



Einflüsse von Klimavariabilität und -wandel auf Ausbau und Erzeugung im Europäischen Stromsystem

Fabian Paul Gotzens

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 531

ISBN 978-3-95806-530-7

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

 **JÜLICH**
Forschungszentrum

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Einflüsse von Klimavariabilität und -wandel auf Ausbau und Erzeugung im Europäischen Stromsystem

Fabian Paul Gotzens

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

Band / Volume 531

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-530-7

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

Titelbild: © iStock.com/NicoElNino

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2021

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 531

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2020)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-530-7

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



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

Danksagung

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institutsbereich SYSTEMFORSCHUNG UND TECHNOLOGISCHE ENTWICKLUNG (STE) im INSTITUT FÜR ENERGIE- UND KLIMAFORSCHUNG (IEK) des FORSCHUNGSZENTRUM JÜLICH.

Mein umfassender Dank gilt zunächst meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Hans-Josef Allelein – sowohl für die Betreuung dieser Arbeit als auch für das langjährige Vertrauensverhältnis und die Möglichkeit zur Übernahme von Lehrtätigkeiten als wissenschaftlicher Mitarbeiter in Teilzeit am ehemaligen LEHRSTUHL FÜR REAKTORSICHERHEIT UND -TECHNIK der RWTH AACHEN. Weiterhin gilt mein herzlicher Dank Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Bernhard Hoffschmidt für die Übernahme des Koreferats. Daneben danke ich Herrn Jürgen-Friedrich Hake als ehemaligem Leiter der STE für die Einstellung und Herrn Dr. rer. pol. Wilhelm Kuckshinrichs für die Weiterbeschäftigung als Projektleiter nach Ende meiner eigentlichen Forschungstätigkeit. Außerdem bedanke ich mich bei meiner ehemaligen Gruppenleiterin Frau Dr.-Ing. Heidi Heinrichs für das interne Mentoring sowie Herrn JProf. Dr. rer. nat. Dirk Witthaut für die wertvollen Ideen und Diskussionen zum Thema Klimasimulationen.

Institutsübergreifend danke ich Dr. rer. nat. Jonas Hörsch und Fabian Hofmann für die hervorragende Zusammenarbeit am PPM-Werkzeug, Dr.-Ing. Leander Kotzur für die Einführung in das tsam-Tool sowie Dr. rer. nat. Sebastian Schmitt u. a. für die Unterstützung bei der Einarbeitung in \LaTeX . Weiterhin danke ich allen meinen studentischen Hilfskräften und Abschlussarbeitern, insbesondere Maximilian Fein, Tobias Köllner und Sebastian Bohn. Ebenso bedanke ich mich herzlich bei allen ehemaligen Kolleginnen und Kollegen sowohl am Forschungszentrum Jülich als auch an der RWTH Aachen für das jahrelange wohlwollende Arbeitsumfeld sowie viele spannende und lehrreiche Diskussionen. Für hilfreiche Anregungen zu dieser Arbeit danke ich insbesondere Dr.-Ing. Bastian Gilllesen, Dr. rer. nat. Jan Wohland, Dr. rer. pol. Hawal Shamon und Dr. rer. nat. Klaus Biß.

Schließlich danke ich meiner Familie und Freunden, insbesondere natürlich meinen Eltern Marlene und Paul Gotzens, sowie allen weiteren Menschen, die mir in dieser Zeit nahe gestanden haben und für privaten Ausgleich in schwierigen oder stressigen Zeiten gesorgt haben.

Kurzfassung

Durch die Verbrennung fossiler Energieträger trägt der Mensch zu einer Erhöhung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre und damit zu einer steigenden Erderwärmung bei. Dies wird als anthropogener Klimawandel bezeichnet. Ein Instrument, um die Folgen des Klimawandels abzumildern, ist der Ausbau emissionsarmer Technologien wie der der Erneuerbaren Energien. Weniger erforscht ist dagegen die umgekehrte Wirkungsrichtung, d. h. ob und wie der Klimawandel das Energiesystem beeinflusst. Eng mit diesem Themengebiet verknüpft existiert neben dem langfristigen Klimawandel noch eine kurzfristige Klimavariabilität, die sich z. B. in wärmeren/kälteren oder windstärkeren/windschwächeren Jahren widerspiegelt.

Ziel dieser Arbeit ist die angebots- und nachfrageseitige Analyse von Klimavariabilitäts- und Klimawandeleffekten auf den Ausbau (installierte Leistungen) und die Erzeugung (Energie menge) im europäischen Stromsystem. Zu diesem Zweck wurde ein 28 Staaten umfassendes Erzeugungsausbauplanungsmodell entwickelt, das szenariobasierte Entwicklungspfade berechnen kann. Zum Vergleich mit verschiedenen Klimaszenarien wird zunächst ein allgemeines Referenzszenario modelliert, das sich auf Basis aller sonstigen Eingangsdaten und Annahmen ergibt. Klimavariabilität wird durch eine algorithmenbasierte Auswahl historischer Wetterjahre aus je einem über 30-jährigen Zeitraum von Wind- und Photovoltaikzeitreihen abgebildet. Weiterhin wird untersucht, wie der Klimawandel die Einspeisung von Windenergieanlagen sowie die Stromnachfrage unter steigenden Außentemperaturen in Europa beeinflusst. Dazu wird auf räumlich und zeitlich hochaufgelöste Projektionsdaten von Erdsystemmodellen unter verschiedenen Treibhausgaskonzentrationsszenarien zurückgegriffen.

Dabei zeigt sich, dass Klimavariabilität die Modellergebnisse zwar in der Wirkungsrichtung plausibel beeinflusst, die Abweichungen zum Referenzszenario allerdings im niedrigen, einstelligen Bereich (< 3 %) liegen. Ein Einfluss von Klimawandeleffekten auf die Windkraft erzeugung kann ebenfalls nachgewiesen werden, jedoch zeigt sich räumlich keine eindeutige Tendenz in den untersuchten Szenarien. Räumlich eindeutig ist hingegen der Einfluss auf die Stromnachfrage, da höhere Außentemperaturen geringe Heizlasten in Nordeuropa und erhöhte Klimatisierungslasten in Südeuropa induzieren, die allerdings saisonal divergieren. Diese Erkenntnis sollte insbesondere bei der Dimensionierung des Ausbaus des europäischen Verbundnetzes sowie bei gesetzlichen Vorgaben in Bezug auf Dämmstandards für Gebäude beachtet werden.

Abstract

Through the combustion of fossil fuels, humankind contributes to an increase in the concentration of CO₂ in the earth' atmosphere and, thus, to increasing global warming. This is known as anthropogenic climate change. One instrument for mitigating the consequences of climate change is the expansion of low-emission technologies such as renewable energies. Less research has, however, been done into the opposite direction of effect, i.e. whether and how climate change affects the energy system. Closely linked to this topic of long-term climate change is the so-called short-term climate variability, which is reflected e.g. in warmer/colder or windier/calmer years.

The aim of this thesis is the supply and demand-side analysis of climate variability and change effects on the expansion (installed capacity) and the generation (amount of energy) in the European electricity system. For this purpose, a generation expansion planning model encompassing 28 countries has been developed, which is capable of calculating scenario-based development paths. For comparison with different climate scenarios, a general reference scenario has been modelled, which is based on all other input data and assumptions. Climate variability is represented by an algorithm-based selection of historical weather years from a more-than-30-year period of wind and photovoltaic time series. Furthermore, the study investigates how climate change affects the feed-in of wind turbines and the demand for electricity under rising ambient temperatures in Europe. This is done using spatially and temporally high-resolution projection data from Earth system models under various greenhouse gas concentration scenarios.

It is shown that although climate variability plausibly influences the model results in the direction of impact, the deviations from the reference scenario are in the low, single-digit range (<3%). An influence of climate change effects on wind power generation can also be demonstrated, but there is no clear spatial trend in the studied scenarios being found. However, the influence on electricity demand is spatially unambiguous, since higher outside temperatures induce lower heating loads in Northern Europe and increased air conditioning loads in Southern Europe, which, however, diverge seasonally. This insight should be taken into account in particular when dimensioning the expansion of the European interconnected grid as well as in legal requirements with regard to insulation standards for buildings.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----------|
| Kurzfassung | III |
| Abstract | V |
| Symbole und Einheiten | XI |
| Abkürzungen | XIII |
| Glossar | XVII |
| Abbildungsverzeichnis | XIX |
| Tabellenverzeichnis | XXIII |
| 1 Einleitung | 1 |
| 1.1 Hintergrund und Zielsetzung | 1 |
| 1.2 Aufbau der Arbeit | 3 |
| 2 Grundlagen | 5 |
| 2.1 Energieszenarien | 5 |
| 2.2 Modellbasierte Analyse von Energiesystemen | 6 |
| 2.2.1 Energiesystemmodelle | 8 |
| 2.2.2 Erzeugungsausbauplanungen | 9 |
| 2.2.3 Raumplanungsmodelle | 9 |
| 2.2.4 Einsatzsimulationen | 10 |
| 2.2.5 Netzsimulationen | 10 |
| 2.3 Klimasimulationsmodelle | 11 |
| 2.4 Stand der Wissenschaft | 16 |
| 3 Modellbildung | 19 |
| 3.1 Geographischer Betrachtungsbereich | 20 |
| 3.2 Zeitlicher Horizont | 21 |
| 3.3 Europäischer Kraftwerkspark | 22 |
| 3.3.1 Konventioneller Kraftwerkspark im Startjahr | 24 |

| | | |
|--------|---|----|
| 3.3.2 | Erweiterung um anlagenscharfe Erneuerbare Energien | 28 |
| 3.3.3 | Heuristik zur Kohortenabschätzung aus Kapazitätsstatistiken | 30 |
| 3.3.4 | Validierung des Ansatzes | 33 |
| 3.3.5 | Integration der Datenbank ins Modell | 33 |
| 3.4 | Zubauoptionen | 36 |
| 3.4.1 | Geographische Potenziale der Erneuerbaren Energien | 36 |
| 3.4.2 | Zubau von Bioenergie | 40 |
| 3.4.3 | Zeitliche Aspekte des Zubaus von Erzeugungskapazität | 41 |
| 3.4.4 | Politische Aspekte des Zubaus von Erzeugungskapazität | 43 |
| 3.5 | Einspeisezeitreihen | 44 |
| 3.5.1 | Herleitung und Verzerrungskorrektur der Zeitreihen | 45 |
| 3.5.2 | Sonderfälle | 47 |
| 3.6 | Jährliche Elektrizitätsnachfragen | 49 |
| 3.7 | Lastverläufe | 52 |
| 3.7.1 | Bereinigung realer Lastzeitreihen | 52 |
| 3.7.2 | Validierung der Lastverläufe | 59 |
| 3.7.3 | Ableitung zeitlicher Verteilungsschlüssel | 60 |
| 3.8 | Unterjährige zeitliche Auflösung | 60 |
| 3.8.1 | Analyse der zu aggregierenden Zeitreihen | 61 |
| 3.8.2 | Methodik der Zeitreihenaggregation | 63 |
| 3.8.3 | Auswahl einer Auflösung | 66 |
| 3.9 | Parametrierung der Speicher | 66 |
| 3.10 | Grenzübergreifende Stromaustausche | 68 |
| 3.10.1 | Modellinterne Austausche | 69 |
| 3.10.2 | Modellexterne Austausche | 69 |
| 3.11 | Ökonomische Parameter | 70 |
| 3.11.1 | Primärenergieträger- und Zertifikatspreise | 70 |
| 3.11.2 | Investitions-, Betriebs- und Rückbaukosten | 71 |
| 3.11.3 | Angenommene Zinssätze | 73 |
| 3.12 | Physikalisch-technische Parameter | 74 |
| 3.12.1 | Verfügbarkeitsfaktoren | 74 |
| 3.12.2 | Wirkungsgrade | 76 |
| 3.12.3 | CO ₂ -Emissionsfaktoren | 76 |
| 3.12.4 | Kraftwerksrestriktionen | 79 |
| 3.13 | Kalibrierung des entwickelten Modells | 79 |
| 3.14 | Kritische Würdigung des entwickelten Modells | 82 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 4 | Methodik zur Integration von Klimavariabilität und -wandel | 85 |
| 4.1 | Integration von Klimavariabilität | 85 |
| 4.2 | Integration von Klimawandel | 87 |
| 4.2.1 | Heuristik zur Herleitung einstündig aufgelöster Zeitreihen | 88 |
| 4.2.2 | Plausibilisierung der Heuristik | 89 |
| 4.2.3 | Einfluss der Außentemperatur auf die Last | 90 |
| 4.2.4 | Ableitung von Windzeitreihen | 102 |
| 4.3 | Kritische Würdigung der Integrationsmethodik | 106 |
| 5 | Ergebnisse | 109 |
| 5.1 | Auswahl einer unterjährigen Auflösung | 110 |
| 5.2 | Einflüsse von Klimavariabilität | 113 |
| 5.2.1 | Referenzszenario Klimavariabilität | 113 |
| 5.2.2 | Quantifizierung des Einflusses von Klimavariabilität | 131 |
| 5.3 | Einflüsse von Klimawandel | 137 |
| 5.3.1 | Referenzszenario Klimawandel | 137 |
| 5.3.2 | Quantifizierung des Einflusses von Klimawandel | 138 |
| 6 | Zusammenfassung | 153 |
| 6.1 | Interpretation der Ergebnisse | 153 |
| 6.2 | Handlungsempfehlungen | 160 |
| 6.3 | Fazit | 161 |
| 6.4 | Ausblick | 164 |
| | Literatur | 166 |
| | A Tabellen | 191 |
| | B Abbildungen | 207 |

Symbole und Einheiten

Formelzeichen

| Symbol | Bedeutung | Einheit |
|--------------|--|---------------|
| η | Wirkungsgrad | – |
| η_{PSW} | Wälzwirkungsgrad von Pumpspeicherkraftwerken | – |
| P_{el} | installierte Kapazität, elektrische Nennleistung | GW_{el} |
| R^2 | Bestimmtheitsmaß | – |
| W_{el} | Stromerzeugung | TWh |
| τ | Volllaststunden | $\frac{h}{a}$ |

Hinweis: Alle hier nicht aufgeführten Symbole und Einheiten werden nur im dazugehörigen Abschnitt verwendet und im Fließtext an den entsprechenden Stellen erläutert.

Schriftkonventionen

In dieser Arbeit werden Fremdwörter – zumeist englische oder lateinische Fachbegriffe –, wörtliche Zitate und Formelzeichen *kursiv* dargestellt. Eigennamen (z. B. von Erzeugungsanlagen, Institutionen, Modellen oder natürlichen Personen) werden grundsätzlich in Form von KAPITÄLCHEN dargestellt. Die Hervorhebung wichtiger Begriffe und Zusammenhänge erfolgt **fett**. Zur Vereinfachung des Leseflusses wird vereinzelt auf Unterstreichung zurückgegriffen. Verweise zu Webseiten werden in blauer Festbreitenschrift als anklickbare Hyperlinks in der Form www.beispiel.de dargestellt. Im Fließtext erwähnte Variablen werden in Festbreitenschrift und rot umrandet dargestellt. Sofern für das Verständnis nicht unbedingt erforderlich, werden numerische Werte im Fließtext auf eine Dezimalstelle gerundet und Tausenderstellen – mit Ausnahme von Jahreszahlen – durch schmale Leerzeichen getrennt (Beispiel: 123 456 789,123 45).

Regionenbezeichner gemäß ISO 3166-2:2013 [1]

| Kürzel | Deutscher Name | English Name |
|---------------|-----------------------|---------------------|
| AT | Österreich | Austria |
| BE | Belgien | Belgium |
| BG | Bulgarien | Bulgaria |
| CH | (die) Schweiz | Switzerland |
| CZ | Tschechien | Czech Republic |
| DE | Deutschland | Germany |
| DKE / DKW | Dänemark Ost / West | Denmark East / West |
| EE | Estland | Estonia |
| ES | Spanien | Spain |
| FI | Finnland | Finland |
| FR | Frankreich | France |
| GB | Großbritannien | United Kingdom |
| GR | Griechenland | Greece |
| HR | Kroatien | Croatia |
| HU | Ungarn | Hungary |
| IE | Irland | Ireland |
| IT | Italien | Italy |
| LT | Litauen | Lithuania |
| LU | Luxemburg | Luxembourg |
| LV | Lettland | Latvia |
| NL | (die) Niederlande | (the) Netherlands |
| NO | Norwegen | Norway |
| PL | Polen | Poland |
| PT | Portugal | Portugal |
| RO | Rumänien | Romania |
| SE | Schweden | Sweden |
| SI | Slowenien | Slovenia |
| SK | (die) Slowakei | Slovakia |

Abkürzungen

| | |
|--------|--|
| AFA | jährlicher Verfügbarkeitsfaktor (engl. <i>availability factor annually</i>) |
| AFC | (energieträgerspezifischer) Verfügbarkeitsfaktor (engl. <i>availability factor (commodity-specific)</i>) |
| AOGCM | ATMOSPHERE-OCEAN COUPLED GENERAL CIRCULATION MODEL |
| BNetzA | BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN |
| CF | Kapazitätsfaktor (engl. <i>capacity factor</i>) |
| CMIP5 | <i>Coupled Model Intercomparison Project – Phase 5</i> |
| CORDEX | <i>Coordinated Regional Downscaling Experiment</i> |
| DWR | Druckwasserreaktor |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| ESM | Erdsystemmodell (engl. <i>Earth System Model</i>) |
| EU ETS | EU-Emissionshandel (engl. <i>European Union Emissions Trading System</i>) |
| FFT | schnelle Fourier-Transformation (engl. <i>Fast Fourier Transformation</i>) |
| GCM | Generelles Zirkulationsmodell oder Globales Klimamodell (engl. <i>General Circulation Model</i> oder <i>Global Climate Model</i>) |
| GIS | Geoinformationssystem (engl. <i>geographic information system</i>) |
| GWP | Treibhauspotenzial (engl. <i>global warming potential</i>) |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung |

| | |
|---------|--|
| IEA | INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR (engl. <i>International Energy Agency</i>) |
| IEK-3 | INSTITUT FÜR ENERGIE- UND KLIMAFORSCHUNG, INSTITUTSBEREICH ELEKTRO-CHEMISCHE VERFAHRENSTECHNIK |
| IEK-STE | INSTITUT FÜR ENERGIE- UND KLIMAFORSCHUNG, INSTITUTSBEREICH SYSTEM-FORSCHUNG UND TECHNOLOGISCHE ENTWICKLUNG |
| IPCC | INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE |
| KKW | Kernkraftwerk |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| NASA | NATIONALE AERONAUTIK- UND RAUMFAHRTBEHÖRDE DER USA (engl. <i>National Aeronautics and Space Administration</i>) |
| NEA | NUKLEARE ENERGIEAGENTUR (engl. <i>Nuclear Energy Agency</i>) |
| NEP2030 | Netzentwicklungsplan Strom 2030 |
| NTC | <i>Net Transfer Capacities</i> |
| OECD | ORGANISATION FÜR WIRTSCHAFTLICHE ZUSAMMENARBEIT UND ENTWICKLUNG (engl. <i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>) |
| OPSD | OPEN POWER SYSTEM DATA |
| PE | Primärenergieträger |
| PPM | POWERPLANTMATCHING (siehe Glossar) |
| PSW | Pumpspeicherkraftwerk |
| PV | Photovoltaik |
| RCA4 | ROSSBY CENTRE REGIONAL ATMOSPHERIC MODEL, VERSION 4 |
| RCM | Regionales Klimamodell (engl. <i>Regional Climate Model</i>) |
| RCP | Konzentrationsszenario für Treibhausgase (engl. <i>Representative Concentration Pathway</i>) |
| RSC | regionaler Sicherheitskoordinator (engl. <i>regional security coordinator</i>) |
| SWR | Siedewasserreaktor |

| | |
|------------|---|
| THG | Treibhausgas |
| TIMES | THE INTEGRATED MARKAL-EFOM SYSTEM |
| tsam | Werkzeug zur Zeitreihenaggregation (engl. <i>time series aggregation module</i>) |
| TSO | Übertragungsnetzbetreiber (engl. <i>transmission system operator</i>) |
| TYNDP 2016 | TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2016 |
| WEA | Windenergieanlage |
| WEO | WORLD ENERGY OUTLOOK |
| WWER | Wasser-Wasser-Energie-Reaktor |

Glossar

- COP21 Kurzbezeichnung für die UN-Klimakonferenz in Paris, Frankreich (engl. *United Nations Framework Convention on Climate Change, 21st Conference of the Parties*), die vom 30. November bis 12. Dezember 2015 stattfand. Der Konferenz wird international eine zentrale Bedeutung zugemessen, da sie die Begrenzung der menschengemachten globalen Erwärmung auf deutlich unter 2 °C, möglichst 1,5 °C gegenüber vorindustriellen Werten vorsieht.
- COP22 Kurzbezeichnung für die UN-Klimakonferenz in Bab Ighli, Marrakesch, Marokko vom 7. bis 18. November 2016.
- COP23 Kurzbezeichnung für die UN-Klimakonferenz in Bonn, Deutschland unter Vorsitz der Republik Fidschi, vom 6. bis 17. November 2017.
- COP24 Kurzbezeichnung für die UN-Klimakonferenz in Katowice, Polen vom 2. bis 15. Dezember 2018.
- IPCC Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen (engl. *Intergovernmental Panel on Climate Change*), umgangssprachlich auch oft als „Weltklimarat“ bezeichnet.
- Kapazitätsfaktor Der Kapazitätsfaktor CF gibt den genutzten Anteil der installierten Kapazität einer Technologie für einen definierten Zeitraum t an. Er berechnet sich als Verhältnis aus tatsächlich erzeugter zu maximal erzeugbarer Strommenge: $CF = \frac{W_{el}}{P_{el} \cdot t}$ und hat damit einen Wertebereich von $[0; 1]$.
Im Falle eines gesamten (Nichtschalt-)Jahres gibt er das Verhältnis aus Volllaststundenzahl τ und Jahrestundenzahl an: $CF_{Jahr} = \frac{\tau}{8760h}$ und stellt damit ein Maß für den Jahresnutzungsgrad dar.

-
- Lock-In-Effekt** Als Lock-In-Effekt wird hier eine Investition in eine Technologie verstanden, die dann für einen längeren Zeitraum genutzt werden muss, um nicht unwirtschaftlich zu werden. Beispielsweise kann damit die Investition in ein Gaskraftwerk zum heutigen Zeitpunkt gemeint sein, das dann über seine technische Lebensdauer genutzt wird, obwohl es zu einem Zeitpunkt in der Zukunft bereits günstigere Alternativtechnologien gibt, die jedoch wegen entstehender Wechselkosten und somit ausbleibender Investitionen nicht genutzt werden können.
- Meilensteinjahr** Die Meilensteinjahre (2015, 2020, ..., 2050) stellen einen jeweils fünf Jahre umfassenden Zeitraum in der Formulierung des im Rahmen dieser Arbeit zu bildenden Modells dar, siehe dazu Unterkapitel 3.2. Sie werden anstatt der Realjahre angesetzt, um die Aufbau- und Lösungszeiten sowie den benötigten Speicherplatz des Modells in einem begrenzten, handhabbaren Rahmen zu halten.
- OPSD** OPEN POWER SYSTEM DATA. Eine europäische Initiative zum Zusammentragen und Bereitstellen für die Energiesystemmodellierung relevanter und öffentlich verfügbarer Daten.
- PPM** POWERPLANTMATCHING. Eine vom Autor mitentwickelte, quelloffene Software zum Bereinigen, Standardisieren und Zusammenführen mehrerer unterschiedlicher Einzeldatenbanken zu einer finalen Kraftwerksdatenbank.

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|------|--|----|
| 1.1 | Atmosphärische CO ₂ -Konzentration | 2 |
| 2.1 | Szenarientrichter | 6 |
| 2.2 | Einteilung der zeitlichen Merkmale unterschiedlicher Modellansätze | 7 |
| 2.3 | Schematische Darstellung eines Klimamodells | 12 |
| 2.4 | Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen GCMs und RCMs | 13 |
| 2.5 | Exemplarische Lufttemperaturen aus dem Klimamodell MPI_ESM_LR | 15 |
| 3.1 | Überblick über das zu bildende Modell | 19 |
| 3.2 | Geographischer Betrachtungsbereich | 20 |
| 3.3 | Meilensteinjahre mit unterjähriger Auflösung | 21 |
| 3.4 | Ablaufdiagramm von PPM | 25 |
| 3.5 | Europakarte mit konventionellen Kraftwerken | 28 |
| 3.6 | Europakarte mit bekannten Anlagen der Erneuerbaren Energien | 29 |
| 3.7 | Kapazitätsentwicklung der Onshorewindenergie in Spanien | 30 |
| 3.8 | Vergleich der hergeleiteten Datenbank mit statistischen Werten | 32 |
| 3.9 | Sterbelinien des Erzeugungsparks ohne Zubau | 35 |
| 3.10 | Ebenen des Potenzialbegriffs | 36 |
| 3.11 | Europakarte der technischen Photovoltaik-Potenziale | 38 |
| 3.12 | Europakarte der angesetzten Potenziale | 39 |
| 3.13 | Installierte Kapazitäten Wind- und Solaranlagen zwischen 2000 und 2015 | 42 |
| 3.14 | Leistungskennlinie einer WEA | 46 |
| 3.15 | Ablaufschema Verzerrungskorrektur | 48 |
| 3.16 | Mittlere jährliche Kapazitätsfaktoren Wind onshore und offshore 2015 | 48 |
| 3.17 | Einmonatiger Verlauf der Kapazitätsfaktoren für PV und Wind | 49 |
| 3.18 | Prognostizierte und realisierte Stromerzeugungen | 51 |
| 3.19 | Logarithmische Projektion der Nachfragen | 51 |
| 3.20 | Lastverlauf Frankreich 2015 | 53 |
| 3.21 | Fehler bei linearer Interpolation | 53 |
| 3.22 | Lastversatz Spanien und Portugal | 54 |
| 3.23 | Illustration des z-Wertes anhand der Standard-Normalverteilung | 55 |

| | | |
|------|--|-----|
| 3.24 | Detektierung von Ausreißern mithilfe des z-Wertes | 57 |
| 3.25 | Dreiwöchiger Lastverlauf Italien im Januar 2015 | 57 |
| 3.26 | Dreiwöchiger, interpolierter Lastverlauf Italien im Januar 2015 | 58 |
| 3.27 | Interpolierte Lastverläufe in Estland und Litauen | 59 |
| 3.28 | Validierung Lastverläufe | 60 |
| 3.29 | Fourieranalysen der vier Zeitreihenarten für Belgien | 62 |
| 3.30 | Vergleich verschiedener zeitlicher Aggregationsstufen | 65 |
| 3.31 | Angenommene Entwicklung der Primärenergieträger- und Zertifikatspreise . | 71 |
| 3.32 | Historische und projizierte Investitionskosten für EE | 72 |
| 3.33 | THG-Emissionen der EU-28 des Energiesektors nach Typ | 78 |
| 3.34 | Endpunkt der Kalibrierung des Startjahres 2015 | 81 |
| | | |
| 4.1 | Bestimmung ausgewählter Jahre | 86 |
| 4.2 | Untersuchungsmatrix aller ESM/RCP-Kombinationen | 87 |
| 4.3 | Interpolationsfehler ohne Entfernung negativer Fragmente | 89 |
| 4.4 | Vorher-Nachher-Vergleich bei quadrat. Interpolation der vier Zeitreihenarten | 91 |
| 4.5 | Last- und Temperaturverläufe NO, DE und GR | 92 |
| 4.6 | Last-, Temperatur- und quadrierte Temperaturverläufe NO, DE und GR | 95 |
| 4.7 | Lastverlauf Italien 2015 | 96 |
| 4.8 | Touristenzahlen Griechenland 2013 – 2018 | 96 |
| 4.9 | Choroplethenkarte der R^2 für Anpassung und Prognose | 97 |
| 4.10 | Anpassung und Prognose der Lastverläufe NO, DE und GR | 99 |
| 4.11 | Jahressummen der bei der Regression verwendeten bzw. erzeugten Netzlasten | 99 |
| 4.12 | Änderung des Lastverlaufs zwischen 2015 und 2050 | 103 |
| 4.13 | Karte der berechneten windreichen Gebiete und somit möglicherweise zukünftigen Standorten von WEA | 105 |
| | | |
| 5.1 | Ergebnisgrößen | 109 |
| 5.2 | Ergebnisdimensionen | 110 |
| 5.3 | Vergleich der summierten Erzeugungen für verschiedene zeitliche Modellauflösungen | 112 |
| 5.4 | Überblick über die Klimavariabilitätsszenarien | 113 |
| 5.5 | Überblick über das Referenzszenario Klimavariabilität | 114 |
| 5.6 | Zugebaute Kapazitäten im Referenzszenario Klimavariabilität | 116 |
| 5.7 | Absolute Kapazitäten im Referenzszenario Klimavariabilität | 118 |
| 5.8 | Ausschöpfung geographischer Potenziale im Referenzszenario Klimavariabilität | 119 |
| 5.9 | Stromerzeugungsmengen im Referenzszenario Klimavariabilität | 120 |

| | |
|--|-----|
| 5.10 Stromerzeugungsmengen und Austausch 2015 – 2030 im Referenzszenario Klimavariabilität | 122 |
| 5.11 Stromerzeugungsmengen und Austausch 2035 – 2050 im Referenzszenario Klimavariabilität | 123 |
| 5.12 Ternärplot am Beispiel Finnland | 125 |
| 5.13 Ternärplot des Referenzszenarios Klimavariabilität | 126 |
| 5.14 Emissionen im Referenzszenario Klimavariabilität | 127 |
| 5.15 Intratemporale Stromerzeugungsmengen 2015, 2035 und 2050 in Frankreich | 129 |
| 5.16 Intratemporale Stromerzeugungsmengen 2015, 2035 und 2050 in Deutschland | 130 |
| 5.17 Scatterplot Kapazitätsfaktoren Solar vs. Wind | 131 |
| 5.18 Erzeugungsvergleich Klimavariabilitätsszenarien mit dem Ref.-Szenario . . . | 135 |
| 5.19 Kapazitätsvergleich Klimavariabilitätsszenarien mit dem Ref.-Szenario | 136 |
| 5.20 Überblick über das Referenzszenario Klimawandel | 138 |
| 5.21 Änderung des Jahrestemperaturverlaufs zwischen 2015 und 2050 | 140 |
| 5.22 Änderung der mittleren Jahrestemperatur zwischen 2015 und 2050 | 141 |
| 5.23 Relative Änderung des Lastverlaufs zwischen 2015 und 2050 | 142 |
| 5.24 Relative Änderung der mittleren Last zwischen 2015 und 2050 | 144 |
| 5.25 Relative Änderung der mittleren Kapazitätsfaktoren zwischen 2015 und 2050 | 146 |
| 5.26 Relative Diskrepanz der mittleren Kapazitätsfaktoren zwischen ESM/RCP und RENEWABLES.NINJA | 148 |
| 5.27 Erzeugungsvergleich Klimawandelszenarien mit dem Ref.-Szenario | 150 |
| 5.28 Kapazitätsvergleich Klimawandelszenarien mit dem Ref.-Szenario | 151 |
| 5.29 Differenzdarstellung je Land zwischen 'CNRM'/RCP 8.5 und dem Referenzszenario | 152 |
| 6.1 Vergleich der installierter Kapazitäten Referenzszenario vs. NEP2030 | 155 |
| 6.2 Vergleich der Emissionen des Referenzszenarios mit EU-ETS | 157 |
| B.1 Bandbreiten der jährlichen Treibhausgasemissionen der RCPs | 207 |
| B.2 Raum-zeitliche Verschiebung des Solarpeaks | 208 |
| B.3 Kapazitätsfaktoren für PV in 2015 | 209 |
| B.4 Kapazitätsfaktoren für Wind onshore in 2015 | 210 |
| B.5 Kapazitätsfaktoren für Wind offshore in 2015 | 211 |
| B.6 FFT für Kapazitätsfaktoren PV 1985-2016 | 212 |
| B.7 FFT für Kapazitätsfaktoren Wind onshore 1980-2016 | 213 |
| B.8 FFT für Kapazitätsfaktoren Wind offshore 1980-2016 | 214 |
| B.9 FFT für vertikale Netzlast 2015-2016 | 215 |
| B.10 Vergleich verschiedener zeitlicher Aggregationsstufen solar PV | 216 |

| | |
|--|-----|
| B.11 Vergleich verschiedener zeitlicher Aggregationsstufen Wind onshore | 217 |
| B.12 Vergleich verschiedener zeitlicher Aggregationsstufen Wind offshore | 218 |
| B.13 Erzeugungsmengen und Austausche 2015 im Ref.-Szenario Klimavariabilität | 219 |
| B.14 Erzeugungsmengen und Austausche 2020 im Ref.-Szenario Klimavariabilität | 220 |
| B.15 Erzeugungsmengen und Austausche 2025 im Ref.-Szenario Klimavariabilität | 221 |
| B.16 Erzeugungsmengen und Austausche 2030 im Ref.-Szenario Klimavariabilität | 222 |
| B.17 Erzeugungsmengen und Austausche 2035 im Ref.-Szenario Klimavariabilität | 223 |
| B.18 Erzeugungsmengen und Austausche 2040 im Ref.-Szenario Klimavariabilität | 224 |
| B.19 Erzeugungsmengen und Austausche 2045 im Ref.-Szenario Klimavariabilität | 225 |
| B.20 Erzeugungsmengen und Austausche 2050 im Ref.-Szenario Klimavariabilität | 226 |
| B.21 Kapazitätsdifferenzen zwischen dem windstarken und dem Referenzszenario | 227 |
| B.22 Änderung des Jahrestemperaturverlaufs zwischen 2015 und 2050 für RCP 4.5 | 228 |
| B.23 Änderung des Jahrestemperaturverlaufs zwischen 2015 und 2050 für RCP 2.6 | 229 |
| B.24 Relative Änderung des Lastverlaufs zwischen 2015 und 2050 für RCP 4.5 . . . | 230 |
| B.25 Relative Änderung des Lastverlaufs zwischen 2015 und 2050 für RCP 2.6 . . . | 231 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|------|--|-----|
| 3.1 | Energieträger und Technologien | 23 |
| 3.2 | Demonstrationsbeispiel: Eingangsdatenbank A | 27 |
| 3.3 | Demonstrationsbeispiel: Eingangsdatenbank B | 27 |
| 3.4 | Demonstrationsbeispiel: Ergebnisdatenbank | 27 |
| 3.5 | Technische Lebensdauern | 34 |
| 3.6 | Obere Begrenzung des jährlichen Zubaus | 41 |
| 3.7 | Politische landesspezifische Kapazitätsobergrenzen | 44 |
| 3.8 | Relative Speicherkapazitäten und AFC-Werte für PSW | 67 |
| 3.9 | Technologie-spezifische Risikoaufschläge | 74 |
| 3.10 | Verfügbarkeitsfaktoren | 75 |
| 3.11 | Technologiewirkungsgrade | 77 |
| 3.12 | CO ₂ -Emissionsfaktoren | 78 |
| 4.1 | Vergleich verschiedener Interpolationsverfahren | 90 |
| 4.2 | Mittlere Jahrestemperaturen und zugehörige Medoidjahre | 101 |
| A.1 | Kohorten Teil (a) | 192 |
| A.2 | Kohorten Teil (b) | 193 |
| A.3 | Geographische Potenziale | 194 |
| A.4 | Jährliche Elektrizitätsnachfragen | 195 |
| A.5 | Interne Net Transfer Capacities | 196 |
| A.6 | Externe Net Transfer Capacities | 203 |
| A.7 | Primärenergieträgerpreise | 204 |
| A.8 | Investitionskosten | 205 |
| A.9 | Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten | 206 |

1 Einleitung

Um die Erderwärmung gemäß dem auf der UN-Klimakonferenz in Paris 2015 (COP21) erarbeiteten Klimaschutzabkommen [2, 3] deutlich unter 2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen, streben die europäischen Staaten an, ihre Treibhausgasemissionen drastisch zu senken, um so bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität herzustellen [4]. Die Beschlüsse von Paris wurden auf den nachfolgenden UN-Klimakonferenzen in Marrakesch (COP22, 2016), Bonn (COP23, 2017) sowie Katowice (COP24, 2018) in einem verbindlichen Regelwerk festgeschrieben [5, 6, 7]. Ein Instrument, um dieses Ziel zu erreichen, ist der stetige Ausbau Erneuerbarer Energien (EE), insbesondere der fluktuierender Wind- und Solarenergieanlagen [8]. Weiterhin stellen diese eine mögliche Lösung für Fragen hinsichtlich der globalen Verknappung fossiler Energieträger sowie der Erhaltung und/oder Verbesserung der lokalen Luftqualität dar [9, 10]. Entsprechend ist davon auszugehen, dass zukünftige Energiesysteme in einem noch höheren Maße als bereits heute von fluktuierenden Erneuerbaren Energien geprägt sein werden. Deren Erzeugung hängt von den örtlichen Umgebungsbedingungen ab, die auf kurzfristigen Zeitskalen als Wetter, auf mittelfristigen Zeitskalen als Witterung und auf langfristigen Zeitskalen als Klima bezeichnet werden [11].

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Durch die Nutzung fossiler Energieträger zur Bereitstellung von Elektrizität, Wärme und Mobilität sowie als Reduktionsmittel in Industrieprozessen wie der Stahlherstellung werden klimarelevante Treibhausgase, hauptsächlich CO₂, emittiert. Dies führt zu einer nachgewiesenen, stetigen Anreicherung der CO₂-Konzentration in der erdnahen Atmosphäre, der sog. Troposphäre [13]. Abbildung 1.1 stellt die seit 1958 in dem MAUNA LOA OBSERVATORY auf Hawaii gemessenen und vorher aus Eisbohrkernen ermittelten CO₂-Konzentrationen der Troposphäre dar. Bedingt durch die jahreszeitliche Änderung der biogenen Aktivität kann

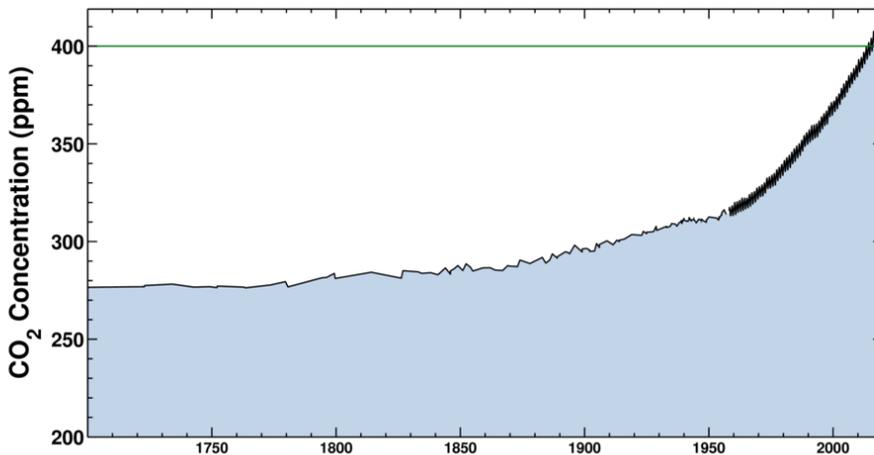


Abbildung 1.1: Atmosphärische CO₂-Konzentration: Bis 1958 aus Eisbohrkernen bestimmte Werte, ab 1958 von dem MAUNA LOA OBSERVATORY gemessene Werte [12]

im Sommer mehr atmosphärisches CO₂ gebunden werden als im Winter, dies führt zu der erkennbaren Schwankung der Messwerte im Jahresverlauf. Bereinigt um diesen saisonalen Effekt zeigen die Konzentrationswerte jedoch seit Beginn des Industriezeitalters (ca. 1800–1850) einen stetigen und seit Mitte des 20. Jahrhunderts steilen Aufwärtstrend. Durch diese CO₂-Anreicherung kann kontinuierlich weniger langwellige Strahlung von der Erde zurück in das Weltall reflektiert werden, was in der Folge zu einem Anstieg der auf der Erde gemessenen Temperaturen führt. Diese Zusammenhänge sind hinreichend erforscht und werden als Beleg für den menschengemachten Klimawandel angeführt. [13, 14, 15, 16] Zusammengefasst bedeutet dies: Die vergangene und bis heute andauernde Nutzung fossiler Energieträger durch den Menschen führt zu signifikanten Veränderungen des Erdklimas.

Deutlich weniger ist derzeit noch die umgekehrte Wirkungsrichtung erforscht, d. h. ob und inwieweit der Klimawandel sich auf die Energiebereitstellung (z. B. die Leistungsverrichtung von Erneuerbaren Energien) und Energienutzung (z. B. durch veränderte Außentemperaturen) auswirkt. Auf diesem Gebiet hat es bisher nur wenige Arbeiten gegeben, die meist entweder die Angebots- oder die Nachfrageseite in den Fokus rücken, ohne diese integriert zu betrachten. Neben dem Klimawandel, der eine Veränderung über einen langfristigen, Jahrzehnte umfassenden Zeithorizont beschreibt, existiert noch eine kurzfristige, von Jahr zu Jahr beobachtbare Schwankung, die als natürliche Klimavariabilität bezeichnet wird. Die isolierte Quantifizierung dieser beiden Effekte und modellbasierte Berechnung der Auswirkung auf

das Energiesystem stellt daher einen wissenschaftlich relevanten Forschungsgegenstand dar. Da jedoch eine quantitative Betrachtung aller Energiesektoren den Umfang der vorliegenden Arbeit gesprengt hätte, fokussiert diese auf die Einflüsse im Elektrizitätssektor. Die Arbeit hat entsprechend zwei Ziele: Zum einen sollen die Auswirkungen von sowohl natürlicher, kurzfristiger Klimavariabilität als auch langfristiger Klimaveränderungen auf die Stromangebots- und die Stromnachfrageseite quantifiziert werden. Zum anderen sollen die Konsequenzen dieser beiden Seiten auf die Entwicklung der Struktur von Ausbau und Erzeugung im europäischen Stromsystem modelliert und analysiert werden.

Bei systemanalytischen Arbeiten wie dieser ist zu beachten, dass diese auf Rechenmodellen aufbauen, die immer ein simplifiziertes Abbild einer komplexen Realität darstellen. Somit sind exakte Prognosen für langfristige, mehrere Dekaden in die Zukunft reichende Zeiträume prinzipiell nicht möglich. Die Begründungen, warum dennoch die Vorgänge im Energiesektor einer sog. „wissenschaftlich angeleiteten Vorausschau“ unterzogen werden, sind vielfältig: Der Hauptgrund kann sicherlich darin gesehen werden, eine verlässliche Politikberatung in der Gegenwart zu ermöglichen, um somit die richtigen Weichenstellungen für die Zukunft einzuleiten, oder wie es im WORLD ENERGY OUTLOOK 2015 [17] heißt: *“[...] the reason that we look into the future is to trigger key policy changes in the present.”* Weitere Gründe von Modellierung liegen in der Erklärung von komplexen Vorgängen, dem Aufzeigen von Unsicherheiten und in der Disziplinierung des politischen Dialogs [18]. Bei all diesen Vorhaben ist schließlich zu beachten, dass es sich um Modelle handelt, mit denen primär Wirkzusammenhänge aufgezeigt werden können und somit eher die Größenordnung der Ergebnisse als die einzelnen ermittelten Zahlen als solches interpretiert werden sollten.

1.2 Aufbau der Arbeit

Zu Beginn dieser Arbeit werden in Kapitel 2 grundlegende Aspekte beschrieben, die für das Verständnis dieser Arbeit von entscheidender Bedeutung sind: Zunächst wird das Verständnis von Energieszenarien erläutert, die einen möglichen, zukünftigen Entwicklungspfad eines Energiesystems beschreiben. Auf diesen Szenarien baut die modellbasierte Analyse von Energiesystemen auf, die nachfolgend beschrieben wird. Danach wird auf den Hintergrund von Klimasimulationsmodellen eingegangen, deren Ergebnisse zum Teil in dieser Arbeit verwen-

det werden. Schließlich erfolgt ein Überblick über bestehende, für diesen Themenkomplex relevante Literatur und grenzt diese von der vorliegenden Arbeit ab.

In Kapitel 3 wird das im Rahmen dieser Arbeit aufgebaute Erzeugungsausbauplanungsmodell für den europäischen Stromsektor mitsamt der Herleitung und Quellen aller Eingangsdaten beschrieben. Dieses Modell bildet das multiregionale Erzeugungs- und Nachfragesystem für elektrische Energie auf einem 28 Länder umfassenden Betrachtungsbereich und in einem zeitlichen Horizont bis zum Jahr 2050 basierend auf einem linearen Optimierungsproblem ab.

Die Methoden zur Integration und Untersuchung klimatischer Einflüsse in den in Kapitel 3 vorgestellten Modellansatz werden in Kapitel 4 beschrieben. Dieses unterteilt sich in die Integration von Effekten der kurz- bis mittelfristigen Klimavariabilität und des langfristigen Klimawandels.

Kapitel 5 konstituiert das Ergebniskapitel, in dem die Untersuchungsergebnisse vorgestellt werden. Dieses unterteilt sich ebenfalls zum einen in die Untersuchung der Einflüsse von Klimavariabilität und zum anderen in die Untersuchung der Einflüsse des Klimawandels. Am Ende der Kapitel 3, 4 und 5 befindet sich jeweils ein Unterkapitel, in dem die Hauptaspekte des Kapitels noch einmal reflektiert, eingeordnet und kritisch gewürdigt werden.

In Kapitel 6 werden die in Kapitel 5 dargestellten und beschriebenen Ergebnisse interpretiert und deren Konsequenzen in Form von Handlungsempfehlungen für verschiedene Akteure abgeleitet. Zuletzt werden die wesentlichen Erkenntnisse dieser Arbeit in Form eines Fazits zusammengefasst und es wird ein Ausblick auf nachfolgende Arbeiten gegeben.

2 Grundlagen

In dieser Arbeit soll ein Beitrag dazu geleistet werden, Energie- und Klimamodelle – in der Vergangenheit fachlich weitestgehend getrennte Disziplinen – besser miteinander zu verknüpfen. Dazu wird zunächst in Unterkapitel 2.1 ein Überblick über Energieszenarien und in Unterkapitel 2.2 ein Überblick über die darauf aufbauende modellbasierte Analyse von Energiesystemen gegeben. In Unterkapitel 2.3 wird auf klimatologische Fachbegriffe im Allgemeinen und die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Klimasimulationsmodelle im Speziellen eingegangen. Abschließend zeigt Unterkapitel 2.4 in Form einer Literaturrecherche, welche Arbeiten auf dem Gebiet der Verknüpfung von Energie- und Klimamodellen bereits durchgeführt wurden und grenzt die vorliegende Arbeit von diesen ab.

2.1 Energieszenarien

Energieszenarien beschreiben eine mögliche, zukünftige Entwicklung eines Energiesystems, wobei es sich nicht um eine wahrscheinliche Entwicklung handeln muss [19]. Unter einem Energiesystem wird in dieser Arbeit die Gesamtheit aller technischen Teilsysteme, die an der Bereitstellung, Umwandlung und Verteilung von Energie auf einem räumlich eingegrenzten Gebiet beteiligt sind, verstanden. Szenarien sind grundsätzlich von Prognosen abzugrenzen, deren erklärtes Ziel es ist, die wahrscheinliche Entwicklung für einen begrenzten Zeitraum vorherzusagen [19]. Entsprechend stellen Energieszenarien vielmehr ein Instrument dar, mögliche Entwicklungspfade der Zukunft aufzuzeigen und deren Implikationen qualitativ und quantitativ zu analysieren. Energieszenarien lehnen sich an politische Szenarien an, deren Grundmaxime in der „wissenschaftlich angeleiteten Vorausschau“ [20] liegt. Die modellbasierten Berechnungsergebnisse eines Szenarios werden daher als Projektionen bezeichnet, in bewusster Abgrenzung zu klassischen Prognosen (wie z. B. Wettervorhersagen). Dementsprechend sind quantitative Energiemodelle auch keine Werkzeuge, die die Zukunft

prognostizieren können, sondern vielmehr analytische Instrumente, um die o. g. möglichen Entwicklungspfade quantitativ zu untermauern und damit die entsprechenden Zielgruppen (v. a. politische und/oder wirtschaftliche Entscheidungsträger) bei ihren Entscheidungen zu unterstützen und ggf. Handlungsimpulse zu erzeugen.

Methodisch ist zwischen normativen Szenarien (sog. *backcasting*) und explorativen Szenarien (sog. *forecasting*) unterscheiden. Normative Szenarien gehen von einer zukünftigen Ziel-situation aus und zeigen verschiedene Pfade auf, wie diese erreicht werden kann. Explorative Szenarien entwickeln sich hingegen von einem identischen Zeitpunkt hin zu unterschiedlichen Situationen. Abbildung 2.1 stellt qualitativ einen sog. Szenarientrichter dar. Darin ist gut zu erkennen, dass die drei abgebildeten Szenarien an einem identischen Ausgangspunkt hinsichtlich der Ausprägungen ihrer Parameter beginnen und sich mit fortschreitender Zeit zu :

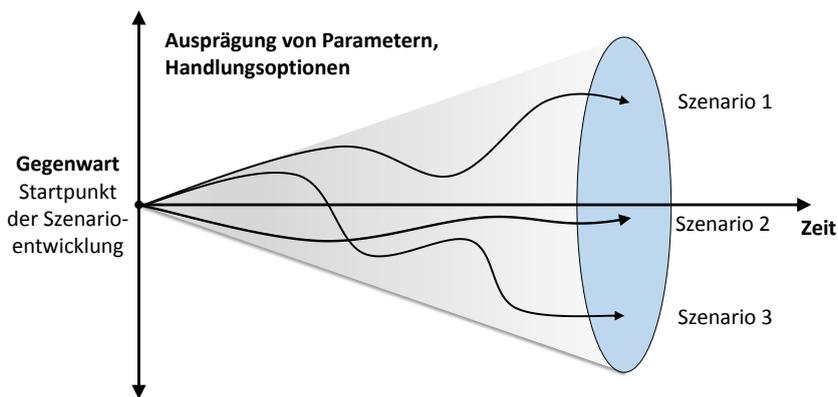


Abbildung 2.1: Szenarientrichter [eigene Darstellung basierend auf [21]]

2.2 Modellbasierte Analyse von Energiesystemen

Gemäß FICHTNER wird die wissenschaftliche Disziplin der Energiesystemanalyse wie folgt definiert:

„Die Energiesystemanalyse dient der Analyse eines Energiesystems, wobei dieses System unterschiedliche Systemgrenzen haben kann; so kann es sich bei dem zu betrachtenden Energiesystem etwa um das globale Energiesystem, das europäische, ein nationales oder regionales System sowie das eines Industriestandortes handeln.“

Mithilfe modellgestützter Ansätze sucht die Energiesystemanalyse nach Antworten bspw. auf Fragen zum zukünftigen Energiesystem bzw. zur ganzheitlichen Bewertung unterschiedlicher Technologien. Die Energiesystemanalyse will helfen [sic] Entscheidungen in Energiepolitik, Energieforschung und Energiewirtschaft im Hinblick auf Technologien und Infrastrukturen für Energiebereitstellung und Energieumwandlung wissenschaftsbasiert und systematisch zu unterstützen. Dazu bedarf es je nach Fragestellung der Berücksichtigung unterschiedlichster Faktoren und Rahmenbedingungen.“ [22]

Diese Definition greift entsprechend die räumliche, die zeitliche und die technologische Dimension von in der Energiesystemanalyse verwendeten Modellen auf. Abhängig von der wissenschaftlichen Fragestellung auf der einen Seite und der Zielgruppe (politische Entscheidungsträger, wirtschaftliche Entscheidungsträger, die Forschungsgemeinschaft oder die Öffentlichkeit) auf der anderen Seite eignen sich zur Analyse von Energiesystemen verschiedene Modellansätze unterschiedlich gut.

Damit das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell sowie die in der Literaturrecherche

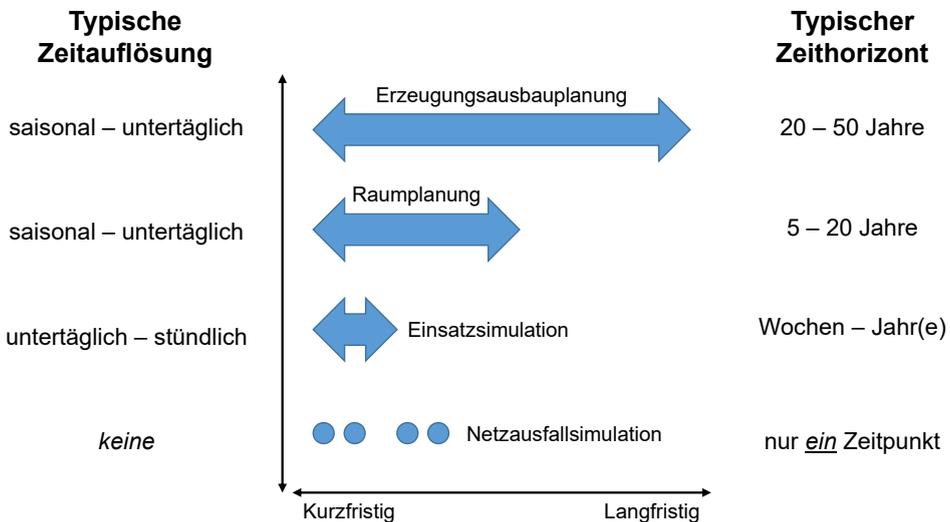


Abbildung 2.2: Grobe Einteilung der zeitlichen Merkmale unterschiedlicher Modellansätze [eigene Darstellung basierend auf [23]]

2.2.1 Energiesystemmodelle

Energiesystemmodelle (engl. *energy system models*) bilden alle Endenergie nachfragenden Wirtschaftssektoren, d. h. (i) die privaten Haushalte, (ii) den Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, (iii) die Industrie sowie (iv) den Verkehr, auf einem langfristigen Zeithorizont ab [24]. Dazu werden sowohl die Energie- und Stoffströme als auch die einzelnen Prozessschritte modelliert [25]. Die Energie- und Stoffströme reichen von Primärenergieträgern (v. a. Erdgas, Erdöl, Uran, Braun- und Steinkohle), über die Sekundärenergieträger (v. a. Benzin, Diesel und Kerosin) bis hin zu den Endenergieträgern (v. a. Strom und Wärme) und umfassen weiterhin Emissionen wie CO₂. Die einzelnen Prozessschritte beginnen beim Systemeintritt durch Import (z. B. Rohöl), Gewinnung (z. B. heimischen Kohlebergbau) oder natürlichem Dargebot (z. B. Windkraft), setzen sich über die Umwandlungsschritte (z. B. Raffinerien, Kraftwerke, Verkehrsmittel etc.) fort und enden beim Systemaustritt an die o. g. Nachfrager. Dabei wird jeder Prozessschritt mit Umwandlungsverlusten und ggf. spezifischen Emissionen parametrisiert. Weiterhin ist jeder der Prozessschritte mit anfallenden Investitions- sowie fixen und/oder variablen Betriebskosten beaufschlagt, während für den Import bzw. die Gewinnung von Primärenergieträgern sowie den Ausstoß von Emissionen ebenfalls Kosten anfallen. Aufgrund der vielen Interdependenzen der verschiedenen Bereiche des Energiesystems (beispielsweise kann Erdgas in allen vier o. g. Nachfragesektoren der Endenergie eingesetzt werden) und dadurch hohen Komplexität dieser Modelle werden die einzelnen Prozessschritte zumeist aggregiert modelliert (d. h. es wird typischerweise nicht raffinerie- oder kraftwerksscharf abgebildet). Um den Rechenaufwand zu begrenzen, beruht die unterjährige Zeitauflösung nicht auf Einzelstunden, sondern regelmäßig auf einzelnen, möglichst repräsentativ gewählten Zeitpunkten, den sog. Zeitscheiben. Meist sind diese Modelle als sog. techno-ökonomische Optimierungen ausgeführt, d. h. deren Ziel ist es, die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten unter Einhaltung aller technischen und ökonomischen Randbedingungen zu minimieren. Das Ergebnis solcher Modelle ist ein langfristiger Entwicklungspfad der Zusammensetzung des Energiesystems (angefangen von einem in der jüngeren Vergangenheit liegenden Startjahr, z. B. 2015, bis zu einem in der Zukunft liegenden Zieljahr, z. B. 2050 oder 2100). Als Beispiele für solche Modelle seien hier das am INSTITUT FÜR ENERGIE- UND KLIMAFORSCHUNG, INSTITUTSBEREICH SYSTEMFORSCHUNG UND TECHNOLOGISCHE ENTWICKLUNG (IEK-STE) des FORSCHUNGSZENTRUMS JÜLICH in den 1990er Jahren entwickelte IKARUS [26], das vom JOINT RESEARCH CENTER der Europäischen Kommission

gepflegte JRC-EU-TIMES [27] sowie das von der INTERNATIONALEN ENERGIEAGENTUR (engl. *International Energy Agency*) (IEA) genutzte WORLD ENERGY MODEL [28] aufgeführt.

2.2.2 Erzeugungsausbauplanungen

Die Erzeugungsausbauplanung (engl. *generation expansion planning*) stellt einen Spezialfall der allgemeiner formulierten Energiesystemmodelle dar, da sie sich hauptsächlich auf den Ausbau und Betrieb von Anlagen zur Stromerzeugung, teilweise mitsamt Kraft-Wärme-Kopplung, konzentrieren. Historisch beschäftigten sich Erzeugungsausbauplanungen ausschließlich mit konventionellen (Groß-)Kraftwerken, die eine Bauzeit von mehreren Jahren und eine Lebensdauer von einigen Jahrzehnten aufwiesen. Aus diesem Grunde wurden diese vormals auch als „Kraftwerksausbauplanungen“ bezeichnet [29]. Mittlerweile meint der Begriff „Kraftwerk“ in diesem Zusammenhang jedoch alle Technologieformen, die Elektrizität bereitstellen können, dies beinhaltet entsprechend auch Erzeuger aus dem Bereich der erneuerbaren Energien wie Wind-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen sowie modernere fossile Anlagen wie z. B. Gasturbinen, die alle eine vergleichsweise kurze Bauzeit und ebenfalls eine kürzere Lebensdauer als Großkraftwerke aufweisen (vgl. Abschnitt 3.3.5). Als Beispiel sei hier das im BALMOREL-PROJECT entwickelte Modell [30] aufgeführt.

Wie aus dem Titel dieser Arbeit hervorgeht, handelt es sich bei dem in dieser Arbeit zu entwickelnden Modellansatz um eine solche Erzeugungsausbauplanung.

2.2.3 Raumplanungsmodelle

Raumplanungsmodelle (engl. *geo-spatial planning*) werden vornehmlich zur Auffindung optimaler Standorte von Anlagen aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien (hauptsächlich Windenergieanlagen/-parks, Solarenergieanlagen/-parks und Wasserkraftprojekten) sowie zur Wirtschaftlichkeitsbewertung von Netzausbauprojekten, typischerweise über mittelfristige Zeiträume von 5–20 Jahren, eingesetzt. [23] Dazu werden beispielsweise allgemeine Geoinformationssysteme (engl. *geographic information systems*) (GIS) (wie z. B. QGIS [31]) oder speziell für diese Fragestellung entwickelte Werkzeuge (wie z. B. OPENWIND® [32]) verwendet.

2.2.4 Einsatzsimulationen

(Kraftwerks-)Einsatzsimulationen (engl. *dispatch simulations* oder *unit commitment models*) fokussieren ebenfalls einzig auf die Stromerzeugung, bilden jedoch im Gegensatz zu Energiesystem- oder Erzeugungsausbauplanungsmodellen keinen langfristigen, in die Zukunft reichenden Entwicklungspfad ab, sondern optimieren ausschließlich den Betrieb eines gegebenen Erzeugungsparks für einen vorgegebenen Zeitrahmen (meist ein Jahr) [33]. Üblicherweise sind diese technologisch und zeitlich sehr viel feiner als die vorgenannten Modelle aufgelöst, d. h. sie bilden den Betrieb jedes einzelnen Erzeugers – dies wird als „kraftwerks-scharf“ bezeichnet – in stündlicher oder gar unterstündlicher Auflösung (z. B. 15 Minuten) ab. Diese Modelle sind ebenfalls als Kostenoptimierungen ausgeführt, jedoch werden hier die Grenzerzeugungskosten jedes Kraftwerks vorgegeben und die Erzeuger in aufsteigender Reihenfolge zur Lastdeckung (engl. *merit order*) eingesetzt. Da diese Modelle bei entsprechender Parametrierung imstande sein können, das Geschehen an den Strombörsen bis zu einem gewissen Grad nachzubilden, werden sie auch als „Strommarktmodelle“ bezeichnet. Eine kommerziell verfügbare Modellierungsumgebung ist beispielsweise PLEXOS FOR POWER SYSTEMS [34], während DISPA-SET [35] ein quelloffenes Modell darstellt.

2.2.5 Netzsimulationen

Netzsimulationen, auch als (n-0)-Simulationen bezeichnet, bilden das Stromnetz knotenscharf auf einer oder mehreren Spannungsebenen ab und berechnen, z. B. auf Basis der Ergebnisse der o. g. Kraftwerkseinsatzsimulationen, einen sich ergebenden Lastfluss für einen oder mehrere Einzelzeitpunkte. Da die Abbildung von Wechselstromnetzen Nichtlinearitäten aufweist, sind diese nicht als lineare Optimierungs-, sondern als numerische Simulationsmodelle ausgeführt. Um mit solchen Netzmodellen Aussagen zur Netzstabilität, d. h. möglichen Überlastsituationen bzw. Engpässen (bis zu bzw. ab 130 % der Leitungsnennkapazität [36]) und ggf. geplanten Netzausbaumaßnahmen tätigen zu können, ist es gängige Praxis, sog. (n-1)- bzw. (n-2)-Untersuchungen durchzuführen [37]. Dabei werden in der Simulation iterativ eine oder zwei Leitungen gleichzeitig aus dem System entfernt, der Lastfluss erneut berechnet und am Ende die am stärksten betroffenen Leitungen benannt und hinsichtlich Höhe und Anzahl der Überlastungen statistisch quantifiziert. Als Beispiele seien hier das kommerzielle NEPLAN | ELEKTRIZITÄT [38] sowie das quelloffene SCIGRID [39] genannt.

2.3 Klimasimulationsmodelle

Bevor auf den Hintergrund der in dieser Arbeit verwendeten Klimasimulationen eingegangen werden kann, sind zunächst einige Fachbegriffe voneinander abzugrenzen. Während der Begriff **Wetter** den aktuellen Zustand der Troposphäre als erdnächsten Schicht der Atmosphäre beschreibt, wird mit **Witterung** eine abgrenzbare, für die Jahreszeit typische Abfolge der troposphärischen Zustände (meist Tage oder Wochen) bezeichnet. Hingegen werden mit **Klima** die statistischen Eigenschaften der atmosphärischen Zustände und Witterungsvorgänge über einen sehr langen Zeitraum (meist drei Dekaden) bezeichnet. [11, 40] Aus diesem Grund können Einzelereignisse, wie z. B. ein heißer Sommer oder eine Hochwasserlage, nicht als Indiz für den Klimawandel herangezogen werden, da sich diese Aussagen erst treffen lassen, wenn solche Phänomene über einen langen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten häufiger oder seltener auftreten [11].

Als **interne Variabilität** werden die natürlichen Schwankungen bezeichnet, die als Folge der Wechselwirkungen zwischen einzelnen Teilen des Klimasystems in Erscheinung treten und das Wetter in unterschiedlichen Regionen der Erde beeinflussen. Zusätzlich existiert eine **externe Variabilität**, ausgelöst durch z. B. Vulkanismus oder Änderungen in der Sonnenstrahlung. [11] Beide Schwankungen werden im Folgenden unter dem Begriff natürliche Klimavariabilität, kurz: **Klimavariabilität**, zusammengefasst und bezeichnen im Rahmen dieser Arbeit gemäß AMERICAN METEOROLOGICAL SOCIETY solche, „die nicht auf eine Tätigkeit im Zusammenhang mit Menschen zurückzuführen sind oder durch diese beeinflusst werden“ [41] auf kurz- bis mittelfristigen Zeitskalen. Unter **Klimawandel** hingegen werden „systematische Veränderungen der Langzeitstatistik von Klimaelementen (wie Temperaturen, Drücken oder Winden) verstanden, die über mehrere Jahrzehnte oder länger andauern“ [42].

Als **Reanalyse** wird die Aufbereitung gemessener, d. h. historischer, Daten bezeichnet, die mithilfe numerischer Vorhersagemodelle konsistente Datensätze für verschiedene Variablen für die ganze Erde bereitstellen [11]. Dabei handelt es sich um eine systematische Vorgehensweise, um derzeit ca. 7–9 Millionen Einzelmessdaten – stammend von z. B. Radiosonden, Satelliten, Messbojen, Flugzeugen und Schiffen – für jeden Zeitpunkt zusammenzuführen, um Messfehler zu minimieren und so eine dynamisch konsistente Abschätzung des klimatischen Zustands für jeden Zeitschritt zu ermöglichen [43].

