energieerzeugungsflauten lediglich in Europa. In dieser Arbeit werden in Europa ebenfalls nur Energieerzeugungsflauten von Windkraft bis zu einer Woche beobachtet. Energieerzeugungsflauten von Windkraft bis zu 20 Tagen werden dagegen nur in spezifischen Verbundsystemen wie der Karibik, Westafrika und West-Südamerika festgestellt. Die durch Otero et al. [60] und Raynaud et al. [20] beschriebene hohe saisonale Stabilität von Windkraft zeigt sich ebenfalls in dieser Arbeit (vergleiche Abbildung 5.8). Gleichermaßen zeigt sich in dieser Arbeit die durch Handschy et al. [57] beschriebene starke regionale Ausprägung der Windkraftausfälle. So weist Europa zum Beispiel im selben Jahr eine Erzeugungsflaute von Windkraft in Teilen Westeuropas und in Teilen Osteuropas auf. Dadurch sinkt die Gesamteinspeisung der Windkraft in Europa nie mehr als 50% ab. Diese Komplementarität der Einspeisung durch Windkraft in West- und Osteuropa deckt sich ebenfalls mit der in Handschy et al. [57] beschriebenen räumlichen Komplementarität der Stromeinspeisung durch Windkraft.

Zur Einspeisung von PV-Strom zeigen Ohlendorf et al. [58] und Rinaldi et al. [62] auf, dass PV-Stromeinspeisung durch saisonale und täglich Effekte beeinflusst sind. Während sowohl Tag-Nacht-Zyklen in allen Verbundsystemen zwangsweise vorhanden sind, sind saisonale Effekte nicht in allen Verbundsystemen vorhanden. Vor allem äquatornahe Verbundsysteme weisen geringe saisonale Einflüsse bei PV auf. Ebenso nutzen die äquatornahen Verbundsysteme verstärkt eine PV-Stromeinspeisung. Die Kombination aus einem hohen PV-Anteil und geringen saisonale Einflüssen in Äquatornähe führt zu besonders stabilen Energiesystemen (vergleiche Abschnitt 5.2.1). Daher ist die Aussage, dass die Erzeugung durch PV immer saisonalen Effekten unterliegt, global nicht korrekt, sondern muss regional eingeschränkt werden. Ebenso treten global abseits der Jahreszeiten saisonale Effekte, zum Beispiel durch den Monsunregen im Verbundsystem Südfestlandasien, auf. Darüber hinaus zeigen Raynaud et al. [20], dass die Erzeugung durch PV regelmäßiger und dadurch vorhersehbarer auftritt und Erzeugungsausfälle höchstens 2 Tage dauern. Diese Beobachtung lässt sich in dieser Arbeit bestätigen. Zum Beispiel zeigen Abbildung 5.7 für Südfestlandasien und Abbildung 5.8 für Europa, dass die tägliche PV-Stromeinspeisung im Gegensatz zu der Windeinspeisung vorhersehbaren saisonalen Effekten unterliegt. Unvorhersehbare Schwankungen der Einspeisung durch PV treten in Europa fast nicht auf, in Südfestlandasien lediglich tageweise (vergleiche Abbildung 5.7).

Über die obigen Energieerzeugungsflauten hinaus werden in dieser Arbeit in Regionen mit einer Haupteinspeisung durch Geothermie Energieausfälle auf Nachfrageschwankungen

zurückgeführt. Dieser Mechanismus ist in den obigen Studien nicht beschrieben, da sich diese auf die Ursachen der volatilen erneuerbaren Energien konzentrieren. Die Volatilität der Energienachfrage ist allerdings ebenfalls eine Ursache für ökonomisch optimale Ausfälle. Dieses Phänomen lag nicht im Fokus bisheriger akademischer Forschung.

Damit liegen die in dieser Arbeit beschriebenen Charakteristika der Erzeugungsflauten von Windkraft und PV innerhalb der Ergebnisse der Literaturstudien aus Tabelle 2.4 oder sie erweitern die Charakteristika der Erzeugungsflauten um bisher nicht berücksichtigte Effekte, wie zum Beispiel der Saisonalität von PV aufgrund lokaler Wetterphänomene wie dem Monsun. Die Analysen dieser Arbeit zu Energiesystemausfällen basieren auf den Volatilitäten der oben beschriebenen Energieerzeugungsflauten. Da die Charakteristika der Energieerzeugungsflauten mit denen der Literaturstudien übereinstimmen, stellen die Energiesysteme dieser Arbeit plausible Szenarien für Energiesystemausfälle dar.

Bei Energiesystemausfällen können Vergleiche zwischen den Ergebnissen dieser Arbeit und den Ergebnissen aus Literaturquellen hingegen schwieriger gezogen werden. Wie eingangs in Abschnitt 2.1.6 der Arbeit beschrieben, gibt es bisher keine Studien, die, wie in dieser Arbeit erfasst, das Auftreten und die Ursache von Energiesystemausfällen systematisch untersuchen. Der Ansatz, der dieser Arbeit am nächsten kommt, ist der von Ryberg [10], welcher Energieausfälle in einem erneuerbaren Europa unter Netzrestriktionen, allerdings ohne Speicher und mit exogenem Kapazitätsausbau, betrachtet. Alle anderen Studien untersuchen die benötigten Backupkapazitäten und den benötigten Speicherbedarf, um Energiesystemausfälle zu vermeiden. Diese Studien werden zusammen mit den Studien zu den Gegenmaßnahmen in Abschnitt 5.5.5 diskutiert. An dieser Stelle wird auf die Literatur zum Auftreten von Ausfällen eingegangen.

Vergleicht man das Auftreten von Energieausfällen über 20 Wetterjahre mit den Ergebnissen von Ryberg [10] in Europa, zeigt sich, dass beide Analysen zu ähnlichen Ergebnissen hinsichtlich der Energieausfälle kommen. Diese betragen bei Ryberg 0,0729% der jährlichen Stromnachfrage und in dieser Arbeit 0,066%. Beide Arbeiten nutzen jedoch unterschiedliche Ansätze. So nutzt Ryberg zum zur Implementierung von Ausfällen eine Penalty-Funktion, die einem VOLL von 10.000 EUR/MWh entspricht und daher nach den Ergebnissen dieser Arbeit keinen einzigen Energieausfall aufweisen sollte (vergleiche Abschnitt 5.4.1). Um die Ausfälle bei hohem VOLL zu erklären, wird genauer auf die erneuerbaren Energiesysteme eingegangen. Während Ryberg einen exogenen Kapazitätsausbau betrachtet, ist der Kapazitätsausbau dieser Arbeit endogen. Ryberg baut 479 GW erneuerbarer Energien je GWh Sekundärstrombedarf inklusive Strombedarf für Wasserstoff. Diese Arbeit nutzt eine Kapazität von 576 GW an erneuerbaren Energien je GWh Sekundärstrombedarf. Damit wird in dieser Arbeit ein 20% höherer Ausbau an erneuerbaren Energien genutzt als bei Ryberg. So wird in den Energiesystemen dieser Arbeit 1,2 GWh Strom je GWh Sekundärstrombedarf eingespeist, bei Ryberg lediglich 1,0 GWh Strom je GWh Sekundärstrombedarf. Das lässt sich bei der in dieser Arbeit genutzten Wasserstoffinfrastruktur durch den Transport erklären, der in Europa Umwandlungsverluste von 0,2 GWh je GWh Sekundärstrombedarf aufweist. Ebenso nutzt Ryberg mit 60 GW je GWh Strombedarf erhöhte Kapazitäten an regelbaren erneuerbarern Energien verglichen mit 3 GW je GWh Sekundärstrombedarf wie in dieser Arbeit für Europa beschrieben. Kombiniert man alle obigen Eigenschaften, liegt der Grund für die bei Ryberg [10] ähnlich auftretenden Energieausfälle bei einem höheren VOLL-Niveau darin, dass Ryberg einen geringen Ausbau erneuerbarer Kapazitäten und ein System ohne Speicher kombiniert. Dies begünstigt Energiesystemausfälle. Somit sind die Energieausfälle der Arbeit von Ryberg durch seine exogenen Annahmen der Kapazitäten bestimmt und nur zufälligerweise auf dem Niveau der Ausfälle dieser Arbeit. Dahingegen stellen die Ausfälle

dieser Arbeit einen klar definierten Zustand dar, da die Ausfälle eindeutig als ökonomisch optimale Ausfälle definiert werden können.

Während diese Arbeit den physikalischen Energieausfall betrachtet, analysiert Ryberg die Dauer, bis ein Energiesystem in der Lage ist, Energieausfälle durch Überproduktion zu kompensieren. Streng genommen nutzt Ryberg daher ein Energiesystemansatz, um mittels defizitärer Perioden Energieerzeugungsflauten anstelle von Energiesystemausfällen zu betrachten. Vergleicht man die Tiefe und Häufigkeit von Ausfällen dieser Arbeit mit den defizitären Perioden von Ryberg, zeigt sich, dass bei dem gleichen relativen Energieausfall beider Studien Ryberg längere defizitäre Perioden aufzeigt, als sie in dieser Arbeit auftreten. Die defizitären Perioden von Ryberg liegen im Bereich von 10 h bis 7 Tagen, wohingegen diese Arbeit Tagesausfälle der physikalischen Energieausfälle mit einer Dauer von unter 24 h beschreibt. Dies lässt sich mit der vorher genannten Definition von Rybergs defizitären Perioden erklären. Ryberg [10] zeigt eine nach seiner Definition 86-stündige defizitäre Periode (siehe Abbildung A.11), während der lediglich ein 8-stündiger und ein 4-stündiger physikalischer Energieausfall gemäß Definition dieser Arbeit auftritt. Damit weisen Rybergs defizitären Perioden eher die unter den Erzeugungsflauten beschriebenen Perioden geringer Einspeisung anstelle der physikalischen Stromausfälle auf. Ryberg [10] zeigt darüber hinaus, dass die dort bestimmten Energieausfälle ebenfalls gestaffelt als Tagesausfälle nachmittags und nachts während eines mehrtägigen Windausfalls auftreten (siehe Abbildung A.11). Dies entspricht exakt dem Muster der Ausfälle dieser Arbeit. Ebenso weist Ryberg ein bis zu 7-tägiges Auftreten von Ausfällen auf, die durch einen Ausfall der Einspeisung aus Windkraft hervorgerufen werden (siehe Abbildung A.11). Dies deckt sich ebenfalls mit den Erkenntnissen dieser Arbeit, dass Energieausfälle während bis zu 7-tägiger Windausfälle gestaffelt auftreten (vergleiche Abschnitt 5.2.8). Damit decken sich die physikalischem Muster beider Studien. Diese Arbeit legt darüber hinaus den Fokus auf die Energiesystemausfälle, wohingegen Ryberg Energieerzeugungsflauten untersucht. Der Unterschied zwischen Energieerzeugungsflauten und Energiesystemausfällen wird durch die Flexibilitätsoptionen dargestellt, die in dieser Arbeit die Erzeugungsausfälle von einer Dauer von 7 Tagen auf weniger als einen Tag reduzieren können.

Damit stimmen die Ergebnisse des Flautenauftretens, soweit vergleichbar, mit denen aus den betrachteten Literaturquellen aus Tabelle 2.4 überein.

5.2.8 Zusammenfassung Auftreten von Ausfällen

Die größte Ursache von Energiesystemausfällen sind Flauten in der Einspeisung aus Windkraft. Diese lösen den überwiegenden Anteil der Energieerzeugungsflauten sowie die größten beobachteten Energieversorgungsflauten aus. Zusätzlich werden in geothermiedominanten Verbundsystemen Stromnachfrageschwankungen und in CSP-dominanten Verbundsystemen Schwankungen der CSP-Einspeisung beobachtet. In winddominanten Verbundsystemen treten zusätzlich eine saisonale Beeinflussung der Energiesystemausfälle durch PV-Strom auf. Die Erzeugungsflauten der Windkraft, die zu Energieausfällen führen, sind in der Regel kürzer als 7 Tage. Die Erkenntnisse der global auftretenden Energieerzeugungsflauten decken sich mit den Ergebnissen aus Abschnitt 2.1.6. Die resultierenden Versorgungsausfälle sind zu 95% kürzer als ein Tag und treten während der Erzeugungsflauten der Windkraft gestaffelt auf. Die Energieausfälle sind in Verbundsystemen mit dem Haupterzeuger Geothermie und CSP auf einzelne Regionen beschränkt. In Verbundsystemen mit der Haupterzeugung durch PV und Windkraft sind je nach der Tiefe des Defizites wäh-

rend der Ausfälle mehrere Regionen gleichzeitig betroffen. Eintagesausfälle treten im Mittel 4 mal pro Jahr je Region mit einer Tiefe von weniger als 50% der mittleren Jahresstromnachfrage auf. Mehrtagesausfälle treten in spezifischen Regionen auf. Diese dauern bis zu vier Tage und können jährlich bis alle 10 Jahre in 18 von 28 Verbundsystemen beobachtet werden. Die ökonomischen Begrenzungen der Energiesysteme, die zu Energiesystemausfällen führen, sind zum einen die Kapazität von Batteriespeichern und zum anderen die Backup-Leistung der Wasserstoffreelektrifizierung. Die Wasserstoffreelektrifizierung ist durch die Kapazität der Wasserstoffkombikraftwerke und in Regionen ohne Salzkavernen auch durch die maximale Ausspeicherleistung der Wasserstofftanks begrenzt. In Europa wurden ebenfalls Transportrestriktionen durch Stromnetze festgestellt. Der am häufigste genutzte ökonomische Ausgleichsmechanismus ist die Wasserstoffspeicherung. Eine wichtige Erkenntnis ist, dass Energiesystemausfälle nicht zwangsläufig am Ort der Residuallast auftreten. Am Beispiel von Europa zeigt sich, dass aufgrund regional unterschiedlicher Kosten von Energieausfällen ($VOLL$) systematische Verschiebungen von Energieausfällen in Regionen mit geringem $VOLL$ stattfinden.

5.3 Ursachen Auftreten von Energiesystemausfällen

In den vorherigen Abschnitten wurde gezeigt, wie häufig und aufgrund welcher Begrenzungen Energiesystemausfälle auftreten. Ziel dieses Abschnittes ist es hingegen zu zeigen, welche Faktoren im Energiesystemauslegung Ausfälle verstärken oder verringern. Dazu wird zwischen dem absoluten Ausfallniveau und der Abweichung von diesem über die betrachteten 20 Wetterjahre unterschieden.

5.3.1 Einflüsse auf das Ausfallniveau

Großen Einfluss auf den Anteil ausgefallener Energie je Energiesystem haben die genutzten Erzeugungstechnologien sowie das Vorhandensein von Salzkavernen (siehe Tabelle 5.4). Die geringsten Ausfälle von 0,04% treten in Regionen mit Geothermie aufgrund der hohen Grundlast auf (siehe Abschnitt 5.2.1) gefolgt von CSP mit 0,13% aufgrund dessen Regelbarkeit (siehe Abschnitt 5.5.2). Windsysteme haben mit 0,21% die höchsten Ausfallwahrscheinlichkeiten. Das liegt daran, dass Erzeugungsflauten der Windkraft in den betrachteten Energiesystemen die Hauptursache für Energieausfälle sind (siehe Abschnitt 5.2.4). PV-dominante Energiesysteme liegen mit 0,16% zwischen den Energiesystemen mit dem Haupterzeuger Wind und den regelbaren erneuerbaren Energien, da diese aufgrund des geringeren Einspeiseanteils der Windkraft weniger anfällig für Erzeugungsflauten sind, andererseits aber nicht so stark regelbar wie CSP und Geothermie. Auch Salzkavernen haben einen Einfluss auf die Ausfälle in Energiesystemen mit vorrangig Wind. Der Einfluss von Salzkavernen ist jedoch in Energiesystemen mit Geothermie gering. Letzteres lässt sich durch den geringen Bedarf an saisonaler Stabilisierung in den Verbundsystemen mit einem hohen Geothermieanteil erklären (siehe Abschnitt 5.2.1). In winddominanten Verbundsysteme führt die Nutzung von Salzkavernen zu einer Reduktion der Energieausfälle um 34%. Damit hat die Auswahl der Erzeugungstechnologien und das Vorhandensein von Salzkavernen den Haupteinfluss auf das Niveau der Energieausfälle.

Ebenso hat der Value of Lost Load einen hohen Einfluss auf das absolute Ausfallniveau. Der Einfluss ist so hoch, dass dieser im Abschnitt 5.4 in einer Variationsanalyse genauer

Tabelle 5.4: Ausfallauftrittswahrscheinlichkeit je Verbundsystem nach Technologie und Verfügbarkeit von Salzkavernen

Haupterzeuger	Ausfallauftrittswahrscheinlichkeit [%] Salzkavernen vorhanden	keine Salzkavernen	Mittelwert
Geothermie	0,04	0,05	0,04
CSP SS	-	0,13	0,13
Wind	0,19	0,29	0,21
PV	0,16	0,27	0,16
Mittelwert	0,16	0,17	0,16
Extremregionen:	Japan Südkorea: 53,2%		
	Iran Turkmenistan Armenien: 1,58%		
	Mikronesien: 1,29%		

untersucht wird. Vereinfacht lässt sich an dieser Stelle bereits vorgreifen, dass unterhalb eines Value of Lost Load von 1500 EUR/MWh die Energieausfälle ansteigen. Dies erklärt zum einen die in Europa beobachteten Verschiebungen von Energieausfällen hin zu Regionen mit geringem $VOLL$ (Abschnitt 5.2.3), zum anderen dass ein geringer $VOLL$ eine Bedingung für Mehrtagesausfälle ist (Abschnitt 5.2.5). Der Einfluss des Value of Lost Load erklärt auch das überproportional hohe Auftreten von Energiesystemausfällen des Verbundsystemes von Iran, Turkmenistan und Armenien (siehe Tabelle 5.4), das mit 666 EUR/MWh den geringsten mittleren $VOLL$ aller Verbundsysteme aufweist.

Ein Einfluss der Größe des Verbundsystems, gemessen an der Landfläche, wird explizit nicht beobachtet (siehe Abbildung 5.14). Abgesehen davon, dass die Inselregionen Mikronesien und Melanesien mit sehr kleinen Landflächen höhere Ausfälle aufweisen, ist das Ausfallniveau in allen anderen Regionen unabhängig von der Größe des Verbundsystems. Diese Erkenntnis steht im starken Widerspruch zu Erkenntnissen aus der Literatur. So zeigt zum Beispiel Ryberg [10], dass Ausfälle in Nordrhein-Westfalen häufiger als in Deutschland und in Deutschland wiederum häufiger als in Europa auftreten. Beide Aussagen scheinen im Widerspruch zu stehen, doch dies ist nicht der Fall. In Abschnitt 5.5 wird gezeigt, dass ein Energietransport zwischen den Regionen den höchsten Einfluss aller Technologien auf den Energieausfall hat. Dies deckt sich damit mit der Aussage Rybergs [10] und der Literatur aus Abschnitt 2.1.6. Das Ergebnis, dass die Größe des Verbundsystems keinen Einfluss auf den Energieausfall hat, ist daher nur auf Verbundsysteme und nicht auf die Regionen des Energiesystems zu beziehen. Diese Erkenntnis impliziert folgende Schlussfolgerung: Es scheint eine Obergrenze für den Zusammenschluss von Regionen zur Nutzung der in der Literatur bekannten räumlichen Synergien zu geben. Außerdem liegen die Kosten der Energieversorgung in den kleinen Verbundsystemen dieser Arbeit nicht über den Kosten großer Verbundsysteme, sodass das Energieausfallniveau der kleinen Verbundsysteme nicht durch einen systematischen Ausbau der Versorgungsinfrastruktur erkauft wird, sondern eine Eigenschaft der Energiesysteme ist.

Ebenso lässt sich keine Verbindung zwischen den mittleren Stromgestehungskosten und der Ausfallwahrscheinlichkeit feststellen. Obwohl dies nicht intuitiv erscheint, zeigen die meisten Verbundsysteme aus Abschnitt 5.2 ökonomisch gewählte Begrenzungen durch die Reelektrifizierungkapazität von im Energiesystem eingespeicherten Wasserstoff und durch die be-

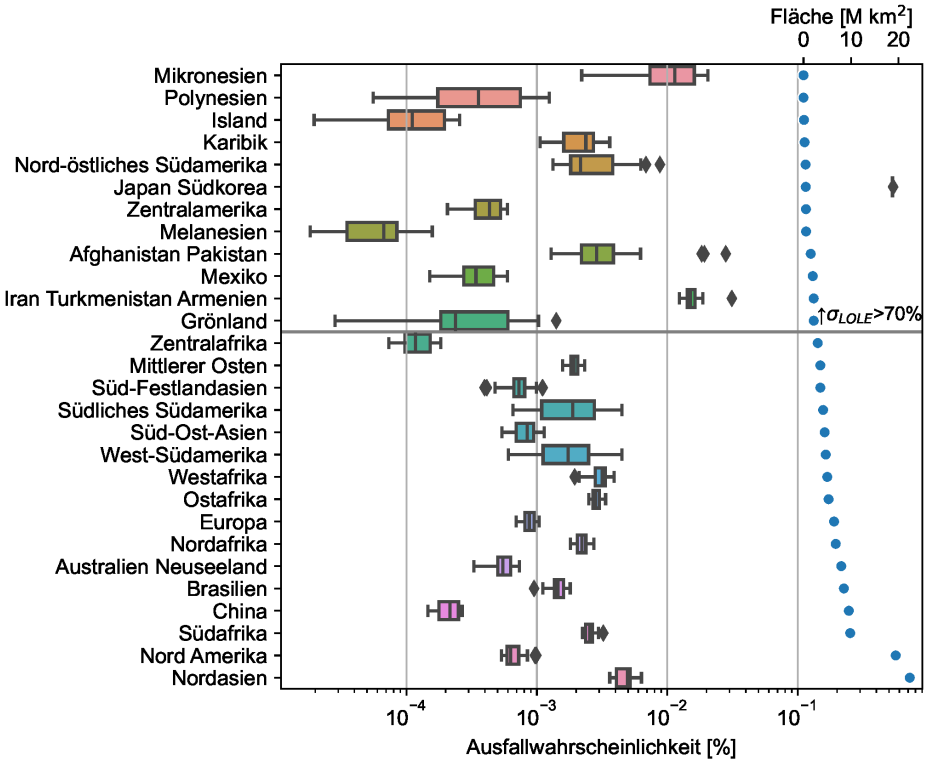


Abbildung 5.14: Abweichung des Energieausfalls je Verbundsystem über 20 Wetterjahre sortiert nach der Landfläche des Verbundsystems

grenzte Kapazität von Batterien. Damit sind die Stromgestehungskosten nicht als Haupteinflussfaktor auf das Niveau der Energiesystemausfälle feststellbar.

Ein nicht direkt beschreibbarer Einfluss ergibt sich ebenfalls durch die konkrete Geografie der Regionen. Dies ist im Falle von Mikronesien in Tabelle 5.4 zu sehen, da Mikronesien aufgrund der Inseltopologie erhöhte Netzkosten aufweist und aufgrund dessen eigenständige Regionen bildet. Die erhöhte Eigenständigkeit führt zu erhöhten Ausfällen, die sich vor allem in Mehrtagesausfällen (Abschnitt 5.2.5) manifestieren.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sich das Niveau der Energiesystemausfälle eines Verbundsystems durch die Erzeugungspotentiale, hier beschreiben durch die genutzte Haupttechnologie, aus dem Vorhandensein von Salzkavernen und dem mittleren Value of Lost Load je Verbundsystem ergibt.

5.3.2 Abweichung der Energiesystemauslegung

Neben dem absoluten Ausfallniveau zeigen sich weitere Einflüsse auf die Abweichungen des Energieausfalls über 20 Wetterjahre. In Abbildung 5.14 ist zu sehen, dass die Abwei-

chungen des Energieausfalls stark zwischen den Regionen schwanken. So zeigen Verbundsysteme wie Nordasien und Westafrika einerseits geringe Standardabweichungen der Ausfälle von 20%, andererseits zeigen Verbundsysteme wie das südliche Südamerika und Grönland hohe Standardabweichungen bis zu 70 %. Den Haupteinfluss auf die Schwankungen hat die Regionsgröße. Abbildung 5.14 zeigt, dass große Energiesysteme geringere Abweichungen als kleine zeigen. Verbundsysteme mit einer Größe unterhalb von 2,5 Millionen km^2 haben eine mittlere Abweichung von 70% um den Mittelwert, wohingegen Regionen oberhalb dieser Grenze Abweichungen von lediglich 20% aufweisen. Es zeigt sich kein Einfluss der Stromgestehungskosten und des $VOLL$ auf die Abweichung des Ausfallniveaus. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass große Verbundsysteme zwar nicht geringere Ausfälle aufweisen, dafür aber jährlich ein konstanteres Ausfallniveau haben als kleinere Energiesysteme. Die Abweichung der Ausfallwahrscheinlichkeit ist wie eine Metrik für die Robustheit der Energiesysteme für das Auftreten von unerwartet großen Ausfällen zu verstehen. In Energiesystemen mit einer geringen Standardabweichung ist die Wahrscheinlichkeit, dass ein Ausfall deutlich über dem Mittelwert liegt, geringer als bei Regionen mit hoher Standardabweichung.

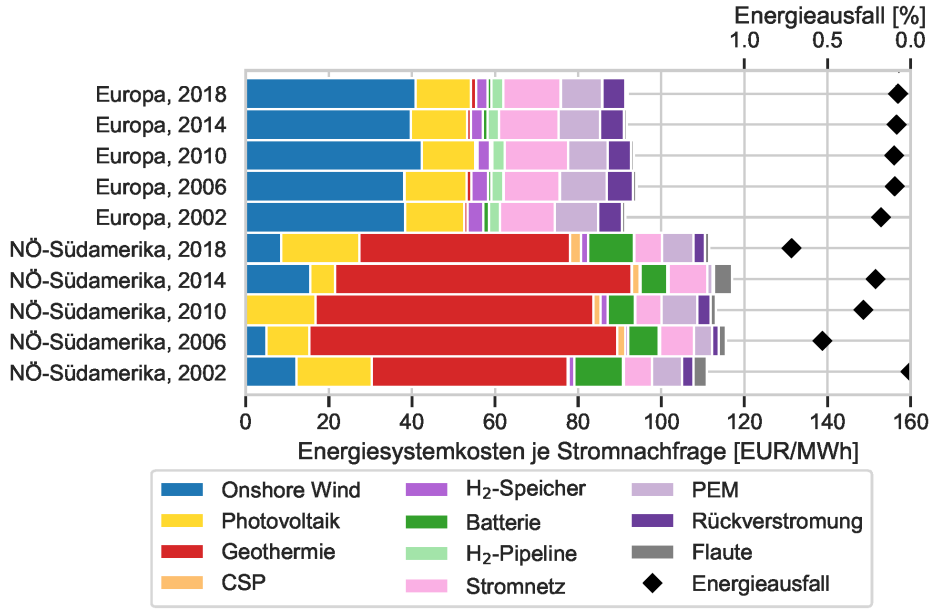


Abbildung 5.15: Abweichungen von der Energiesystemauslegung für Europa als große Region und dem nordöstlichem Südamerika als kleine Region für verschiedene Wetterjahre.

Diese Aussage lässt sich ebenfalls auf die Auslegung der ökonomisch ausfalloptimalen Energiesysteme beziehen. Der Vergleich von Europa als großem Verbundsystem mit dem nordöstlichen Südamerika als kleinem Verbundsystem zeigt in Abbildung 5.15, dass kleine Energiesysteme deutlich höhere Schwankungen in der Energiesystemzusammensetzung aufweisen. Europas Energiesystem zeigt über 20 Wetterjahre hinweg konstante Kostenanteile für Windkraft und PV. Geringere Abweichungen von kleiner als 10% treten bei dem Ausbau von Windkraft auf, jedoch ist die Gesamtauslegung konstant. Dahingegend weist das nordöstlichen Südamerika schwankende Kostenanteile der erneuerbaren Energien um bis zu 100% auf. So wird im Wetterjahr 2002 ein Energiesystem mit einem Kostenanteil von 41% an Geothermie genutzt, wohingegen im Wetterjahr 2016 ein Energiesystem mit einem

Geothermiekostenanteil von 60% optimal ist. Diese hohen Schwankungen im Ausbau für einzelne Wetterjahre kann ein reales System nicht umsetzen, da die Erzeugungstechnologien für mehr als 25 Jahre gebaut werden. Damit weisen kleine Energiesysteme massive Robustheitsprobleme auf, da das Energiesystem des Wetterjahres 2014 im Wetterjahr 2016 nicht funktionieren würde.

5.3.3 Zusammenfassung der Ursachen

Es lässt sich zusammenfassen, dass das Niveau des Energieausfalls vor allem durch die genutzten Technologien und dem Value of Lost Load bestimmt wird. Vor allem Geothermie führt zu einem geringen Ausfallniveau, wohingegen bei Wind häufiger Ausfälle auftreten. Das Vorhandensein von Salzkavernen senkt das Auftreten von Ausfällen um 34%. Ebenfalls zeigt der Value of Lost Load einen großen Einfluss auf die beobachteten Energieausfälle, sodass Regionen unterhalb von 1500 EUR/MWh verstärkt Energiesystemausfälle aufweisen. Während die Größe des Verbundsystems keinen Einfluss auf die Höhe der Energiesystemausfälle hat, bestimmt die Größe maßgeblich die Standardabweichung von Energieausfällen über verschiedene Wetterjahre. Damit ist das Ausfallniveau durch die genutzte Technologien und den $VOLL$ definiert, wohingegen die Schwankungen der Ausfälle über unterschiedliche Jahre mit der Verbundsystemgröße zusammenhängen.

5.4 Stabile erneuerbare Energiesysteme

Die vorherigen Abschnitte haben dargelegt, wie Energieausfälle in Energiesystemen mit ökonomisch optimalen Energiesystemausfällen nach dem Prinzip des Value of Lost Load aussehen. Im Gegensatz dazu beschäftigt sich dieser Abschnitt damit, wie erneuerbare Energiesysteme mit dem heutigen Stabilitätsniveau aussehen können. Da der Value of Lost Load der Stellhebel ist, um das Energieausfallniveau zu bestimmen, wird zuerst auf den Einfluss des Value of Lost Load auf Energieausfälle eingegangen. Anschließend werden die Unterschiede von ökonomisch ausfalloptimalen Energiesystemen zu stabilen Energiesystemen untersucht. Teile des Abschnittes 5.4 wurden durch den Autor bereits in Franzmann et al. [255] veröffentlicht.

5.4.1 Einfluss des VOLL auf Energieausfälle

Um den Einfluss des Value of Lost Load auf die Energieausfälle zu bestimmen, wird in diesem Abschnitt der Value of Lost Load um einen Faktor von 0.001 bis 10 variiert. Abbildung 5.16 zeigt, dass mithilfe des Value of Lost Load Energiesystemausfälle zwischen 0 und 100% der Stromnachfrage variiert werden können und damit einen starken Stellhebel für die Höhe von Energieausfällen darstellen. Um diese Systematik zu erklären, ist der Zusammenhang zwischen Energieausfällen und dem Value of Lost Load in Abbildung 5.16 in fünf Bereiche unterteilt.