Als **Klimamodelle**, genauer Generelle Zirkulationsmodelle oder Globale Klimamodelle (engl. *General Circulation Models* oder *Global Climate Models*) (GCMs), werden solche Modelle bezeichnet, die das Klima der gesamten Erde und seine komplexen Wechselwirkungen basierend auf physikalischen Gesetzen auf einem vergleichsweise groben räumlichen Raster numerisch simulieren. Zur Untersuchung des Klimawandels werden diese für viele Dekaden, typischerweise bis zum Jahr 2100, betrieben. Die Zentren der einzelnen Kacheln dieses Rasters werden

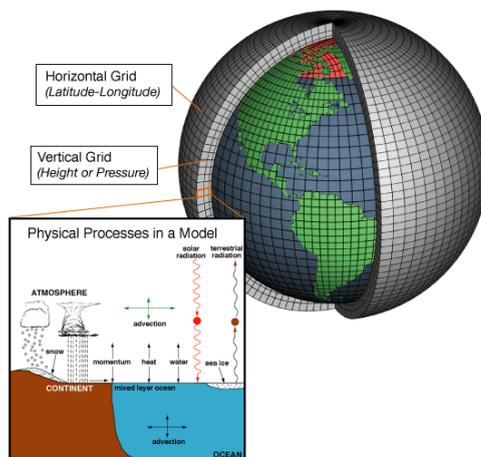


Abbildung 2.3: Schematische Darstellung eines Klimamodells [44]

werden auch als Gitterpunkte bezeichnet, deren Abstände von Modell zu Modell variieren, jedoch momentan meist im Bereich zwischen $1,25^\circ$ und $2,0^\circ$ geographischer Breite und zwischen $1,5^\circ$ und $2,5^\circ$ geographischer Länge liegen [45] (entspricht Abständen von einigen hundert Kilometern). Die moderneren Varianten dieser Modelle, die verbesserte Wechselwirkungen der Atmosphäre mit anderen Erdsphären wie Ozeanen (Hydrosphäre) oder Eisvorkommen (Kryosphäre) aufweisen, werden auch als Erdsystemmodelle (engl. *Earth System Models*) (ESMs) bezeichnet. Abbildung 2.3 stellt den Aufbau eines Klimamodells schematisch dar.

Regionale Klimamodelle (engl. *Regional Climate Models*) (RCMs) werden typischerweise von GCMs bzw. ESMs angetrieben, d. h. diese rechnen deren Daten für einen räumlich eingegrenzten Bereich (z. B. Europa) herunter und stellen ihre Ergebnisse dafür auf höheren zeitlichen (z. B. dreistündlich) und räumlichen ($0,11^\circ$, entspricht in Europa einer Kachelkantenlänge von grob ca. 12,5 km) Skalen dar, dies wird in Abbildung 2.4 illustriert. **EUROCORDEX** bezeichnet den europäischen Zweig der Initiative *Coordinated Regional Downscaling Experiment* (CORDEX) [47] und verfolgt das Ziel, für den europäischen Raum regionale Klimasimulationen in erhöhter räumlicher Auflösung bereitzustellen. Dazu wird u. a. das RCM ROSSBY CENTRE REGIONAL ATMOSPHERIC MODEL, VERSION 4 (RCA4) [48] eingesetzt.

Abhängig davon, wie viele Treibhausgase in den kommenden Jahren ausgestoßen werden, ergeben sich verschiedene **Konzentrationszenarien** für Treibhausgase (engl. *Representative Concentration Pathways*) (RCPs). Im Rahmen dieser Arbeit werden die folgenden drei, vom

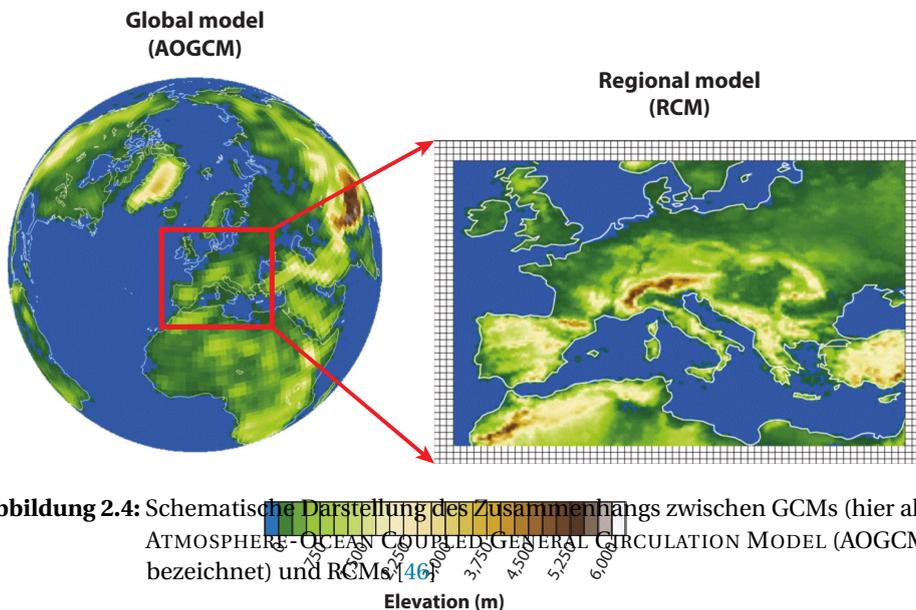


Abbildung 2.4: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen GCMs (hier als ATMOSPHERE-OCEAN COUPLED GENERAL CIRCULATION MODEL (AOGCM) bezeichnet) und RCMs (Regional Climate Model). Die Abbildung zeigt die Referenztopographie und Küstenlinien, die durch den Einsatz eines RCMs für ein bestimmtes Gebiet (hier Europa) erhalten werden können. Die quadratische Fläche umschließt die Region, die für die RCM-Simulationen verwendet wird. Die Abbildung zeigt die Referenztopographie und Küstenlinien, die durch den Einsatz eines RCMs für ein bestimmtes Gebiet (hier Europa) erhalten werden können. Die quadratische Fläche umschließt die Region, die für die RCM-Simulationen verwendet wird. Die Abbildung zeigt die Referenztopographie und Küstenlinien, die durch den Einsatz eines RCMs für ein bestimmtes Gebiet (hier Europa) erhalten werden können. Die quadratische Fläche umschließt die Region, die für die RCM-Simulationen verwendet wird.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) in ihren fünften Sachstandsbericht (AR5) übernommenen RCPs verwendet, deren Bezeichnungen sich auf die Veränderung des Strahlungsantriebs der Erde zum Ende des Jahrhunderts (Jahre 2081–2100) im Gegensatz zum vorindustriellen Zeitalter (Jahre 1850–1900) beziehen:

- **starkes Minderungsszenario RCP 2.6**
 Änderung der globalen Oberflächentemperatur wahrscheinlich um mehr als 2,0°C
 CO₂-äquivalente Konzentrationen im Bereich von 430 bis 480 ppm
- **intermediäres Szenario RCP 4.5**
 Änderung der globalen Oberflächentemperatur wahrscheinlich um mehr als 1,5°C

Note that the RCMs are not currently available for use today; other techniques include high-resolution atmospheric GCMs, variable-resolution GCMs (VARGCMs)

¹ (2) im fünften Sachstandsbericht des IPCC (AR5) (2014) werden die Begriffe verwendet, um die Bewertung der Wahrscheinlichkeit eines Ergebnisses oder Resultats anzugeben: (1) praktisch sicher (engl. *virtually certain*): 99–100% Wahrscheinlichkeit, (2) extrem wahrscheinlich (engl. *extremely likely*): 95–100%, (3) sehr wahrscheinlich (engl. *very likely*): 90–100%, (4) wahrscheinlich (engl. *likely*): 66–100%, (5) eher wahrscheinlich als unwahrscheinlich (engl. *more likely than not*): 50–100%, (6) ungefähr so wahrscheinlich wie unwahrscheinlich (engl. *about as likely as unlikely*): 33–66%, (7) eher unwahrscheinlich als wahrscheinlich (engl. *less likely than likely*): 33–66%, (8) eher unwahrscheinlich (engl. *unlikely*): 33–66%, (9) sehr unwahrscheinlich (engl. *very unlikely*): 10–33%, (10) extrem unwahrscheinlich (engl. *extremely unlikely*): 0–10%, (11) außerordentlich unwahrscheinlich (engl. *exceptionally unlikely*): 0–1% (von den Ergebnissen der Simulationen von ESD-Modellen downscaling RCM output).

Annu. Rev. Environ. Resour. 2015.40:467-490. Downloaded from www.annualreviews.org. Access provided by WIB6315 - Forschungszentrum Juelich on 01/30/19. For personal use only.

- Änderung der mittleren globalen Oberflächentemperatur wahrscheinlich zwischen 1,1 °C und 2,6 °C
- zusätzlicher Strahlungsantrieb der Erde: $4,5 \frac{W}{m^2}$
- CO₂-äquivalent Konzentrationen im Bereich von 430 bis 720 ppm
- **emissionsstarkes Szenario RCP 8.5**
 - Änderung der globalen Oberflächentemperatur wahrscheinlich um mehr als 2 °C
 - Änderung der mittleren globalen Oberflächentemperatur wahrscheinlich zwischen 2,6 °C und 4,8 °C
 - zusätzlicher Strahlungsantrieb der Erde: $8,5 \frac{W}{m^2}$
 - CO₂-äquivalent Konzentrationen von über 1000 ppm

Daneben existiert noch das RCP6.0, das in dieser Arbeit allerdings nicht verwendet wird, da hierfür seitens EURO-CORDEX keine Daten vorliegen. Zum weiteren Verständnis stellt Abbildung B.1 (Anhang S. 207) die Bandbreite der RCPs für die jährlichen globalen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2100 dar. Da jedes Klimamodell seine individuellen Stärken und Schwächen hat, ist es gängige klimatologische Praxis, mehrere solcher Modelle zu einem sog. **Ensemble**, wie z. B. im *Coupled Model Intercomparison Project – Phase 5* (CMIP5) [49], zusammenzuschließen. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Daten folgender drei Modelle verwendet:

- **CNRM_CM5**, die CMIP5 Version des ESM entwickelt vom CENTRE NATIONAL DE RECHERCHES MÉTÉOROLOGIQUES, Frankreich.
- **IPSL_CM5A_MR**, das ESM in der Auflösung *medium resolution* zum 5. IPCC-Report entwickelt vom INSTITUTE PIERRE SIMON LAPLACE, Frankreich.
- **MPI_ESM_LR**, das ESM in der Auflösung *low resolution* entwickelt vom MAX-PLANCK-INSTITUT FÜR METEOROLOGIE, Hamburg.

Abbildung 2.5 stellt exemplarisch die Lufttemperaturen eines herunterskalierten Klimasimulationsmodells für die drei o. g. RCPs jeweils für eine Winternacht (Abb. 2.5a, 2.5c und 2.5e) und einen Sommertag (Abb. 2.5b, 2.5d und 2.5f) des Jahres 2050 dar. Zunächst sind im Tag-Nacht-Vergleich die erwartbaren Temperaturdifferenzen deutlich zu erkennen, d. h. die Lufttemperaturen an Land liegen an einem Sommertag über denen in einer Winternacht. Weiterhin ist bei genauer Betrachtung der Tag- und Nachtsituationen untereinander erkennbar, dass sich in Abhängigkeit des Konzentrationsszenarios ebenfalls Temperaturdifferenzen zeigen.

So ist mit steigendem RCP mit milderern Winternächten – dies ist insbesondere im alpinen und skandinavischen Raum erkennbar – sowie mit heißeren Sommertagen zu rechnen.

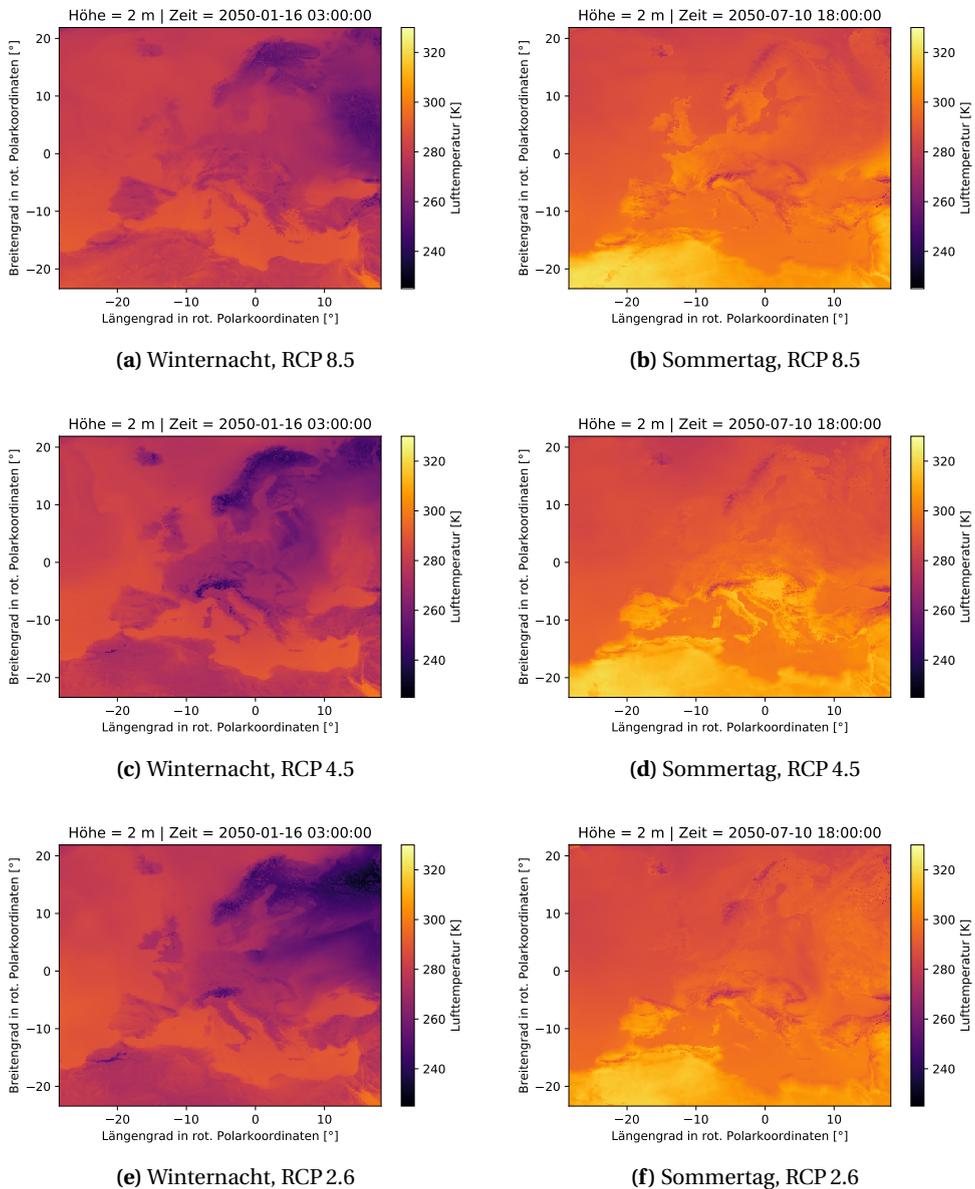


Abbildung 2.5: Bodennahe Lufttemperaturen aus dem Klimamodell MPI_ESM_LR, Jahr 2050, drei RCPs, für je eine Winternacht und einen Sommertag

2.4 Stand der Wissenschaft

In diesem Unterkapitel wird der Stand der Wissenschaft in Form einer aussagekräftigen Auswahl der bisherigen Untersuchungen im Integrationsbereich von Klimaeffekten und Energie- bzw. Stromsystemmodellen dargestellt.

Einen systematischen Überblick über Studien (d. h. eine sog. Metastudie) hinsichtlich unterschiedlicher Einflüsse von Klimavariabilität und -wandel auf Elemente des europäischen Stromsystems liefern BONJEAN STANTON *et al.* [50]. Darin wurden 50 Studien aus den Jahren von 1997 bis 2015 gesichtet und hinsichtlich des jeweiligen Untersuchungsfokus sowie der wesentlichen Erkenntnisse kategorisiert. In dieser von den Autoren selbst als „frühen Versuch“ (engl. *“early attempt”*) eingeschätzten Metastudie gelangen sie v. a. zu der Erkenntnis, dass die Ergebnisse zukünftiger Studien besser gegen solche aus vergangenen Studien zu kontextualisieren seien und zeigen einen Bedarf an zukünftiger empirischer Forschung in diesem Themenkomplex auf. Insbesondere argumentieren sie, dass in zukünftigen Studien sowohl die Erzeugungs- als auch die Verbrauchsseite von Elektrizität integriert betrachtet werden sollte.

COLLINS *et al.* [51] untersuchen die Einflüsse von Klimavariabilität auf CO₂-Emissionen, die Abregelung Erneuerbarer Energien, Marktpreise und Gesamtsystemkosten mithilfe eines in der Modellierungsumgebung PLEXOS erstellten Kraftwerkseinsatzoptimierungsmodells für Europa. Dabei finden sie u. a. lineare Zusammenhänge zwischen dem Anteil fluktuierender Erzeugung aus EE und den o. g. vier Ergebnisgrößen sowie eine Verfünfachung der Variabilität der Emissionen zwischen dem Jahr 2015 und einem Szenario für das Jahr 2030.

CHANDRAMOWLI *et al.* [52] haben den Einfluss von einer Erhöhung der Außentemperatur im Mittel um 2,3 °F (entspricht ca. 1,28 °C) zwischen 2010 und 2050 auf den US-Bundesstaat New Jersey untersucht. Dabei sind sie zu der Erkenntnis gelangt, dass dieser eine insgesamt höhere Stromnachfrage sowie erhöhte Lastspitzen nach sich ziehen und somit zusätzliche Investitionen in Erzeugungskapazität erforderlich machen.

RIDENOUR [53] hat in seiner Arbeit den Einfluss von sich ändernden Niederschlägen auf den hydraulischen Erzeugungspark in Schweden untersucht. Dazu wurden die Niederschlagsmengen von drei RCMs von EURO-CORDEX und zwei RCPs aufbereitet und als treibender Input in ein schwedisches Wasserkraftmodell integriert. Dabei wird v. a. eine Abkehr vom traditionellen Einspeisemuster des hydraulischen Erzeugungsparks in Schweden festgestellt,

da die im Frühjahr auftretende Wasserschwemme bedingt durch Schneeschmelze aufgrund höherer Umgebungstemperaturen zunehmend geringer ausfällt.

SELJOM *et al.* [54] haben im Rahmen einer Fallstudie mithilfe des Energiesystemmodells MARKAL-NORWAY untersucht, wie sich zehn mögliche Klimawandelszenarien auf das ausschließlich norwegische Energiesystem auswirken. Dabei zeigt sich, dass der Klimawandel auf eine Verringerung der Nachfrage der privaten Haushalte nach Wärme bei gleichzeitiger Steigerung der Nachfrage nach Kälte, eine Erhöhung des Wasserkraftpotenzials und einen begrenzten Einfluss auf das Windenergiepotenzial hindeutet.

KOCH *et al.* quantifizieren in [55] für Deutschland die Auswirkungen von einem Anstieg der Außentemperatur auf das Kühlwasser und damit auf die Einsatzfähigkeit thermischer Kraftwerke. Darüber hinaus werden sinkende Pegelstände von Flüssen und deren Einfluss auf die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken sowie Änderungen in der Windgeschwindigkeit und deren Einfluss auf Windenergieanlagen untersucht. Während die beiden erstgenannten Phänomene negative Auswirkungen zeigen, verbleiben solche der Windgeschwindigkeiten ohne klare Tendenz.

JEREZ *et al.* untersuchen in [56] die Auswirkungen von Klimawandeleffekten auf die Erzeugung von Photovoltaik (PV)-Anlagen in Europa auf Basis der Ergebnisse von EURO-CORDEX-Simulationen. Dabei berücksichtigen sie sowohl die direkten Einflüsse auf die Erzeugung bedingt durch veränderte solare Einstrahlungen als auch indirekte Einflüsse. Diese bilden die Auswirkungen veränderter Außentemperaturen und Windgeschwindigkeiten (die Kühlungseffekte bewirken) auf die technischen Wirkungsgrade der PV-Module ab. Sie kommen im Zuge dessen zu der Erkenntnis, dass trotz leichter Rückgänge in den nördlichen und leichtem Zuwachs in den südlichen Ländern der Einfluss von Klimawandeleffekten auf die Stromerzeugung aus PV-Anlagen mit Variationen im Bereich zwischen -14% und $+2\%$ nur sehr begrenzt ausfällt.

WOHLAND *et al.* stellen in [57] fest, dass es in fünf Klimamodellrechnungen von EURO-CORDEX unter dem starken Konzentrationsszenario RCP 8.5 zu homogeneren Windverhältnissen in Europa kommen könnte. Die Integration dessen in ein grobskaliges und vollständig auf Erneuerbaren Energien basierendes Simulationsmodell eines zukünftigen Stromsystems zeigt, dass sich somit die Möglichkeiten zum länderübergreifenden Stromaustausch wegen paralleler Erzeugungsrückgänge aus Windenergie reduzieren. Als Konsequenz daraus folgern sie einen erhöhten Speicherbedarf in Europa.

Alle genannten Literaturquellen sind insofern von der vorliegenden Arbeit abzugrenzen, als dass jene sich entweder auf eine begrenzte Region (meist ein einzelnes Land), eine begrenzte Auswahl von Technologien (z. B. nur Erneuerbare Energien oder nur thermische Kraftwerke) beschränken oder ein vollständig anderes Modellparadigma (Energiesystemmodell, Dispatch-Simulation, Wasser-Simulation) verwenden. Hingegen wird im Rahmen dieser Arbeit ein 28 Staaten umfassendes, alle derzeit vorhandenen Primärenergieträger und Technologien abbildendes Erzeugungsausbauplanungsmodell erarbeitet, um damit zum einen Effekte von Klimavariabilität und zum anderen Effekte des langfristigen Klimawandels auf das europäische Elektrizitätssystem zu untersuchen.

3 Modellbildung

In diesem Kapitel wird das im Rahmen dieser Arbeit in der Modellierungsumgebung THE INTEGRATED MARKAL-EFOM SYSTEM (TIMES) [24] aufgebaute Erzeugungsausbauplanungsmodell für den europäischen Stromsektor mitsamt der Herleitung und Quellen aller Eingangsdaten beschrieben. Das Modell bildet das multiregionale Erzeugungssystem für elektrische Energie auf einem räumlich definierten Betrachtungsbereich (Europa, siehe Unterkapitel 3.1)

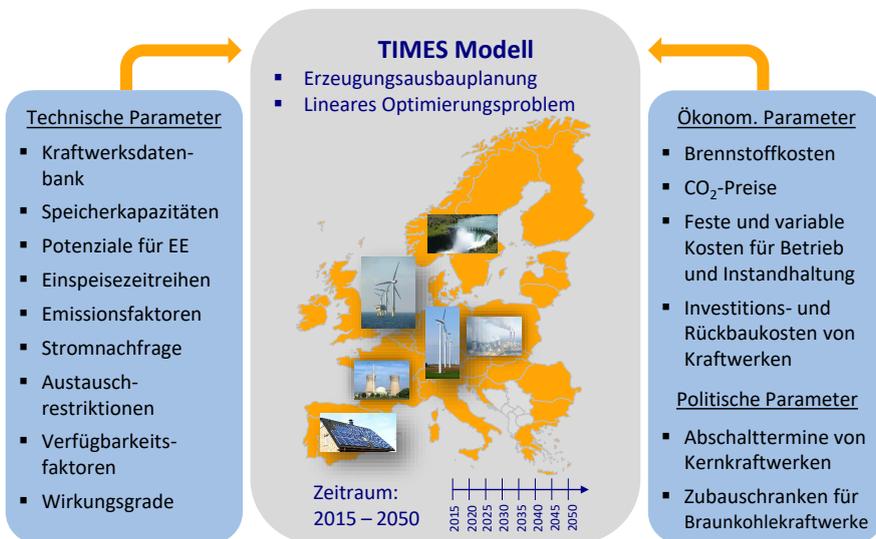


Abbildung 3.1: Überblick über das zu bildende Modell zur Erzeugungsausbauplanung [eigene Darstellung, Bildnachweise: [58, 59, 60, 61, 62, 63]]

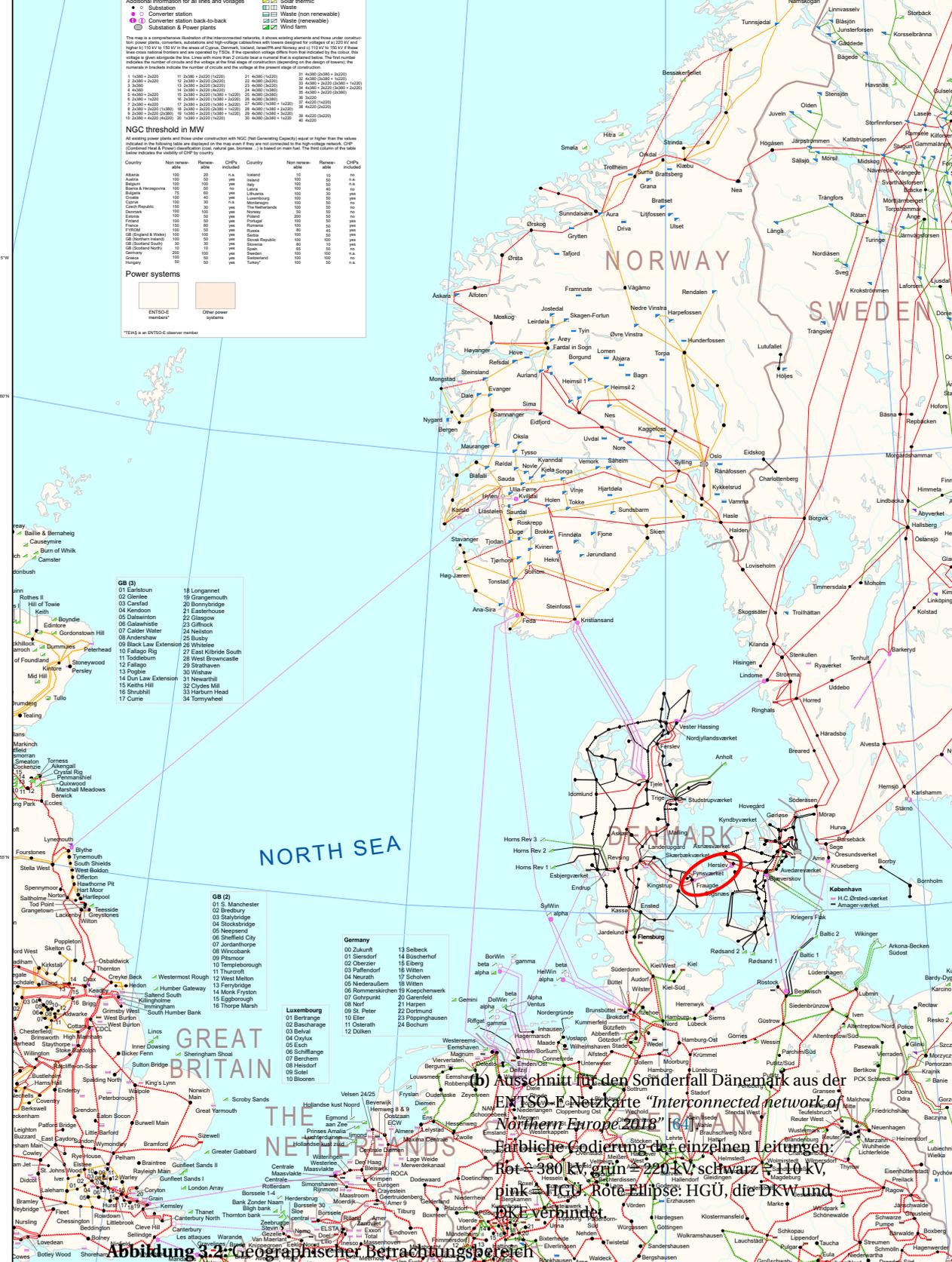


Abbildung 3.2: Geographische Betrachtungsrahmen

Information compiled under the responsibility of the ENTSO-E Data Expert Group.

Dänemark, da sich dieses Land über die zwei asynchronen Netzgebiete *ENTSO-E Continental Europe* und *ENTSO-E Nordic synchronous system* erstreckt und bislang nur begrenzt, über eine vorhandene Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Leitung, elektrische Energie zwischen diesen beiden Gebieten ausgetauscht werden kann, siehe Abbildung 3.2b. Entsprechend wird Dänemark seit jeher im Bereich der stromseitigen sowie der Energiesystemmodellierung als zwei Regionen abgebildet [25]. Hier werden als Kürzel DKW für Dänemark-West und DKE für Dänemark-Ost angesetzt. Die vollständige Liste aller Kürzel befindet sich im Symbolverzeichnis (Seite XI) dieser Arbeit.

3.2 Zeitlicher Horizont

Der zeitliche Horizont des Modells erstreckt sich vom Startjahr $t_{Start} = 2015$ in Fünfjahres-schritten, den sog. „Modelljahren“ oder „Meilensteinjahren“ (engl. *“milestone years“*), bis hin zum Zieljahr $t_{Ziel} = 2050$. Das Jahr 2015 wird als Startjahr festgelegt, da hierfür zum Verfassungszeitpunkt dieser Arbeit alle benötigten statistischen Daten vorliegen und somit eine Kalibrierung dieses Jahres durchgeführt werden kann; diese wird in Unterkapitel 3.13 beschrieben. Das Jahr 2050 wird als Zieljahr festgelegt, da dies einerseits als Mitte des Jahrhunderts einen gängigen Modellierungshorizont darstellt [54] und andererseits Einflüsse des Klimawandels bereits sichtbar sind. Wie in Unterkapitel 3.8 zu sehen sein wird, weisen die angesetzten Zeitreihen ein jährliches, teils wöchentliches, tägliches sowie untertägliches Muster auf. Da die einzelnen Jahre in stündlicher Auflösung nur mit sehr hohem Rechen- und Speicheraufwand abgebildet werden können, ist es aus Gründen der Rechenperformance gängige Modellierungspraxis, repräsentative Zeiträume (sog. Zeitscheiben) auf Basis bestehender Einspeise- und Verbrauchszeitreihen zu ermitteln und diese als unterjährig Auflösung anzusetzen [23]. Die zugrunde liegende Methodik zur Bestimmung der Zeitscheiben wird in Unterkapitel 3.8 ausführlich behandelt. Abbildung 3.3 stellt den Zusammenhang aus Meilensteinjahren und den unterjährigen Zeitscheiben dar.



Abbildung 3.3: Meilensteinjahre mit unterjährig Auflösung [eigene Darstellung]

3.3 Europäischer Kraftwerkspark

Ein fundamentaler Bestandteil eines jeden Ausbauplanungsmodells ist die realitätsnahe Abbildung des bestehenden Kraftwerksparks im Startjahr. Dazu zählen insbesondere die Kenntnis der installierten Leistungen (auch „installierte Kapazitäten“) sowie der Inbetriebnahmejahre (auch kurz als „Baujahre“ bezeichnet) pro Erzeugungseinheit¹ je Modellregion, je Energieträger und je verwendeter Technologie. Tabelle 3.1 stellt die im Modell abgebildeten Energieträger und verwendeten Technologien mitsamt möglicher Fähigkeit zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)² dar.

Diese möglichst exakte Abbildung hat zwei Gründe: Zum einen sind die korrekten Kapazitäten notwendige Bedingung für eine erfolgreiche Kalibrierung des Modells – das genaue Vorgehen wird in Abschnitt 3.13 beschrieben. Zum anderen werden die Baujahre benötigt, um den Kraftwerkspark mithilfe von Lebensdauern und Sterbekurven in die Zukunft fortschreiben zu können (siehe Abschnitt 3.3.5). Wie in Unterkapitel 3.2 beschrieben, wurde im Rahmen dieser Arbeit das Startjahr 2015 festgelegt. Daher wird zunächst eine Datenbank über den bestehenden konventionellen Kraftwerkspark im Jahr 2015 in Abschnitt 3.3.1 hergeleitet. Dieser wird anschließend in den Abschnitten 3.3.2 und 3.3.3 um die zu Baujahrsklassen aggregierten Erzeuger Erneuerbarer Energien erweitert. Diese installierten Kapazitäten werden unter Kenntnis des Baujahres und Annahmen zu technischen Lebensdauern so lange fortgeschrieben, bis diese das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben und stillgelegt bzw. zurückgebaut werden (siehe Abschnitt 3.3.5). Die Modellformulierung ist so angelegt, dass ab dem Jahr 2020 (d. h. dem auf das Startjahr folgenden Meilensteinjahr) in neue Technologien investiert werden kann. Die dazu verwendeten Zubauannahmen werden in Unterkapitel 3.4 beschrieben.

¹ Hier ist Erzeugung im energiewirtschaftlichen Sinne gemeint, d. h. der Begriff bezeichnet die Umwandlung eines anderen Energieträgers in Elektrizität – wohl wissend, dass eine physikalische Erzeugung von Energie unmöglich ist.

² Bei dem zu entwickelnden Modell handelt es sich im Rahmen dieser Arbeit um ein Stromsystemmodell, d. h. weitere Umwandlungs- bzw. Nachfragesektoren wie Wärme, Gas oder Transport werden derzeit noch nicht abgebildet. Dennoch ist das Modell für eine möglicherweise im Anschluss an diese Arbeit erfolgende Abbildung des Wärmesektors insoweit vorbereitet, als dass es zwischen reinen Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen unterscheidet.

Tabelle 3.1: Energieträger und Technologien, englische Bezeichnung in grün [eigene Ermittlung]

| Energieträger | Technologie | KWK-fähig |
|-------------------------------|---|-----------|
| Abfall / Waste | generisch | ja |
| Bioenergie / Bioenergy | generisch | ja |
| Braunkohle / Lignite | Dampfturbinen (DT) / Steam Turbines (ST) | ja |
| Erdgas / Natural Gas | Gasturbinen (GT) | ja |
| | / Open Cycle Gas Turbines (CCGT) | |
| | Gas- und Dampfturbinen (GuD) | ja |
| | / Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) | |
| | Dampfturbinen (DT) / ST | ja |
| | Druckluftspeicher (CAES) | nein |
| | / Compressed Air Energy Storage (CAES) | |
| Geothermie / Geothermal | generisch | ja |
| Kernenergie / Nuclear | Dampfturbinen (DT) / ST | nein |
| Öl / Oil | Dampfturbinen (DT) / ST | ja |
| Solarenergie / Solar | Photovoltaik (PV) | nein |
| | solarthermische Kraftwerke | nein |
| | / Concentrated Solar Power (CSP) | |
| Sonstige ³ / Other | generisch | ja |
| Steinkohle / Coal | Dampfturbinen (DT) / ST | ja |
| Wasser / Hydro | Laufwasserkraftwerke / Run-of-River (RoR) | nein |
| | Pumpspeicherkraftwerke / Pump storages (PST) | nein |
| | Speicherkraftwerke / Reservoir Storages (STO) | nein |
| Wind | Onshore | nein |
| | Offshore | nein |

³ Bezeichnet hier alle anderen Energieträger, die keinem der vorher genannten Energieträger zugeordnet werden konnten, wie beispielsweise Hochofen- oder Raffineriegase.

3.3.1 Konventioneller Kraftwerkspark im Startjahr

Hinweis:

Dieser Abschnitt bezieht sich auf Inhalte und Ergebnisse in der vorab veröffentlichten Publikation: GOTZENS *et al.* "Performing energy modelling exercises in a transparent way – The issue of data quality in power plant databases" [65].

Wie in der Einleitung zu diesem Unterkapitel 3.3 bereits ausgeführt, ist die möglichst genaue Abbildung des bestehenden Erzeugungsparks sowohl enorm wichtig für seriöse Modellergebnisse als auch gleichzeitig eine beträchtliche Herausforderung für jede Modellbildung. Dies liegt daran, dass eine solche Kraftwerksdatenbank unter idealen Umständen den folgenden Anforderungen genügen sollte:

- Die vollständige Abdeckung eines abgeschlossenen **geographischen Gebietes** (z. B. eine Region, ein Staat, ein Kontinent oder sogar eine globale Abdeckung).
- Die vollständige Abdeckung aller **Primärenergieträger und Technologien**.
- Die vollständige Abdeckung aller **Kraftwerksgrößen** (d. h. im Idealfall angefangen bei der kleinen Photovoltaikanlage auf einem privaten Hausdach im kW-Bereich bis hin zum mehrere Blöcke umfassenden Großkraftwerk im GW-Bereich).
- Mindestens die **Erfassung aller relevanten Basisdaten** (u. a. Kraftwerksname, genutzter Primärenergieträger, verwendete Technologie, Land, Nennleistung, Bau-, Retrofit- und Stilllegungsjahre sowie exakte geographische Koordinaten).
- Bestenfalls für die jeweils verwendete **Technologie der Erzeugungsanlage weitere relevante Daten** (elektrische Wirkungsgrade, Netzanschlussknoten, Spannungsebene, Herstellerbezeichnung des Anlagentyps, KWK-Fähigkeit, Schadstoffemissionen, Leistungsgradienten, Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, ggf. Speicherkapazitäten, etc.).
- Die Verwendung **einheitlicher Definitionen** (d. h. die klare Abgrenzung zwischen z. B. Braun- und Steinkohle- oder Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken).
- Die Nutzung einer **kostenfreien und quelloffenen Lizenz**, um einen großen Nutzerkreis zu ermöglichen und somit Datenfehler schnell aufdecken und beheben zu können.
- Die **regelmäßige Überprüfung und Aktualisierung** der Datensätze bei Neuinstallationen, Stilllegungen, Retrofit- oder Repowering-Maßnahmen.

Bis zum heutigen Zeitpunkt ist keine Quelle bekannt, die alle der genannten Kriterien gleichzeitig erfüllt, sondern bestenfalls mehrere der genannten Einzelaspekte bis zu einem gewissen Grad. Beispielsweise existieren für ganz Europa zwar Datenbanken, die jedoch nur konventionelle Kraftwerke abdecken und darüber hinaus keine Angaben zu den jeweiligen Geopositionen machen. Für einzelne Länder und Technologien hingegen existieren teilweise detaillierte Quellen, einige davon werden jedoch nicht mehr aktualisiert. Aus diesem Dilem-



Abbildung 3.4: Ablaufdiagramm von PPM [eigene Darstellung]

Das Verfahren gliedert sich in vier hauptsächliche Schritte. Im ersten Schritt werden die Datenbanken in ein einheitliches Format gebracht, d. h. die Spaltenbezeichner der Tabellen sowie die Bezeichnungen der Primärenergieträger, Technologien und Ländernamen vereinheitlicht. Darüber hinaus werden Fragmente (z. B. Blockziffern) aus den Namen der einzelnen Kraftwerke entfernt. Im zweiten Schritt werden für die Einträge entlang der Namensspalte Kennzahlen zum Grad ihrer lexikalischen Ähnlichkeit berechnet. Beispielsweise weisen die Einträge „Rheinhafen-Dampfkraftwerk“ und „Rheinhafen Dampf-Kraftwerk“ eine hohe lexikalische Ähnlichkeit auf. Die Berechnung der Kennzahl erfolgt durch Algorithmen, die Zeichenketten-Vergleiche durchführen. Diese Ähnlichkeitsermittlung ist zum einen nützlich, um Tipp- bzw. (Recht-)Schreibfehler in den Einträgen zu beheben und zum anderen erforderlich, um mehrere Blöcke des gleichen Kraftwerks zu erkennen, falls diese einzeln angegeben sind. Alle Einträge oberhalb eines Schwellwerts werden anhand dessen zu Anlagen zusammen-

gefasst. Dabei werden beispielsweise die Nennleistungen addiert und die geographischen Koordinaten durch Mittelwertbildung bestimmt. Als dritter Schritt wird aus der Anzahl aller Datenbanken n_{DB} für alle existierenden Kombinationen von jeweils zwei Datenbanken

$$n_K = \sum_{i=1}^{n_{DB}-1} i = 1 + 2 + \dots + (n_{DB} - 1) \quad (3.1)$$

eine horizontale Ähnlichkeitsprüfung zwischen diesen beiden Datenbanken durchgeführt. Diese prüft nicht nur die Zeichenkette des Kraftwerksnamens, sondern berücksichtigt zusätzlich Landesnamen, Primärenergieträger, Geoposition sowie Kapazitätsangabe und ermittelt daraus einen Wahrscheinlichkeitswert, ob es sich um Einträge für dasselbe reale Kraftwerk handeln kann. Solche Einträge oberhalb eines Grenzwerts werden entsprechend verknüpft. Zuletzt muss als vierter Schritt für die verknüpften Einträge entschieden werden, welche der Angaben in die finale, resultierende Datenbank übernommen werden. Dazu werden Kennzahlen definiert, die die Vertrauenswürdigkeit der Eingangsdatenbanken klassifizieren (engl. *reliability scores*). Je aktueller die Datenbank und je seriöser die Autoren / Institution eingeschätzt werden, umso höher ist ihr *reliability score*. Bei mehreren Einträgen mit gleicher Klassifikation wird je nach Parameter entschieden, ob die Häufigkeit, der Mittelwert oder der Median angesetzt werden. Weiterhin ist anwenderseitig einstellbar, ob sich die Einträge gegenseitig bestätigen müssen (d. h. dass ein Eintrag in mindestens zwei verschiedenen Datenbanken enthalten sein muss) oder nur ergänzen können (d. h. dass keine Bestätigung erforderlich ist). Die Erfahrung mit dem Werkzeug hat gezeigt, dass eine gegenseitige Bestätigung bessere Ergebnisse liefert, da sich auf diese Weise (Alt-)Einträge stillgelegter oder nicht mehr existierender Kraftwerke besser eliminieren lassen. Abbildung 3.4 stellt den Ablauf der einzelnen Schritte dar. Für weitergehende Details zu der entwickelten Methodik und/oder den verwendeten Algorithmen wird auf die Veröffentlichungen [65, 68] sowie den öffentlich zur Verfügung gestellten Quelltext des Werkzeugs [67] verwiesen.

Der oben beschriebene dritte Schritt, d. h. die Verknüpfung von Einträgen aus zwei verschiedenen Datenbanken, soll nun anhand eines kurzen Beispiels konkretisiert werden. Gegeben sind die Ausschnitte zweier verschiedener Datenbanken A und B in den Tabellen 3.2 und 3.3. Wie zu erkennen ist, beziehen sich die Datensätze 0, 3 und 5 aus Datenbank A auf dieselben Kraftwerke wie die Datensätze 0, 1 und 2 aus Datenbank B. Wenn Datenbank B eine höhere Vertrauenswürdigkeit als A aufweist, ergibt sich die finale Datenbank dargestellt in Tabelle 3.4.

Tabelle 3.2: Demonstrationsbeispiel: Eingangsdatenbank A

| ID | Name | Energieträger | Technologie | Land | Kapazität [MW] | lat [°] | lon [°] |
|----|-------------|---------------|-------------|----------------|-------------------|------------|------------|
| 0 | Aarberg | Wasser | — | Schweiz | 14,61 | 47,04 | 7,28 |
| 1 | Abbey mills | Öl | — | Großbritannien | 6,40 | 51,69 | -0,00 |
| 2 | Abertay | Sonstige | — | Großbritannien | 8,00 | 57,18 | -2,19 |
| 3 | Aberthaw | Steinkohle | — | Großbritannien | 1552,50 | 51,39 | -3,41 |
| 4 | Ablass | Wind | — | Deutschland | 18,00 | 51,23 | 12,95 |
| 5 | Abono | Steinkohle | — | Spanien | 921,70 | 43,56 | -5,72 |

Tabelle 3.3: Demonstrationsbeispiel: Eingangsdatenbank B

| ID | Name | Energieträger | Technologie | Land | Kapazität [MW] | lat [°] | lon [°] |
|----|--------------|---------------|-------------|----------------|-------------------|------------|------------|
| 0 | Aarberg | Wasser | — | Schweiz | 15,5 | 47,04 | 7,27 |
| 1 | Aberthaw | Steinkohle | DT | Großbritannien | 1500,0 | 51,39 | -3,40 |
| 2 | Abono | Steinkohle | DT | Spanien | 921,7 | 43,55 | -5,72 |
| 3 | Abwinden a. | Wasser | — | Österreich | 168,0 | 48,25 | 14,43 |
| 4 | Aceca | Öl | KWK | Spanien | 629,0 | 39,94 | -3,86 |
| 5 | Aceca fenosa | Erdgas | GuD | Spanien | 400,0 | 39,94 | -3,85 |

Tabelle 3.4: Demonstrationsbeispiel: Ergebnisdatenbank

| ID | Name | Energieträger | Technologie | Land | Kapazität [MW] | lat [°] | lon [°] |
|----|----------|---------------|-------------|----------------|-------------------|------------|------------|
| 0 | Aarberg | Wasser | — | Schweiz | 15,5 | 47,04 | 7,27 |
| 1 | Aberthaw | Steinkohle | DT | Großbritannien | 1500,0 | 51,39 | -3,40 |
| 2 | Abono | Steinkohle | DT | Spanien | 921,7 | 43,55 | -5,72 |

Abbildung 3.5 stellt das finale, in dieser Arbeit verwendete PPM-Resultat als Streudiagramm auf einer Europakarte dar, in der die Farbe den Primärenergieträger angibt und die Fläche des kennzeichnenden Kreises mit der Nennleistung des Kraftwerks skaliert ist.

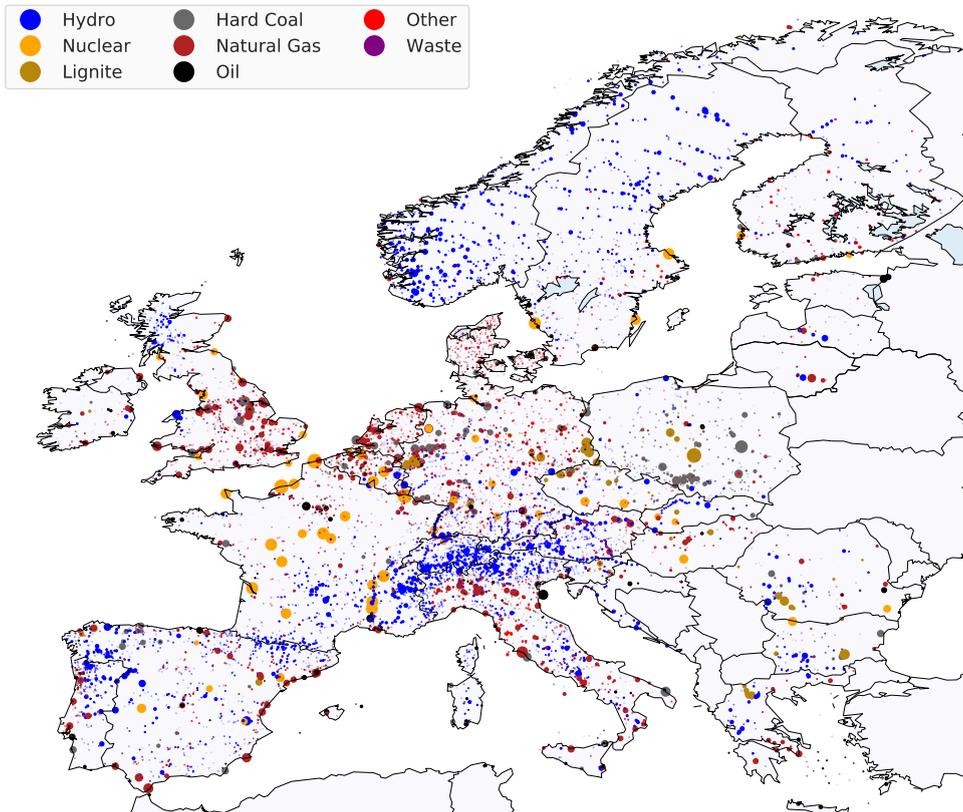


Abbildung 3.5: Europakarte mit konventionellen Kraftwerken – die Größe der Kreise skaliert mit der installierten Leistung [eigene Darstellung]

3.3.2 Erweiterung um anlagenscharfe Erneuerbare Energien

Der in Abschnitt 3.3.1 zusammengestellte Kraftwerkspark enthält jedoch bislang nur sehr unvollständige Daten zu Wind-, PV- und Bioenergieanlagen, da diese in den Quelldatenbanken nur sehr vereinzelt vorliegen (beispielsweise größere Windparks ab 100 MW). Dies liegt darin begründet, dass sich der Anlagenpark dieser EE aus einer extrem hohen Stückzahl mit vergleichsweise kleinen Leistungen vom unteren kW-Bereich (z. B. von Aufdach-PV-Anlagen) bis

hin zum mittleren MW-Bereich (z. B. von größeren Windparks) zusammensetzt.⁴ Die wenigen in der zusammengeführten Datenbank vorhandenen Anlagen werden entsprechend entfernt und aus anderen, speziell auf diese Technologien fokussierten Quellen der Modelldatenbank hinzugefügt. Für die drei Länder Dänemark (DK), Deutschland (DE) und die Schweiz (CH) liegt von Open Power System Data (OPSD) eine Datenbank [69] mit exakten Angaben zu den einzelnen Anlagen einschließlich ihrer Baujahre vor, siehe Abbildung 3.6 – weitere Länder sind leider nicht enthalten⁵. Diese Anlagen werden länderspezifisch anhand ihrer Baujahre zusammengefasst und jeweils als aggregierter Eintrag der Modelldatenbank hinzugefügt.

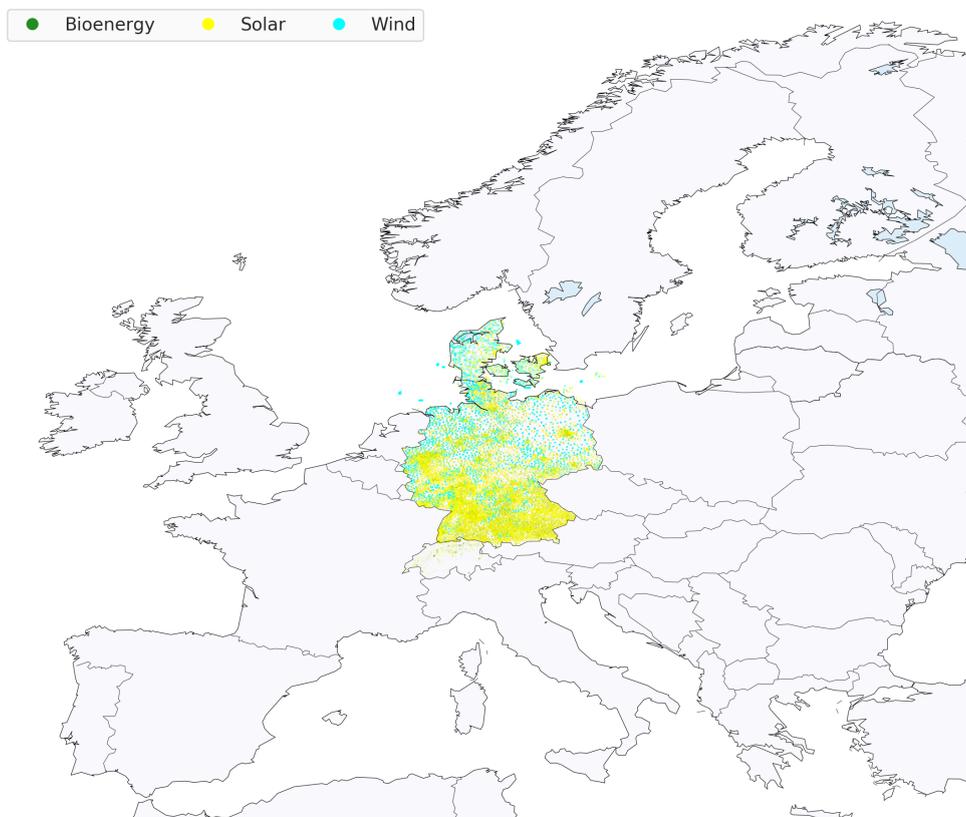


Abbildung 3.6: Europakarte mit bekannten Anlagen der Erneuerbaren Energien in der Schweiz, Dänemark und Deutschland [eigene Darstellung]

⁴ Beispielsweise waren allein in Deutschland zu Anfang des Jahres 2018 bereits über 1,7 Mio. Einzelanlagen installiert. [69]

⁵ In [69] sind zwar ebenfalls Daten zu den Einzelanlagen der Länder Frankreich und Polen enthalten, jedoch ohne die Angabe eines Baujahres, das zur Fortschreibung zwingend benötigt wird.

3.3.3 Heuristik zur Kohortenabschätzung aus Kapazitätsstatistiken

Die in Abschnitt 3.3.2 beschriebene Methodik ist vergleichsweise simpel, da für die genannten Staaten (CH, DK und DE) anlagenscharfe Daten für Erzeugungsanlagen der Erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen, die zu Altersklassen zusammengefasst und danach einfach an die bestehende Datenbank angehängt werden können. Für alle weiteren Länder müssen dennoch möglichst genaue jahresspezifische Angaben der installierten Kapazitäten von EE vorliegen, damit diese im nächsten Schritt (siehe Abschnitt 3.3.5) fortgeschrieben werden können. Mangels einer besseren Datenlage wird dazu eine matrixbasierte Heuristik entwickelt, die auf der IRENA-Studie *Renewable Capacity Statistics 2017* [70] aufbaut. Das Verfahren wird hier am Beispiel der Onshorewindenergie in Spanien demonstriert, Abbildung 3.7 zeigt die Entwicklung der bekannten installierten Leistungen aus der Kapazitätsstatistik.

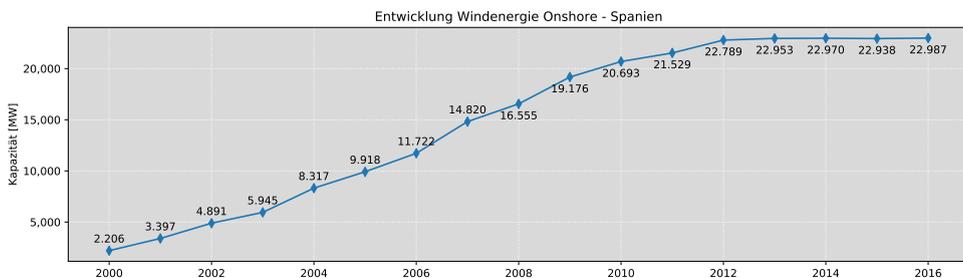


Abbildung 3.7: Kapazitätsentwicklung der Onshorewindenergie in Spanien (2000-2016)
[eigene Ermittlung basierend auf [70]]

Jede Technologie hat eine charakteristische, technische Lebensdauer, im Falle der Windenergie wird diese mit $\tau = 25a$ angenommen (vgl. Tabelle 3.5). Dem Verfahren liegt die Überlegung zugrunde, dass sich die installierte Kapazität eines jeden Jahres t aus Anlagen mit verschiedenen Baujahren zusammensetzt, die in den vergangenen τ Jahren installiert wurden. Das Startjahr des zu entwickelnden Modells ist weiterhin $t_{Start} = 2015$ (siehe Unterkapitel 3.2). Zunächst wird der bestehende Zubauverlauf beginnend im ersten Jahr bekannter Kapazität t_α (hier: 2000) rückwärts bis zum Jahr $t_0 = t_\alpha - \tau + 1$ (hier: 1976)⁶ linear in die Vergangenheit extrapoliert. Darüber hinaus wird für die Zukunft bestimmt, wann die zugebauten Kapazitäten des letzten bekannten Jahres t_Ω (hier: 2016) ihre technische Lebensdauer erreicht haben und somit im Jahr $t_T = t_\Omega + \tau$ (hier: 2040) aus dem System ausscheiden. Dazu wird eine $n \times m$

⁶ Die ersten Versuchsanlagen der Windenergie-technologie reichen bis in die 1970er Jahre zurück [71], von daher erscheint diese Annahme belastbar.

große Matrix angelegt, mit $n = t_{start} - t_0 + 1$ (hier: $2015 - 1976 + 1 = 40$) und $m = t_T - t_0 + 1$ (hier $2040 - 1976 + 1 = 65$). Die Matrix wird aufgrund ihrer Größe auf zwei Seiten aufgeteilt und ist im Anhang in den Tabellen A.1 und A.2 (siehe S. 192 und 193) dargestellt. Die Zeilen geben dabei die Baujahre bzw. Jahrgänge und die Spalten die betrachteten Jahre an. Jeder Zellwert bildet dabei die sog. „Kohorte“, d. h. die aus einem Baujahr stammende Kapazität des betrachteten Jahres, sodass die Spaltensumme die im betrachteten Jahr installierte Gesamtkapazität beträgt. Zunächst wird die Kapazität des Jahres $t_\alpha = 2000$ linear absteigend auf die vorherigen τ Jahrgänge verteilt, siehe Spalte 2000 in Tabelle A.1, deren Spaltensumme genau jene 2206 MW beträgt, die in Abbildung 3.7 dargestellt ist. Somit kann durch Übertragung der Werte für jedes der vorherigen Jahre bis zum Jahr t_0 bestimmt werden, aus welchen Kohorten sich der Bestand zusammensetzt, siehe Spalten 1976 – 1999 und die zugehörigen Spaltensummen. Da in jeder Zeile der Matrix genau τ Einträge enthalten sind, kann ebenfalls die Zusammensetzung bis zum Jahrgang des ersten bekannten Jahres $t_\alpha = 2000$, d. h. bis zum Jahre 2024, ermittelt werden, siehe Spalten 2001 – 2024 oberhalb von Zeile 2000. Da für die Jahre t_α bis t_Ω die absoluten Kapazitäten (und damit die Spaltensummen) bekannt sind, können durch sukzessive Differenzbildung mit den Kohorten (d. h. den Zellwerten) der vorhergehenden Baujahre und unter Beachtung des Rückbaus die Kohorten der Jahre jenseits des Baujahres 2000 bestimmt werden. Beispiel: Für das Jahr 2001 beträgt die Kohorte $3397 \text{ MW} - 2206 \text{ MW} - 3,53 \text{ MW} = 1194,53 \text{ MW}$. Dieser Vorgang kann nun durch Wiederholung und zeilenweise Fortschreibung um τ Jahre bis zur Erreichung des Jahres $t_T = 2040$ fortgesetzt werden. Somit sind die installierten Kapazitäten mitsamt ihren Baujahren bekannt und können nun in die Kraftwerksdatenbank integriert werden. Dieser Prozess lässt sich analog für alle verbleibenden Länder und weiteren Energieträger (Wind offshore-, PV- und Bioenergieanlagen) fortsetzen.

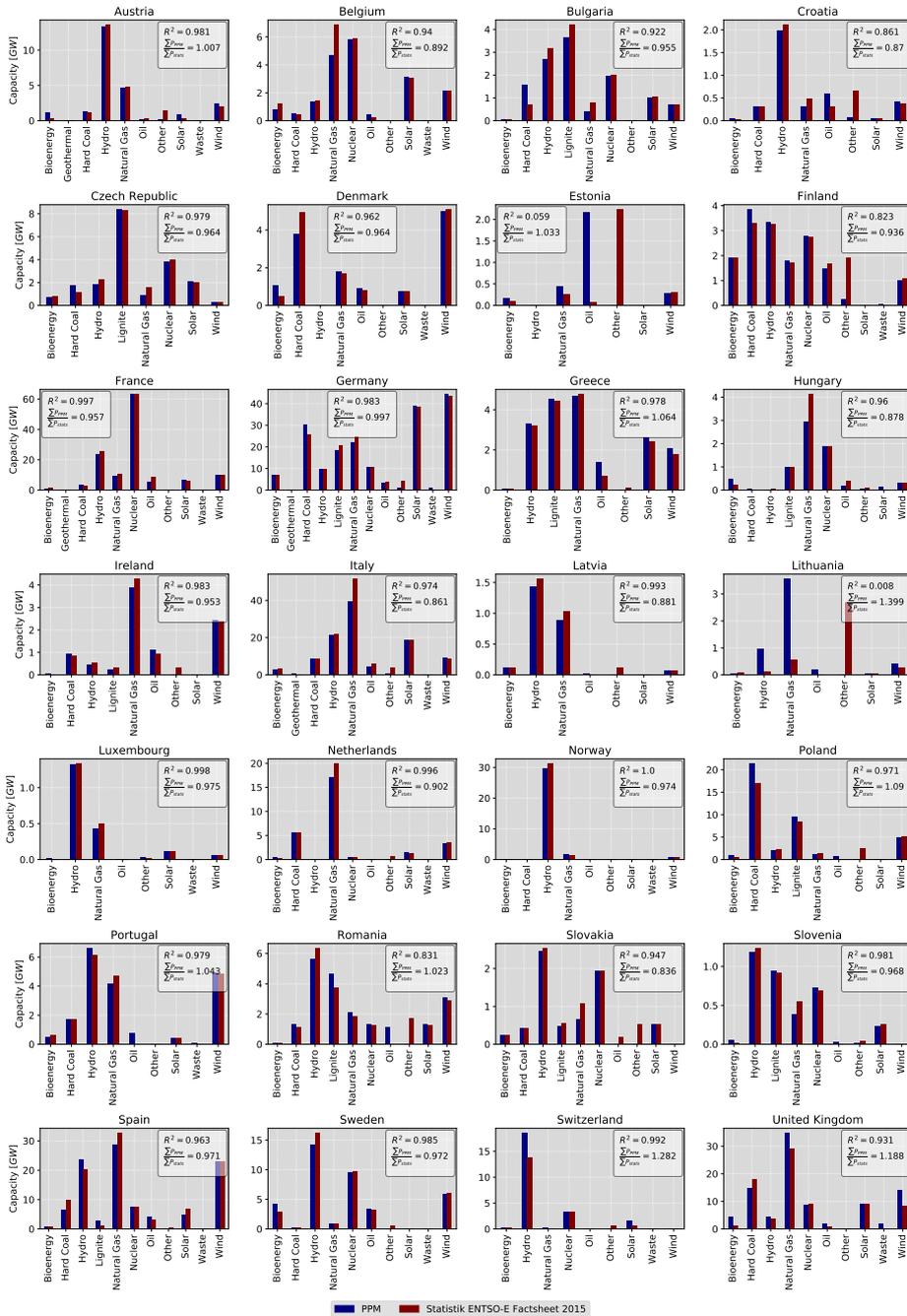


Abbildung 3.8: Vergleich der hergeleiteten Datenbank mit statistischen Angaben des ENTSO-E FACTSHEET 2015 [eigene Darstellung basierend auf [72]]

3.3.4 Validierung des Ansatzes

Ein detaillierter Vergleich der aggregierten Kapazitäten des Jahres 2015 aus der vom PPM hergeleiteten Datenbank mit jenen des *ENTSO-E Statistical Factsheet 2015* [72] ist in Abbildung 3.8 je Energieträger und Region dargestellt.⁷ Darin ist zu erkennen, dass für die meisten Energieträger/Region-Kombinationen mindestens eine Übereinstimmung in der gleichen Größenordnung, teilweise sogar Deckungsgleichheit (z. B. Kernkraftwerksleistungen in Frankreich und Deutschland), erreicht wird. Einzig für den auch im FACTSHEET 2015 nicht genauer definierten Energieträger „Sonstige“ kommt es in Kroatien, Estland, Finnland und Litauen zu Abweichungen, die im PPM einem der anderen Energieträger zugewiesen werden. In allen anderen Staaten liegt das Übereinstimmungsmaß R^2 bei über 90 % und das Verhältnis der landesspezifischen Summe aller Kapazitäten zwischen Modell und Statistik bei nahe eins.

3.3.5 Integration der Datenbank ins Modell

Zur Integration der finalen und mit allen EE-Erzeugern erweiterten Kraftwerksdatenbank in das Modell müssen noch einige abschließende Schritte durchgeführt werden.

Für jedes Meilensteinjahr, jede Region, jeden Energieträger und jede verwendete Technologie ist die in diesem Jahr noch bestehende installierte Leistung zu berechnen, d. h. der im Startjahr abgebildete Kraftwerkspark muss unter der Annahme technischer Lebensdauern in die Zukunft fortgeschrieben werden. Bei ca. 3,9 % der angegebenen Kapazitäten in der finalen und erweiterten Kraftwerksdatenbank (d. h. 38,5 GW von insgesamt 990,3 GW installierter Leistung in ganz Europa) liegen keine Informationen über das Baujahr vor, da in keiner der Eingangsdatenbanken ein Baujahr für das jeweils betreffende Kraftwerk angegeben ist. Entsprechend müssen diese Baujahre abgeschätzt werden, dies erfolgt hier durch ein dreistufiges Verfahren. Zuerst werden die Einträge nach Region und Energieträger gruppiert und das mittlere Baujahr errechnet (Beispiel: Das theoretische mittlere Baujahr für tschechische Braunkohlekraftwerke beträgt 1975,4, das für französische Kernkraftwerke 1984,9 usw.). Die so ermittelten Werte werden gerundet und für die zugehörigen Datensätze zu Kraftwerken mit unbekanntem Baujahr angesetzt. Nun können jedoch weiterhin noch Einträge ohne Baujahr verbleiben, und zwar genau dann, wenn für die Region/Energieträger-Kombination

⁷ Diese Quelle stellt sich im Rahmen dieser Arbeit als die einzig sinnvolle Referenz dar, da in ihr sowohl Kapazitäts- als auch Erzeugungswerte für jedes modellierte Land und jeden Energieträger enthalten sind.

kein weiteres Kraftwerk mit Baujahresangabe vorhanden ist. Entsprechend wird im zweiten Schritt nur nach Energieträger und im dritten Schritt nur nach Region gemittelt und das o. g. Prozedere jeweils wiederholt, um so die letzten verbleibenden Lücken zu schließen.

Nun gilt es noch, in der zusammengeführten Datenbank eventuell enthaltene Einträge herauszufiltern, die Kraftwerke repräsentieren, die sich nicht im geographischen Betrachtungsbereich des Modells (vgl. Unterkapitel 3.1) befinden. Dazu zählen z. B. die zu Spanien gehörenden kanarischen Inseln, da diese nicht mit dem kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz verbunden sind. Entsprechend werden alle Kraftwerke entfernt, die sich außerhalb von 36° bis 72° nördlicher Breite und $-10,6^\circ$ westlicher bis $+31^\circ$ östlicher Länge befinden.

An dieser Stelle ist die Zusammenstellung und Filterung der Datenbank abgeschlossen, sodass mithilfe der angenommenen technischen Lebensdauern je Energieträger, siehe Tabelle 3.5, für jeden Datensatz ein theoretisches und in der Zukunft liegendes Stilllegungsjahr berechnet werden kann. Für jedes der Meilensteinjahre kann so ermittelt werden, wie hoch die installierte Kapazität je Land und Energieträger zu diesem Zeitpunkt noch ist. Abbildung 3.9 stellt die so ermittelten Sterbekurven des europäischen Kraftwerksparks dar.

Tabelle 3.5: Technische Lebensdauern in Jahren gemäß [27] sowie eigenen Annahmen

| Energieträger (Technologie) | Lebensdauer [a] |
|-----------------------------|-----------------|
| Bioenergie | 25 |
| Braunkohle | 45 |
| Erdgas | 45 |
| Geothermie | 30 |
| Kernenergie | 50 |
| Öl | 40 |
| Solar (PV + CSP) | 30 |
| Steinkohle | 45 |
| Wasser ⁸ | 150 |
| Wind (Onshore + Offshore) | 25 |

⁸ Für Wasserkraftwerke wird bewusst von den Literaturwerten abgewichen, da diese üblicherweise eine technische Lebensdauer von 75 Jahren angeben [27], die Realität jedoch zeigt, dass Wasserkraftwerke deutlich länger genutzt werden, wenn diese kontinuierlich instand gehalten werden. So sind beispielsweise in Europa immer noch Anlagen aus dem späten 19. bzw. frühen 20. Jahrhundert am Netz, wie z. B. die schweizerischen Kraftwerke LA GOULE bzw. COMPOCOLOGNO mit den Baujahren 1894 bzw. 1906 [73, 74].

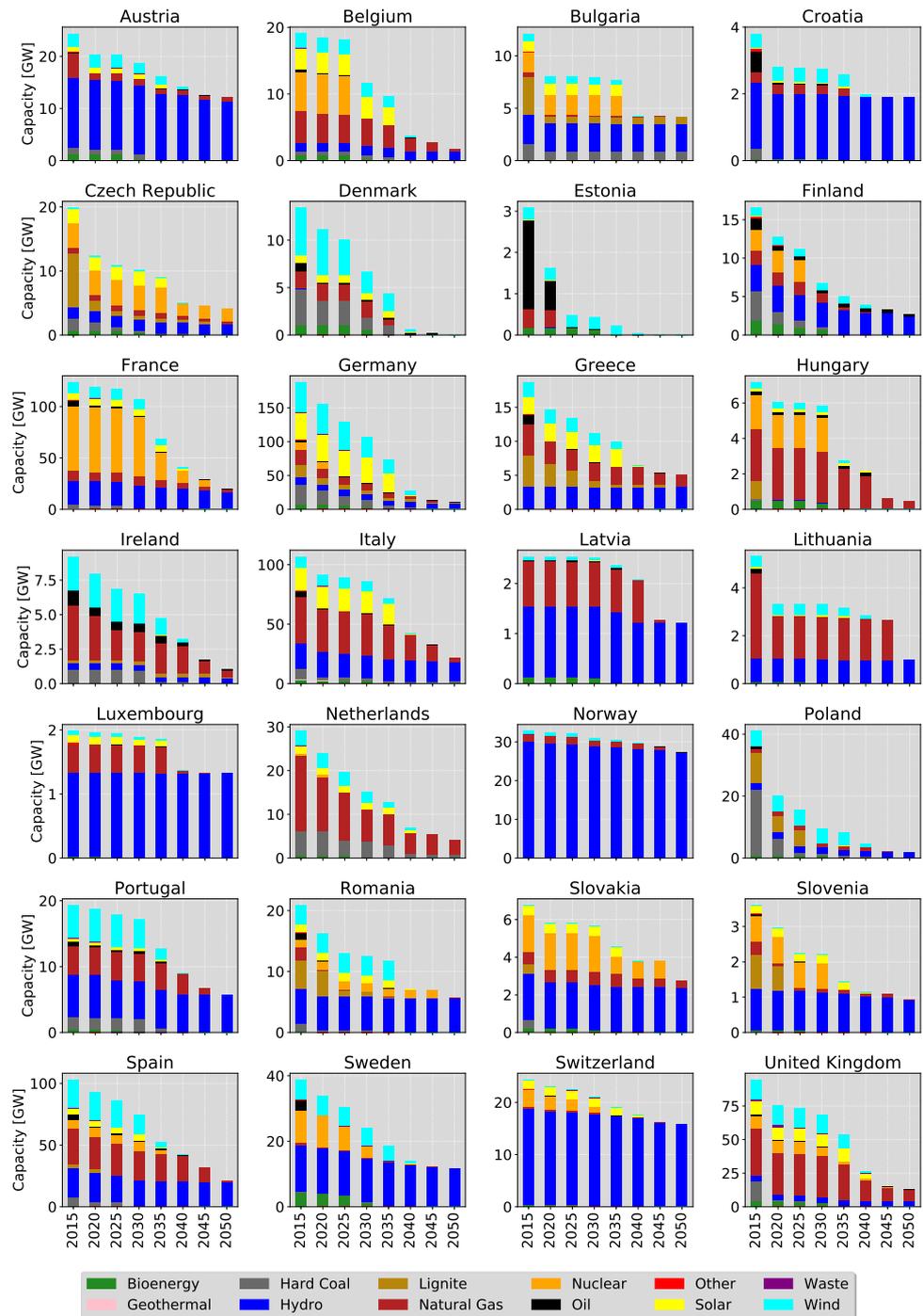


Abbildung 3.9: Sterbelinien des Erzeugungsparks ohne Zubau [eigene Darstellung]

3.4 Zubauoptionen

In einem sich über mehrere Dekaden erstreckenden Erzeugungsausbauplanungsmodell müssen bestehende Kraftwerkskapazitäten, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer (vgl. Abschnitt 3.3.5) erreicht haben, zurückgebaut und durch neue, ggf. andere Erzeugungstechnologien ersetzt werden. Zu diesen Zubauoptionen sind eine Reihe von Annahmen zu treffen, die die technischen, ökonomischen und politischen Gegebenheiten der jeweiligen Länder berücksichtigen. Die technischen Ausbaupotenziale der Erneuerbaren Energien werden in Abschnitt 3.4.1 ausführlich hergeleitet und dargestellt. Alle darüber hinaus gehenden Annahmen werden in den nachfolgenden drei Abschnitten erläutert.

3.4.1 Geographische Potenziale der Erneuerbaren Energien

Der Potenzialbegriff beschreibt eine obere Schranke des Zubaus, um den Beitrag einer Technologie zu einem Energiesystem abzuschätzen. Dieser wird absteigend in (a) theoretisches oder physisches, (b) technisches, (c) wirtschaftliches und (d) umsetzbares Potenzial (auch: Erwartungspotenzial) untergliedert (siehe [75], S.110).

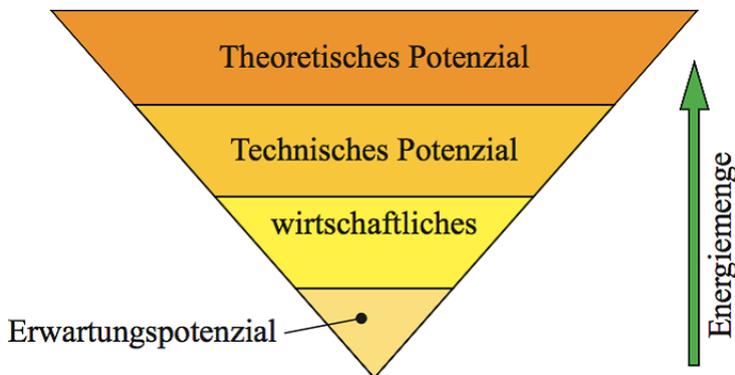


Abbildung 3.10: Ebenen des Potenzialbegriffs [75]

In Bezug auf Windenergieanlagen gilt gemäß ERICH HAU [71]:

„Im Falle der Windenergie kann man darauf hinweisen, daß [sic] etwa 2 % der von der Erdatmosphäre aufgefangenen Sonnenenergie in Bewegung der Luftmassen umgesetzt wird. Rechnerisch ergibt dies eine Leistung [...] von etwa 4×10^{12} kW.

Das ist hundertmal mehr als die gesamte auf der Erde installierte Kraftwerksleistung [...]. Natürlich ist das ausschöpfbare Potential sehr viel kleiner, aber alle weiteren Einschränkungen sind zunächst technischer, dann wirtschaftlicher Natur und letztlich eine Frage des gesellschaftlichen Konsens [sic] über den Stellenwert, den man der Windenergienutzung einzuräumen bereit ist. Abgesehen von dem erwähnten physikalischen Ausgangswert sind also alle anderen Zahlen über das Windenergiepotential immer ein „Wenn man unterstellt, daß [sic] ... dann ergibt sich ein Potential von ...“. Umstritten sind dabei weniger die Resultate als vielmehr die zugrundeliegenden Annahmen.

[...] Eindeutige und vergleichbare Ergebnisse kann man allerdings nicht aus diesen Untersuchungen erwarten. Man muß [sic] berücksichtigen, daß [sic] das technisch nutzbare Windenergiepotential, wie bereits erwähnt, keine physikalisch definierte Zustandsgröße ist und deshalb auch keine exakten und unumstrittenen Zahlen erwartet werden können.“ [71]

Entsprechend muss die modellhafte Abbildung des Zubaus von Erneuerbaren Energien die länderspezifischen Potenziale der verschiedenen Technologien berücksichtigen. Beispielsweise ist das theoretische Potenzial der Photovoltaiknutzung in Nordeuropa, bedingt durch den hohen Breitengrad und den damit einhergehenden hohen Cosinusverlusten⁹ der solaren Einstrahlung deutlich geringer anzusetzen als in Südeuropa (vgl. Abbildung 3.11). Ebenso einleuchtend ist, dass das Wasserkraftpotenzial in einem Staat wie Dänemark aufgrund mangelnder geodätischer Höhendifferenzen ebenfalls als gering anzusetzen ist. Demgegenüber wird beispielsweise Irland, aufgrund seiner äußerst westlichen, direkt an den Atlantik angrenzenden Lage sowie einer vergleichsweise flachen Topographie, als Staat mit einem sehr hohen Windenergiepotential angesetzt.

Diese orts- und technologieabhängigen Potenziale werden aus einer Reihe verschiedener Quellen, wie nationalen Behörden [78], Abschätzungen von Branchenverbänden [79, 80] oder Daten anderer Modellansätze [27, 81] zusammengestellt. Liegen für ein Datum mehrere Quellen vor, so wird unter der Annahme der höchsten Aktualität die jeweils neueste Datenquelle gewählt. Liegt hingegen für eine Land-Technologie-Kombination kein Wert vor (beispielsweise konnte keine Quelle für das Pumpspeicherpotenzial in Kroatien aufgefunden werden), so

⁹ Jene Verluste, die durch eine Verkleinerung der Fläche, bedingt durch schräge Einstrahlwinkel entstehen, sind proportional zum Cosinus des Winkels zwischen der Flächennormalen und der Richtung einfallender Direktstrahlung und werden als **Cosinusverluste** bezeichnet [76].

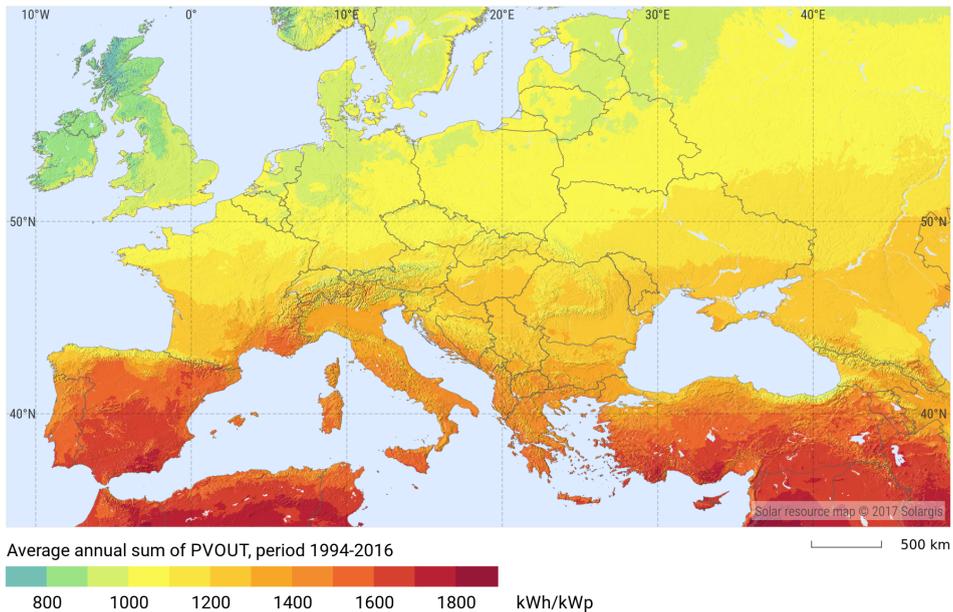


Abbildung 3.11: Europakarte der technischen Photovoltaik-Potenziale [77]

wird die installierte Leistung des Jahres 2015 aus der Kraftwerksdatenbank als obere Grenze angesetzt. Darüber hinaus werden zwei Konsistenzüberprüfungen durchgeführt: Zunächst wird sichergestellt, dass aufgrund des technologischen Fortschritts die Potenziale in Zukunft nicht abnehmen können. Weiterhin wird sichergestellt, dass das für das Jahr 2020 angesetzte Potenzial nicht geringer sein kann als die heutige bereits installierte Leistung. Beispielsweise wird in den *Wind energy scenarios for 2030* der EWEA [79] der Höchstwert der installierten Leistung von Wind onshore in Deutschland im Jahr 2020 mit 45 GW angenommen, gemäß Daten der SMARD-Plattform der BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNetzA) [82] betrug diese jedoch bereits am 01.01.2018 schon 54,7 GW. Entsprechend wird dieser Wert in eine untere Schranke umgewandelt und der Potenzialwert für 2020 auf 55 GW gerundet angehoben. Der ebenfalls in [79] für das Jahr 2030 angegebene Wert i. H. v. 65 GW erscheint vor diesem Hintergrund vergleichsweise gering. Abbildung 3.12 stellt die Maximalwerte der verschiedenen Potenziale als Kreisdiagramme auf einer Europakarte dar; alle Werte befinden sich im Anhang in Tabelle A.3.

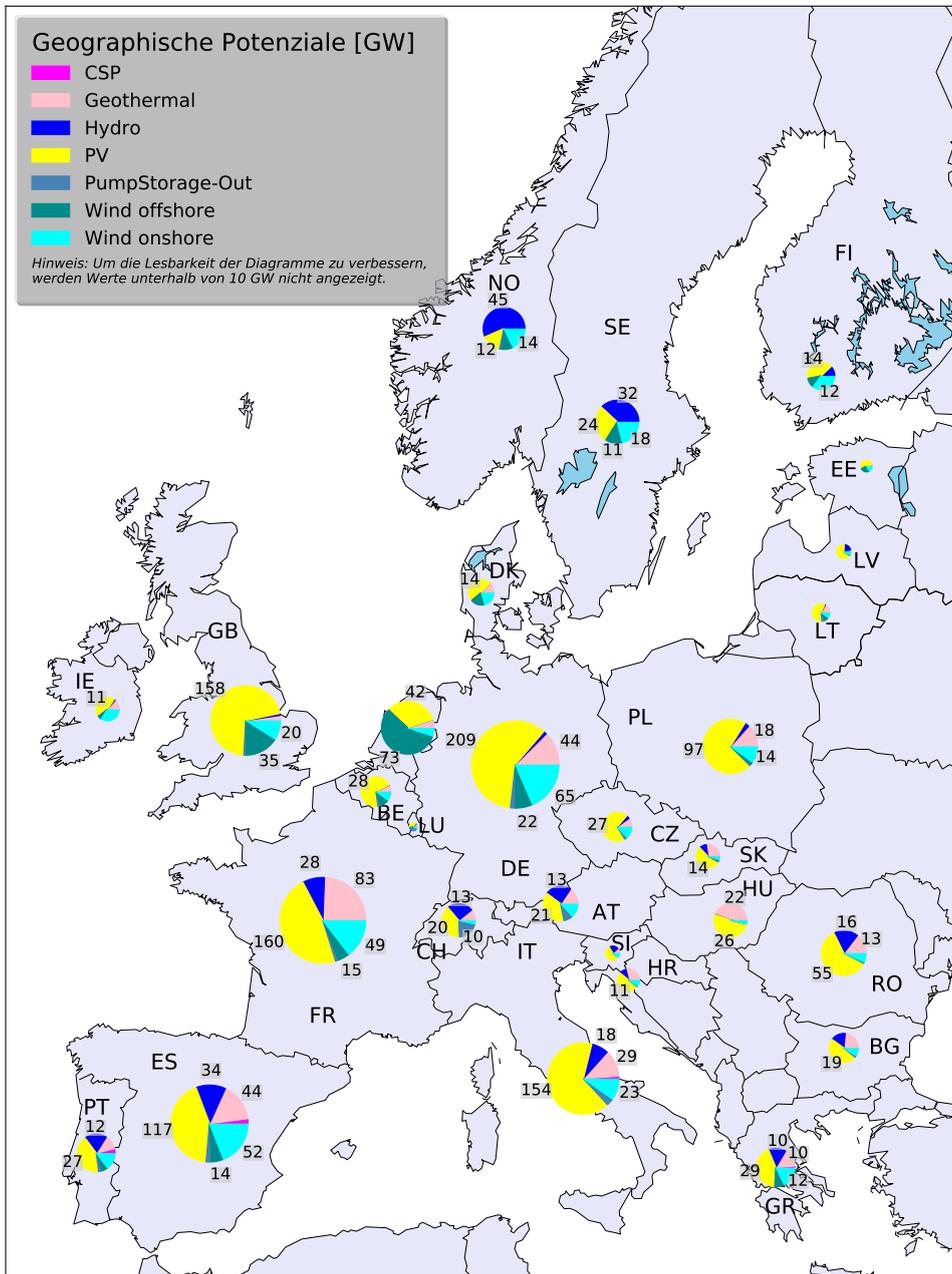


Abbildung 3.12: Europakarte der angesetzten Potenziale je Land und Technologie in GW_{el} [eigene Darstellung]

3.4.2 Zubau von Bioenergie

Während in Abschnitt 3.4.1 bereits auf die Potenziale der meisten Erneuerbaren Energien eingegangen wurde, so wurden diejenigen von Bioenergie bisher ausgeklammert. Unter dem Sammelbegriff „Bioenergie“ werden in dieser Arbeit alle Arten der Stromerzeugung basierend auf nachwachsenden, nicht-fossilen Energieträgern verstanden, die sich aus den drei Sektoren

- **Landwirtschaft** (v. a. Energiepflanzen [Zucker, Mais, stärke- und ölhaltige Pflanzen], Gräser, Gülle, Stroh und nicht verwertbare Pflanzenreste),
- **Forstwirtschaft** (v. a. Stammholz, Verschnitt aus der Holzverarbeitung, Holz- und Pflanzenreste aus der Landschaftspflege, Holz hackschnitzel, Holzpellets und Sägemehl) und
- **erneuerbare Abfälle** (v. a. Bioabfälle der Kommunen sowie der privaten Haushalte)

zusammensetzen. Die Potenziale zur Nutzung von Bioenergie sind enorm schwierig abzuschätzen und Gegenstand kontroverser Debatten. Beispielsweise werden Lebensmittel und Holzprodukte international gehandelt, d. h. sie werden in einem Land produziert, in einem anderen konsumiert/genutzt und deren Reste ggf. in einem dritten Land entsorgt. Welchem dieser Länder sollte das Potenzial nun zugerechnet werden? Darüber hinaus wird infrage gestellt, ob aus der Forstwirtschaft gewonnene Bioenergie überhaupt nachhaltig sein kann: Erstens, da Bäume sehr langsam nachwachsen und somit nachwachsende Bäume Jahrzehnte benötigen, um die freigesetzten CO₂-Mengen erneut zu binden. Zweitens, da die meisten Wälder in Europa nicht ausgewachsen¹⁰ sind, d. h. dass sie mehr Kohlenstoff einlagern könnten, wenn sie länger wachsen dürften. [83] Entsprechend wären auch extreme Szenarien denkbar, in denen große Teile der Waldfläche Europas in landwirtschaftliche Anbau- oder Weideflächen umgewandelt würden und somit ein – theoretisch – enorm hohes Potenzial zur Verfügung stünde. Solch ein Extremszenario erscheint im Sinne des Umwelt- und Klimaschutzes weder als sinnvoll noch als wünschenswert. Die Erörterung eines realistischen und nachhaltigen Bioenergiepotenzials ist Gegenstand diverser Studien [83, 84, 85] und wird kontrovers diskutiert, da diese auch ethische Fragen der Nahrungsmittelproduktion und Trinkwasserverwendung berührt. Solche Fragestellungen liegen ausdrücklich nicht im Fokus

¹⁰ „Nicht ausgewachsen“ bedeutet in diesem Kontext, dass die Wälder noch nicht einen Zustand erreicht haben, in dem jährlich genauso viel verrottet wie nachwächst.

dieser Arbeit. Aus diesem Grunde wird als Abschätzung angesetzt, dass jede modellierte Region in der Zukunft nur maximal 25 % ihrer heutigen installierten Bioenergie-Kapazitäten zubauen darf.¹¹ Dieser Wert orientiert sich an [86], darin wird implizit ein Zubau von 23,1 % zwischen 2015 und 2020 angenommen und danach fortgeschrieben.

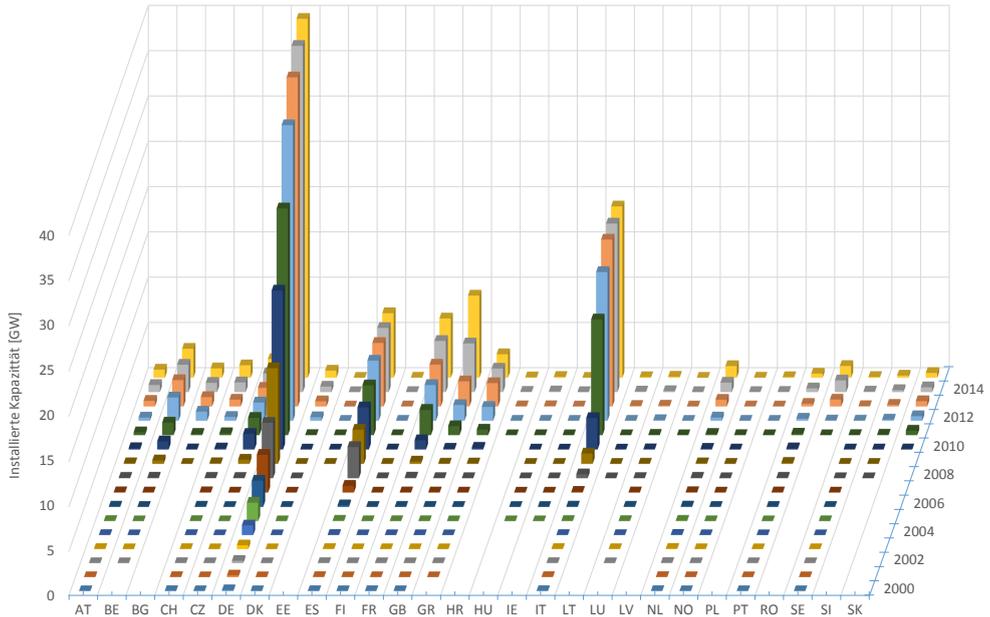
3.4.3 Zeitliche Aspekte des Zubaus von Erzeugungskapazität

Um realistische Zukunftsprojektionen herzuleiten, muss die zeitliche Umsetzbarkeit im Rahmen des Zubaus beachtet werden, da eine Volkswirtschaft innerhalb eines Jahres nur eine begrenzte personelle und ökonomische Leistungsfähigkeit hat. Dabei wurde sich – als obere Abschätzung – an dem bis zum Startjahr stärksten, jemals in den europäischen Staaten aufgetretenen Zubau je Technologie orientiert, der sich u. a. durch politische Anreizsetzung (in Deutschland z. B. durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) bedingt. Diese Zubauraten lagen für PV-Anlagen in Italien im Jahr 2011 aufgerundet bei ca. 10 GW, für Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2014 bei ca. 5 GW und für Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2015 bei ca. 3 GW (vgl. Abbildung 3.13). Da ein Meilensteinjahr genau fünf reale Jahre umfasst, wurden die o. g. Werte mit fünf multipliziert und stellen somit die obere Grenze des Zubaus zwischen den einzelnen Modelljahren dar, siehe Tabelle 3.6. Eine weitergehende landesspezifische Aufschlüsselung findet bewusst nicht statt, um den Lösungsraum des Modells nicht unnötig einzuschränken; zum einen da es jedem Staat freigestellt ist, entsprechende Zubau-fördernde Gesetze zu beschließen und zum anderen, da der optimale Zubau im europäischen Wirtschaftsraum gesucht wird.

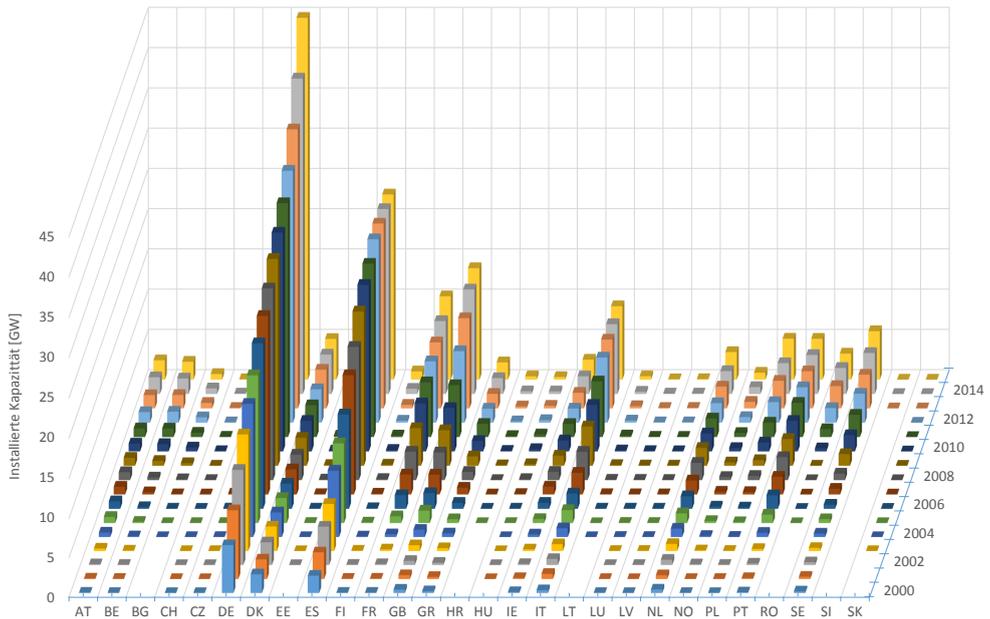
Tabelle 3.6: Obere Begrenzung des jährlichen Zubaus [eigene Ermittlung basierend auf [87]]

| Technologie | max. Zubaurate je Modelljahr [$\frac{GW}{5a}$] |
|---------------|--|
| PV | 50 |
| Wind onshore | 25 |
| Wind offshore | 15 |

¹¹ Die Kapazitäten setzen sich aus KWK-Anlagen und solchen zur reinen Stromerzeugung zusammen. Eine länderübergreifende Begrenzung (d. h. ein Zubau von 25 % aller modellierten Kapazitäten ohne regionale Fixierung) wäre hingegen nicht sinnvoll, da dies die land- und forstwirtschaftlichen Kapazitäten eines einzelnen Landes überfordern könnte.



(a) Solar PV



(b) Wind onshore + offshore

Abbildung 3.13: Absolute installierte Kapazitäten von Wind- und Solaranlagen aller 28 modellierten Staaten zwischen den Jahren 2000 und 2015 [eigene Darstellung basierend auf [87]]

3.4.4 Politische Aspekte des Zubaus von Erzeugungskapazität

Die politischen Ansichten in Form von Gesetzen zum Ausbau, zur Nutzung und zum Rückbau verschiedener Technologien zur Stromerzeugung unterscheiden sich teilweise stark zwischen den einzelnen Staaten. Aus diesem Grunde ist es erforderlich, die landes- und technologie-spezifischen Gegebenheiten im Rahmen der Modellbildung zu berücksichtigen. Dieser Abschnitt unterteilt sich in die Unterabschnitte Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke.

Kernkraftwerke

Während in der Schweiz und Deutschland klare gesetzliche Beschlüsse zum geordneten Ausstieg aus der Kernenergie vorliegen [88, 89], verfolgt Belgien bislang nur eine Politik des Ausstiegs ohne gesetzliche Verankerung [90]. Frankreich hingegen hat gesetzlich eine Obergrenze der maximal im Land installierten Leistung von Kernkraftwerken festgelegt, die dem heutigen Stand (63,2 GW) entspricht [91]. Schweden hat zwar keine nominelle Obergrenze, jedoch eine starke räumliche Einschränkung festgelegt, nach der Kernkraftwerke nur noch an bestehenden Standorten gebaut werden dürfen [92]. Andere Staaten wie die Niederlande oder Spanien haben sich zum Abgabezeitpunkt noch nicht abschließend zur Zukunft ihrer Kernenergienutzung festgelegt [93, 94]. Wiederum andere, insbesondere einige osteuropäische Staaten, wie beispielsweise Bulgarien, sind ausgesprochen freundlich gegenüber der zivilen Nutzung der Kernenergie eingestellt und planen entsprechend weitere Zubauten [95].

Im Zuge der Modellbildung in dieser Arbeit wird daher wie folgt vorgegangen: Alle Staaten, die (a) einen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen haben, (b) in absehbarer Zukunft keine weiteren Kraftwerke planen oder (c) noch niemals am Stromnetz befindliche Kernkraftwerke hatten, können modellseitig keine Kernkraftwerkskapazitäten zubauen. Alle anderen Staaten werden mit einer landesspezifischen Kapazitätsobergrenze parametrisiert, die von der WORLD NUCLEAR ASSOCIATION [96] in Form von konkreten Planungen zukünftiger Blöcke angegeben wurde, siehe Tabelle 3.7.

Kohlekraftwerke

Der europäische Branchenverband UNION DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT (engl. *Union of the Electricity Industry - Eurelectric aisbl*) hat in einer Pressemitteilung vom 05. April 2017

Tabelle 3.7: Landesspezifische Kapazitätsobergrenzen des Zubaus von Kernenergie basierend auf politischer Positionierung [eigene Ermittlung basierend auf [96]]

| Landeskürzel | BG | CZ | FI | FR | GB | HU | RO | SE | SI | SK |
|---------------------------------------|------|------|------|-------|-------|------|------|-------|------|------|
| Obergrenze [GW _{el}] | 3,13 | 6,43 | 5,52 | 63,13 | 16,00 | 4,29 | 2,74 | 10,00 | 2,30 | 5,16 |

[97] angekündigt, dass, mit Ausnahme von Polen und Griechenland, ab dem Jahre 2020 keine neuen Kohlekraftwerke mehr gebaut werden. Dies wird entsprechend in die Modellierung übernommen. Darüber hinaus wird zum Verfassungszeitpunkt dieser Arbeit kontrovers über die zukünftige Nutzung von und einen gesetzlich fixierten Ausstieg aus der Braunkohle zur Stromgewinnung in Deutschland diskutiert [98, 99]. Der von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vorlegte Vorschlag, einen verbindlich verankerten Kohleausstieg in Deutschland bis spätestens 2038 umzusetzen [100], wurde erst kurz vor Abgabe dieser Arbeit gesetzlich umgesetzt und findet daher modellseitig keine Berücksichtigung.

3.5 Einspeisezeitreihen

Die Einspeisung von Windenergie- und Solaranlagen hängt vom Dargebot¹² der Windgeschwindigkeit bzw. der solaren Einstrahlung am jeweiligen Anlagenstandort ab. Während die solare Einstrahlung hauptsächlich im Tages- sowie im Jahresverlauf schwankt und weitere Fluktuationen im Wesentlichen auf Bewölkungseffekte zurückzuführen sind, variiert die Windgeschwindigkeit zeitlich auf allen Skalen, angefangen von unterstündlicher Variabilität über tägliche Änderungsmuster bis hin zu mehrwöchigen Starkwind- oder Flauteereignissen sowie Schwankungen im Jahresverlauf – weitere Details werden in Abschnitt 3.8.1 behandelt. Neben diesen temporalen Komponenten existiert weiterhin eine räumliche Variabilität, d. h. während an einem Standort in Europa starker Wind weht, kann zur gleichen Zeit an einem anderen Ort Flaute herrschen. Dies gilt in ähnlicher Weise für die solare Einstrahlung. Dieser zeitlichen und räumlichen Variabilität der Einspeisung gilt es modellseitig hinreichend Rechnung zu tragen. Dies geschieht hier durch länderspezifische, einstündig aufgelöste Zeitreihen von Kapazitätsfaktoren (CFs)¹³. Diese wurden von STAFFEL & PFENNINGER [103, 104] im

¹² Als Dargebot wird laut DUDEN „die einer Anlage zur Verfügung stehende [Wasser]menge“ [101] bezeichnet. Diese enge Definition wird gemäß AGORA ENERGIEWENDE in dem Sinne erweitert, als dass diese u. a. auch auf die „[...] regenerative(n) Energieträger wie Sonne und Wind“ [102] zutrifft.

¹³ Siehe dazu auch den Glossareintrag auf Seite XVIII.

Zuge ihrer zwei prominenten wissenschaftlichen Publikationen hergeleitet und auf der Webseite www.renewables.ninja, im Folgenden kurz als RENEWABLES.NINJA bezeichnet, der Öffentlichkeit kostenfrei und mit einer für wissenschaftliche Zwecke offenen Lizenz (CC BY-NC 4.0) zur Verfügung gestellt. Die Besonderheit dieser Zeitreihen ist die enthaltene Verzerrungskorrektur (engl. *bias correction*), die im Abschnitt 3.5.1 beschrieben wird. Der nachfolgende Abschnitt 3.5.2 geht auf einige Sonderfälle im Bereich der Offshorewindenergie ein.

3.5.1 Herleitung und Verzerrungskorrektur der Zeitreihen

Der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung einer Windenergieanlage (WEA) wird durch die sog. Leistungskurve (synonym: Leistungskennlinie) beschrieben. Abbildung 3.14 zeigt exemplarisch eine solche Kennlinie. Bis zu einer unteren Grenze der Windgeschwindigkeit (engl. *cut-in wind speed*), die meist bei $v_{cut-in} = 3 - 4 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ liegt, ist kein Anlagenbetrieb möglich. Darüber steigt die abgegebene Leistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit bis zur Nennleistung an ($P_{el}^{WEA} \sim v^3$). Oberhalb dessen bleibt die Nennleistung einer WEA konstant bis zur Erreichung einer oberen Windgeschwindigkeitsgrenze (engl. *cut-out wind speed*), ab der eine Anlage den Betrieb aus Sicherheitsgründen einstellt, die für Onshore-WEA meist bei $v_{cut-out} = 25 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ bzw. für Offshore-WEA meist bei $v_{cut-out} = 30 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ liegt. Entsprechend gilt der folgende, abschnittsweise definierte Zusammenhang für die Leistung:

$$P_{el}^{WEA} = \begin{cases} 0 & v < v_{cut-in} \\ P_{el,nenn}^{WEA} \cdot \frac{v^3 - v_{cut-in}^3}{v_{nenn}^3 - v_{cut-in}^3} & v_{cut-in} \leq v < v_{nenn} \\ P_{el,nenn}^{WEA} & v_{nenn} \leq v < v_{cut-out} \\ 0 & v \geq v_{cut-out} \end{cases} \quad (3.2)$$

Die NATIONALE AERONAUTIK- UND RAUMFAHRTBEHÖRDE DER USA (engl. *National Aeronautics and Space Administration*) (NASA) stellt mit ihren MERRA und MERRA-2 Reanalyse-Datensätzen [106, 107] die Windgeschwindigkeiten auf einem $12,5 \text{ km} \times 12,5 \text{ km}$ großen, u. a. auch Europa überspannenden Raster in drei verschiedenen Höhen über dem Grund für die Jahre 1980 – 2016 zur Verfügung. Durch Anwendung eines logarithmischen Windgesetzes (siehe [108]) kann die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der WEA berechnet werden. Die kommerziell erhältliche WEA-Datenbank von www.thewindpower.net [109] stellt über

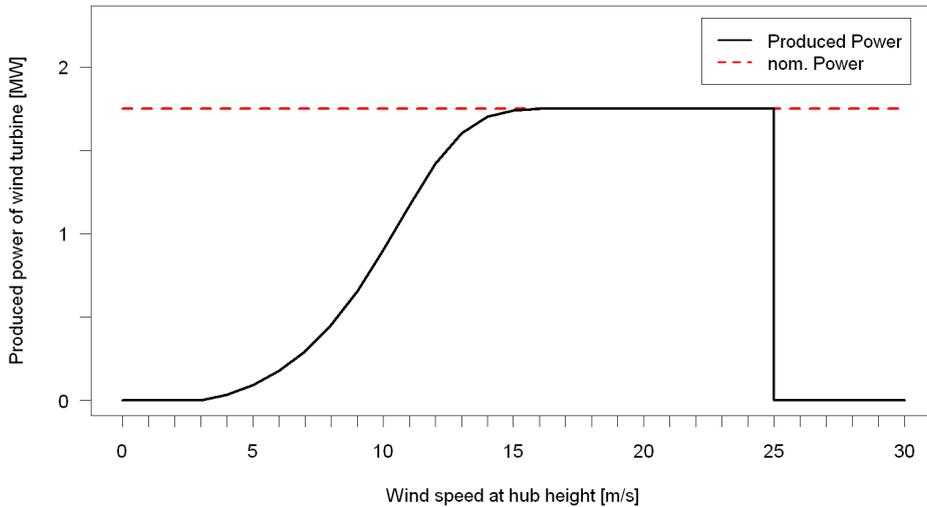


Abbildung 3.14: Leistungskennlinie einer Windenergieanlage [105]

20000 Einzelanlagen in Europa mitsamt Angaben zu ihrem Hersteller und Typ (über den sich die Anlagenkennlinie beim jeweiligen Hersteller beziehen lässt), ihrer exakten geographischen Position und ihres Installationsjahres, unterteilt in ‘in Betrieb’, ‘in Bau’ und ‘in Planung’, zur Verfügung. Durch räumliche Interpolation des Windgeschwindigkeitsrasters kann die Windgeschwindigkeit an den Anlagenpositionen ermittelt und durch Simulation die jährlich erzeugten Strommengen synthetisiert werden. Aufgrund der landesspezifischen geographischen Gegebenheiten – beispielsweise Gebirgszüge, hügelige oder flache Landschaft, Bebauungsdichte etc. – entsprechen die simulierten Windenergiemengen an dieser Stelle meist noch nicht den tatsächlich erzeugten Mengen, d. h. diese sind verzerrt (engl. *biased*). Die simulierten Windenergiemengen können im Zuge einer Validierung anhand der tatsächlich eingespeisten Mengen in den Jahren 2005 – 2014 validiert und daraus länderspezifische Korrekturfaktoren abgeleitet werden. Mit diesen Faktoren lässt sich die Simulation erneut durchführen. Ein Abgleich zeigt, dass die so synthetisierten nationalen Windenergiemengen mit einer sehr hohen Genauigkeit ($R^2 > 0.95$) hergeleitet werden können. Abbildung 3.15 stellt den methodischen Ablauf der Herleitung und anschließenden Verzerrungskorrektur dar. Abbildung 3.16 zeigt die mittleren jährlichen Kapazitätsfaktoren des Startjahres 2015 aller Regionen für WEA unterteilt nach Onshore- und Offshorewindenergie.

Ein vergleichbares Vorgehen ist für die die Erdoberfläche erreichende solare Einstrahlung (engl. *solar irradiation*) und die daraus resultierende Einspeisung von Photovoltaikanlagen möglich. Dieses wird in [104] ausführlich beschrieben und hier nicht weiter behandelt. Die so hergeleiteten CFs werden in dieser Arbeit sowohl für PV- als auch Solarthermieanlagen angesetzt; letztere spielen jedoch aufgrund ihrer geringen installierten Kapazitäten nur eine stark untergeordnete Rolle. Abbildung 3.17 zeigt den zeitlichen Verlauf der Kapazitätsfaktoren für PV, Wind onshore und Wind offshore, exemplarisch für die drei Staaten Norwegen (NO), Deutschland (DE) und Spanien (ES) im Juli 2017. Darin ist sehr deutlich der im Tag/Nacht-Rhythmus intermittierende Verlauf der PV-Anlagen zu erkennen, deren durchschnittliche **Amplitude v. a. von der geographischen Breite abhängt** und somit für NO zumeist etwas niedriger liegt als für DE und diese wiederum niedriger als für ES. Weiterhin ist wichtig, dass die **Uhrzeit des durchschnittlichen Tagesmaximums abhängig von der geographischen Länge** des Landes ist, d. h. dass die solaren Kapazitätsfaktoren eine starke raum-zeitliche Abhängigkeit aufweisen. Diesen Zusammenhang stellt Abbildung B.2 im Anhang dar, in der deutlich zu erkennen ist, dass sich die Uhrzeit des jeweiligen Tagesmaximums gemäß dem Verlauf der Sonne von Ost nach West verschiebt, während die Höhe des Ausschlags, bedingt durch die geringer werdenden Kosinusverluste (vgl. Abschnitt 3.4.1) von Nord nach Süd zunimmt. Die beiden unteren Plots in Abbildung 3.17 zeigen den – im Gegensatz zur PV – stark stochastischen Verlauf der beiden Arten von WEA, in dem die Offshorewindenergie auf einem höheren durchschnittlichen Niveau liegt als die Onshorewindenergie. Die Abbildungen B.3, B.4 und B.5 im Anhang zeigen die Kapazitätsfaktoren des Jahres 2015 für alle modellierten Länder.

3.5.2 Sonderfälle

Für einige Staaten am Baltikum (d. h. die drei baltischen Staaten Estland, Lettland und Litauen sowie Polen) und in Südeuropa (Spanien, Portugal, Italien und Griechenland) existieren teils unterschiedliche Ansichten über deren jeweilige geographische Potenziale zur Nutzung der Offshorewindenergie (vgl. Abschnitt 3.4.1). Während manche Studien diesen Staaten ein – wenn auch vergleichsweise kleines, jedoch vorhandenes – Potenzial zusprechen, existieren seitens RENEWABLES.NINJA für diese Staaten zum Verfassungszeitpunkt dieser Arbeit noch keine Einspeisezeitreihen. Dies liegt gemäß PFENNINGER daran, dass in der von RENEWABLES.NINJA zurate gezogenen Anlagen-Datenbank in diesen Staaten noch keinerlei

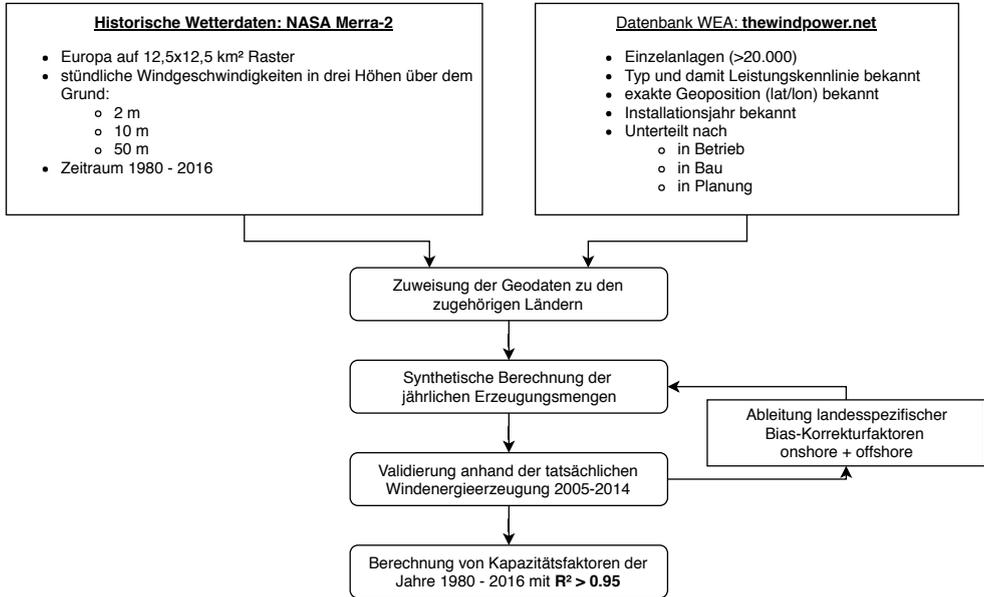


Abbildung 3.15: Ablaufschema Verzerrungskorrektur der Kapazitätsfaktoren für WEA [eigene Darstellung basierend auf [103]]

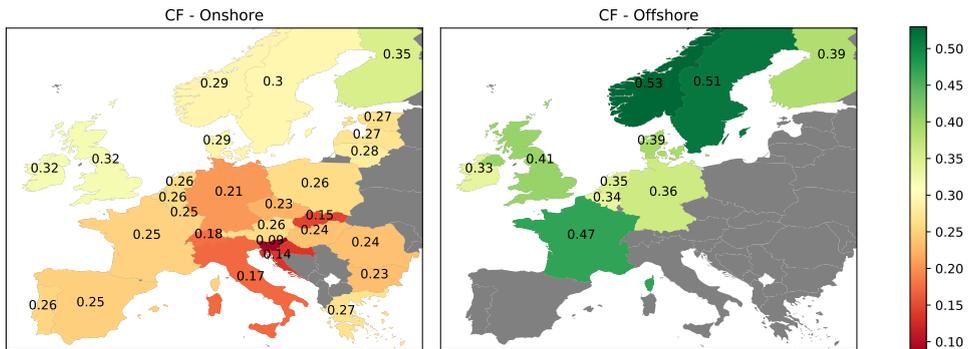


Abbildung 3.16: Mittlere jährliche Kapazitätsfaktoren Wind onshore und offshore des Jahres 2015 [eigene Darstellung]

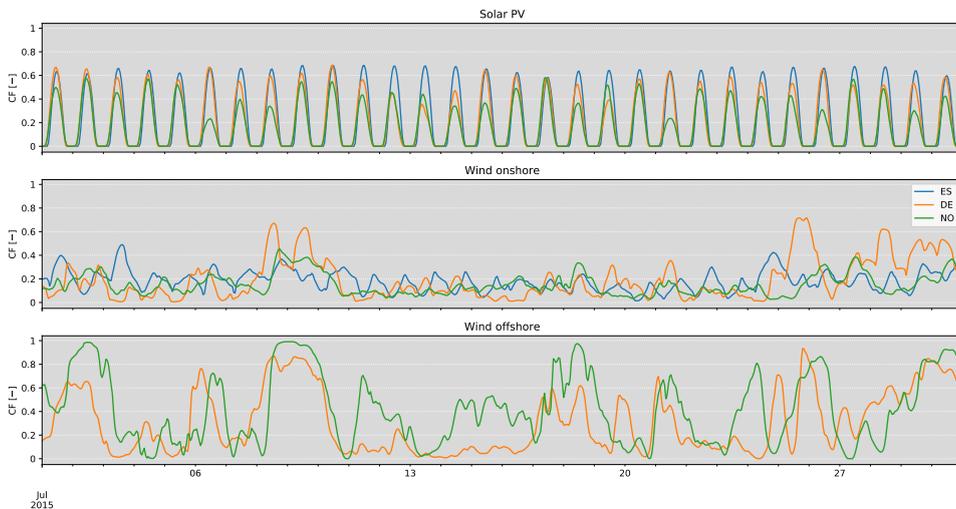


Abbildung 3.17: Einmonatiger Verlauf der Kapazitätsfaktoren für PV und Wind (onshore + offshore), exemplarisch für die drei Staaten Norwegen, Deutschland und Spanien (ohne offshore) [eigene Darstellung basierend auf [103]]

Offshore-WEA enthalten waren (d. h. weder als 'in Betrieb' noch als 'in Bau' oder 'in Planung' gekennzeichnet).¹⁴ Da, wie ebenfalls aus Abbildung 3.16 zu erkennen ist, die Offshoredaten für die o. g. Staaten fehlen, müssen Offshorezeitreihen aus deren Onshorezeitreihen synthetisiert werden. Aufgrund der geographischen Nähe wird für die baltischen Staaten der Wert von Finnland, für Spanien der Wert von Frankreich und für Polen der Wert von Deutschland als Skalierungsfaktor angesetzt. Für die verbleibenden Staaten (Griechenland, Italien und Portugal) existiert kein sinnvoller geographischer Offshorereferenzwert, aus diesem Grunde wird ingenieurmäßig zur sicheren Seite abgeschätzt und die Zeitreihe mit den geringsten Werten, d. h. die von Irland, angesetzt.

3.6 Jährliche Elektrizitätsnachfragen

Der treibende Faktor hinter Energiesystemmodellen bzw. Erzeugungsausbauplanungen ist die regionale Nachfrage nach Energie bzw. Elektrizität zu jedem Zeitpunkt. Diese wird zunächst je Modelljahr in kumulierter Form angegeben und anschließend mithilfe temporaler

¹⁴ Dieser Zusammenhang wurde auf telefonische Nachfrage des Autors bei PFENNINGER genannt.

Verteilungsschlüssel auf die einzelnen Zeitscheiben verteilt. Die Ableitung dieser Verteilungsschlüssel wird im nachfolgenden Unterkapitel 3.7 beschrieben.

Die jährlichen Werte hingegen basieren auf einer Fortschreibung historischer Werte und sind u. a. abhängig von Annahmen zu gesellschaftlichen und ökonomischen Entwicklungen (z. B. Bevölkerungswachstum, Wirtschaftswachstum), technischen Innovationen (z. B. Elektromobilität) und politischen Zielsetzungen (z. B. Effizienzziele, „Green Economy“). Diese Annahmen sind wiederum abhängig vom gewählten Szenario und liegen im Ermessen des Modellierers.

Im Rahmen dieser Arbeit werden für das zu kalibrierende Startjahr 2015 zunächst die historischen Werte aus dem ENTSO-E FACTSHEET 2015 [72] (vgl. Unterkapitel 3.13) angesetzt. Für die in der Zukunft liegenden Modelljahre bis einschließlich 2030 werden die Annahmen des ENTSO-E TYNDP 2016 [110] zugrunde gelegt. Dabei werden für das Jahr 2020 die Werte des EP 2020 und für 2030 die Werte der VISION 1¹⁵ angesetzt und dazwischen linear interpoliert. Ab 2035 werden die Daten ohne Extrapolation fortgeschrieben. Kritiker könnten an dieser Stelle geneigt sein, einer konstanten Fortschreibung der Nachfrage zu widersprechen, da diese aufgrund stetig wachsender Bevölkerungszahlen und, im langjährigen Mittel, ebenfalls steigendem Wirtschaftswachstum unzutreffend erscheint. Dass die Annahme einer flachen Fortschreibung jedoch gerechtfertigt ist, stellen CALDECOTT *et al.* [111] in Abbildung 3.18 anschaulich dar. Darin wird der Verlauf zwischen tatsächlich realisierter und prognostizierter Stromerzeugung gegenübergestellt, wie sie in 14, zwischen den Jahren 2000 und 2016 publizierten, Ausgaben des WORLD ENERGY OUTLOOK (WEO) [112] angegeben wurde. Zwei Effekte sind deutlich zu erkennen: Zum einen scheint der gleitende Mittelwert der tatsächlichen Erzeugung weitestgehend konstant zu bleiben und wird scheinbar nur leicht durch Konjunkturschwankungen (klar erkennbar ist der Rückgang bedingt durch die Finanzkrise im Jahr 2009) beeinflusst. Zum anderen setzte sich offenbar bei den Autoren des WEO im Laufe der Jahre zunehmend die Erkenntnis durch, dass die Hypothese eines in Zukunft stark steigenden Stromverbrauchs unzutreffend ist, sodass deren Annahmen über die Steigerung kontinuierlich verringert wurden – ein weiteres Absinken auf ein konstantes Niveau ist infolgedessen nicht auszuschließen. Dies erscheint insbesondere vor dem Hintergrund plausibel, als dass

¹⁵ Im ENTSO-E TYNDP 2016 [110] werden vier mögliche Entwicklungspfade, darin als *vision 1 – 4* bezeichnet, des europäischen Erzeugungssystems beschrieben. Hinsichtlich der Annahmen des Stromverbrauchs im Jahr 2030 reichen diese von 3 335 TWh in *vision 2* über 3 454 TWh bzw. 3 523 TWh in *vision 3* bzw. *vision 1* bis zu 3 706 TWh in *vision 4*.

sich Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und gesteigerter Endenergieverbrauch durch Elektrifizierung in den Bereichen Verkehr, Gebäude und Industrie gegenseitig kompensieren. Genau dies nimmt auch AGORA ENERGIEWENDE (siehe Unterkapitel 2.1 in [113]) für die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland an.

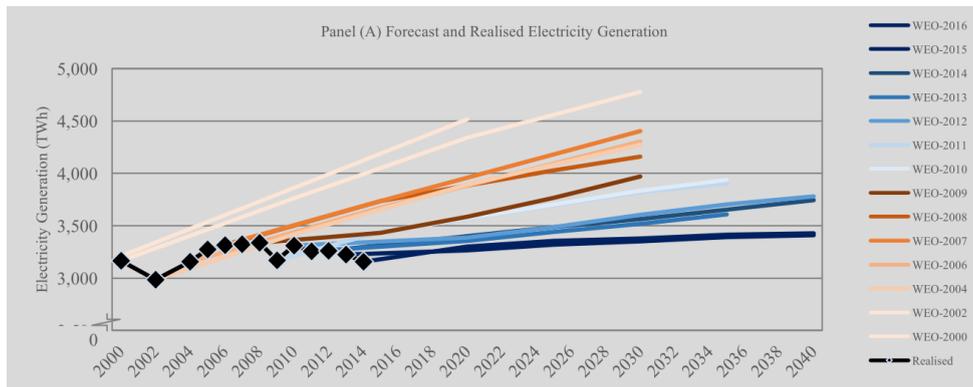


Abbildung 3.18: Prognostizierte und realisierte Stromerzeugungen gemäß WEO [111]

Um den großen absoluten Unterschieden zwischen den einzelnen Modellregionen Rechnung zu tragen, stellt Abbildung 3.19 die Nachfrageverläufe einfach-logarithmisch je Modellregion dar. Die exakten Daten befinden sich im Anhang in Tabelle A.4.

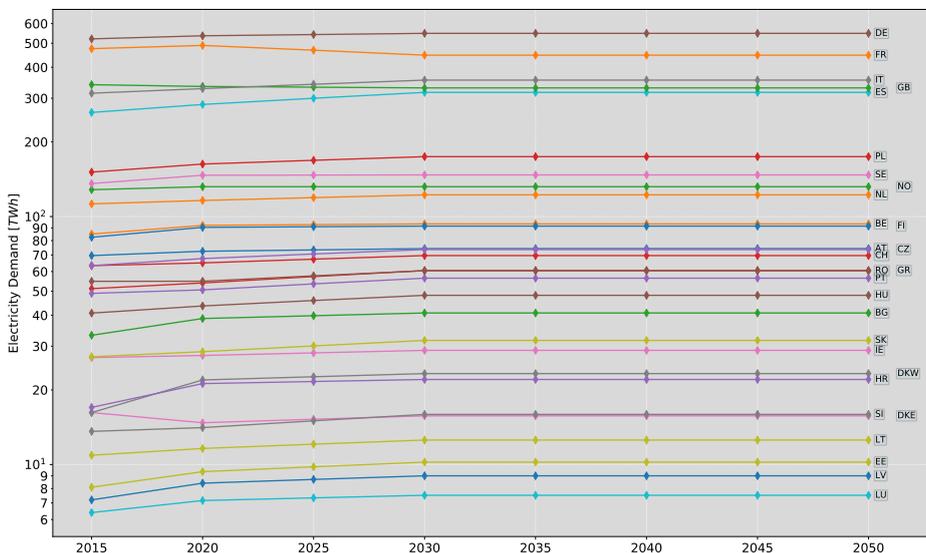


Abbildung 3.19: Logarithmische Projektion der Nachfragen [eigene Darstellung]

3.7 Lastverläufe

Die in Unterkapitel 3.6 beschriebenen jährlichen Stromnachfragen müssen auf die einzelnen unterjährigen Zeitscheiben des Modells (vgl. Unterkapitel 3.2) verteilt werden. Dazu sind auf den Wertebereich $[0; 1]$ normierte Verteilungsschlüssel abzuleiten, deren Summe genau eins ergibt. Als Grundlage dazu dienen die absoluten Lastverläufe jeder modellierten Region, die von OPSD [114] für die Jahre 2015 bis 2017 zur Verfügung gestellt werden. Da 2015 das zu kalibrierende Startjahr des Modells darstellt, wird dies als Grundlage für die nachfolgenden Schritte verwendet. Bevor diese Verteilungsschlüssel in Abschnitt 3.7.3 abgeleitet werden können, müssen die Lastverläufe zunächst bereinigt werden, da im Gegensatz zu den simulierten Einspeisezeitreihen (vgl. Unterkapitel 3.5) reale, gemessene Lastzeitreihen der Netzbetreiber oft Datenlücken oder -fehler (d. h. nicht-plausible Werte) aufweisen, die nicht zu dem sonstigen Verlauf der Lastzeitreihe passen. Letztere können beispielsweise Werte kleiner oder gleich null, ein systematischer Versatz von Teilen der Zeitreihe sowie positive oder negative Ausreißer sein. Unabhängig von den Hintergründen¹⁶ solcher Datenfehler oder -lücken müssen diese zunächst identifiziert und danach durch eine möglichst genaue Schätzung (engl. *best guess*) ersetzt werden.

3.7.1 Bereinigung realer Lastzeitreihen

Lastzeitreihen weisen eine ausgeprägte tägliche (24 h), wöchentliche (168 h) und jährliche (8760 h) Variabilität auf. Abbildung 3.20 zeigt dies exemplarisch für Frankreich, das eine besonders ausgeprägte jährliche Variabilität aufweist, da in Frankreich ein hoher Anteil an Elektroheizungen existiert und somit in den Wintermonaten negativ mit der Außentemperatur korreliert [115].

¹⁶ Über die Hintergründe von Datenlücken oder -fehlern kann an dieser Stelle nur gemutmaßt werden; denkbar sind beispielsweise Ausfälle oder Fehlfunktionen von Mess- oder IT-Systemen bei den verantwortlichen Netzbetreibern.

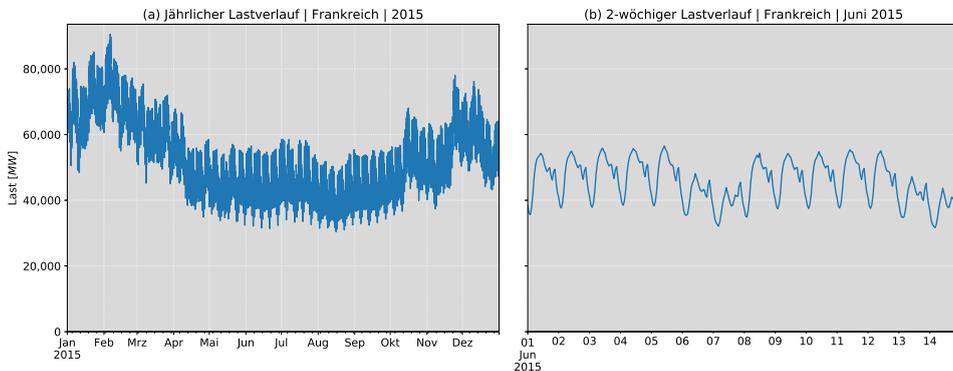


Abbildung 3.20: Jährlicher und zweiwöchiger Lastverlauf in Frankreich im Jahr 2015
[eigene Darstellung basierend auf [114]]

Aus diesem Grunde wäre eine Füllung eventueller Datenlücken auf Basis einer einfachen linearen Interpolation der angrenzenden Werte – wenn überhaupt – nur auf sehr kurzen Intervallen von wenigen Stunden begründbar, da anderenfalls große Abweichungen vom typischen wöchentlichen Verlaufsmuster entstünden. Abbildung 3.21 zeigt exemplarisch, dass bereits bei einer Interpolation über nur 6 h ein stark fehlerbehaftetes Vorgehen vorliegt, da das nächtliche Lastminimum verloren ginge. Wird über den gezeigten 48-stündigen Zeitraum das Gütemaß R^2 beider Zeitreihen bestimmt, so liegt dieses nur noch bei ca. 90,6 %.

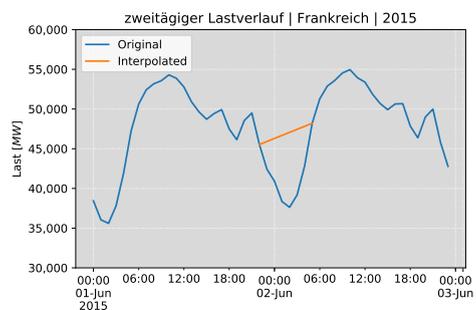


Abbildung 3.21: Fehler bei einfacher linearer Interpolation

Aus diesem Grunde wird im Rahmen dieser Arbeit ein dreistufiges Bereinigungsverfahren entwickelt, das imstande ist, eventuell vorhandene Datenlücken zu füllen sowie Datenfehler zu ersetzen und gleichzeitig sicherzustellen, dass der landestypische Verlauf einer Lastzeitreihe erhalten bleibt. Dies ist wichtig, da – wie im Folgenden zu sehen sein wird – zwar grundlegende, wöchentliche Analogien zwischen den einzelnen Ländern erkennbar sind, diese im Jahresverlauf jedoch ein eigenes Muster aufweisen. Beispielsweise weisen südeuropäische Länder wie Spanien oder Griechenland im Hochsommer, bedingt durch den Klimatisierungsbedarf und Zustrom an Touristen, eine erhöhte Last auf, die in weiter nördlich gelegenen Ländern wesentlich geringer ausgeprägt ist bzw. ganz entfällt. Dementsprechend

wird das Verfahren auf die Lastzeitreihe eines jedes Landes unabhängig angewendet, d. h. eine Orientierung an den Werten aus benachbarten Ländern findet aus den o. g. Gründen bewusst nicht statt.

1. Korrektur systematischer Versätze

Zunächst sind grobe, absolute Versätze zu Beginn der Zeitreihen von Spanien und Portugal zu identifizieren, deren ursprünglicher Verlauf von Anfang Januar bis Ende Februar in 3.22 aufgetragen ist.