Der erste Bereich unterhalb eines Value of Lost Load von 25 EUR/MWh ist der Bereich, in dem keine Infrastruktur für die Versorgung der Stromnachfrage gebaut wird, da die Kosten für Energieausfälle geringer als die günstigsten Stromgestehungskosten von PV sind (siehe

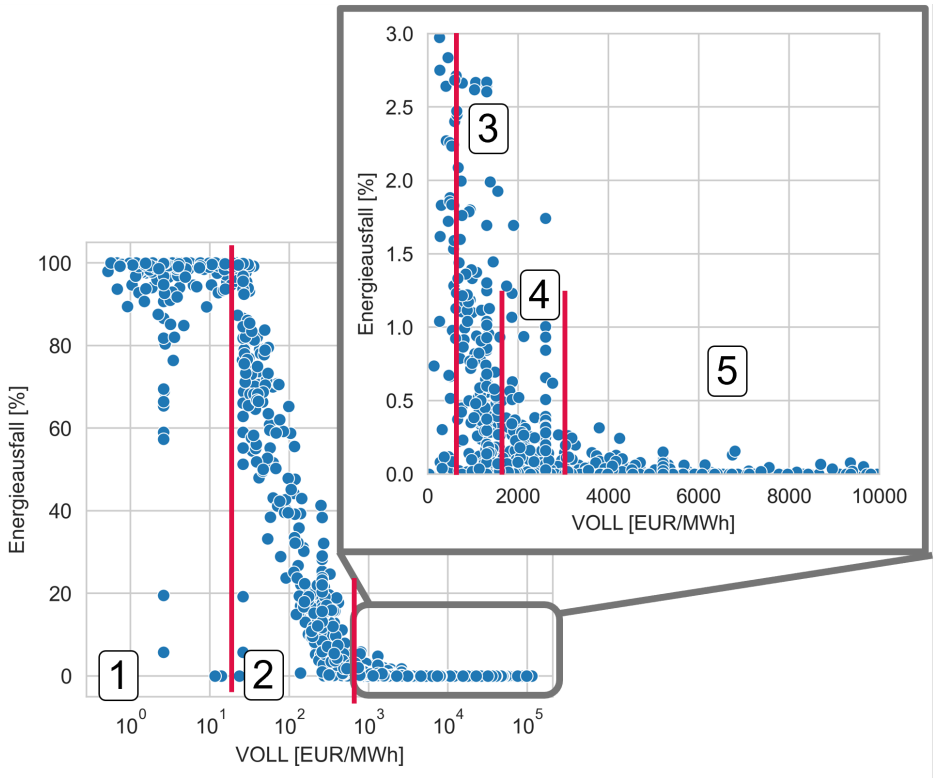


Abbildung 5.16: Einfluss des Value of Lost Load ($VOLL$) auf den Energieausfall je Land [255]

Abschnitt 5.1.2). Die Versorgung von bis zu 10% der Stromnachfrage in diesem Bereich findet statt, da die Wasserstoffnachfrage im Modell weiterhin gedeckt wird und Synergieeffekte mit der Wasserstoffinfrastruktur entstehen. Dies führt dazu, dass in den meisten Regionen bis zu 10% der Stromnachfrage kostenlos als Synergie aus der Sektorkopplung mit Wasserstoff genutzt werden kann. Dies ist abseits der Fragestellung dieser Arbeit eine interessante Erkenntnis, die im Rahmen der Arbeit aber nicht weiter erläutert wird. Im ersten Bereich unterhalb von 25 EUR/MWh liegen keine Länder des Basisfalls nach dem in dieser Arbeit bestimmtem $VOLL$.

Im zweiten Bereich bei einem $VOLL$ zwischen 25 EUR/MWh und 500 EUR/MWh findet die größte Änderung der Energieausfälle statt. An der unteren Kostengrenze liegen bis zu 100% Stromausfälle vor, an der oberen Kostengrenze bis zu 0%. Das liegt daran, dass nun die Kosten für Energiesystemausfälle oberhalb der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien liegen und damit der Ausbau einer Strominfrastruktur ökonomisch wird. Mit steigendem $VOLL$ findet ein zunehmender Ausbau der Energiesysteme statt. So wird in Europa zuerst Wind, danach PV zusammen mit einer Wasserstoffinfrastruktur ausgebaut. Abgesehen von Aruba in der Karibik mit einem VOLL von 438 EUR/MWh liegen keine Länder des Basisszenarios im zweiten Bereich.

Im dritten Bereich liegt der $VOLL$ zwischen 500 EUR/MWh und 1500 EUR/MWh. In diesem Bereich befinden sich Regionen, welche teilweise bereits stabile Energiesysteme aufweisen.

Der Median des Energieausfalls in diesem Bereich liegt bei einem Ausfall von 0,7% der Stromnachfrage. Dies entspricht einem mittleren Ausfall von 61 h je Verbraucher und Jahr und liegt damit deutlich über dem heutigen Stabilitätsniveau der EU von 0,01%. Einzelne Regionen weisen Ausfälle von bis zu 6,1% auf. Der überwiegende Anteil der Regionen zeigt weiterhin starke Stromausfälle. Im Basisszenario liegen in dem dritten Bereich besonders starke Energiesystemausfälle in Liberia mit 5,5%, Tadschikistan mit 3,13% und Georgien mit 2,1% vor. Ebenso liegt in Bereich drei die in Abschnitt 5.2.3 betrachtete Ukraine mit einem Ausfall von 0.5% des Strombedarfes. Das Beispiel der Ukraine verdeutlicht, dass der Energieausfall in einer Region nicht nur ausschließlich von dem absoluten VOLL der Ausfallregion abhängt, sondern, auch aufgrund von Stromausfallsverschiebungen, ebenfalls von der Differenz des $VOLL$s gegenüber anderen Regionen des Verbundsystemes (siehe Abbildung 5.11). Daher kommt es in einzelnen Regionen zu erhöhten Ausfällen aufgrund von Verschiebungen von Energiesystemausfällen in Regionen mit geringen $VOLL$.

Im vierten Bereich liegt der $VOLL$ zwischen 1500 EUR/MWh und 3000 EUR/MWh. Dieser Bereich enthält die meisten Länder des Basisszenarios bei einem Faktor des Value of Lost Loads von 1. Hier liegt der Median der Energieausfälle bei 0,07% der Stromnachfrage, was unterhalb des mittleren Stabilitätsniveaus des Basisszenarios von 0,15% liegt. Mit einem Anteil von 90% haben die meisten Regionen dieser Kategorie Ausfälle unterhalb von 0,5% der Stromnachfrage. Die übrigen Regionen weisen allesamt begünstigende Eigenschaften für Energiesystemausfälle auf, wie dies in Abschnitt 5.2.5 zu den Mehrtagesausfällen gezeigt wurde. So sind zum Beispiel Guam und Laos durch ihre entfernte Lage zu Erzeugerregionen aufgrund hoher Energietransportkosten stärker autark. Frankreich und Tschechien weisen aufgrund von Ausfallverschiebungen aus Nachbarregionen mit hohen $VOLL$ erhöhte Ausfälle auf.

Im fünften Bereich sind Länder mit einem $VOLL$ größer als 3000 EUR/MWh enthalten. Dieser Bereich enthält sichere Energiesysteme. Der Median des Energieausfalls in dieser Kategorie beträgt 0%. Insgesamt haben 80% der Länder einen Ausfall von weniger als 0,006% der Stromnachfrage. Damit sind Regionen, die einen $VOLL$ von über 3000 EUR/MWh aufweisen, zu 80% vor Stromausfällen geschützt und mindestens auf dem Ausfallniveau von heute. In diesem Bereich liegen vor allem die Sensitivitätsergebnisse mit einem Faktor des VOLL von 1, 2 oder 10. Somit befinden sich 47 Länder des Basisszenarios in der Gruppe der sicheren Energiesysteme. Diese Länder sind vor allem entwickelte Länder der westlichen Welt sowie Schwellenländer wie China.

Die Erkenntnis dieses Kapitels ist es, dass der Value of Lost Load einen hohen Einfluss auf das Niveau der Energiesysteme hat und, falls hoch genug gewählt, Ausfälle in erneuerbaren Energiesystemen vermeiden kann. Was diese Implikation für stabile erneuerbare Energiesysteme bedeutet, zeigt der nächste Abschnitt.

5.4.2 Stabile Energiesysteme

Vorheriger Abschnitt leitet durch eine Sensitivitätsanalyse des Value of Lost Loads her, dass durch die Wahl eines VOLL von über 3000 EUR/MWh sichere Energiesysteme entstehen können. Daher stellt sich die Frage, wie hoch die Mehrkosten von sicheren Energiesystemen sind und wie diese im Unterschied zu ökonomisch ausfalloptimalen Energiesystemen aussehen. Dies wird in diesem Abschnitt genauer erläutert.

Zuerst muss ein stabiles Energiesystem definiert werden. Dazu orientiert sich diese Arbeit an dem heutigen Stabilitätsniveau der Energieversorgung der EU, die bei 1 h Ausfall pro Jahr und pro Verbraucher liegt (siehe Abschnitt 2.1.1). Die Kapazitäts- und Kostenunterschiede, die entstehen, um von einem ökonomisch ausfalloptimalen Energiesystem zu einem stabilen Energiesystem zu kommen, sind in Abbildung 5.17 dargestellt.

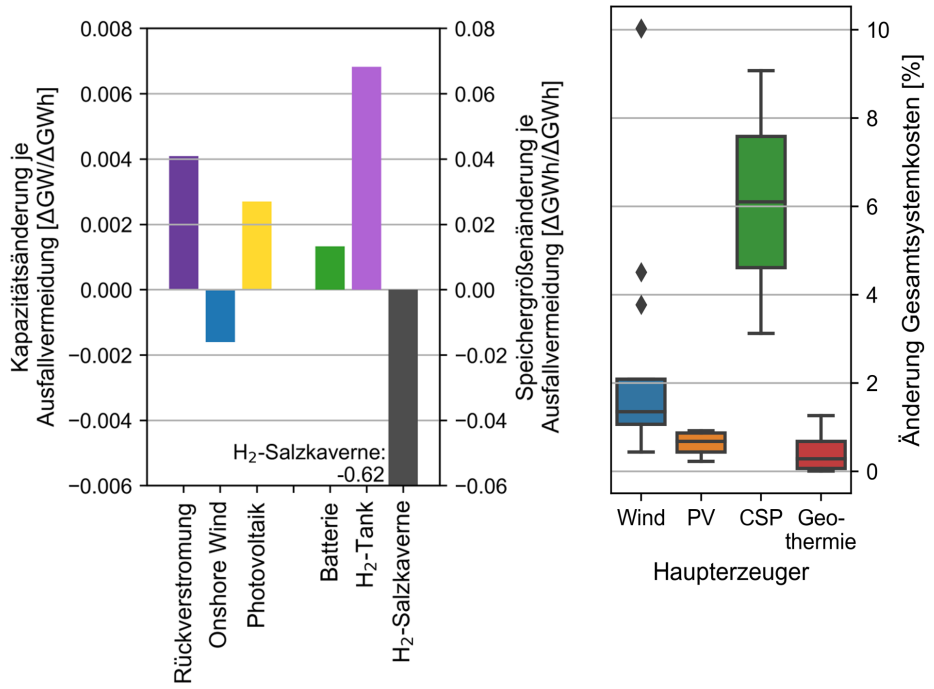


Abbildung 5.17: Änderung des Kapazitätsausbaus und der Gesamtsystemkosten von einem ökonomisch ausfalloptimalen Energiesystem zu einem stabilen Energiesystem [255].

Es zeigt sich, dass zur Vermeidung von Ausfällen vor allem Wasserstofftanks ausgebaut und Wasserstoffsalzkavernen zurückgebaut werden. Der Grund ist, dass Wasserstofftanks dezentral eingesetzt werden, wohingegen Salzkavernen sich an Orten ihrer geologischen Eignung und nicht zwangsläufig an energiesystemrelevanten Orten befinden. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 5.18 für Europa dargestellt. Dort ist zu sehen, dass Wasserstoffspeicher vor allem in Randgebieten wie Nordskandinavien, Portugal oder der Türkei ausgebaut werden. Für die verschiedenen Verbundsysteme ist ein Abstand von mindestens 1500 km via Wasserstoffpipelines zu Salzkavernen notwendig, damit Wasserstofftanks ökonomisch sind. Damit bietet sich der Ausbau von Wasserstofftanks nur in von Salzkavernen abgelegenen Regionen an. Die Wasserstofftanks werden ebenfalls entweder in Regionen mit einer verglichen zum Verbundsystem erhöhten Einspeisung von PV-Strom gebaut oder in Regionen, die eine hohe Stromnachfrage oder im Referenzsystem hohe Ausfälle aufweisen, sodass diese erzeugernah und verbrauchernah eingesetzt werden.

Ebenso findet ein Ausbau von Batterien statt. Der Batterieausbau beträgt jedoch nur 20% der Kapazität des Ausbaus von Wasserstoffspeichern aufgrund der höheren Kosten von Batterien. Insgesamt werden zur Vermeidung von Energiesystemausfällen 0,068 GWh Wasserstofftanks und 0,013 GWh Stromspeicher je GWh Ausfallvermeidung gebaut, sodass Was-

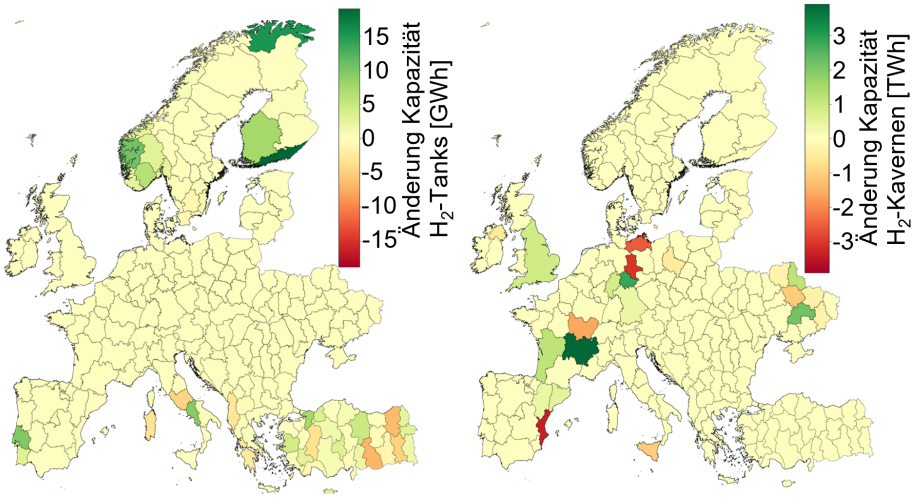


Abbildung 5.18: Änderung der Kapazität von Wasserstofftanks (links) und Wasserstoffsalzkavernen (rechts) von einem ökonomisch ausfalloptimalen Energiesystem zu einem stabilen Energiesystem (1h/a Ausfall).

serstofftanks zur Vermeidung von Ausfällen favorisiert werden.

Eine Größenordnung kleiner ist der Ausbau der Kapazitäten der Wasserstoffkombikraftwerke. Deren Ausbau ergibt sich aus den Ergebnissen des Auftretens von Energiesystemausfällen (siehe Abbildung 5.2). Daraus geht hervor, dass die Kapazitäten der Wasserstoffkombikraftwerke häufig die ökonomische Grenze für Energieausfälle darstellen. Ebenso findet ein geringerer Ausbau von Windkraft, gepaart mit einem stärkeren Ausbau von PV-Kapazitäten, statt, die beide jedoch unterhalb von 1% der gebauten Kapazitäten liegen. Das lässt sich erklären, indem Windenergieflauten die Ursache von Energiesystemausfällen sind. Diese werden durch eine Kombination von PV und Wasserstoffinfrastruktur ersetzt. Damit werden für jede vermiedene GWh Energieausfall 1,4 MW Windkraft durch PV ersetzt. Ein eindeutiger Trend zum Ausbau von Stromnetzen und Wasserstoffpipelines wird nicht beobachtet.

Die benötigten Mehrkosten für den Ausbau der Energiesysteme sind gering. Diese betragen für Energiesysteme mit dem Haupterzeuger Wind zwischen 0,5 und 2% und bei den Verbundsystemen mit den Haupterzeugern PV und Geothermie zwischen 0 und 1%. Lediglich Energiesysteme mit CSP weisen hohe Kosten auf. Das liegt aber weniger an der Technologie selber als an den Eigenschaften der Energiesysteme mit der Haupteinspeisung durch CSP, da die Energiesysteme kleine Inseln aufweisen und daher aufgrund der hohen Netzkosten hohe Kosten für Stabilität aufweisen. Den genauen Einfluss von CSP auf die Stabilität wird in Abschnitt 5.5.2 aufgezeigt.

5.4.3 Zusammenfassung stabile Energiesysteme

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ein Ausbau von stabilen Energiesystemen im Allgemeinen mit weniger als 1 h Energieausfall pro Jahr global nur geringe Mehrkosten

von unter 2% gegenüber ökonomisch ausfalloptimalen Energiesystemen erfordert. Die dazu notwendigen Maßnahmen sind vor allem der Ausbau von Wasserstofftanks und von Rückverstromungskapazitäten. Aufgrund der geringen Mehrkosten bietet es sich daher an, Energiesysteme direkt auf ein stabiles Niveau der Energiesicherheit auszulegen, anstatt den Verbraucher für weniger als 2% Kostenersparnis Energieausfällen auszusetzen. Der teuerste Anteil des Energiesystems, der Ausbau von Stromnetzen, Pipelines und erneuerbaren Erzeugungstechnologien, hat nur einen geringen Einfluss auf den Übergang von einer ökonomisch optimalen Energiesicherheit zu stabilen Energiesystemen. Bemerkenswert ist, dass beim Übergang von ökonomisch ausfalloptimalen Energiesystemen zu stabilen Energiesystemen Windkraft durch PV ersetzt wird. Der Anteil ist mit 1,4 MW Windkraft je GWh Ausfallvermeidung gering. Daher kann die gewünschte Versorgungssicherheit über einen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur nachträglich angepasst werden, jedoch müssen die Vorlaufzeiten zum Planen von Kraftwerken berücksichtigt werden. Diese Erkenntnis ist sehr bedeutsam für das Gelingen der Energiewende, da so der Industrie und den Verbrauchern die Angst vor Versorgungsengpässen genommen werden kann. Die Aussage setzt allerdings eine etablierte Nutzung von Wasserstoff voraus. Andererseits suggerieren die geringen Mehrkosten von weniger als 2%, dass erneuerbare Energiesysteme direkt auf ein gewünschtes Ausfallniveau ausgelegt werden sollten und nicht auf ein ökonomisch optimales Ausfallniveau.

5.5 Einfluss von Technologien auf Energiesystemausfälle

Eine weitere Fragestellung dieser Arbeit ist, welche Maßnahmen welchen Einfluss auf den Energieausfall in erneuerbaren Energiesystemen haben. Abschnitt 2.1.6 zeigt, dass einzelne Studien ausgewählte Technologien untersucht haben. Ein ganzheitlicher Vergleich des Einflusses verschiedener Technologien wurde bisher noch nicht durchgeführt. Diese Forschungslücke wird in diesem Abschnitt behandelt. Dazu werden zuerst alle Technologien vorgestellt. Da der Fokus dieser Arbeit auf dem Einfluss von CSP, Geothermie und Salzkavernen auf Energieausfälle liegt, werden diese anschließend detaillierter untersucht.

5.5.1 Allgemeine Technologien

Dieser Abschnitt zeigt einen Vergleich des Einflusses aller genutzter Technologien auf Energiesystemausfälle. Dazu wird untersucht, wie sich ein Energiesystem verhält, wenn die zu untersuchende Technologie ausgeschlossen wird. Dabei wird der Einfluss von Kosten und Energieausfällen betrachtet. Diese sind in Abbildung 5.19 dargestellt. Dort ist zu sehen, dass ein Verbot einer Technologie immer die Kosten erhöht. Dies ergibt sich als mathematische Notwendigkeit, da durch ein Verbot einer Technologie der Lösungsraum beschränkt wird, was zu einem schlechteren Zielfunktionswert der Lösung des beschränkten Optimierungsproblems führt. Anders sieht es bei dem Einfluss auf die Energiesystemausfälle auf: Während ein Verzicht auf die meisten der Technologien zu einer Erhöhung von Ausfällen führt, bewirkt ein Verzicht auf drei Technologien eine Verringerung der Energiesystemausfälle. Damit gibt es Technologien, die einerseits die Kosten des Energiesystems verringern, andererseits aber auch zu höheren Energiesystemausfällen führen. Daher werden die Technologien in Win-Win-Technologien und Loose-Win Technologien unterschieden. Der Einsatz der Win-Win-Technologien lohnt sich objektiv immer, da diese sowohl Kosten als auch Ausfälle verringern. Bei Loose-Win Technologien ist der Nutzen nicht eindeutig, sodass ein

Kompromiss zwischen Kosten und Ausfällen getroffen werden muss. Auf die Unterteilung in Win-Win und Loose-Win Technologien und die Gründe wird im Folgenden eingegangen.

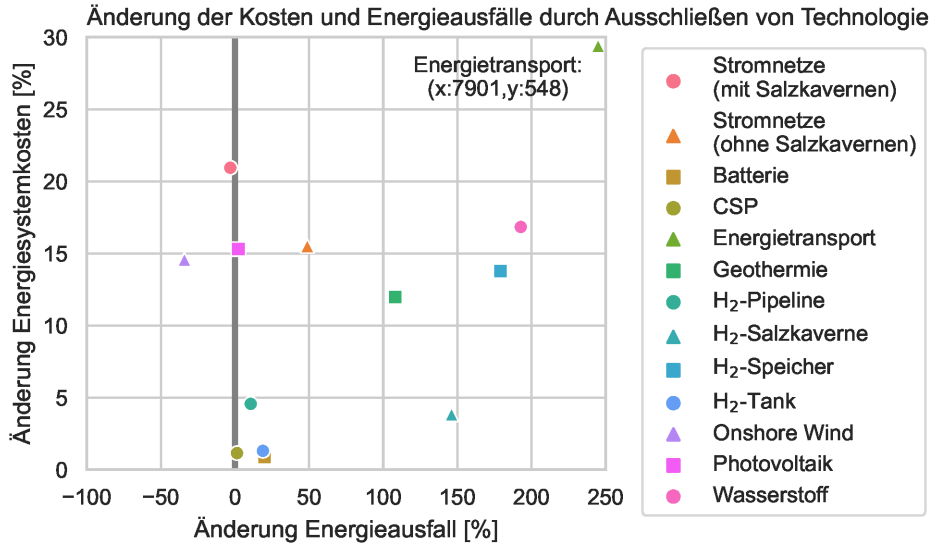


Abbildung 5.19: Einfluss verschiedener Technologien auf Energieausfälle und Energiesystemkosten

Wichtigste Win-Win-Technologie ist die Energieübertragung im Allgemeinen. Ohne Energieaustausch liegen autarke Regionen vor, die individuell Systemstabilisierungen wie Speicher und Backupkapazitäten vorhalten müssen, um Ausfälle zu vermeiden. Ebenso können nicht mehr die günstigsten Stromerzeugungspotentiale des Verbundsystems genutzt werden, sondern es müssen die regional vorliegenden erneuerbaren Ressourcen verwendet werden. Dies zusammen führt zu einem 7.900%-igen Anstieg der Energieausfälle und einem 548%-igen Anstieg der Kosten. Anders ausgedrückt ist der Energieaustausch im Verbundsystem die wichtigste und günstigste Möglichkeit, sichere Energiesysteme zu bauen. Schaut man sich die einzelnen Optionen des Energietransportes, nämlich Stromübertragungsnetze und Wasserstoffpipelines, genauer an, zeigt sich, dass der Einfluss der einzelnen Technologien verglichen mit dem allgemeinen Energietransport gering ist. Dieser liegt bei einem Kostenanstieg von unter 21% und einem Anstieg des Energieausfalls von unter 50%. Damit zeigt sich, dass Wasserstoffpipelines und Stromübertragungsnetze größtenteils gegeneinander substituierbar sind: 99% bezogen auf die Energieausfälle und 96% bezogen auf die Energiesystemkosten. Das Ergebnis dieser Analyse ist, dass Energiesysteme vor allem mindestens eine Art des Energietransports, entweder Stromnetze oder Wasserstoffpipelines, benötigen. Da die Größenordung des Einflusses vom Energietransport auf die Kosten und Energieausfälle bis zu zwei Größenordnungen größer ist als die der anderen Technologien, kann diese Aussage bereits ohne die Betrachtung weiterer Technologien getroffen werden. Dies deckt sich, wie auch bereits in Abschnitt 5.3.1 diskutiert, mit Ergebnissen aus der Literatur (siehe Abschnitt 5.2.4)

Trotzdem verfügen Pipelines und Stromnetze über unterschiedliche Eigenschaften. Ein Ausschluss von Stromnetzen führt über alle Verbundsysteme zu einem Kostenanstieg von 15-20%, während ein Ausschluss von Wasserstoffpipelines einen Kostenanstieg von 2,5% verursacht. Damit sind die Kosten für den Ausbau von Wasserstoffinfrastruktur anstelle von

Stromnetzen um 13-17% erhöht. Dieser Punkt ist besonders in Hinblick auf Widerstände aus der Bevölkerung gegenüber dem Stromnetzausbau interessant, da bei Vorbehalten gegenüber Übertragungsnetze Wasserstoffpipelines mit einer geringeren optischen Beeinflussung gebaut werden können. Den Einfluss, den der Energietransport auf den Energieausfall hat, ist abhängig davon, ob Salzkavernen in der Region vorhanden sind. In Regionen mit Salzkavernen führt der Ausschluss von Stromübertragungsnetzen und der Ausbau von Wasserstoffpipelines zu keiner Veränderung der Ausfälle, da die Wasserstoffversorgung von der saisonalen Stabilität der Salzkavernenspeicher profitieren kann. In Energiesystemen ohne Salzkavernenspeicher sind die Wasserstofftanks regional verteilt, sodass in diesen Verbundsystemen der Wasserstofftransport weniger zur Stabilisierung beiträgt. Daher führt die Nutzung von Stromübertragungsnetzen in diesen Verbundsystemen zu einer 50% Verringerung von Energiesystemausfällen gegenüber Wasserstoffpipelines (vergleiche Abbildung 5.19).

Die zweitwichtigste Technologiekategorie zur Vermeidung von Energiesystemausfällen ist Wasserstoff. Der Verzicht von allen Wasserstofftechnologien führt in den betrachteten erneuerbaren Energiesystemen zu einem Anstieg der Ausfälle um 192% und zu Mehrkosten von 17% (siehe Abbildung 5.19). Teilt man den Einfluss von Wasserstoff auf in seine Nutzung als Speicher und als Transportmedium, zeigt sich, dass die Wasserstoffspeicherung 90% des Nutzens von Wasserstoff ausmacht. Der Transport hat einen Einfluss von 5% und die Synergien aus beiden betragen 5%. Kostenseitig hat die Wasserstoffspeicherung einen Anteil von 80% des monetären Nutzens von Wasserstoff. Damit ist der größte Nutzen von Wasserstoff im Energiesystem durch seine Speicherbarkeit gegeben, nicht durch den Wasserstofftransport. Ähnlich wie beim Energietransport ist es vor allem wichtig, eine Art der Wasserstoffspeicherung im Energiesystem zu nutzen. Trotzdem gibt es bedeutende Unterschiede zwischen den beiden betrachteten Technologien der Salzkavernenspeicher und der Wasserstofftanks. So führt eine Nichtnutzung von Wasserstoffsalzkavernen zu 3,8% höheren Kosten und zu 146% mehr Ausfällen als die Nichtnutzung von Wasserstofftanks und ist daher immer die bevorzugte Technologie. Darüber hinaus ist es aufgrund der dezentralisierten Nutzung von Wasserstoffspeichern sinnvoll, in Verbundsystemen mit Salzkavernen ebenfalls Wasserstoffgastanks zu nutzen (siehe Abschnitt 5.4.2).

Von allen drei Speichern hat ein Verzicht von Batterien die geringsten Zusatzkosten von 0,9%. Batteriespeicher haben zwar einen ähnlichen Einfluss auf die Vermeidung von Energiesystemausfällen wie Wasserstoffgastanks mit einem Anstieg des Ausfalls von 20% bei Ausschluss, haben aber aufgrund der hohen Investitionskosten den geringsten Einfluss auf die Kosten. Trotzdem gehören die Batteriespeicher ebenfalls zu den Win-Win-Technologien.

Von den erneuerbaren Energien liegt ausschließlich Geothermie im Win-Win Bereich. Alle anderen Technologien liegen im Loose-Win-Bereich oder genau auf der Grenze. Ein Verzicht auf Geothermie führt zu einem Anstieg von Energiesystemausfällen um 54%, wohingegen durch einen Verzicht auf PV und CSP die Ausfälle konstant gehalten werden können. Dagegen sinkt bei einem Verzicht auf Windkraft die ausgefallene Energie um 34%. Gleichzeitig hat ein Verzicht auf Windkraft im Energiesystem einen besonders hohen Einfluss auf die Kosten mit +15%. Knapp darüber liegt ein Verzicht auf PV mit +16%. Geothermie liegt bei 12% und CSP bei 1%. Ein Verbot von Windkraft führt zu einer Substitution der Stromeinspeisung durch PV und, je nach Verbundsystem, zu geringeren Anteilen an Geothermie. Dadurch wird der Haupterzeuger Wind durch den Haupterzeuger PV ersetzt. Die Energiesysteme ohne Windkraft nutzen, wie im Abschnitt 5.2.2 zu den Eintagesausfällen in Energiesystemen mit PV beschrieben, einen stärkeren Ausbau von Wasserstoffinfrastrukturen. Dies führt zu einer erhöhten verfügbaren Backupleistung durch Wasserstoffgasturbinen des

Energiesystems. Außerdem führt die Vermeidung von Windenergie dazu, dass die Hauptursache für Ausfälle, nämlich Energieerzeugungsflauten der Windkraft, vermieden werden. Diese beiden Punkte führen in Kombination dazu, dass Energiesystemausfälle im Mittel um 34% verringert werden. In Verbundsystemen wie China und West-Südamerika können die Energieausfälle um bis zu 90% abnehmen. Damit stellt Windkraft eine Substitution für PV und Wasserstoff dar. Obwohl Windkraft höhere Stromgestehungskosten als PV aufweist (siehe Abschnitt 5.1.2), führt seine Nutzung zu 15% geringeren Kosten gegenüber PV und Wasserstoff. Da Energiesysteme mit Windkraft jedoch im Gegensatz zur denen mit PV eine geringere Wasserstoffinfrastruktur aufweisen, ist die Nutzung von Windkraft zwar günstiger, führt allerdings zu erhöhten Ausfällen gegenüber PV und Wasserstoff. Daher ist es beim Ausbau von Windkraft, im Gegensatz zum Ausbau von PV und Geothermie, wichtig, die Ausfälle von vornherein zu berücksichtigen: Wird der Windausbau zu intensiv vorangetrieben, kann es sein, dass bei hohen Anteilen von Windkraft Mehrkosten durch notwendige Ausgleichsmaßnahmen zur Vermeidung von Energieausfällen entstehen, die anfangs nicht eingeplant waren. Dies zeigt sich auch, indem beim Übergang zu stabilen erneuerbaren Energiesystemen Windkraft durch solare Erzeugung ersetzt wird (siehe Abschnitt 5.4.2).

Neben der allgemeinen Analyse der technologischen Maßnahmen gehen die folgenden Abschnitte auf die technologiespezifischen Maßnahmen von CSP, Geothermie und Salzkavernen ein.

5.5.2 Einfluss von konzentrierter Solarkraft

Konzentrierte Solarkraft (CSP) hat bei den globalen Ergebnissen zu den erneuerbaren Energiesystemen nur einen geringen Anteil an der Stromerzeugung. So werden in 156 von 1890 Regionen Kraftwerke der Mindestgröße von 50 MW_{el} gebaut. Insgesamt werden im Basisszenario im Wetterjahr 2018 solarthermische Kraftwerke mit einer Kapazität von 0,208 TW_{el} gebaut. Im Vergleich dazu liegt die globale Kapazität von PV bei 18,5 TW_{el}. Zwar weist CSP aufgrund der Wärmespeicherung mit 3000 bis 4500 h/a höhere Volllaststunden als PV auf, trotzdem liegt der Anteil am eingespeisten Strom nur bei 1,2%. Der regionale Erzeugungsanteil liegt in 41 von 1980 Regionen zwischen von 30% bis zu 100%. Dafür zeigen sich zwei Gründe.

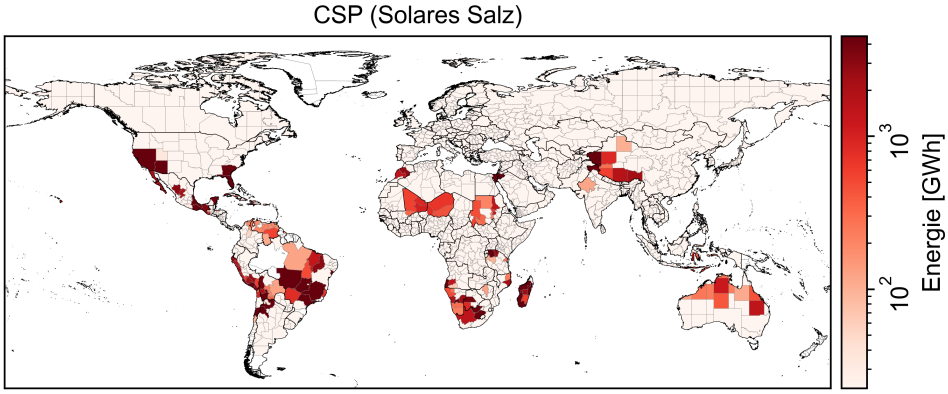


Abbildung 5.20: Einspeisung von CSP im Basisszenario

Einerseits kommen Anteile von CSP oberhalb von 30% in kleinen Inselregionen vor. Diese

haben eine Größe von weniger als 0,4 Millionen km^2 mit zwei Ausnahmen, die Philippinen und Kuba, mit einer Regionsgröße von 1 Millionen km^2. Hier wird CSP vor allem aufgrund seiner stabilisierenden Wirkung auf Energiesysteme genutzt, um autarke Regionen in Inselregionen zu ermöglichen. Daher wird in diesen Regionen das CSP-Kraftwerk als Grundlastkraftwerk genutzt.

Andererseits werden CSP-Kraftwerke auf dem Festland mit Erzeugungsanteilen von bis zu 50% eingesetzt. Diese Regionen weisen alle geringe Wärmekosten von 1,4 $ct_{€,2022}$/kWh beziehungsweise eine hohe Direktnormalstrahlung auf. Das 90% Quantil der Direktnormalstrahlung liegt in diesen Regionen oberhalb von 800 W/m^2. Hier wird CSP zusammen mit PV-Erzeugung eingesetzt. In diesen Regionen wird Strom aus den Solarkraftwerken asymmetrisch zur PV überwiegend nachts eingespeist. Die gebaute Kapazität von CSP liegt zu 95% in der Gruppe der Festlandenergiesysteme und zu 5% in der Gruppe der Inseln.

Geografisch liegen die Regionen mit CSP-Kraftwerken in Kalifornien, Brasilien, der peruanischen Hochebene, Südafrika, dem Nahen Osten, Ostchina und dem nördlichen Australien und damit in den Regionen mit den höchsten globalen Direktnormaleinstrahlungen (siehe Abbildung 5.20). In Europa finden sich CSP-Kraftwerke lediglich in den südlichsten Regionen wie Spanien, Süditalien und in der Türkei. Trotzdem ist der Ausbau von CSP, wie bereits beschrieben, gering. In der Ableitung der Kosten für CSP mittels Lernkurven wurde angenommen, dass 800 GW_{el} CSP ausgebaut werden, wohingegen diese Arbeit nur 200 GW_{el} nutzt. Damit sind die Kosten um circa 10% unterschätzt, wodurch CSP ebenfalls weniger ausgebaut würde.

5.5.3 Einfluss von Geothermie

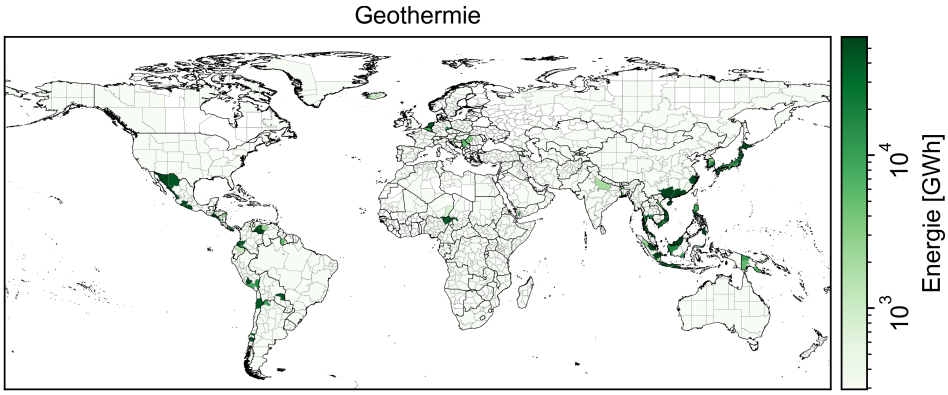


Abbildung 5.21: Einspeisung von Geothermiestrom im Basisszenario

Insgesamt werden global 821 GW_{el} Geothermiekraftwerke im Basisszenario gebaut. Diese haben einen Anteil von 12,2% am globalen Strommix und tragen damit mit einem relevantem Teil zur Stromerzeugung bei. Lokal werden in 198 von 1980 Regionen mehr als 10% des Stromes durch Geothermie bereitgestellt. Damit liegt die geothermische Erzeugung lokal fokussiert vor (siehe Abbildung 5.21). Regionen mit hoher Stromerzeugung aus Geothermie finden sich in Europa, Süd-Ost-Asien, und Südamerika. Ebenso findet ein starker Ausbau in der Karibik und Zentralafrika statt, der aufgrund der geringen Stromnachfrage in Abbildung

5.21 nicht sichtbar ist. Anteile von über 50% liegen überwiegend in Regionen mit günstigen Stromgestehungskosten aus Geothermie von unter 10 $ct_{€,2022}$/kWh. Dies deckt sich mit den Stromgestehungskosten in Abbildung 4.10. Damit sind für die Nutzung von Geothermie vor allem die Kosten entscheidend, sodass Regionen mit Stromgestehungskosten aus Geothermie oberhalb von 12 $ct_{€,2022}$/kWh nur in einzelnen Ausnahmen Geothermiestrom nutzen. Die Geothermiepotentiale sind dabei in einzelnen Ländern der Verbundsystemen vollständig ausgenutzt. Dazu gehören Japan und Korea, welche aufgrund des Energiemangels sämtliche Potentiale ausschöpfen. Ebenso sind auf einzelnen Inseln in der Karibik, in Mikronesien sowie in Hong Kong die technischen Potentiale vollständig ausgebaut. Auf dem Festland zeigt sich, dass Belgien und die Niederlande ebenfalls ihre Geothermiepotentiale vollständig nutzen. In den Niederlanden werden 5,4 GW_{el} zu 11,9 $ct_{€,2022}$/kWh ausgebaut, Belgien nutzt 0,85 GW_{el} zu 10,0 $ct_{€,2022}$/kWh. Hohe Ausbauraten oberhalb von 30% finden sich in Südostasien und in Osteuropa in Serbien und Ungarn mit 42% und 30%. In restlichen Ländern der Welt finden keine Restriktionen des Ausbaus aufgrund von Potentialgrenzen statt.

Im Energiesystem werden Geothermiekraftwerke mit einer mittleren Auslastung von 8575 Volllaststunden pro Jahr betrieben. Damit stellen sie Grundkraftwerke dar, die lediglich geringfügig abgeregelt werden. Die Nutzung als Grundkraftwerk begründet sich in den hohen Stromgestehungskosten zum Beispiel gegenüber PV-Strom, sodass dieses mit hohen Volllaststunden betrieben werden muss, um kosteneffektiv zu sein. Daher steht Geothermie auch nicht als Backupkraftwerk zur Verfügung, das eine Leistung zum Zweck der Systemstabilisierung vorhält. Wie in Abschnitt 5.2.1 zu den Ausfällen in Geothermieregionen diskutiert, findet der Ausgleich von Schwankungen von PV und der Stromnachfrage mithilfe von Wasserstoffspeichern und Batterien statt. Das liegt daran, dass die Backupkapazität der Wasserstoffelektrifizierung durch Kombikraftwerke mit 760 EUR/kW deutlich günstiger ist als die Leistung der Geothermiekraftwerke mit 2400 bis 7950 EUR/kW. Trotzdem verringert Geothermie den Bedarf an Backupkapazität durch Wasserstoff gegenüber Systemen ohne Geothermie, da der Erzeugungsanteil durch Geothermie gesichert zur Verfügung steht und daher nicht durch die Backupleistung von Wasserstoff gedeckt werden muss. Dies zeigt sich an dem um den Faktor 10 verringerten Bedarf an Wasserstoffspeichern in geothermiedominanten Verbundsystemen in Abschnitt 5.2.1. Durch die hohe gedeckte Grundlast in Verbundsystemen mit Geothermie weisen diese die geringsten Energieausfälle von 0,04% pro Jahr auf.

Damit stellt die Stromerzeugung aus Geothermie in spezifischen Regionen mit Kosten unterhalb von 10,0 $ct_{€,2022}$/kWh eine sichere Stromerzeugungsquelle dar, die durch seine hohe Grundlast zu den ausfallsichersten Energiesystemen dieser Analyse zählt. Stromeinspeisung aus Geothermie wird dabei mit PV-Strom und Wasserstoffspeicherung als Backupleistung kombiniert, um Nachfrageschwankungen auszugleichen.

5.5.4 Einfluss von Salzkavernen

Salzkavernen weisen in den erneuerbaren Energiesystemen dieser Arbeit mit einer gebauten Kapazität von 1961 TWh 98% der weltweiten Speicher auf. Dies stellt 0,2% des global nutzbaren Potentials an Salzkavernen dar. Aufgrund von geringen Speicherzyklen der Salzkavernenspeicher (siehe Abschnitt 5.1.3) stellen Salzkavernenspeicher 60% der ausgespeicherten Energie im Energiesystem bereit. Damit sind Salzkavernenspeicher die relevantesten Speicher im Energiesystem. Allerdings sind diese, wie in Abschnitt 4.3.1 hergeleitet,

aufgrund der geologischen Eignung nicht immer regional verfügbar. In den Regionen, in denen sie verfügbar sind, werden Salzkavernenspeicher immer gebaut (siehe Abbildung 5.22). Damit ist die Karte der genutzten Speicher in Abbildung 5.22 identisch mit der Karte der Salzkavernenpotentiale in Abbildung 4.3.1. Der Ausbau von Salzkavernen ist in drei Regionen, in Ostfrankreich, Großbritannien und Nordchina, an der Potentialgrenze der verfügbaren Salzkavenernspeicher. Jedoch ist das Gesamtpotential in den Verbundsystemen nie ausgeschöpft. Alle Verbundsysteme nutzen weniger als 5% der Salzkavernenpotentiale aus. Lediglich Mexiko und ”Afghanistan Pakistan Iran” nutzen bis zu 30% ihres Salzkavernenpotentials. Dieses Ergebnis stützt die Aussage, dass bei einer geologische Eignung das Potential von Salzkavernen ausreicht, um den Bedarf an Speichern zu decken. Dies gilt nur unter der Annahme dieser Arbeit, dass Verbundregionen zusammen an Energiesystemlösungen arbeiten und nicht Insellösungen vorantreiben.

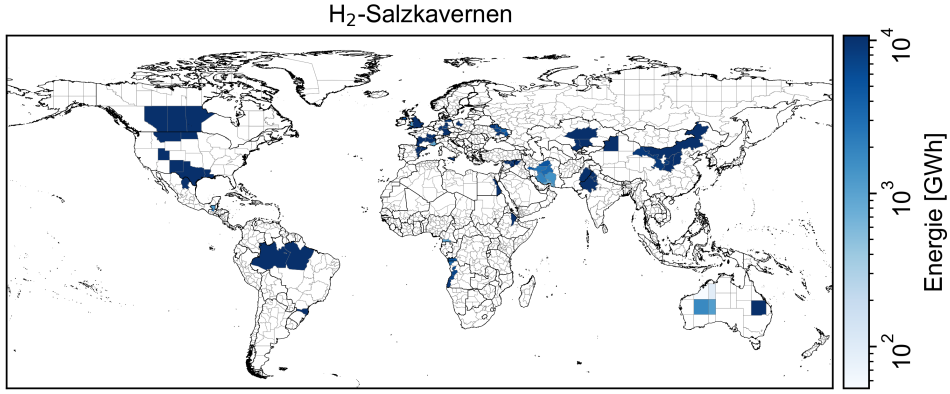


Abbildung 5.22: Kapazität von Salzkavernen im Basisszenario

Wie bereits beschrieben, ist der Nutzen von Salzkavernenspeichern überwiegend saisonal, wird aber ebenfalls zur Speicherung zum täglichen Ausgleich genutzt. Zusammen mit Wasserstoffkombikraftwerken und Wasserstoffpipelines stellen Salzkavernenspeicher die Backupleistung in Perioden geringer Erzeugung dar. Die Backupleistung führt zu zwei Effekten: Einerseits verringert sich der Bedarf an Batterien und Wasserstofftanks jeweils um 30-50%. Diese werden durch zentrale Wasserstoffspeicher und Wasserstoffpipelines ersetzt. Außerdem wird in Energiesystemen mit Salzkavernen nur 90% der Kapazität erneuerbarer Erzeugung gegenüber Energiesystemen ohne Salzkavernen benötigt. Das liegt daran, dass Energiesysteme ohne Salzkavernen saisonale Effekte in der Erzeugung durch eine Überkapazität von Energieeinspeisung ausgleichen müssen, um in saisonalen Phasen geringer Erzeugung ebenfalls die Energienachfrage decken zu können. Dies geht mit einer stärkeren Abregelung erneuerbarer Energien einher, welche von 10,3% im Basisszenario auf 21,5% im Fall ohne Salzkavernen ansteigt.

5.5.5 Literaturdiskussion der Gegenmaßnahmen

Wie bereits in Abschnitt 5.2.7 beschrieben, können die Ergebnisse des Auftretens von Energiesystemausfällen und deren Gegenmaßnahmen mit weiteren Studien verglichen werden. Der Vergleich wird im Folgenden vorgestellt und ist nach den untersuchten Technologien aufgeteilt.

Die wichtigste Gegenmaßnahme zur Verhinderung von Energiesystemausfällen stellt der Energietransport dar. Diese Erkenntnis deckt sich durchweg mit allen Studien wie zum Beispiel Ryberg [10], Becker et al. [65] und Handschy et al. [57]. Lediglich Huneke et al. [59] sprechen von einem begrenzten Nutzen des Energietransports bei Großwetterlagen. Großwetterlagen, die zum Beispiel im gesamten Europa zu Ausfällen führen, werden in dieser Arbeit nicht beobachtet. Es zeigt sich in Europa, dass während eines Brownouts Stromnetze und Wasserstofftransport benötigt werden, um Ausfälle regional auszugleichen (siehe Abschnitt 5.2.3). Daher kann die These von Huneke et al. [59] mit den Ergebnissen dieser Arbeit nicht belegt werden.

Der Einfluss der Sektorkopplung durch Wasserstoff auf Energieausfälle wird nur geringfügig thematisiert. Boston et al. [61] schließen, dass regelbare Backupkraftwerke basierend auf Biomasse gegenüber Stromspeichern die günstigste Alternative sind, um Energiesystemausfälle zu vermeiden. Diese Arbeit bestätigt die Aussage insofern, als dass eine Nichtnutzung der Wasserstoffinfrastruktur inklusive Backupkapazität einen vierfachen Einfluss auf Energieausfälle und einen über zehnfachen Einfluss auf Energiesystemkosten gegenüber einem Verzicht auf Batterien hat. Huneke et al. [59] zeigen, dass Deutschland mit Mehrkosten von 5,7 $ct_{€,2022}$/kWh Strom Energieausfälle vermeiden kann. Diese Studie kommt zu dem Schluss, dass durch Zusatzkosten von 2,1 $ct_{€,2022}$/kWh im Szenario des stabilen Europas Energieausfälle vermieden werden können und eine Wasserstoffinfrastruktur daher eine günstigere Alternative darstellt als durch Huneke et al. [59] berechnet.

Bezüglich der Speicherung schreiben Boston et al. [61], dass mittels Energiespeicherung Energiesystemausfälle nicht vollständig vermieden werden können, da trotz 5-Tagesspeicher immer noch ein Energieausfall von 0,1% beobachtet werden kann (siehe Abschnitt 2.1.6). Anders zeigen Weber et al. [63], dass ein Speicher von 1% der Jahresnachfrage (3,6 Tage) mit einer Backupleistung von 15% zu einem energieausfallfreien Europa führt. Diese Arbeit nutzt Salzkavernenspeicher mit einer Kapazität von 3,4% der Jahresnachfrage an Strom in einem erneuerbaren Europa mit heutigem Stabilitätsniveau. Ebenso zeigt diese Arbeit, dass eine reine Betrachtung der Speicherkapazitäten wichtige Aspekte vernachlässigt. So werden in dieser Arbeit hohe Speicherkapazitäten als Salzkavernenspeicher ausgebaut, letztlich ist jedoch die Backupkapazität der Wasserstoffkombikraftwerke für Energieausfälle entscheidend (siehe Abschnitt 5.4.2). Außerdem ist neben der Speichergröße ebenfalls die regionale Verteilung der Speicher relevant. So werden beim Übergang von ökonomisch ausfalloptimalen zu stabilen Energiesystemen Wasserstoffkapazitäten von zentralen Wasserstoffspeichern hin zu dezentralen Wasserstofftanks verschoben. Daher ist eine reine Analyse der benötigten Nettospeicherkapazität, wie sie bisher in Literaturstudien durchgeführt wird, nicht sinnvoll, da auch die regionale Verteilung der Speicher das Ausfallniveau maßgeblich mitbestimmt.

Zur Backupkapazität zeigen Weber et al. [63], dass Europa eine Backupkapazität von 15% des Energiebedarfes benötigt. Ryberg [10] beschreibt, dass eine Backupkapazität von 66% benötigt wird, um ein ausfallfreies europäisches Stromnetz zu betreiben. Definiert man die Backupkapazität dieser Arbeit als Kapazität aus der Wasserstoffrückverstromung, der Geothermieeinspeisung und CSP-Einspeisung, wird eine Backupkapazität von 57.0% für ein ausfallfreies Europa benötigt. Damit liegen die Ergebnisse der Backupkapazitäten näher an den Ergebnissen von Ryberg [10]. Darüber hinaus zeigt diese Arbeit, dass die Backupkapazitäten der Wasserstoffinfrastruktur die entscheidenden ökonomischen Grenzen sind, welche zu Energieausfällen führen (siehe Abschnitt 5.2.8). Daher scheint eine Backupkapazität von 15% als zu gering, vor allem da Energiesystemausfälle in Europa in unterschiedlichen Regionen auftreten können und daher separate Rückverstromungskapazitäten ausgebaut

werden müssen (siehe Abschnitt 5.4.2).

Zu Einflüssen von Technologien auf Energiesysteme zeigen Boston et al. [61] in Australien, dass Batteriespeicher die Energiesystemkosten um 9% verringern und den Netzausbau entlasten. Parallel können Untergrundspeicher die Kosten um 21% senken. Derartig starke Kostensenkungen sind in dieser Arbeit ebenfalls für Australien zu beobachten. So führt ein Verzicht auf Batterien zu einem Kostenanstieg von ebenfalls 9% und ein Verzicht von Wasserstoffspeicherung zu einem Kostenanstieg von 14%. Quantitative Aussagen zu dem Einfluss von Batteriespeichern und Salzkavernen auf das Ausfallniveau existieren nicht in der Literatur.

Es lässt sich zusammenfassen, dass sich die mit der Literatur vergleichbaren Ergebnisse dieser Arbeit mit den existierenden Literaturstudien erklären lassen. Die Ergebnisse, die darüber hinaus in dieser Arbeit bestimmt werden, stellen die erste systematische Untersuchung der Einflüsse von Technologien auf Energieausfälle dar. Die Ergebnisse der Gegenmaßnahmen werden im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

5.5.6 Zusammenfassung Gegenmaßnahmen

Der Energietransport hat von allen Technologiekategorien die höchste Relevanz für erneuerbare Energiesysteme, sowohl hinsichtlich der Kosten als auch hinsichtlich der Energieausfälle. Dabei ist es vorerst irrelevant, wie ein regionaler Ausgleich stattfinden kann. Solange ein regionaler Ausgleich stattfinden kann, verringert ein Energietransport die Energieausfälle auf 1,2%. Im Mittel können Stromnetze Energieausfälle bei 13-17% weniger Kosten um 50% stärker senken als Wasserstoffpipelines.

Bei Verfügbarkeit von Wasserstoffsalzkavernen führen Wasserstoffpipelines durch die Backupleistung der saisonalen Speicherung zu 10% stabileren Energiesysteme verglichen mit reinen Stromtransporten. Neben dem Transport von Energie ist vor allem eine Sektorkopplung mit Wasserstoff zur Speicherung von Energie relevant. Ohne Wasserstoff nehmen die Energieausfälle um 192% zu und Energiesysteme verteuern sich um 17%.

Der Einfluss von Speichern ist hauptsächlich durch eine Sektorkopplung und eine Speicherung von Wasserstoff gegeben. Ein Verzicht auf Batterien führt zu einem Anstieg von Energiesystemausfällen um 20% gegenüber 179% bei einem Verzicht auf Wasserstoffspeicherung. Da Windkraft der Hauptverursacher von Energiesystemausfällen ist, führt ein Verzicht auf Windkraft zu einer Reduktion von Ausfällen um im Mittel 34%. Damit lässt sich sagen, dass für stabile Energiesysteme die Kombination aus Wasserstoffinfrastruktur sowie Energietransportinfrastruktur besonders relevant ist. Bei dem Ausbau von Windkraft gilt daher eine besondere Berücksichtigung der Energiesystemstabilität, da mit erhöhtem Anteil an Windkraft Energieausfälle zunehmen. Die für die Vermeidung von Energieausfällen bedeutendsten Lösungen, nämlich der Energietransport und die regional begrenzten Salzkavernenspeicher sind von der internationalen Zusammenarbeit innerhalb der Verbundsysteme abhängig. Dies unterstreicht, dass nur mithilfe von internationaler politischer Zusammenarbeit günstige und ausfallsichere erneuerbare Energiesysteme gebaut werden können. Inwieweit der Wasserstofftransport zwischen den Verbundsystemen förderlich ist, die Energiesicherheit weiter zu erhöhen und die Kosten zu senken, ist nicht Gegenstand dieser Arbeit.

CSP hat als regelbare erneuerbare Energie einen geringen Einfluss auf die weltweite Stromversorgung und Stabilität. Der Anteil von CSP an der Stromeinspeisung liegt im Basisszenario bei 1,2%. Aufgrund der höheren Kosten von CSP lohnt sich eine Strombereitstellung aus CSP lediglich in Orten starker solarer Einstrahlung, welche ein 90%-Quantil der Direktnormalstrahlung von 800 W/m^2 aufweisen.

Geothermie zeigt sich dahingegen mit einem Anteil am Strommix von 12,2% als relevante Grundlasttechnologie. Aufgrund der höheren Kosten von Geothermie gegenüber PV wird Geothermie mit über 8600 Volllaststunden als Grundlastkraftwerk genutzt. Damit stehen Geothermiekraftwerke jedoch nicht als Backupkraftwerk zur Verfügung. Daher wird bei der Nutzung von Geothermie eine Wasserstoffinfrastruktur ausgebaut. Diese ist aufgrund der hohen Grundlast geringer als bei Systemen ohne Geothermie. Allerdings wird Geothermie nur in Regionen mit Stromgestehungskosten unterhalb von 10 $ct_{€,2022}$/kWh genutzt. Daher fokussiert sich die Nutzung von Geothermie auf Mexiko, Südamerika, Afrika, Europa und Südostasien. Die Geothermiepotentiale in den Niederlanden und in Belgien sind dabei vollständig erschöpft.

Besondere Relevanz im Energiesystem haben die Salzkavernen, die, falls verfügbar, mit Kapazitäten bis zu 7% der Stromnachfrage ausgebaut werden. Salzkavernen werden als saisonale Backupspeicher genutzt, die in Kombination mit Wasserstoffpipelines und H_2-Kombikraftwerken die Backupleistung stellen. Die saisonale Speicherung von Energie ermöglicht es, den Ausbau erneuerbarer Energien um 10% zu senken und die Abregelung der Stromeinspeisung von 22% auf 10% zu verringern. Das Potential von Salzkavernen ist, wenn verfügbar, fast keine Beschränkung. Kein Verbundsystem mit Salzkavernenspeichern nutzt mehr als 30% seiner verfügbaren Speicher. Lediglich in Frankreich und England kommt es zu einer lokalen Verknappung von Ressourcen.

5.6 Kostensensitivitätsrechnungen

Die Erkenntnisse des Einflusses verschiedener Technologien auf Ausfälle lassen sich qualitativ in einer Investitionskostenvariation der relevantesten Technologien zusammenfassen. Dazu werden die Investitionskosten um $\pm$20% zum Basisfall variiert.

Der Kosteneinfluss einer Technologie hängt vor allem von ihrem Kostenanteil am Energiesystem ab (siehe Abbildung 5.23). Daher weisen die Investitionskosten von Windkraft einen Einfluss auf die Gesamtsystemkosten von 7% je Investitionskostenänderung von 20% auf, gefolgt von PV und Geothermie mit 3% je 20% Investitionskostenänderung und Elektrolyse und Stromnetzen mit 2% je 20% Investitionskostenänderung. Damit haben die Kosten der erneuerbaren Technologien den höchsten Einfluss auf die Energiesystemkosten, insbesondere die Kosten von Windkraft.

Der Einfluss der Kosten auf die Energiesystemausfälle ist deutlich komplexer. Wie auch bei den Maßnahmen beschrieben, ergeben sich hier sowohl positive als auch negative Einflüsse. Der stärkste Anstieg der Energieausfälle je Investitionskostenanstieg von 20% ergibt sich bei den CCGT-Kombikraftwerken mit 13% und den Batterien mit 5% vor. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen aus Abschnitt 5.2 in dem erläutert wird, dass eben diese Technologien die ökonomische Begrenzung darstellen, die zu einem Energiesystemausfall führen. Des Weiteren zeigen sich große Einflüsse bei der Wasserstoffinfrastruktur, bei der Elektrolyse und Wasserstoffpipelines einen Anstieg von Ausfällen um 4% je 20% Kostenerhöhung

aufweisen. Ebenfalls hohe Änderungen der Ausfälle ergeben sich bei Variation der Investitionskosten von Geothermie, da Energiesysteme mit Geothermie zwar zu den günstigsten gehören, die Nutzung von Geothermie jedoch ab 10 ct/kWh unwirtschaftlich wird. Die Änderung durch Investitionskostenvariatonen von CSP und PV liegen im Mittelfeld mit einem Einfluss von 3-4%. Einen neutralen Einfluss der Investitionskosten auf die Energieausfälle ergeben sich durch PV, Salzkavernen und Stromleitungen. Bei Salzkavernen ergibt sich der Effekt dadurch, dass dies die günstigste Speichertechnologien sind und daher eine Änderung der Kosten nur geringe Einflüsse auf die Energiesystemzusammensetzung hat. Teurere Stromnetze werden dagegen durch Wasserstoffinfrastruktur ersetzt, die bei höheren Kosten ebenfalls Energieausfälle vermeiden können. Daher steigt bei den Stromnetzen der Energieausfall nur geringfügig an. Eine Verringerung der Energieausfälle aufgrund steigender Investitionskosten ergibt sich bei der Windkraft. Hier nimmt mit einem Anstieg der Kosten um 20% der Energieausfall um 5% ab. Das erklärt sich ebenfalls mit den Ergebnissen aus Abschnitt 5.2, da Windkraft der Hauptgrund für Energieausfälle ist. Mit einem Anstieg der Kosten um 20% sinkt die globale Kapazität von Windkraft um 24%, wodurch die Energieausfälle um 5% zurückgehen.

Damit weisen Wasserstoffkombikraftwerke, Batteriespeicher, die Wasserstoffinfrastruktur und Geothermie den höchsten Einfluss auf Energieausfälle bei einer Kostensenkung auf. Diese Technologien lohnen sich daher besonders für staatliche Anreize, um stabile Energiesysteme zu fördern. Wasserstoffsalzkavernen haben zwar den größten Einfluss der Technologien auf die Energieausfälle, sind jedoch eine derart günstig Technologie, dass hier eine Kostensenkung nur geringe Unterschiede in der Stabilität mit sich bringt. Windkraft fällt in den Ergebnissen auf, da ein Kostenanstieg von Windturbinen zu einer relevanten Verringerung von Energieausfällen führt. Dieser Fakt weist erneut das Dilemma auf, dass Windkraft zwar Teil einer kostenoptimalen Lösung ist, aber zu einem erhöhten Energieausfall führt.

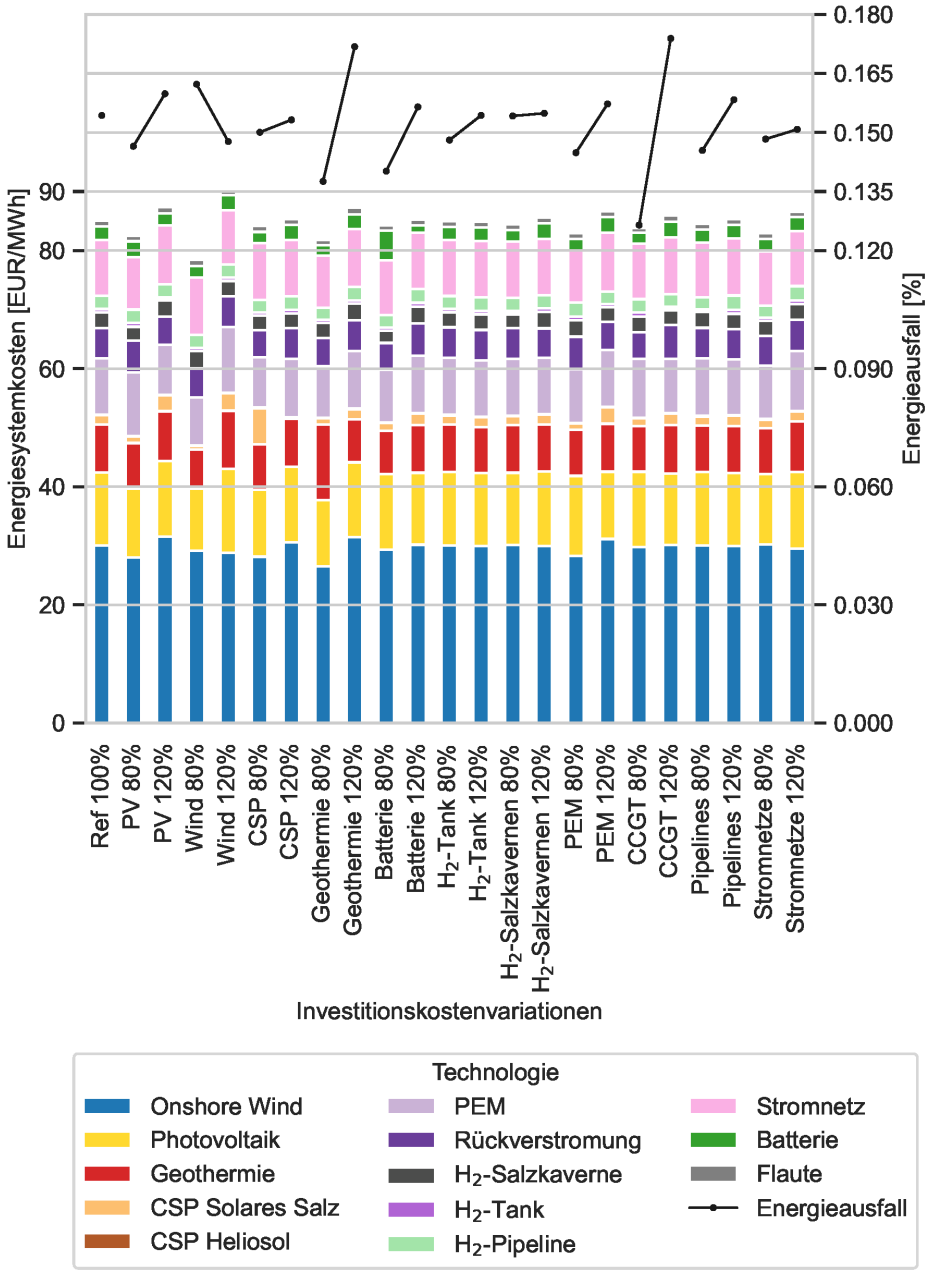


Abbildung 5.23: Einfluss von Investitionskostenvariationen der unterschiedlichen Technologien auf die Energiesystemkosten und Ausfälle

5.7 Diskussion der Gesamtergebnisse

Abschließend werden in diesem Abschnitt die Gesamtaussagen der Ergebnisse und die Implikationen der Ergebnisse für die Stabilität erneuerbarer Energiesysteme diskutiert. Die Diskussion der Ergebnisse mit der Literatur findet sich in Abschnitt 5.2.7 und 5.5.5 wieder. Dagegen werden hier die Ergebnisse der verschiedenen Abschnitte zusammengefügt und ein Gesamtbild der wichtigsten Aussagen gezeichnet.