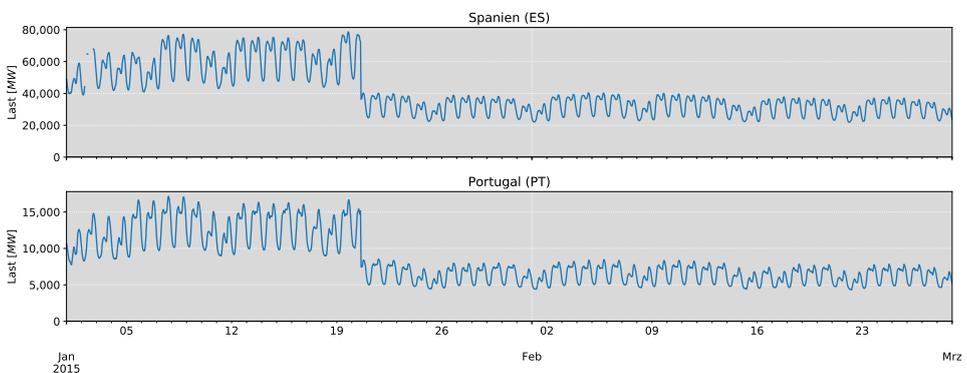


Abbildung 3.22: Identifikation eines Lastversatzes für die Länder Spanien und Portugal
[eigene Darstellung]

Wie zu erkennen ist, findet am 20. Januar zwischen 14 und 15 Uhr ein erheblicher, unplausibel erscheinender Einbruch der Last in beiden Staaten statt. Das Verhältnis der Mittelwerte des ersten Zeitraums (01.01. 00:00 Uhr – 14.01. 14:00 Uhr) und der des zweiten Zeitraums (14.01. 15:00 Uhr – 31.12. 23:00 Uhr) liegt für beide Staaten nahe bei zwei ($\overline{ES} = 2,096$; $\overline{PT} = 2,257$). Dies deutet auf einen systematischen Fehler der angegebenen Last hin, möglicherweise in Form einer Doppelzählung. Entsprechend wurde der erste Zeitraum durch Division mit dem oben errechneten Faktor auf ein plausibles Niveau herunterskaliert. Anschließend findet dasselbe Verfahren auf einen eintägigen Zeitraum (27.05. 22:00 Uhr – 28.05. 21:00 Uhr) in Norwegen Anwendung.

2. Filterung von Ausreißern

Als nächstes wird für jeden Wert der Zeitreihe ihr zugehöriger statistischer z-Wert (engl. *z-score*) berechnet, um mögliche Ausreißer identifizieren zu können. Der z-Wert berechnet sich bei bekanntem Erwartungswert (μ) und Standardabweichung (σ) gemäß [116] als

$$z := \frac{x - \mu}{\sigma} \quad (3.3)$$

bzw. für Stichproben mit Mittelwert (\bar{x}) und empirischer Standardabweichung (S) als

$$z := \frac{x - \bar{x}}{S} \quad (3.4)$$

gemäß [117]. Anschaulich gesprochen gibt der z-Wert eines jeden Punktes die Anzahl der Standardabweichungen vom Mittelwert aller Datenpunkte an, siehe Abbildung 3.23.

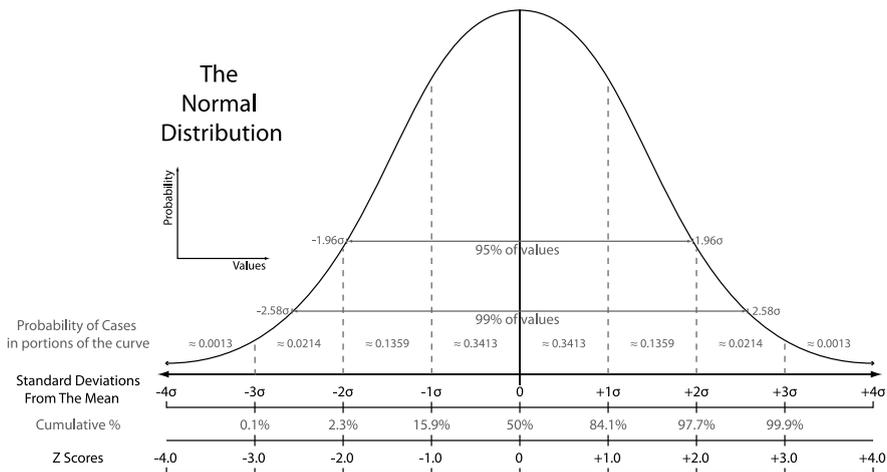


Abbildung 3.23: Illustration des z-Wertes anhand der Standard-Normalverteilung [118]

Liegt der Betrag des zu einem Zeitpunkt t gehörigen z-Wertes außerhalb eines festgelegten Grenzwertes

$$|z_t| > z_{max} \quad (3.5)$$

so ist dieser Datenpunkt der Zeitreihe als potenzieller Ausreißer zu behandeln. Als sinnvoller und brauchbarer Erfahrungswert hat sich hier

$$z_{max} = 3,6 \quad (3.6)$$

erwiesen, da dieser Wert restriktiv genug ist, um grobe Ausreißer zu erfassen und gleichzeitig genügend Spielraum zulässt, um der natürlichen untertägigen und saisonalen Variabilität einer Lastzeitreihe Rechnung zu tragen. Abbildungen 3.24a und b zeigen beispielhaft die Lastzeitreihe der Schweiz sowie die errechneten z-Werte für diese Zeitreihe. Darin sind der zulässige Wertebereich von $|z_t| \leq z_{max}$ durch die Hintergrundfarbe grün und der Ausreißerbereich rot markiert. Wie zu erkennen ist, können jedoch einzelne Werte einen z-Wert innerhalb der Toleranzgrenze aufweisen, obwohl diese als lokale Ausreißer zu klassifizieren sind, wie z. B. am 15.11.2015. Aus diesem Grunde wird die Zeitreihe zusätzlich einmal differenziert

$$z_t^{diff} = z_t - z_{t-1} \quad | \quad \forall t \geq t_0 + 1 \quad (3.7)$$

und so um ihre saisonale Komponente bereinigt. Für diese Annäherung an die erste Ableitung der Zeitreihe werden ebenfalls die z-Werte bestimmt. Da die Varianz und somit auch die Standardabweichung dieser differenzierten Zeitreihe geringer ist, sind nach Gleichung 3.4 ihre zugehörigen z-Werte entsprechend etwas höher. Als sinnvoller und brauchbarer Erfahrungswert hat sich hier wiederum

$$z_{max}^{diff} = 4,4 \quad (3.8)$$

erwiesen. Abbildungen 3.24c und d zeigen die differenzierte Lastzeitreihe der Schweiz sowie die errechneten z-Werte für die differenzierte Zeitreihe in gleicher farblicher Markierung des Hintergrunds. Alle auf diese Weise identifizierten Ausreißer werden aus der Lastzeitreihe entfernt und bilden somit, neben den bereits in der ursprünglichen Lastzeitreihe vorhandenen Lücken, die Gesamtmenge aller zu füllenden Datenlücken. Die Füllung dieser Lücken wird im nächsten Schritt beschrieben.

3. Interpolation aus angrenzenden Wochen

An dieser Stelle liegt nun eine versatzfreie (Schritt 1.) und von Ausreißern bereinigte (Schritt 2.) Lastzeitreihe vor. Diese kann nun, entweder bedingt durch die Bereinigung im zweiten Schritt neu entstandene, oder bereits im Originalstadium enthaltene, Fehlzeiträume aufweisen, die es nun zu füllen gilt. Abbildung 3.25 zeigt einen solchen Fehltag am 17.01.2015 in der Lastzeitreihe Italiens.

Dem zu diesem Zweck entwickelten Verfahren liegt die Beobachtung zugrunde, dass das wöchentliche Muster zwischen zwei benachbarten Wochen relativ ähnlich ist und im Jahres-

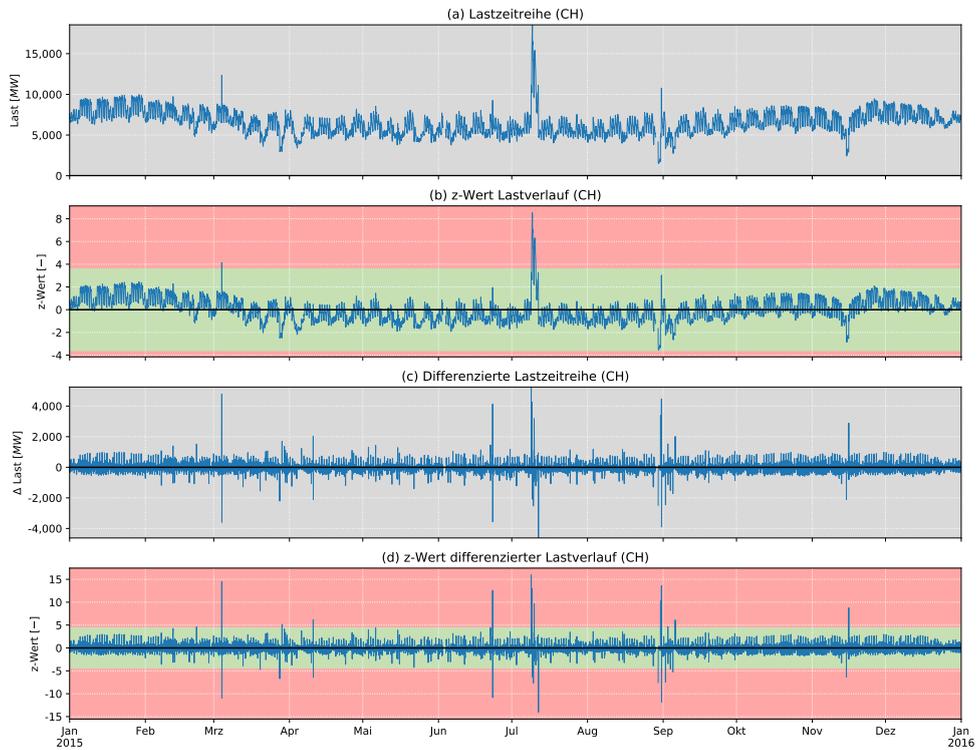


Abbildung 3.24: Detektion von Ausreißern mithilfe des z-Wertes, hier illustriert am Beispiel der Schweiz [eigene Darstellung]

verlauf – im direkten Vergleich mit der täglichen Variabilität – nur vergleichsweise langsam schwankt, siehe Abbildungen 3.20b und 3.25. Ausgehend von dieser Erkenntnis wird nun jeder einzelne (!) fehlende Stundenwert, abhängig vom jeweiligen Wochentag, aus den entsprechenden Tagesstunden der vorhergehenden und nachfolgenden Woche interpoliert. Beispiel:

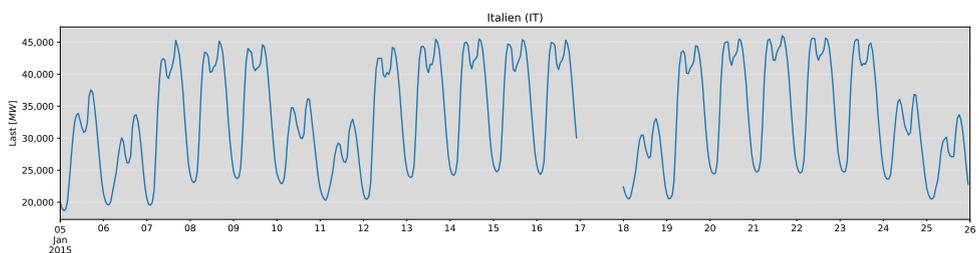


Abbildung 3.25: Dreiwöchiger Lastverlauf von Italien im Januar 2015 mit einem Fehltag am 17.01.2015 [eigene Darstellung]

Fehlt die Stunde 9 des Montags in Kalenderwoche 3, so wird dieser Wert aus Stunde 9 der Montage der Kalenderwochen 2 und 4 interpoliert. Abbildung 3.26 zeigt, dass der fehlende Tag – ein vom Lastverlauf her typischer Samstag – mittels des Verfahrens plausibel abgeschätzt werden kann.

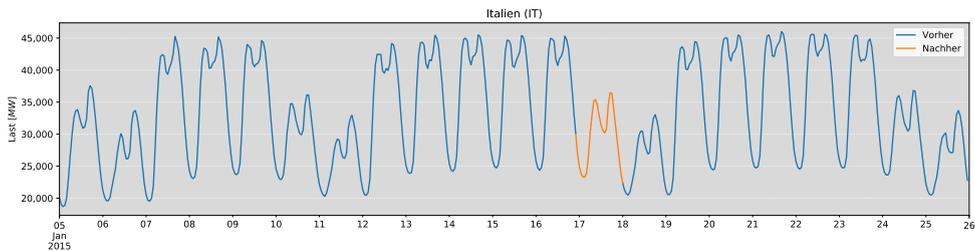


Abbildung 3.26: Dreiwöchiger Lastverlauf von Italien im Januar 2015 mit interpoliertem Fehltag am 17.01.2015 [eigene Darstellung]

Das Verfahren wird so implementiert, dass nicht zwangsläufig die benachbarten Wochen als Referenzpunkte der Interpolation gewählt werden, da diese ebenfalls lückenbehaftet sein können. Vielmehr wird zwischen den jeweils als nächsten verfügbaren Stunden interpoliert. Anknüpfend an das obige Beispiel könnte entsprechend die Stunde 9 des Montags in Kalenderwoche 4 ebenfalls nicht vorhanden sein, jedoch jene in Kalenderwoche 5. In diesem Fall würde der Algorithmus die Werte für Stunde 9 der Montage in den Kalenderwochen 3 und 4 zwischen den Werten der Kalenderwochen 2 und 5 interpolieren.

Damit das Verfahren allgemein eingesetzt werden kann, ist es essenziell die Randbedingungen zu beachten. Konkret bedeutet dies, dass eventuell vorhandene Datenlücken innerhalb der ersten und letzten Kalenderwoche zunächst gefüllt werden müssen, damit die Interpolation innenliegender Kalenderwochen überhaupt erst möglich wird. Im Falle der ersten Woche prüft der Algorithmus zunächst, welche die erste vollständig vorhandene Kalenderwoche w ist und errechnet aus dem Mittelwert der Woche w und dem der Woche 1 einen Skalierungsfaktor s . Dieser Faktor trägt einem möglicherweise niedrigeren Lastniveau in der ersten bzw. letzten Woche des Jahres Rechnung. Eventuell vorhandene Datenlücken in Woche 1 werden so stundenweise mit den Werten aus Woche w , skaliert um den Faktor s , ersetzt. Umgekehrt analog verhält es sich in der letzten Woche des Jahres. Abbildung 3.27 zeigt anhand der Beispiele Estlands und Litauens, dass auch diese Art von Datenlücken plausibel gefüllt werden können.

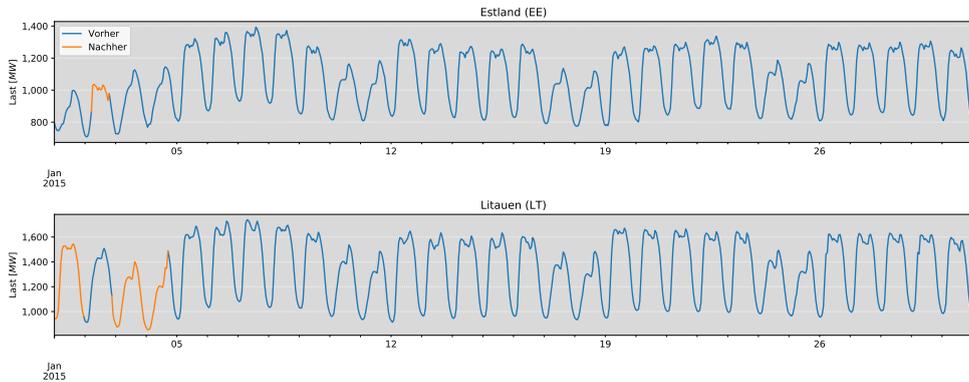


Abbildung 3.27: Interpolierte Lastverläufe in Estland und Litauen im Januar 2015
[eigene Darstellung]

3.7.2 Validierung der Lastverläufe

Die Jahressumme eines stündlich aufgelösten, absoluten Lastverlaufs bestehend aus den Einzellastwerten l_t multipliziert mit $1h$ stellt die jährliche Nachfrage nach Elektrizität dar:

$$W_{el}^d = \sum_{t=1}^{8760} (l_t \cdot \Delta t) \xrightarrow{\Delta t=1h} W_{el}^d = 1h \sum_{t=1}^{8760} l_t \quad (3.9)$$

Dementsprechend können zur Validierung des im vorherigen Abschnitt 3.7.1 beschriebenen Bereinigungsverfahrens die Jahressummen der hergeleiteten Lastverläufe mit den in Unterkapitel 3.6 eingeführten Nachfragen verglichen werden. Abbildung 3.28 stellt diese im unteren Teil als Absolutwerte gegenüber und zeigt im oberen Teil das jeweilige Verhältnis. Wie zu erkennen ist, liegen die Jahressummen der von OPSD bereitgestellten und nun bereinigten Lastzeitreihen in guter bis sehr guter Übereinstimmung mit den Werten des ENTSO-E FACT-SHEET 2015 [72]. Lediglich für Dänemark und Luxemburg lassen sich relative Differenzen von über 20 % feststellen. Im Falle von Dänemark liegt der Eindruck nahe, dass beide Quellen unterschiedliche Bilanzgrenzen aufweisen, da DKE um ca. 20 % nach unten und DKW um ca. 20 % nach oben abweicht. Im Falle von Luxemburg werden, aufgrund der geringen Größe des Landes, bereits kleine absolute Unterschiede stark auf der relativen Skala hervorgehoben, obwohl diese bei absoluter Betrachtung weitestgehend bedeutungslos sind.

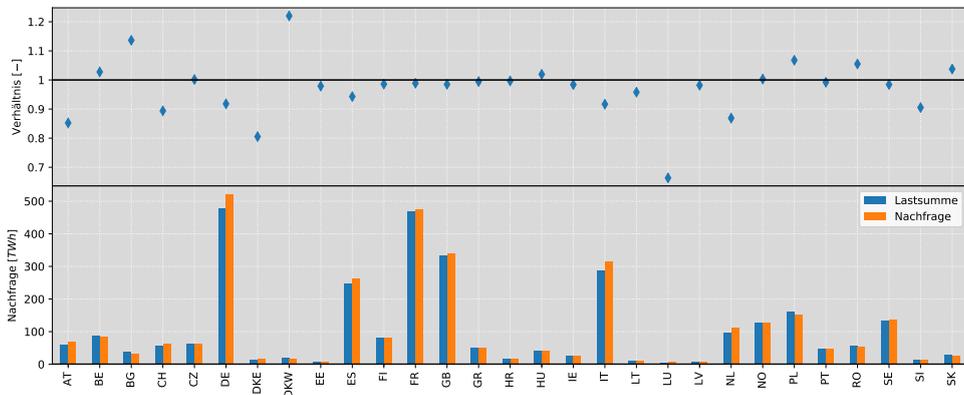


Abbildung 3.28: Validierung der Lastverläufe anhand der Nachfragen [eigene Darstellung]

3.7.3 Ableitung zeitlicher Verteilungsschlüssel

Zur Integration der Lastverläufe in das Modell müssen abschließend länderweise die zeitlichen Verteilungsschlüssel x_t hergeleitet werden. Da diese auf den Wertebereich $[0, 1]$ zu normieren sind, wird jeder einzelne Lastwert l_t der Zeitreihe durch ihre Jahressumme geteilt:

$$x_t = \frac{l_t}{\sum_{t \in T} (l_t)} \quad (3.10)$$

3.8 Unterjährige zeitliche Auflösung

Nachdem in den Unterkapiteln 3.5 und 3.7 die für die Modellbildung relevanten Zeitreihen hergeleitet wurden, kann nun auf die Festlegung der unterjährigen zeitlichen Auflösung des Modells eingegangen werden. Aus Gründen der Rechenperformance ist es in Energiesystemmodellen – in diametralem Gegensatz zu Einsatz- oder Netzsimulationen (vgl. Abschnitte 2.2.4 und 2.2.5) – nicht üblich, den unterjährigen, zeitlichen Verlauf stündlich (d. h. in Nicht-Schaltjahren 8760 h bzw. in Schaltjahren 8784 h) oder gar unterstündlich (wie z. B. bei den Intraday-Produkten der europäischen Strombörse EPEXSPOT bereits heute üblich [119]) abzubilden, sondern diesen Verlauf zu sog. Zeitscheiben zu aggregieren. Beispielsweise hatte das am IEK-STE in den 1990er Jahren entwickelte Energiesystemmodell IKARUS [26] eine Auflösung von sechs Zeitscheiben pro Jahr. Diese vergleichsweise geringe Anzahl war einerseits historisch aufgrund des begrenzten Speicherplatzes und der (aus heutiger Sicht) geringen

Rechenleistung notwendig und gleichzeitig auch legitim, da damalige Energiesysteme kaum fluktuierende Erzeugungen aufwiesen, deren Variabilität hätte Rechnung getragen werden müssen. Hingegen sind heutige Energiesysteme einiger Länder bereits von vergleichsweise hohen Anteilen Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung geprägt (z. B. Deutschland, 2017: 33,1 % [120]; Dänemark, 2017: 52,8 % [121]) und werden dies aller Voraussicht nach, insbesondere in Anbetracht der drängenden Klimaziele, in Zukunft in noch deutlich stärkerem Maße sein. Entsprechend muss im Zuge der Modellbildung ein Kompromiss aus Rechenperformance auf der einen Seite und möglichst hoher unterjähriger Auflösung auf der anderen Seite gefunden werden. Zu diesem Zweck wurde am INSTITUT FÜR ENERGIE- UND KLIMAFORSCHUNG, INSTITUTSBEREICH ELEKTROCHEMISCHE VERFAHRENSTECHNIK (IEK-3) des Forschungszentrums Jülich ein Werkzeug zur Zeitreihenaggregation entwickelt und als quelloffene Software frei zur Verfügung gestellt [122], das im Rahmen dieser Arbeit eingesetzt wird. Zum weiteren Verständnis ist es zunächst erforderlich, die vier verschiedenen Zeitreihenarten hinsichtlich ihrer Charakteristika zu analysieren, siehe Abschnitt 3.8.1. Danach wird kurz auf die Theorie und Methodik zur Aggregation der Zeitreihen eingegangen, dies geschieht in Abschnitt 3.8.2. Schließlich wird in Abschnitt 3.8.3 die finale Auflösung für die Modellbildung festgelegt.

3.8.1 Analyse der zu aggregierenden Zeitreihen

Ein bewährtes Instrument zur Analyse zeitlich aufgelöster Daten ist die Fourier-Transformation, insbesondere die sehr effiziente Weiterentwicklung als schnelle Fourier-Transformation (engl. *Fast Fourier Transformation*) (FFT). Sie wurde zu dem Zweck entwickelt, die maßgeblichen Frequenzen und zugehörigen Amplituden eines gegebenen Eingangssignals zu bestimmen. Die FFT wird traditionell in der Signalverarbeitung eingesetzt, dazu zählen zeitliche Signale wie z. B. in der Akustik im Frequenzbereich der Größenordnungen von wenigen [Hz] bis einigen [kHz], in der Radiotechnik im Bereich von [kHz] bis [MHz] und in der Mobilfunktechnik im Bereich von [MHz] bis [GHz] genauso wie räumliche Signale (z. B. im Bereich der Bildverarbeitung als 2-dimensionale, flächige Signale). [123] Sie kann jedoch genauso gut auf sehr niederfrequente – in diesem Fall entsprechend stündlich aufgelöste – Zeitreihen angewendet werden [124].

Abbildung 3.29 zeigt die mit der FFT berechneten Spektren für die vier in Zeitreihen vorliegenden Daten, d. h. jeweils eine für

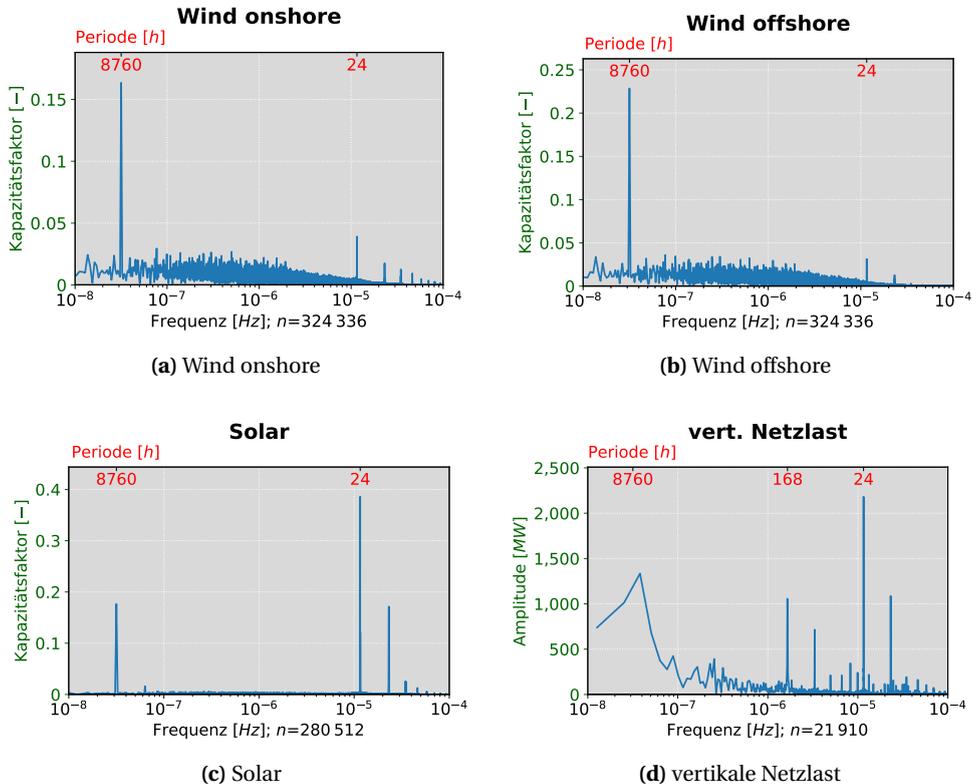


Abbildung 3.29: Fourieranalysen der vier Zeitreihenarten für Belgien. Der Wert n in den Achsenbeschriftungen gibt die Anzahl der der FFT zugrunde liegenden Datenwerte an.

- die Kapazitätsfaktoren solarer Einspeisung,
- die Kapazitätsfaktoren Wind onshore Einspeisung,
- die Kapazitätsfaktoren Wind offshore Einspeisung sowie
- die vertikale Netzlast

exemplarisch am Beispiel von Belgien. Die FFTs für alle Länder sind, je nach Zeitreihenart, im Anhang in den Abbildungen B.6, B.7, B.8 und B.9 dargestellt. Auf der Abszisse (schwarz) ist die Frequenz in [Hz] und auf der Ordinate (grün) die Amplitude für Kapazitätsfaktoren dimensionslos [-] bzw. für die Last in [MW] aufgetragen. Da die Hauptfrequenzen für stündlich aufgelöste Daten jedoch im Bereich von 10^{-4} bis 10^{-8} Hz liegen und damit möglicherweise wenig intuitiv zu interpretieren sind, wurden auf der gegenüberliegenden Abszisse (rot) die Kehrwerte in Form der Periodendauer in [h] aufgetragen.

In Abbildung 3.29c ist zu erkennen, dass eine solare Zeitreihe zwei hauptsächliche Frequenzen aufweist: eine jährliche Frequenz mit einer Periodendauer von 8760 h und eine tägliche Frequenz mit einer Periodendauer von 24 h. Dies liegt daran, dass die solare Erzeugung aufgrund der Rotation der Erde um die Sonne im Jahresgang, sowie der Rotation der Erde um die eigene Achse im Tagesgang schwankt. Daneben sind jeweils rechts im Bereich höherer Frequenzen (=niedrigerer Periodendauern) kleinere, kontinuierlich abnehmende Peaks zu erkennen. Hierbei handelt es sich um sog. Obertöne, d. h. Schwingungen, die das ganzzahlige Vielfache einer Grundfrequenz bzw. einen ganzzahligen Teiler ihrer Periodendauer aufweisen, wie beispielsweise eine Tag/Nacht-Frequenz mit einer Periodendauer von 12 h. Ein ähnliches Bild zeigt sich für die Windzeitreihen in den Abbildungen 3.29a und 3.29b, da die o. g. Haupt- und Nebenfrequenzen ebenfalls erkennbar sind. Hinzu kommt jedoch eine ausgeprägte Streuung des Spektrums im Bereich von Tagen bis Wochen: Dies liegt daran, dass der Wind ein stärker stochastisch auftretendes Phänomen ist, d. h. dass verschiedenskalige Zeiträume (von einigen Stunden über Tage bis hin zu mehreren Wochen) sowohl mit starkem Wind als auch mit Flaute existieren. Ein anderes Bild zeigt sich hingegen bei der vertikalen Netzlast: Diese weist, wie in Unterkapitel 3.7 bereits beschrieben, neben der jährlichen und täglichen zusätzlich noch eine wöchentliche Frequenz mit einer $7 \times 24 \text{ h} = 168 \text{ h}$ langen Periodendauer auf. Daher empfiehlt es sich, diese entsprechend bei der Aggregation zu berücksichtigen.

3.8.2 Methodik der Zeitreihenaggregation

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Werkzeug zur Zeitreihenaggregation (engl. *time series aggregation module*) (tsam) [122] genutzt. Die darin implementierten Verfahren fassen multiple Zeitreihen zu einer vorgegebenen Anzahl von Typperioden N_k mit jeweils einer vorgegebenen Periodendauer N_g zusammen. Dazu werden die verschiedenen Zeitreihen zunächst auf den Wertebereich $[0, 1]$ normiert und im nächsten Schritt in N_i sog. Kandidatenperioden unterteilt. Sollen beispielsweise stündlich aufgelöste jährliche Zeitreihen mit 8760 h zu $N_k = 8$ täglichen Typperioden, d. h. einer $N_g = 24 \text{ h}$ langen Periodendauer, beginnend bei der ersten Stunde des Jahres zusammengefasst werden, so ergeben sich $N_i = 365$ Kandidatenperioden. Diese werden danach in einem iterativen Verfahren zu $N_k = 8$ sog. Clustern¹⁷ zusammengefasst. [126]

¹⁷ Gemäß DUDEN handelt es sich dabei um eine „als einheitliches Ganzes zu betrachtende Menge von Einzelteilen“ [125] von engl. *cluster*, zu dt. etwa Büschel, Menge oder Klumpen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ausschließlich die Methode des ‘hierarchischen Bündelns’ (engl. *hierarchical clustering*) eingesetzt, die nachfolgend beschrieben wird: Zu Beginn stellt jede Kandidatenperiode ein einelementiges Cluster dar. Nun werden schrittweise genau die zwei Cluster zu einem neuen Cluster verschmolzen, deren euklidische Distanz, d. h. deren Summe der quadrierten Differenzen zwischen einzelnen Clustern, am geringsten ist (visuell ausgedrückt: solche, die am nächsten beieinander liegen). Nun wird aus dem neuen Cluster das sog. *Medoid*, d. h. diejenige Kandidatenperiode ausgewählt, deren euklidische Distanz zu allen anderen Clustern am geringsten ist und als sog. *Zentroid* (visuell ausgedrückt: die Periode, die am ehesten der Mitte des Clusters entspricht) festgelegt. Danach können für das neu gebildete sowie alle verbleibenden Cluster die euklidischen Distanzen erneut berechnet und im Anschluss der Vorgang des Zusammenfassens wiederholt werden. Das Verfahren wird iterativ so lange durchgeführt, bis genau N_k (im obigen Beispiel $N_k = 8$) Cluster übrig bleiben. Für weitere Informationen hinsichtlich der genauen Methodik sei auf [126] verwiesen.

Abbildung 3.30 stellt die Lastzeitreihe des Jahres 2015, hier beispielhaft für Spanien, zunächst in Original und darunter in verschiedenen Aggregationsstufen als Wärmekartendiagramm (engl. *heat map*) dar. Darin ist auf der Abszisse der Tag des Jahres null-indiziert im Wertebereich $[0, 364]$ und auf der Ordinate die Stunde des Tages null-indiziert im Wertebereich $[0, 23]$ angegeben, während der eigentliche Lastwert anhand der rechts angegebenen Farbskala codiert wird. In dieser Darstellungsform sind sehr gut die Charakteristika der Originalzeitreihe wiedergegeben: Im Bereich der ersten und letzten Stunden des Tages ist die Last am niedrigsten (dunkelblau), während sie in den Vormittags- und Nachmittagsstunden am höchsten ist (gelb). Im jährlichen Verlauf sind sehr gut sowohl die regelmäßigen Niederlastphasen bedingt durch die Wochenenden und Feiertage (Weihnachtswoche, Ostern und Pfingsten) als auch Höchstlastphasen im Sommer bedingt durch Einsatz von Klimaanlage („Sommerpeak“) zu erkennen. Wird nun zu einem einzigen Cluster à 24 h aggregiert, so geht trivialerweise jede Variabilität im Jahresverlauf verloren, da nur ein Tag ein ganzes Jahr zu repräsentieren versucht. Wird die Anzahl der Cluster schrittweise bis auf acht erhöht, so ist zu erkennen, dass immer mehr der jährlichen Variabilität der Last repräsentiert werden kann – insbesondere die Wochenenden. Wird nun die Anzahl der Cluster auf vier verringert, jedoch die Periodendauer auf 72 h ($\hat{=}$ drei Tagen) erhöht, so können insbesondere die Lastspitzen in den Wintermonaten besser repräsentiert werden, allerdings geschieht dies auf Kosten der Repräsentation der Wochenenden und des Sommerpeaks. Wenn die Anzahl der Perioden

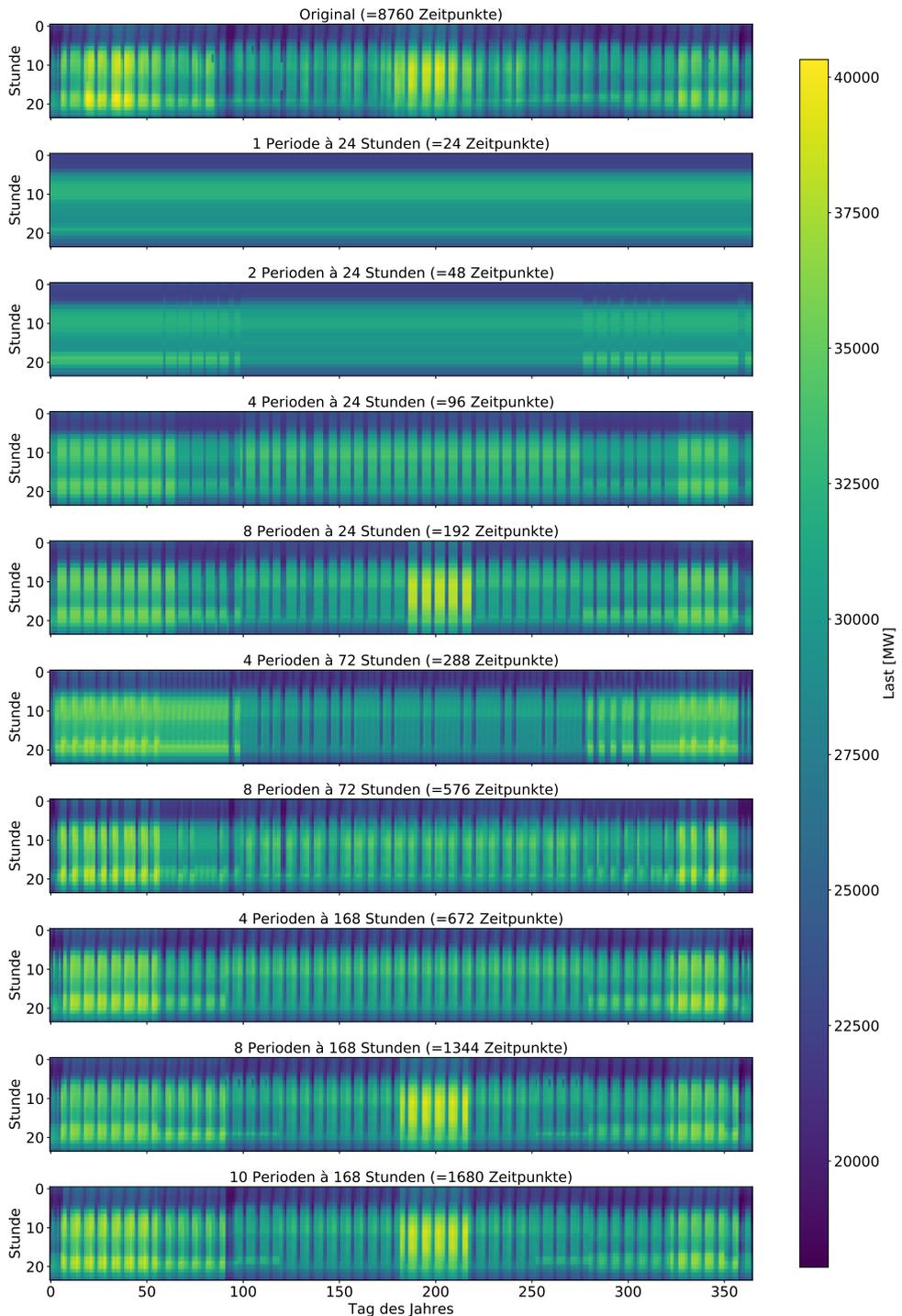


Abbildung 3.30: Vergleich verschiedener zeitlicher Aggregationsstufen der Lastzeitreihe von Spanien des Jahres 2015 [eigene Darstellung]

erneut erhöht wird, können auch die Wochenenden wieder besser repräsentiert werden. Eine noch bessere Repräsentation der Originalzeitreihe kann dadurch erreicht werden, dass die Periodendauer weiter auf 168 h ($\hat{=}$ einer Woche) gesteigert wird, da so die Lastspitzen verdeutlicht werden. Bei einer höheren Anzahl von Perioden sind schließlich nur noch sehr wenige Differenzen zur Originalzeitreihe erkennbar. Ähnliche Effekte sind ebenfalls für Wind- und Solarzeitreihen festzustellen; deren grafische Darstellungen befinden sich in Anhang B in den Abbildungen B.10, B.11 und B.12.

3.8.3 Auswahl einer Auflösung

Die finale Auswahl einer geeigneten Auflösung erfolgt basierend auf einem iterativen Verfahren, in dem die Modellergebnisse eines Testszenarios ohne jede Aggregation mit solchen mit verschiedenen Aggregationsstufen verglichen werden. Da dies entsprechend die Durchführung von Modellläufen erfordert, ist das Auswahlverfahren als Modellergebnis zu sehen und erfolgt somit in Unterkapitel 5.1. Weil für die Parametrierung der Speicher im nächsten Unterkapitel 3.9 jedoch die Kenntnis der Modellauflösung erforderlich ist, sei an dieser Stelle vorweggenommen, dass eine Auflösung von 8 Typwochen à 168 h ausgewählt wird.

3.9 Parametrierung der Speicher

Die in Unterkapitel 3.3 beschriebene Abbildung des europäischen Kraftwerksparks umfasst neben konventionellen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten auch explizit PSWs. Gemäß [127] wurde als Wälzwirkungsgrad einheitlich

$$\eta_{PSW} = \eta_{Turbine}^{PSW} \cdot \eta_{Pumpe}^{PSW} = 0,75 \quad (3.11)$$

festgelegt und umfasst damit sowohl die Verluste beim Einspeichern („Pumpen“) als auch beim Ausspeichern („Turbinieren“). Für eine realitätsgetreue Abbildung des Speicherbetriebs ist neben der elektrischen Leistungskapazität der Turbinen und Pumpen P_{PSW} in [MW] die Kenntnis über energetische Speicherkapazität E_{stor} in [MWh] erforderlich. Diese hängt von den zugehörigen Größen der Unter- und Oberbecken ab und variiert stark von Speicher zu Speicher, je nachdem, ob es sich um kleinere, meist künstlich angelegte (Einzel-)Becken wie zum Beispiel im PUMPSPEICHERKRAFTWERK GEESTHACHT bei Hamburg [128] oder um große,

Tabelle 3.8: Relative Speicherkapazitäten und AFC-Werte für Pumpspeicherkraftwerke (PSWs). Staaten ohne bestehende PSWs (z. B. DK) sind nicht aufgeführt.
[eigene Ermittlung basierend auf [127]]

| Länder- kürzel | P_T^{PSW} [GW _{el}] | P_P^{PSW} [GW _{el}] | E_{stor} [GWh] | e_{stor} [h] | AFC [–] |
|-------------------|------------------------------------|------------------------------------|---------------------|-------------------|------------|
| AT | 4,051 | 3,246 | 132,41 | 32,685757 | 0,194558 |
| BE | 1,301 | 1,196 | 5,71 | 4,388932 | 0,026125 |
| BG | 1,399 | 0,930 | 11,13 | 7,955683 | 0,047355 |
| CH | 2,291 | 1,512 | 311,48 | 135,958097 | 0,809274 |
| CZ | 1,119 | 1,145 | 5,72 | 4,995633 | 0,029736 |
| DE | 6,805 | 6,417 | 39,12 | 5,748714 | 0,034219 |
| ES | 6,358 | 5,859 | 70,00 | 11,009751 | 0,065534 |
| FR | 5,512 | 4,317 | 83,37 | 15,125181 | 0,090031 |
| GB | 2,788 | 2,650 | 26,70 | 9,576758 | 0,057005 |
| GR | 0,735 | 0,735 | 4,97 | 6,761905 | 0,040249 |
| HR | 0,281 | 0,246 | 2,34 | 8,327402 | 0,049568 |
| IE | 0,292 | 0,292 | 1,80 | 6,164384 | 0,036693 |
| IT | 7,833 | 7,640 | 68,27 | 8,715690 | 0,051879 |
| LT | 0,900 | 0,880 | 10,80 | 12,000000 | 0,071429 |
| LU | 1,296 | 1,050 | 4,92 | 3,796296 | 0,022597 |
| NO | 1,273 | 0,892 | 399,39 | 313,739199 | 1,000000 |
| PL | 1,757 | 1,647 | 7,96 | 4,530450 | 0,026967 |
| PT | 1,279 | 1,279 | 40,77 | 31,876466 | 0,189741 |
| RO | 0,285 | 0,200 | 10,20 | 35,789474 | 0,213033 |
| SE | 0,091 | 0,091 | 72,12 | 792,527473 | 1,000000 |
| SI | 0,185 | 0,180 | 0,50 | 2,702703 | 0,016088 |
| SK | 1,016 | 0,790 | 3,63 | 3,572835 | 0,021267 |

meist natürliche Seen bzw. Talsperren oder ganze Verbünde in bergigen Regionen wie zum Beispiel das SCHLUCHSEEWERK im Schwarzwald [129] handelt.

Da die Abbildung der Speicher – genau wie bei den reinen Energieerzeugungseinheiten – länderweise aggregiert erfolgt, müssen deren Speicherkapazitäten ebenfalls länderweise aggregiert werden. Dazu bietet sich die relative Speicherkapazität

$$e_{stor} = \frac{E_{stor}}{\max(P_T^{PSW}, P_P^{PSW})} \quad \left[\frac{\text{MWh}}{\text{MW}} = h \right] \quad (3.12)$$

an, die als die maximale Anzahl der Volllaststunden eines Zyklus interpretiert werden kann, bis dieser einmal vollständig gefüllt bzw. entleert ist. Wie in Abschnitt 3.8.3 bereits beschrieben, wird eine zeitliche Auflösung von 8 Typwochen à 168 h ausgewählt. Entsprechend kann der energieträgerspezifische Verfügbarkeitsfaktor (engl. *availability factor (commodity-specific)*) (AFC) als Verhältnis

$$\text{AFC} = \frac{e_{stor}}{168h} \quad [-] \quad (3.13)$$

berechnet und in die Modellbildung integriert werden. Während in Ländern mit vergleichsweise vielen künstlich angelegten Pumpspeicherbecken (z. B. in Deutschland) die relative Speicherkapazität mit 5 – 10 h recht gering ist, ist diese in alpinen Staaten (in Österreich und der Schweiz) sowie im skandinavischen Raum (v. a. in Norwegen) mit einigen hundert Stunden deutlich höher. Tabelle 3.8 zeigt die teilweise aus [127] entnommenen Daten sowie die berechneten relativen Speicherkapazitäten und den daraus errechneten AFC.

3.10 Grenzübergreifende Stromaustausche

Die grenzübergreifenden Stromaustausche in der Modellbildung werden in interne und externe Austausche unterschieden. Als modellinterne Austausche werden damit solche zwischen zwei modellierten Regionen bezeichnet (z. B. zwischen Frankreich und Deutschland) und in Abschnitt 3.10.1 erläutert. Modelle externe Austausche hingegen bezeichnen Strombezüge zwischen je einer modellierten und einer nicht-modellierten Region (beispielsweise zwischen Estland und Russland), diese werden in Abschnitt 3.10.2 beschrieben.

3.10.1 Modellinterne Austausche

Die grenzübergreifenden Übertragungskapazitäten zwischen den modellierten Regionen werden in Form von obereren Austauschschranken, sog. *Net Transfer Capacities* (NTCs) abgebildet.¹⁸ Diese werden für benachbarte und durch das europäische Übertragungsnetz miteinander verbundene Regionen für das Jahr 2010 in [131] angegeben.¹⁹ Der in Zukunft geplante Netzausbau wird für die Jahre 2020 und 2030 extern vorgegeben, wie im TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2016 (TYNDP 2016) [110] beschrieben. Für die beiden dazwischen liegenden Modelljahre 2015 und 2025 werden die Werte entsprechend linear interpoliert. Jenseits des Meilensteinjahres 2035 werden die Werte konstant fortgeschrieben. Dem Marktgeschehen an den Strombörsen entsprechend werden für Austausche zwischen den modellierten Regionen keine Kosten angesetzt, da diese in der Realität im Rahmen der von den Übertragungsnetzbetreibern (engl. *transmission system operators*) (TSOs) bzw. regionalen Sicherheitskoordinatoren (engl. *regional security coordinators*) (RSCs) täglich neu festgelegten Übertragungskapazitäten [132] frei grenzübergreifend Strom handeln können. Tabelle A.5 im Anhang listet die angesetzten NTCs je Regionenpaar für alle Modelljahre auf.

Um den dem Modell nachgeschalteten Optimierer anzureizen, bei sonst gleichen Bedingungen Kapazitäten zunächst in der Region der anfallenden Last zuzubauen, werden pauschale Netzverluste in Höhe von 2 % angesetzt. Diese erweisen sich im Rahmen der Kalibrierung des Modells (vgl. Abschnitt 3.13) als zielführend und orientieren sich an der Angabe in [72].

3.10.2 Modellexterne Austausche

Zusätzlich zu den modellinternen Austauschen können die in den Randgebieten liegenden Regionen Strom aus externen, d. h. nicht-modellierten Regionen beziehen. Diese sind ebenfalls mit NTCs parametrisiert, jedoch im direkten Gegensatz zu den internen Austauschen mit Strom-

¹⁸ Das NTC-Verfahren hat den Vorteil, dass es keine aufwendigen Rechenalgorithmen erfordert und daher einfach anwendbar ist. In der europäischen Energiewirtschaft wird das NTC-Verfahren für kurzfristige Berechnungen schrittweise durch ein aufwendigeres, lastflussbasiertes Verfahren abgelöst, das eine genauere Berechnung der Übertragungskapazitäten ermöglicht und somit zu einer höheren volkswirtschaftlichen Wohlfahrt beiträgt [130]. Dieses steht allerdings für langfristige Zeithorizonte nicht zur Verfügung.

¹⁹ Als ingenieurmäßige Abschätzung zur sicheren Seite werden hier bewusst die Werte des Sommers 2010 angesetzt, die im Regelfall niedriger sind als solche im Winter. Zum einen liegt dies darin begründet, dass der Leitungswiderstand bei wärmeren Umgebungstemperaturen im Sommer höher ist als im Winter. Zum anderen müssen die Freileitungen immer einen Mindestabstand zum Boden einhalten: Im Sommer längen sich die Leitungen aufgrund der Außentemperaturen mehr, somit ist der thermische Spielraum zur Erhitzung der Leitung und damit die Stromtragfähigkeit geringer.

bezugs-kosten beaufschlagt. Diese sind als Parameter anzusetzen und werden mit $150 \frac{\text{€}_{2010}}{\text{MWh}}$ im Bereich der Spitzenlastpreise²⁰ und damit vergleichsweise hoch angesetzt, um den dem Modell nachgeschalteten Optimierer anzureizen, zunächst alle internen Versorgungs- und Zubaumöglichkeiten auszuschöpfen und einen Strombezug aus externen Regionen möglichst gering zu halten. Dies entspricht den realen Gegebenheiten, da die Jahressumme aller externen Importe in den modellierten Regionen im Jahr 2015 nur 0,4 %²¹ der Gesamtnachfrage betrug und somit als vernachlässigbar klein angesehen werden kann. Tabelle A.6 im Anhang listet die externen NTCs auf.

3.11 Ökonomische Parameter

In diesem Unterkapitel werden die wichtigsten ökonomischen Eingangsparameter mitsamt den Quellen, aus denen sie entnommen wurden, vorgestellt. Diese sind v. a. Brennstoff- und Zertifikatspreise, Investitions- und Betriebskosten sowie die verwendeten Zinssätze. Alle ange-setzten Preise bzw. Kosten sind Realpreise bzw. Realkosten umgerechnet und abdiskontiert²² auf €₂₀₁₀.

3.11.1 Primärenergieträger- und Zertifikatspreise

Die Preise für Primärenergieträger (PE), auch kurz als Brennstoffpreise bezeichnet, sowie für CO₂-Zertifikate werden exogen vorgegeben. Die Preise für die drei PE Erdöl, Erdgas und Steinkohle sowie CO₂-Zertifikate werden aus den drei Szenarien des WORLD ENERGY OUTLOOK 2016 [133] entnommen und sind in Abbildung 3.31 dargestellt. Da im Rahmen dieser Arbeit die Effekte von Klimavariabilität und -wandel untersucht werden sollen, von denen insbesondere dargebotsabhängige EE betroffen sind, wird für die CO₂- und Brennstoffpreise das 450 Scenario angesetzt, da darin ab dem Jahre 2025 die Zertifikatspreise stark ansteigen, um so modellseitig einen forcierten Zubau von EE anzureizen. Im Zuge einer Parameterva-

²⁰ Beispielsweise betrug der Großhandelspreis für das Marktgebiet DE/AT/LU am 24.01.2017 um 07:00 Uhr $163,52 \frac{\text{€}_{2010}}{\text{MWh}}$ während der Preis im Jahresdurchschnitt bei $34,19 \frac{\text{€}_{2010}}{\text{MWh}}$ lag [82].

²¹ 11,911 TWh [72] von 3 183,9 TWh, siehe Tabelle A.4

²² Sofern vorhanden erfolgt die Wechselkursumrechnung und Abdiskontierung auf Basis angegebener Werte in den jeweiligen Quellen: Beispielsweise sind im WORLD ENERGY OUTLOOK 2016 [133] die Umrechnungskurse von \$₂₀₁₅ in diverse andere Währungen, u. a. auch €₂₀₁₅, angegeben. Anderenfalls erfolgt die Umrechnung auf Basis der Wechselkursstabellen der europäischen Statistikbehörde EUROSTAT [134] und die Diskontierung auf Basis der Konsumentenpreisindextabellen der OECD [135].

riation wird das *Current Policies Scenario (CPS)* als Szenario niedriger CO₂-Zertifikatspreise angesetzt. Alle Werte inklusive Einheitentransformation, Wechselkursumrechnung sowie Diskontierung sind in Tabelle A.7 aufgeführt. Gemäß EWI KÖLN [86] werden einheitlich für Braunkohle $0,374 \frac{\text{€}_{2010}}{\text{GJ}}$ und für Kernenergie in 2015 ein Preis von $0,922 \frac{\text{€}_{2010}}{\text{GJ}}$ bzw. ab 2020 ein Preis von $0,882 \frac{\text{€}_{2010}}{\text{GJ}}$ angesetzt. Da Biomasse- und Biogasanlagen meist mit Abfallprodukten der Land- und Forstwirtschaft betrieben werden, liegen deren Brennstoffkosten zwar nahe null, jedoch sind diese nicht gleich null wie bei den ausschließlich dargebotsabhängigen Wasser-, Wind- und Solaranlagen. Aus diesem Grunde wird ein synthetischer Preis von $1,0 \frac{\text{€}_{2010}}{\text{MWh}_{th}}$ angenommen, dieser entspricht $0,278 \frac{\text{€}_{2010}}{\text{GJ}}$ und liegt damit unterhalb der o. g. Kosten für Braunkohle.

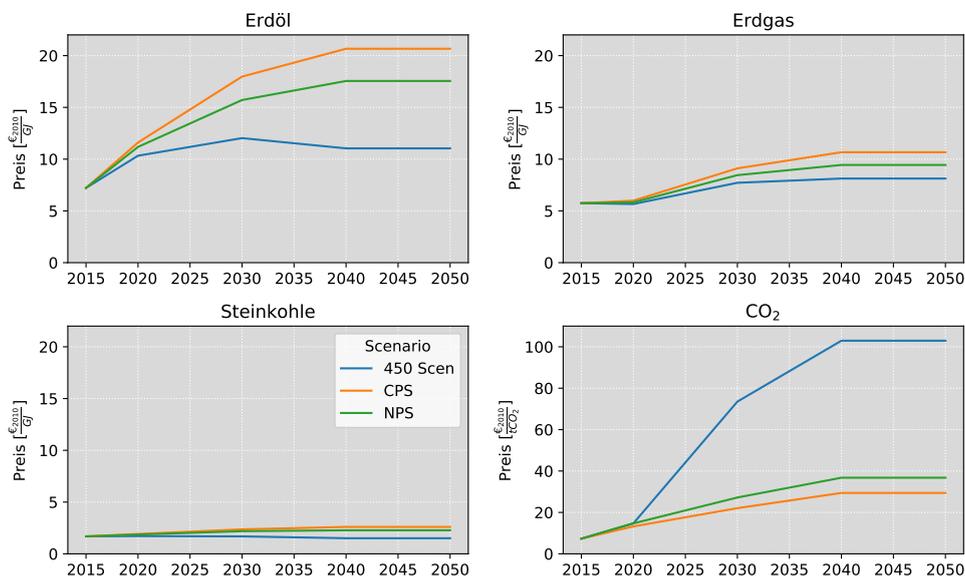


Abbildung 3.31: Angenommene Entwicklung der Primärenergieträger- und Zertifikatspreise. Die identische Skalierung der Ordinate für Erdöl, Erdgas und Steinkohle wird bewusst gewählt, um die sich vergrößernden Preisunterschiede zwischen diesen drei Primärenergieträgern zu verdeutlichen. [eigene Darstellung basierend auf [133]]

3.11.2 Investitions-, Betriebs- und Rückbaukosten

Die Investitions- und fixen Betriebskosten sind ebenfalls exogen vorzugeben und werden aus der Dokumentation des JRC TIMES MODEL [27] sowie den IRENA-Studien THE POWER TO

CHANGE [136] und RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2014 [87] zusammengestellt. Während die Rückbaukosten von Kernkraftwerken bereits seit einigen Jahren in den Fokus der Öffentlichkeit gerückt sind [137, 138, 139], so finden sich kaum einschlägige Literaturquellen, die die Rückbaukosten anderer Technologien quantifizieren. Die IEA sowie die NUKLEARE ENERGIEAGENTUR (engl. *Nuclear Energy Agency*) (NEA) innerhalb der ORGANISATION FÜR WIRTSCHAFTLICHE ZUSAMMENARBEIT UND ENTWICKLUNG (engl. *Organisation for Economic Co-operation and Development*) (OECD) schätzen jedoch in der Studie *Projected Costs of Generating Electricity* [140] ab, dass die Rückbaukosten von Kernkraftwerken um den Faktor drei höher liegen als bei anderen Technologien. Daher werden jene von Kernkraftwerken im Zuge der Modellbildung berücksichtigt: Die NEA gibt in der Studie *Decommissioning Nuclear Power Plants: Policies, Strategies and Costs* [138] für Druckwasserreaktoren (DWR) und Wasser-Wasser-Energie-Reaktoren (WWER) mittlere Rückbaukosten i. H. v. $325 \frac{\$_{2001}}{kW}$ ($\approx 437,37 \frac{\text{€}_{2010}}{kW}$) und für Siedewasserreaktoren (SWR) Rückbaukosten i. H. v. $420 \frac{\$_{2001}}{kW}$ ($\approx 565,21 \frac{\text{€}_{2010}}{kW}$) an. Unter der Annahme, dass der Anteil von DWR/WWER in Europa bei ca. 80 % und der von SWR bei ca. 20 % liegt, werden im gewichteten Mittel Rückbaukosten i. H. v. $462,94 \frac{\text{€}_{2010}}{kW}$ angesetzt.

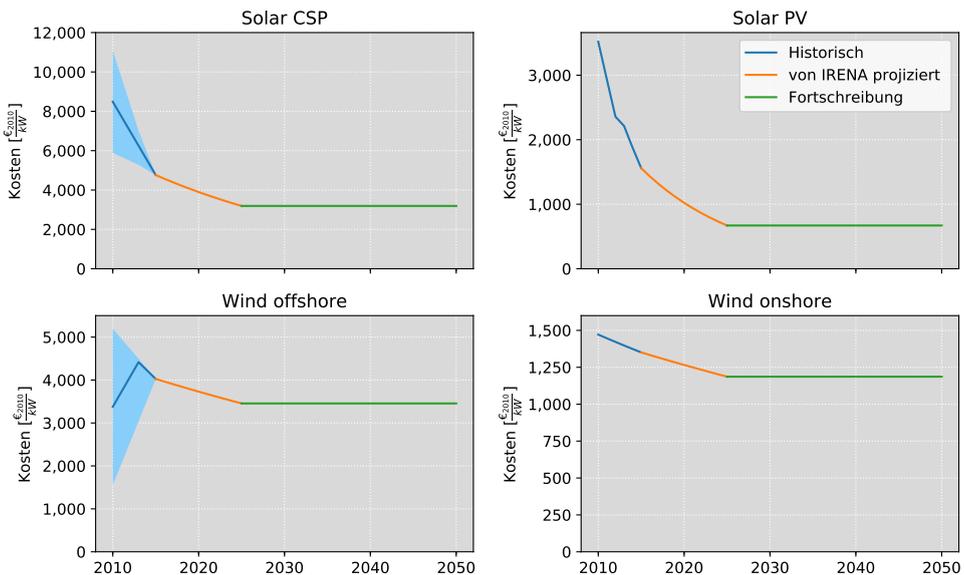


Abbildung 3.32: Historische und projizierte Investitionskosten für die vier dargebotsabhängigen Solar- und Wind-Technologien [eigene Darstellung basierend auf [136, 141]]

In den letzten Jahren haben sich die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien – vor allem die Photovoltaik und die Windenergie – von Nischentechnologien zu immer wettbewerbsfähigeren Erzeugungssystemen gewandelt, im Zuge dessen es zu einem beachtlichen Rückgang der Investitions- und Stromgestehungskosten gekommen ist [136, 142]. Während gemäß IRENA [136] die globalen gewichteten mittleren Kosten für PV-Anlagensysteme im Jahr 2009 noch im Bereich von $5000 \frac{\text{\$}_{2015}}{\text{kW}}$ lagen, waren diese im Jahr 2015 bereits auf ca. $1800 \frac{\text{\$}_{2015}}{\text{kW}}$ abgesunken. In der o. g. Studie wird weiterhin prognostiziert, dass sich dieser rückläufige Trend noch mindestens bis zum Jahr 2025 fortsetzen wird. Abbildung 3.32 stellt die historischen, von der IRENA bis zum Jahr 2025 prognostizierten sowie ab diesem Zeitpunkt fortgeschriebenen Kosten für die vier dargebotsabhängigen Solar- und Wind-Technologien dar. Für CSP- und Offshoreanlagen liegen zwischen 2010 und 2015 aufgrund der vergleichsweise jungen Entwicklung der Technologie noch keine global gewichteten Mittelwerte vor. Stattdessen weisen diese einzelfallabhängig weite Preisspannen auf, die durch die umgebenden Flächen dargestellt werden. Bei der Offshorewindenergie sind die Kosten sogar bis ca. 2012/2013 gestiegen, was vorrangig auf die Erschließung tieferer Gewässer und auf von Häfen weiter entfernten Standorten zurückzuführen ist [136], und gehen seitdem zurück.

Die Tabellen A.8 und A.9 im Anhang stellen alle Kosten je Energieträger und Technologie für verschiedene Jahre dar. In Jahren ohne explizit angegebenen Wert wird interpoliert oder der erste bzw. letzte bekannte Wert vor- bzw. fortgeschrieben.

3.11.3 Angenommene Zinssätze

Zu unterscheiden sind die soziale Diskontrate (engl. *social discount rate*) und die technologie-spezifischen internen Zinsfüße (engl. *internal rates of return*), die auch als Risikoaufschläge (engl. *hurdle rates*) bezeichnet werden. Die soziale Diskontrate ist ein Instrument der Kosten-Nutzen-Analyse und dient dazu, Kosten und Nutzen, die in verschiedenen Zeiträumen auftreten, vergleichbar zu machen [143]. Als soziale Diskontrate wird gemäß [27] einheitlich $r = 5\%$ angesetzt. Die technologie-spezifischen Risikoaufschläge hingegen reflektieren die Sicht eines privaten Investors, der eine zukünftige Mindestrendite für seine heutige Investition in eine Technologie erzielen möchte. Der Kapitalwert (engl. *net present value (NPV)*) der Investition muss größer null sein, damit sich die Investition für ihn lohnt. Je höher das Risiko der Investition, umso höher ist entsprechend der interne Zinsfuß [144]. Beispielsweise werden die Kernenergie, wegen des Risikos eines nuklearen Unfalls, oder die Geothermie und

Wind offshore, als noch vergleichsweise junge Technologien, mit höheren Risikoaufschlägen parametrisiert als bekannte und bewährte Technologien wie Braun- und Steinkohlekraftwerke. Tabelle 3.9 stellt die angesetzten Risikoaufschläge dar.

Tabelle 3.9: Technologie-spezifische Risikoaufschläge nach Mittelung gemäß [144]

| Technologie | Hurdle Rate [%] | Technologie | Hurdle Rate [%] |
|--------------|-----------------|-----------------------|-----------------|
| Bioenergie | 9,75 | PV | 7,50 |
| Braunkohle | 5,00 | Solarthermie | 8,30 |
| Erdgas (GT) | 6,00 | Steinkohle | 5,00 |
| Erdgas (GuD) | 6,00 | Wasser (Laufwasser) | 7,50 |
| Erdgas (ST) | 7,50 | Wasser (Pumpspeicher) | 7,00 |
| Geothermie | 10,00 | Wasser (Speicher) | 7,00 |
| Kernenergie | 11,00 | Wind (Offshore) | 12,00 |
| Öl | 5,00 | Wind (Onshore) | 8,50 |

3.12 Physikalisch-technische Parameter

In diesem Unterkapitel werden alle Parameter eingeführt, die physikalisch-technischer Natur sind, jedoch in den bisherigen Unterkapiteln und Abschnitten noch nicht behandelt wurden.

3.12.1 Verfügbarkeitsfaktoren

Die jährlichen Verfügbarkeitsfaktoren (engl. *availability factors annually*) (AFA) stellen das Verhältnis aus der oberen Grenze der Arbeit und der theoretisch maximal verrichtbaren Arbeit (d. h. bei ununterbrochenem Volllastbetrieb) dar, es handelt sich also um eine Begrenzung der Arbeitsverfügbarkeit²³:

$$\text{AFA} = \frac{W_{el}}{W_{el}^{max}} \quad (3.14)$$

²³ In energiewirtschaftlicher Fachliteratur wird oft zwischen Arbeits- und Zeitverfügbarkeit unterschieden. Während erstere auf eine Beschränkung der jährlich verrichtbaren Arbeit abzielt, meint letztere eine Beschränkung der im Jahr zur Verfügung stehenden Arbeitsstunden [75]. Die Abbildung der Zeitverfügbarkeit ist v. a. in Modellen mit kraftwerksscharfer Abbildung (vgl. Abschnitt 2.2.4) von Bedeutung, jedoch aufgrund der zeitlichen Überlagerungseffekte in einem aggregierten Ausbauplanungsmodell nicht erforderlich.

Die Verringerungen vom durchgängigem Betrieb sind teilweise technischer Natur – bedingt durch Wartungsintervalle, den Austausch von Brennelementen in Kernkraftwerken, Störungen oder sonstige Vorkommnisse – und teilweise ökonomischer Natur – z. B. einem hauptsächlichlichen Einsatz als Spitzenlast- oder Reservetechnologie, wie zum Abgabezeitpunkt bei Gaskraftwerken zu beobachten. Streng genommen handelt es sich also um eine Mischform aus technischem und ökonomischem Parameter.

Der jährliche Mittelwert der aus Unterkapitel 3.5 bekannten CFs ist entsprechend mit den AFA vergleichbar. Diese werden zunächst – mit Ausnahme des Energieträgers „Sonstige“ – aus einschlägiger Literatur [27, 145, 146] entnommen und im Zuge der Kalibrierung des Modells (siehe Unterkapitel 3.13) länderspezifisch angepasst. Tabelle 3.10 stellt die zusammengestellten Literaturwerte dar.