Ergebnis dieser Arbeit ist es, dass erneuerbare Energiesysteme mit ökonomisch optimalem Ausfallniveau mehrere Teilausfälle oder Brown-Outs im Jahr aufweisen. So treten in Europa im 20-jährigen Durchschnitt 4 ökonomisch optimale Energieausfälle mit einem Lastabwurf von bis zu 40% über jeweils mehrere Stunden je Jahr auf. Das Auftreten von Ausfällen zwingt die Betreiber von Energiesystemen zu folgender Entscheidung: Möchte man diese Ausfälle in Kauf nehmen oder nicht. Im Fall des Akzeptieren von Brown-Outs müssten die Verbraucher darauf vorbereitet werden, ohne größere Mehrkosten Verschiebungen der Stromnachfrage in Kauf zu nehmen. Ebenso müssten technische Standards für einen kontrollierte Brown-Outs geschaffen werden. Auch könnten Ausfallmechanismen für Endverbraucher interessant sein, welche ein Verzicht auf Stromnachfrage während eines Brownouts vergüten.

Im Gegensatz dazu zeigt diese Arbeit, dass mit lediglich 2% Mehrkosten gegenüber ökonomisch ausfalloptimalen Energiesystemen Energiesysteme auf dem Stabilitätsniveau von heute gebaut werden können. Die stabileren Systeme werden vor allem durch den Ausbau von Wasserstofftanks und Wasserstoffkombikraftwerken umgesetzt (siehe Abschnitt 5.4). Da dieser Ausbau über den ökonomisch optimalen Ausbau hinaus geht, sind dazu weitere Förderungen notwendig, um ausreichende Backupkapazitäten der Wasserstoffrückverstromung sicherstellen (siehe Abschnitt 5.4). Ein Anfang dazu ist die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung, die im Februar 2024 angekündigt wurde und die 10 GW Backupkapazität an Wasserstoffkraftwerken ausschreibt [258], wohingegen diese Arbeit für Deutschland 87 GW Backupleistung an Wasserstoffkraftwerken nutzt. Die Förderungen wäre vor allem in strukturschwachen Regionen notwendig, in denen Ausfälle vor allem in Regionen mit einem VOLL unterhalb von 1500 EUR/MWh stattfinden (siehe Abschnitt 5.4.1).

Über die reine Diskussion des Ausfallniveaus hinaus zeigt die Arbeit auf, dass bei einer Auslegung auf ökonomisch ausfalloptimale Energiesysteme Ungleichheiten gefördert werden können. Innerhalb von Verbundsystemen werden Ausfälle in Regionen mit hohen Ausfallkosten systematisch in Regionen mir geringen Ausfallkosten verschoben (siehe Abschnitt 5.2.3). Diese Regionen sind in der Regel wirtschaftlich schwache Regionen, sodass wirtschaftlich benachteiligte Regionen systematisch weiter benachteiligt werden könnten. Daher müssen zur Umsetzung der Prinzipes des $VOLL$, wie in der EU (siehe Abschnitt 2.1.4), von vornherein Ausgleichsmaßnahmen mitgedacht werden, welche die Verschiebung von Ausfällen in strukturschwache Regionen verhindert. Dies könnten zum Beispiel Sonderzahlungen an Regionen sein, die in Zeiten eines Energiemangels Strom exportieren. Ebenso kann sich innerhalb eines Verbundsystems auf eine gesetzliche Priorisierung einer länderbezogene Eigenbedarfdeckung über einen Energieexport geeinigt werden. Rein technoökonomisch ist die Verschiebung von Ausfällen jedoch schwierig zu unterbinden, da die variablen Betriebskosten der Stromnetze geringer als die Unterschiede im Value of Lost Load sind. Daher müssten bei Verwendung der VOLL-Methodik gleichzeitig Ausgleichsmaßnahmen implementiert werden.

Neben der thematischen Diskussion ist die reale Auslegung ebenfalls unter den Einflüs-

sen von Realeffekten zu betrachten, welche über die mathematischen Betrachtungen dieser Arbeit hinaus gehen. So ermöglicht der Ansatz ökonomisch optimaler Versorgungssicherheiten zwar ein tatsächliches, mathematisches Kostenminimum, jedoch werden alle Realeffekte von Ausfällen im Value of Lost Load zusammengefasst. Aufgrund der komplexen technischen, ökonomischen und soziokulturellen Einflüsse auf den Value of Lost Load können in einer globalen Modellierung wie in dieser Arbeit nicht alle Aspekte regional differenziert berücksichtigt werden. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass diese Arbeit Sicherheitspuffer in Form von Überkapazitäten tendenziell eher unter- als überschätzt. Das liegt daran, dass die Optimierung den Jahresverlauf von Nachfrage und Erzeugung vorab bereits vollständig kennt, wohingegen in realen Systemen Unsicherheiten bezüglich der Stromnachfrage und der Erzeugung aus erneuerbarer Stromerzeugung existieren. Das würde in realen Energiesystemen zu einem höheren Anteil an Flexibilitätsoptionen wie einer Wasserstoffinfrastruktur, Übertragungsnetzten oder Überkapazitäten von erneuerbaren Energien führen.

Alle in dieser Arbeit aufgezeigten Punkte sprechen dafür, dass eine direkte Auslegung auf das heutige Ausfallniveau von 1 h/a von Vorteil ist, welcher lediglich 2% Mehrkosten gegenüber stehen. Daher bietet sich eine direkte Auslegung auf stabile Energiesysteme an. Diese Arbeit kann jedoch nicht final beantworten, ob eine stabile Energieversorgung Mehrkosten von 2% rechtfertigt, da weitere ökonomische Betrachtungen über den Value of Lost Laod notwendig sind.

Weiterhin wird ersichtlich, dass der Energietransport die wichtigste Technologie zur Vermeidung von Energiesystemausfällen ist. Dies zeigt sich nicht nur darin, dass der Verzicht auf einen Energieaustausch zwischen einzelnen Regionen zu massiv erhöhten Ausfällen führt (siehe Abschnitt 5.5.1), sondern auch darin, dass große Verbundsysteme sowohl eine geringere Schwankungen in der jahresweisen kostenoptimalen Energiesystemauslegung als auch in der Ausfalldauer aufweisen (siehe Abschnitt 2.1.5). Ebenso zeigt sich, dass die nach dem Energietransport zweitwichtigste Technologie für Energiesysteme mit einer hohen Stabilität die Wasserstoffspeicherung und davon vor allem die Wasserstoffsalzkavernen sind. Diese liegen aber nur in wenigen Regionen vor (siehe Abschnitt 4.3), sodass benachbarte Regionen im Verbundsystem die Vorteile von Wasserstoffsalzkavernenspeicherung nur mittels Energietransport nutzen können. Auch tendieren stabile Energiesysteme dazu, Strom aus Regionen mit besonders hohen Vollaststunden und damit geringen Stromgestehungskosten zu beziehen und dafür erhöhte Transportkosten in Kauf zu nehmen (siehe Abschnitt 5.1.4). Damit lässt sich herleiten, dass die Stabilität und Robustheit von Energiesystemen maßgeblich von nationaler und internationaler Zusammenarbeit abhängt und ein regionaler Austausch von entscheidender Bedeutung ist. Hierbei ist die Wahl zwischen einem Stromtransport oder einem Wasserstofftransport zweitrangig. Damit könnte der Netzausbau durch Pipelinetransport substituiert werden. Zwar zeigt sich, dass der Wasserstofftranport bei Distanzen über 2000 km und der Stromtransport bei Distanzen unterhalb von 1000 km günstiger ist. Jedoch ist für die Ausfallsicherheit zu 99% relevant, ob eine von beiden Transporttechnologien genutzt werden kann (siehe Abschnitt 5.5.1).

6. Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Dissertation wurden die grundlegenden Zusammenhänge von Energiesystemausfällen in erneuerbaren Energiesystemen auf globaler Basis hergeleitet. Die dazu benutzten Methodiken und Zusammenhänge werden in diesem Kapitel zusammengefasst. Dazu wird zuerst auf die Methodik eingegangen. Anschließend erfolgt eine Darstellung der hergeleiteten, globalen Potentiale von CSP, Geothermie und von Wasserstoffsalzkavernenspeichern, welche zur Analyse von Gegenmaßnahmen bei Energiesystemausfällen benötigt werden. Anschließend wird auf die Erkenntnisse von Energiesystemausfällen und damit auf die Forschungsfragen eingegangen.

6.1 Zusammenfassung der methodischen Ansätze

Für die Analyse von Dunkelflauten in erneuerbaren Energiesystemen muss zunächst der genaue Kontext definiert werden, in dem Dunkelflauten auftreten können. Andere Studien verwenden vor allem bestehende Ausbauszenarien (siehe Tabelle 2.4). Im Gegensatz zu Ansätzen in der Literatur (siehe Tabelle 2.4) wird in dieser Arbeit der Kapazitätsausbau nicht exogen angenommen, sondern es wird der ökonomisch optimale Ausbau und damit der ökonomisch optimale Energieausfall betrachtet. Dies hat drei Gründe: Erstens führt die exogene Annahme des Kapazitätsausbau zu eine arbiträre Festlegung des Energieausfalls, während die ökonomischen Flauten durch ein Optimalititätskriterium hergeleitet werden. Zweitens gibt es keine Kenntnis über den Kapazitätsausbau im Jahr 2050. Dieser kann zwar anhand von Szenarien hergeleitet werden, entspricht dann aber wieder einer exogenen Annahme. Drittens ist die EU als großer Wirtschaftsraum dazu übergegangen, den Energieausfall ökonomisch über die Value of Loast Load Methodik zu bestimmen (siehe Abschnitt 2.1.4).

Die ökonomischen Energieausfälle bestimmen sich aus den Folgekosten von Energieausfällen, dem $VOLL$ und den Kosten des Kapazitätsausbaus $CONE$ (siehe Abschnitt 2.1.4). Der $VOLL$ wird im Rahmen dieser Arbeit global anhand des Produktionsfaktoransatzes regional und sektoral bestimmt (siehe Abschnitt 3.1.3). Die Kosten des Kapazitätsausbaus $CONE$ ergeben sich direkt aus der mathematischen Modellierung des erneuerbaren Energiesystems, für welches die Energieausfälle bestimmt werden.

Dazu wird ein erneuerbares Energiesystem im Jahr 2050 modelliert, das bis auf Demand-Side-Management alle relevanten Mechanismen der Flexibilitätsoptionen (siehe Abschnitt 2.1.3) in einem zukünftigen Energiesystem abbildet: Der Energietransport wird durch Stromverbundnetze dargestellt, die Sektorkopplung wird durch die Produktion, die Rückverstromung, die Speicherung und den Transport von Wasserstoff berücksichtigt und die regelbaren erneuerbaren Energien werden mittels Geothermie und konzentrierter Solarkraft (CSP) betrachtet. Die Ursachen von Energiesystemausfällen werden durch die volatilen erneuerbaren Energien PV und Onshore Windkraft sowie durch die Stromnachfrage berücksichtigt. Da Energiesystemausfälle sowohl zeitlich als auch regional stark begrenzt auftreten, wird die Erde in 28 Verbundsystemen mit einer Diskretisierung von 1h und insgesamt 1890 Regionen optimiert. Die räumliche und zeitliche Diskretisierung liegt damit deutlich über dem Stand aktuell genutzter globaler Energiesystemmodelle (siehe Abschnitt 2.5.1).

Für die Betrachtung der Strombereitstellung durch Geothermie und CSP sowie die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen werden globale ökonomische Potentiale dieser Technologien benötigt. Für Geothermie und CSP existieren hierzu keine Daten in ausreichender zeitlicher oder räumlicher Auflösung, weshalb diese hergeleitet werden. Ebenso liegen für Salzkavernen keine globalen Potentiale vor. Diese werden daher ebenfalls hergeleitet und dienen Eingangsdaten für das Energiesystemmodell. Dazu werden folgende Ansätze verwendet:

CSP
Da existierende Ansätze für genaue Zeitreihen relevante Effekte vernachlässigen (siehe Abschnitt 2.2.7), wird ein neuartiger Ansatz entwickelt. Dieser nutzt die detaillierten Simulationsansätze spezifischer Anlagen des DLR [89] und der NREL [92]. Um diese mit dem Tool RESKit [10], das der Berechnung globaler Potentiale dient, nutzen zu können, werden die detaillierten Simulationsansätze vereinfacht. So können CSP-Kraftwerke global recheneffizient simuliert werden. Ebenso wird der Landeignungsansatz von Ryberg [10] von PV auf CSP übertragen und global angewendet. Damit können globale Potentiale zur Wärmebereitstellung und Wärmekosten des solaren Feldes berechnet. Die Modellierung der Wärmespeicher und die Auslegung der thermischen Kraftwerke erfolgt aufgrund der Abhängigkeit vom Energiesystem endogen im Energiesystemmodell.

Geothermie
Für die Ermittlung der Strompotentiale und -kosten wird ein eigener Landeignungsabsatz basierend auf der Methodik nach Ryberg [10] für Geothermie hergeleitet. Dies stellte den ersten detaillierten Landeignungsansatz für Geothermiekraftwerke in der Potentialanalyse dar (siehe Abschnitt 3.3.2). Zusätzlich werden die geologische Temperaturen globale bestimmt, da keine Daten in geeigneter Auflösung zu Verfügung stehen. Zur Bestimmung der Strommenge, werden drei verschiedene Ansätze verwendet und hinsichtlich ihrer Eignung verglichen. Bei den Ansätze handelt es sich um die Volumenmethode, die üblicherweise in der Potentialanalyse für Geothermie genutzt wird (siehe Abschnitt 2.3.3), die nachhaltige Volumenmethode sowie um den Ansatz nach Gringarten, welcher den physikalischen Wärmeübergang detailliert beschreibt. Die drei unterschiedlichen Ansätze werden anschließend auf ihre Realitätsnähe hin überprüft.

Wasserstoffsalzkavernen
Für die Ermittlung der Wasserstoffsalzkavernenpotentiale wird der Ansatz von Caglayan et al. [187] genutzt. Dieser wird mittels eines Datensatzes der globalen Salzvorkommen des Solution Mining Research Institutes [185] global erweitert. Dazu werden zunächst die weltweit bekannten Salzvorkommen auf ihre geologische Eignung überprüft. Anschließend erfolgt eine Landeignungsanalyse und eine Platzierung der spezifischen Kavernen. Zum Schluss werden die Potentiale an Speicherkapazitäten berechnet.

6.2 Erkenntnisse zu globalen Potentialen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse zu den globalen Potentialen von CSP, Geothermie zur Stromerzeugung und Salzkavernen für Wasserstoff dargestellt.

Das globalen Wärmepotential von CSP beträgt 6324 $PWh_{Wärme}/a$. Die größten Potentiale liegen aufgrund der hohen Sonneneinstrahlung und der geringen Vegetation in den Steppen, Wüsten und Savannen der Erde. Die größten Potentiale liegen vor allem in Australi-

en und Neuseeland, Nordafrika, Südamerika, dem Mittleren Osten und in Zentralasien zu finden. Die Wärmegestehungskosten in diesen Gebieten liegen unterhalb von 1,5 EUR-ct/kWh$_{\text{Wärme}}$. Die Stromgestehungskosten für Kraftwerke, die auf Nachteinspeisung ausgelegt sind, liegen in diesen Regionen bei 9,8-12 EUR-ct/kWh$_{el}$. Die günstigsten Kosten in Europa beginnen bei 1,9 EUR-ct/kWh$_{\text{Wärme}}$ für Wärme und 17 EUR-ct/kWh$_{el}$ für Strom in der Türkei. Die Stromgestehungskosten von CSP sind aufgrund eines Kostenanteils von 74% für die Systemstabiliesierung nicht direkt mit denen von PV vergleichbar (siehe Abschnitt 5.1.2)

Für die Geothermiepotentiale wurden drei verschiedene Ansätze zur Nutzung geothermischer Ressourcen vorgestellt. Es kann gezeigt werden, dass der in der Literatur gefundene Ansatz der Volumenmethode nicht dem Betrieb realer Kraftwerke entspricht, da er eine unökonomische Produktionsrate annimmt. Daher wird in dieser Arbeit ein neuer Ansatz nach Gringarten (Abschnitt 3.3.5) genutzt und erstmals auf die Methodik der globalen Potentialanalyse übertragen. Dieser neue Ansatz zeigt, dass das globale Potential von Geothermiestrom bei 102 PWh$_{el}$/a liegt und damit um einen Faktor von 25 geringer ist als das jährliche globale Potenzial für CSP. Hohe Potentiale liegen in Regionen mit hohen geothermischen Temperaturen. Diese liegen in Afrika mit 31,5 PWh, in Südostasien mit 12 PWh, in Nordamerika mit 10,2 PWh, in Brasilien und in südlichen Teilen Südamerikas mit jeweils 9,6 PWh und in China mit 8,8 PWh. Im Vergleich zu CSP liegen die Potentiale von Geothermie sehr spezifisch an Orten mit hoher geologischer Eignung innerhalb der oben genannten Verbundsysteme. Günstige Stromgestehungskosten für Geothermiestrom ergeben sich mit 4 EUR-ct/kWh$_{el}$ in Island, Westmexiko, Ostafrika, Malaysia und Südjapan. Die Stromgestehungskosten in Europa starten bei 10 EUR-ct/kWh$_{el}$. Damit liegen die günstigsten Stromgestehungskosten der Geothermie unter denen der CSP.

Salzkavernen weisen aufgrund der Abhängigkeit von Salzvorkommen regional begrenzte Potentiale auf. Daher sind lediglich 0,53% der weltweiten Landfläche für den Bau von Salzkavernen geeignet. Global beträgt das Speicherpotentiale für Wasserstoffsalzkavernen 788 PWh. Dies entspricht dem fünffachen Primärenergiebedarf der Erde im Jahr 2022 [103]. Salzkavernen können vor allem in Kanada mit 200 PWh, in den nördlichen USA mit 121 PWh, in Westaustralien mit 101 PWh, in Zentralbrasilien mit 61,4 PWh und in Zentralchina mit 41,9 PWh gebaut werden. Salzkavernen sind regional sehr begrenzt. So sind über 90% der Erdoberfläche allein aufgrund der geologischen Eignung nicht für den Kavernenbau geeignet, während die Regionen mit geologischer Eignung Speichergrößen bis zum 50.000-fachen der lokalen jährlichen Stromnachfrage aufweisen.

6.3 Erkenntnisse zu Energiesystemausfällen

In diesem Abschnitt werden die Hauptergebnisse dieser Arbeit zu den Gesamtenergieverlusten in erneuerbaren Energiesystemen beschrieben und damit die vier Forschungsfragen dieser Arbeit beantwortet. Es sei angemerkt, dass diese Arbeit aus den in Abschnitt 6.1 genanten Gründen ökonomische Energieausfälle betrachtet. Die Ergebnisse sind nach den Forschungsfragen unterteilt.

Wie häufig treten Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen auf?

- Je Verbundsystem liegen Energieausfälle zwischen 2,5 Ausfällen pro Region und pro Jahr und in Extremfällen bis zu 70 Energieausfälle pro Region und pro Jahr vor. Der Median liegt bei 6 Energieausfällen pro Region und Jahr.
- Das Energiedefizit ist geringer als 50% des mittleren Jahresstromverbrauchs in 82% aller Energieausfällen. Die Häufigkeit von Energieausfällen steigt bei geringen prozentualen Ausfalltiefen stark an. Anders herum treten vollständige Energieausfälle in einigen Regionen fast gar nicht auf.
- 96% der ausgefallenen Energie weist eine Dauer von weniger als 24 h auf und kann als Eintagesausfall klassifiziert werden.
- Die Eintagesausfälle treten abends und nachts auf. Darüber hinaus treten sie an bis zu sieben aufeinander folgenden Tagen auf.
- Mehrtagesausfälle stellen nur 4% der ausgefallenen Energie dar und treten lediglich in 18 von 28 Verbundsystemen auf.
- Ausfälle mit einer Dauer von über 100 h (oder vier Tagen) treten alle 50 Jahre je Region in nur drei Verbundsystemen auf.

Was löst Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen aus?
Diese Frage lässt sich in mehrfacher Hinsicht beantworten. Dazu werden zunächst die Ursachen von Erzeugungsflauten, dann die Ursachen von Stromausfällen und schließlich die begünstigenden Faktoren betrachtet.

Erzeugungsflauten (Flauten in der Stromeinspeisung nach Abschnitt 2.1.6):

- Erzeugungsseitig ist der Auslöser von Energiesystemausfällen in der Regel eine Windflaute, welche üblicherweise kürzer als sieben Tage dauert. Daher treten die Eintagesausfälle ebenfalls an bis zu sieben Tagen gestaffelt auf.
- In Extremfällen können die Winderzeugungsflauten bis zu 20 Tage dauern. Sie werden nur in der Karibik, in Westafrika und in West-Südamerika beobachtet.
- Tagsüber liegt bei allen Eintagesausfällen ein Überschuss an Solarstrom vor. Daher treten die Flauten abends und nachts auf.
- In Verbundsystemen mit saisonalen Effekten durch PV liegen Energieausfälle überwiegend in Windausfällen während geringer saisonaler PV-Erzeugung vor.
- In Geothermieregionen ist die Nachfrageschwankung als größte Volatilität die Ursache für Versorgungsausfälle, in Verbundsystemen mit CSP verursachen Schwankungen der Direktnormalstrahlung Ausfälle.

Energiesystemausfälle (Ausfälle in der Stromversorgung in Energiesystemen nach Abschnitt 2.1.6):

- Die ökonomischen Begrenzungen des Energiesystems, die Ausfälle verursachen, sind eine Kombination aus der Erschöpfung der Kapazität der Wasserstoffbackupkraftwerke und aus der Erschöpfung der Kapazität der Batterien. Zur Vermeidung eines nächtlichen Defizits wird die überschüssige Energie tagsüber in Batteriespeichern gespeichert, welche ihre maximale ökonomisch gebaute Kapazität ausnutzen. Die übrige

Energie wird tagsüber in Wasserstoff gewandelt und nachts unter Wirkungsgradverlusten zu Strom rückgewandelt. Hierbei ist jedoch die Kapazität der Wasserstoffrückverstromung (Backupleistung) begrenzend und nicht die Menge an Wasserstoff (Backupenergie).

- In Regionen mit Wasserstoffgastanks ist die Leistung der Wasserstoffgastanks begrenzend. In der Regel ist während eines Energiesystemausfalls Wasserstoff zum Ausspeichern verfügbar, welcher jedoch aufgrund von Limitationen der Backupleistung nicht genutzt werden kann.
- In Europa konnten ebenfalls Begrenzungen der Stromübertragungsnetze aufgezeigt werden.

Ebenso können Gründe genannt werden, die bei Energiesystemen zu erhöhten Ausfällen führen:

- Einflussfaktoren, die Energiesystemausfälle begünstigen, ergeben sich einerseits durch die genutzten erneuerbaren Energien und andererseits durch die Verfügbarkeit von Salzkavernenspeichern aus den regional verfügbaren Potentialen. Bei den erneuerbaren Energien zeigt sich, dass Verbundsysteme mit einer Haupterzeugung durch Geothermie mit 0,04% der Stromnachfrage die geringsten Energieausfälle aufweisen. Demgegenüber weisen Verbundsystemen mit PV Energieausfälle von 0,16% und Energiesysteme mit Wind Energieausfälle von 0,21% auf. In den Energiesystemen mit der Haupteinspeisung durch Wind liegen die Ausfälle in Systemen mit Salzkavernenspeichern um ein Drittel unter den Systemen ohne Salzkavernenspeicher. Salzkavernenspeicher haben geringe Einflüsse in Verbundsystemen mit hohen Anteilen von Geothermie und CSP und PV.
- Andererseits nimmt der Value of Lost Load und damit die Wirtschaftsleistung der Länder Einfluss auf Energieausfälle. Liegt der VOLL unterhalb von 1500 EUR/MWh, steigen Energieausfälle auf bis zu 7% der Stromnachfrage an. Regionen mit einem VOLL oberhalb von 3000 EUR/MWh stellen ausfallsichere Energiesysteme mit Ausfällen von unter 1 h/a dar.
- Die Größe des Verbundsystems und die Stromgestehungskosten spielen eine untergeordnete Rolle für das Ausfallniveau. Jedoch ist die Größe des Verbundsystems entscheidend für die Standardabweichung des Auftretens von Energiesystemausfällen über verschiedene Wetterjahre. Große Verbundsysteme mit einer Landfläche von über 2,5 Millionen km^2 weisen Abweichungen von 20% gegenüber 70% in kleinen Verbundsystemen auf. Damit weisen große Verbundsysteme nicht weniger Energiesystemausfälle auf. Dafür treten in großen Regionen Ausfälle im jährlichen Vergleich mit einer geringeren Varianz auf.
- Mehrtagesausfälle treten während der mehrtägigen Winderzeugungsflauten lediglich in Regionen auf, die eine Kombination ausfallbegünstigender Eigenschaften aufweisen. Begünstigende Faktoren für regionale Mehrtagesausfälle sind ein geringer VOLL, eine hohe Residuallast, hohe Transportkosten und eine Begrenzung der Potentiale erneuerbarer Energien. Ebenso zeigen die Verbundsysteme einen geringen Ausbau von saisonalen Speichern und einen geringen Anteil regelbarer erneuerbarer Energien. Die Faktoren führen alle zu erhöhten Kosten der Energiebereitstellung, welche bei gleichem VOLL zu erhöhten Energieausfällen in den spezifischen Regionen der Verbundsysteme führt. Regionen mit häufigen Mehrtagesausfällen befinden sich in den Verbundsystemen von Nordasien, Westafrika, Süd-Ost-Asien und Mikronesien.

Welche Gegenmaßnahmen können Energieausfälle verringern?
Die genutzten Gegenmaßnahmen dieser Arbeit lassen sich in die Kategorien Energietransport, Sektorkopplung mit Wasserstoff, Speicherung und regelbare, erneuerbare Energien unterteilen. Diese werden im Folgenden vorgestellt:

- Der allgemeine Energietransport von Strom oder Wasserstoff weist mit Abstand die höchste Relevanz für die Ausfallsicherheit auf. Energiesysteme ohne einen Energietransport zeigen einen über 70-fachen Energieausfall gegenüber Energiesystemen mit einem Austausch auf. Die Nutzung von Stromnetzen oder Wasserstoffpipelines reduziert Energieausfälle um 99% gegenüber autarken Energiesystemen, sodass sich beide Technologien gegenseitig substituieren können. Der alleinige Ausbau von Stromnetzen führt gegenüber dem alleinigen Ausbau von Wasserstoffpipelines zu einer Kostenreduktion von 15-20%, während Wasserstoffpipelines vor allem in Synergie mit Wasserstoffsalzkavernen Energiesystemausfälle vermeiden können.
- Die Sektorkopplung mit Wasserstoff stellt die zweitrelevanteste Technologie zur Vermeidung von Energieausfällen dar. Ohne die Sektorkopplung steigen Energieausfälle um 192% an und die Energiesystemkosten vergrößern sich um 17%. Der höchste Mehrwert der Sektorkopplung liegt bei der Speicherung mit einem Anstieg von Energiesystemausfällen um 179% ohne Wasserstoffspeicher gegenüber Systemen mit Wasserstoffspeichern. Von allen Einzeltechnologien haben Salzkavernen den höchsten Einfluss auf das Energiesystem, da ohne den Einsatz von Wasserstoffsalzkavernenspeichern Energieausfälle um 164% ansteigen.
- Ohne Batteriespeicher zeigt das Energiesystem einen um 19% erhöhten Energieausfall. Wasserstofftanks haben mit einem Energieausfall von 19% einen ähnlichen Einfluss auf die Energiesystemausfälle. Damit sind Salzkavernenspeicher die relevanteste Speichertechnologie im Energiesystem. Dies liegt an ihren geringen Kosten, welche es den Salzkavernenspeichern ökonomisch ermöglicht, einen saisonalen Ausgleich zu betreiben. Durch die saisonale Speicherung kann der Ausbau von erneuerbaren Technologien um 10% verringert werden.
- Um mehrtägige Energiedefizite der Winderzeugungsausfälle zu überbrücken, werden Wasserstoffspeicher genutzt, da Batteriespeicher aufgrund ihrer höheren Kosten nicht in genügender Kapazität ausgebaut werden. Daher sind Wasserstoffspeicher entscheidend, um Energiesystemausfälle kostenoptimal zu vermeiden. Während die Kapazität von Wasserstoffsalzkavernen zum saisonalen Speichern ausgelegt wird, wird die Kapazität von Wasserstofftanks anhand des Energiebedarfes während der längsten auftretenden Windflaute bestimmt.
- Bei den erneuerbaren Energien hat die Stromerzeugung durch Geothermie den höchsten positiven Einfluss auf die Ausfallvermeidung. Ohne Geothermie steigen Energiesystemausfälle um 108% an. Geothermie kommt jedoch aufgrund global stark unterschiedlicher geothermischer Ressourcen nur in spezifischen Regionen mit Stromgestehungskosten unterhalb von 10 EURct/kWh zur Nutzung. Geothermie wird mit 8575 Volllaststunden als Grundlast genutzt. Jedoch benötigt Geothermie ebenfalls Wasserstoffspeicherung, um tägliche Nachfrageschwankungen auszugleichen.
- Die weitere regelbare, erneuerbare Technologie im Energiesystem ist CSP. CSP wird nur geringfügig mit 1,2% der globalen Energieeinspeisung genutzt.
- Während Photovoltaik einen neutralen Einfluss auf Energiesystemausfälle hat, weist Windkraft einen negativen Einfluss auf die Ausfallentstehung auf. Ein Verzicht auf Windkraft führt zu einer Verringerung von Energieausfällen um 34%. Der Grund dafür ist, dass Windkraft die Hauptursache für Erzeugungsausfälle ist und Winderzeu-

gungsflauten durch einen verringerten Windkraftausbau vermieden werden können. Allerdings erhöhen sich in Energiesystemen ohne Windkraft die Kosten um 15%, sodass immer eine Kompromiss zwischen den Kosten und der Energiesicherheit beim Ausbau von Windkraft stattfinden muss.

Welche Maßnahmen sind notwendig, um stabile Energiesysteme zu bauen?

- Ökonomisch ausfalloptimale Energiesysteme weisen global einen Energieausfall von 0,15% (14 h/a/Verbraucher) auf. Der Begriff stabile Energiesysteme wird in dieser Arbeit nach den Zielvorgaben der EU mit eine Ausfallsicherheit von 1,0 h/a/Verbraucher definiert (siehe Abschnitt 2.1.2).
- Um stabile Energiesysteme zu bauen, wird vor allem die Wasserstoffinfrastruktur erweitert. So wird je GWh jährlich vermiedenen Energieausfalls eine Kapazität von 0,6 GWh an Wasserstoffsalzkavernen durch 0,07 GWh an Wasserstofftanks ersetzt. Der Vorteil von Wasserstofftanks gegenüber den Wasserstoffsalzkavernen liegt vor allem in der dezentralen Versorgung mit Backupenergie. Parallel wird die Kapazität der Rückverstromung mit 0,004 GW je GWh Ausfallvermeidung ausgebaut. Das entspricht einem Kapazitätsausbau der Rückverstromung von +25%.
- Aufgrund des negativen Effektes von Windkraft auf Energieausfälle wird die Erzeugung von Windkraft durch PV ersetzt. Der Anteil des veränderten Ausbaus ist mit 1% des Bestandes im Basisszenario gering.
- Insgesamt sind die zusätzlichen Kosten des Energiesystemausbaus gering. Diese betragen weniger als 2% der Kosten von ökonomisch ausfalloptimalen Energiesystemen mit der Haupterzeugung durch Wind und weniger als 1% bei ökonomisch ausfalloptimalen Energiesystemen mit den Haupterzeugern Geothermie und PV. Damit können erneuerbare Energiesysteme durch den Ausbau dezentraler Wasserstoffspeicher und Wasserstoffbackupkraftwerke auf dem Stabilitätsniveau von heutigen Energiesystemen liegen.