Tabelle 3.10: technologie-spezifische Verfügbarkeitsfaktoren [27, 145, 146]

| Energieträger | Technologie | AFA [-] | max. Betriebsstunden [$\frac{h}{a}$] |
|---------------|-------------|---------|--|
| Abfall | generisch | 0,9 | 7 884 |
| Bioenergie | generisch | 0,8 | 7 008 |
| Braunkohle | Nicht-KWK | 0,8 | 7 008 |
| | KWK | 0,9 | 7 884 |
| Erdgas | GuD | 0,6 | 5 256 |
| | GuD, KWK | 0,9 | 7 884 |
| | GT | 0,2 | 1 752 |
| | DT | 0,5 | 4 380 |
| | DT, KWK | 0,9 | 7 884 |
| Geothermie | generisch | 0,9 | 7 884 |
| Kernenergie | generisch | 0,8 | 7 008 |
| Öl | generisch | 0,2 | 1 752 |
| Sonstige | generisch | 0,1 | 876 |
| Steinkohle | Nicht-KWK | 0,8 | 7 008 |
| | KWK | 0,9 | 7 884 |
| Wasser | Speicher-KW | 0,3 | 2 628 |
| | Laufwasser | 0,4 | 3 504 |

3.12.2 Wirkungsgrade

Der Wirkungsgrad η stellt allgemein das Verhältnis aus Nutzen und dem zugehörigen Aufwand dar. Im Falle von thermischen Kraftwerken wird der Nettowirkungsgrad entsprechend definiert als elektrische Nettoleistung P_{el} im Verhältnis zum Aufwand aus entweder chemisch gebundener (dem sog. Heizwert H_u) oder – im Falle von Kernkraftwerken (KKW) – durch Kernspaltung freigesetzter (dem sog. Abbrand B) spezifischer Energie multipliziert mit dem Brennstoffmassenstrom \dot{m}_B :

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_B \cdot H_u} \quad \text{bzw.} \quad \eta_{el}^{KKW} = \frac{P_{el}^{KKW}}{\dot{m}_B \cdot B} \quad (3.15)$$

Anders verhält es sich bei den dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien: Im Falle der Windenergie wird der Aufwand nicht als Brennstoffverbrauch definiert, sondern als Differenz der im Wind enthaltenen kinetischen Leistung vor und hinter der Windenergieanlage. Im Falle der Photovoltaik wird der Aufwand als die Leistung der auf die Kollektorfläche fallenden solaren Einstrahlung angesetzt. Da sowohl der in der Atmosphäre auftretende Wind als auch die auf die Erde treffende solare Einstrahlung natürliche Ressourcen sind, für die keine Kosten anfallen, sind diese nicht in der Modellbildung enthalten. Dementsprechend werden für diese auch keine Wirkungsgrade definiert, denn deren variable Einspeisung wird bereits über die Kapazitätsfaktoren (vgl. Unterkapitel 3.5) bzw. im Falle der Wasserkraft über die Verfügbarkeitsfaktoren (vgl. Abschnitt 3.12.1) eingeschränkt. Umgekehrt bedeutet dies, dass die technischen Wirkungsgrade nur für jene Technologien angesetzt werden, die durch einen sich verbrauchenden Primärenergieträger gespeist werden. Tabelle 3.11 listet die Werte auf, die für einzelne Länder und Technologien im Laufe der Kalibrierung angepasst werden (vgl. Unterkapitel 3.13).

3.12.3 CO₂-Emissionsfaktoren

Im Kyoto-Protokoll sind neben Kohlenstoffdioxid (CO₂) weitere klimarelevante Gase wie Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆) genannt [147]. Durch die Verbrennung fossiler PE – d. h. hauptsächlich Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Erdöl – zur Energiegewinnung entstehen jedoch hauptsächlich CO₂-Emissionen, neben anderen Ar-

Tabelle 3.11: Elektrische Wirkungsgrade verschiedener Technologien mit zugehörigen KWK-Werten in Klammern gemäß [27]

| Technologie | Wirkungsgrad [%] | Technologie | Wirkungsgrad [%] |
|--------------|------------------|-----------------------|------------------|
| Bioenergie | 40 (28) | PV | — |
| Braunkohle | 35 (30) | Solarthermie | — |
| Erdgas (GT) | 45 (40) | Steinkohle | 37 (35) |
| Erdgas (GuD) | 58 (40) | Wasser (Laufwasser) | — |
| Erdgas (ST) | 31 (30) | Wasser (Pumpspeicher) | s. Unterkap. 3.9 |
| Geothermie | — | Wasser (Speicher) | — |
| Kernenergie | 33 | Wind (Offshore) | — |
| Öl | 25 (25) | Wind (Onshore) | — |

ten von lokalen Emissionen wie z. B. Quecksilber [148]. Die anderen o. g. klimarelevanten Gase stammen überwiegend aus anderen Wirtschaftssektoren: Methan entsteht bei dem Abbau organischen Materials unter Luftausschluss, d. h. insbesondere in der Land- und Forstwirtschaft. Lachgas entsteht durch den Abbau stickstoffhaltiger Verbindungen im Boden durch Mikroorganismen, beispielsweise bei dem Einsatz stickstoffhaltiger Düngemittel [147]. Abbildung 3.33 stellt die Treibhausgas (THG)-Emissionen der EU-28 des Energiesektors für Kohlenstoffdioxid, Methan und Distickstoffoxid dar. Darin ist zu erkennen, dass das hauptsächliche Treibhausgas des Energiesektors die CO₂-Emissionen sind, da die absoluten Beiträge von CH₄ um drei bzw. von N₂O um vier Größenordnungen unter denen von CO₂ liegen. Daraus folgt, dass, obwohl diese ein 28- bzw. 265-fach höheres Treibhauspotenzial (engl. *global warming potential*) (GWP) aufweisen [13], diese dennoch im Bereich der Stromerzeugung nur eine sehr untergeordnete Rolle spielen. Aus diesem Grunde werden im Rahmen der Modellbildung nur Emissionsfaktoren für CO₂ angesetzt.

Je höher der Wirkungsgrad eines Kraftwerks ist, umso geringer ist der Primärenergieverbrauch pro erzeugter kWh und in der Folge sein CO₂-Ausstoß. Tabelle 3.12 stellt die angesetzten Emissionsfaktoren für die o. g. PE dar, die aus einem Report des IPCC [150] entnommen wurden. Als Abschätzung zur sicheren Seite wird für den Energieträger „Sonstige“ der Faktor für Braunkohle angesetzt.

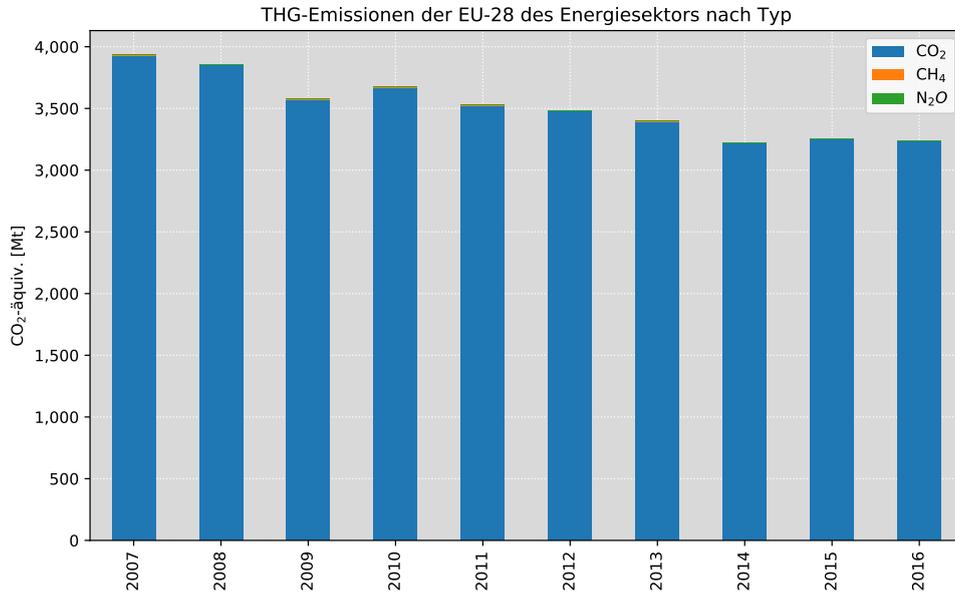


Abbildung 3.33: Treibhausgasemissionen der EU-28 des Energiesektors nach Typ
[eigene Darstellung basierend auf [149]]

Tabelle 3.12: CO₂-Emissionsfaktoren gemäß IPCC [150]

| Primärenergieträger | Emissionsfaktor $\left[\frac{\text{kg CO}_2}{\text{GJ}}\right]$ | $= \left[\frac{\text{kg CO}_2}{\text{MWh}_{th}}\right]$ |
|---------------------|---|---|
| Braunkohle | 101,2 | 364,32 |
| Steinkohle | 94,6 | 340,56 |
| Erdgas | 56,1 | 201,96 |
| Erdöl | 77,4 | 278,64 |

3.12.4 Kraftwerksrestriktionen

In stündlich oder unterstündlich aufgelösten Kraftwerkseinsatzsimulationen, die den Einsatz von Stromerzeugern kraftwerks- oder sogar blockscharf abbilden (vgl. Abschnitt 2.2.4), ist es erforderlich, spezifische Restriktionen einzuführen, um die technischen Charakteristika von thermischer Kraftwerke zu berücksichtigen. Dazu zählen u. a. Leistungsänderungsgeschwindigkeiten (sog. Leistungsgradienten), Mindestleistungen und Anfahrzeiten [151]. Da Erstere allesamt im unterstündlichen Bereich liegen²⁴, das Modell jedoch in repräsentative Stunden aufgelöst ist (vgl. Abschnitt 3.8.3) und darüber hinaus aggregierte Kapazitäten je Technologie angesetzt sind (vgl. Abschnitt 3.3.5), werden keine weiteren technischen Restriktionen angesetzt.

3.13 Kalibrierung des entwickelten Modells

Hinweis:

Zur Sicherung der guten wissenschaftlichen Praxis wird an dieser Stelle erwähnt, dass der nachfolgende Abschnitt in Teilen aus der vom Autor betreuten Bachelorarbeit [Maximilian Fein, 2018, „Kalibrierung eines Modells zur Erzeugungsausbauplanung des europäischen Elektrizitätssystems“, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH Aachen University, nicht veröffentlicht] übernommen wurde.

Energiesystem- und Elektrizitätsausbauplanungsmodelle berechnen einen szenariobasierten Entwicklungspfad zwischen einem Start- und einem in der Zukunft liegenden Zieljahr. Damit diese Projektion an einem realitätsnahen Ausgangspunkt beginnt, werden grundlegende Modellparameter so eingestellt, dass die Modellergebnisse mit statistischen Daten des Ausgangsjahres in weiten Teilen übereinstimmen. Dieser Vorgang wird als Kalibrierung bezeichnet und wird in mehreren Schritten durchgeführt. Zunächst liegen im Zuge einer intensiven Recherche für das Basisjahr statistische Daten je Land, je Primärenergieträger und je Technologie in mehreren Dimensionen vor. Dies sind insbesondere die installierten Erzeugungskapazitäten, die tatsächliche Stromerzeugung sowie die emittierten Treibhausgasmengen je Technologie. Danach werden diese Daten, die aus verschiedenen Quellen stammen können, ggf. umgerechnet und angepasst, um eine Vergleichbarkeit untereinander

²⁴ Selbst vergleichsweise träge Braunkohle- und Kernkraftwerke werden mit Leistungsgradienten von $3-5 \frac{\%P_{Nenn}}{min}$ angegeben. [151]

herzustellen. Anschließend werden eine Reihe verschiedener Vergleiche zwischen statistischen Daten und Modellergebnissen durchgeführt (grafischer Vergleich, Ermittlung des Bestimmtheitsmaßes sowie die Berechnung absoluter und relativer Differenzen), um danach eine geeignete Kalibrierungsstrategie festlegen zu können. Schließlich wird die Kalibrierung in einem iterativen Anpassungsverfahren der Modellparameter durchgeführt. Zu diesen Modellparametern zählen insbesondere die Verfügbarkeitsfaktoren je Land und Technologie, Wirkungsgrade und untere Speichereinsatzschranken.

Abbildung 3.34 stellt das finale Ergebnis der Kalibrierung des Startjahres 2015 dar. Wie zu erkennen ist, kann auf Basis der in Unterkapitel 3.3 hergeleiteten Kraftwerksdatenbank und anschließender Anpassung und Feinjustierung der relevanten Parameter eine sehr gute Übereinstimmung zwischen den Modellergebnissen (blaue Säulen) und der als Referenz verwendeten Statistik (*ENTSO-E Statistical Factsheet 2015* [72], vgl. auch Abschnitt 3.3.4, rote Säulen) erzielt werden. Bei den durch grüne Ellipsen hervorgehobenen Land/Technologie-Paaren weicht die angegebene Kraftwerkskapazität (vgl. Abbildung 3.8) bereits um mehr als 25 % nach unten oder nach oben von der Statistik ab, sodass keine sinnvolle Anpassung dieses Paares möglich ist und daher als für die Kalibrierung irrelevant aussortiert wurden. Methodikbedingt verbleiben dadurch für einige Gaskraftwerke Abweichungen, da die Nachfrage bereits in einzelnen Ländern durch eine günstigere Technologie, meist Steinkohle, die dort jedoch als irrelevant markiert wurde, gedeckt werden kann.

Im Anschluss an die Kalibrierung stellt sich im Zuge der Modellbildung die Frage, wie mit den für das Startjahr kalibrierten Modellparametern für die in der Zukunft liegenden Modelljahre umzugehen ist. Im ersten Extremfall könnten diese Parameter, insbesondere die Verfügbarkeitsfaktoren, für den gesamten Modellierungshorizont auf ihrem Kalibrierungswert fixiert bleiben. Im zweiten Extremfall würden diese direkt im nächsten Meilensteinjahr auf den ursprünglich angesetzten Literaturwert zurückgesetzt. Beide Vorgehensweisen erscheinen jedoch fragwürdig: Im ersten Fall würden sich jene Effekte über den gesamten Modellierungshorizont erstrecken, die spezifisch nur im Startjahr vorlagen, wie beispielsweise eine mit ca. 48 % sehr niedrige Arbeitsverfügbarkeit belgischer Kernkraftwerke im Jahr 2015 aufgrund vieler technischer Revisionen. Eine solche Fixierung erscheint zweifelhaft, da sich Ökonomie und politische Gegebenheiten im Laufe der Jahre in einem stetigen Wandel befinden. Im anderen Fall würden die länderspezifischen Charakteristika abrupt im nächsten Modelljahr verworfen, infolgedessen eine wenig seriös erscheinende Projektion entstünde, da

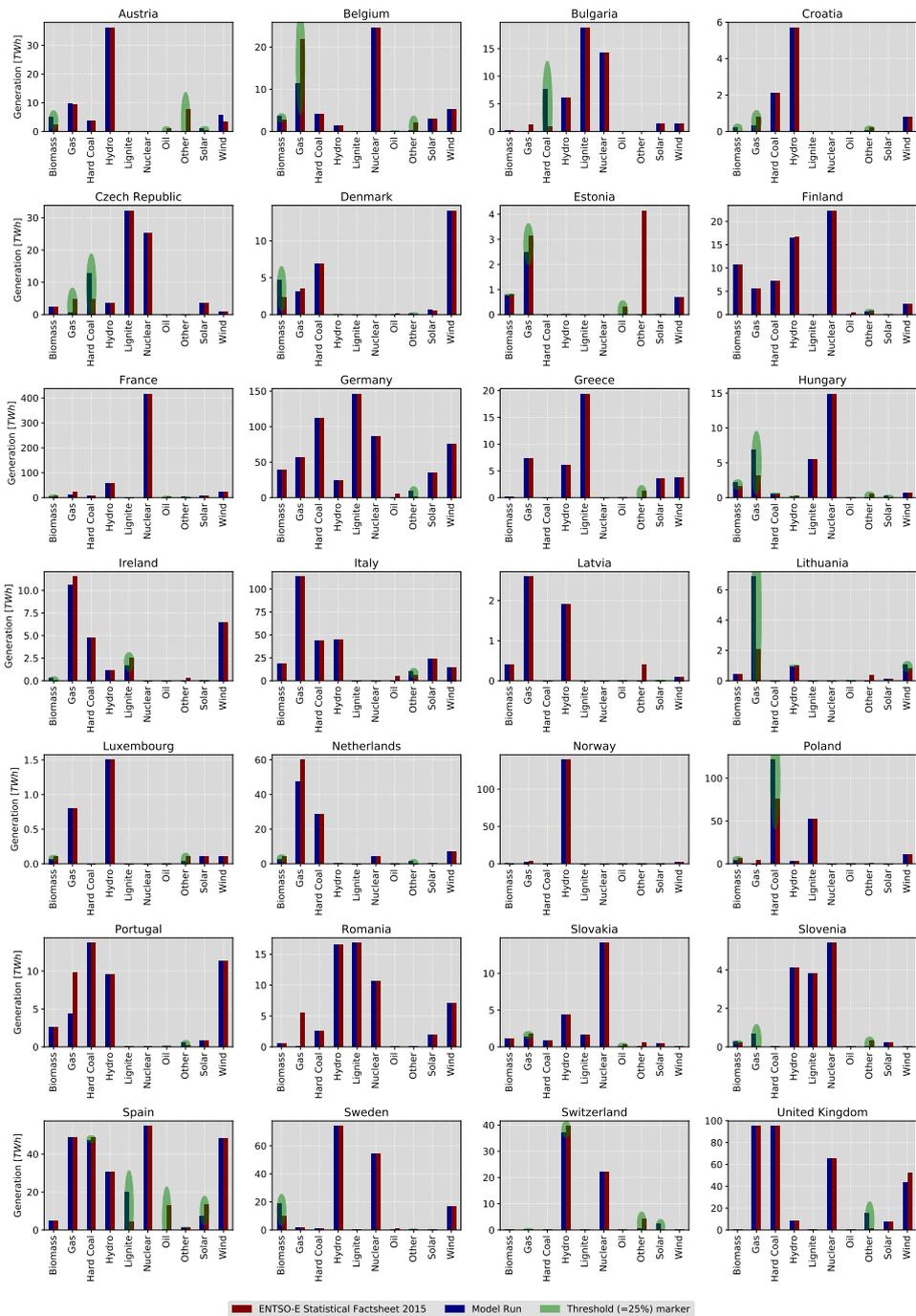


Abbildung 3.34: Endpunkt der Kalibrierung des Startjahres 2015 [eigene Darstellung]

sich zwischen Kalibrierungs- und nachfolgendem Meilensteinjahr signifikante Verschiebungen in der Zusammensetzung der Erzeugungsstruktur ergeben würden. Aus diesen Gründen wird hier ein Mittelweg zwischen diesen beiden Extremen gewählt. Zum einen erfolgt die Projektion der Nachfragen seitens TYNDP nur bis zum Jahre 2030, die anschließend konstant fortgeschrieben werden (siehe Unterkapitel 3.6). Zum anderen werden die Investitionskosten ab dem Jahre 2030 mit Ausnahme von Bioenergie nicht mehr variiert (vgl. Tabelle A.8). Darüber hinaus liegt das Jahr 2030 sehr nahe am zeitlichen Mittelpunkt des Projektionshorizonts (theoretisch 2032,5). Aus diesen drei genannten Gründen wurde 2030 als das Jahr festgelegt, an dem die kalibrierten Parameter wieder auf ihren ursprünglich angesetzten Literaturwert zurückgefallen sind. In den Jahren dazwischen werden die Werte von TIMES interpoliert. Die einzige Ausnahme von diesem Vorgehen stellt die Wasserkraft dar, da deren Werte landesspezifisch stark variieren und die geologischen Charakteristika der einzelnen Länder widerspiegeln. Somit wird eine Rückkehr zu einem fiktiven Literaturwert als nicht sinnvoll eingeschätzt, sondern stattdessen die im Zuge der Kalibrierung ermittelten Werte beibehalten.

3.14 Kritische Würdigung des entwickelten Modells

Bevor im nächsten Kapitel auf die Methodik zur Integration von Klimavariabilität und -wandel eingegangen wird, soll hier zunächst die Modellbildung reflektiert und kritisch gewürdigt werden.

Alle der im Zuge der Modellbildung eingesetzten Daten werden nach bestem Wissen und Gewissen aus möglichst aktuellen Quellen zusammengestellt. Bevor Daten in das Modell integriert werden können, sind diese zunächst zu analysieren und, wo möglich und sinnvoll, auf Plausibilität zu prüfen. Der hinter dieser Datenverwaltung stehende Aufwand ist beträchtlich. Um die Fehleranfälligkeit zu minimieren, wird die manuelle Bearbeitung von Daten auf ein absolutes Minimum reduziert und stattdessen der Großteil der Daten automatisiert verwaltet. Zu diesem Zweck wurde eigens für diese Modellbildung ein Werkzeug – genannt TIMPYPRO als Kurzform für *TIMES Python Processing Tool* – programmiert, das modellbezogene Daten einlesen, analysieren, bereinigen, transformieren, visualisieren und exportieren kann. Als Stärken dieser Modellbildung sind eine Reihe von Aspekten zu nennen: Zunächst baut das Modell auf einer **algorithmisch zusammengestellten Kraftwerksdatenbank** auf, dessen

Verfahren im Zuge einer institutsübergreifenden und mehrjährigen Zusammenarbeit erstellt, getestet und implementiert wurden – eine derart umfassende Abbildung und gegenseitige Prüfung der europäischen Erzeugungskapazitäten in einer Datenbank ist zum jetzigen Verfassungszeitpunkt einmalig. Darüber hinaus ist die vergleichsweise **hohe unterjährige zeitliche Auflösung** von acht Typwochen und damit 1 344 Zeitscheiben pro Modelljahr zu nennen, die weit über der meist üblichen Anzahl im Bereich von wenigen bis einigen hundert Zeitscheiben pro Jahr liegt (vgl. *Table 1* und *Table 2* in [152]). Weiterhin werden, wann immer möglich, **freie und offene Datenquellen** genutzt, um ein Maximum an Transparenz und Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten. Schließlich sei noch erwähnt, dass bereits in der Entwicklungsphase wichtige Vorkehrungen getroffen wurden, um dieses Erzeugungsausbauplanungsmodell im Anschluss an diese Arbeit zu einem Energiesystemmodell weiterentwickeln zu können (zu diesen Vorkehrungen zählt beispielsweise die Unterscheidung von reinen Stromerzeugungs- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen).

Eine **Validierung** – d. h. ein Vergleich von Modellergebnissen mit der Realität – ist bei Modellen, die Zukunftsprojektionen erstellen, naturgemäß nicht möglich, da niemand imstande sein kann, die Zukunft exakt vorherzusagen, siehe dazu auch [18]. Ein Abgleich mit der Realität ist ausschließlich für das Basisjahr 2015 möglich, da dieses in der Vergangenheit liegt, und wurde im Rahmen der **Kalibrierung** (vgl. Unterkapitel 3.13) detailliert durchgeführt. Die Grenzen dieser Kalibrierung liegen zum einen darin, dass nur eine brauchbare statistische Datenquelle als Referenz (*ENTSO-E Statistical Factsheet 2015* [72]) vorliegt und zum anderen, dass die Aufteilung der Energieträger und Technologien – z. B. „Sonstige“ – uneindeutig sein kann. Eine Kalibrierung kann daher auch nur als Annäherung einer unscharfen Realität aufgefasst werden. Für alle in der Zukunft liegenden Daten wäre zwar theoretisch eine **Verifizierung**, d. h. ein Vergleich mit anderen Modellergebnissen, denkbar – dies wäre jedoch nur dann sinnvoll, wenn das zum Vergleich herangezogene Modell mit den gleichen Eingangsdaten und Parametern betrieben werden würde. Da die mit diesem Modell getätigten Untersuchungen jedoch auf Basis eigens zusammengestellter und hergeleiteter Eingangsdaten getätigt werden, ist kein weiteres Modell bekannt, dessen Ergebnisse zur Verifikation herangezogen werden könnten.

Implizit enthält die Modellformulierung die makroökonomischen Annahmen, dass (a) perfekter Wettbewerb in einem vollkommenen Markt herrscht, (b) strategisches Investverhalten einzelner Staaten (z. B. um Technologieführerschaft zu erzielen) nicht stattfindet und (c) alle

Marktteilnehmer jederzeit über vollständige Information und perfekte Voraussicht verfügen, was als Benchmark für einen perfekten Markt nützlich sein kann. Weiterhin werden die demographischen Entwicklungen sowie die des Wirtschaftswachstums nicht explizit abgebildet, obgleich diese einen Einfluss auf den Stromverbrauch bzw. die ökonomische Leistungsfähigkeit (z. B. in Form von Investitionen in neue Technologien) der modellierten Staaten haben können. An dieser Stelle sei daher darauf hingewiesen, dass es sich um ein Modell handelt, das per Definition ein vereinfachtes Abbild eines realen, komplexen Systems darstellt [153], das die Realität bis zu einem gewissen Grad abstrahieren muss, um praktikabel einsetzbar zu sein. Dass die o. g. vereinfachenden Annahmen von Energiemodellen nicht vollständig mit der Realität in Einklang stehen können, ist daher nur die logische Konsequenz einer beabsichtigten Modellbildung.

4 Methodik zur Integration von Klimavariabilität und -wandel

In diesem Kapitel werden die Methoden zur Integration und Untersuchung klimatischer Einflüsse in den in Kapitel 3 vorgestellten Modellansatz beschrieben. Zunächst erfolgt dazu in Unterkapitel 4.1 die Integrationsmethodik von Klimavariabilität und in Unterkapitel 4.2 diejenige von Klimawandel mitsamt eines dazu entwickelten Regressionsmodells. Abschließend werden die Integrationsmethodiken in Unterkapitel 4.3 kritisch gewürdigt.

4.1 Integration von Klimavariabilität

Wie in Unterkapitel 2.3 beschrieben, wird unter Klimavariabilität die natürliche Veränderlichkeit der klimatischen Bedingungen an einem Ort über einen kurz- bis mittelfristigen Zeitraum, d. h. einigen Jahren bis wenigen Jahrzehnten verstanden. Beispielsweise existieren Jahre mit einem schwachen, mittleren oder starken Windaufkommen. Um ein windschwaches bzw. windstarkes und ein möglichst repräsentatives Jahr aus einer Menge von zur Verfügung stehenden Zeitreihen auszuwählen, bedarf es zunächst einer Aggregation und anschließender Klassifikation der länderweise stündlich aufgelösten Zeitreihen der Kapazitätsfaktoren von RENEWABLES.NINJA (vgl. Unterkapitel 3.5). In einem ersten Schritt wird pro Land für jedes Jahr der mittlere Kapazitätsfaktor berechnet. Um eine Einschätzung und Aussage darüber treffen zu können, ob es sich für Europa um ein eher windschwaches oder windstarkes Jahr handelt, muss für jedes Jahr ein möglichst aussagekräftiger Durchschnittswert über alle Länder ermittelt werden. Dabei stellt sich unmittelbar die Frage nach der Gewichtung der einzelnen Länder, die kontrovers diskutiert werden kann. Das Unterlassen einer Gewichtung ist gleichbedeutend mit einer Gleichgewichtung und erscheint nicht sinnvoll, da somit die Kapazitätsfaktoren eines sehr kleinen Landes wie beispielsweise Luxemburg mit der gleichen

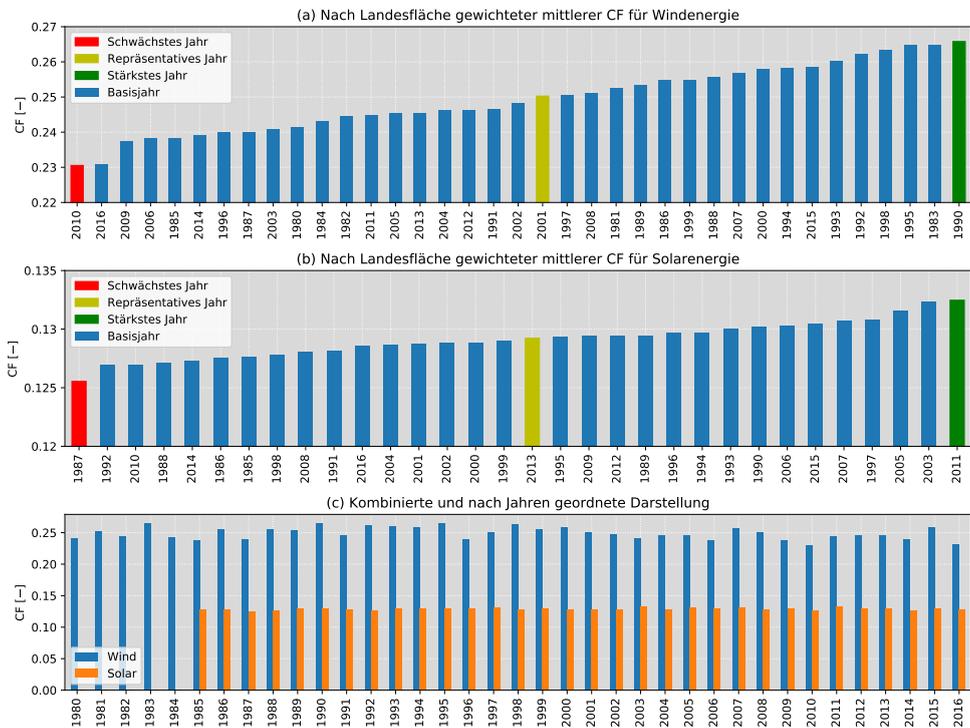


Abbildung 4.1: Bestimmung ausgewählter Jahre für die Variabilitätsuntersuchungen
[eigene Darstellung]

Gewichtung einfließen würden wie beispielsweise derjenigen von Frankreich oder Deutschland. Eine Gewichtung anhand bestehender installierter Kapazitäten wäre zwar denkbar, erscheint jedoch ebenfalls fragwürdig, da jene Länder, die bereits über einen hohen Bestand im Basisjahr verfügen, ein stärkeres Gewicht eingeräumt bekämen gegenüber solchen Ländern, die einen vergleichsweise niedrigen Bestand im Basisjahr haben, jedoch ansonsten vergleichbar wären. Genauso fragwürdig erscheint eine Gewichtung nach Population, da zum einen der Zubau auch über den bestehenden Bedarf der Bevölkerung im Sinne des Exports erfolgen kann und zum anderen der Zubau zumeist in der Fläche erfolgt. Entsprechend erscheint eine Gewichtung nach Landesfläche am sinnvollsten und wird im Folgenden verwendet. Dieses Verfahren gilt analog für die solaren Kapazitätsfaktoren. Somit kann für jedes Jahr ein über die Länder gewichteter mittlerer Kapazitätsfaktor bestimmt werden. Diese sind in Abbildung 4.1 in den beiden oberen Diagrammen mit unterschiedlich skalierten Ordinaten der Höhe nach geordnet dargestellt. Darin sind das schwächste Jahr in rot, das

stärkste Jahr in grün und das hier als repräsentativ festgelegte Jahr in gelb markiert. Zusätzlich ist das Basisjahr 2015 in diagonaler Musterung hervorgehoben. Im untersten Diagramm in Abbildung 4.1 sind die CF von Wind und Solar dagegen gemeinsam, bei null beginnender Ordinate und chronologisch dargestellt, um die unterschiedlichen Höhen und die jährliche Variabilität der beiden Zeitreihenarten zu verdeutlichen. Für das Basisjahr sind in allen Untersuchungen die Zeitreihen des Jahres 2015 anzusetzen, da ansonsten die erfolgte Kalibrierung (vgl. Unterkapitel 3.13) verworfen werden würde. Für die in der Zukunft liegenden Jahre werden die Zeitreihen der o. a. verschiedenen Jahre angesetzt und die Auswirkungen dessen auf die Modellergebnisse untersucht. Die zugehörige Analyse erfolgt im Ergebniskapitel 5.2.

4.2 Integration von Klimawandel

Zur Abbildung von Effekten, die auf den Klimawandel zurückzuführen sind, wird sowohl der Einfluss zukünftiger Außentemperaturen auf die vertikale Netzlast als auch der Einfluss zukünftiger Windgeschwindigkeiten auf die Windenergieerzeugung quantifiziert. Klimawandeleinflüsse auf die Erzeugung von PV-Anlagen werden explizit nicht untersucht, da diese gemäß JEREZ *et al.* [56] sehr begrenzt ausfallen. Zur weiteren Verwendung wurden die Eingangsdaten aus den drei in Unterkapitel 2.3 eingeführten Erdsystemmodellen – der Einfachheit halber im Folgenden kurz als ‘CNRM’, ‘IPSL’ und ‘MPI’ bezeichnet – mit jeweils drei RCPs (RCP 8.5, RCP 4.5 und RCP 2.6) alle für Europa herunterskaliert mit dem RCM RCA4 (vgl. Unterkapitel 2.3), von EURO-CORDEX entnommen. Einzig für das stringente Minde-

Abbild

| | | | |
|---------|------|------|-----|
| RCP 8.5 | ✓ | ✓ | ✓ |
| RCP 4.5 | ✓ | ✓ | ✓ |
| RCP 2.6 | | | ✓ |
| | CNRM | IPSL | MPI |

Abbildung 4.2: Untersuchungsmatrix aller ESM/RCP-Kombinationen [eigene Darstellung]

4.2.1 Heuristik zur Herleitung einstündig aufgelöster Zeitreihen

Die aus den Klimasimulationen stammenden Zeitreihen liegen in dreistündiger Auflösung vor (Stunden 0, 3, 6, 9 usw.). Damit diese in die bestehende Modellstruktur integriert werden können, müssen sie in einstündig aufgelöste Zeitreihen (Stunden 0, 1, 2, 3 usw.) umgewandelt werden. Durch dieses sog. *Resampling*¹ entstehen zwischen ursprünglich benachbarten Werten der Zeitreihe zwei neue Fehlstellen. Dies sind genau jene Werte, deren zugehöriger Zeitindex nicht ohne Rest durch drei teilbar ist (Stunden 1+2, 4+5, 7+8 usw.). Diese Lücken müssen mit einer zur Charakteristik des Signals möglichst gut passenden Methodik angenähert werden. Während dies auf einer stetigen Temperaturskala noch ohne Weiteres mit Mitteln der Interpolation möglich ist, müssen bei den CFs die Randbedingungen beachtet werden, da diese auf den Wertebereich zwischen null und eins skaliert sind. Dazu wurde ein dreistufiges Verfahren entwickelt:

Benachbarte Nullstunden beachten

Wenn in CF-Zeitreihen zwei fehlende Stundenwerte von jeweils zwei Nullen benachbart werden – dies kommt insbesondere in den Nachtstunden bei PV-Zeitreihen regelmäßig vor –, sind diese ebenfalls mit Nullen zu füllen. Dies ist wichtig, damit dort im nächsten Schritt keine von null abweichenden Werte – bedingt durch nichtlineare Interpolation – hineingeschrieben werden können.

Interpolation der Fehlstunden

Nun wird eine polynomielle Interpolation zweiter Ordnung (synonym: quadratische Interpolation) auf die verbleibenden Fehlstellen angewendet. Dieses Interpolationsverfahren hat sich – siehe nächster Unterabschnitt – als das Verfahren mit der geringsten Abweichung von der Originalzeitreihe herausgestellt.

Entfernung physikalisch unmöglicher Fragmente

Durch die im vorherigen Schritt festgelegte quadratische Interpolation können in CF-Zeitreihen an den Übergangsstellen zwischen positiven Werten und solchen gleich null negative

¹ Da der Begriff „Abtastratenkonvertierung“ sperrig erscheint, hat sich in der Signalverarbeitung das englische *Resampling* (Langform: *sample rate conversion*) durchgesetzt und wird daher hier verwendet.

Werte entstehen, siehe Abbildung 4.3. Da diese Werte physikalisch unmöglich sind und damit unsinnig wären, werden diese entfernt und mit dem nächstmöglichen, sinnvollen Wert – null – überschrieben. In analoger Weise gilt dies für Werte größer eins; auch diese werden entfernt und mit dem nächstmöglichen, sinnvollen Wert – in diesem Fall dem maximalen Kapazitätsfaktor, der nahe eins liegt – überschrieben.

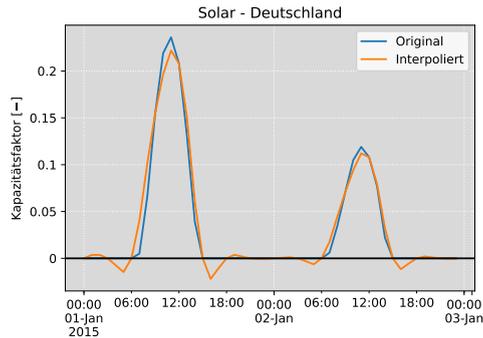


Abbildung 4.3: Interpolationsfehler ohne Entfernung negativer Fragmente [eigene Darstellung]

4.2.2 Plausibilisierung der Heuristik

Zur Plausibilisierung des in Abschnitt 4.2.1 vorgestellten Verfahrens werden auf Basis einstündiger vorhandener Zeitreihen von RENEWABLES.NINJA [103] (jeweils Kapazitätsfaktoren für Solar, Wind onshore und Wind offshore sowie die Außentemperatur) zunächst dreistündige Zeitreihen synthetisiert. Dazu werden alle Werte, deren Zeitindex nicht ohne Rest durch drei dividierbar ist, entfernt. Danach wird auf diese nun dreistündig vorliegenden Zeitreihen das obige dreistufige Verfahren mit verschiedenen Interpolationsmethoden im zweiten Schritt angewendet, u. a.:

- lineare Interpolation ($\hat{=}$ polynomieller Interpolation 1. Grades)
- quadratische Interpolation ($\hat{=}$ polynomieller Interpolation 2. Grades)
- Spline-Interpolation²
- Interpolation gemäß AKIMA [155]

² Bezeichnet eine stückweise polynomielle Interpolation, die an den Verbindungsstellen stetig differenzierbar sein muss. Deren Name geht auf die historisch im Schiffsbau verwendeten Straklatten (engl. *splines*) zurück, mit deren Hilfe Unstetigkeitsstellen aufgefunden werden konnten. [154]

und mit den ursprünglichen Werten verglichen. Dazu wird der Korrelationskoeffizient nach BRAVAIS-PEARSON ρ gebildet. Tabelle 4.1 stellt die Ergebnisse für die einzelnen Zeitreihenarten und Interpolationsmethoden dar. Wie zu erkennen ist, erzielt die quadratische Interpolation die beste Übereinstimmung der getesteten Verfahren mit der ursprünglichen Zeitreihe für alle vier Zeitreihenarten (wenngleich die Unterschiede zur linearen Interpolation gering sind). Aus diesem Grunde wird diese Interpolationsmethode fortan auf die aus den Klimasimulationen stammenden Zeitreihen angewendet. Abbildung 4.4 zeigt eine originale, die interpolierte Zeitreihe sowie deren Abweichungen nach der Anwendung des Verfahrens für alle vier Zeitreihenarten.

Tabelle 4.1: Vergleich verschiedener Interpolationsverfahren [eigene Ermittlung]

| Verfahren | $\rho_{\text{Solar}}[\%]$ | $\rho_{\text{Wind, onshore}}[\%]$ | $\rho_{\text{Wind, offshore}}[\%]$ | $\rho_{\text{Temperatur}}[\%]$ |
|--------------------|---------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|
| Linear | 99,490 | 99,855 | 99,911 | 99,921 |
| Quadratisch | 99,877 | 99,888 | 99,952 | 99,964 |
| Spline | 68,007 | 65,265 | 66,812 | 99,409 |
| Akima | 37,492 | 15,090 | 21,885 | -0.406 |

4.2.3 Einfluss der Außentemperatur auf die Last

Hinweis:

Dieser Abschnitt baut auf den Erkenntnissen von WENZ *et al.* [156] auf, entwickelt den darin vorgeschlagenen Ansatz jedoch insbesondere durch die Integration einer stündlichen Auflösung entscheidend weiter und macht ihn so für den Einsatz im Rahmen dieser Arbeit verwendbar.

Bereits heute wird in der kälteren Jahreshälfte in einigen Staaten Nord- und Westeuropas vermehrt Elektrizität zur Raumwärmebereitstellung eingesetzt, dazu zählen insbesondere Norwegen (aufgrund des hohen Stromanteils günstiger Wasserkraft), Schweden und Finnland (aufgrund des hohen Stromanteils günstiger Wasser- und Kernenergie) sowie Frankreich (aufgrund des hohen Stromanteils günstiger Kernenergie). Dieser Heizanteil könnte in Zukunft durch den vermehrten Einsatz von effizienten Wärmepumpen weiter ansteigen. Daneben wird in der wärmeren Jahreshälfte hauptsächlich in einigen Staaten Süd- und Südosteuro-

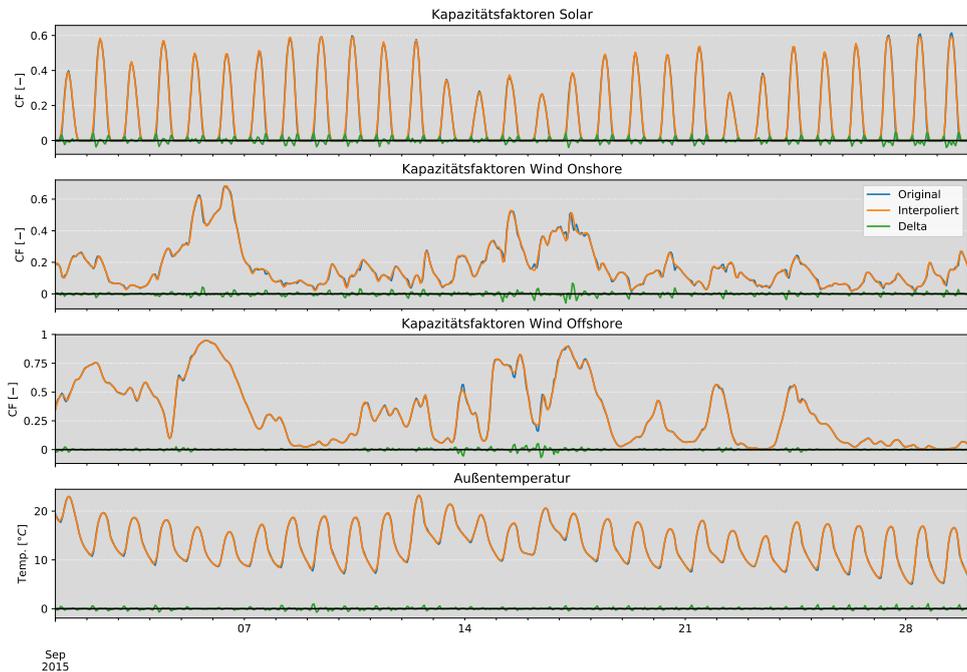


Abbildung 4.4: Vorher-Nachher-Vergleich bei quadratischer Interpolation der vier Zeitreihenarten am Beispiel des Monats September 2015 in Deutschland [eigene Darstellung]

pas bereits heute Elektrizität zur Gebäudeklimatisierung eingesetzt, insbesondere in Italien, auf der iberischen Halbinsel sowie auf dem Balkan. Darüber hinaus ist im Rahmen der Untersuchungen hinsichtlich der Einflüsse des Klimawandels bis zum Jahr 2050 tendenziell von steigenden Außentemperaturen in allen Regionen Europas auszugehen. Diese beiden Aspekte deuten zusammen genommen darauf hin, dass von einem merklichen Einfluss der Änderung der Außentemperatur auf die Last im Stromnetz auszugehen ist – im nördlichen Winter entsprechend mit einem negativen und im südlichen Sommer mit einem positiven Vorzeichen. [156]

Abbildung 4.5 zeigt – als Beispiele für je ein nord-, ein zentral- und ein südeuropäisches Land – für Norwegen, Deutschland und Griechenland jeweils den Verlauf der Netzlast und der mittleren Außentemperatur für die Jahre 2015 und 2016. Wie zu erkennen ist, steigt die Außentemperatur in allen betrachteten Staaten im Rahmen ihrer natürlichen Variabilität von Winter bis Sommer an und sinkt danach wieder ab. Die Verlaufsmuster der Temperatur sind in den betrachteten drei Staaten und zwei Jahren ähnlich, jedoch, bedingt durch die

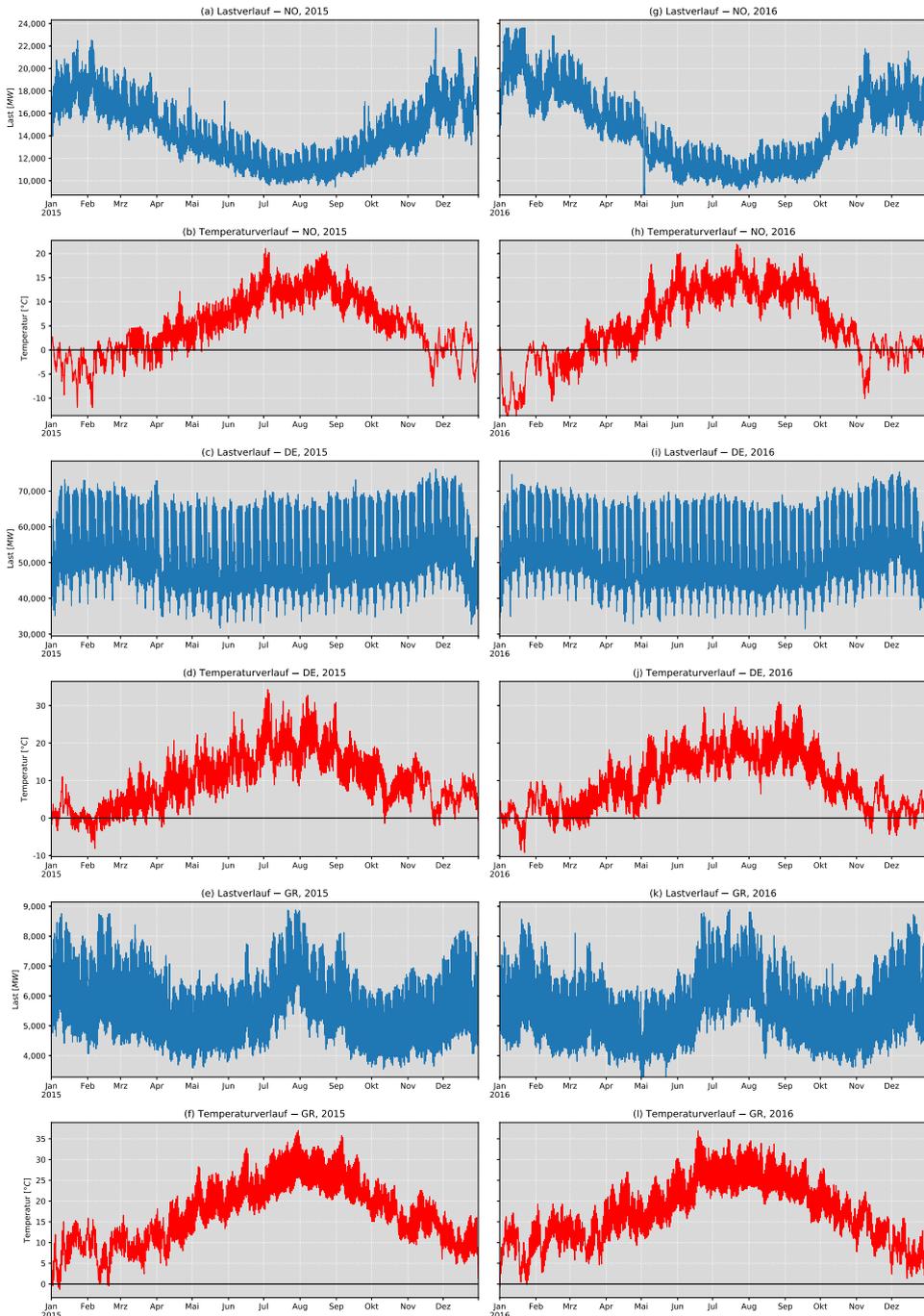


Abbildung 4.5: Last- (blau) und Temperaturverläufe (rot) für die Staaten Norwegen, Deutschland und Griechenland jeweils für 2015 und 2016 [eigene Darstellung]

anderen Breitengrade der Länder, auf der Ordinate verschoben. Für die Verlaufsmuster der Netzlasten zeigt sich hingegen ein differenzierteres Bild: In Norwegen erreichen die Lasten im Winter ihr Maximum und sinken bis zum Hochsommer im Juli bzw. August, im Rahmen der untertägigen Variabilität, auf ihren tiefsten Wert ab. Die Last von Deutschland dagegen schwankt im Jahresverlauf sichtbar weniger, weist jedoch eine deutlich höhere untertägige Variabilität auf. In Griechenland hingegen sinkt die mittlere Last von einem lokalen Maximum in den Wintermonaten auf ein lokales Minimum im Frühjahr, steigt dann wieder an und erreicht im Hochsommer erneut ein lokales Maximum, sinkt dann wieder bis in den Herbst ab, um danach wieder bis in den folgenden Winter anzusteigen. Diese Oszillation lässt sich dadurch erklären, dass bis zu einer Grenzaußentemperatur τ_{Grenz} offenbar Strom u. a. zur Raumwärmebereitstellung und jenseits dieser Temperatur Strom vermehrt zur Klimatisierung eingesetzt wird. Im Bereich dieser Grenzaußentemperatur erreicht der Energieverbrauch offenbar ein lokales Minimum im Jahresverlauf. WENZ *et al.* [156] und GIANNAKOPOULOS *et al.* [157] berechnen, dass dieser Grenzwert bei einer Tageshöchsttemperatur von $\tau_{Grenz} = 22^\circ\text{C}$ liegt und dort die Last am niedrigsten ist.

Die oben beschriebenen Zusammenhänge werden in diesem Abschnitt mithilfe eines multiplen linearen Regressionsmodells quantifiziert, da sich dieses Verfahren als zielführend herausgestellt hat.

Regressionsmodell

Das Regressionsmodell zur Prognose der Netzlast muss zunächst eine Regressionskonstante α beinhalten, die die von äußeren Einflüssen unabhängige Grundlast repräsentiert. Als erste Einflussvariable ist der Temperaturverlauf hinreichend zu berücksichtigen. Die Form des in Griechenland gemessenen Lastverlaufs ist in ähnlicher Weise in weiteren Staaten Südeuropas zu finden und erinnert an ein Polynom vierten Grades oder schlicht an die Gestalt des Buchstabens W (vgl. Abbildungen 4.5e und k). Damit ein lineares Regressionsmodell auch in diesen Staaten einen signifikanten Zusammenhang zwischen Lastverlauf und Außentemperatur bestimmen kann, wird in einem ersten Schritt die gesamte Temperaturkurve um die o. g. Grenztemperatur verringert

$$\text{TEMP}^* = \text{TEMP} - \tau_{Grenz} \quad (4.1)$$

und mit der Variable TEMP^* in das Regressionsmodell integriert. Im nächsten Schritt wird dieser verschobene Verlauf quadriert. Dies hat den Sinn, dass Temperaturen im Bereich der Grenztemperatur nach Verschiebung und Quadrierung nahe bei null liegen, während solche mit größer werdender Abweichung quadratisch ansteigen. Abbildung 4.6 zeigt den verschobenen Temperaturverlauf (rot) und den quadrierten verschobenen Temperaturverlauf (orange) zusammen mit den bereits aus Abbildung 4.5 bekannten Lastverläufen (blau). Wie zu erkennen ist, zeigen insbesondere in Norwegen und in Griechenland die quadrierten Temperaturen ein ähnliches Verlaufsmuster wie die dazugehörigen Netzlasten und eignen sich damit für eine Aufnahme in das zu bildende Regressionsmodell in der Einflussvariable TEMP^{*2} .

Neben der Außentemperatur haben die Tageszeit H sowie der Wochentag W ebenfalls einen wesentlichen Einfluss auf den Lastverlauf (vgl. Abschnitt 3.7.1). Diese müssen in Form von Binärvariablen (auch Dummy-Variablen genannt) in der Modellformulierung berücksichtigt werden. Darüber hinaus ist das kulturelle Verhalten in dem jeweiligen Land, bedingt durch Feiertage und teilweise Ferienzeit, in der Lastregression zu berücksichtigen. So ist in allen Ländern, jedoch insbesondere in Deutschland, ein starker Rückgang der Last in der Woche zwischen Weihnachten und Neujahr ersichtlich, der in gleicher Weise in der Variable CHRISTMAS beachtet werden muss: Diese wird in der Zeit zwischen dem 24.12. bis einschließlich 01.01. auf eins und in der restlichen Zeit auf null gesetzt. In analoger Weise wird die Variable EASTER für die Osterfeiertage von Karfreitag bis einschließlich Ostermontag eingeführt. Die allgemeine Regressionsgleichung lautet:

$$\text{LOAD} = \alpha + \beta_1 \cdot \text{TEMP}^* + \beta_2 \cdot \text{TEMP}^{*2} + \sum_{j=1}^{23} (\gamma_j \cdot H_j) + \sum_{j=1}^6 (\delta_j \cdot W_j) + \zeta \cdot \text{CHRISTMAS} + \kappa \cdot \text{EASTER} + \varepsilon \quad (4.2)$$

In den Gleichungen 4.2, 4.3 und 4.4 stellen

- α die Regressionskonstante,
- $\beta_i, \gamma_i, \delta_i, \zeta, \kappa, \mu, \nu$ die Regressionskoeffizienten und
- ε den Störterm

dar.

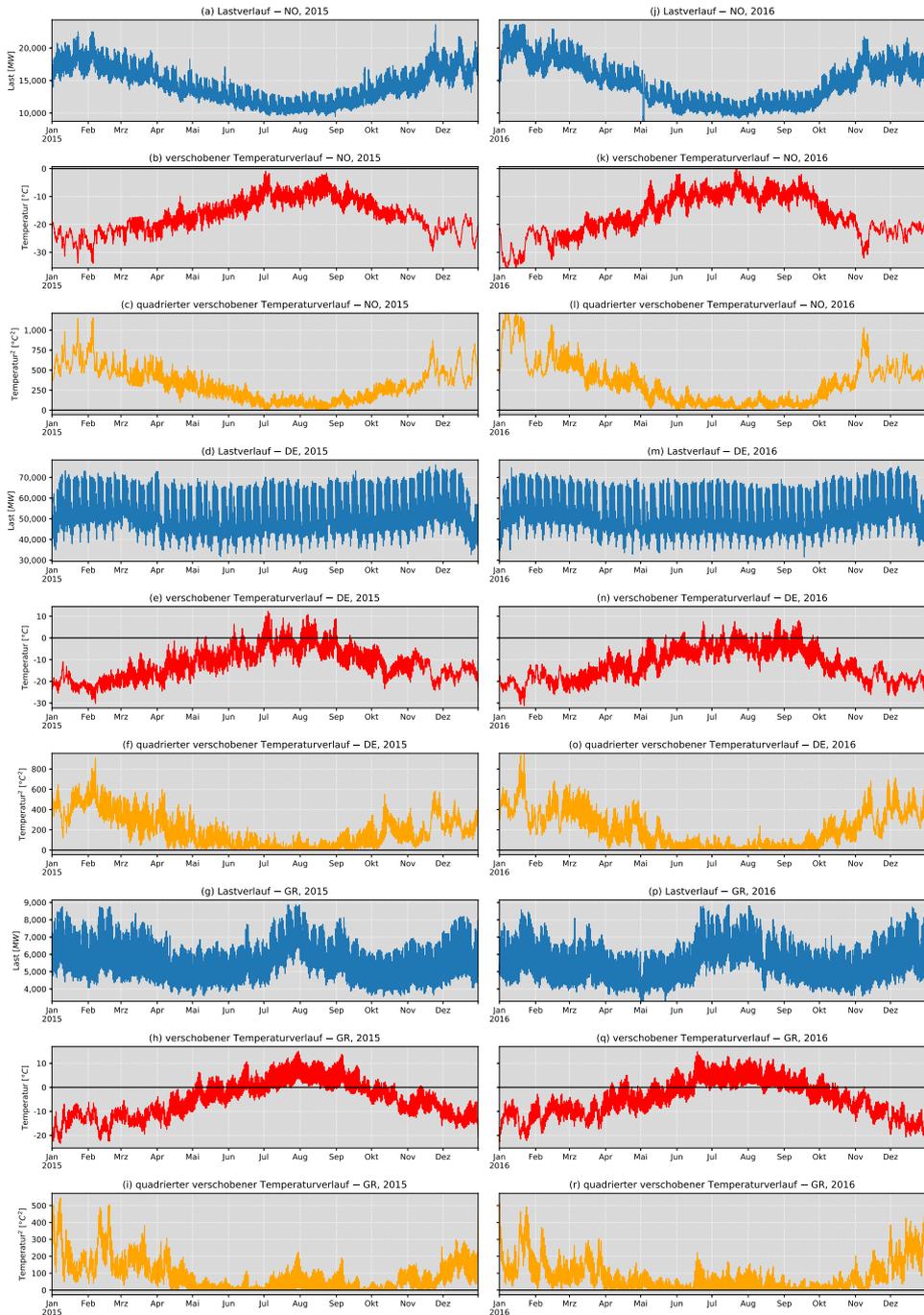


Abbildung 4.6: Lastverläufe (blau), verschobene Temperaturverläufe (rot) und quadrierte verschobene Temperaturverläufe (orange) für die Staaten Norwegen, Deutschland und Griechenland jeweils für 2015 und 2016 [eigene Darstellung]

In Italien herrscht im Monat August traditionelle Ferienzeit, sodass viele Betriebe in dieser Zeit geschlossen sind (*"In a nutshell, and generally speaking, Italians stop working for the entire month of August and go to the beach."* [158]). Dies wirkt sich signifikant auf die vertikale Netzlast aus; Abbildung 4.7 zeigt, dass diese deutlich sichtbar absinkt. Gleiches gilt, wenn auch in weniger ausgeprägter

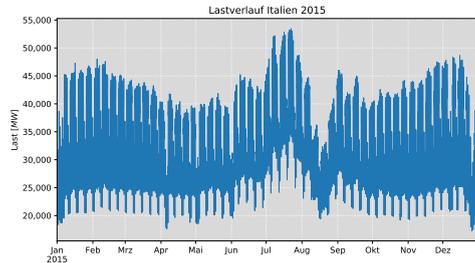


Abbildung 4.7: Lastverlauf Italien 2015
[eigene Darstellung]

Form, für die Staaten Frankreich, Luxemburg, Spanien und Portugal. Für diese Länder wird der Monat August in der zusätzlichen Dummy-Variable AUGUST berücksichtigt:

$$\text{LOAD} = \alpha + \beta_1 \cdot \text{TEMP}^* + \beta_2 \cdot \text{TEMP}^{*2} + \sum_{j=1}^{23} (\gamma_j \cdot H_j) + \sum_{j=1}^6 (\delta_j \cdot W_j) + \zeta \cdot \text{CHRISTMAS} + \kappa \cdot \text{EASTER} + \nu \cdot \text{AUGUST} + \varepsilon \quad (4.3)$$

In Griechenland verhält sich die Lage umgekehrt: Hier steigt die Last in den Monaten Juli und August deutlich an, vgl. Abbildung 4.5. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die griechische Volkswirtschaft in hohem Maße vom Tourismus abhängig ist: In der Hauptreisezeit strömten bereits in 2015 sowohl im Juli

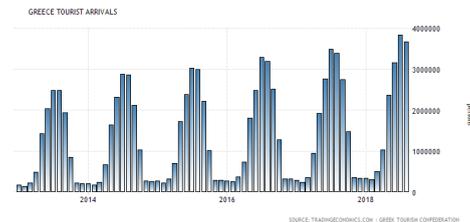


Abbildung 4.8: Touristenzahlen Griechenland 2013 – 2018 [159]

wie auch im August pro Monat (!) mehr als drei Millionen Touristen ins Land, vgl. auch Abbildung 4.8. Bei einer Einwohnerzahl von gut 11 Millionen Menschen bedeutet dies einen Anstieg von mehr als 25 % der im Land befindlichen Personen zu dieser Zeit und hat somit einen sichtbaren Einfluss auf die Netzlast. Entsprechend wird für Griechenland zusätzlich die Variable JULY eingeführt. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass das griechisch-orthodoxe Osterfest nicht mit dem hier berechneten und im restlichen Europa verwendeten Osterdatum übereinstimmt und somit nicht berücksichtigt werden kann. Die Regressionsgleichung für Griechenland lautet schließlich:

$$\text{LOAD} = \alpha + \beta_1 \cdot \text{TEMP}^* + \beta_2 \cdot \text{TEMP}^{*2} + \sum_{j=1}^{23} (\gamma_j \cdot H_j) + \sum_{j=1}^6 (\delta_j \cdot W_j) + \zeta \cdot \text{CHRISTMAS} + \mu \cdot \text{JULY} + \nu \cdot \text{AUGUST} + \varepsilon \quad (4.4)$$

Anpassung und Validierung des Modells

Aufgrund der guten Datenverfügbarkeit der vertikalen Netzlast in 2015 und 2016 werden diese beiden Jahre für Anpassung und Validierung verwendet. Zunächst wird je Land ein Regressionsmodell basierend auf den Werten des Jahres 2015 angepasst (engl. *fitting*). Mit den so angepassten Modellen, d. h. den ermittelten länderspezifischen Regressionskonstanten und -koeffizienten, wird anschließend für das Jahr 2016 eine Prognose (engl. *prediction*) erstellt und anhand des realen Lastverlaufs validiert. Abbildung 4.9 zeigt die ermittelten Bestimmtheitsmaße R^2 je Land sowohl für die Anpassung als auch die Prognose des Modells als Choroplethenkarte. Wie zu erkennen ist, werden im Rahmen der Anpassung durchweg Werte zwischen 69 % und 91 % erzielt. Ähnliche Ergebnisse können im Rahmen der Prognose bestimmt werden, hier erstreckt sich – mit Ausnahme der Schweiz, die mit 65 % als Ausreißer angesehen werden kann – der Wertebereich von 74 % bis 93 %.

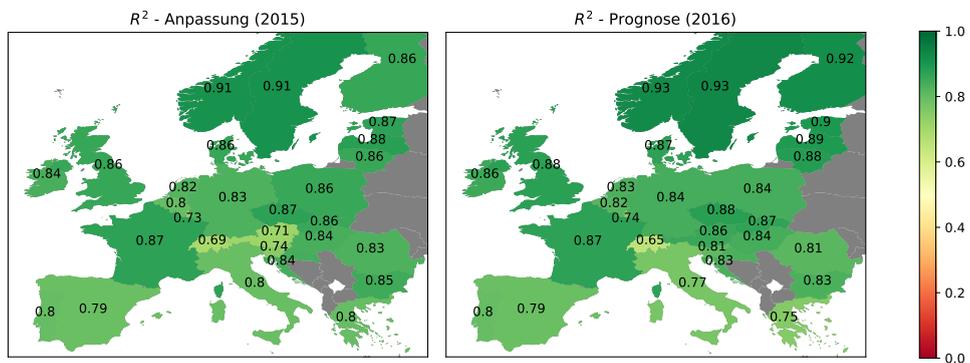


Abbildung 4.9: Choroplethenkarte der Bestimmtheitsmaße [eigene Darstellung]

Abbildung 4.10 greift die drei betrachteten Länder des vorherigen Unterabschnitts auf und stellt die angepassten (blau) und prognostizierten (rot) sowie die realen Lastverläufe der Jahre 2015 (orange) und 2016 (grün) sowie die jeweiligen Differenzen (grau) sowohl zweijährig als auch jeweils für den Monat Oktober der beiden Jahre dar. Wie zu erkennen ist, können in allen drei Ländern sowohl die jährlichen (links) wie auch die einzelstündlichen Lastverläufe in einem hohen Maße angepasst (mittig) als auch prognostiziert (rechts) werden, da das

Delta der jeweiligen Graphen mit vergleichsweise geringer Volatilität um die Nulllinie fluktuiert. Während in Norwegen der Verlauf hoch übereinstimmend angepasst ($R^2_{NO,Anp.} = 0,91$) und prognostiziert ($R^2_{NO,Pro.} = 0,93$) werden kann, liegen Anpassungsgüte ($R^2_{DE,Anp.} = 0,83$) und Prognose ($R^2_{DE,Pro.} = 0,84$) in Deutschland leicht darunter, jedoch noch oberhalb der Anpassungsgüte ($R^2_{GR,Anp.} = 0,80$) und Prognose ($R^2_{GR,Pro.} = 0,75$) von Griechenland. Diese Unterschiede veranschaulichen deutlich, dass Regressionsmodelle als Werkzeuge der induktiven Statistik immer eine Schätzung der Realität darstellen und naturgemäß Unsicherheiten verbleiben, die nicht in den erklärenden Variablen enthalten sind. So ist beispielsweise denkbar, dass ein heute bereits kleiner – und mit weiterem Ausbau von LED-Leuchtmitteln kontinuierlich sinkender – Teil der Last auf die Beleuchtung bei Dunkelheit zurückzuführen ist. Dieser Effekt ist sowohl in den Dummy-Variablen der Tagesstunde als auch in der Außentemperatur enthalten und obliegt darüber hinaus externen Einflüssen wie z. B. Grad der Bewölkung bei Dämmerung sowie individuellen Nutzergewohnheiten. Einen weiteren Einfluss auf die Last dürften die Schulferien haben, die sich sowohl länderübergreifend als auch innerhalb der einzelnen Länder (z. B. der Bundesländer in Deutschland) sowie von Jahr zu Jahr unterscheiden. Da weder stündliche Daten über den Einsatz von Beleuchtung noch solche über zukünftige Ferienzeiträume vorliegen, können diese Effekte nicht berücksichtigt werden und verbleiben daher im Störterm ε .