Weitere Erkenntnis: Verschiebungen von Energieausfällen Am Beispiel von Europa zeigt sich, dass aufgrund regional unterschiedlicher Kosten von Energieausfällen (VOLL) systematische Verschiebungen von Energieausfällen in Regionen mit geringem VOLL stattfinden. Die Verschiebung von Energiesystemausfällen kann theoretisch zu einer Benachteiligung von ohnehin bereits strukturschwachen Regionen führen und damit soziale Ungleichheiten fördern.

7. Schluss

Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Untersuchung von Energiesystemausfällen in erneuerbaren Energiesystemen unter Berücksichtigung von regelbaren erneuerbaren Energien durchgeführt. Dazu wurde ein globales Energiesystemmodell aufgebaut, welches regionale Ausfälle mit hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung abbildet. Im Gegensatz zu Ansätzen in der Literatur wird der Kapazitätsausbau nicht exogen angenommen, sondern es wird der ökonomisch optimale Ausbau und damit der ökonomisch optimale Energieausfall analog zur Value of Lost Load (VOLL) Methode der EU betrachtet. Das Modell beinhaltet alle in Energiesystemen vorkommenden relevanten Prinzipien an Flexibilitätsoptionen, um erstmalig eine ganzheitlich optimierte Reaktion des Energiesystems auf Erzeugungsflauten betrachten zu können. Um regelbare erneuerbare Energien in der notwendigen Auflösung betrachten zu können, wurden für Geothermie und CSP neue Ansätze entwickelt, um die Erzeugungspotentiale global hochaufgelöst berechnen zu können. Für die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen wurden existierende Ansätze global erweitert.

Es zeigt sich, dass der Grund der teilweisen Energiesystemausfälle (Brown-Outs) überwiegend in bis zu 20-tägigen Winderzeugungsflauten liegen. Aufgrund der hohen PV-Einstrahlung tagsüber dauern die physikalischen Ausfälle in über 95% der Fälle weniger als ein Tag. Die Limitationen einer ökonomisch ausfalloptimalen Auslegung des Energiesystems sind hierbei die Rückverstromungsleistung von Wasserstoffkombikraftwerken und in Regionen ohne Salzkavernen die Leistung der Wasserstoffgastanks sowie die Speichergröße von Batterien. Insgesamt nehmen Stromausfälle in der ökonomisch ausfalloptimalen Auslegung um den Faktor von bis zu 10 gegenüber heutigen Energiesystemen zu. So treten im globalen Mittel 2,5 Ausfälle je Region und Jahr mit einer Ausfalltiefe von bis zu 50% der Stromnachfrage auf.

Technisch spielt vor allem die Wahl der Erzeugungstechnologie und die Verfügbarkeit von Salzkavernen eine entscheidende Rolle. Regionen mit Geothermiepotentialen unterhalb von 10 $ct_{€,2022}$/kWh sind aufgrund der hohen Verfügbarkeit von Geothermie mit 0,04% Stromausfall die sichersten Energiesysteme. Energiesysteme mit PV sind generell sicherer als Energiesysteme mit hohen Windanteilen, da die PV-Einspeisung über große Verbundsysteme hinweg regelmäßigere tägliche und saisonale Effekte aufweist als die Windkraft, welche unvorhersehbare, bis zu 20-tägige Ausfälle aufweist. Die Verfügbarkeit von Langzeitspeichern wie Wasserstoffsalzkavernen halbiert die Stromausfälle. Konzentrierte Solarkraft eignet sich nicht zur Stabilisierung von Energiesystemen, da die ökonomisch ausgelegten Wärmespeicher nicht ausreichen, um die mehrtägigen Winderzeugungsflauten auszugleichen, sodass eine Kombination aus PV und Wasserstoffspeicherung kosteneffektiver ist.

Die wichtigste Technologie, um in erneuerbaren Energiesystemen Ausfälle zu vermeiden, sind Energietransporte. Der Zusammenschluss von Regionen führt dabei nicht nur zu stark verringerten Ausfällen um -99%, auch führen größere Verbundsysteme zu einer geringeren Abweichung der notwendigen Kapazitäten und Ausfälle über mehrere Wetterjahre und damit zu einer erhöhten Robustheit der Energiesysteme. Ebenso ermöglicht ein Energietransport die Nutzung des stabilisierenden Einflusses von Salzkavernenspeichern in von diesen entfernten Regionen. Daher ist der Ausbau des Energietransports sowie die internationale Zusammenarbeit der wichtigste Stellhebel für stabile, erneuerbare Energiesysteme. Die zweitwichtigsten Technologien zur Vermeidung von Ausfällen sind Wasserstoffspeicher

und Wasserstoffkraftwerke. Bei der Planung von Energiesystemen bietet es sich an, diese frühzeitig zu fördern, da mit weniger als 2% Mehrkosten in Vergleich zu ökonomisch ausfalloptimalen Systemen stabile Energiesysteme mit weniger als 1 h Ausfall pro Jahr betrieben werden können. Ein starker Ausbau von Windenergie ist unter den Gesichtspunkten der Energiesystemstabilität als kritisch zu bewerten, da Winderzeugungsflauten die Hauptursache von Energieausfällen sind. Die Nutzung von Windkraft führt zwar zu einer Kostensenkung des Energiesystems von bis zu 15%, allerdings verringern sich ohne Windkraft die Energieausfälle um 34%. Eine Kombination aus PV und Wasserstoff ist damit sicherer aber teurer als Windkraft.

Ebenfalls ist die Nutzung des VOLL zur Auslegung ausfalloptimaler Energiesysteme kritisch zu bewerten. Einerseits lassen sich mit geringen Mehrkosten stabile Energiesysteme bauen, sodass die Auslegung auf den VOLL nicht sinnvoll ist. Andererseits fördert die Nutzung der VOLL-Methodik, wie in der EU aktuell eingeführt, ökonomische Ungleichheiten, da Ausfälle systematisch in Regionen mit geringem VOLL und damit mit einer geringen Wirtschaftsleitung exportiert werden. Daher empfiehlt diese Arbeit eine direkte Auslegung des Energiesystems auf ein stabiles Energiesystem oder eine Einführung der VOLL-Methodik nur parallel mit einem sozialen Ausgleichsmechanismus.

Die Arbeit zeigt, dass die ökonomischen Limitationen im ausfalloptimalen Energiesystem durch die Kosten von Batteriespeichern und durch die Kosten der Wasserstoffrückverstromungsleistung hervorgerufen werden. Daher wäre es interessant weiter zu untersuchen, inwiefern andere Speichertechnologien wie Wasserspeicher oder Druckspeicher, deren typische Speicherdauer zwischen denen von Wasserstoffspeichern und Batterien liegen, Ausfälle besser vermeiden können. Außerdem treten über 96% der Ausfälle kürzer als einen Tag auf. Demand-Side-Management könnte eine interessante Option sein, um diese Ausfälle zu verringern. Dies könnte in weiteren Untersuchungen betrachtet werden. Ebenso wird in dieser Arbeit angenommen, dass die jeweiligen Verbundsysteme autark sind. Hier wäre es ebenfalls spannend zu untersuchen, inwieweit internationale Energietransporte Einfluss auf Ausfälle haben und wie saisonale Effekte der Stromeinspeisung ausgleichen können.

Literaturverzeichnis

[1] Przemyslaw Komarnicki, Pio Lombardi, and Zbigniew A. Styczynski. *Elektrische Energiespeichersysteme*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2021.

[2] Environmental and Energy Study Institute. Climate, environmental, and health impacts of fossil fuels.

[3] World Health Organization. Billions of people still breathe unhealthy air: new who data.

[4] United Nations. Renewable energy – powering a safer future.

[5] World Health Organization. *COP24 special report: health and climate change*. 2018.

[6] European Comission. Consequences of climate change.

[7] SFC Energy. Nachhaltige energie.

[8] International Energy Agency. Global energy review 2021: Renewables.

[9] IRENA. Fast-track energy transitions to win the race to zero.

[10] David Severin Ryberg. *Kalte Dunkelflauten der zukünftigen Potentiale der Wind- und Solarenergie in Europa*. RWTH Aachen University, 2020.

[11] IRENA. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series: Volume 1: Power Sector: Concentrating Solar Power*. 2012.

[12] Enerdata. World energy & climate statistics - yearbook 2023.

[13] European Comission. Hydrogen.

[14] European Hydrogen Backbone. The european hydrogen backbone (ehb) initiative.

[15] European Comission. Recommendations on energy storage.

[16] F. Cebulla, T. Naegler, and M. Pohl. Electrical energy storage in highly renewable european energy systems: Capacity requirements, spatial distribution, and storage dispatch. *Journal of Energy Storage*, 14:211–223, 2017.

[17] Anya Heider, Ricardo Reibsch, Philipp Blechinger, Avia Linke, and Gabriela Hug. Flexibility options and their representation in open energy modelling tools. *Energy Strategy Reviews*, 38:100737, 2021.

[18] Peter D. Lund, Juuso Lindgren, Jani Mikkola, and Jyri Salpakari. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45:785–807, 2015.

[19] Kolbjørn Engeland, Marco Borga, Jean-Dominique Creutin, Baptiste François, Maria-Helena Ramos, and Jean-Philippe Vidal. Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79:600–617, 2017.

[20] D. Raynaud, B. Hingray, B. François, and J. D. Creutin. Energy droughts from variable renewable energy sources in european climates. *Renewable Energy*, 125:578–589, 2018.

[21] Next Kraftwerke GmbH. Was ist ein brownout?, 2024.

[22] P. F. Albrecht, L. L. Garver, G. A. Jordan, A. D. Patton, and P. R. van Horne. Reliability indexes for power systems. final report, march 1981.

[23] J. Jurasz, F. A. Canales, A. Kies, M. Guezgouz, and A. Beluco. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. *Solar Energy*, 195:703–724, 2020.

[24] European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Security of eu electricity supply in 2021: Report on member states approaches to assess and ensure adequacy.

[25] The World Bank. Power outages in firms in a typical month, 2022.

[26] International Energy Agency. *Harnessing Variable Renewables*. 2011.

[27] Yiyan Sang, Bo Yang, Hongchun Shu, Na An, Fang Zeng, and Tao Yu. Fault ride-through capability enhancement of type-4 wecs in offshore wind farm via nonlinear adaptive control of vsc-hvdc. *Processes*, 7(8):540, 2019.

[28] Michael Sterner. *Handbook of Energy Storage: Demand, Technologies, Integration*. Springer Berlin / Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2019.

[29] Florian Mahr, Stefan Henninger, Martin Biller, and Johann Jäger. *Elektrische Energiesysteme*. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2021.

[30] Thomas Schröder and Wilhelm Kuckshinrichs. Value of lost load: An efficient economic indicator for power supply security? a literature review. *Frontiers in Energy Research*, 3, 2015.

[31] Swinand, Gregory Peter, Natraj, and Ashwini. The value of lost load (voll) in european electricity markets: Uses, methodologies, future directions. In *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–6, Piscataway, NJ, 2019. IEEE.

[32] Luise Röpke. The development of renewable energies and supply security: A trade-off analysis. *Energy Policy*, 61:1011–1021, 2013.

[33] Will Gorman. The quest to quantify the value of lost load: A critical review of the economics of power outages. *The Electricity Journal*, 35(8):107187, 2022.

[34] Europäischen Union. Verordnung (eu) 2019/943 des europäischen parlaments und des rates vom 5. juni 2019 über den elektrizitätsbinnenmarkt, 2019.

[35] Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden. Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, 2022.

[36] Europäische Kommission. Guidance for member states on implementation plans pursuant art. 20 (3)-(8) of regulation (eu) 2019/943 (“market reform plans”), 2020.

[37] Adriaan van der Welle and Bob van der Zwaan. *An Overview of Selected Studies on the Value of Lost Load (VOLL)*. 2007.

[38] M. J. Sullivan and D. M. Keane. *Outage cost estimation guidebook*. 1995.

[39] The World Bank Group. Gross value added at basic prices, 2023.

[40] U.S. Energy Information Administration. Electricity, 2023.

[41] Statistics Division United Nations. Energy balance visualization, 2023.

[42] NGFS. Ngfs climate scenarios for central banks and supervisors, 2021.

[43] IIASA. Ngfs phase 3 scenario explorer, 2022.

[44] Katherine Calvin, Pralit Patel, Leon Clarke, Ghassem Asrar, Ben Bond-Lamberty, Ryna Yiyun Cui, Alan Di Vittorio, Kalyn Dorheim, Jae Edmonds, Corinne Hartin, Mohamad Hejazi, Russell Horowitz, Gokul Iyer, Page Kyle, Sonny Kim, Robert Link, Haewon McJeon, Steven J. Smith, Abigail Snyder, Stephanie Waldhoff, and Marshall Wise. Gcam v5.1: representing the linkages between energy, water, land, climate, and economic systems. *Geoscientific Model Development*, 12(2):677–698, 2019.

[45] Sustainable Energy Ireland, editor. *The Value of Lost Load*. 2007.

[46] Michiel de Nooij, Carl Koopmans, and Carlijn Bijvoet. The value of supply security. *Energy Economics*, 29(2):277–295, 2007.

[47] Richard S.J. Tol. *The Value of Lost Load*. ESRI Working Paper, Dublin, 214 edition, 2007.

[48] Aaron J. Praktiknjo. Stated preferences based estimation of power interruption costs in private households: An example from germany. *Energy*, 76:82–90, 2014.

[49] Pedro Linares and Luis Rey. The costs of electricity interruptions in spain. are we sending the right signals? *Energy Policy*, 61:751–760, 2013.

[50] Johannes Reichl, Michael Schmidthaler, and Friedrich Schneider. The value of supply security: The costs of power outages to austrian households, firms and the public sector. *Energy Economics*, 36:256–261, 2013.

[51] Cambridge Economic Policy Associates Ltd. *STUDY ON THE ESTIMATION OF THE VALUE OF LOST LOAD OF ELECTRICITY SUPPLY IN EUROPE*. 2018.

[52] IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2021*. 2022.

[53] Majid Ahmadian and Nosratollah Abbaszadeh. *The Value of Lost Load (VoLL) in Iran: Lost Production & Lost Leisure*. 2013.

[54] Stefano Mandelli, Claudio Brivio, Emanuela Colombo, and Marco Merlo. A sizing methodology based on levelized cost of supplied and lost energy for off-grid rural electrification systems. *Renewable Energy*, 89:475–488, 2016.

[55] Xinwei Shen, Shouzhen Zhu, Jinghong Zheng, Yingduo Han, Qingsheng Li, Jing Nong, and Mohammad Shahidehpour. Active distribution network expansion planning integrated with centralized and distributed energy storage system. In *IEEE Power & Energy Society general meeting, 2015*, pages 1–5, Piscataway, NJ, 2015. IEEE.

[56] Jiah Yu, Jun-Hyung Ryu, and In-beum Lee. A stochastic optimization approach to the design and operation planning of a hybrid renewable energy system. *Applied Energy*, 247:212–220, 2019.

[57] Mark A. Handschy, Stephen Rose, and Jay Apt. Is it always windy somewhere? occurrence of low-wind-power events over large areas. *Renewable Energy*, 101:1124–1130, 2017.

[58] Nils Ohlendorf and Wolf-Peter Schill. Frequency and duration of low-wind-power events in germany. *Environmental Research Letters*, 15(8):084045, 2020.

[59] F. Huneke, C. Linkenheil, and M. Niggemeier. *KALTE DUNKELFLAUTE: ROBUSTHEIT DES STROMSYSTEMS BEI EXTREMWETTER*. 2017.

[60] Noelia Otero, Olivia Martius, Sam Allen, Hannah Bloomfield, and Bettina Schaefli. A copula-based assessment of renewable energy droughts across europe. *Renewable Energy*, 201:667–677, 2022.

[61] Andy Boston, Geoffrey D. Bongers, and Nathan Bongers. Characterisation and mitigation of renewable droughts in the australian national electricity market. *Environmental Research Communications*, 4(3):031001, 2022.

[62] Katherine Z. Rinaldi, Jacqueline A. Dowling, Tyler H. Ruggles, Ken Caldeira, and Nathan S. Lewis. Wind and solar resource droughts in california highlight the benefits of long-term storage and integration with the western interconnect. *Environmental science & technology*, 55(9):6214–6226, 2021.

[63] Juliane Weber, Jan Wohland, Mark Reyers, Julia Moemken, Charlotte Hoppe, Joaquim G. Pinto, and Dirk Witthaut. Impact of climate change on backup energy and storage needs in wind-dominated power systems in europe. *PloS one*, 13(8):e0201457, 2018.

[64] Michael Child, Dmitrii Bogdanov, and Christian Breyer. The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in europe. *Energy Procedia*, 155:44–60, 2018.

[65] S. Becker, R. A. Rodriguez, G. B. Andresen, S. Schramm, and M. Greiner. Transmission grid extensions during the build-up of a fully renewable pan-european electricity supply. *Energy*, 64:404–418, 2014.

[66] T. Brown, D. Schlachtberger, A. Kies, S. Schramm, and M. Greiner. Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable european energy system. *Energy*, 160:720–739, 2018.

[67] Rolando A. Rodriguez, Sarah Becker, and Martin Greiner. Cost-optimal design of a simplified, highly renewable pan-european electricity system. *Energy*, 83:658–668, 2015.

[68] Kim Hoong Ng, Sin Yuan Lai, Chin Kui Cheng, Yoke Wang Cheng, and Chi Cheng Chong. Photocatalytic water splitting for solving energy crisis: Myth, fact or busted? *Chemical Engineering Journal*, 417:128847, 2021.

[69] National Renewable Energy Laboratory. Solar energy basics, 2023.

[70] IEA. World energy outlook 2022.

[71] Anjaneyulu Krothapalli and Brenton Greska. Concentrated solar thermal power. In Wei-Yin Chen, Toshio Suzuki, and Maximilian Lackner, editors, *Handbook of Climate Change Mitigation and Adaptation*. Springer International Publishing, Cham, 2017.

[72] Jürgen Dersch, Simon Dieckmann, Klaus Hennecke, Robert Pitz-Paal, Michael Taylor, and Pablo Ralon. Lcoe reduction potential of parabolic trough and solar tower technology in g20 countries until 2030. In *SOLARPACES 2019: International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems*, AIP Conference Proceedings, page 120002. AIP Publishing, 2020.

[73] Detlef Stolten, Peter Markewitz, Thomas Schöb, Felix Kullmann, Stanley Risch, and Theresa Groß. *Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045*. 2021.

[74] Antje Seitz, Stefan Zunft, and Carsten Hoyer-Klick. Technologiebericht 3.3b energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch) innerhalb des forschungsprojekts tf_energiewende.

[75] Mert Temiz and Ibrahim Dincer. Concentrated solar driven thermochemical hydrogen production plant with thermal energy storage and geothermal systems. *Energy*, 219:119554, 2021.

[76] Manfred Kleemann and Michael Meliß. *Regenerative Energiequellen*. Springer eBook Collection Computer Science and Engineering. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, zweite, völlig neubearbeitete auflage edition, 1993.

[77] Bernhard Weigand, Jürgen Köhler, and Jens von Wolfersdorf. *Thermodynamik kompakt*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 4., aktual. aufl. 2016 edition, 2016.

[78] SolarPACES. Csp projects around the world, 2021.

[79] Salahuddin Qazi. Solar thermal electricity and solar insolation. In *Standalone Photovoltaic (PV) Systems for Disaster Relief and Remote Areas*, pages 203–237. Elsevier, 2017.

[80] Philipp Bellmann, Fabian Wolfertstetter, Ricardo Conceição, and Hugo G. Silva. Comparative modeling of optical soiling losses for csp and pv energy systems. *Solar Energy*, 197:229–237, 2020.

[81] A. S. HEGAZY, M. M. El-Kassaby, and M. A. HASSAB. Effect of parabolic trough solar collector orientation on its collection efficiency. *International Journal of Solar Energy*, 16(3):173–183, 1995.

[82] Y. Q. Song, Y. Xiang, Y. B. Liao, B. Zhang, L. Wu, and H. T. Zhang. How to decide the alignment of the parabolic trough collector according to the local latitude. In *2013 International Conference on Materials for Renewable Energy and Environment (ICMREE 2013)*, pages 94–97, Piscataway, NJ, 2013. IEEE.

[83] William F. Holmgren, Clifford W. Hansen, and Mark A. Mikofski. pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, 3(29):884, 2018.

[84] M. Günther, M. Joemann, S. Csambor, A. Guizani, Krüger, D., and T. Hirsch. *Advanced CSP Teaching Materials: Chapter 5 Parabolic Trough Technology*. 2011.

[85] Tarun Kumar Aseri, Chandan Sharma, and Tara C. Kandpal. Cost reduction potential in parabolic trough collector based csp plants: A case study for india. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138:110658, 2021.

[86] K. Riffelmann, T. Richert, P. Nava, and A. Schweitzer. Ultimate trough® – a significant step towards cost-competitive csp. *Energy Procedia*, 49:1831–1839, 2014.

[87] Johannes Pernpeitner, Niels Lichtenhäler, Philipp Ant, Christoph Happich, and Johannes Thoss. Measurement of parabolic trough receiver thermal loss power and relative efficiency under solar simulator light: Test report.

[88] Baligh El Hefni and Daniel Bouskela. *Modeling and Simulation of Thermal Power Plants with ThermoSysPro: A Theoretical Introduction and a Practical Guide*. Springer International Publishing, Cham, 2019.

[89] Jürgen Dersch and Simon Dieckmann. Greenius help & manual. 2018.

[90] N. Janotte, G. Feckler, J. Kötter, S. Decker, U. Herrmann, M. Schmitz, and E. Lüpfert. Dynamic performance evaluation of the heliotrough® collector demonstration loop–towards a new benchmark in parabolic trough qualification. *Energy Procedia*, 49:109–117, 2014.

[91] Tokhir Gafurov, Julio Usaola, and Milan Prodanovic. Modelling of concentrating solar power plant for power system reliability studies. *IET Renewable Power Generation*, 9(2):120–130, 2015.

[92] Michael J. Wagner and Paul Gilman. Technical manual for the sam physical trough model.

[93] EASTMANN. Thermino produkt-leitfaden: Hochleistungs-wärmeträger für die präzise temperatursteuerung, 2023.

[94] ALEXIS B. ZAVOICO. Solar power tower design basis document, revision 0.

[95] Ryan Shininger, Kyle Kattke, Mark Anderson, Francisco Vives, Mirko Saur, Matthew Boyd, and Hank Price. Flexible hose interconnect testing for parabolic troughs with nitrate salt, 2019.

[96] H. Benoit, L. Spreafico, D. Gauthier, and G. Flamant. Review of heat transfer fluids in tube-receivers used in concentrating solar thermal systems: Properties and heat transfer coefficients. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55:298–315, 2016.

[97] Wacker Chemie AG. Helisol 5a: Lineare siliconöle, 2023.

[98] Rainer Kistner. *Simulation solarthermischer Kraftwerke und deren Bewertung unter Berücksichtigung von energie- und finanzwirtschaftlichen Aspekten*. 2002.

[99] Ugo Pelay, Lingai Luo, Yilin Fan, Driss Stitou, and Mark Rood. Thermal energy storage systems for concentrated solar power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79:82–100, 2017.

[100] Simon Dieckmann, Jürgen Dersch, Stefano Giuliano, Michael Puppe, Eckhard Lüpfert, Klaus Hennecke, Robert Pitz-Paal, Michael Taylor, and Pablo Ralon. Lcoe reduction potential of parabolic trough and solar tower csp technology until 2025. AIP Conference Proceedings, page 160004. Author(s), 2017.

[101] Jennie Jorgenson, Paul Denholm, Mark Mehos, and Craig Turchi. Estimating the performance and economic value of multiple concentrating solar power technologies in a production cost model.

[102] Alisa Yushchenko, Andrea de Bono, Bruno Chatenoux, Martin Kumar Patel, and Nicolas Ray. Gis-based assessment of photovoltaic (pv) and concentrated solar power (csp) generation potential in west africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:2088–2103, 2018.

[103] Hani Beltagy, Djaffar Semmar, and Noureddine Said. Performance of medium-power fresnel concentrator solar plant in algerian sites. *Energy Procedia*, 74:942–951, 2015.

[104] Adarsh Vaderobli, Dev Parikh, and Urmila Diwekar. Optimization under uncertainty to reduce the cost of energy for parabolic trough solar power plants for different weather conditions. *Energies*, 13(12):3131, 2020.

[105] H. Broesamle, H. Mannstein, C. Schillings, and F. Trieb. Assessment of solar electricity potentials in north africa based on satellite data and a geographic information system. *Solar Energy*, 70(1):1–12, 2001.

[106] Ranjit Deshmukh, Grace C. Wu, Duncan S. Callaway, and Amol Phadke. Geospatial and techno-economic analysis of wind and solar resources in india. *Renewable Energy*, 134:947–960, 2019.

[107] S. Ziuku, L. Seyitini, B. Mapurisa, D. Chikodzi, and Koen van Kuijk. Potential of concentrated solar power (csp) in zimbabwe. *Energy for Sustainable Development*, 23:220–227, 2014.

[108] R. Djebbar, D. Belanger, D. Boutin, E. Weterings, and M. Poirier. Potential of concentrating solar power in canada. *Energy Procedia*, 49:2303–2312, 2014.

[109] Franz Trieb, Christoph Schillings, Marlene O'Sullivan, Thomas Pregger, and Carsten Hoyer-Klick. Global potential of concentrating solar power. *SolarPaces Conference Berlin*, 2009, 2009.

[110] International Renewable Energy Agency. *Estimating the Renewable Energy Potential in Africa: A GIS-based approach*. 2014.

[111] Alexandre C. Köberle, David E.H.J. Gernaat, and Detlef P. van Vuuren. Assessing current and future techno-economic potential of concentrated solar power and photovoltaic electricity generation. *Energy*, 89:739–756, 2015.

[112] Daniel Stetter. *Enhancement of the REMix energy system model: Global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation*. 2012.

[113] Cheng-Ta Chu and Adam D. Hawkes. A geographic information system-based global variable renewable potential assessment using spatially resolved simulation. *Energy*, 193:116630, 2020.

[114] Global Modeling and Assimilation Office and Steven Pawson. Merra-2 tavg1_2d_slv_nx: 2d,1-hourly,time-averaged,single-level,assimilation,single-level diagnostics v5.12.4.

[115] U.S. Energy Information Administration. Electricity, 2021.

[116] Hans Hersbach, Bill Bell, Paul Berrisford, Shoji Hirahara, András Horányi, Joaquín Muñoz-Sabater, Julien Nicolas, Carole Peubey, Raluca Radu, Dinand Schepers, Adrian Simmons, Cornel Soci, Saleh Abdalla, Xavier Abellan, Gianpaolo Balsamo, Peter Bechtold, Gionata Biavati, Jean Bidlot, Massimo Bonavita, Giovanna Chiara, Per Dahlgren, Dick Dee, Michail Diamantakis, Rossana Dragani, Johannes Flemming, Richard

Forbes, Manuel Fuentes, Alan Geer, Leo Haimberger, Sean Healy, Robin J. Hogan, Elías Hólm, Marta Janisková, Sarah Keeley, Patrick Laloyaux, Philippe Lopez, Cristina Lupu, Gabor Radnoti, Patricia Rosnay, Iryna Rozum, Freja Vamborg, Sebastien Villaume, and Jean-Noël Thépaut. The era5 global reanalysis. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 146(730):1999–2049, 2020.

[117] Global Solar Atlas 2.0. a free, web-based application is developed and operated by the company solargis s.r.o. on behalf of the world bank group, utilizing solargis data, with funding provided by the energy sector management assistance program (esmap)., 2023.

[118] Michael DiGrazia, Randy Gee, and Gary Jorgensen. Reflectech® mirror film attributes and durability for csp applications. In *Proceedings of the ASME 3rd International Conference on Energy Sustainability - 2009*, pages 677–682, New York, NY, 2009. ASME.

[119] Richard Musi, Benjamin Grange, Sgouris Sgouridis, Rafael Guedez, Peter Armstrong, Alexander Slocum, and Nicolas Calvet. Techno-economic analysis of concentrated solar power plants in terms of levelized cost of electricity. AIP Conference Proceedings, page 160018. Author(s), 2017.

[120] Johan Lilliestam, Mercè Labordena, Anthony Patt, and Stefan Pfenninger. Empirically observed learning rates for concentrating solar power and their responses to regime change. *Nature Energy*, 2(7):1–6, 2017.

[121] Tarun Kumar Aseri, Chandan Sharma, and Tara C. Kandpal. Estimating capital cost of parabolic trough collector based concentrating solar power plants for financial appraisal: Approaches and a case study for india. *Renewable Energy*, 156:1117–1131, 2020.

[122] Benhadji Serradj, A. B. Sebitosi, and S. O. Fadlallah. Design and performance analysis of a parabolic trough power plant under the climatological conditions of tamanrasset, algeria. *International journal of environmental science and technology : IJEST*, pages 1–18, 2021.

[123] Craig Turchi. Parabolic trough reference plant for cost modeling with the solar advisor model (sam).

[124] International Energy Agency. *Technology Roadmap - Concentrating Solar Power*. 2010.

[125] Hans Müller-Steinhagen. Concentrating solar thermal power. *Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical, and engineering sciences*, 371(1996):20110433, 2013.

[126] Mladen Bošnjaković and Vlado Tadijanović. Environment impact of a concentrated solar power plant. *Tehnički glasnik*, 13(1):68–74, 2019.

[127] Clifford Ho, Cheryl Ghanbari, and Richard Diver. Hazard analyses of glint and glare from concentrating solar pwer plants. *SolarPACES*, 2009, 2009.

[128] Federal Aviation Administration. *Technical Guidance for Evaluating Selected Solar Technologies on Airports*. 2018.

[129] Umweltbundesamt. Geothermie, 2023.

[130] Jefferson W. Tester. The future of geothermal energy: Impact of enhanced geothermal systems (egs) on the united states in the 21st century.

[131] Ingrid Stober and Kurt Bucher. *Geothermal Energy: From Theoretical Models to Exploration and Development*. Springer eBook Collection. Springer International Publishing and Imprint Springer, Cham, 2nd ed. 2021 edition, 2021.

[132] Jürgen H. Schön, editor. *Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics*, volume volume 65 of *Developments in petroleum science*. Elsevier, Amsterdam and New York, second edition edition, 2015.

[133] Bundesverband Geothermie. Geothermielexikon, 2022.

[134] Our World in Data. Global direct primary energy consumption, 2022.

[135] Henry N. Pollack, Suzanne J. Hurter, and Jeffrey R. Johnson. Heat flow from the earth's interior: Analysis of the global data set. *Reviews of Geophysics*, 31(3):267, 1993.

[136] B. Goutorbe, J. Poort, F. Lucazeau, and S. Raillard. Global heat flow trends resolved from multiple geological and geophysical proxies. *Geophysical Journal International*, 187(3):1405–1419, 2011.

[137] R. Jung, S. Röhling, N. Ochmann, S. Rogge, and R. Schellschmidt. Abschätzung des technischen potenzials der geothermischen stromerzeugung und der geothermischen kraft-wärmekopplung (kwk) in deutschland.

[138] Global database of borehole temperatures and climate reconstructions.

[139] Horatio S. Carslaw and J. C. Jaeger. *Conduction of heat in solids*. Oxford science publications. Clarendon Press, Oxford, 2. ed., reprinted. edition, 2008.

[140] Joseph A. DiPietro. *Landscape evolution in the United States: An introduction to the geography, geology, and natural history*. Elsevier, Amsterdam, 1. ed. edition, 2013.

[141] Arman Aghahosseini and Christian Breyer. From hot rock to useful energy: A global estimate of enhanced geothermal systems potential. *Applied Energy*, 279:115769, 2020.

[142] Irina M. Artemieva. Global $1° \times 1°$ thermal model tc1 for the continental lithosphere: Implications for lithosphere secular evolution. *Tectonophysics*, 416(1-4):245–277, 2006.

[143] J. Limberger, P. Calcagno, A. Manzella, E. Trumpy, T. Boxem, M. P. D. Pluymaekers, and J.-D. van Wees. Assessing the prospective resource base for enhanced geothermal systems in europe. *Geothermal Energy Science*, 2(1):55–71, 2014.

[144] NASA Langley Research Center. Power project.

[145] Jens Hartmann and Nils Moosdorf. The new global lithological map database glim: A representation of rock properties at the earth surface. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 13(12), 2012.

[146] Sven Fuchs, Ben Norden, and International Heat Flow Commission. The global heat flow database: Release 2021.

[147] re3data.org. Geothermal information system.

[148] Ahinoam Pollack, Roland Horne, and Tapan Mukerji. What are the challenges in developing enhanced geothermal systems (egs)? observations from 64 egs sites. 2020.

[149] Alex Aposteanu, Inga Berre, Ruggero Bertani, Christoph Clauser, Florence Jaudin, Attila Kujbus, Burkhard Sanner, and Javier Urchueguia. Geothermal technology roadmap: European technology platform on renewable heating and cooling. 2014.

[150] John Ziagos, Benjamin R. Phillips, Lauren Boyd, Allan Jelacic, Greg Stillman, and Eric Hass. *A Technology Roadmap for Strategic Development of Enhanced Geothermal Systems*. 2013.

[151] Subir Kumar Sanyal and Steven J. Butler. An analysis of power generation prospects from enhanced geothermal systems. 2005.

[152] Graeme R. Beardsmore, Ladislaus Rybach, David D. Blackwell, and Charles Baron. A protocol for estimating and mapping global egs potential.

[153] Colin F. Williams, Marshall J. Reed, and Robert H. Mariner. A review of methods applied by the u.s. geological survey in the assessment of identified geothermal resources.

[154] Philipp Heidinger, Jürgen Dornstädter, and Axel Fabritius. Hdr economic modelling: The hdrec software. 2006.

[155] Greg Mines. Getem user manual.

[156] Torsten Tischner, Bernd Melchert, Adrián Ortiz, Marion Schindler, Julia Scheiber, and Albert Genter. *Test- und Probebetrieb des HDR-Kraftwerks Soultz: Abschlussbericht*. 2013.

[157] IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi, 2018.

[158] Thomas Kölbel, Lena Eggeling, Pascal Schlagermann, and Wolfram Münch. Egs costs and cost reduction potential. *IGC 2011*, 2011.

[159] J. D. Garnish. Introduction: Background to the workshop. *Geothermics*, 16(4):323–329, 1987.

[160] Maciej Z. Lukawski, Brian J. Anderson, Chad Augustine, Louis E. Capuano, Koenraad F. Beckers, Bill Livesay, and Jefferson W. Tester. Cost analysis of oil, gas, and geothermal well drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 118:1–14, 2014.

[161] U.S. Department of Energy. *GeoVision: Harnessing the Heat Beneath Our Feet*. 2019.

[162] Inga Moeck, Thomas Bloch, René Graf, Stefan Heuberger, Peter Kuhn, Henry Naef, Michael Sonderegger, Stephan Uhlig, and Markus Wolfgramm. The st. gallen project: Development of fault controlled geothermal systems in urban areas. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, 2015.

[163] U. S. Department of Energy. Egs fact sheet. 2016.

[164] Ernest L. Majer, Roy Baria, Mitch Stark, Stephen Oates, Julian Bommer, Bill Smith, and Hiroshi Asanuma. Induced seismicity associated with enhanced geothermal systems. *Geothermics*, 36(3):185–222, 2007.

[165] Enes Hoşgör, Jay Apt, and Baruch Fischhoff. Incorporating seismic concerns in site selection for enhanced geothermal power generation. *Carnegie Mellon Electricity Industry Center Working Paper CEIC-11-05*, 2013.

[166] Geoffrey H. Garrison, Steinar Þór Guðlaugsson, László Ádám, Ari Ingimundarson, Trenton T. Cladouhos, and Susan Petty. The south hungary enhanced geothermal system(shegs) demonstration project. *GRC Transactions, Vol. 40*, 2016.

[167] Ronald DiPippo. *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*. Elsevier Science & Technology, Oxford, 2nd ed. edition, 2008.

[168] Brownmang onwuka. Effects of soil temperature on some soil properties and plant growth. *Advances in Plants & Agriculture Research*, 8(1), 2018.

[169] Thomas Doe, Robert McLaren, and William Dershowitz. Discrete fracture network simulations of enhanced geothermal systems. *PROCEEDINGS, Thirty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, 2014.

[170] César R. Chamorro, José L. García-Cuesta, María E. Mondéjar, and Alfonso Pérez-Madrazo. Enhanced geothermal systems in europe: An estimation and comparison of the technical and sustainable potentials. *Energy*, 65:250–263, 2014.

[171] A. C. Gringarten and J. P. Sauty. A theoretical study of heat extraction from aquifers with uniform regional flow. 1975.

[172] Chad Augustine. A methodology for calculating egs electricity generation potential based on the gringarten model for heat extraction from fractured rock. 2017.

[173] Derek Elsworth. Theory of thermal recovery from a spherically stimulated hot dry rock reservoir. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 94(B2):1927, 1989.

[174] Aquanty. Hydrogeosphere - software.

[175] Greg Mines and Jay Nathwani. Estimated power generation costs for egs. *Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, 2013.

[176] Koenraad F. Beckers, Maciej Z. Lukawski, Brian J. Anderson, Michal C. Moore, and Jefferson W. Tester. Levelized costs of electricity and direct-use heat from enhanced geothermal systems. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 6(1):013141, 2014.

[177] César R. Chamorro, María E. Mondéjar, Roberto Ramos, José J. Segovia, María C. Martín, and Miguel A. Villamañán. World geothermal power production status: Energy, environmental and economic study of high enthalpy technologies. *Energy*, 42(1):10–18, 2012.

[178] Jon Limberger, Thijs Boxem, Maarten Pluymaekers, David Bruhn, Adele Manzella, Philippe Calcagno, Fred Beekman, Sierd Cloetingh, and Jan-Diederik van Wees. Geothermal energy in deep aquifers: A global assessment of the resource base for direct heat utilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:961–975, 2018.

[179] U.S. Energy Information Administration. Electricity generation, capacity, and sales in the united states.

[180] Cees J.L. Willems, Hamidreza M. Nick, Gert Jan Weltje, and David F. Bruhn. An evaluation of interferences in heat production from low enthalpy geothermal doublets systems. *Energy*, 135:500–512, 2017.

[181] David Ryberg, Martin Robinius, and Detlef Stolten. Evaluating land eligibility constraints of renewable energy sources in europe. *Energies*, 11(5):1246, 2018.

[182] Catarina R. Matos, Júlio F. Carneiro, and Patrícia P. Silva. Overview of large-scale underground energy storage technologies for integration of renewable energies and criteria for reservoir identification. *Journal of Energy Storage*, 21:241–258, 2019.

[183] Herib Blanco and André Faaij. A review at the role of storage in energy systems with a focus on power to gas and long-term storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:1049–1086, 2018.

[184] F. Crotogino, S. Donadei, and Bünger U. Large-scale hydrogen underground storage for securing future energy supplies. *18th World Hydrogen Energy Conference 2010 - WHEC 2010 May 16.-21. , Essen.*, 2010.

[185] Péter László Horváth, Susanne Mirau, Gregor-Sönke Schneider, Heike Bernhardt, Christian Weiler, Jessica Bödeker, Max Wippich, Therese Tangermann, and Joe Ratigan. Update of smri's compilation of worldwide salt deposits and salt cavern fields.

[186] Klaus Stolzenburg, Roland Hamelmann, Martin Wietschel, Fabio Genoese, Julia Michaelis, and Jochen Lehmann. Integration von wind-wasserstoff-systemen in das energiesystem : Abschlussbericht, 2014.

[187] Dilara Gulcin Caglayan, Nikolaus Weber, Heidi U. Heinrichs, Jochen Linßen, Martin Robinius, Peter A. Kukla, and Detlef Stolten. Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11):6793–6805, 2020.

[188] John K. Warren. Evaporites through time: Tectonic, climatic and eustatic controls in marine and nonmarine deposits. *Earth-Science Reviews*, 98(3-4):217–268, 2010.

[189] T. T. Wang, H. L. Ma, X. L. Shi, C. H. Yang, N. Zhang, J. L. Li, S. L. Ding, and J.J.K. Daemen. Salt cavern gas storage in an ultra-deep formation in hubei, china. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 102:57–70, 2018.

[190] Richard Styron and Marco Pagani. The gem global active faults database. *Earthquake Spectra*, 36(1_suppl):160–180, 2020.

[191] Jinlong Li, Yao Tang, Xilin Shi, Wenjie Xu, and Chunhe Yang. Modeling the construction of energy storage salt caverns in bedded salt. *Applied Energy*, 255:113866, 2019.

[192] Mariusz Chromik and Waldemar Korzeniowski. A method to increase the leaching progress of salt caverns with the use of the hydro-jet technique. *Energies*, 14(18):5833, 2021.

[193] John Grotzinger and Thomas Jordan. *Understanding earth*. Macmillan international - higher education. Macmillan Learning, New York, eighth edition edition, 2020.

[194] P. Bérest and B. Brouard. Safety of salt caverns used for underground storage blow out; mechanical instability; seepage; cavern abandonment. *Oil & Gas Science and Technology*, 58(3):361–384, 2003.

[195] C. Ochsenius. *Die Bildung der Steinsalzlager und ihrer Mutterlaugensalze unter specieller Berücksichtigung der Flötze von Douglashall in der Egeln'schen Mulde*. Halle, 1877.

[196] Sabine Donadei and Gregor-Sönke Schneider. Chapter 6 - compressed air energy storage in underground formations. In T. M. author. Letcher, editor, *Storing energy : with special reference to renewable energy sources*, pages 113–133. Elsevier, Oxford, 2016.

[197] Alvaro M. Costa. Hybrid subsea ccs system-co2 storage in offshore ultra deep-water salt caverns. *Current Trends in Civil & Structural Engineering*, 1(3), 2019.

[198] C. M. Fitzgerald. *The Strategic Petroleum Reserve: Environmental Impacts Associated with the Leaching of Salt Caverns: Dissertation,*. 1981.

[199] J. Cho, V. A. Barone, and S. Mostaghimi. Simulation of land use impacts on groundwater levels and streamflow in a virginia watershed. *Agricultural Water Management*, 96(1):1–11, 2009.

[200] Nadeem Ahmad and Raouf E. Baddour. A review of sources, effects, disposal methods, and regulations of brine into marine environments. *Ocean & Coastal Management*, 87:1–7, 2014.

[201] Victor Quintino, Ana Maria Rodrigues, Rosa Freitas, and Ana Ré. Experimental biological effects assessment associated with on-shore brine discharge from the creation of gas storage caverns. *Estuarine, Coastal and Shelf Science*, 79(3):525–532, 2008.

[202] Scott Jenkins, Jeffrey Paduan, and Philip Daniel. Management of brine discharges to coastal waters recommendations of a science advisory panel,.

[203] Chin-Fu Tsang, Jens Birkholzer, and Jonny Rutqvist. A comparative review of hydrologic issues involved in geologic storage of co2 and injection disposal of liquid waste. *Environmental Geology*, 54(8):1723–1737, 2008.

[204] J. Duhan. *Compressed Air Energy Storage in Salt Caverns: Geomechanical Design Workflow, CAES Siting Study from a Geomechanics Perspective, and Deep Brine Disposal*. 2018.

[205] Fichtner. Erstellung eines entwicklungskonzeptes energiespeicher in niedersachsen.

[206] Arman Aghahosseini and Christian Breyer. Assessment of geological resource potential for compressed air energy storage in global electricity supply. *Energy Conversion and Management*, 169:161–173, 2018.

[207] Leszek Lankof, Kazimierz Urbańczyk, and Radosław Tarkowski. Assessment of the potential for underground hydrogen storage in salt domes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160:112309, 2022.

[208] Shasha Hui, Shunde Yin, Xiongqi Pang, Zhuoheng Chen, and Kanyuan Shi. Potential of salt caverns for hydrogen storage in southern ontario, canada. *Mining*, 3(3):399–408, 2023.

[209] Alexander Lemieux, Alexi Shkarupin, and Karen Sharp. Geologic feasibility of underground hydrogen storage in canada. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(56):32243–32259, 2020.

[210] Júlio F. Carneiro, Catarina R. Matos, and Serge van Gessel. Opportunities for large-scale energy storage in geological formations in mainland portugal. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 99:201–211, 2019.

[211] DEEP.KBB GmbH. Eyhauser allee 2a 26160 bad zwischenahn.

[212] Leszek Lankof and Radosław Tarkowski. Gis-based analysis of rock salt deposits' suitability for underground hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(71):27748–27765, 2023.

[213] Maarten Brinkerink, Brian Ó. Gallachóir, and Paul Deane. Building and calibrating a country-level detailed global electricity model based on public data. *Energy Strategy Reviews*, 33:100592, 2021.

[214] Maarten Brinkerink and Paul Deane. Plexos-world 2015.

[215] Trevor Barnes, Abhishek Shivakumar, Maarten Brinkerink, and Taco Niet. Osemosys global, an open-source, open data global electricity system model generator. *Scientific Data*, 9(1):623, 2022.

[216] Arman Aghahosseini, A. A. Solomon, Christian Breyer, Thomas Pregger, Sonja Simon, Peter Strachan, and Arnulf Jäger-Waldau. Energy system transition pathways to meet the global electricity demand for ambitious climate targets and cost competitiveness. *Applied Energy*, 331:120401, 2023.

[217] M. Ram, D. Bogdanov, A. Aghahosseini, A. Gulagi, A. S. Oyewo, M. Child, U. Caldera, K. Sadovskaia, J. Farfan, LSNS. Barbosa, M. Fasihi, S. Khalili, B. Dalheimer, G. Gruber, T. Traber, Caluwe F. De, H.-J. Fell, and C. Breyer. *Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Power, Heat, Transport and Desalination Sectors: Study by Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group*. Lappeenranta, Berlin, 2019.

[218] Maximilian Parzen, Hazem Abdel-Khalek, Ekaterina Fedotova, Matin Mahmood, Martha Maria Frysztacki, Johannes Hampp, Lukas Franken, Leon Schumm, Fabian Neumann, Davide Poli, Aristides Kiprakis, and Davide Fioriti. Pypsa-earth. a new global open energy system optimization model demonstrated in africa. *Applied Energy*, 341:121096, 2023.

[219] Stefan Pfenninger and Iain Staffell. Long-term patterns of european pv output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, 114:1251–1265, 2016.

[220] Iain Staffell and Stefan Pfenninger. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 114:1224–1239, 2016.

[221] Theresa Groß, Kevin Knosala, Maximilian Hoffmann, Noah Pflugradt, and Detlef Stolten. Ethos.fine: A framework for integrated energy system assessment.

[222] Mercedes Ibarra, Imen Gherboudj, Abdulaziz Al Rished, and Hosni Ghedira. Geospatial assessment of solar energy potential for utility scale parabolic trough collector power plant in saudi arabia. AIP Conference Proceedings, page 160015. Author(s), 2017.

[223] Md Tasbirul Islam, Nazmul Huda, and R. Saidur. Current energy mix and techno-economic analysis of concentrating solar power (csp) technologies in malaysia. *Renewable Energy*, 140:789–806, 2019.

[224] Charles R. Harris, K. Jarrod Millman, Stéfan J. van der Walt, Ralf Gommers, Pauli Virtanen, David Cournapeau, Eric Wieser, Julian Taylor, Sebastian Berg, Nathaniel J. Smith, Robert Kern, Matti Picus, Stephan Hoyer, Marten H. van Kerkwijk, Matthew Brett, Allan Haldane, Jaime Fernández Del Río, Mark Wiebe, Pearu Peterson, Pierre Gérard-Marchant, Kevin Sheppard, Tyler Reddy, Warren Weckesser, Hameer Abbasi,

Christoph Gohlke, and Travis E. Oliphant. Array programming with numpy. *Nature*, 585(7825):357–362, 2020.

[225] Siu Kwan Lam, Antoine Pitrou, and Stanley Seibert. Numba: A llvm-based python jit compiler. In *Proceedings of the Second Workshop on the LLVM Compiler Infrastructure in HPC*, pages 1–6, 2015.

[226] S. Hagspiel, C. Jägemann, D. Lindenberger, T. Brown, S. Cherevatskiy, and E. Tröster. Cost-optimal power system extension under flow-based market coupling. *Energy*, 66:654–666, 2014.

[227] Gul Ahmad Ludin, Akito Nakadomari, Atsushi Yona, Suresh Mikkili, Shriram Srinivasarangan Rangarajan, Edward Randolph Collins, and Tomonobu Senjyu. Technical and economic analysis of an hvdc transmission system for renewable energy connection in afghanistan. *Sustainability*, 14(3):1468, 2022.

[228] Daniel DeSantis, Brian D. James, Cassidy Houchins, Genevieve Saur, and Maxim Lyubovsky. Cost of long-distance energy transmission by different carriers. *iScience*, 24(12):103495, 2021.

[229] Arturs Purvins, Luigi Sereno, Mircea Ardelean, Catalin-Felix Covrig, Tilemahos Efthimiadis, and Philip Minnebo. Submarine power cable between europe and north america: A techno-economic analysis. *Journal of Cleaner Production*, 186:131–145, 2018.

[230] C. Moles, B. Sigfusson, A. Spisto, M. Vallei, E. Weidner, Jacopo Giuntoli, A. Jäger-Waldau, Roberto Lacal Arántegui, S. Lazarou, D. Magagna, J. Carlsson, Maria Mar Del Perez Fortes, G. de Marco, and M. Jakubcionis. *Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050*, volume 26950 of *EUR, Scientific and technical research series*. Publications Office, Luxembourg, 2014.

[231] PROMOTioN – Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks. *Deliverable 1.3: Synthesis of available studies on offshore meshed HVDC grids*. 2016.

[232] Dilara Gulcin Caglayan. *Robuste Auslegung eines erneuerbaren europäischen Energiesystems inklusive Wasserstoff-Infrastruktur*. RWTH Aachen University, 2020.

[233] Mark J. Kaiser. Offshore pipeline construction cost in the u.s. gulf of mexico. *Marine Policy*, 82:147–166, 2017.

[234] Rik van Rossum, Jaro Jens, Gemma La Guardia, Anthony Wang, Luis Kühnen, and Martijn Overgaag. *European ydrogen Backbone*. 2022.

[235] GADM. Gadm maps and data, 2023.

[236] European Comission. *Statistical regions in the European Union and partner countries: NUTS and statistical regions 2021*. Manuals and guidelines / Eurostat. Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2022 edition edition, 2022.

[237] OpenStreetMap contributors. Planet dump retrieved from https://planet.osm.org, 2020.

[238] Marcel Buchhorn, Bruno Smets, Luc Bertels, Bert De Roo, Myroslava Lesiv, Nandin-Erdene Tsendbazar, Martin Herold, and Steffen Fritz. Copernicus global land service: Land cover 100m: collection 3: epoch 2019: Globe.

[239] Peter Potapov, Matthew C. Hansen, Lars Laestadius, Svetlana Turubanova, Alexey Yaroshenko, Christoph Thies, Wynet Smith, Ilona Zhuravleva, Anna Komarova, Susan Minnemeyer, and Elena Esipova. The last frontiers of wilderness: Tracking loss of intact forest landscapes from 2000 to 2013. *Science advances*, 3(1):e1600821, 2017.

[240] Intact Forest Landscape. Intact forest landscape, 2021.

[241] Mathis Loïc Messager, Bernhard Lehner, Günther Grill, Irena Nedeva, and Oliver Schmitt. Estimating the volume and age of water stored in global lakes using a geostatistical approach. *Nature communications*, 7:13603, 2016.

[242] Bernhard Lehner and Günther Grill. Global river hydrography and network routing: baseline data and new approaches to study the world's large river systems. *Hydrological Processes*, 27(15):2171–2186, 2013.

[243] George H. Allen and Tamlin M. Pavelsky. Global extent of rivers and streams. *Science (New York, N.Y.)*, 361(6402):585–588, 2018.

[244] Francesco Dottori, Lorenzo Alfieri, Peter Salamon, Alessandra Bianchi, Luc Feyen, and Feyera Hirpa. Flood hazard map of the world - 20-year return period, 2016.

[245] Rutger Hofste, Samantha Kuzma, Sara Walker, Edwin Sutanudjaja, Marc Bierkens, Marijn Kuijper, Marta Faneca Sanchez, Rens van Beek, Yoshihide Wada, Sandra Galvis Rodríguez, and Paul Reig. Aqueduct 3.0: Updated decision-relevant global water risk indicators. *World Resources Institute*, 2019.

[246] Victor Maus, Stefan Giljum, Jakob Gutschlhofer, Dieison M. Da Silva, Michael Probst, Sidnei L. B. Gass, Sebastian Luckeneder, Mirko Lieber, and Ian McCallum. Global-scale mining polygons (version 1).

[247] European Commission. Joint Research Centre. *GHSL data package 2023*. Publications Office, 2023.

[248] UNEP-WCMC and IUCN (2021), Protected Planet. The world database on protected areas (wdpa), 2021.

[249] BirdLife International. Digital boundaries of important bird and biodiversity areas from the world database of key biodiversity areas: September 2020 version, 2020.

[250] Yechennan Peng, Hossein Azadi, Liang Yang, Jürgen Scheffran, and Ping Jiang. Assessing the siting potential of low-carbon energy power plants in the yangtze river delta: A gis-based approach. *Energies*, 15(6):2167, 2022.

[251] OpenTopography. Alos world 3d - 30m.

[252] IRENA. Global hydrogen trade to meet the 1.5℃ climate goal: Part iii – green hydrogen cost and potential.

[253] National Oceanic and Atmospheric Administration, United States. Cold & warm episodes by season, national weather service climate prediction center, 2023.

[254] David Franzmann, Christoph. Winkler, Philipp Dunkel, Maximilian Stargardt, Arne Burdack, Shitab Ishmam, Jochen Linssen, Detlef Stolten, and Heidi Heinrichs. Impact of spatial aggregation on global renewable energy system with ethos.modelbuilder. *SSRN (Preprint)*, 2025.

[255] David Franzmann, Jochen Linssen, Detlef Stolten, and Heidi Heinrichs. Stable and renewable: Assessing reliability in a fully renewable european energy system. *Preprint*, 2025.

[256] David Franzmann, Heidi Heinrichs, and Detlef Stolten. Global geothermal electricity potentials: A technical, economic, and thermal renewability assessment. *Renewable Energy*, 2025(250):123199, 2025.

[257] David Franzmann, Thora Schubert, Heidi Heinrichs, Peter A. Kukla, and Detlef Stolten. Energy storage autonomy in renewable energy systems through hydrogen salt caverns. 2025.

[258] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Einigung zur kraftwerksstrategie, 2024.

A. Energiesystemmodellierung

A.1 Regionsdefinition

Im folgenden werden die Definitionen der Verbundsysteme und deren Kategorisierung in die genutzten Potentiale nach Abschnitt 5.1.1 darstellt.

Tabelle A.1: Definition der Verbundsysteme

Nr.	Verbundsystem	Anzahl Regionen	Länder (englisch)
1	Nord Amerika	106	Canada, Saint Pierre and Miquelon, United States Minor Outlying Islands, United States.
2	Süd-Festlandasien	63	Bangladesh, Bhutan, India, British Indian Ocean Territory, Sri Lanka, Maldives, Nepal.
3	Karibik	100	Anguilla, Antigua and Barbuda, Bahamas, Saint-Barthélemy, Bermuda, Barbados, Cuba, Cayman Islands, Dominica, Dominican Republic, Guadeloupe, Grenada, Haiti, Jamaica, Saint Kitts and Nevis, Saint Lucia, Saint-Martin, Montserrat, Martinique, Puerto Rico, Sint Maarten, Turks and Caicos Islands, Trinidad and Tobago, Saint Vincent and the Grenadines, British Virgin Islands, Virgin Islands,
4	Mikronesien	40	Micronesia, Guam, Kiribati, Marshall Islands, Northern Mariana Islands, Nauru, Palau.
5	Südliches Südamerika	52	Argentina, Chile, Falkland Islands, Paraguay, South Georgia and the South Sandwich Islands, Uruguay.
6	Mittlerer Osten	91	United Arab Emirates, Bahrain, Iraq, Israel, Jordan, Kuwait, Lebanon, Oman, Palestina, Qatar, Saudi Arabia, Syria, Akrotiri and Dhekelia, Northern Cyprus, Yemen.
7	Nord-östliches Südamerika	15	French Guiana, Guyana, Suriname.

fortgesetzt

Nr.	Verbundsystem	Anzahl Regionen	Länder nach GID (englisch)
8	Europa	250	Åland, Albania, Andorra, Austria, Belgium, Bulgaria, Bosnia and Herzegovina, Switzerland, Cyprus, Czech Republic, Germany, Denmark, Spain, Estonia, Finland, France, Faroe Islands, United Kingdom, Guernsey, Gibraltar, Greece, Croatia, Hungary, Isle of Man, Ireland, Italy, Jersey, Liechtenstein, Lithuania, Luxembourg, Latvia, Monaco, Moldova, Macedonia, Malta, Montenegro, Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Svalbard and Jan Mayen, San Marino, Serbia, Slovakia, Slovenia, Sweden, Turkey, Ukraine, Vatican City, Kosovo.
9	Süd-Ost-Asien	120	Brunei, Cocos Islands, Christmas Island, Indonesia, Cambodia, Laos, Myanmar, Malaysia, Philippines, Singapore, Thailand, Timor-Leste, Vietnam, Paracel Islands, Spratly Islands.
10	Nordasien	154	Azerbaijan, Belarus, Georgia, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Mongolia, Russia, Tajikistan, Uzbekistan.
11	Südafrika	130	Angola, Bouvet Island, Botswana, Democratic Republic of the Congo, Comoros, Lesotho, Madagascar, Mozambique, Mauritius, Malawi, Mayotte, Namibia, Reunion, Saint Helena, Swaziland, Tanzania, South Africa, Zambia, Zimbabwe.
12	Nordafrika	80	Algeria, Egypt, Western Sahara, Libya, Morocco, Mauritania, Tunisia.
13	Japan Südkorea	30	Japan, South Korea
14	Zentralafrika	53	Central African Republic, Cameroon, Republic of Congo, Gabon, Equatorial Guinea, São Tomé and Príncipe, Chad.
15	Mexiko	22	Mexico, Clipperton Island.
16	Brasilien	27	Brazil
17	Afghanistan Pakistan	28	Afghanistan, Pakistan.
18	China	59	China, Hong Kong, Macao ,North Korea, Taiwan.
19	Westafrika	90	Benin, Burkina Faso, Côte dIvoire, Cape Verde, Ghana, Guinea, Gambia, Guinea-Bissau, Liberia, Mali, Niger, Nigeria, Senegal, Sierra Leone, Togo.
20	Melanesien	32	Fiji, New Caledonia, Papua New Guinea, Solomon Islands, Vanuatu.
21	Iran Turkmenistan Armenien	32	Armenia, Iran, Turkmenistan.
22	Island	8	Iceland.
23	Australien Neuseeland	53	Australia, New Zealand.
24	West-Südamerika	70	Aruba Bonaire, Sint Eustatius and Saba, Bolivia, Colombia, Curaçao, Ecuador, Peru Venezuela.

fortgesetzt

Nr.	Verbundsystem	Anzahl Regionen	Länder nach GID (englisch)
25	Ostafrika	100	Burundi, Djibouti, Eritrea, Ethiopia, Kenya, Rwanda, Sudan, Somalia, South Sudan, Seychelles, Uganda.
26	Polynesien	40	American Samoa Cook Islands, Norfolk Island, Niue Pitcairn Islands, French Polynesia, Tokelau, Tonga, Tuvalu, Wallis and Futuna Samoa.
27	Zentralamerika	40	Belize, Costa Rica, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panama, El Salvador.
28	Grönland	5	Greenland.

Tabelle A.2: Aufteilung der Verbundsysteme nach Haupterzeugungstechnologie und Vorhandensein von Salzkavernen

Haupterzeuger	Salzkavernen vorhanden	keine Salzkavernen
Geothermie	Zentralafrika, Zentralamerika	Island, Melanesien, Süd-Ost-Asien
CSP SS	-	Polynesien
Wind	Europa, Nordasien, Ostafrika, Nordafrika, Australien Neuseeland, Mittlerer Osten, China, Nordamerika, Mexiko, Brasilien, Afghanistan Pakistan, West-Südamerika	Grönland, Südliches Südamerika, Westafrika
PV	Süd-Festlandasien, Südafrika	Nordöstliches Südamerika, Karibik
Extremregionen:	Japan Südkorea: Keine Selbstversorgung Iran Turkmenistan Armenien: Sehr geringer VOLL von 666 EUR/MWh Mikronesien: Hohe Netzkosten	

A.2 Eingangsdaten Energiesystemmodell

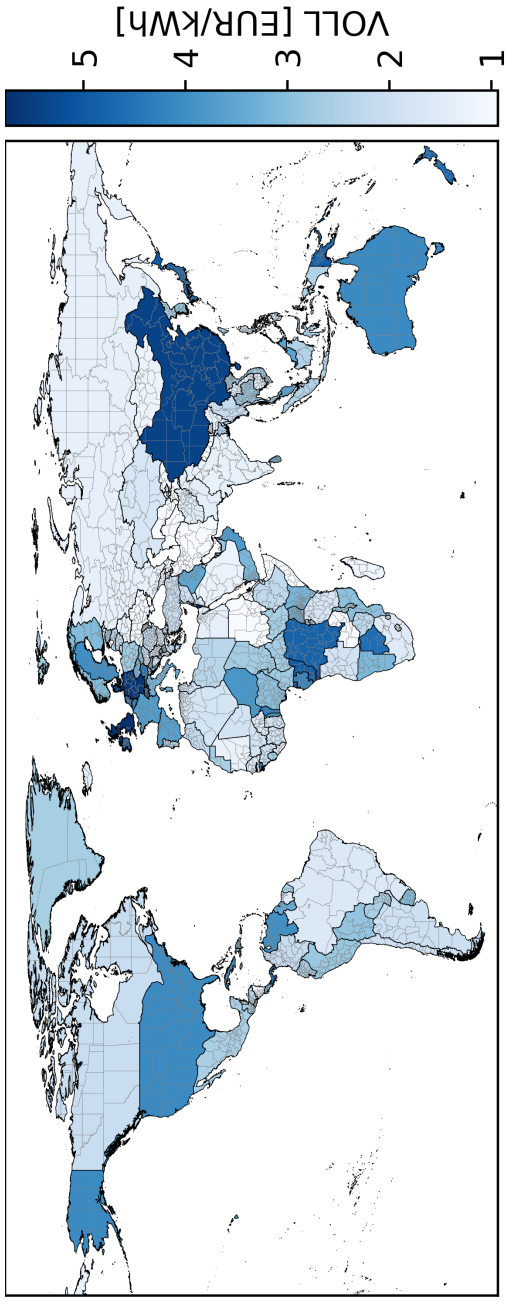


Abbildung A.1: Globale Verteilung des Value of Lost Load in 2050

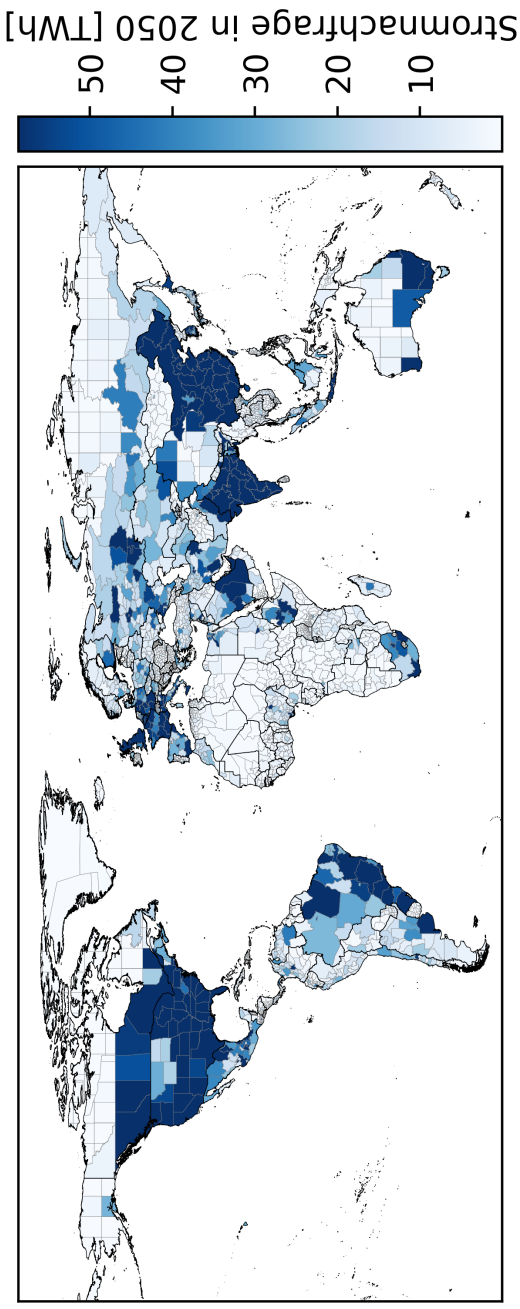


Abbildung A.2: Globale Verteilung der Stromnachfrage in 2050.