Als abschließender Schritt der Validierung werden die angepassten und prognostizierten Jahressummen der Netzlast mit den zugehörigen realen Werten verglichen. Abbildung 4.11 stellt die nach Ländern gruppierten Summen in Form eines Säulendiagramms dar. Wie zu erkennen ist, befinden sich die ermittelten Werte sowohl für Anpassung wie auch Prognose für fast jedes Land in sehr hoher Übereinstimmung mit den realen Jahreslastsummen. Einzige Ausnahme stellen hier die Niederlande dar, deren reale Jahressumme in 2016 sichtbar etwas höher liegt als die anderen Summen, obwohl das Bestimmtheitsmaß der Prognose mit $R^2 = 0,83$ mit denen der anderen Länder vergleichbar ist. Eine nähere Betrachtung ergibt, dass der Mittelwert der angegebenen realen Last in 2016 um mehr als 16 % von dem Mittelwert in 2015 nach oben abweicht. Die von OPSD angegebene Jahreslastkurve weist entsprechend einen unplausiblen Versatz auf, über dessen Hintergrund an dieser Stelle nur spekuliert werden kann. Da das Jahr 2016 ausschließlich zur Validierung und nicht zur Anpassung des Modells dient, ist dies nicht weiter problematisch und zeigt nur, dass das Jahr 2016 für dieses Land nicht zum Vergleich herangezogen werden kann.

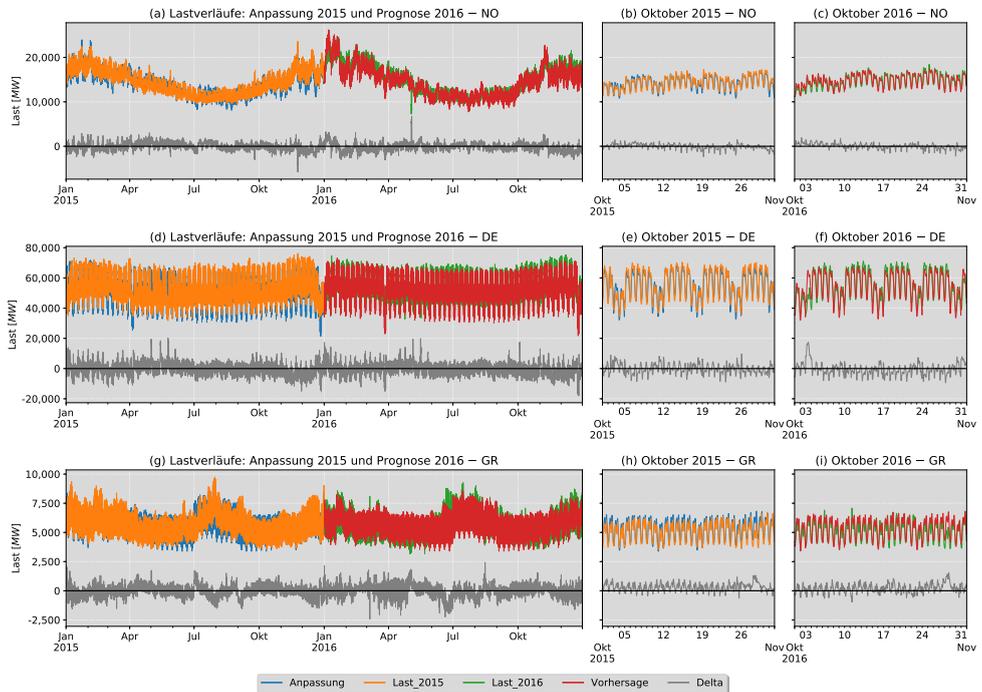


Abbildung 4.10: Anpassung in 2015 und Prognose für 2016 der Lastverläufe für die Staaten Norwegen, Deutschland und Griechenland [eigene Darstellung]

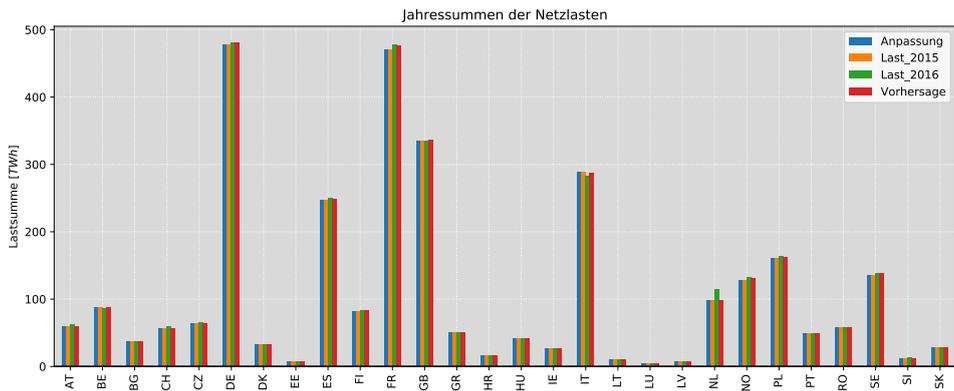


Abbildung 4.11: Jahressummen der bei der Regression verwendeten bzw. erzeugten Netzlasten [eigene Darstellung]

Auswahl repräsentativer Jahre

Bevor der Einfluss der Außentemperaturveränderung infolge des Klimawandels auf Ausbau und Erzeugung abgeschätzt werden kann, müssen zunächst aus den zur Verfügung stehenden Jahren der Klimasimulationen (2006 – 2060) diejenigen Jahre ausgewählt werden, die die langfristigen Klimaveränderungen hinreichend repräsentieren. Diese repräsentativen Jahre werden im Folgenden als *Medoidjahr*³ bezeichnet und den einzelnen Meilensteinjahren (vgl. Unterkapitel 3.2) zugewiesen. Um die langfristigen Effekte des Klimawandels von solchen der kurzfristigen Klimavariabilität isoliert zu erfassen, ist es erforderlich, das Medoidjahr aus einer Menge von $\pm 10a$ um das betreffende Meilensteinjahr auszuwählen. Soll beispielsweise für das Meilensteinjahr 2025 ein repräsentatives Jahr bestimmt werden, so ist dieses aus dem Zeitraum der Jahre 2015 bis 2035 eingeschlossen, d. h. $21a$ zu wählen⁴. Die Bestimmung der Medoidjahre für jede ESM/RCP-Kombination erfolgt in fünf Stufen:

1) Geographische Aggregation

Die 3-stündig aufgelösten Zeitreihen werden den einzelnen Ländern über ihre Kacheln zugewiesen und je Land für jeden Zeitpunkt eine mittlere Temperatur errechnet.

⇒ Für jedes Land liegen 3-stündige Zeitreihen von 2006 bis 2060 vor.

2) Resampling

Gemäß dem in Abschnitt 4.2.1 beschriebenen Verfahren, werden diese 3-stündigen zunächst in 1-stündige Zeitreihen umgewandelt und die Fehlstellen mittels polynomieller Interpolation 2. Grades gefüllt.

⇒ Für jedes Land liegen 1-stündige Zeitreihen von 2006 bis 2060 vor.

3) Zeitliche Mittelwertbildung

In diesem Schritt wird die mittlere jährliche Temperatur je Land und Jahr des 21-jährigen Betrachtungszeitraums bestimmt.

⇒ Für jedes Land und Jahr liegt eine mittlere Jahrestemperatur vor, d. h. 21×28 Werte.

4) Räumlich gewichtete Mittelwertbildung

Die 28 Länder werden anhand deren anteiliger Fläche (d. h. nach der Anzahl der Klimamodellkacheln) gewichtet und der räumlich gewichtete Mittelwert pro Jahr bestimmt.

³ Der Begriff *Medoid* bezeichnet den „mittlersten“ Punkt eines Clusters C einer Objektmenge O , der auch in O liegt [160]. Entsprechend unterscheidet sich das Medoid insofern vom Mittelwert, als dass es immer ein Element der Menge ist, jedoch dem Mittelwert des Clusters am nächsten kommt.

⁴ Einzig für das Startjahr 2015 ist der Zeitraum nach vorne auf $9a$ begrenzt, da die Klimasimulationen erst im Jahr 2006 beginnen.

⇒ Für jedes der 21 möglichen Jahre liegt eine mittlere Jahrestemperatur des gesamten Betrachtungsbereiches vor.

5) Ermittlung des Medoidjahres

Die 21 mittleren Jahrestemperaturen werden der Größe nach aufsteigend sortiert und das in der Mitte liegende Jahr, d. h. die zum Median gehörige Jahreszahl, wird schließlich ausgewählt.

Tabelle 4.2: Mittlere Jahrestemperaturen und zugehörige Medoidjahre für jede ESM/RCP-Kombination [eigene Ermittlung]

| RCP | RCP 2.6 | | RCP 4.5 | | | RCP 8.5 | | |
|-----------|---------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | ESM | MPI | MPI | CNRM | IPSL | MPI | CNRM | IPSL |
| 2015 | | 7,95 °C (2019) | 8,15 °C (2024) | 6,90 °C (2025) | 6,74 °C (2025) | 7,16 °C (2024) | 6,46 °C (2025) | 7,64 °C (2025) |
| 2020 | | 8,29 °C (2024) | 8,38 °C (2014) | 7,37 °C (2022) | 7,68 °C (2011) | 8,49 °C (2025) | 7,17 °C (2013) | 7,90 °C (2010) |
| 2025 | | 8,60 °C (2023) | 8,42 °C (2032) | 7,37 °C (2022) | 7,76 °C (2023) | 8,74 °C (2033) | 7,11 °C (2031) | 8,01 °C (2022) |
| 2030 | | 8,60 °C (2023) | 8,73 °C (2031) | 7,38 °C (2038) | 8,09 °C (2029) | 8,76 °C (2027) | 7,26 °C (2030) | 8,04 °C (2033) |
| 2035 | | 8,60 °C (2045) | 8,87 °C (2036) | 7,56 °C (2044) | 8,34 °C (2040) | 9,06 °C (2029) | 7,46 °C (2029) | 8,31 °C (2035) |
| 2040 | | 9,02 °C (2049) | 8,88 °C (2045) | 7,52 °C (2034) | 8,42 °C (2032) | 9,28 °C (2036) | 7,55 °C (2042) | 8,46 °C (2042) |
| 2045 | | 8,86 °C (2050) | 8,88 °C (2045) | 7,68 °C (2040) | 8,38 °C (2051) | 9,31 °C (2045) | 7,90 °C (2051) | 8,65 °C (2045) |
| 2050 | | 8,86 °C (2050) | 8,88 °C (2045) | 8,04 °C (2041) | 8,44 °C (2058) | 9,59 °C (2057) | 8,26 °C (2050) | 8,95 °C (2059) |
| 2050–2015 | | 0,91 °C | 0,73 °C | 1,14 °C | 1,7 °C | 2,43 °C | 1,8 °C | 1,31 °C |

Tabelle 4.2 zeigt für jede ESM/RCP-Kombination und jedes Meilensteinjahr die mittlere Jahrestemperatur und das dazugehörige Medoidjahr in Klammern. Darin ist zu erkennen, dass – bis auf wenige Ausnahmen – für alle ESM/RCP-Kombinationen die mittlere Temperatur des Medoidjahres im Laufe der Zeit weitestgehend kontinuierlich ansteigt und kombinationsabhängig bis zum Jahr 2050 mit Temperatursteigerungen zwischen 0,73 °C und 2,43 °C zu rechnen ist. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass die langfristigen Auswirkungen des Klimawandels von kurzfristigen Effekten der Klimavariabilität isoliert repräsentiert werden.

Prognose des Lastverlaufs und der jährlichen Nachfrage

Nachdem im vorherigen Unterabschnitt „Auswahl repräsentativer Jahre“ für jede ESM/RCP-Kombination die repräsentativen Jahre für jedes Meilensteinjahr bestimmt wurden, kann nun mithilfe der in Unterabschnitt „Regressionsmodell“ ermittelten länderspezifischen Regressionsmodelle der Lastverlauf für jedes Modelljahr auf Basis des Außentemperaturverlaufs des zugehörigen repräsentativen Jahrs prognostiziert werden. Da, wie oben beschrieben, die Lastverläufe von OPSD und die angegebenen jährlichen Nachfragen in einigen Ländern voneinander abweichen (vgl. Abschnitt 3.7.2), müssen die prognostizierten Lastverläufe noch mit den länderspezifischen Korrekturfaktoren aus Abbildung 3.28 multipliziert werden, um eine Vergleichbarkeit mit dem Startjahr zu gewährleisten. Abbildung 4.12 stellt exemplarisch für RCP 8.5, das ESM ‘CNRM’ sowie die drei Länder Norwegen, Deutschland und Griechenland die Lastverläufe zwischen den Jahren 2015 (blau) und 2050 (orange) gegenüber. Darin ist sehr gut zu erkennen, dass bei einem Anstieg der mittleren Außentemperaturen die Last in Norwegen jahresdurchgängig rückläufig ist, während jene in Deutschland kaum beeinflusst wird. Hingegen ergibt sich in Griechenland ein erwartbarer Rückgang der Last in den Wintermonaten, während in den Sommermonaten ein starker Anstieg zu verzeichnen ist. Der Versatz auf der die Stunde des Jahres angebenen Abszisse – dies ist insbesondere in Deutschland erkennbar – liegt daran, dass Lastverläufe u. a. ein wöchentliches Muster aufweisen (vgl. Unterkapitel 3.7), jedoch die beiden gezeigten Jahre an einem unterschiedlichen Wochentag beginnen (2015: Donnerstag, 2050: Samstag). Aus diesem Grunde wäre eine Darstellung des Differenzverlaufs an dieser Stelle nicht sinnvoll und ist daher entsprechend nicht in Abbildung 4.12 enthalten.

Die auf diese Weise hergeleiteten Lastverläufe können nun gemäß dem in Abschnitt 3.8.2 beschriebenen Verfahren in das Erzeugungsausbauplanungsmodell integriert werden.

4.2.4 Ableitung von Windzeitreihen

Hinweis:

Die in diesem Abschnitt beschriebene Methodik wurde bereits in dem als Co-Autor mitveröffentlichten Forschungspapier WEBER *et al.* [161] verwendet. Die Ergebnisse dieses Papers wurden von dem Autor dieser Arbeit auf der ‘5th International Conference on Energy and Environment Research (ICEER) 2018’ präsentiert.

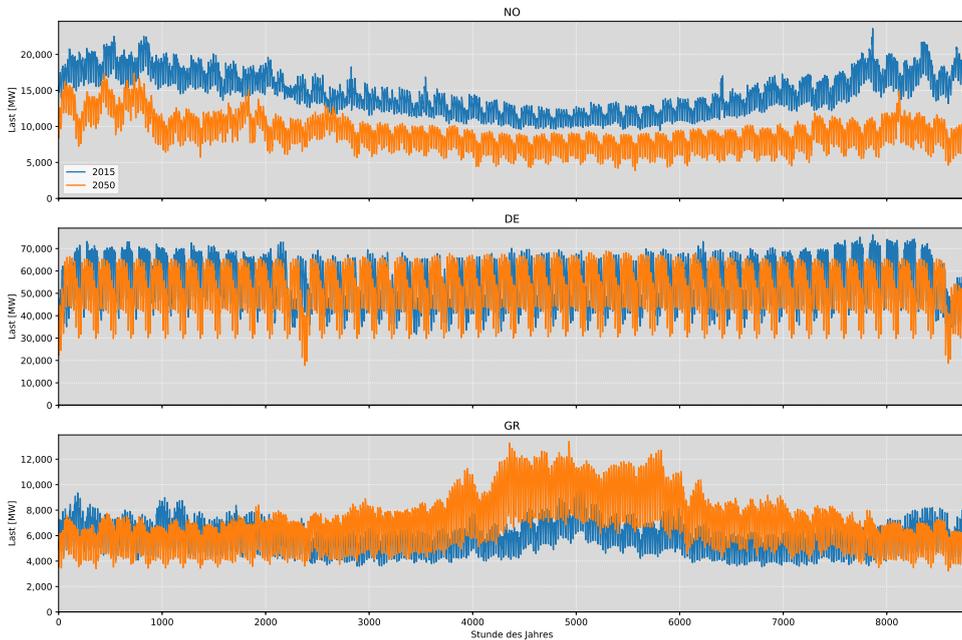


Abbildung 4.12: Änderung des Lastverlaufs zwischen 2015 und 2050 exemplarisch für das ESM ‘CNRM’ und RCP 8.5 jeweils für die drei Länder Norwegen, Deutschland und Griechenland [eigene Darstellung]

Die aus den Klimasimulationen stammenden Zeitreihen geben die Windgeschwindigkeiten in $z_0 = 10m$ Höhe über dem Grund an. Da diese zur Berechnung von Kapazitätsfaktoren für Windenergieanlagen herangezogen werden sollen, müssen zunächst die Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe ermittelt werden. Dazu wird gemäß gängiger Modellierungspraxis [162, 163] die Näherungsformel:

$$v_z = v_{z_0} \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha \quad (4.5)$$

mit $z = 100m$ und $\alpha = \frac{1}{7}$ angesetzt, um die Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe zu berechnen. Im Gegensatz zum Ansatz von RENEWABLES.NINJA [103] steht hier keine Datenbank mit den geographischen Positionen, Leistungen oder Anlagentypen der Windenergieanlagen in Europa zur Verfügung. Dies wäre auch nur bedingt sinnvoll, da eine Datenbank nur die heutigen Anlagen und Positionen angeben kann, hier jedoch möglichst plausible Standorte von WEA für zukünftige Anlagen gesucht werden. Entsprechend wird zur abschätzenden Ermittlung auf Basis der historischen Windgeschwindigkeiten ein Algorithmus eingesetzt, der im Folgenden kurz beschrieben wird.

Zunächst wird eine synthetische Leistungskennlinie angesetzt, die in ihrer Form der aus Abbildung 3.14 entspricht, jedoch auf den Leistungsbereich $[0, 1]$ normiert und an den Übergangsstellen mittels eines Gauß-Filters gemäß [164] geglättet wurde. Aus den auf Nabenhöhe hochskalierten Windgeschwindigkeiten und der normalisierten Leistungskennlinie kann so nun für jede der Rasterkacheln für jeden Zeitpunkt ein spezifischer Kapazitätsfaktor berechnet werden. Für jede einzelne Kachel werden alle CFs nun über den Zeitraum 1980 – 2010, d. h. über 31 Jahre gemittelt. Darüber hinaus wird für jedes Land ein mittlerer CF berechnet. Unter der Annahme, dass die einzelnen Länder ihre Zubauf Flächen unter wirtschaftlichen Erwägungen rationellerweise an möglichst windreichen Standorten ausschreiben würden, werden hier genau jene Flächen ausgewählt, an denen der 31-jährige Mittelwert höher ist als der Landesdurchschnitt. Abbildung 4.13 stellt die so ermittelten windreichen Standorte auf einer Europakarte dar.

Nachdem nun ein Ansatz für windreiche Standorte hergeleitet wurde, können im Anschluss, in Anlehnung an das Prinzip aus Abschnitt 3.5.1, die landesspezifischen Kapazitätsfaktoren basierend auf zukünftigen Windgeschwindigkeiten hergeleitet werden. Dazu werden auch diese zunächst von $z_0 = 10$ m Höhe über dem Grund auf $z = 100$ m gemäß Formel 4.5 hochskaliert und danach deren synthetische Erzeugung berechnet. Da die Leistungskurve bereits $[0, 1]$ -normiert ist, entsprechen die Werte in diesem Fall den Kapazitätsfaktoren an der jeweiligen Rasterkachel. Diese werden je Land extrahiert und basierend auf den oben ermittelten Standorten je Land gewichtet. Gemäß Tabelle 4.2 können so nun für jede ESM/RCP-Kombination je Meilensteinjahr die landesspezifischen Zeitreihen der Kapazitätsfaktoren (d. h. auf Basis der Windgeschwindigkeiten der in Klammern angegebenen Realjahre) berechnet werden. Die zugehörigen Resultate werden schließlich im Ergebniskapitel in Abschnitt 5.3.2, Unterabschnitt „Veränderungen der Windgeschwindigkeiten und Auswirkungen auf die CF“ vorgestellt und diskutiert.

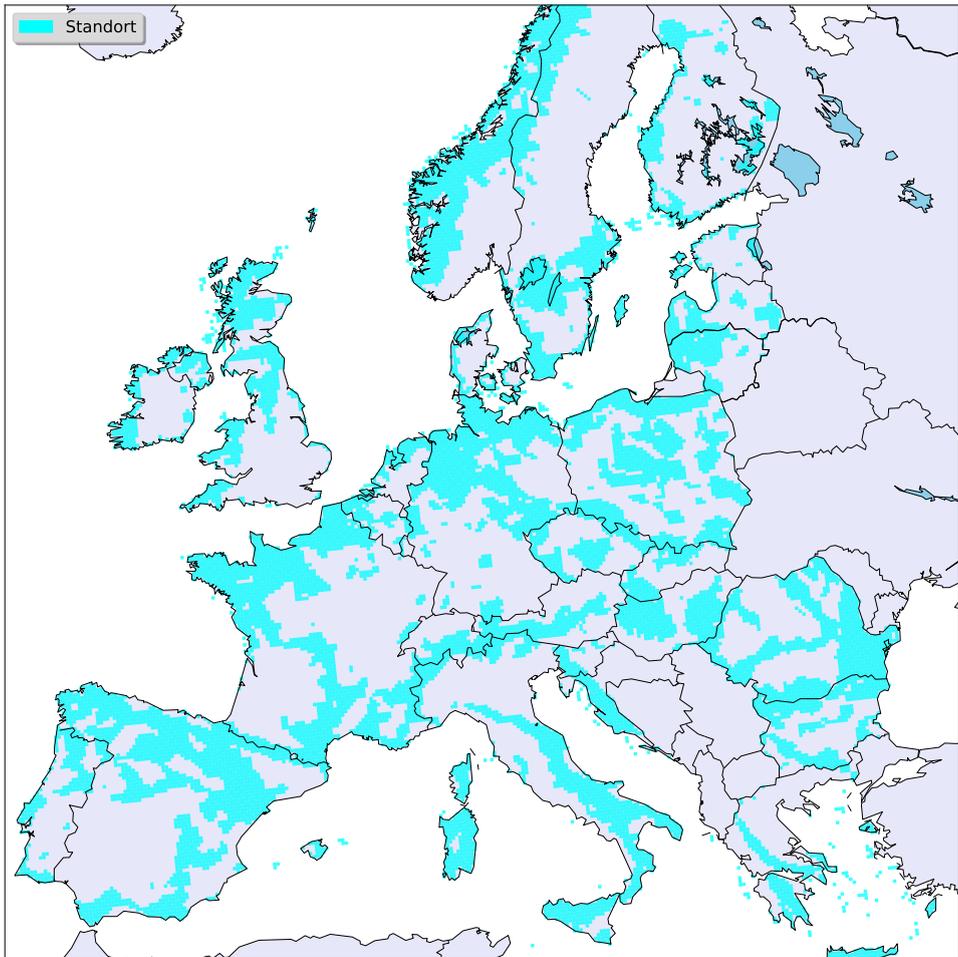


Abbildung 4.13: Karte der berechneten windreichen Gebiete und somit möglicherweise zukünftigen Standorten von WEA [eigene Darstellung]

4.3 Kritische Würdigung der Integrationsmethodik

Bevor im nächsten Kapitel die Ergebnisse dieser Arbeit vorgestellt und analysiert werden, wird hier zunächst die Methodik zur Integration von Klimavariabilität und -wandel reflektiert und kritisch gewürdigt.

Zur Analyse von Effekten der natürlichen **Klimavariabilität** werden Durchläufe des Erzeugungsausbauplanungsmodells für je ein windstarkes, ein repräsentatives und ein windschwaches Jahr (analog für PV) verglichen. Zur Bestimmung der flankierenden Jahre (d. h. solchen mit den Extremwerten) werden die landesspezifischen Zeitreihen der CF pro Jahr gewichtet nach der Landesfläche gemittelt und der Größe nach aufsteigend sortiert. Für Länder mit einer mittleren bis großen Anzahl an bereits installierten WEA bzw. PV-Anlagen wird diese Methode als hinreichend genau erachtet, um auf wind- bzw. einstrahlungsstarke (bzw. -schwache) Jahre zu schließen, da in diesem Fall davon auszugehen ist, dass der überwiegende Anteil der Anlagen in Betrieb war und somit Elektrizität einspeisen konnte. Hingegen bleibt es für Länder mit einer sehr geringen Anzahl an installierten Anlagen fraglich, ob die Zeitreihen der CFs eine hinreichende Approximation für die „Extremjahre“ darstellen. Dies liegt daran, dass diese verzerrt werden können, beispielsweise sobald ein überwiegender Anteil der insgesamt wenigen Anlagen aus Bau-, Instandhaltungs- oder Wartungsgründen an wind- oder einstrahlungsstarken Tagen außer Betrieb war. Beispielsweise war im Jahr 2015 (und somit zeitlich nach den von RENEWABLES.NINJA genutzten Validierungsjahren 2005 – 2014, vgl. Abbildung 3.15) in den Ländern Slowakei und Slowenien kaum Windenergieleistung bzw. in den nordischen Ländern Norwegen, Schweden und Finnland kaum PV-Leistung installiert (vgl. Abbildung 3.8), entsprechend sind deren zur Verfügung gestellte CF-Zeitreihen mit Vorsicht zu behandeln.

Eine genauere Abschätzung des Lösungsraumes könnte durch eine Permutation aller zur Verfügung stehenden Wind- mit allen zur Verfügung stehenden PV-Jahren erfolgen. Da jedoch Zeitreihen mit 37 Windjahren (1980 – 2016) und 32 PV-Jahren (1985 – 2016) zur Verfügung stehen, würde dies $37 \times 32 = 1184$ Modellläufe implizieren und somit ausgereifte Funktionalitäten im Bereich der Stapelverarbeitung (sog. *batch-processing*) der Modellierungsumgebung TIMES erfordern, die derzeit nicht gegeben sind. Da bereits die flankierenden (d. h. stärksten und schwächsten) Wetterjahre ausgewählt wurden, wird die zusätzliche Aussagekraft von

Modellläufen mit dazwischenliegenden Jahren zwar als gering eingeschätzt, bleibt jedoch mangels Durchführbarkeit offen.

Im Zuge der Abschätzung von Effekten der infolge des **Klimawandels** erhöhten Außentemperaturen auf den Lastverlauf wird im Rahmen dieser Arbeit ein Regressionsmodell neu entwickelt. Dieses wird basierend auf den Last- und Temperaturverläufen des Jahres 2015 angepasst und anhand der Daten des Jahres 2016 erfolgreich, angezeigt durch durchweg hohe Bestimmtheitsmaße, validiert. Möglicherweise ließe sich die Anpassungs- und Prognosegüte des Modells in Zukunft durch die Nutzung von mehr als einem Anpassungsjahr erhöhen, wenn mehr Daten als nur diese zwei Jahre mit vollständigen Lastzeitreihen zur Verfügung stehen. Weiterhin könnte das Modell möglicherweise durch den Austausch oder die Hinzunahme weiterer Einflussvariablen und/oder ein anderes Regressionsparadigma noch weiter verfeinert werden. Insgesamt erfüllt das Modell die Erwartungen jedoch vollständig, da es sowohl für das Validierungsjahr 2016 als auch für die zukünftigen Meilensteinjahre des Modells plausibel erscheinende Prognosen erstellt.

Im Bereich der Ableitung zukünftiger Windzeiten wird ein simples Modell zur Abschätzung zukünftiger Anlagenstandorte auf Basis der windstärksten Flächen eingesetzt, welches dem Umfang dieser Arbeit angemessen ist. Natürlich könnte die Methodik weiter verfeinert werden, indem beispielsweise bekannte Ausschlussflächen aufgrund von bestehender Bebauung, Naturschutzgebieten, Gebirgen etc. berücksichtigt werden, was jedoch die Beschaffung und Aufbereitung entsprechender Daten erforderlich machen würde. Darüber hinaus wäre eine gewichtete Verteilung der Standorte denkbar, d. h. dass die Orte nicht binär ausgewählt, sondern auf Basis ihrer Güte zusätzlich gewichtet werden würden. Die derzeitige Methodik kann jedoch gleichzeitig als Stärke des Ansatzes aufgefasst werden: Die Abschätzung der CFs auf Basis der historischen Windgeschwindigkeiten erfordert keine bestehende Anlagendatenbank (vgl. Abschnitt 4.2.4) und lässt trotzdem die Ermittlung plausibel erscheinender Zeitreihen zu.

Daneben ist festzuhalten, dass noch weitere Auswirkungen des Klimawandels auf das Energiesystem in die Modellierung dieser Arbeit hätten integriert und diskutiert werden können. Dazu zählen z. B. der Einfluss erhöhter Außentemperaturen auf die Kühlung thermischer Kraftwerke, die Folgen von möglicherweise sich in Zukunft ändernden Niederschlagsmengen und -mustern auf den hydraulischen Erzeugungspark oder verringerte Verfügbarkeit von Biomasse und deren Auswirkungen auf Bioenergieanlagen in Perioden großer Dürre. Die Modellierung und Integration solcher Effekte hätte allerdings den bereits umfangrei-

chen Rahmen dieser Arbeit gesprengt und ist im Bereich der an diese Arbeit anschließenden Tätigkeiten zu sehen.

Die Stärken des erarbeiteten Ansatzes aus Verkettung eines energiesystemanalytischen Modells mit Klimadaten liegen in (a) dem hohen Grad an Automatisierung inkl. laufend durchgeführter Plausibilitätschecks und somit einer minimierten Fehleranfälligkeit, (b) einer höchstmöglichen Transparenz aller hier verwendeten Daten (soweit Copyright-bedingt zulässig) sowie (c) der zugrunde liegenden Flexibilität des Modellansatzes von Quellcode und verwendeter Daten: Sowohl die Werkzeuge POWERPLANTMATCHING (vgl. Abschnitt 3.3) als auch TIMPYPRO (vgl. Abschnitt 3.14) sind beide quelloffen in Python 2.7.14 implementiert und können von weiteren Benutzern auf die eigenen Bedürfnisse angepasst werden. Somit ist es prinzipiell möglich, diese mit beliebigen Eingangsdaten (z. B. anderen Last- oder Einspeiszeitreihen, veränderten Potenzialabschätzungen oder anderen bzw. neueren Kraftwerksdaten) zu betreiben.

5 Ergebnisse

Dieses Kapitel gliedert sich in die Festlegung einer geeigneten Modellauflösung als erstes Teilergebnis (Unterkapitel 5.1), die Untersuchung der Einflüsse von Klimavariabilität (Unterkapitel 5.2) sowie die Untersuchung der Einflüsse des Klimawandels (Unterkapitel 5.3). Davor werden zunächst an dieser Stelle die wichtigsten Ergebnisgrößen und -einheiten eingeführt, diese sind in Abbildung 5.1 dargestellt. Diese Ergebnisgrößen liegen wiederum in sechs unterschiedlichen Dimensionen vor, die in Abbildung 5.2 dargestellt sind. Um dieser Multidimensionalität hinreichend Rechnung zu tragen, wurden verschiedene Darstellungsmöglichkeiten der Ergebnisse entwickelt, die in den nachfolgenden Abschnitten eingeführt werden.

| | | |
|---|------------------------|---|
|  | Flüsse von Commodities | <ul style="list-style-type: none"> – Erzeugung [TWh] – Primärenergieeinsatz [PJ bzw. TWh_{th}] – Treibhausgasemissionen [Mt CO₂-äq.] – grenzüberschreitende Austausche [TWh] |
|  | Kapazitäten | <ul style="list-style-type: none"> – absolut verfügbar [GW] – hinzugebaut [GW] – rückgebaut [GW] |
|  | Kosten | <ul style="list-style-type: none"> – Investitionskosten [Mio. €₂₀₁₀] – Stromgestehungskosten [$\frac{€_{2010}}{\text{MWh}}$] |
|  | Kennzahlen | <ul style="list-style-type: none"> – Volllaststunden [h/a] – Auslastung der Interkonnektoren [%] – Ausnutzung des vorhandenen geographischen Potenzials [%] |

Abbildung 5.1: Ergebnisgrößen [eigene Darstellung]

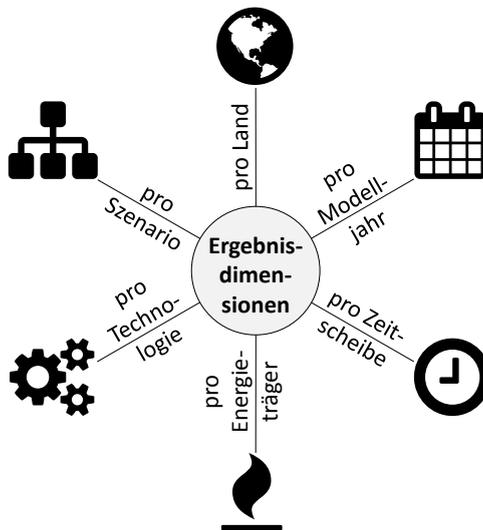


Abbildung 5.2: Ergebnisdimensionen [eigene Darstellung]

5.1 Auswahl einer unterjährig Auflösung

Wie bereits in Unterkapitel 3.8 erwähnt, muss ein Kompromiss zwischen Rechenperformance des Modells auf der einen und möglichst feiner Auflösung auf der anderen Seite gefunden werden. Mit jedem weiteren, die zeitliche Auflösung verfeinernden Schritt steigt naturgemäß die Anzahl der repräsentativen Zeitpunkte und damit die spätere Lösungsdauer des Modells. Zur Auffindung einer geeigneten Auflösung wird ein Testszenario zusammengestellt und dieses *ceteris paribus* zunächst ohne zeitliche Aggregation (d. h. mit 8760 h Zeitpunkten) und danach mit verschiedenen zeitlichen Aggregationsstufen berechnet. Sämtliche durchgeführten Modellläufe in dieser Arbeit wurden auf einer im Institut vorhandenen Arbeitsstation (engl. *workstation*¹) durchgeführt. Trotz der deutlich stärkeren Hardware – im Vergleich zu einem zum Verfassungszeitpunkt üblichen Desktop-PC², auf dem auch die vorliegende Arbeit verfasst wurde – konnte nur ein bis zum Jahr 2030 verkürzter und je Modelljahr genau 8760 h umfassender Modelllauf durchgeführt werden, da dieser bereits über drei Tage Rechenzeit benötigte und mehr als 80 % des zur Verfügung stehenden Arbeitsspeichers in Anspruch nahm. Eine Modellrechnung bis zum Meilensteinjahr 2035 und darüber hinaus überschreitet daher die verfügbaren Ressourcen.

¹ 16 CPU-Kerne (Intel® Xeon® CPU E5-2667 v3 @ 3,2 GHz), 256 GB Arbeitsspeicher, Windows 8.1 Pro 64-bit

² 4 CPU-Kerne (Intel® Core™ i7-4790 CPU @ 3,6 GHz), 16 GB Arbeitsspeicher, Windows 7 Professional 64-bit

PONCELET *et al.* [165] haben bereits darauf hingewiesen, dass die Auswahl der zeitlichen Auflösung einen sichtbaren Effekt auf die Ergebnisse eines Modells hat. Darüber hinaus empfehlen sie für Energiesystemmodelle die Anzahl der Zeitscheiben mindestens auf repräsentative Tage (d. h. 24 h) zu erhöhen, um der zeitlichen Variabilität Erneuerbarer Energien hinreichend Rechnung zu tragen. Zur Kennzeichnung der verschiedenen Rechnungen im Rahmen dieses Unterkapitels wird als Konvention eingeführt, dass die erste Zahl immer die Anzahl der Perioden und die zweite Zahl die Periodendauer in Stunden angibt: '10_24' bedeutet beispielsweise eine zeitliche Modellauflösung von 10 Perioden à 24 h. Abbildung 5.3 zeigt den Vergleich verschiedener Modellauflösungen. Diese enthält Teildiagramme (engl. *subplots*), die in sechs Zeilen und maximal vier Spalten angeordnet sind. In den oberen drei Zeilen stellt jedes Diagramm die absolute jährliche Elektrizitätserzeugung je Meilensteinjahr und Energieträger summiert über alle modellierten Regionen in Europa dar. Das erste Diagramm oben links stellt dabei die Ergebnisse des Modelllaufs ohne zeitliche Aggregation dar. Die Diagramme in den unteren drei Zeilen hingegen stellen das Ergebnis jeweils als Differenz (gekennzeichnet mit Δ) zur vollständigen Rechnung dar; deren horizontale Anordnung korrespondiert jeweils mit dem Absolutdiagramm.

Der Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Modellergebnisse deckt sich mit der Analyse der Eingangsdaten aus Abbildung 3.30: Während eine grobe zeitliche Auflösung noch zu einem deutlich veränderten Einsatz von Technologien in der jährlichen Größenordnung von in Summe teils über 200 TWh führt, werden die Differenzen mit feiner werdender Auflösung geringer. Im Bereich der Aggregation zu repräsentativen Wochen (d. h. einer Periodendauer von 168 h) sind bei vier Perioden noch höhere Abweichungen erkennbar, darüber hinaus werden diese, wie in der untersten Zeile ersichtlich, sehr gering. Während die Rechenperformance zur Lösung des Testszenarios für die Auflösungen '6_168' und '8_168' mit CPU-Zeiten von ca. 577 s bzw. 812 s noch in vergleichbarer Größenordnung liegt, steigt diese bei '10_168' um zwei Größenordnungen auf ca. 13523 s an. Da dies einer Steigerungsrate von Faktor 23 bzw. 16 entspricht, die allerdings in nur geringfügigen Genauigkeitsgewinnen resultiert, wird eine Auflösung von zehn repräsentativen Wochen verworfen. Entsprechend geht das im Rahmen der vorliegenden Arbeit erarbeitete Modell über die o. g. Forderungen von PONCELET *et al.* [165] hinaus und setzt bewusst, zugunsten der Genauigkeit und unter Inkaufnahme entsprechender Rechenzeiten, acht repräsentative Wochen, d. h. $8 \times 168 = 1344$ Zeitscheiben an.

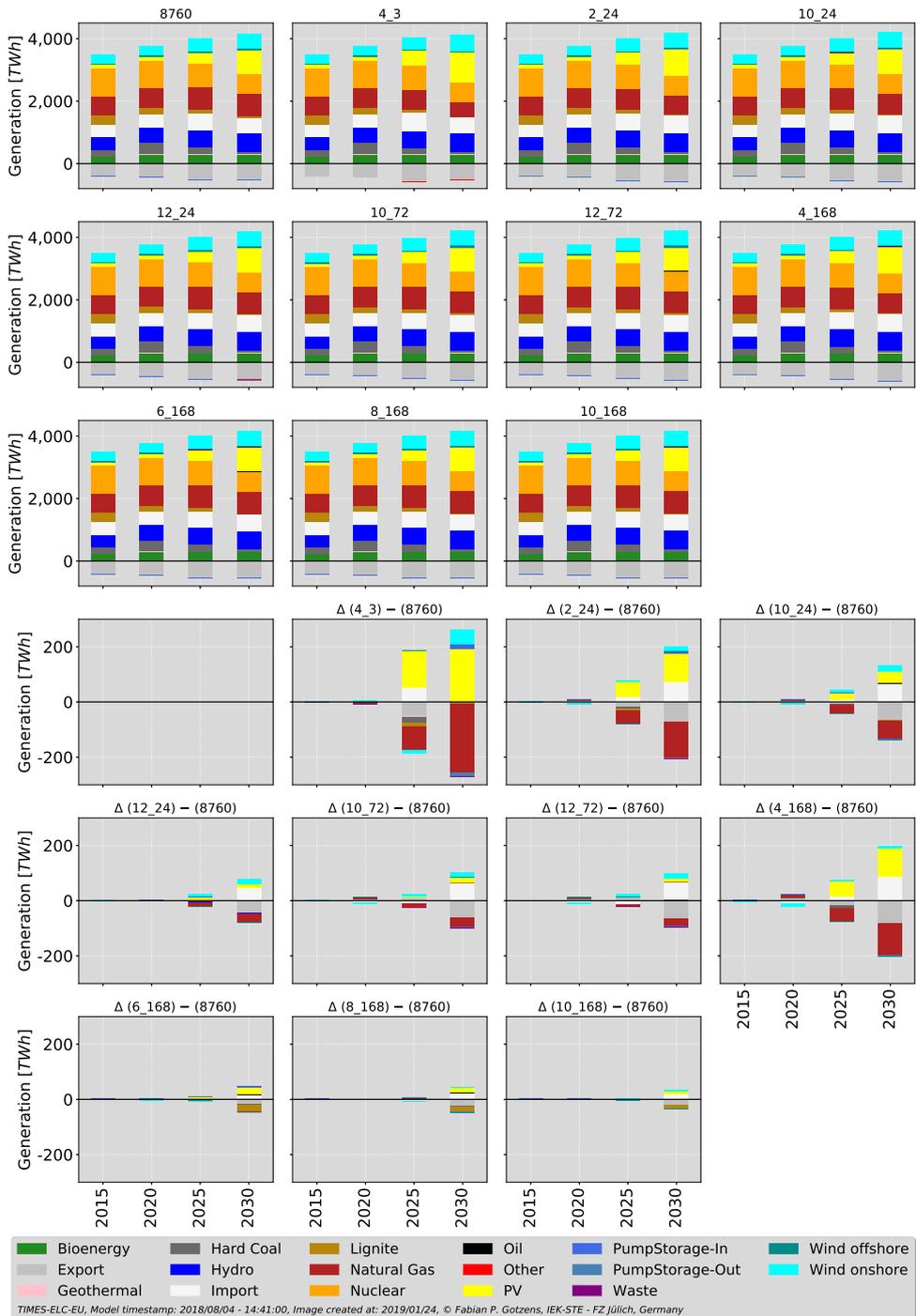


Abbildung 5.3: Vergleich der über alle modellierten Länder summierten Erzeugungen für verschiedene zeitliche Modellauflösungen [eigene Darstellung]

5.2 Einflüsse von Klimavariabilität

Zu Beginn des Kapitels 5 wurde ein Überblick über die Ergebnisgrößen und deren Einheiten (Abbildung 5.1) sowie der Dimensionen, in denen sie vorliegen (Abbildung 5.2), gegeben. Nachdem in Unterkapitel 5.1 die intratemporale Modellauflösung festgelegt wurde, wird nun die Untersuchung des Einflusses von Klimavariabilität auf die Modellergebnisse beschrieben. Die Analyse wird in Form eines Szenarienvergleichs durchgeführt. Dazu wird zunächst das Referenzszenario vorgestellt und dessen Ergebnisse beschrieben. Auf Basis der Herleitung in Unterkapitel 4.1 werden danach vier Klimavariabilitätsszenarien sowie zwei Parametervariationen dem Referenzszenario gegenübergestellt und deren Einflüsse quantifiziert. Anhand dieser Szenarien wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

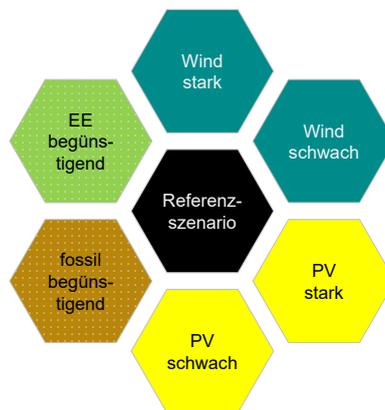


Abbildung 5.4: Überblick über die Klimavariabilitätsszenarien [eigene Darstellung]

5.2.1 Referenzszenario Klimavariabilität

Das Referenzszenario stellt die Ergebnisse dar, die der Modellbildung aus Kapitel 3 bis einschließlich Unterkapitel 3.13 entstammen, d. h. ohne die Berücksichtigung klimatischer Effekte. Für das Startjahr 2015 werden entsprechend der Kalibrierung die Zeitreihen der Kapazitätsfaktoren für Erneuerbare Energien des Jahres 2015 angesetzt. Für alle nachfolgenden Jahre werden die ermittelten repräsentativen Jahre, d. h. für Wind onshore und offshore solche des Jahres 2001 bzw. für Solarenergie solche des Jahres 2013 (vgl. Abbildung 4.1) angesetzt.

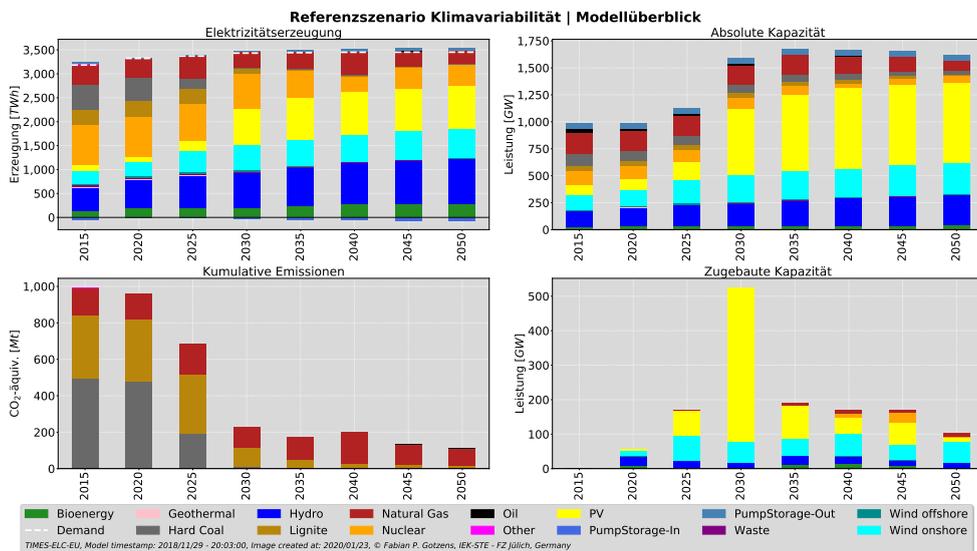


Abbildung 5.5: Überblick über das Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

Abbildung 5.5 gibt einen **Überblick über die Entwicklung vier verschiedener Ergebnisgrößen**, kumuliert über alle Länder und unterteilt nach Energieträger: Das Teildiagramm oben links zeigt die Stromerzeugung als gestapelte Säulen sowie die summierte Nachfrage als weiße, gestrichelte Linie je Säule in [TWh], während im Diagramm darunter die aus der Erzeugung resultierenden Emissionen in [Mt CO₂-äq.] dargestellt sind. Auf der rechten Seite wird die Entwicklung der installierten Leistungen gezeigt: oben die Absolutwerte und unten der periodisch erfolgende Zubau, jeweils in [GW_{e1}]. Allgemein ist zu erkennen, dass die Technologien der Erneuerbaren Energien in Europa eine zunehmend stärkere Rolle spielen und die Erzeugung aus fossilen Energieträgern stetig zurückgeht. Die Erzeugung aus Kernenergie als weitgehend CO₂-neutrale und solche aus Erdgas als CO₂-arme, fossile Technologien bleiben bis zum Ende des Modellierungshorizonts weiterhin bedeutend, um Zeitabschnitte ohne dargebotsabhängige Erzeugung überbrücken zu können. Im Bereich der EE sind insbesondere bei der Photovoltaik im Meilensteinjahr 2030 starke Zuwächse zu verzeichnen. Dies hat insgesamt vier hauptsächliche Gründe: Erstens haben die Investitionskosten für PV-Anlagen zu diesem Zeitpunkt, verglichen mit denen des Startjahrs, ihren niedrigsten Punkt erreicht, da sie fortschreibungsbedingt nicht weiter abfallen (vgl. Abbildung 3.32). Zweitens hat ein Großteil der im Startjahr bereits installierten „alten“ Kraftwerke zu diesem Zeitpunkt das Ende seiner technischen Lebensdauer erreicht und wird stillgelegt (vgl. Abbildung 3.9).

Drittens liegen mit ca. $73,5 \frac{\text{€}_{2010}}{\text{tCO}_2}$ (vgl. Tabelle A.7) im Vergleich zum Startjahr stark erhöhte CO₂-Kosten vor. Viertens existiert bewusst nur eine schwache temporale Einschränkung des Zubaus je modellierter Region, um den Lösungsraum nicht unnötig einzuschränken (vgl. Abschnitt 3.4.3). Das Zusammenspiel dieser vier Aspekte bedingt das vorliegende Ausbaumuster, dessen realistische Umsetzbarkeit (z. B. im Hinblick auf ökonomische Ressourcen sowie benötigte Rohstoffe zur Herstellung oder Import von den Weltmärkten der benötigten PV-Module in dieser Größenordnung) sicherlich kontrovers diskutiert werden kann.

An dieser Stelle ist es daher sinnvoll, die **nach den einzelnen Ländern³ aufgelösten Ergebnisgrößen** näher zu betrachten. Dieser Absatz soll dem Leser zunächst einen Überblick über die Vielzahl der Diagramme verschaffen, während diese in den nachfolgenden Absätzen analysiert und in Zusammenhang gebracht werden. Je Meilensteinjahr und unterteilt nach Energieträgern stellt Abbildung 5.6 (S. 116) den Kapazitätszubau und Abbildung 5.7 (S. 118) die absoluten Kapazitäten in Form von Säulendiagrammen⁴ dar. Abbildung 5.8 (S. 119) zeigt die Ausschöpfungen der geographischen (Kapazitäts-)Potenziale in Form von Liniendiagrammen. Danach werden in Abbildung 5.9 (S. 120) die Erzeugungen inkl. der Im- und Exporte sowie der Nachfragen landesspezifisch dargestellt und in den Abbildungen 5.10 (S. 122) und 5.11 (S. 123) (a) die jährlichen Erzeugungen je Energieträger in Form von Kreisdiagrammen und (b) die grenzübergreifenden Austausche in Form kolorierter Pfeile auf Europakarten geplottet. Anschließend wird in Abbildung 5.13 (S. 126) die zeitliche Entwicklung sowohl der Stromerzeugung als auch der installierten Kapazität in Dreiecksdiagrammen, sog. *Ternärplots*, für kernenergienutzende Länder dargestellt. Dabei werden die drei Dimensionen fossil, nuklear und erneuerbar unterschieden. Nachfolgend werden in Abbildung 5.14 (S. 127) die kumulierten Emissionen für jedes modellierte Land dargestellt. Schließlich geben die Abbildungen 5.15 (S. 129) bzw. 5.16 (S. 130) einen Überblick über die Veränderung der intratemporalen Erzeugungsmuster in Frankreich bzw. Deutschland.

In Abbildung 5.6 (S. 116) sind die **jährlich zugebauten Kapazitäten** dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass sich der starke Zubau von PV-Anlagen des Meilensteinjahrs 2030 mit Ausnahme der nordischen⁵ Staaten und Irland auf alle anderen modellierten Länder verteilt.

³ Wie in Unterkapitel 3.1 beschrieben, wird Dänemark zwar modellseitig als zwei Regionen abgebildet, aus Gründen der Übersichtlichkeit werden dessen Werte jedoch in allen Säulen- und Liniendiagrammen aggregiert dargestellt.

⁴ Da die Säulendiagramme Absolutdarstellungen sind, ist es wichtig zu beachten, dass jedes Teildiagramm eine individuelle Skalierung der Ordinate aufweist.

⁵ Als nordische Staaten werden hier die drei skandinavischen Staaten Dänemark, Norwegen und Schweden sowie das im engeren Sinne nicht dazuzählende Finnland bezeichnet. [166]

Referenzszenario | Zugebaute Kapazität

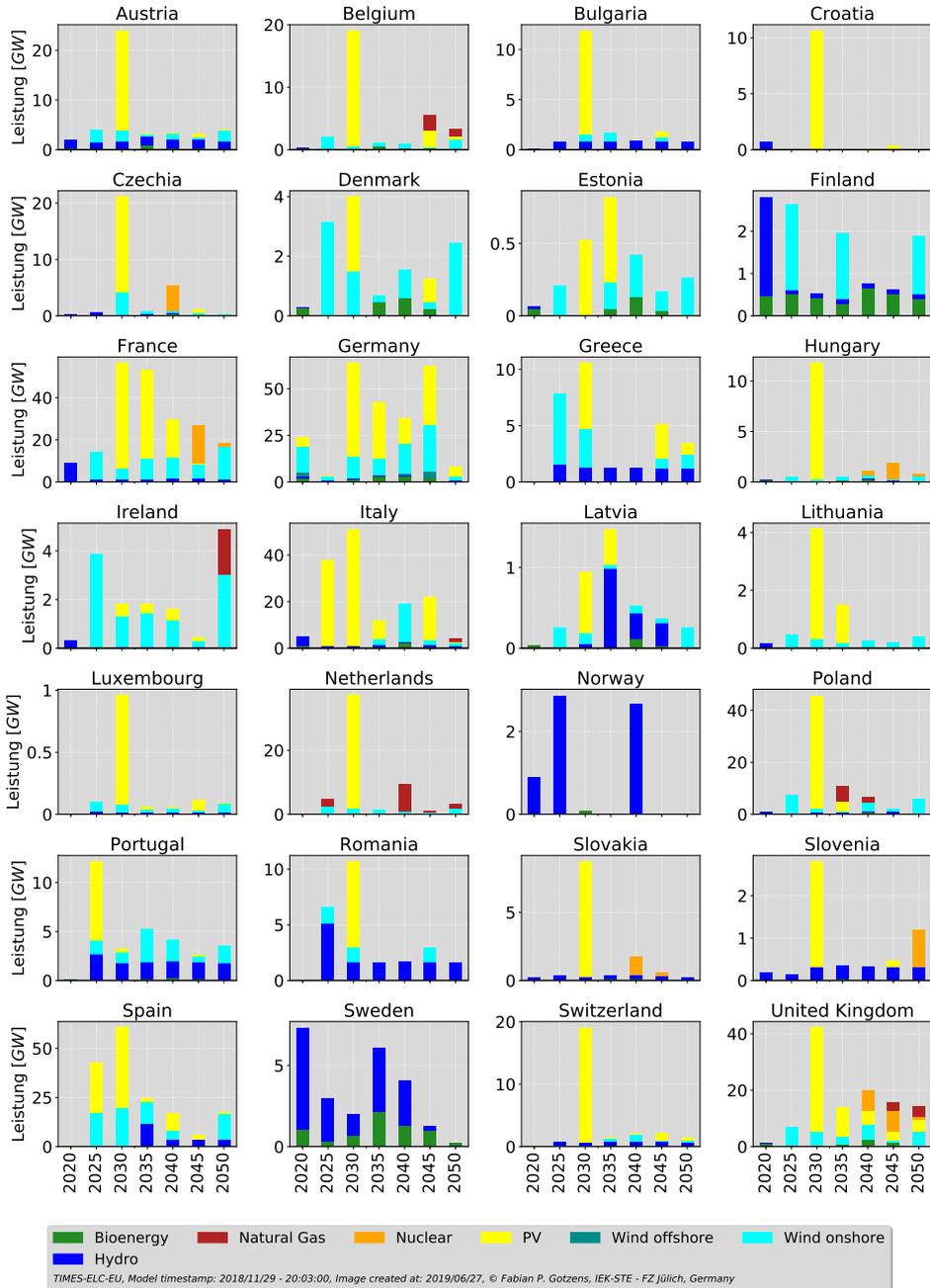


Abbildung 5.6: Zugebaute Kapazitäten im Referenzszenario Klimavariabilität
[eigene Darstellung]

Während in den drei Staaten Deutschland, Frankreich und Italien mit jeweils 50 GW_{el} die temporale Zubauchranke erreicht wird, liegen Polen und Spanien mit jeweils $>40 \text{ GW}_{el}$, das Vereinigte Königreich und die Niederlande mit jeweils $>30 \text{ GW}_{el}$ sowie Österreich, Belgien, die Schweiz, Tschechien, Ungarn und Bulgarien jeweils mit Werten im Bereich zwischen 21 GW_{el} und 10 GW_{el} unterhalb dieser Grenze. In Österreich, Luxemburg und der Schweiz greift hingegen bereits die **Absolutgrenze des Zubaus**, d. h. das jeweils definierte geographische Potenzial wird in diesem Jahr erreicht, siehe auch Abbildung 5.8 (S. 119). In den nordischen Staaten und Irland dominiert hingegen der Zubau von Wasserkraft, Windenergieanlagen sowie – zu einem geringeren Anteil – von Bioenergie. Bemerkenswert ist weiterhin, dass dem europaweit kumulierten Zubau von Erneuerbaren Energien i. H. v. mehr als 1300 GW_{el} Zubauten von „nur“ knapp 45 GW_{el} an Kernkraftwerken und knapp 35 GW_{el} an Gaskraftwerken bis zum Modelljahr 2050 gegenüberstehen.

Abbildung 5.7 (S. 118) stellt hingegen die **absoluten Kapazitäten** dar, die sich aus dem Zubau und aus den bereits im Startjahr vorhandenen Kapazitäten zusammensetzen, sofern diese noch nicht das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben. Die im vorigen Absatz diskutierten starken Zubauten des Meilensteinjahrs 2030 sind ebenfalls in der Absolutdarstellung ersichtlich. Daneben zeigt sich, dass in Norwegen und Schweden auch in Zukunft die Wasserkraft den überwiegenden Anteil der Erzeugungskapazitäten darstellt. Aufgrund der ausgereiften Technologie und damit vergleichsweise niedrigen spezifischen Investitionskosten (vgl. Tabelle A.8) bauen ausnahmslos alle modellierten Staaten so viel Wasserkraftkapazitäten zu, dass deren **geographisches Potenzial** zumindest zeitweise erreicht wird, siehe Abbildung 5.8 (S. 119). Weiterhin ist ersichtlich, dass die meisten Staaten (Ausnahmen sind Norwegen, Schweden und die Schweiz) im Startjahr noch einen überwiegend nuklear-fossilen Erzeugungspark aufweisen, während zum Ende des Modellierungshorizonts die Erneuerbaren Energien in allen Staaten den weit überwiegenden Anteil der installierten Kapazitäten ausmachen.