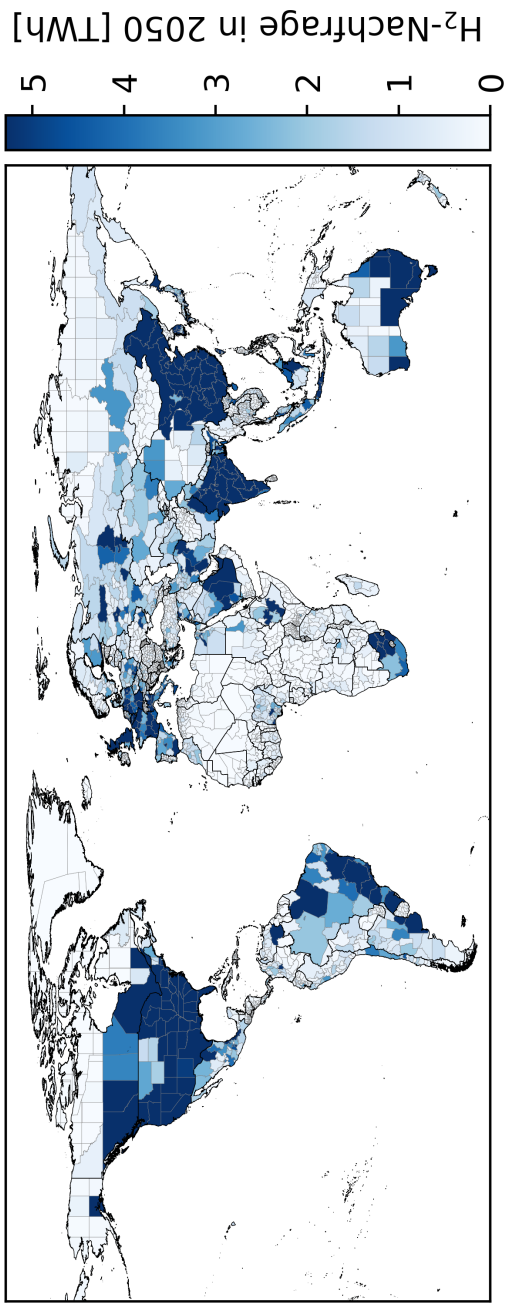


Abbildung A.3: Globale Verteilung der Wasserstoffnachfrage in 2050.

A.3 Ergebnisse Energiesystemmodell

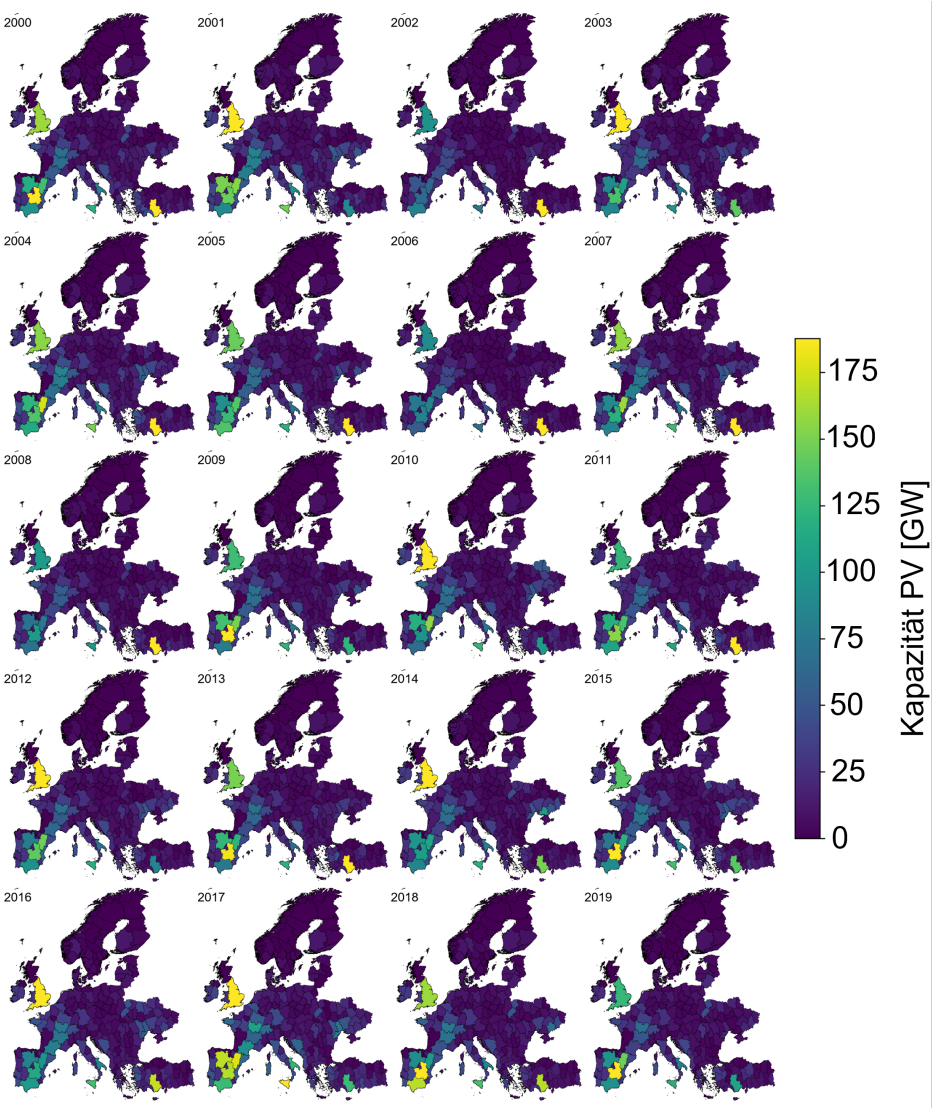


Abbildung A.4: Gebaute Kapazität von PV im Verbundsystem Europa für alle Wetterjahre

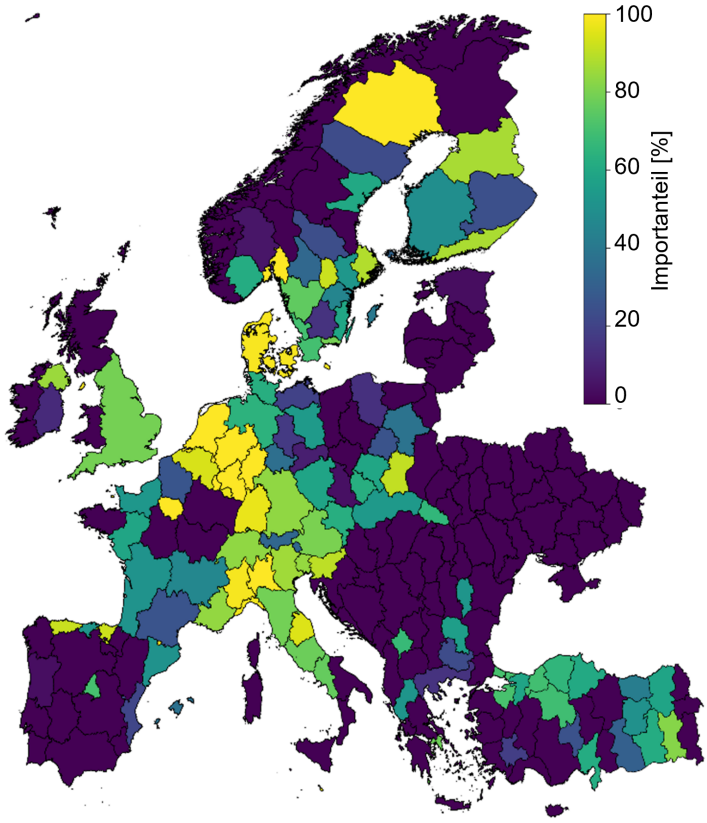
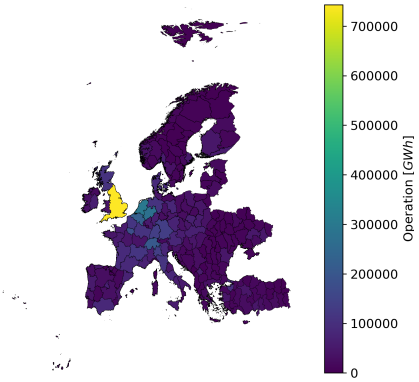
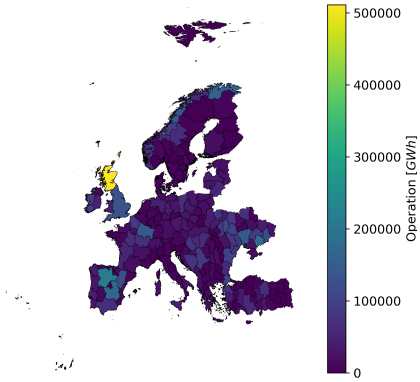


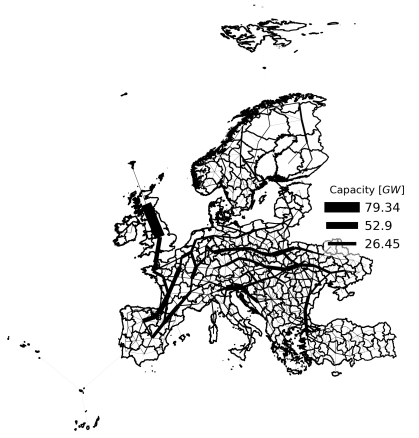
Abbildung A.5: Energieimportanteil von Wasserstoff und Strom kombiniert im Verbundsystem Europa im Referenzwetterjahr 2018



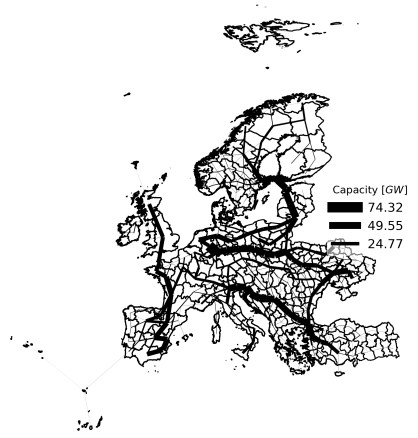
(a) Stromnachfrage



(b) Wind-Erzeugung

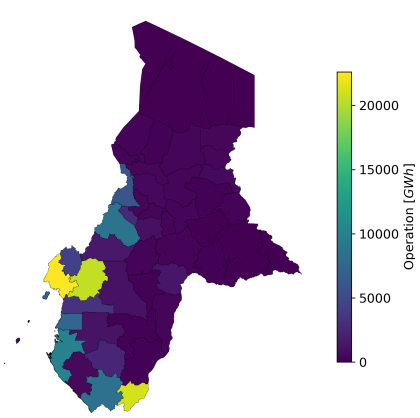


(c) Übertragungsnetzkapazitäten

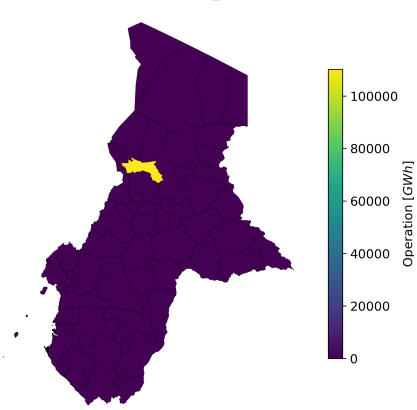


(d) Wasserstoffpipelinekapazitäten

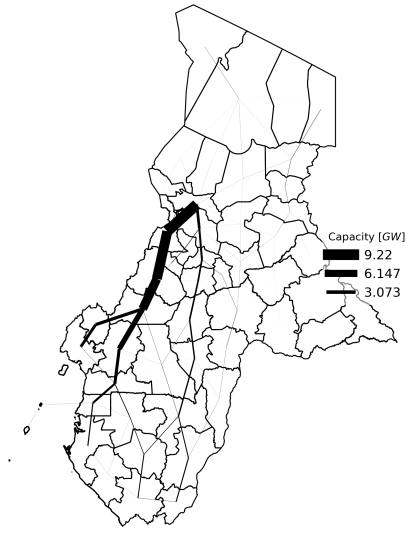
Abbildung A.6: Regionale Verteilung der Nachfrage, Erzeugung und des Transportes in Europa



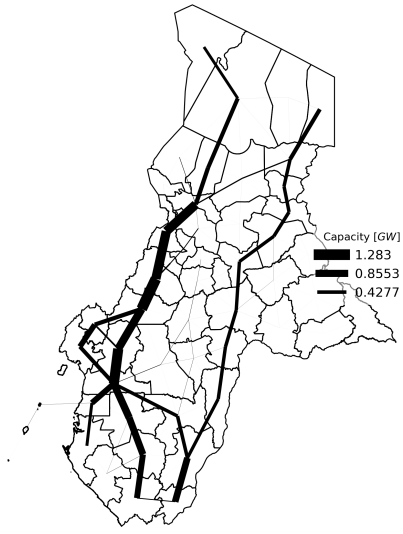
(a) Stromnachfrage



(b) Geothermie-Erzeugung



(c) Übertragungsnetzkapazitäten



(d) Wasserstoffpipelinekapazitäten

Abbildung A.7: Regionale Verteilung der Nachfrage, Erzeugung und des Transportes in Zentralafrika

A.4 Ergebnisse genutzte Potentialen

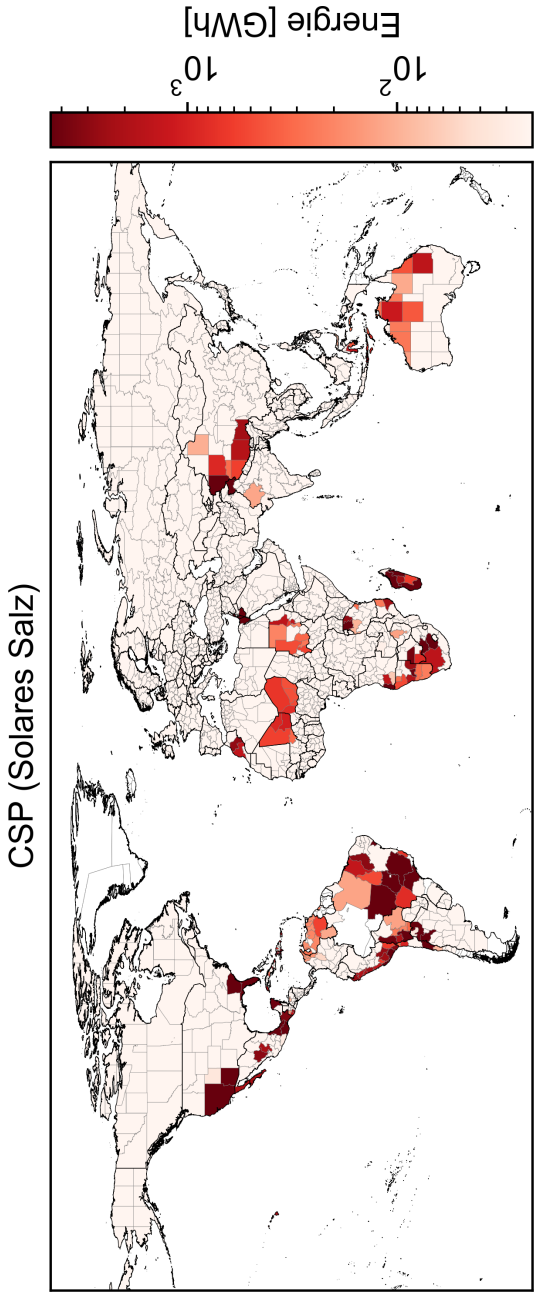


Abbildung A.8: Einspeisung von CSP im Basisszenario im Wetterjahr 2018

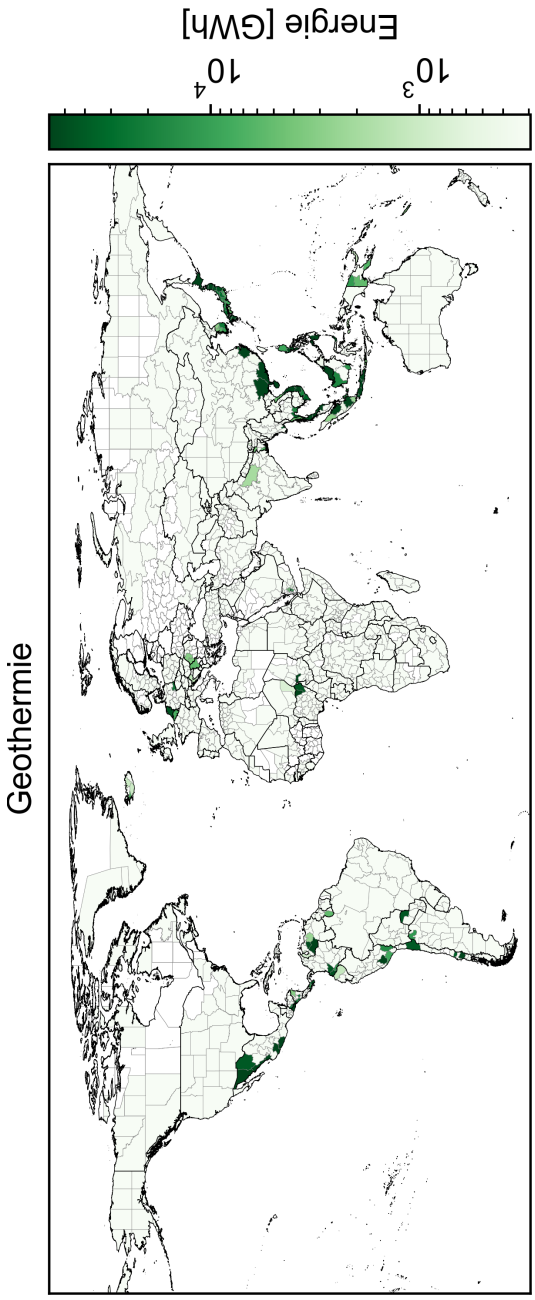


Abbildung A.9: Einspeisung von Geothermiestrom im Basisszenario im Wetterjahr 2018

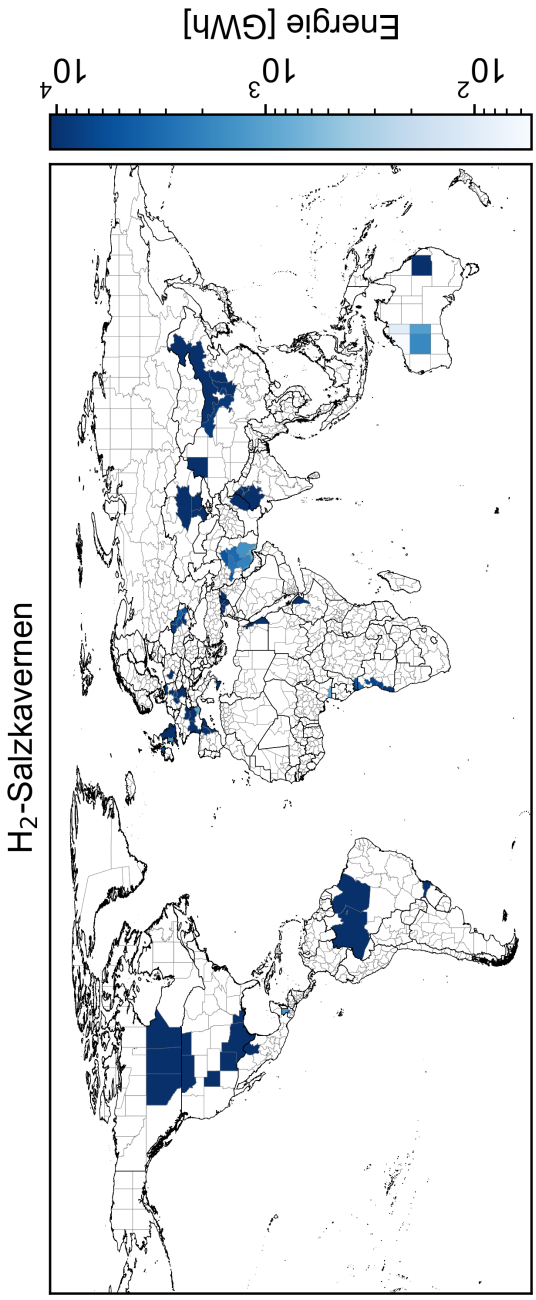


Abbildung A.10: Kapazität von Salzkavernen im Basisszenario im Wetterjahr 2018

A.5 Literaturvergleich

Zum Literaturvergleich mit Ryberg [10] wird in Abschnitt 5.2.7 auf eine spezielle Abbildung verwiesen. Diese wird zum Vergleich im Folgenden gezeigt:

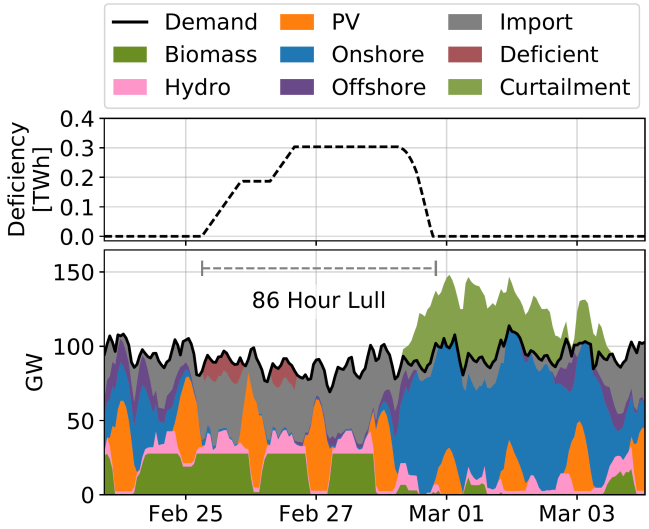


Abbildung A.11: Definition einer Flaute in Ryberg [10, Figure 5.9]

B. Landeignung

Im Folgendem werden die Parameter der Landeignungsanalyse dargestellt. Diese sind die Grundlage, um die geeigneten Landflächen für CSP, Geothermie und Salzkavernen zu berechnen.

Tabelle B.1: Detaillierte Landeignungskriterien der Landeignungsanalyse für konzentrierte Solarkraft (CSP), Salzkavernen und Tiefengeothermie (EGS)

Name	CSP	Salzkavernen geschichtetes Salz	Salzkavernen domales Salz	EGS	Quelle
Geschlossene Bebauung	100	2000	2000	2000	[247, 238]
Isolierte Bebauung	100	200	200	300	[247, 238]
Flughäfen	2600	20000	20000	2000	[237]
Flugplätze	100	200	200	300	[237]
Heliports	100	200	200	300	[237]
Straßen (primär)	100	200	200	100	[237]
Straßen (sekundär)	100	200	200	-	[237]
Schienen	100	200	200	100	[237]
Seilbahnen	-	200	200	100	[237]
Stromtrassen	0	200	200	100	[237]
Pipelines	0	200	200	100	[237]
Ackerflächen	0	-	-	-	[238]
Weideflächen	0	-	-	-	[238]
Steigung (4°)	0	-	-	-	[251]
Steigung (17°)	-	-	-	100	[251]
Gletscher	1000	-	-	-	[238]
Grenzen	500	168	116	500	[235]
Militärische Gebiete	0	2000	2000	100	[237]
Naturschutz	0	200	200	300	[248]
Vogelschutz	0	200	200	300	[249]
Intakte Wälder	0	0	0	300	[239, 240]
Naturschutz	100	200	200	300	[248]
Dünen	900	-	-	900	[237]
Industrielle Flächen	0	200	200	300	[237]
Kommerzielle Flächen	100	200	200	300	[237]
Mienen	100	200	200	2000	[237]
Mienen	100	200	200	2000	[246]
Küsten	100	-	-	0	[235]
Überflutungsgebiete	0	0	0	0	[244]
Seen	100	200	200	0	[241]
Flüsse	100	200	200	0	[242]
Flüsse	0	200	200	0	[243]
Feuchtgebiete	100	200	200	0	[238]
Wasserflächen	100	200	200	0	[238]
Wälder	0	-	-	-	[238]
Historische Landmarken	100	200	200	300	[237]
Erholungsgebiete	100	200	200	300	[237]
Campingflächen	100	200	200	300	[237]

Table B.1 (fortgesetzt)

Name	CSP	Salzkavernen geschichtetes Salz	Salzkavernen domales Salz	EGS	Quelle
Wasserknappheit	-			0	[245]
Geschichtetes Salz	-	-2000	-	-	[185]
Domales Salz	-	0	-500	-	[185]
Verwerfungslinien	-	200	200	-	[190]
Existierende Kavernen	-	200	200	-	[185]

C. CSP

In diesem Abschnitt werden Grafiken zum methodischen Vorgehen, den Zwischenergebnissen während der Potentialanalyse von CSP sowie Detailgrafiken der Ergebnisse gezeigt.

In Abschnitt 3.2.3 wird auf Abbildung C.1 verwiesen um zu zeigen, dass der Abstand der Platzierungen so gewählt ist, dass der methodisch bedingte und damit nicht reale Ausschluss minimiert wird. Die Abbildung zeigt den Einfluss des Abstandes der Platzierungen ("Separator") auf verschiedene Parameter der CSP-Potentiale. Der Abstand von CSP-Kraftwerken ist eine künstliche Größe und gibt an, wie weit die Mittelpunkte der Kraftwerke entfernt sind. Diese Größe beeinflusst Maßgeblich die Größe der einzelnen Kraftwerke (siehe Fläche und Leistung in Abbildung C.1). Die Relevanz der Untersuchung ergibt sich dadurch, dass CSP-Kraftwerke nach Auslegungen in Abschnitt 3.2.3 mindestens 1km^2 Landfläche aufweisen müssen, um ökonomisch zu sein. Wird der Abstand der Kraftwerksmittelpunkte zu klein gewählt, dann werden die Anlagen zu kleine ausgelegt und Aufgrund der Mindestgrößenanforderung aussortiert. Dabei kann es bei einem gering gewählten Abstand zu einem künstlichen Ausschluss des Potentials kommen. Dies ist in Abbildung C.1 bei einem Abstand von 1000 m zu sehen. Die insgesamt nutzbaren Flächen, also Flächen, die nach Abschnitt 3.2.3 die Landeignungskriterien erfüllen und mindestens eine zusammenhängende Fläche von 1km^2 aufweisen, liegen in der Region ESP.11 bei 65% (siehe "min Patch Size"). Die Fläche der Platzierungen mit einer Mindestgröße von 1km^2 liegt bei unter 10% (siehe "min Placement Area"), sodass durch suboptimal gewählte Platzierungen 55% der Landfläche künstlich aufgrund der Mindestgrößenanforderung der Platzierungen ausgeschlossen werden. Mit steigendem Abstand der Platzierungen zueinander verringert sich dieser technisch bedingte Fehler des Ansatzes auf <1%. Daher wird in dieser Arbeit ein Abstand von 3000 m gewählt, und die Eingangsbehauptung belegt.

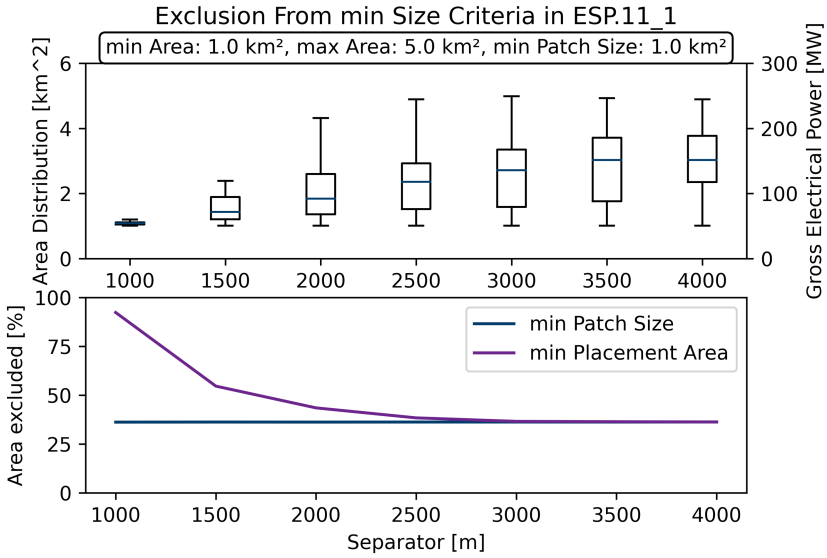


Abbildung C.1: Variationsanalyse des Platzierungsabstandes von Parabolrinnenkraftwerken

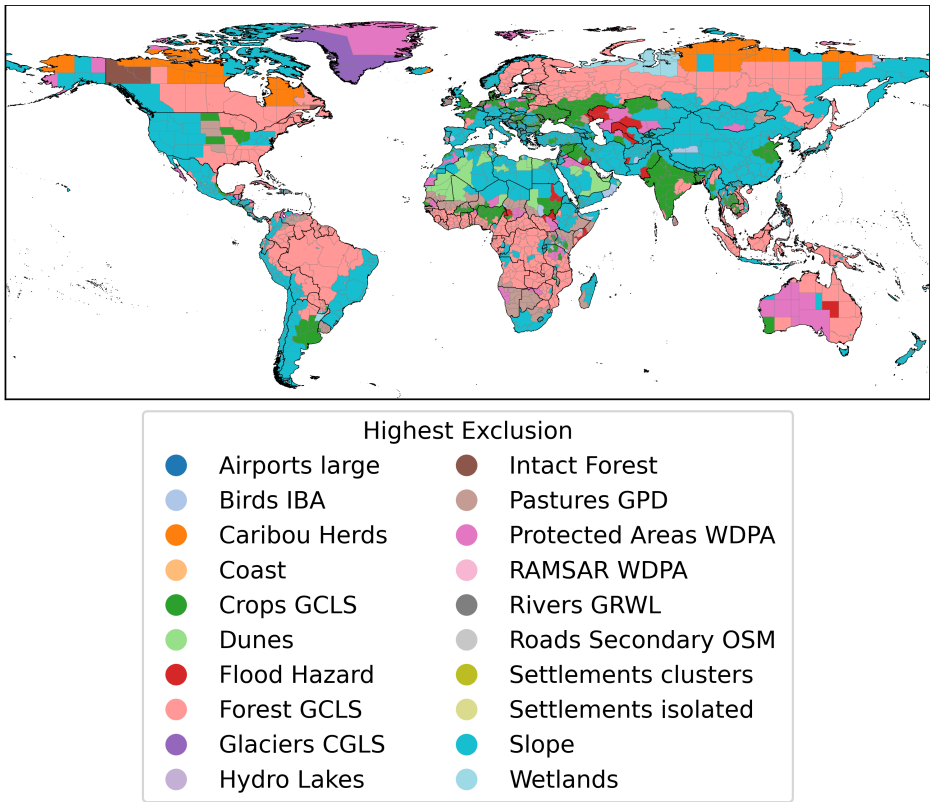


Abbildung C.2: Bedeutenstes Ausschlusskriterium der Landeignung von CSP je Region

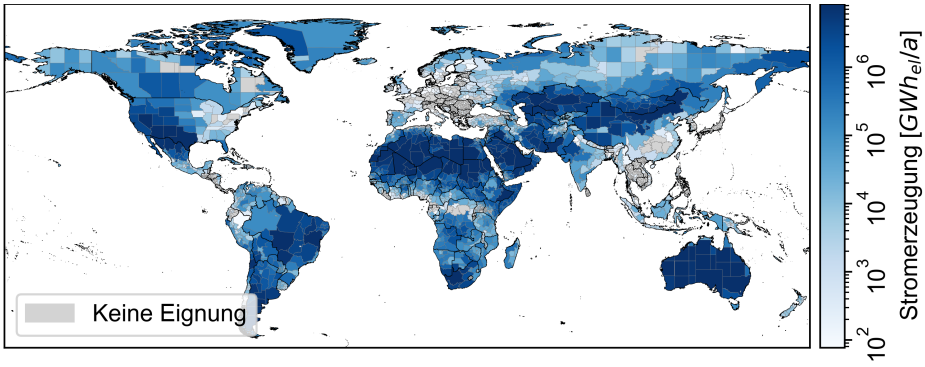


Abbildung C.3: Strompotential des solaren Feldes nach GID-1-Regionen basierend auf dem Wetterjahr 2018.