Abbildung 5.9 (S. 120) stellt die mit diesen installierten Leistungen erzielten **elektrischen Erzeugungen mitsamt der sich ergebenden Im- und Exporte sowie der Nachfragen** (Letztere als gestrichelte Linien) dar. Zunächst fällt auf, dass der in der Darstellung der Kapazitäten (Abbildungen 5.6 und 5.7) noch drastisch hoch erscheinende Ausbau der installierten Leistung von PV-Anlagen im Jahr 2030 sich offenkundig weniger stark auf die jährliche Erzeugung auswirkt. Dies liegt darin begründet, dass PV-Anlagen relativ zu anderen Technologien deut-

Referenzszenario | Absolute Kapazität

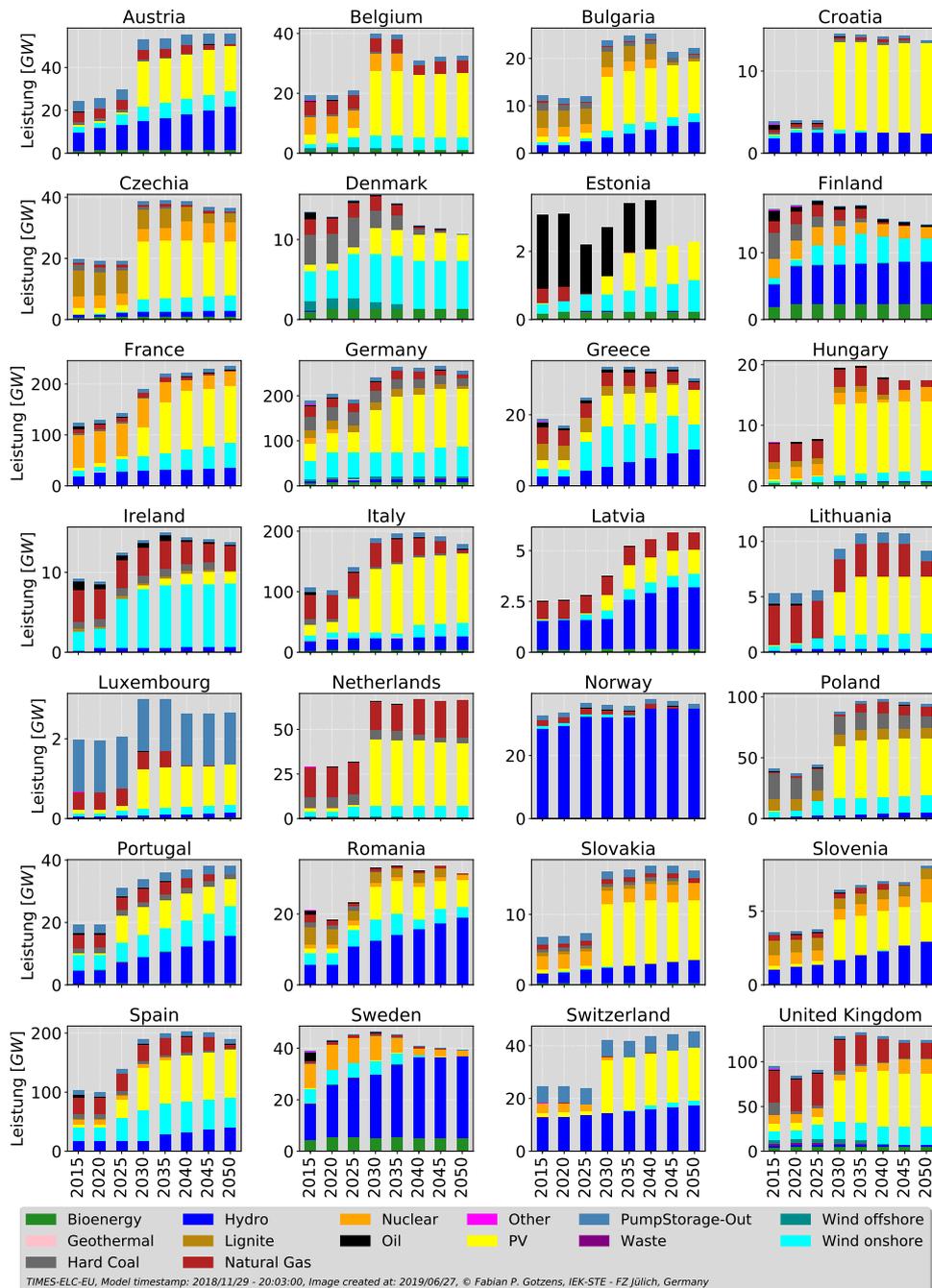


Abbildung 5.7: Absolute Kapazitäten im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

Referenzszenario | Potenzialausschöpfung

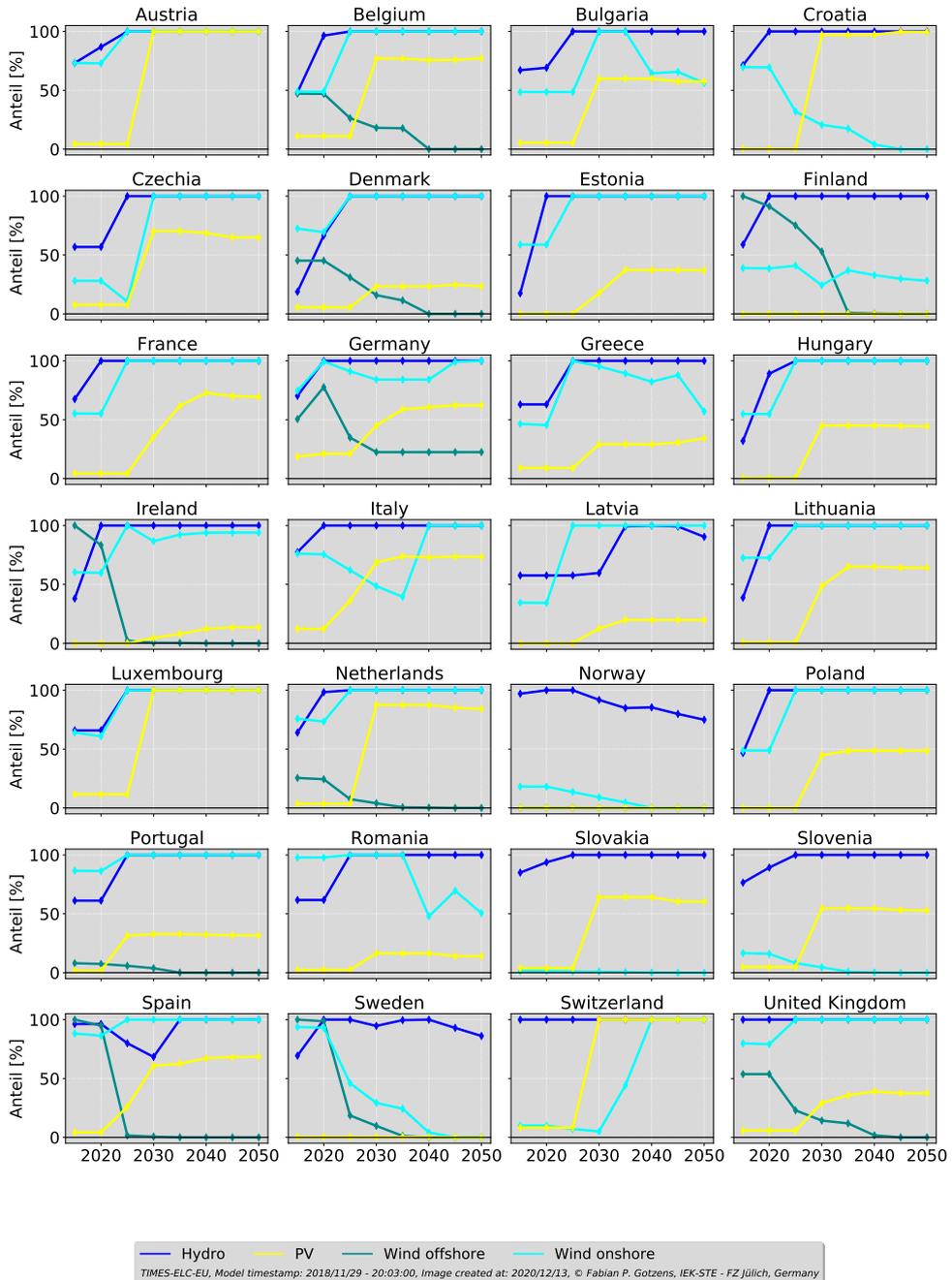


Abbildung 5.8: Ausschöpfung der geographischen Potenziale im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

Referenzszenario | Elektrizitätserzeugung

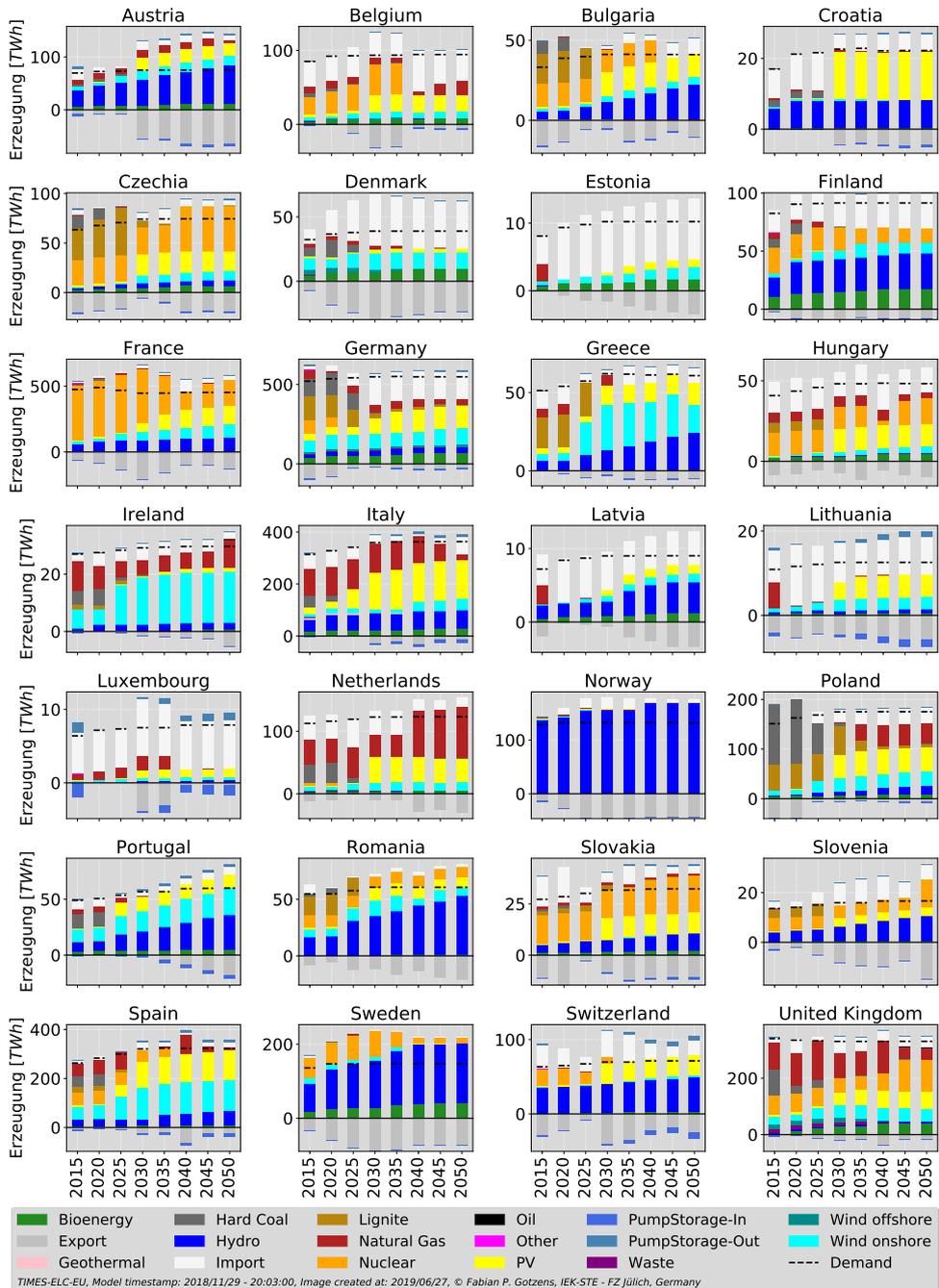


Abbildung 5.9: Jährliche Stromerzeugungsmengen inkl. der Im- und Exporte sowie der Nachfrage im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

lich geringere jährliche Kapazitätsfaktoren aufweisen (vgl. Abbildung 4.1 sowie Tabelle 3.10). Weiterhin ist festzustellen, dass Estland seine bestehenden auf Erdölfeuerung basierenden Altkraftwerke aufgrund des vergleichsweise hohen Erdölpreises in keinem der Meilensteinjahre einsetzt und diese Kraftwerke ohne weitere Nutzung im Jahr 2040 aus dem System ausscheiden. Mit Ausnahme der skandinavischen Länder ist allen Staaten eine Abkehr von einem überwiegend fossil und/oder nuklear geprägten hin zu einem vorwiegend erneuerbaren Erzeugungsmix gemein. In den skandinavischen Staaten liegt ein solcher Erzeugungsmix aufgrund der hohen bis sehr hohen Wind- bzw. Wasserkraftanteile bereits im Startjahr 2015 vor (Dänemark: 65,3 % Erzeugung aus EE, Schweden: 65,3 %, Norwegen: 98,5 %). Schließlich lässt sich festhalten, dass einige Staaten zunehmend ihre traditionelle Rolle als Nettoexporteur verlieren (v. a. Deutschland und Polen) und diese an andere Staaten abtreten (v. a. Norwegen, Österreich und Portugal), während andere Staaten (v. a. Frankreich aufgrund des hohen Anteils an grundlastfähigen nuklearen Erzeugungskapazitäten) ihre Position als Nettoexporteur erhalten können.

Diesen Aspekt greifen die **kartografischen Darstellungen** in den Abbildungen 5.10 (S. 122) und 5.11 (S. 123) auf; diese befinden sich außerdem einzeln und in voller Größe im Anhang in den Abbildungen B.13 (S. 219) bis B.20 (S. 226). Die darin abgebildeten Kreisdiagramme stellen für jede modellierte Region die energieträgerspezifische Zusammensetzung der jährlichen Erzeugung dar, dessen Segmente mit den Absolutwerten beschriftet sind; aus Gründen der Übersichtlichkeit jedoch nur, sofern diese größer oder gleich 10 TWh sind. Weiterhin steht die Fläche der Kreise in einem proportionalen Verhältnis zu der Gesamterzeugung der jeweiligen Region. Darüber hinaus sind die grenzübergreifenden, internen Austausche in Form von einheitlich mathematisch positiv⁶ gebogenen Pfeilverbindungen eingezeichnet. Die Pfeilbreite steht in einem proportionalen Verhältnis zu der jeweiligen Übertragungskapazität in [MW] (siehe die entsprechende Legende in den Abbildungen 5.10 und 5.11 sowie ggf. Tabelle A.5 im Anhang), während deren mittlere jährliche Auslastung ($\hat{=}$ der Energiemenge in [TWh]) durch Einfärbung indiziert wird (siehe [0, 1]-normierte Farbskala am rechten Bildrand). Ein hellgrauer, breiter Pfeil deutet beispielsweise eine gering ausgelastete Verbindung mit hoher Übertragungskapazität an, während ein schwarzer, schmaler Pfeil für eine stark ausgelastete Verbindung mit geringer Kapazität steht. Dabei ist wichtig zu beachten, dass die sich ergebenden Austausche nicht mit den sich in der Realität einstellenden physischen

⁶ „Mathematisch positiv“ bedeutet hier „gegen den Uhrzeigersinn“.

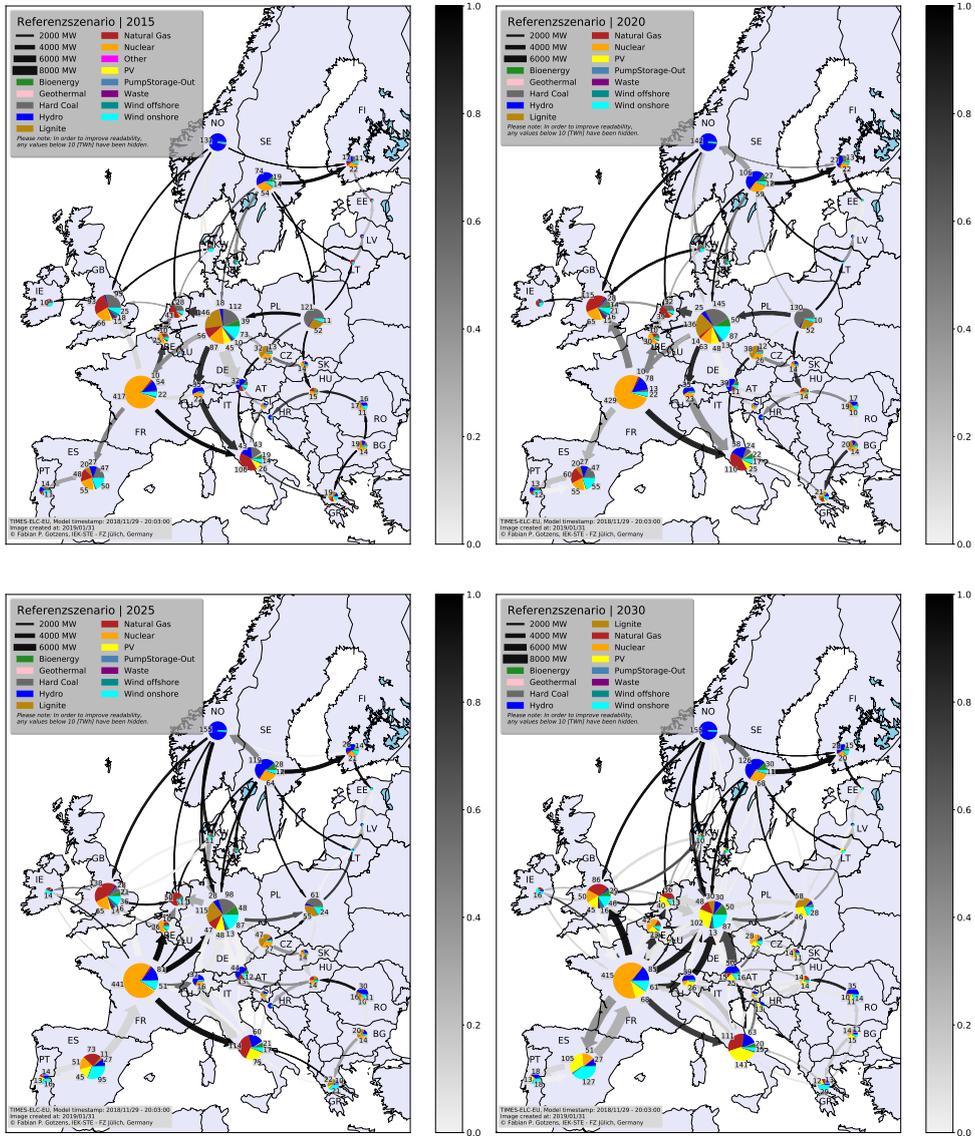


Abbildung 5.10: Stromerzeugungsmengen und Austausche 2015 – 2030 im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

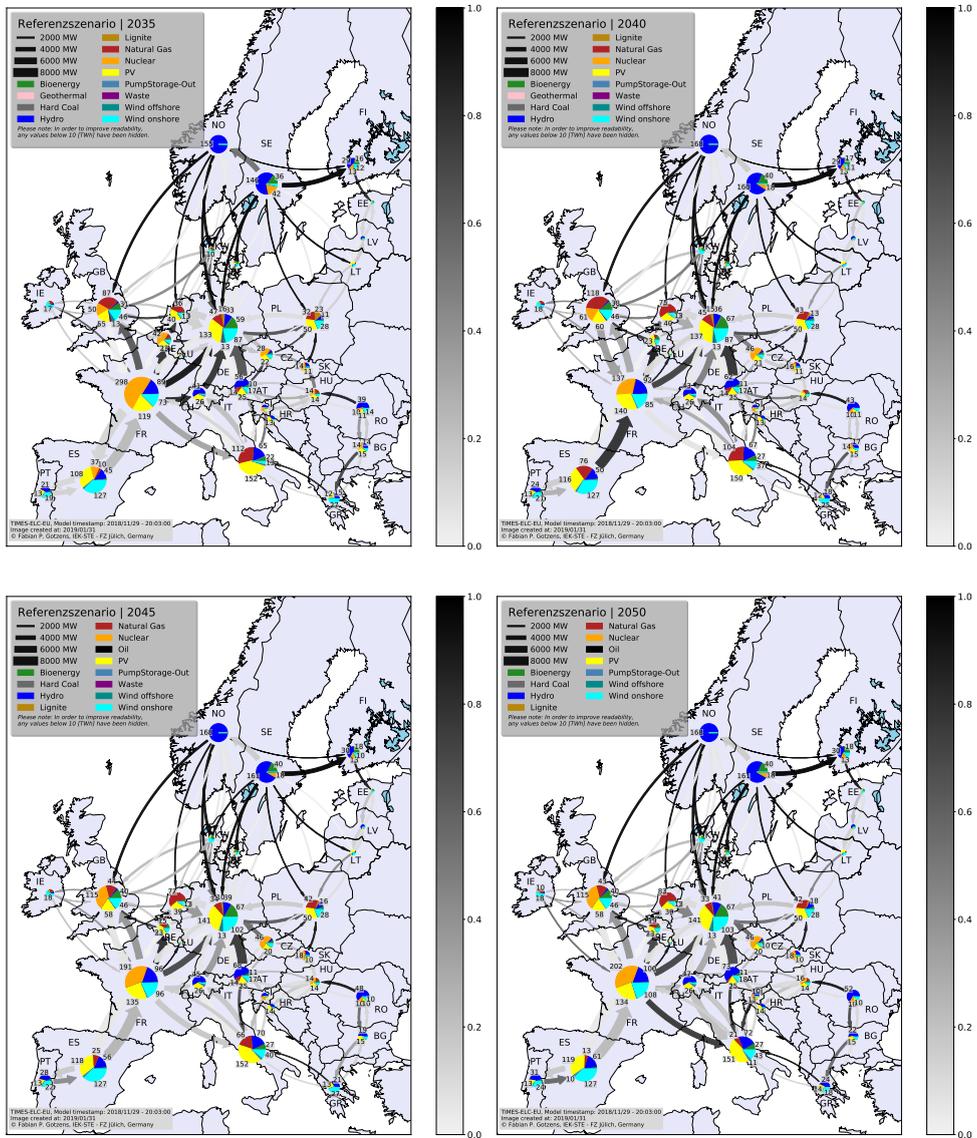


Abbildung 5.11: Stromerzeugungsmengen und Austausch 2035 – 2050 im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

Austauschmengen verglichen werden können, da mit dem gewählten Modellparadigma keine Berechnung des Lastflusses möglich ist. Vielmehr geben diese nur idealisierte Mengen gemäß einer Energiebilanz an, die dann zwischen zwei Meilensteinjahren oder Szenarien verglichen werden können. Zunächst ist ersichtlich, dass der in Abschnitt 3.10.1 beschriebene, exogen vorgegebene Netzausbau sich sowohl in Form einer Erweiterung der Verbindungen (siehe diejenige zwischen Frankreich und Irland) als auch in einer Erhöhung der Übertragungskapazitäten (gekennzeichnet durch breitere Pfeile) niederschlägt. Weiterhin fällt auf, dass im Startjahr zwischen zwei benachbarten und miteinander verbundenen Regionen modellseitig ausschließlich unilaterale Austausche stattfinden, obgleich zu jedem modellierten Zeitpunkt – d. h. auch bereits im Startjahr – bilaterale Austausche möglich wären. Während die meisten Staaten in den frühen Meilensteinjahren neben ihrer eigenen Erzeugung sowohl Strom im- als auch exportieren, existieren einige Staaten, die ausschließlich Strom exportieren (Bulgarien, Norwegen und Polen) und wiederum andere, die ausschließlich importieren (Griechenland, Irland, Luxemburg und Portugal). Eine völlig andere Situation findet sich dagegen ab dem Meilensteinjahr 2030, in dem ein Großteil der miteinander verbundenen Regionen die Austauschmöglichkeiten in beide Richtungen zu nutzen beginnt. So exportiert beispielsweise Frankreich 28,6 TWh nach und importiert 19,8 TWh aus Spanien. Weiterhin fällt auf, dass die skandinavischen Länder Norwegen und Schweden in 2030 in Summe knapp das Dreifache im Vergleich zu 2015 exportieren (135,7 TWh gegenüber 48,5 TWh). Insgesamt steigt die Summe der Exporte von 386,1 TWh in 2015 auf 687 TWh in 2030 bzw. auf 617 TWh in 2050 und somit um ca. 78 % bzw. 59,5 %. Dies geht zum einen auf den Netzausbau (Erhöhung der Übertragungskapazität i. H. v. 33,1 % von 180,2 GW_{el} in 2015 auf 239,9 GW_{el} in 2030 und allen weiteren Meilensteinjahren, vgl. Abschnitt 3.10.1) und zum anderen auf den starken Ausbau von Erneuerbaren Energien zurück, deren räumlicher und zeitlicher Variabilität systemseitig Rechnung getragen werden muss. Der zeitlichen Variabilität könnte zwar weiterhin auch über einen modellseitig möglichen Ausbau der bestehenden Speicherkapazitäten begegnet werden, von dieser Option wird jedoch im Referenzszenario kein Gebrauch gemacht.

Die sich vollziehende Transformation des europäischen Erzeugungssystems wird in sog. Ternärplots aus einem anderen Blickwinkel beleuchtet. **Ternärplots stellen die Entwicklung der Anteile der absoluten Kapazitäten (rot) und jährlichen Erzeugungen (grün)** in Dreiecksform dar, siehe Abbildung 5.12 exemplarisch für Finnland. Sie haben die Eigenschaft, dass die zu jedem Punkt gehörenden Werte der drei Achsen in Summe immer eins ergeben. An den

Spitzen des Dreiecks ist immer ein Anteil eins, während die jeweils anderen beiden null sind; in diesem Falle sind an der oberen Ecke die erneuerbaren, an der linken Ecke die nuklearen und an der rechten Ecke die fossilen Technologieanteile eins. Genau auf den Achsen (anschaulich: Dreiecksseiten) liegend ist immer einer der drei Anteile null, während die beiden anderen jeweils Werte größer null und kleiner eins aufweisen. Bei Punkten, die im Inneren des Dreiecks liegen, sind alle drei Anteile jeweils größer null und kleiner eins. Die fett gedruckten Kästchen innerhalb des Pfades stellen den Zustand in jeweils einem Meilensteinjahr dar.

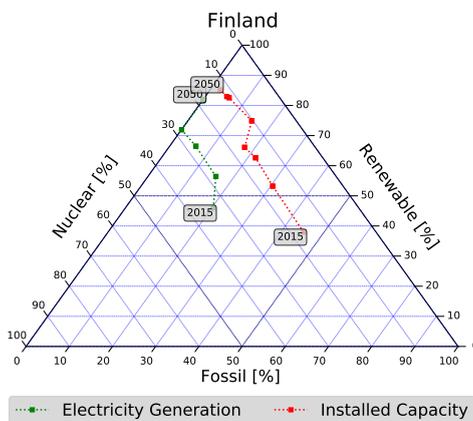


Abbildung 5.12: Ternärplotbeispiel Finnland

Aufgrund der genannten Unterscheidung in die drei Anteile aus fossilen, nuklearen und erneuerbaren Technologien werden in Abbildung 5.13 (S. 126) nur solche Länder dargestellt, die Kernkraftwerke in ihrem Erzeugungssportfolio haben. Mit der Abschaltung der letzten deutschen Kernkraftwerke EMSLAND, ISAR/OHU 2 und NECKARWESTHEIM II, die in der Realität spätestens auf den 31.12.2022 terminiert ist, erreicht Deutschland modellseitig hier im Meilensteinjahr 2025 einen nuklearen Anteil von null. Entsprechend erreichen beide dargestellten Größen – Erzeugungen und Kapazitäten – dann die rechte Seite und bewegen sich fortan auf der erneuerbaren Achse in Richtung einhundert und gleichzeitig auf der fossilen Achse in Richtung null Prozent, ohne jedoch diese flankierenden Werte bis zum Zieljahr 2050 zu erreichen. Ein ähnliches Muster weisen die Niederlande auf, deren letztes verbliebenes Kernkraftwerk BORSSELE im Meilensteinjahr 2025 das Ende seiner technischen Lebensdauer erreicht haben wird und somit aus dem System ausscheidet. Anders sieht es dagegen in Schweden bzw. in der Schweiz aus: Deren Erzeugungssysteme basieren traditionell hauptsächlich auf Kernenergie- und Wasserkraftwerken und haben somit nur sehr geringe bzw. gar keine fossilen Anteile. Entsprechend bewegen sich deren Pfade hauptsächlich oder ganz auf der nuklearen Achse in Richtung höherer Anteile von Erneuerbaren Energien. Allen abgebildeten Staaten ist gemein, dass sich sowohl der Pfad der installierten Kapazitäten wie auch der der jährlichen Erzeugung in Richtung der oberen Ecke des Dreiecks und somit hin zu höheren Anteilen von Erneuerbaren Energien bewegt.

Referenzszenario | Ternärplots (Nur Länder mit Kernenergie)

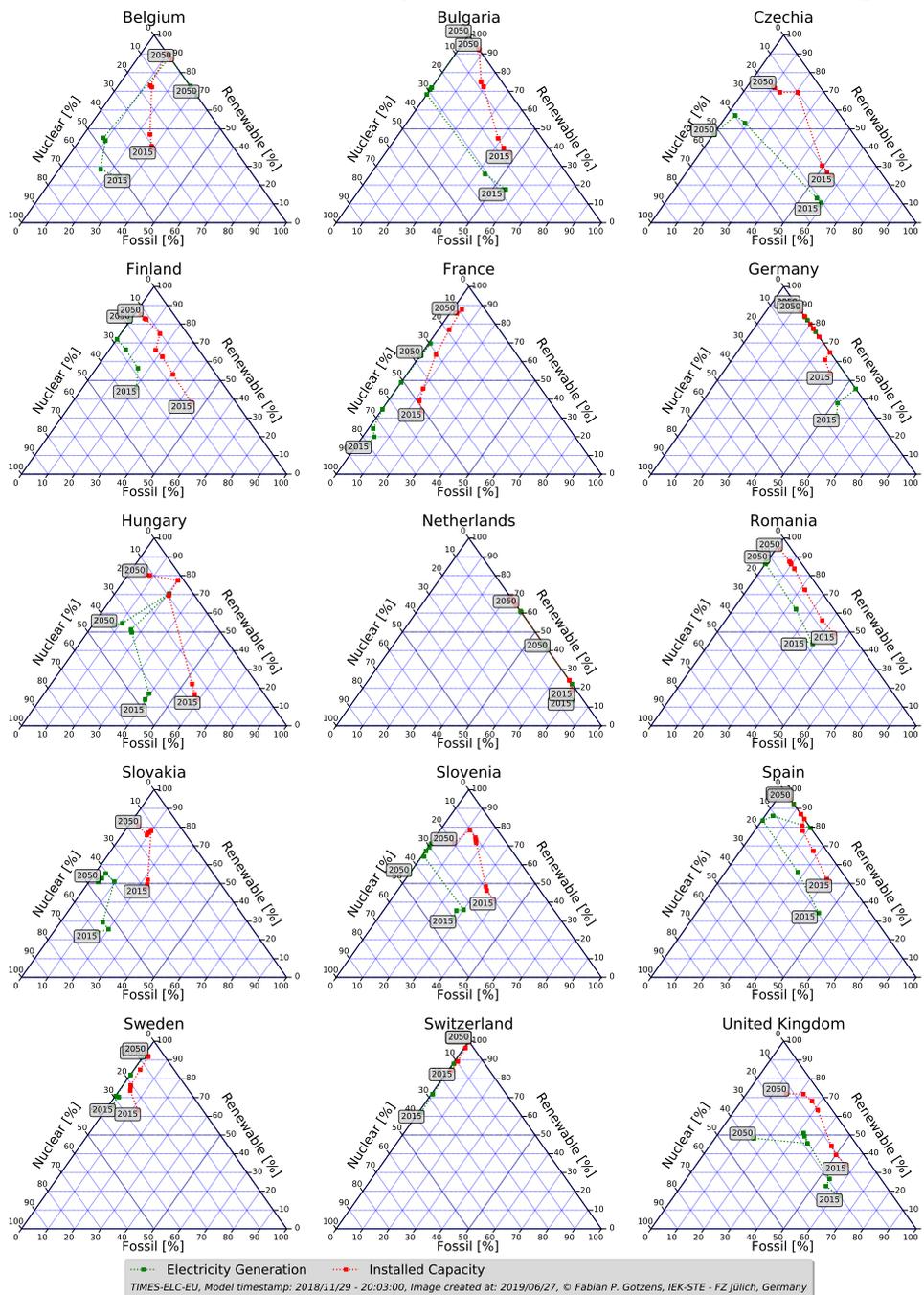


Abbildung 5.13: Ternärplot des Referenzszenarios Klimavariabilität [eigene Darstellung]

Referenzszenario | Kumulative Emissionen

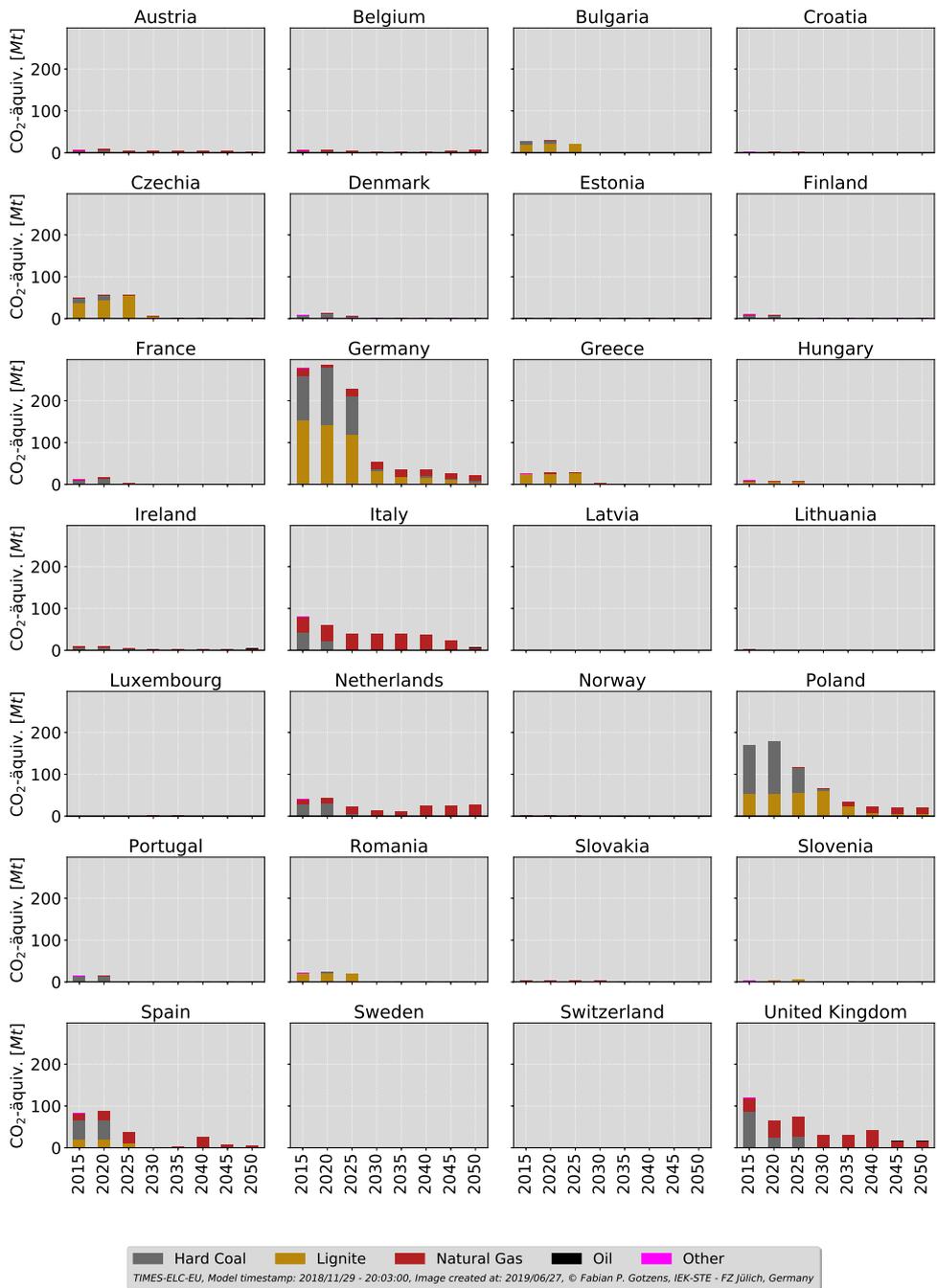


Abbildung 5.14: Emissionen im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

Abbildung 5.14 (S. 127) stellt die aus den Erzeugungen resultierenden **CO₂-Emissionen** dar. Um den länderspezifischen Beitrag der Reduktion an der Gesamtheit der Emissionen besser einschätzen zu können, wird in dieser Darstellung ausnahmsweise eine einheitliche Skalierung der Ordinate verwendet. Daraus wird ersichtlich, dass Deutschland im Meilensteinjahr 2030 durch die vollständige Abkehr der Nutzung von Steinkohlekraftwerken und eine starke Reduktion der Erzeugung aus Braunkohle einen bedeutenden Beitrag zur Emissionsreduzierung leistet. Insgesamt verringern sich die Emissionen aus deutschen Kraftwerken um 258,0 Mt CO₂-äq. zwischen Start- und Zieljahr. Die zweit- und drittgrößten Reduktionsbeiträge leisten Polen mit 148,7 Mt CO₂-äq. und das Vereinigte Königreich mit 104,6 Mt CO₂-äq.

Da vor allem Frankreich und Deutschland als die zwei Volkswirtschaften mit der höchsten Stromnachfrage (vgl. Abbildung 3.19) in diesem Referenzszenario eine weitreichende Transformation ihres Erzeugungssystems bis 2050 durchlaufen, lohnt zuletzt ein Blick auf die **intratemporalen Erzeugungsmuster**, um deren zeitliche Entwicklung zu verstehen. Die Abbildungen 5.15 (S. 129) für Frankreich bzw. 5.16 (S. 130) für Deutschland bestehen aus jeweils drei übereinander angeordneten Diagrammen – je eins für die Meilensteinjahre 2015, 2030 und 2050 –, die wiederum selbst aus acht Teildiagrammen – je eins für jede repräsentative Modellwoche A bis H – in Form von gestapelten Flächendiagrammen dargestellt sind. Da im Zuge der Modellbildung die einzelnen Wochen unterschiedlich oft angesetzt werden, um den Jahresverlauf optimal zu repräsentieren (vgl. Unterkapitel 3.8), liegen deren absolute Höhen auf unterschiedlichen Niveaus. Damit jedoch Änderungen im Erzeugungsmuster erkennbar sind, sind deren Ordinaten entsprechend individuell skaliert. Während in beiden Ländern im Jahr 2015 noch die derzeitigen Erzeugungsmuster erkennbar sind, d. h. in Frankreich eine hohe Lastdeckung mit Kernenergie bzw. in Deutschland mit einem Mix aus fossilen, nuklearen und erneuerbaren Erzeugern stattfindet, ist in den folgenden Meilensteinjahren erkennbar, wie der über die Tagesmitte verlaufende solare Peak in Kombination mit Bioenergie-, Wasser- und Windenergieanlagen verstärkt zur Lastdeckung eingesetzt wird. Weiterhin ist v. a. in 2050 in beiden Ländern verstärkt erkennbar, dass den Pumpspeicherkraftwerken eine zeitliche und dem Netzausbau eine räumliche Ausgleichsfunktion zukommt: Während in den solaren Spitzen zur Mittagszeit elektrische Energie eingespeichert und exportiert wird, erkennbar an den Flächen im negativen Ordinatenabschnitt, wird zu anderen Zeiten des Tages Strom ausgespeichert und importiert.

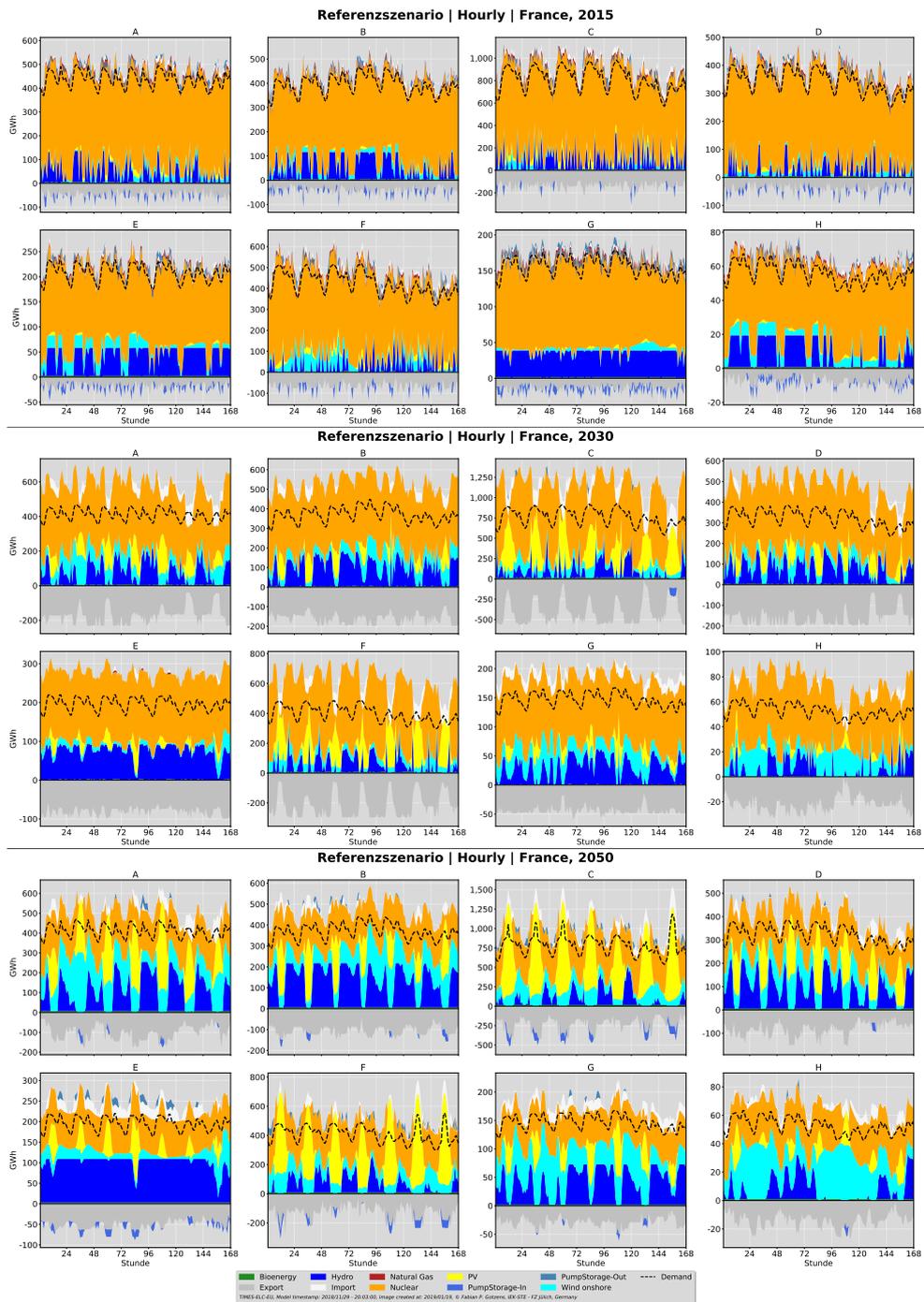


Abbildung 5.15: Intratemporale Stromerzeugungsmengen, Austausch und Nachfragen für die Jahre 2015, 2035 und 2050 in Frankreich im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

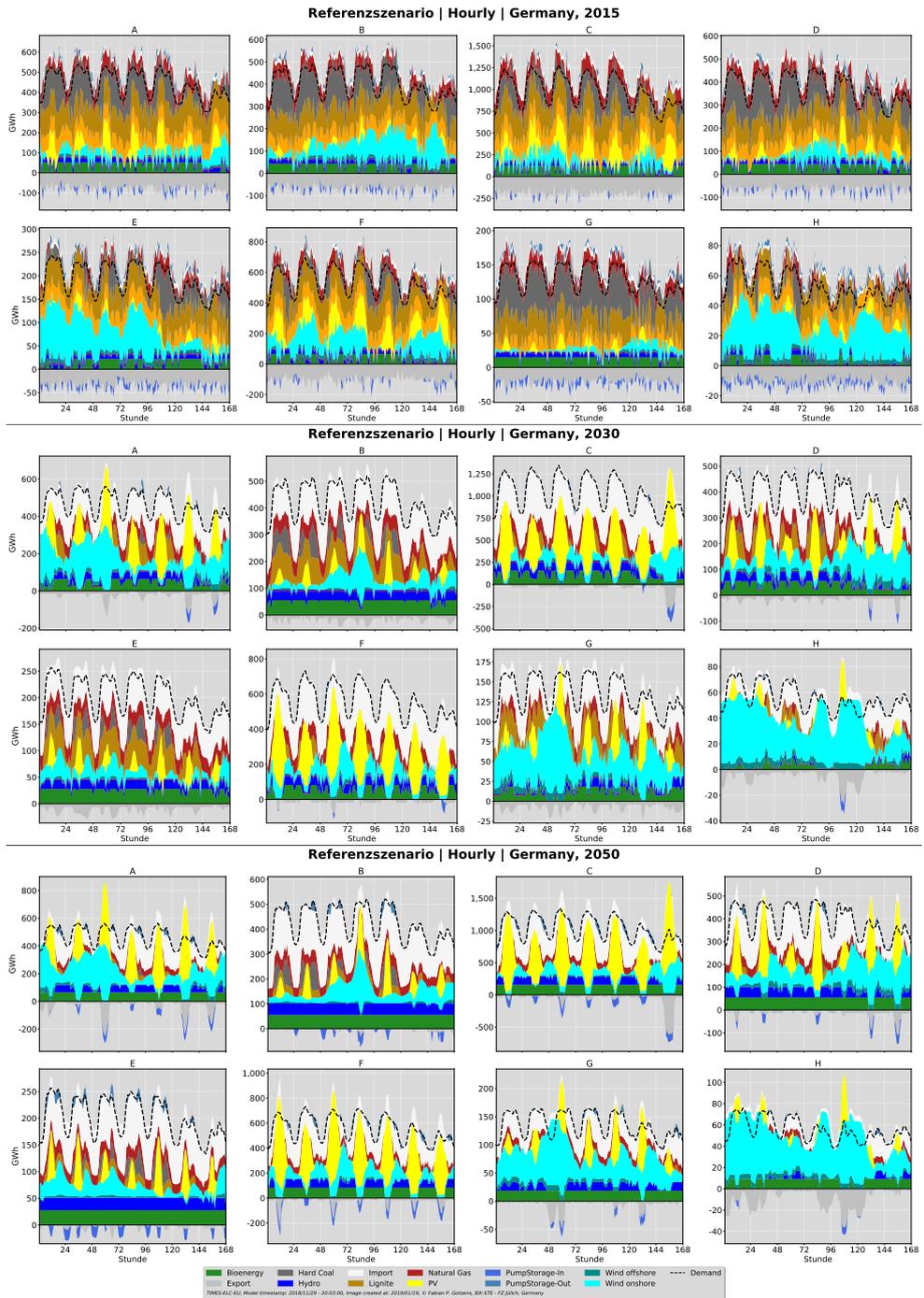


Abbildung 5.16: Intratemporale Stromerzeugungsmengen, Austausche und Nachfragen für die Jahre 2015, 2035 und 2050 in Deutschland im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

5.2.2 Quantifizierung des Einflusses von Klimavariabilität

Die regulären Untersuchungen hinsichtlich der natürlichen Klimavariabilität finden *ceteris paribus* statt, d. h. während beispielsweise die Extremjahre für Wind (also das windschwächste und das windstärkste Jahr) integriert werden, wird für die solaren Kapazitätsfaktoren das repräsentative Jahr angesetzt und *vice versa*. Dies hat den Grund, dass kein statistischer Zusammenhang der mittleren jährlichen Kapazitätsfaktoren zwischen den beiden Zeitreihenarten Wind und Solar festgestellt werden kann ($R^2 < 0,007$) und

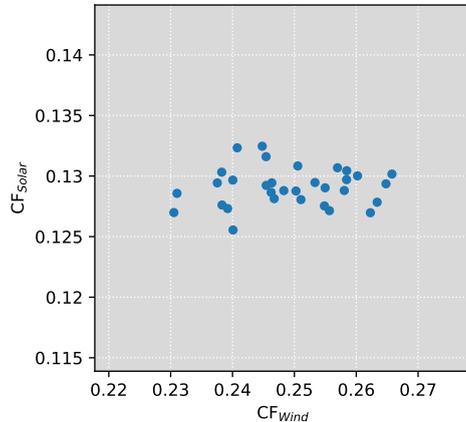


Abbildung 5.17: CFs Solar vs. Wind

somit weder eine positive Tendenz („ein windstarkes Jahr bedingt tendenziell auch ein solarstarkes Jahr“) noch eine negative Tendenz („ein windstarkes Jahr bedingt tendenziell ein solarschwaches Jahr“) festzustellen ist. Abbildung 5.17 stellt die Punktwolke der mittleren jährlichen CF dar, in der jeder Datenpunkt ein Jahr zwischen 1985 und 2016 repräsentiert.

Lediglich im Rahmen der Parametervariation werden jeweils die stärksten (Wind: 1990, Solar 2011, vgl. Abbildung 4.1) sowie schwächsten (Wind: 2010, Solar 1987, vgl. Abbildung 4.1) Jahre beider Zeitreihenarten gemeinsam angesetzt, um die Extrembereiche des Lösungsraums auszuloten. Die Parametervariation beinhaltet weiterhin im fossile-begünstigenden Szenario eine Absenkung der CO₂-Preise bzw. im EE-begünstigenden Szenario eine Anhebung der Brennstoffpreise wie im CPS-Szenario des WEO angegeben (vgl. Abschnitt 3.11.1). Diese beiden Szenarien sind jedoch hauptsächlich methodischer Natur und entsprechend als wenig realistisch einzuschätzen.

Die Abbildungen 5.18 (S. 135) bzw. 5.19 (S. 136) entsprechen in ihrer Anordnungslogik derselben aus Abbildung 5.3 und stellen jährlich die kumulierten Erzeugungen bzw. absoluten Kapazitäten der sieben verschiedenen Szenarien sowie deren Differenzen gegenüber dem Referenzszenario dar. Dabei ist wichtig zu beachten, dass die Skalierung der Ordinate nur in den oberen beiden Zeilen der Teildiagramme identisch ist – dies ist insbesondere beim Vergleich der Zeilen drei und vier von entscheidender Bedeutung. Da die Unterschiede

zwischen den Szenarien in der Einzeldarstellung in den oberen beiden Zeilen kaum zu erkennen sind, wird sich hier im Folgenden auf die Differenzdarstellungen konzentriert.

Wie zu erwarten, ist für das **windschwache Szenario** zu erkennen, dass die Erzeugung aus WEA in allen Meilensteinjahren und die Kapazitäten, mit Ausnahme des Meilensteinjahres 2035, geringer sind als im Referenzszenario. Während im Modelljahr 2020 die fehlende Windenergieerzeugung noch mit bereits bestehenden Gaskraftwerken kompensiert werden kann und somit kein Unterschied in den installierten Kapazitäten vorliegt, werden im Jahr 2025 bereits Gas- und PV-Kapazitäten i. H. v. $2,8 \text{ GW}_{el}$ bzw. $8,6 \text{ GW}_{el}$ hinzu gebaut, um die fehlende Erzeugung aus Windenergie auszugleichen. Der durch diesen Zubau erfolgende Lock-In-Effekt unterminiert dadurch in den folgenden Modelljahren ab 2030 teilweise die Investitionen in PV-Kapazitäten, wodurch in der Folge auch deren kumulierte Erzeugung geringer ausfällt. Bedingt durch diese geringere Erzeugung aus EE geht ebenfalls der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken zurück. Erst ab dem Meilensteinjahr 2035 wird, zusätzlich zu Gaskraftwerken, wieder verstärkt in die Kernenergietechnologie investiert und damit zur Erzeugung beigetragen. Im Vergleich zum Referenzszenario beträgt die höchste Abweichung im Jahr 2050 in Summe $93,6 \text{ TWh}$ und liegt damit im Bereich zwischen dem heutigen Jahresstromverbrauch von Belgien und den Niederlanden (vgl. Abbildung 3.19).

Im **windstarken Szenario** kehrt sich die Situation auf der Erzeugungsseite um: Hier erfolgt in allen Jahren eine höhere Erzeugung aus Windenergie, die geringere Erzeugungen aus Gas-, Steinkohle- und Kernkraftwerken⁷ nach sich zieht. Die höheren CFs reizen ab dem Jahr 2025 höhere Investitionen in WEA an, während die Investitionen ab dem Jahr 2040 sogar geringer ausfallen, d. h. weniger installierte Kapazitäten erzeugen mehr Strom. Jedoch sind ab diesem Meilensteinjahr ebenfalls höhere PV-Kapazitäten (2040: $14,3 \text{ GW}_{el}$, 2045: $20,8 \text{ GW}_{el}$, 2050: $22,5 \text{ GW}_{el}$) und in der Folge höhere PV-Erzeugungen (2040: $19,9 \text{ TWh}$, 2045: $27,9 \text{ TWh}$, 2050: $29,7 \text{ TWh}$) zu beobachten, was für das windstarke Szenario bei, gegenüber dem Referenzszenario, unveränderten solaren CFs zunächst verwunderlich erscheint. Um diesen Effekt zu verstehen, ist es erforderlich, die Differenzdarstellung auf die einzelnen Länder aufzuteilen, siehe Abbildung B.21 im Anhang. Darin ist zu erkennen, dass sich das Delta der PV-Kapazitäten in 2040 v. a. auf die Länder Italien ($6,1 \text{ GW}_{el}$), Portugal ($5,2 \text{ GW}_{el}$) und Großbritannien ($3,3 \text{ GW}_{el}$) aufteilt. Insbesondere in Italien ist jedoch in diesem Jahr ein starker Rückgang der Windkapazität von $-19,4 \text{ GW}_{el}$ zu verzeichnen. Warum dies so ist, zeigt ein genauer

⁷ Einzige Ausnahme stellt das Meilensteinjahr 2045 dar, in dem ein minimaler Anstieg der Erzeugung aus Kernkraftwerken erfolgt, der partiell einen sehr starken Rückgang der Gaserzeugung kompensiert.

Blick auf die landesspezifischen mittleren Wind-Kapazitätsfaktoren: Während das Realjahr 1990 gegenüber dem Referenzjahr 2001 zwar im nach der Landesfläche gewichteten Mittel als windstark eingestuft wird (vgl. Abbildung 4.1 in Unterkapitel 4.1) und daher hier für das windstarke Szenario angesetzt wird, so ist der gemittelte Kapazitätsfaktor von Italien alleine in 1990 jedoch geringer als in 2001 ($CF_{1990}^{IT} = 0,1831$; $CF_{2001}^{IT} = 0,2153$).

Die Ergebnisse im **solarschwachen Szenario** folgen dagegen wieder einem erwartbaren Muster: Die geringeren solaren CF ziehen ab dem Meilensteinjahr 2025 im Vergleich zum Referenzszenario geringere PV-Kapazitäten (max. $-49,5 \text{ GW}_{el}$ in 2030) und in der Folge geringere Erzeugungen ($-59,6 \text{ TWh}$) nach sich. Diese fehlenden Kapazitäten werden durch höhere Investitionen in Gas- und Kernkraftwerke sowie WEA kompensiert. Wichtig ist dabei hervorzuheben, dass geringere PV-Erzeugungen auch einen geringeren Pumpspeichereinsatz bewirken, da der ausgleichende Mittagspeak der PV-Erzeugung entsprechend geringer ausfällt.

Höhere solare CF im **solarstarken Szenario** bewirken dagegen ebenfalls (mit minimaler Ausnahme in 2030) höher ausfallende Erzeugungen, die wiederum einen stärkeren Pumpspeichereinsatz nach sich ziehen. Insgesamt weist dieses Szenario mit einer maximalen Abweichungssumme von $22,6 \text{ TWh}$ in 2035 im Vergleich zu den anderen Variabilitätsszenarien die geringsten Unterschiede zum Referenzszenario auf. Jedoch fallen ab dem Meilensteinjahr 2030 alle PV-Kapazitäten geringer aus. Analog zur Entwicklung der Windkapazitäten im windschwachen Szenario zeigt dies, dass mit weniger installierter Leistung vergleichbar viel oder sogar mehr Strom erzeugt werden kann. Da ein Großteil der Staaten noch nicht ihr geographisches Zubaupotenzial für PV-Anlagen ausgenutzt hat (Ausnahmen sind Luxemburg, Österreich und die Schweiz), deutet dies darauf hin, dass mit dem – im Referenzszenario bereits enorm hohen – Zubau von PV-Anlagen ein systemseitiges Maximum erreicht ist. Dies bedeutet, dass ein weiterer Zubau aus Sicht des Gesamtsystems nicht sinnvoll wäre, die Ursachen dafür werden im Interpretationsteil, siehe Unterkapitel 6.1, beleuchtet.

Die unterste Zeile in den Abbildungen 5.18 bzw. 5.19 stellt die Differenzen der erneuerbaren bzw. fossilen Technologien begünstigenden Parametervariationen dar, deren Abweichungen um eine Größenordnung höher liegen als die der regulären Szenarien. Für das **EE-begünstigende Szenario** zeigt sich in allen Meilensteinjahren bedingt durch die sowohl für Wind- als auch Solaranlagen höheren CF eine gegenüber dem Referenzszenario erhöhte Erzeugung, die ebenfalls einen stärkeren Pumpspeichereinsatz bewirkt. Aufgrund

der höheren angesetzten Brennstoffkosten fällt weiterhin die Erzeugung aus Gas- und Steinkohlekraftwerken geringer und jene aus Kern- und Braunkohlekraftwerken höher aus, da letztere relativ zu den ersteren günstigere variable Kosten aufweisen. Während die installierten Kapazitäten für Braun- und Steinkohlekraftwerke unverändert bleiben, gehen diese von Gaskraftwerken zurück und jene von Kernkraftwerken nehmen zu. Weiterhin zeigt sich, dass die höheren CF die Investition in Wind- und Solaranlagen zu einem früheren Zeitpunkt auslösen, da in den Modelljahren 2025 und 2030 höhere und in den Folgejahren niedrigere Kapazitäten vorliegen.

Im **fossile-begünstigenden Szenario** verhält es sich weitestgehend umgekehrt: Aufgrund der deutlich niedriger angesetzten CO₂-Kosten (vgl. Abbildung 3.31) steigt in allen Meilensteinjahren die Erzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken sowie in den Jahren 2020 und 2040 – 2050 aus Gaskraftwerken an, während sie in allen Jahren aus Wind- und PV-Anlagen sowie zwischen 2025 und 2035 aus Gas- und zwischen 2040 und 2050 aus Kernkraftwerken zurückgeht. Ab 2025 bleiben die PV-, Wind- und Wasserkapazitäten mit einer stärksten Abweichung von in Summe $-479,5 \text{ GW}_{el}$ in 2030 deutlich hinter dem Referenzszenario zurück. Hingegen liegen die Kapazitäten von Braunkohlekraftwerken, bedingt durch den möglichen Zubau in Polen und Griechenland (vgl. Abschnitt 3.4.4, Unterabschnitt „Kohlekraftwerke“), im Maximum um $22,9 \text{ GW}_{el}$ höher. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass diese beiden Parametervariationen das erwartbare Modellverhalten bewirken und somit die Plausibilität von dessen Ergebnissen untermauern.

Die Analyse der Klimavariabilität zeigt zunächst, dass die Auswahl des zugrunde gelegten Wetterjahres für Solar- und Windenergieanlagen einen sichtbaren Einfluss auf das Optimierungsergebnis in einem Erzeugungsausbauplanungsmodell hat. Da diese einen Spezialfall der allgemeiner formulierten Energiesystemmodelle darstellen (vgl. Abschnitt 2.2.1), kann davon ausgegangen werden, dass ein solcher Einfluss ebenfalls für diese Art von Modellen gilt. Während die absoluten Erzeugungsdifferenzen in der Größenordnung der jährlichen Gesamtnachfrage der europäischen Staaten Belgien und Niederlande liegen und somit eher nicht vernachlässigt werden sollten, so ist die relative Abweichung mit einem Unterschied von $2,7 - 2,9 \%$ ($93,6 \text{ TWh}$ in Relation zu $3\,183,9 \text{ TWh}$ bis $3\,481,9 \text{ TWh}$ europäischer Gesamtnachfrage) als eher gering einzuschätzen.

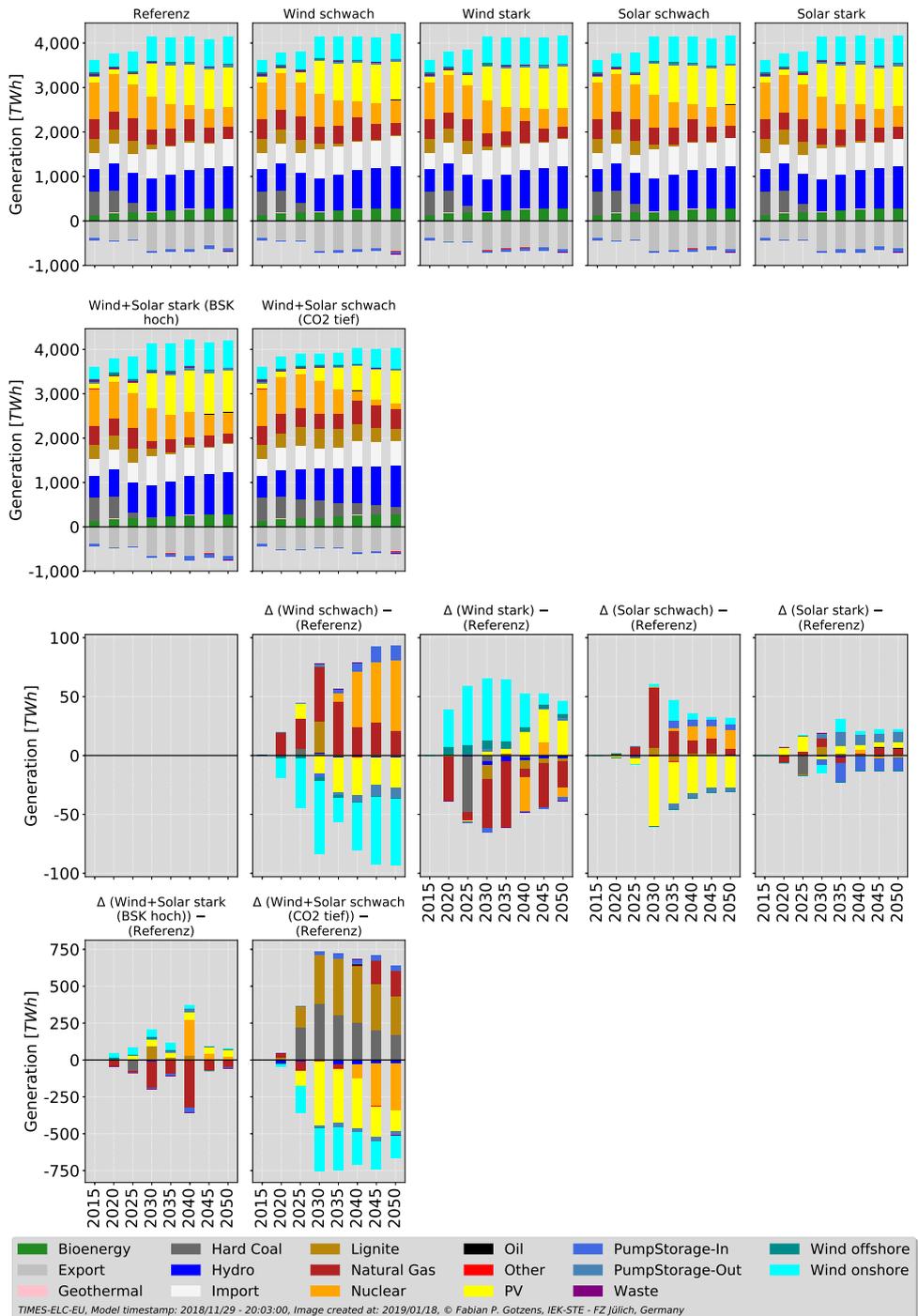


Abbildung 5.18: Vergleich der verschiedenen Klimavariabilitätsszenarien mit dem Referenzszenario für die kumulierten Erzeugungen [eigene Darstellung]

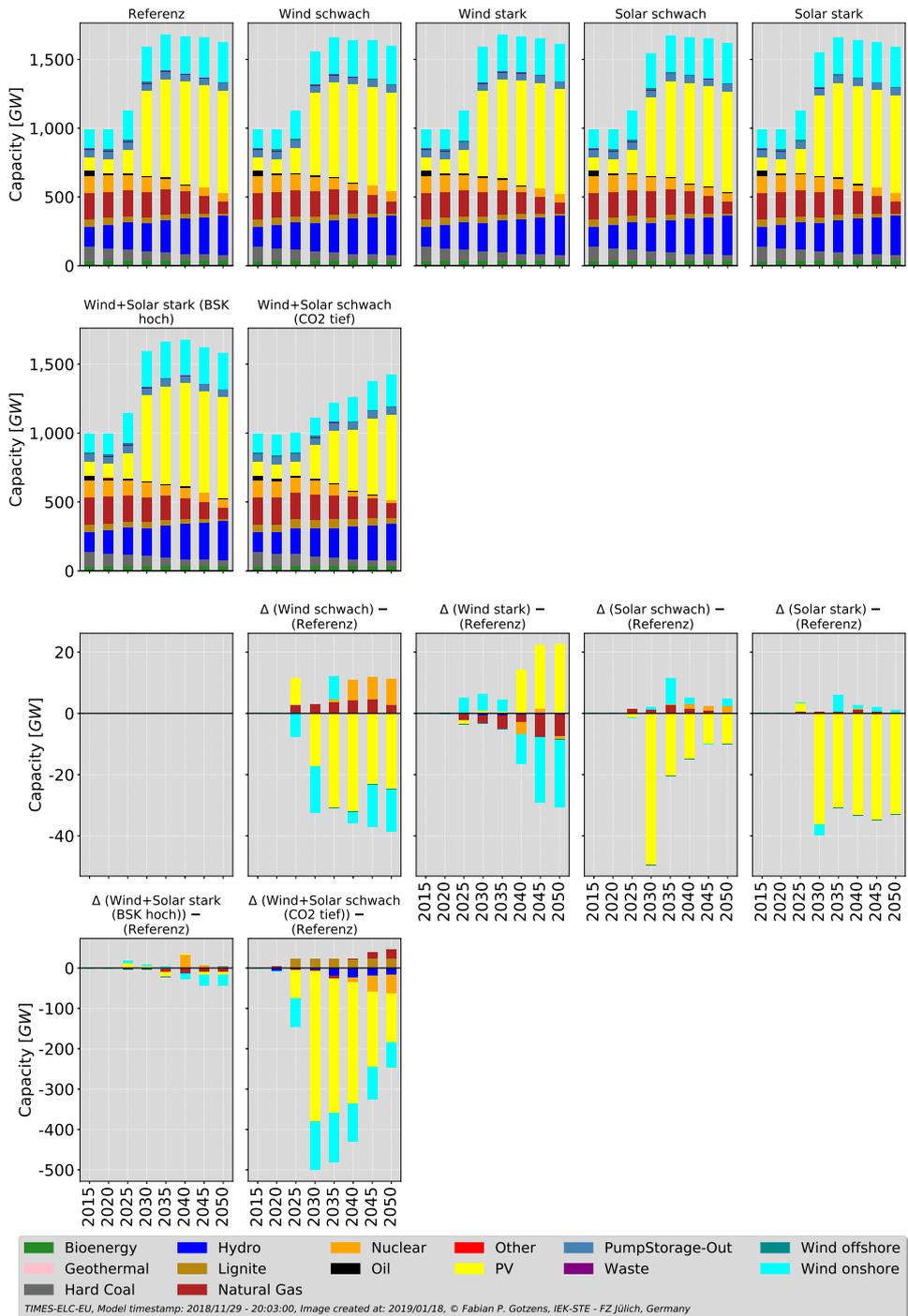


Abbildung 5.19: Vergleich der verschiedenen Klimavariabilitätsszenarien mit dem Referenzszenario für die absoluten Kapazitäten [eigene Darstellung]

5.3 Einflüsse von Klimawandel

Nachdem im vorherigen Unterkapitel 5.2 die Auswirkungen der Klimavariabilität quantifiziert und die Ergebnisse in Form eines Szenarienvergleichs beschrieben und analysiert wurden, erfolgt nun die modellhafte Bestimmung der langfristigen Einflüsse des Klimawandels auf Ausbau und Erzeugung im europäischen Stromsystem. Auch diese Analyse wird in Form eines Szenarienvergleichs durchgeführt. Dazu wird in Abschnitt 5.3.1 zunächst das Referenzszenario Klimawandel vorgestellt, das auf dem aus Abschnitt 5.2.1 bekannten Referenzszenario Klimavariabilität basiert, allerdings methodikbedingt leicht abgewandelt werden muss. Anschließend erfolgen auf Basis der Herleitungen in Unterkapitel 4.2 der Vergleich und die Analyse diverser Klimawandelszenarien (vgl. Abbildung 4.2) mit dem Referenzszenario.

5.3.1 Referenzszenario Klimawandel

In den Untersuchungen zur Klimavariabilität wurde in durchweg allen Szenarien die aus Abschnitt 3.6 bekannte Projektion der Nachfragen angesetzt und nicht variiert. Dieses Vorgehen wäre im Rahmen der Untersuchungen hinsichtlich des Klimawandels allerdings nicht zielführend, da klimawandelbedingt langfristige Veränderungen der Außentemperatur angesetzt werden und solche einen Einfluss auf die Last und damit auf die jährlichen Elektrizitätsnachfragen haben (vgl. Abschnitt 4.2.3). Zur Herstellung einer Vergleichbarkeit des Referenzszenarios mit den einzelnen Klimawandelszenarien (gemäß *ceteris paribus*-Prinzip) werden daher in diesem Referenzszenario die historischen Nachfragen aus dem Startjahr 2015 für alle weiteren Jahre fortgeschrieben. Weitere Veränderungen der Eingangsdaten finden nicht statt, d. h. in allen anderen Aspekten entsprechen diese dem Referenzszenario Klimavariabilität.

Abbildung 5.20 gibt einen Überblick über das Referenzszenario Klimawandel. Bedingt durch die im Gegensatz zum Referenzszenario Klimavariabilität in allen Meilensteinjahren ab 2020 geringere gesamteuropäische Nachfrage nach Strom fallen Erzeugung, Ausbau und Emissionen entsprechend ebenfalls geringer aus (vgl. Abbildung 5.5). Allgemein wiederholen sich jedoch die in Abschnitt 5.2.1 beschriebenen Muster und Tendenzen und werden daher an dieser Stelle nicht erneut diskutiert.

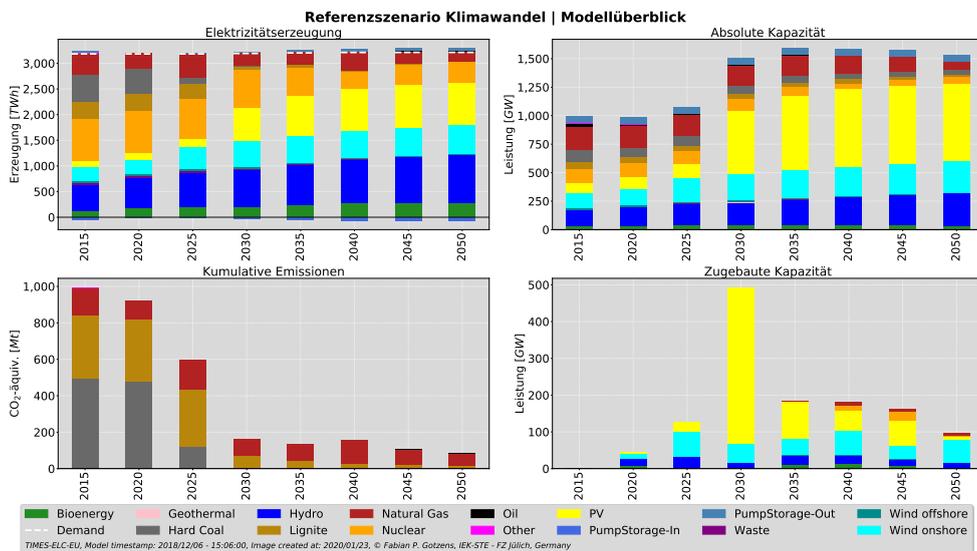


Abbildung 5.20: Überblick über das Referenzszenario Klimawandel [eigene Darstellung]

5.3.2 Quantifizierung des Einflusses von Klimawandel

Die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Einflüsse von Klimawandeleffekten setzen sich zum einen aus den Einflüssen auf die Last infolge eines Anstiegs der Außentemperatur und zum anderen aus den Einflüssen auf die Kapazitätsfaktoren infolge der Veränderungen der Windgeschwindigkeiten zusammen (vgl. Unterkapitel 4.2). Für die nachfolgenden Analysen ist es wichtig zu verstehen, dass für jedes Meilensteinjahr ein zugehöriges, möglichst repräsentatives Jahr aus einem Zeitraum von 21 Jahren angesetzt wird – bestehend aus dem Meilensteinjahr selbst sowie den ± 10 umgebenden Jahren, siehe Abschnitt 4.2.3, Unterabschnitt „Auswahl repräsentativer Jahre“. Die Berechnung eines durchschnittlichen, d. h. über diese 21 Jahre gemittelten, Verlaufs einer klimatologischen Variable (z. B. der Außentemperatur) wäre ausdrücklich nicht sinnvoll, da dadurch ein synthetisch flaches und somit unrealistisches Signal erzeugt werden würde, das – eben mittelungsbedingt – die unterjährige Charakteristik der Variable nicht hinreichend repräsentieren kann. Um genau dieses „Ausmitteln“ zu vermeiden, wurde im o. g. Unterabschnitt für jedes Meilensteinjahr ein für diesen Zeitraum repräsentatives Jahr bestimmt. Weiterhin wäre eine Mittelung von Einzelstunden über mehrere ESMS hinweg ebenfalls nicht sinnvoll, da in einer Einzelstunde in jedem ESMS unterschiedliche Vorgänge ablaufen, die so nicht miteinander verglichen werden können,

daher werden die ESMs im Folgenden einzeln dargestellt. Allerdings ist die Ausprägung einer Variable in einer Stunde zu einem – ggf. Jahre oder Jahrzehnte – in der Zukunft liegenden Zeitpunkt natürlich fiktiv und darf keinesfalls als Prognose verstanden werden. Vielmehr werden die Einzelstundenwerte benötigt, um stochastische und auf mehreren Zeitskalen variierende (v. a. stündlich, täglich und jährlich) Variablen wie Windgeschwindigkeiten hinreichend genau zu repräsentieren. Die Interpretation solcher Werte ist daher nur in aggregierter Form zur Erkennung von Trends sinnvoll.

Veränderungen der Außentemperatur und Auswirkungen auf die Last

Zunächst werden hier die Veränderungen der Außentemperatur diskutiert, bevor danach auf deren Auswirkungen auf die Last eingegangen wird. Abbildung 5.21 stellt je Land die Differenz des Jahrestemperaturverlaufs sowie die mittleren Veränderungen zwischen den Meilensteinjahren 2015 und 2050 (vgl. Tabelle 4.2) für die drei verwendeten ESMs und RCP 8.5 dar; die Abbildungen für die RCP 4.5 und RCP 2.6 befinden sich im Anhang B.22 und B.23. Neben den absoluten Differenzen der Jahrestemperaturverläufe in Form von Liniendiagrammen werden in den Kästen die absoluten Veränderungen der mittleren Temperatur je ESM gezeigt. Während die Differenzverläufe die unterjährige Variabilität mit einer Amplitude von ca. $\pm 20^\circ\text{C}$ für RCP 8.5 sehr gut erkennbar wiedergeben, zeigen die Durchschnittswerte den langfristigen Trend eines Temperaturanstiegs an, der um etwa eine Größenordnung geringer ausfällt. Für das ESM 'IPSL' werden, mit Ausnahme der baltischen Staaten, in allen Ländern Temperatursteigerungen überwiegend im Bereich zwischen $1 - 2^\circ\text{C}$, jedoch maximal von bis zu $4,7^\circ\text{C}$, erwartet. Abbildung 5.22 stellt diese kartografisch dar. Die Änderungen fallen im intermediären Szenario RCP 4.5 sowie im stringenten Minderungsszenario RCP 2.6 in den meisten Ländern und ESMs – abgesehen von einzelnen Ausnahmen – geringer aus.

Werden die so hergeleiteten Temperaturzeitreihen für jedes Meilensteinjahr nun als Eingangsgröße für das in Abschnitt 4.2.3 hergeleitete Regressionsmodell angesetzt und die Regression durchgeführt, so ergeben sich für jedes Land und jede ESM/RCP-Kombination jährliche Lastzeitreihen. Aus diesen Verläufen können sowohl die jährliche Elektrizitätsnachfragen (durch Summation, vgl. Abschnitt 3.7.2) als auch die zeitlichen Verteilschlüssel (durch Normalisierung, vgl. Abschnitt 3.7.3) hergeleitet und anschließend in das Erzeugungsausbauplanungsmodell integriert werden. Während die Differenzen der Außentemperaturen über alle abgebildeten Länder hinweg in vergleichbarer absoluter Höhe liegen, so variieren die

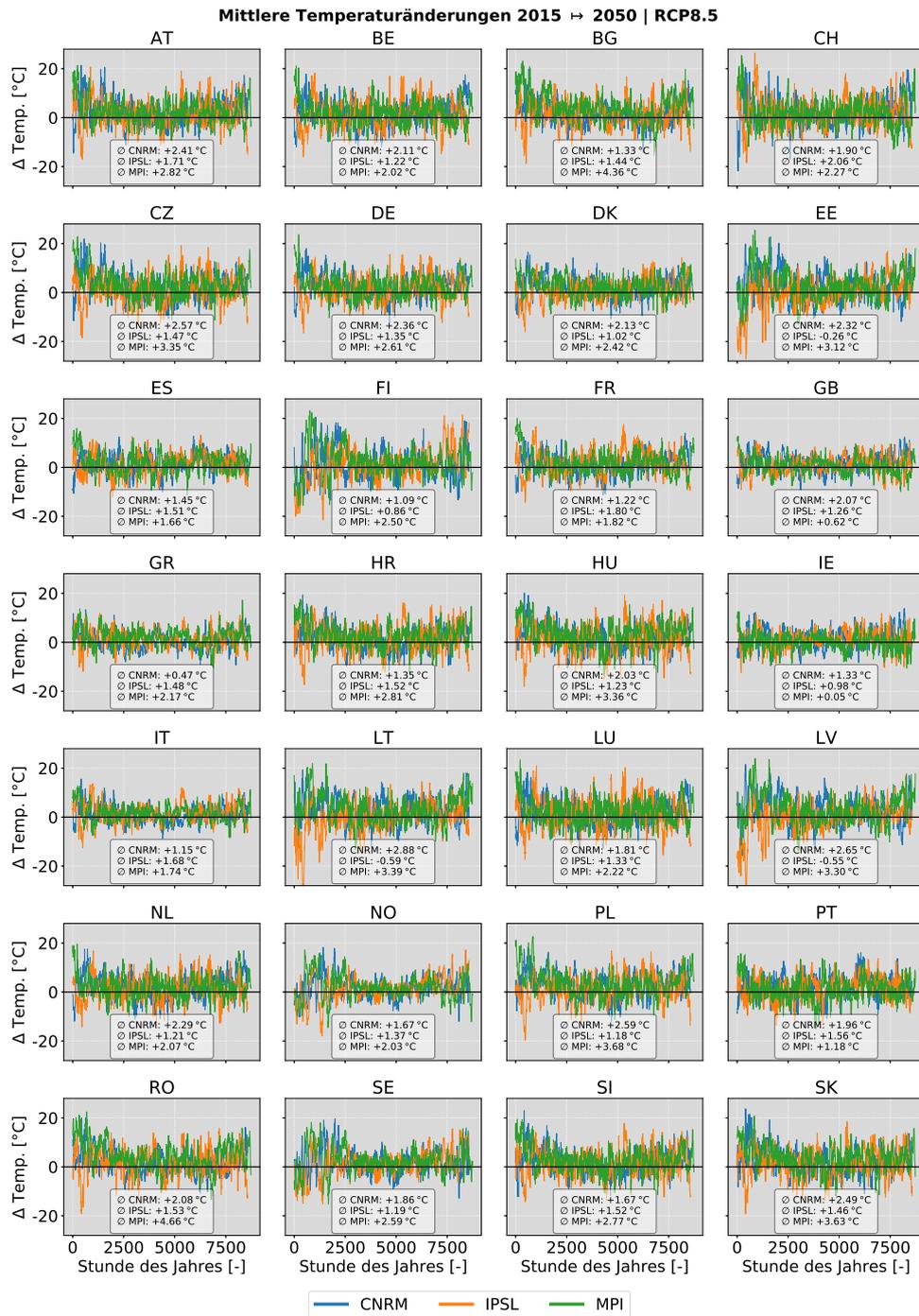
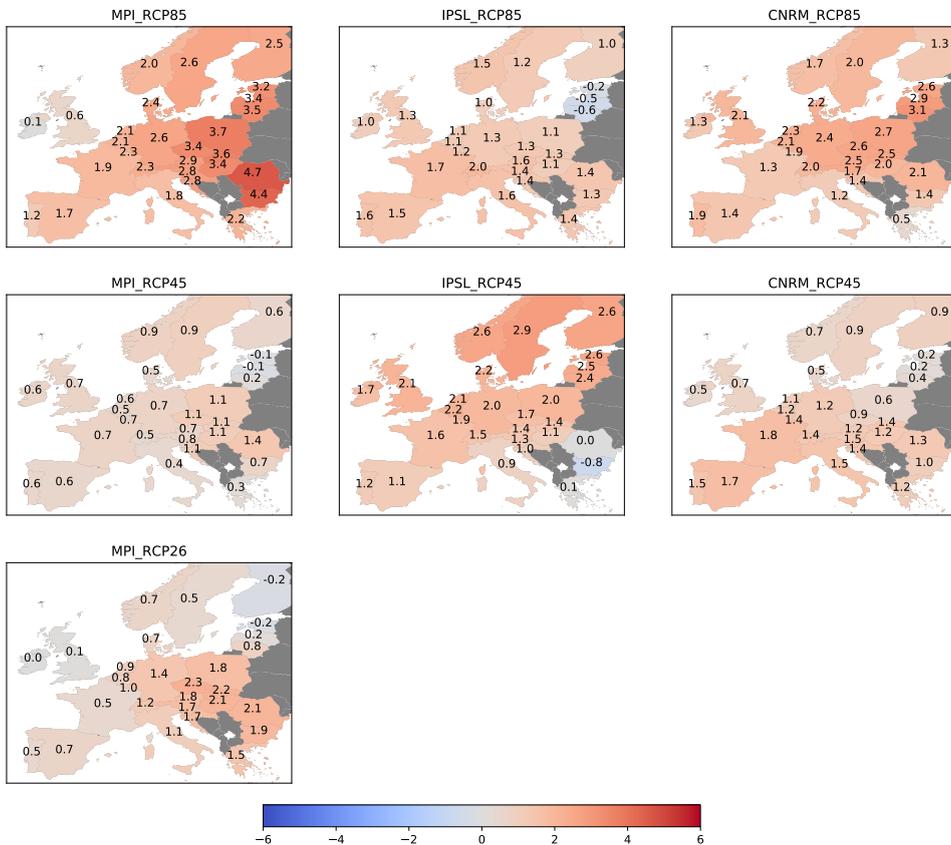


Abbildung 5.21: Änderung des repräsentativen Jahrestemperaturverlaufs zwischen 2015 und 2050 je Land für RCP 8.5 [eigene Darstellung]

Absolute Veränderung der mittleren Temperatur: $\Delta_{abs} = \langle T_{2050} \rangle - \langle T_{2015} \rangle$

Abbildung 5.22: Änderung der mittleren Jahrestemperatur zwischen 2015 und 2050

[eigene Darstellung]

sich ergebenen Differenzen der Last zwischen den einzelnen Ländern um teilweise mehrere Größenordnungen. Entsprechend wird die Veränderung der Last in relativer Skalierung aufgetragen – in Abbildung 5.23 für das RCP 8.5 sowie im Anhang für RCP 4.5 in B.24 und für RCP 2.6 in B.23.

Während die Lastverläufe einiger Länder deutlich erkennbar auf Veränderungen der Außentemperatur reagieren (z. B. Frankreich, Portugal und Spanien mit erhöhten Lasten im Sommer sowie Norwegen und Schweden mit verringerten Lasten im Winter), sind andere Länder kaum von Lastveränderungen betroffen (z. B. Deutschland, Irland oder Slowenien), was auf die Nachfragezusammensetzung in den einzelnen Ländern zurückzuführen ist (vgl.

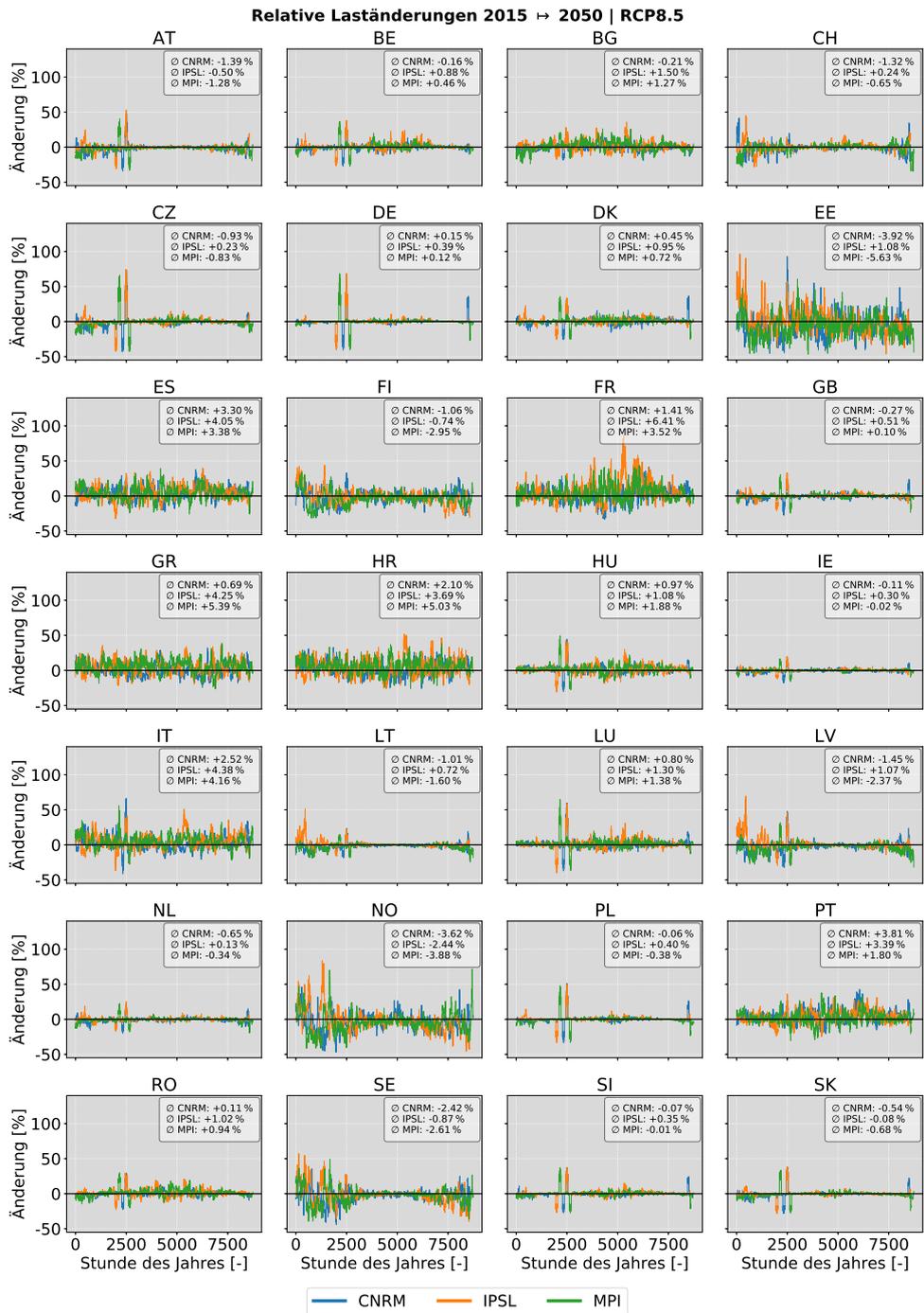


Abbildung 5.23: Relative Änderung des Lastverlaufs bedingt durch Außentemperaturänderung zwischen 2015 und 2050 je Land für RCP 8.5 [eigene Darstellung]

Abschnitt 4.2.3). Weiterhin sind zunächst in einigen Ländern kurzzeitige, hohe Lastveränderungen im Bereich um die 2500. Stunde des Jahres auffällig: Diese liegen schlicht in einem jeweils anderen Osterdatum der zugrunde liegenden repräsentativen Jahre begründet, das als erklärende Variable in die Regressionsfunktion einiger Länder eingeht (vgl. Abschnitt 4.2.3, Unterabschnitt „Regressionsmodell“). Wegen dieser Verschiebung auf der Zeitachse müssen sich in der Differenzdarstellung entsprechend lokale Minima und Maxima ausbilden, die in diesem Zusammenhang allerdings ohne Aussagekraft sind und daher vernachlässigt werden können. Wie bereits in der Einleitung dieses Abschnitts angedeutet, ist die Interpretation von Einzelstundenwerten aus Klimamodellen allgemein nicht sinnvoll, da ein Klimamodell niemals die exakte Ausprägung einer klimatologischen Variable für einen in der Zukunft liegenden Zeitpunkt vorhersagen kann. Die Einzelstundenwerte sind daher für sich genommen fiktiv, vielmehr sollten diese nur aggregiert über längere Zeiträume interpretiert werden, beispielsweise um saisonale Effekte zu untersuchen.

Die zeitlich hoch aufgelöste Darstellung in Abbildung 5.23 kann allerdings nicht hinreichend die räumlich-geographischen Effekte der beobachtbaren Lastverschiebungen wiedergeben. Aus diesem Grunde stellt Abbildung 5.24 die relative Veränderung der Last für jede ESM/RCP-Kombination auf einer eigenen Choroplethenkarte dar. Während für das RCP 2.6 in den meisten Staaten nur sehr geringfügige Änderungen auftreten, ist für die RCP 8.5 und RCP 4.5 in den oberen beiden Zeilen eine deutliche Nord-Süd-Verschiebung erkennbar: Während in den nordischen Ländern die Last im Mittel zurückgeht, bleibt diese in Zentraleuropa weitestgehend konstant und steigt in Südeuropa hingegen an. Diese Verschiebung ist auf einen verringerten Heizbedarf in den Wintermonaten im Norden sowie auf einen erhöhten Bedarf an Raumklimatisierung in den Sommermonaten im Süden zurückzuführen. Dieser Effekt ist in den südwesteuropäischen Ländern allerdings etwas stärker ausgeprägt als in den südosteuropäischen Ländern, obwohl zwischen diesen beiden Regionen keine Temperaturabweichung in diesem Maße vorliegt (vgl. Abbildung 5.22). Da das verwendete Regressionsmodell mit Daten des Jahres 2015 angepasst wurde, deutet dies auf eine geringere Verbreitung von Anlagen zur Raumklimatisierung in den wirtschaftlich etwas schwächeren südosteuropäischen Ländern hin. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass zwar ein räumliches Muster des Einflusses festgestellt werden kann, allerdings liegt die Änderung der mittleren jährlichen Last zwischen 2015 und 2050 für alle Länder und ESMs bei gerundet weniger oder gleich $\pm 6\%$. Ein messbarer Einfluss der Außentemperatur auf die Lastverläufe ist damit entsprechend

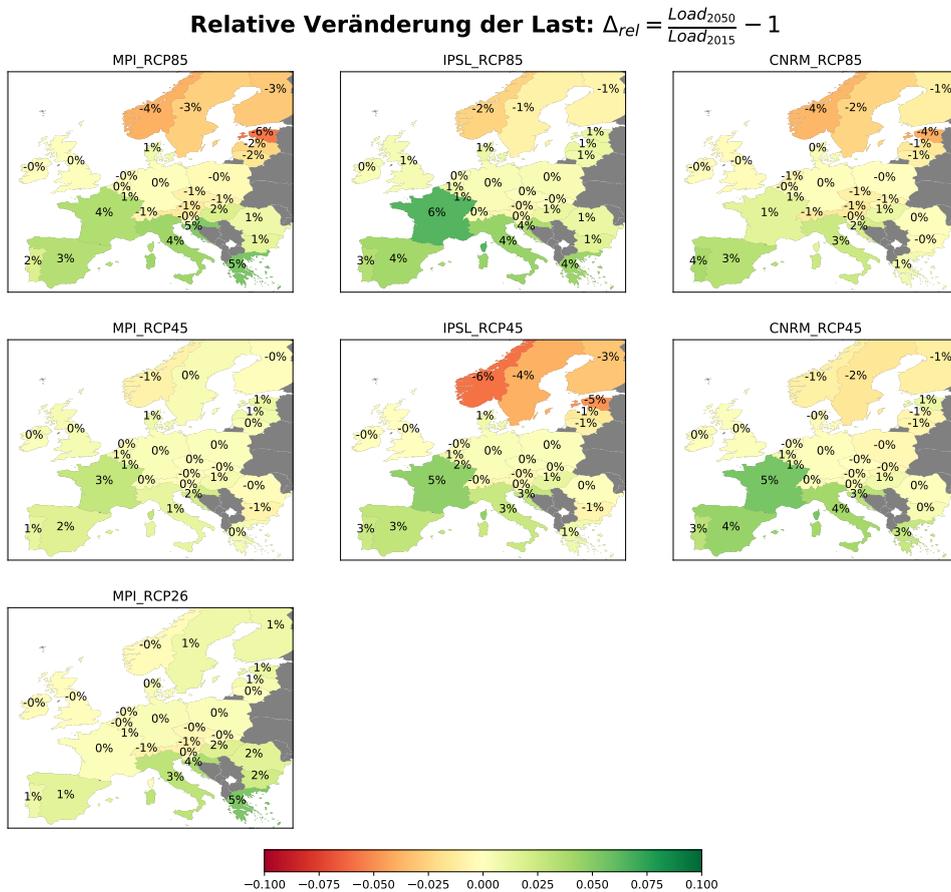


Abbildung 5.24: Relative Änderung der mittleren Last zwischen 2015 und 2050. Jede Spalte steht für ein ESM und jede Zeile für ein RCP. [eigene Darstellung]

nachgewiesen, allerdings liegt dieser im niedrigen, einstelligen Prozentbereich und ist damit als eher gering einzustufen.

Veränderungen der Windgeschwindigkeiten und Auswirkungen auf die CF

An dieser Stelle wird nun auf einen weiteren Aspekt des Klimawandels, d. h. der Veränderungen der Windgeschwindigkeiten und deren Auswirkungen auf die Kapazitätsfaktoren von WEA eingegangen. Eine Darstellung des Zeitverlaufs in Differenzform wie zuvor in den Abbildungen 5.21 und 5.23 würde an dieser Stelle allerdings keinerlei Sinn ergeben, da sich – aufgrund der stochastischen Natur des Windes – in der gleichen Stunde in den beiden zu

vergleichenden Meilensteinjahren im Extremfall einer der beiden Kapazitätsfaktoren von gleich oder annähernd null ergeben kann und sich somit in Einzelstunden Veränderungsrate im Intervall zwischen $[-100\%, +\infty]$ ergeben können. Vielmehr ist auch hier die Veränderung des Trends, d. h. die des durchschnittlichen jährlichen Kapazitätsfaktors je Land von Interesse.

Abbildung 5.25 stellt die prozentuale Veränderung der durchschnittlichen jährlichen Kapazitätsfaktoren zwischen 2015 und 2050 je Land für jede ESM/RCP-Kombination auf einer eigenen Choroplethenkarte dar. Kombinationsübergreifend liegen die Veränderungen der CFs im Bereich zwischen $-26,6\%$ (Estland, 'MPI', RCP 2.6) und $+43,5\%$ (Belgien, 'CNRM', RCP 8.5), in denen jedoch kein allgemeines geographisches Muster erkennbar ist, sondern vielmehr jede ESM/RCP-Kombination eine eigene Veränderungscharakteristik aufweist.

Während im emissionsstarken Szenario **RCP 8.5** das ESM 'MPI' in Zentral- und Nordosteuropa steigende Kapazitätsfaktoren angibt, zeigen sich v. a. in Südosteuropa sinkende CFs. Hingegen geht das ESM 'IPSL' in einem von Nordwesten bei den britischen Inseln bis nach Südosten ans schwarze Meer verlaufenden Bereich von sinkenden CFs aus, während jene auf der iberischen Halbinsel und auf dem Balkan sowie in den nordischen und baltischen Staaten steigen. Zu wiederum anderen Ergebnissen kommt das ESM 'CRNM': Hier werden für die südeuropäischen Länder leicht sinkende und für die übrigen Gegenden Europas steigende, insbesondere zentraleuropäische Länder teilweise stark steigende, CFs in Bereichen zwischen $+29,2\%$ und $+43,5\%$ angegeben. Im intermediären Szenario **RCP 4.5** sieht die Situation hingegen vollständig anders aus: Im ESM 'MPI' wird, mit Ausnahme der nordischen Staaten sowie Estland, in allen weiteren Staaten von durchweg sinkenden CFs ausgegangen. Das ESM 'IPSL' zeigt hingegen ein Gefälle von Nordost- nach Südwesteuropa: Während in den nordischen Staaten und Dänemark noch zweistellig steigende CFs angezeigt werden, liegen diese in den baltischen Staaten und Zentraleuropa zumeist nur noch im einstelligen Bereich, bevor sie in Südwesteuropa in sinkende CFs übergehen. Dieses Gefälle kehrt sich im ESM 'CNRM' tendenziell um: Hier zeigen sich in Südwesteuropa steigende CFs, während diese in Zentraleuropa und den nordischen Staaten zumeist im negativen Bereich liegen. Das stringente Minderungsszenario **RCP 2.6** geht im ESM 'MPI' ebenfalls von solch einem Gefälle aus, allerdings ist dieses stärker ausgeprägt. So liegen die Veränderungsrate der CFs in Südwest- sowie in Nordosteuropa im zweistelligen Prozentbereich, während sie auf den britischen Inseln sowie einigen Staaten Zentraleuropas im einstelligen Bereich liegen.

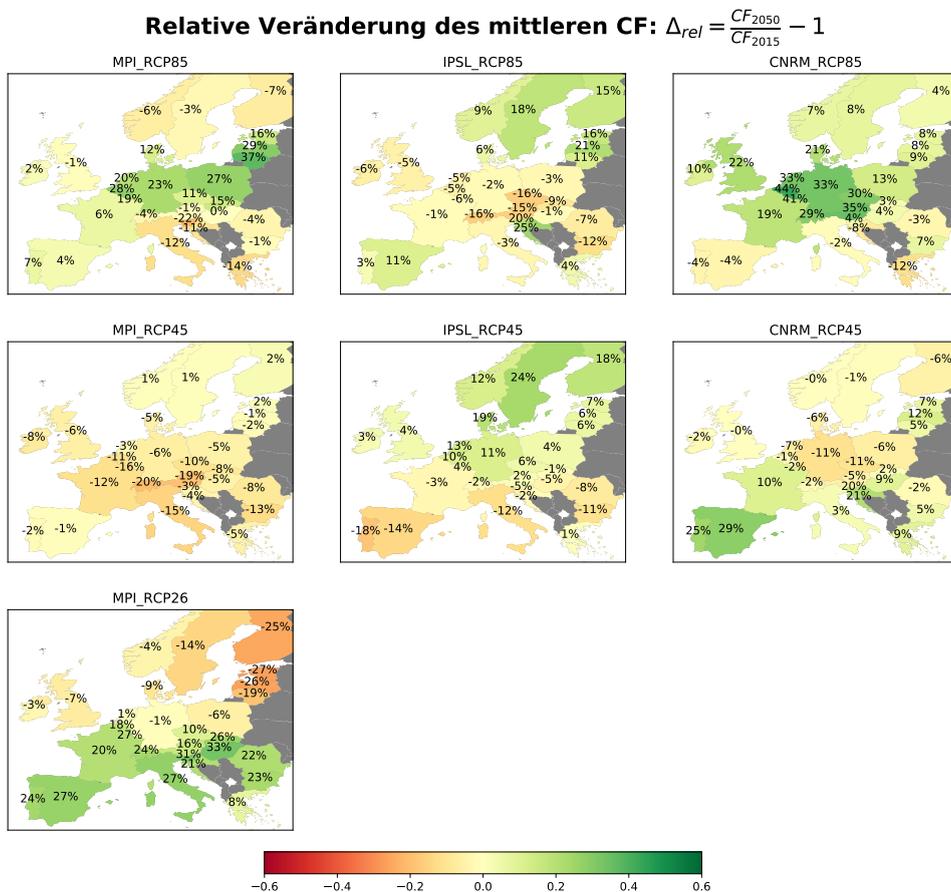


Abbildung 5.25: Relative Änderung der mittleren Kapazitätsfaktoren zwischen 2015 und 2050. Jede Spalte steht für ein ESM und jede Zeile für ein RCP. [eigene Darstellung]

Zusammenfassend lässt sich entsprechend sagen, dass aus den vorliegenden Daten der verschiedenen Klimasimulationen für keine geographische Region ein eindeutiger, robuster Trend feststellbar ist. Vielmehr liegen die Veränderungen – abgesehen von einigen wenigen Ausnahmen – zumeist im einstelligen bis niedrigen zweistelligen Prozentbereich zwischen $\pm 35\%$. Somit kann der Einfluss des Klimawandels auf die jährliche Stromerzeugung von Windenergieanlagen, bedingt durch sich verändernde Windgeschwindigkeiten, selbst in den flankierenden Extremszenarien RCP 8.5 und RCP 2.6 als zwar vorhanden, jedoch begrenzt angesehen werden.

Einfluss auf Modellergebnisse

Nachdem in den vorherigen beiden Unterabschnitten zum einen die Veränderungen der Last infolge eines Anstiegs der Außentemperatur und zum anderen die Veränderungen der Kapazitätsfaktoren von Windenergieanlagen infolge der ESM-endogenen Veränderungen der Windgeschwindigkeiten diskutiert wurden, kann an dieser Stelle auf deren gemeinsame Einflüsse auf die Ergebnisse des in Kapitel 3 eingeführten Erzeugungsausbauplanungsmodells eingegangen werden.

Wie in der Einleitung zu diesem Abschnitt bereits beschrieben, wird die Analyse ebenfalls in Form eines Vergleichs zwischen Referenzszenario und den jeweils einzelnen Klimawandelszenarien durchgeführt. Dazu ist es wichtig, zwei Aspekte zu verstehen: Zum einen verändern sich für jede ESM/RCP-Kombination die Zeitreihen der landesspezifischen Kapazitätsfaktoren von Meilensteinjahr zu Meilensteinjahr, so wie im vorherigen Unterabschnitt beschrieben. Zum anderen unterscheiden sich diese in den Klimawandelszenarien angesetzten CFs gegenüber jenen im Referenzszenario angesetzten CFs, da jene für das Meilensteinjahr 2015 auf dem Realjahr 2015 bzw. für alle nachfolgenden Meilensteinjahre auf Basis des möglichst repräsentativen Jahres der Klimavariabilität angesetzt werden (vgl. Abschnitte 5.2.1 sowie 5.3.1). Um diesen Zusammenhang zu veranschaulichen, stellt Abbildung 5.26 die relative Veränderung der durchschnittlichen Kapazitätsfaktoren des Jahres 2015 zwischen jeder ESM/RCP-Kombination und denen von RENEWABLES.NINJA je Land auf einer Choroplethenkarte dar.

In diesem Fall sind kombinationsübergreifend spezifische geographische Muster erkennbar: Die Kapazitätsfaktoren von Norwegen, der Schweiz, Italien (Ausnahme: RCP 2.6), den britischen Inseln (Ausnahme: 'CNRM') sowie denen des nördlichen Balkans liegen in allen ESM/RCP-Kombinationen höher, teilweise um bis zu 132,4 %, als jene von RENEWABLES.NINJA. Hingegen fallen diese in fast allen anderen Ländern, insbesondere jedoch im Osten auf einer Achse von Finnland über die baltischen Staaten und Zentralosteuropa bis hin zu den Anrainerstaaten des Schwarzen Meers durchweg, teilweise um bis zu 75,7 %, niedriger aus. Diese teilweise in einigen Ländern vergleichsweise hohen Diskrepanzen liegen in den zwei sehr unterschiedlichen Ansätzen zur Herleitung der CFs begründet: Während solche von RENEWABLES.NINJA in einem aufwendigen sowie daten- und rechenintensiven Verfahren auf Basis bekannter Standorte von Windenergieanlagen berechnet wurden (vgl. Abschnitt 3.5.1), so musste – mangels der Kenntnis zukünftiger Standorte von WEA – ein anderes, vereinfachtes Verfahren entwickelt werden (vgl. Abschnitt 4.2.4). Insgesamt überkompensiert die

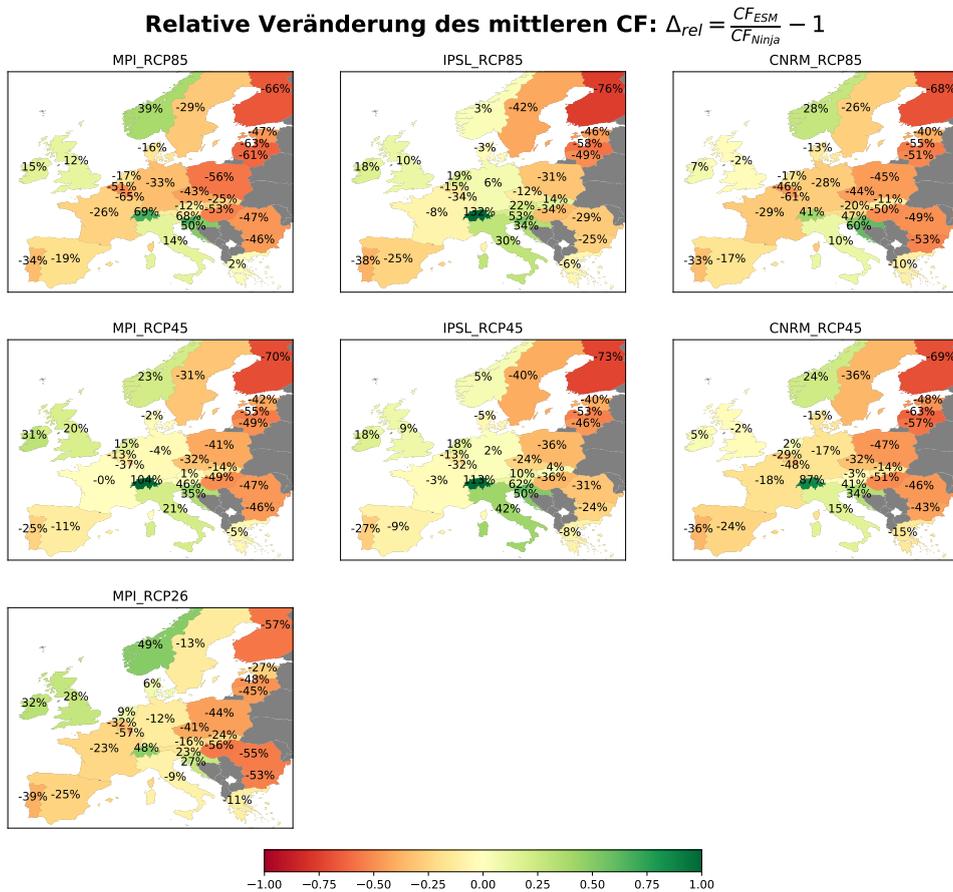


Abbildung 5.26: Relative Diskrepanz der mittleren Kapazitätsfaktoren zwischen ESM/RCP und RENEWABLES.NINJA. Jede Spalte steht für ein ESM und jede Zeile für ein RCP. [eigene Darstellung]

Anzahl der Länder mit niedrigeren CFs solche mit höheren CFs, was sich entsprechend auf die Modellergebnisse auswirkt.

Die Abbildungen 5.27 (S. 150) bzw. 5.28 (S. 151) entsprechen in ihrer Anordnungslogik (genauso wie auch 5.18 bzw. 5.19) derselben aus Abbildung 5.3 und stellen jährlich die kumulierten Erzeugungen bzw. absoluten Kapazitäten der acht verschiedenen Szenarien sowie deren Differenzen gegenüber dem Referenzszenario dar. Zunächst ist festzuhalten, dass für jede ESM/RCP-Kombination in der überwiegenden Anzahl der Meilensteinjahre die Erzeugung aus Windenergie gegenüber dem Referenzszenario niedriger ausfällt. Demgegenüber fällt die Erzeugung aus Solarenergie in durchweg allen Klimawandelszenarien und Meilenstein-

jahren gegenüber dem Referenzszenario höher aus. Von dieser Technologiesubstitution sind weiterhin die Erzeugungen aus Gaskraftwerken betroffen: Diese fallen, mit Ausnahme der beiden 'IPSL'-Szenarien, summiert über den Betrachtungshorizont ebenfalls höher aus, allerdings variiert die Erzeugungsdifferenz zwischen dem positiven und negativen Bereich in den einzelnen Meilensteinjahren. Die Veränderungen der Erzeugung aller übrigen Technologien liegen um mindestens eine Größenordnung niedriger und werden daher nicht im Einzelnen betrachtet. Ein dazu passendes Bild lässt sich für die absoluten Kapazitäten festzustellen: Auch hier fallen in allen Klimawandelszenarien und Meilensteinjahren die Windenergiekapazitäten niedriger aus und werden vorwiegend durch Solarkapazitäten ersetzt, während die übrigen Technologien nur in vergleichsweise geringem Maße beeinflusst werden.

Aus diesen beiden Europa-aggregierten Differenzdarstellungen wird allerdings an dieser Stelle noch nicht klar, welche Länder am stärksten von den Veränderungen betroffen sind. Um dieser Frage auf den Grund zu gehen, müssen länderweise die Differenzen zwischen dem Referenzszenario und einem Klimawandelszenario betrachtet werden. Hier wird das mit $-329,5$ TWh am stärksten betroffene Szenario 'CNRM'/RCP 8.5 gewählt, siehe Abbildung 5.29 (S. 152); die Situation in allen anderen Klimawandelszenarien ist jedoch vergleichbar. Daraus wird ersichtlich, dass in Spanien die stärksten Veränderungen auftreten: Wie zu erkennen ist, wird hier ab dem Meilensteinjahr 2025 deutlich weniger Strom aus Windenergie (Minimum: $-126,7$ TWh in 2040) und mehr aus Solarenergie (Maximum: $+44,5$ TWh in 2025) und Gaskraftwerken (Maximum: $+56,5$ TWh in 2045) erzeugt. Dies liegt vor allem an zwei Gründen: Zum einen verfügt Spanien aufgrund seiner südlichen Lage in Europa über mit die höchsten solaren Potenziale (vgl. Abbildung 3.11), entsprechend hoch sind dessen solare Kapazitätsfaktoren sowohl absolut im Vergleich zu anderen Ländern (vgl. Abbildung B.3 im Anhang) als auch relativ im Vergleich zu denen der Windenergie. Dies bewirkt, dass niedrigere Wind-CFs diese Technologie weniger rentabel machen als Investitionen in solare Erzeuger. Weiterhin verfügt Spanien bereits im Basisjahr 2015 im europäischen Vergleich über hohe absolute Windenergiekapazitäten (vgl. Abbildung 3.13, S. 42) somit wirken sich niedrigere Wind-CFs unmittelbar in hohem Maße auf die jährliche Erzeugungssumme des Landes aus. In ähnlicher Weise, jedoch in geringerem Umfang werden weiterhin u. a. folgende Staaten beeinflusst: Deutschland, Frankreich, Italien, Polen, Portugal sowie das Vereinigte Königreich. Bei Letzterem liegen die Wind-CFs in allen Meilensteinjahren ab 2020 geringfügig höher, daher liegt dementsprechend dort auch etwas mehr Winderzeugung vor.

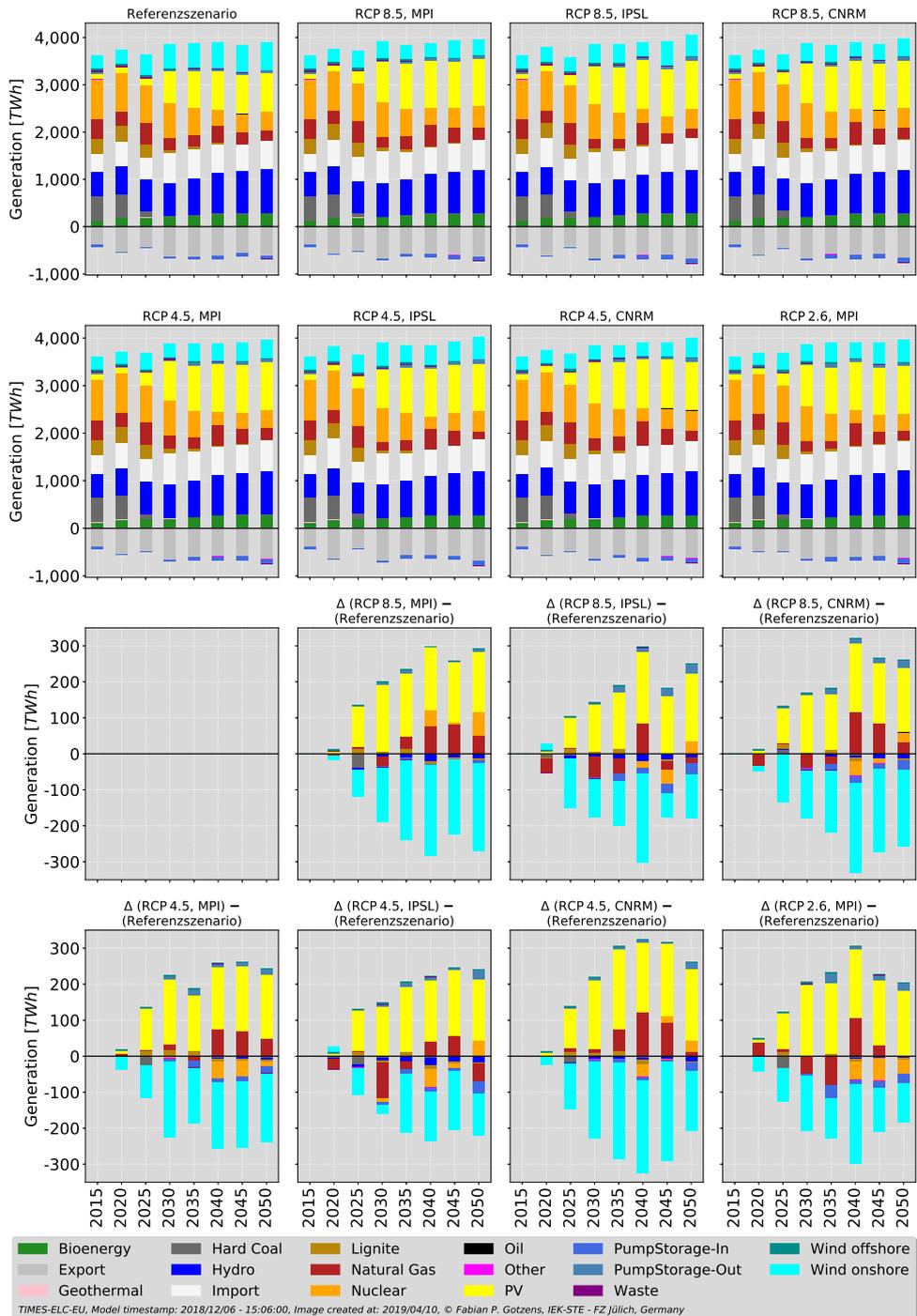


Abbildung 5.27: Vergleich der verschiedenen Klimawandelszenarien mit dem Referenzszenario für die kumulierten Erzeugungen [eigene Darstellung]

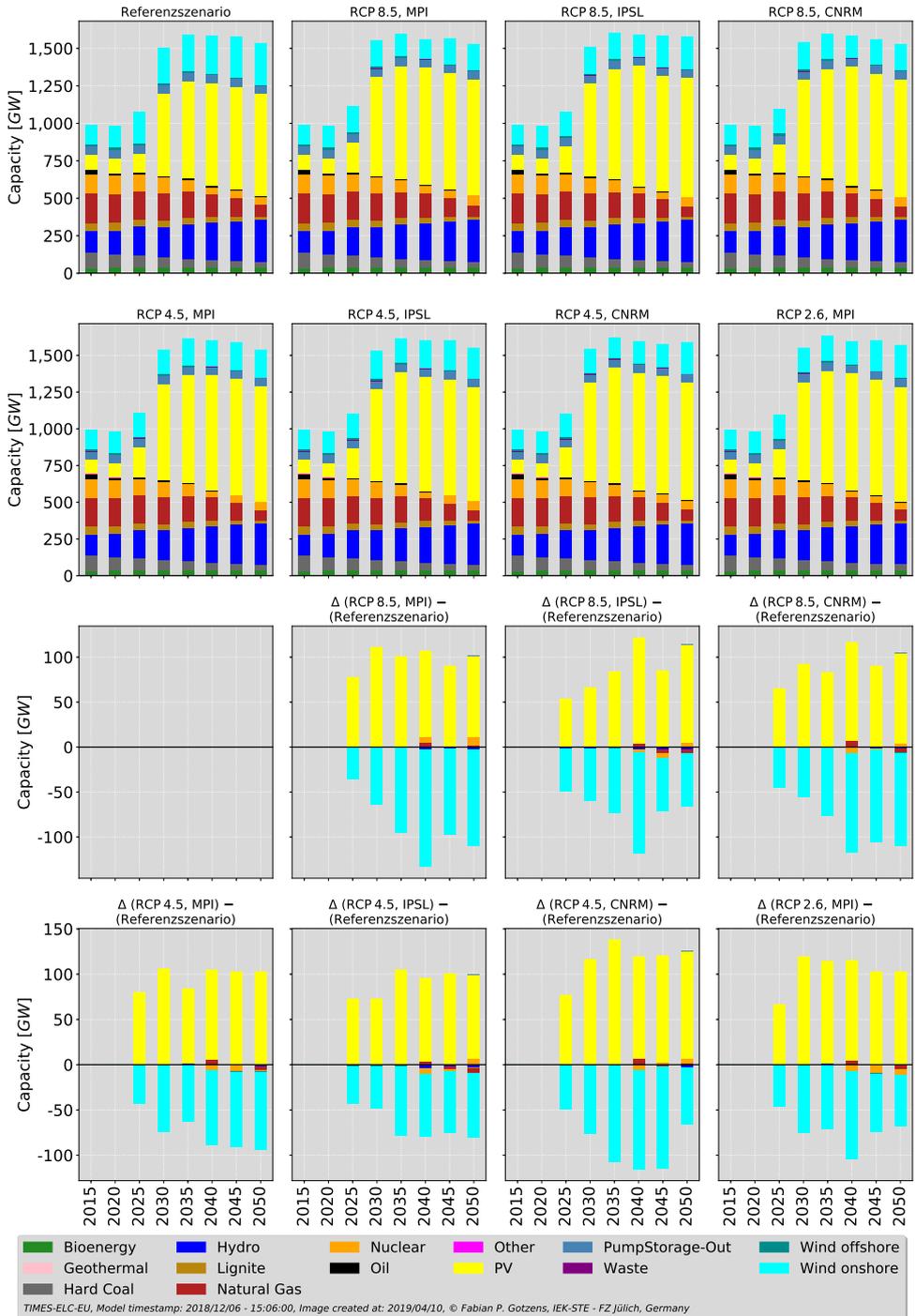


Abbildung 5.28: Vergleich der verschiedenen Klimawandelszenarien mit dem Referenzszenario für die absoluten Kapazitäten [eigene Darstellung]

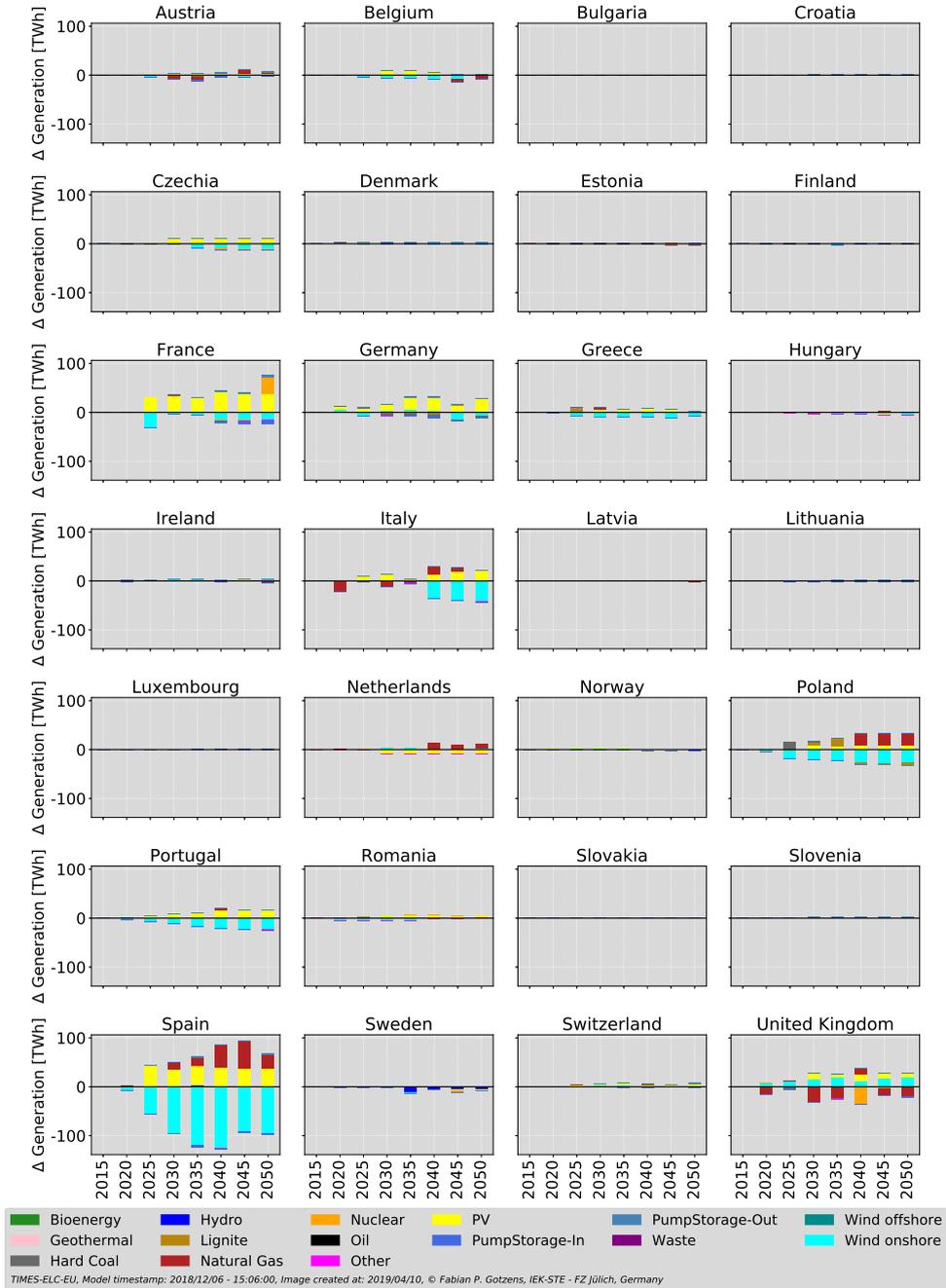


Abbildung 5.29: Differenzdarstellung je Land zwischen ‘CNRM’ /RCP 8.5 und dem Referenzszenario für die kumulierten Erzeugungen [eigene Darstellung]

6 Zusammenfassung

Im Anschluss an die Darstellung und Beschreibung der Ergebnisse dieser Arbeit in Kapitel 5 werden diese im folgenden Unterkapitel 6.1 interpretiert und daraus in Unterkapitel 6.2 Handlungsempfehlungen für verschiedene Akteure abgeleitet. Danach werden die wesentlichen Erkenntnisse dieser Arbeit in Form eines Fazits in Unterkapitel 6.3 resümiert und abschließend wird in Unterkapitel 6.4 ein Ausblick auf nachfolgende Arbeiten gegeben.

6.1 Interpretation der Ergebnisse

Die Ergebnisse quantitativer Energiemodelle, mit deren Hilfe Zukunftsprojektionen erstellt werden, sind immer ein Produkt aller getätigten Annahmen sowie der Qualität der Eingangsdaten und infolgedessen naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet. Daher ist es an dieser Stelle angezeigt, nochmals zu wiederholen, dass mit solchen Modellansätzen grundsätzlich keine Prognosen erstellt werden können. Vielmehr sind solche Modelle als Werkzeuge zu verstehen, mit deren Hilfe mögliche Entwicklungspfade aufgezeigt werden können, um Entscheidungsträgern – insbesondere in Politik und Wirtschaft – die Auswirkungsspektren ihrer Handlungen aufzuzeigen. In Publikationen aus der Disziplin der Zukunftswissenschaften ist daher auch oft von einem *making sense of the future* anstatt einem *to predict the future* die Rede [167, 168, 169]. Entsprechend sollten Projektionen für sich niemals in Anspruch nehmen, dass deren Ergebnisse in Zukunft auch genauso eintreten müssen, da diese immer auf Basis des Wissens ihrer Zeit beruhen und beispielsweise technologische Fortschritte oft nicht hinreichend absehbar sind. Die Schwierigkeit eines solchen Unterfangens soll hier am Beispiel zweier historischer Projektionen illustriert werden.

Der seinerzeit bei der SHELL DEVELOPMENT COMPANY arbeitende, amerikanische Geophysiker MARION KING HUBBERT hat in seiner berühmten Publikation [170] in den 1950er Jahren

Maximalpunkte der jährlichen Erdölproduktion (engl. *peak oil*) sowohl für die Vereinigten Staaten von Amerika als auch für die globale Produktion vorhergesagt. Seine Prognosen beruhten v. a. auf dem seinerzeit vorhandenen Wissen nachgewiesener Rohölreserven und daraus geschlossener Annahmen zu (noch unentdeckten und/oder technologisch noch nicht abbaubaren) Rohölressourcen sowie der zu diesem Zeitpunkt bekannten jährlichen Produktionsmengen. Während die zweite seiner beiden für die USA gemachten Prognosen zwar in ihrem Eintrittszeitpunkt – dem Jahr 1970 – richtig lag, stellte sie sich in der Produktionsmenge um 15 % zu niedrig heraus, wobei der Autor diese zweite Prognose selbst für unrealistisch hoch erachtet hatte. Seine Berechnung für das globale Produktionsmaximum mit $34 \cdot 10^6 \frac{\text{bbl}}{\text{d}}$ im Jahre 2000 war schließlich sowohl mengenmäßig als auch zeitlich weit verfehlt, da die Produktionsmenge im Jahr 2000 mit etwa $75 \cdot 10^6 \frac{\text{bbl}}{\text{d}}$ mehr als doppelt (!) so hoch lag und darüber hinaus selbst zum heutigen Zeitpunkt – zwei Dekaden später – weder ein globales Fördermaximum noch ein Rückgang der jährlichen Erdölproduktion absehbar sind. [171]

Der damalige Vorstandsvorsitzende der ehem. KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH E. V. und mit zahlreichen Auszeichnungen dotierte Physiker WOLF HÄFELE hat in seiner Publikation [172] im Jahr 1990 noch ein maximales Potenzial von 500 Windenergieanlagen im 3 MW-Bereich (und somit ca. 1,5 GW_{el} installierte Gesamtleistung) für das Jahr 2000 in Deutschland vorhergesagt. Tatsächlich waren am Ende des Jahres 2000 jedoch bereits 9359 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 6,1 GW_{el} an Windenergieleistung installiert. Nur zwei Jahre später war mit 13759 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 12 GW_{el} knapp doppelt so viel Kapazität vorhanden. Zum Ende des Jahres 2019 waren es schließlich 29456 Anlagen und mit 53,9 GW_{el} mehr als das 8-fache der tatsächlich eingetreten Leistung im Prognosejahr und mehr als das 35-fache der von HÄFELE *et al.* prognostizierten Obergrenze. [173]

Die Diskrepanzen zwischen Projektion und eingetretener Realität in den o. g. Beispielen machen deutlich, mit welcher Vorsicht grundsätzlich alle Arten von Zukunftsprojektionen – und zwar auch solche von Energieexperten aus Branchenunternehmen und/oder renommierten Instituten – zu interpretieren sind. Dementsprechend gilt das Gleiche für die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten Modellergebnisse.

Zunächst werden hier einige Aspekte des **Referenzszenarios**, siehe Abschnitt 5.2.1, beleuchtet. Zum Abgleich der darin ermittelten installierten Kapazitäten werden hier exemplarisch die drei Szenarien A, B und C des Szenariorahmens im NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2030 (NEP2030) [174] für Deutschland herangezogen, siehe Abbildung 6.1. Darin ist zunächst zu

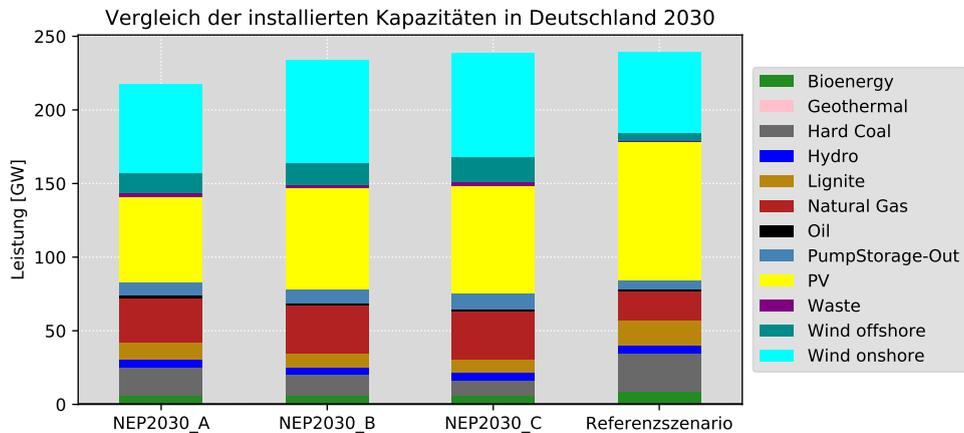


Abbildung 6.1: Vergleich der installierten Kapazitäten im Referenzszenario mit denen des Szenariorahmens des NEP 2030 [eigene Darstellung basierend auf [174]]

erkennen, dass die Gesamtsumme der Kapazitäten zwischen Referenzszenario und denen des NEP2030 vergleichbar ist und mit der des Szenario C sogar annähernd exakt (ca. 239 GW_{el}) übereinstimmt. In der Zusammensetzung weist das Referenzszenario im Gegensatz zu den Szenarien des NEP2030 allerdings einen geringeren Ausbau der Offshore-Windenergie aus, dessen Gründe im Folgenden noch diskutiert werden (siehe S. 156). Daneben fällt auch die Kapazität von Onshore-WEA etwas geringer aus, was allerdings durch einen stärkeren Ausbau von PV-Anlagen kompensiert wird. Weiterhin geben die NEP-Szenarien im Jahr 2030 etwas mehr Gas- und etwas weniger Braun- und Steinkohlekraftwerks-Kapazitäten als das Referenzszenario an. Die Angaben zu den einzelnen Technologien liegen jedoch allesamt in der gleichen Größenordnung.

Darüber hinaus weist das Referenzszenario im Meilensteinjahr 2030 einen, im Gegensatz zu den anderen Jahren, stark erhöhten Zubau von PV-Anlagen aus. Während die modellseitigen Ursachen in einem Zusammenspiel hauptsächlich niedriger Investitionskosten, der Erreichung der technischen Lebensdauer von Altkraftwerken und stark erhöhter CO_2 -Kosten liegen, bleibt fraglich, ob ein solch starker Zubau von europaweit knapp 450 GW_{el} innerhalb von nur fünf Realjahren ökonomisch und gesellschaftlich umsetzbar ist. Weiterhin liegt die sich ergebende installierte Gesamtkapazität in den Meilensteinjahren 2035 – 2050 zwischen 715 und 745 GW_{el} , obwohl in allen Staaten ein Gesamtpotenzial von ca. 1300 GW_{el} angesetzt wurde (vgl. Tabelle A.3). Dies deutet unter den gegenwärtig in Europa beobachtbaren

Lastmustern, d. h. ohne die Berücksichtigung möglicherweise zukünftig weiter steigenden Lasten durch Elektromobilität oder einem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen, auf eine derzeitig sinnvolle Obergrenze des Ausbaus hin (vgl. Abschnitt 5.2.2). Dies liegt v. a. daran, dass PV-Anlagen aufgrund ihres Einspeiseprofils in den Tagesstunden ein teils fluktuierendes, sinusförmiges Muster aufweisen, jedoch in den Nachtstunden grundsätzlich nicht zur Lastdeckung beitragen können. Eine natürliche Grenze des Zubaus wird entsprechend dann erreicht, wenn eine weitere Kapazitätseinheit nicht mehr zur weiteren Lastdeckung beitragen kann. Die wäre genau dann der Fall, wenn die maximale Tageslast und alle Exporte eines Landes durch Photovoltaik gedeckt werden könnten. Diese Einschränkung gilt allerdings nur unter den Randbedingungen dieses Modells: Wenn in Zukunft vermehrt günstige, großskalige Speichertechnologien (z. B. Batteriegroßspeicher) zur Verfügung stehen und/oder eine weitergehende Flexibilisierung der Nachfrage stattfindet (d. h. wenn Nutzer ihre Verbrauchsmuster flexiblen Strompreisen anpassen und so in den solarstarken Mittagsstunden vermehrt Strom nachfragen), ist durchaus ein noch höherer PV-Ausbau denkbar und technisch plausibel.

Weiterhin deutet die Entwicklung der Im- und Exporte bis 2050 im Referenzszenario darauf hin, dass u. a. Deutschland seinen traditionellen Status als Nettoexporteur verliert. Gemäß ENTSO-E [72] betragen in 2015 die physikalischen Nettoexporte (=Exporte – Importe) Deutschlands 51,8 TWh. Werden diese zur Abschätzung mit dem durchschnittlichem Großhandelspreis des Jahres 2015 von $31,20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ multipliziert, so ergibt sich ein volkswirtschaftlicher Beitrag in der Größenordnung von ca. 1,6 Mrd. €. Über die Frage, ob ein Verlust in dieser Höhe aus deutscher Sicht politisch erwünscht ist oder ggf. durch anderweitige Exporte kompensiert werden kann, soll an dieser Stelle nicht spekuliert werden.

Daneben fällt bei näherer Analyse auf, dass im Referenzszenario nur sehr begrenzt Investitionen in Offshore-WEA stattfinden (vgl. Abbildung 5.6) und diese ab dem Meilensteinjahr 2020 sogar stetig zurückgehen. Der Grund dafür ist, dass trotz deutlich