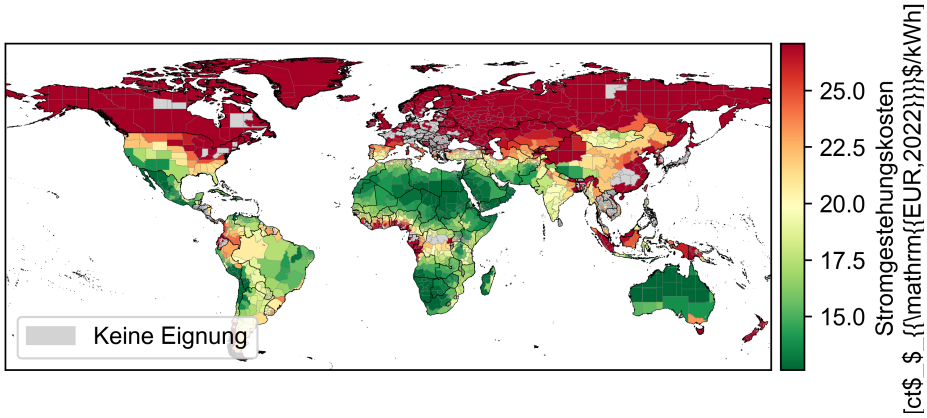


Abbildung C.4: Stromgestehungskosten des solaren Feldes nach GID-1-Regionen basierend auf dem Wetterjahr 2018.

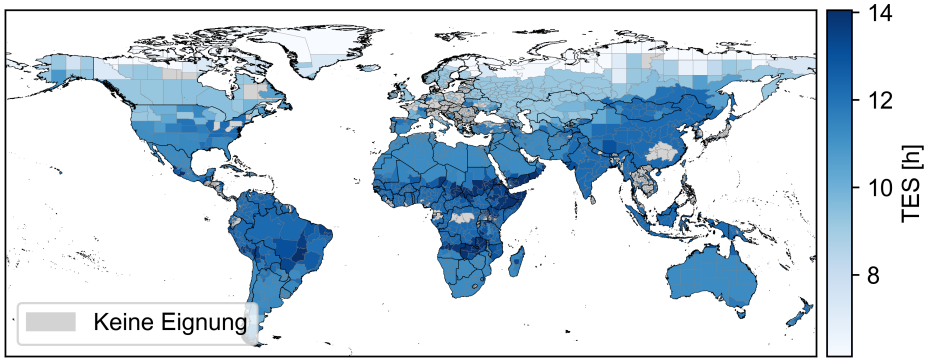


Abbildung C.5: Optimale Speichergröße der solaren Speicherkraftwerke mit Nachteinspeisung ins Stromnetz

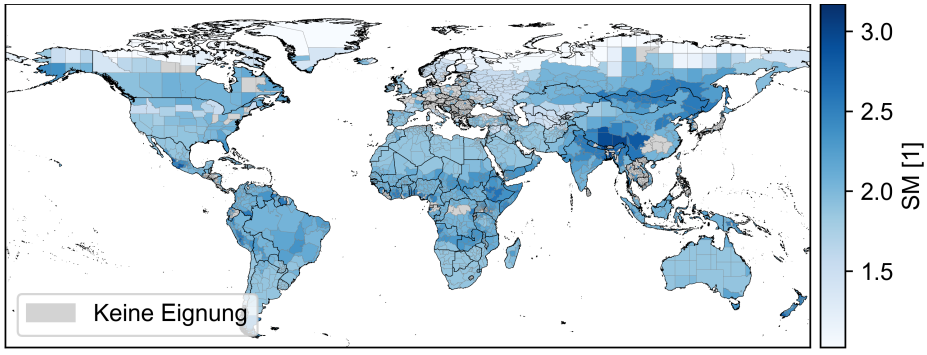


Abbildung C.6: Optimale Kraftwerksgröße der solaren Speicherkraftwerke mit Nachteinspeisung ins Stromnetz

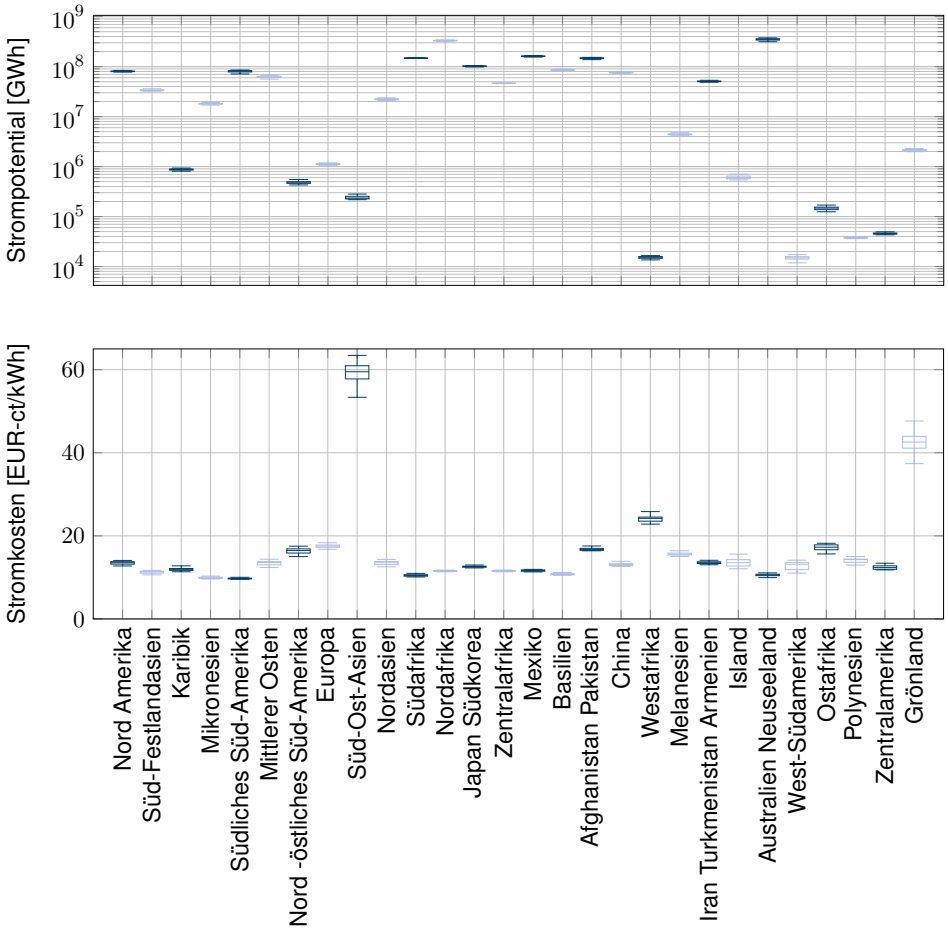


Abbildung C.7: Verteilung der Potentiale und Kosten für Strom aus Parabolrinnenkraftwerken zwischen 1999 und 2019

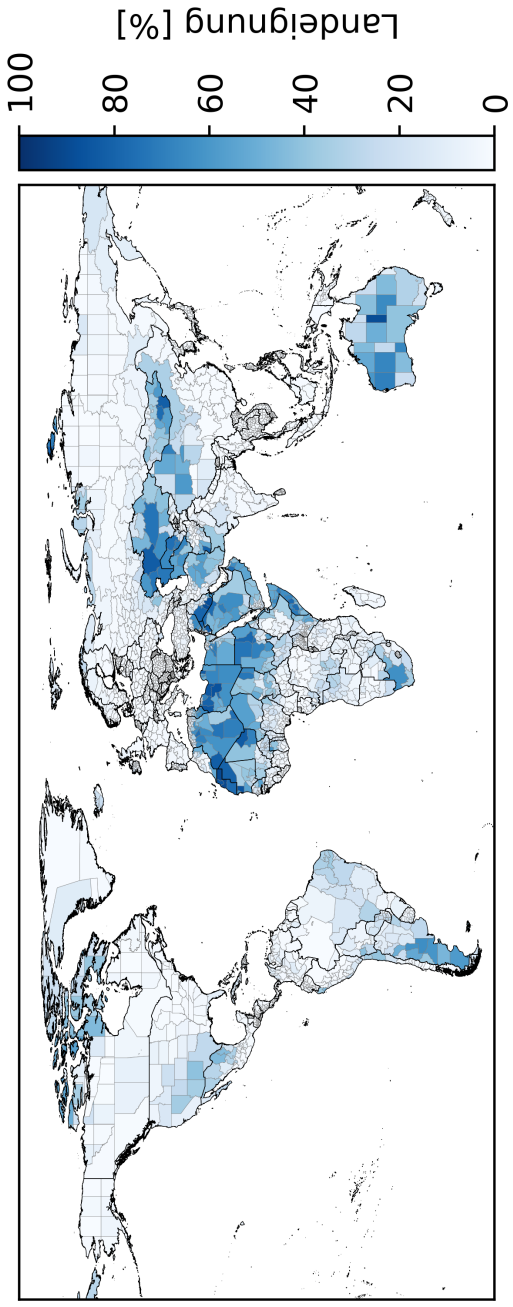


Abbildung C.8: Globale Landeignung von CSP

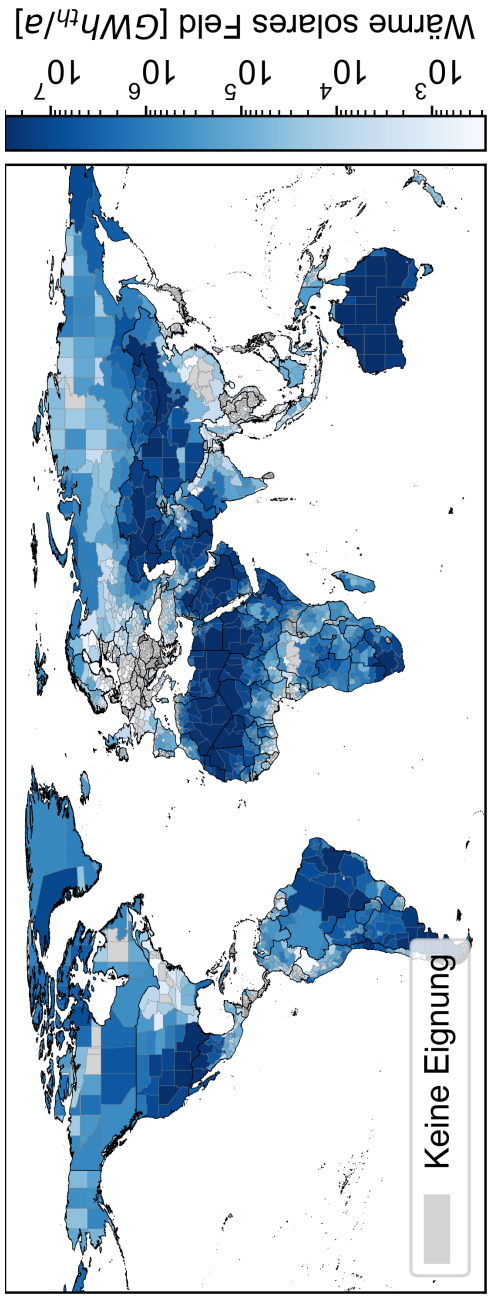


Abbildung C.9: Wärmepotential des solaren Feldes nach GID-1-Regionen basierend auf dem Wetterjahr 2018.

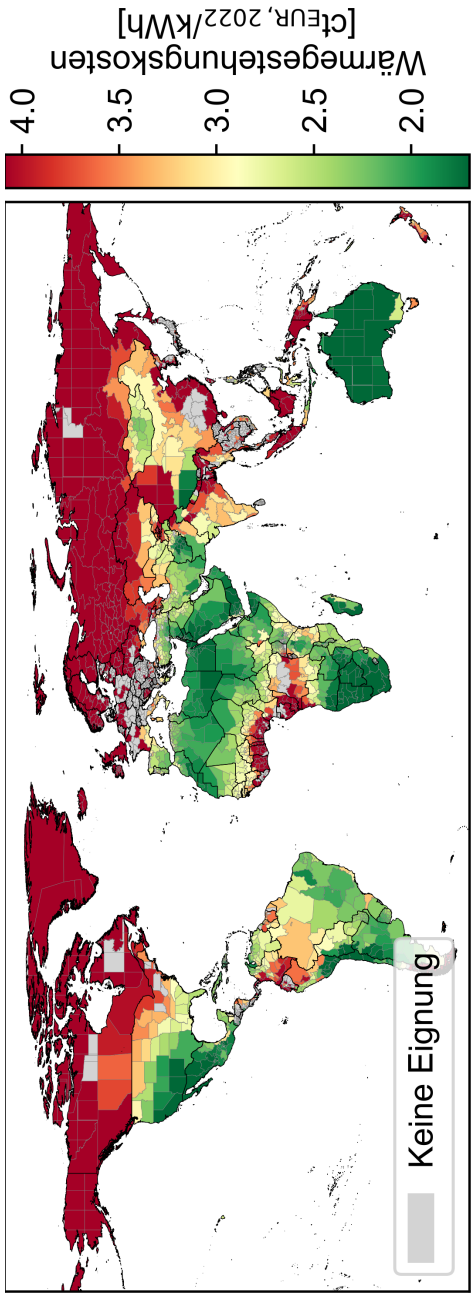


Abbildung C.10: Wärmegestehungskosten des solaren Feldes nach GID-1-Regionen basierend auf dem Wetterjahr 2018.

D. Geothermie

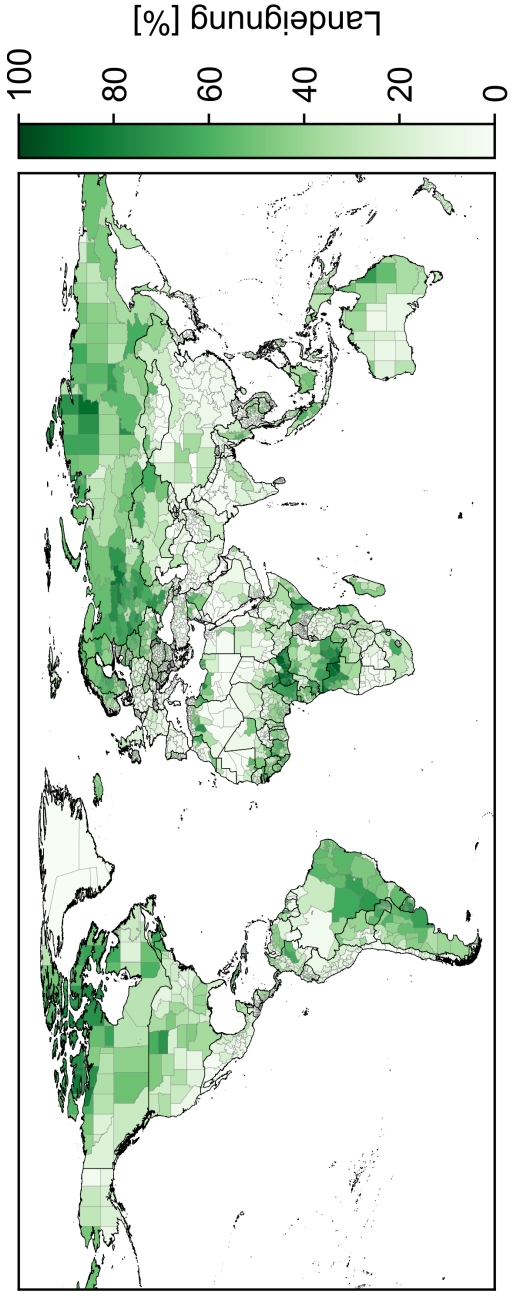


Abbildung D.1: Prozentuale Landeignung je GID-1 Regionen für petrothermale Geothermie

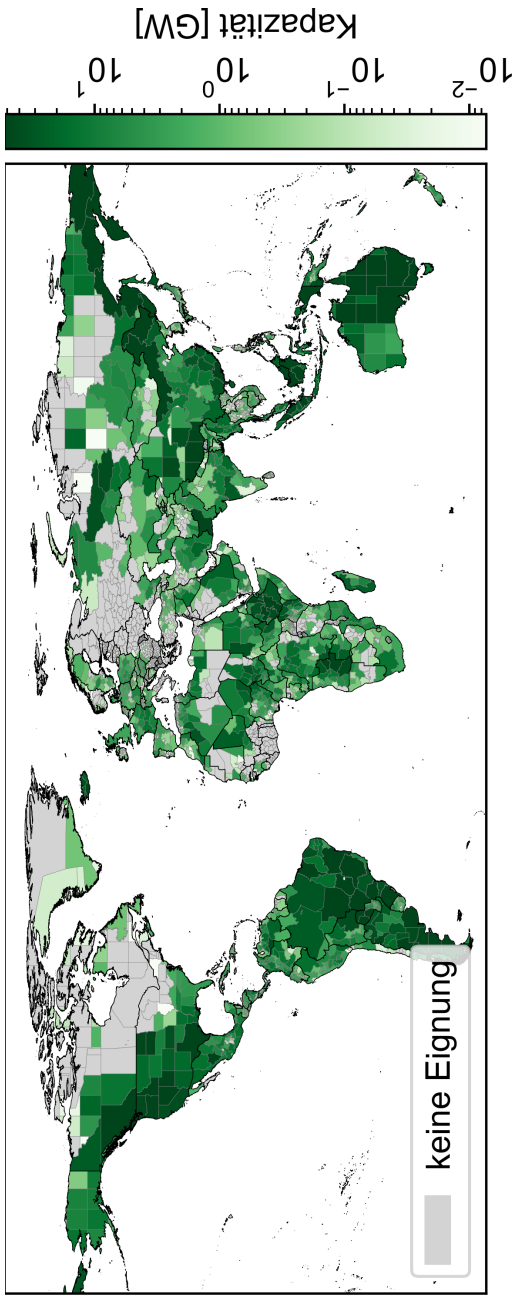


Abbildung D.2: Globale Kapazitäten je Bundesland für petrothermale Geothermie

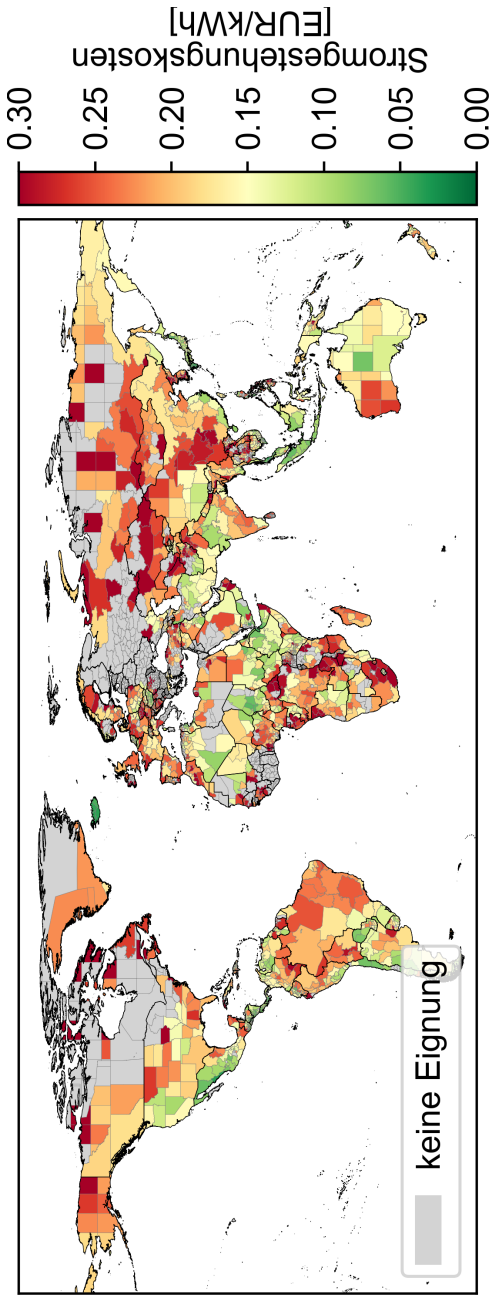


Abbildung D.3: Globale Stromgestehungskosten für petrothermale Geothermie

E. Wasserstoffsalzkavernen

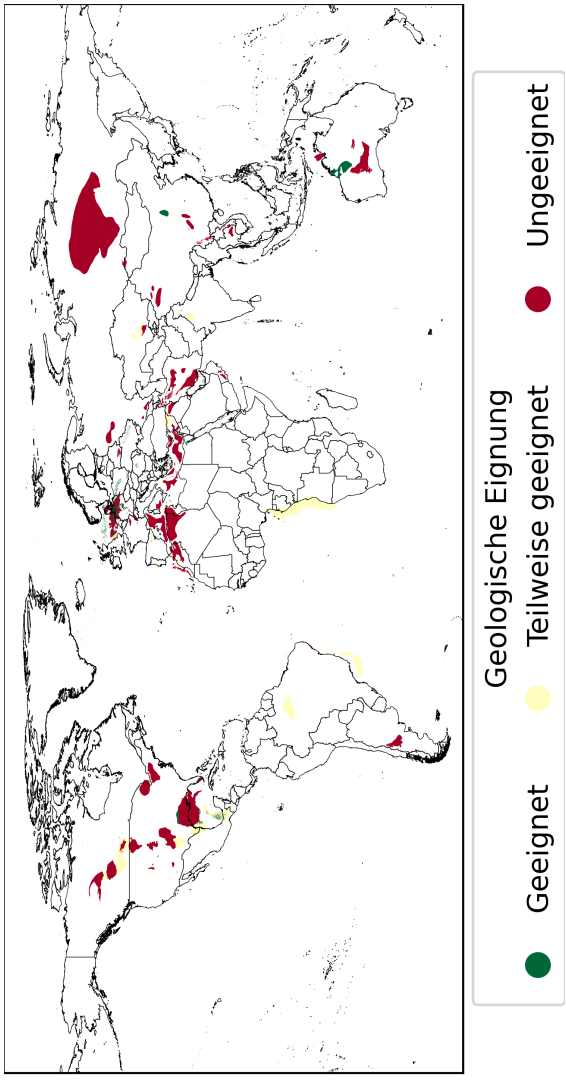


Abbildung E.1: Zum Kavernenbau geologisch geeignete Salzvorkommen weltweit

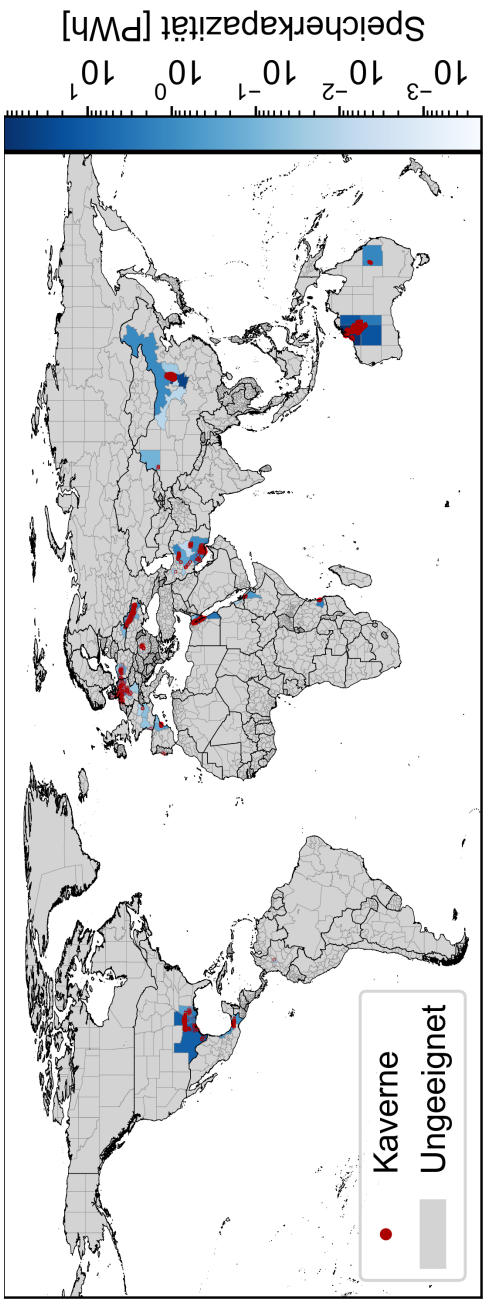


Abbildung E.2: Sicher geologisch geeignete Kavernen

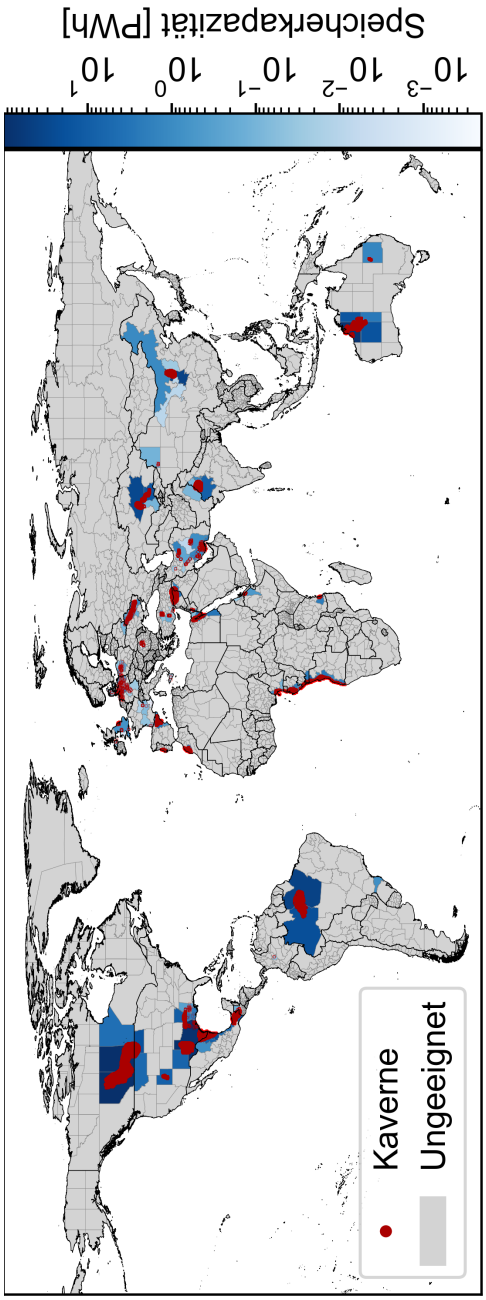


Abbildung E.3: Geologisch teilweise geeignete und sicher geeignete Kavernen

F. Softwareversionen

In dieser Arbeit werden verschiedene Softwarepakete genutzt. Zur Reproduzierbarkeit der Ergebnisse sind diese im Folgende aufgelistet.

Eigene Softwarepakete:

Tabelle F.1: Versionen der IEK-internen Softwarepakete aus JuGit

Name	Git Commit Hash
GlobEP	f511b0e0ab6471026fb74e0159043ee41188baaf
GLEAS	209efc2d28b1b6050dea0f7d1b9091b804f54338
Geokit	1b859508acbaedbd932f560cd18a2d28fdac49f4
RESKit	42721f16c5c4ba1479a4d6b2eb88dff0ccb3b0b7
FINE	32019a4178cf8aaee88dac9c4aa1e8b81b4f9f8a

Third-party Software:

Tabelle F.2: Versionen der Third-party Software

Name	Version
conda	4.12.0
gdal	3.4.2
geopandas	0.10.2
mamba	0.22.1
numba	0.55.0
numpy	1.21.6
pandas	1.4.2
pvlib	0.9.1
sqlite	3.38.2
tsam	2.3.1
xarray	2022.3.0

Typeset 17. April 2026

Band / Volume 706
Characterization of Nitrogen Reduction Reaction Catalysts for the electrochemical Ammonia Synthesis
D. Sachse (2026), xi, 235, 6 pp
ISBN: 978-3-95806-907-7

Band / Volume 707
Autonomous Image Analysis to Accelerate the Discovery and Integration of Energy Materials
A. Colliard Granero (2026), xiv, 156 pp
ISBN: 978-3-95806-910-7 (Print)
ISBN: 978-3-95806-911-4 (E-Book)

Band / Volume 708
Effect of Soil Mechanical Properties, Root Tip Geometry, and Mucilage on Penetration Restistance to Root Growth
R. K. Janakiram (2026), xxviii, 98 pp
ISBN: 978-3-95806-914-5 (Print)
ISBN: 978-3-95806-915-2 (E-Book)

Band / Volume 709
European Energy Transition – Germany in the Heart of Europe
T. Klütz, P. Dunkel, T. Busch, J. Linssen, D. Stolten (2026), V, 54 pp
ISBN: 978-3-95806-916-9 (Print)
ISBN: 978-3-95806-917-6 (E-Book)

Band / Volume 710
Development of High-Efficiency Perovskite/Silicon Tandem Solar Cells
Q. Yang (2026), 264 pp
ISBN: 978-3-95806-920-6 (Print)
ISBN: 978-3-95806-921-3 (E-Book)

Band / Volume 711
No-Regret-Maßnahmen der integrierten Netzplanung mit Fokus auf Wasserstoff
T. G. Busch (2026), xx, 325 pp
ISBN: 978-3-95806-922-0 (Print)
ISBN: 978-3-95806-923-7 (E-Book)

Band / Volume 712
Data-Driven Modeling for Digital Representations in Energy Systems
M. C. Zimmer (2026), xv, 166 pp
ISBN: 978-3-95806-926-8 (Print)
ISBN: 978-3-95806-927-5 (E-Book)

Band / Volume 713
Towards integrated PV applications: development of lightweight silicon heterojunction solar modules and their damp-heat and UV stability
K. Zhang (2026), iii, 179 pp
ISBN: 978-3-95806-928-2 (Print)
ISBN: 978-3-95806-929-9 (E-Book)

Band / Volume 714
Zinc-Based Catalysts for the Electrochemical CO_2 Reduction
I. Stamatelos (2026), vii, 136 pp
ISBN: 978-3-95806-932-9 (Print)
ISBN: 978-3-95806-933-6 (E-Book)

Band / Volume 715
Charakterisierung innovativer keramischer Materialien für Elektrolysezellen
L. P. Wehner (2026), xiv, 110 pp
ISBN: 978-3-95806-936-7 (Print)
ISBN: 978-3-95806-937-4 (E-Book)

Band / Volume 716
Process Optimization and Scale-Up for $Ba(Zr,Ce,Y)O_{3-\delta}$-Based Proton-Conducting Electrolysis Half-Cells
L.-A. Schäfer (2026), iv, 141 pp
ISBN: 978-3-95806-940-4 (Print)
ISBN: 978-3-95806-941-1 (E-Book)

Band / Volume 717
Kostenoptimale Energieausfälle in erneuerbaren Energiesystemen
D. Franzmann (2026), xix, 235 pp
ISBN: 978-3-95806-942-8 (Print)
ISBN: 978-3-95806-943-5 (E-Book)

Weitere ***Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich*** unter
http://wwwzb1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 717
ISBN 978-3-95806-943-5

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum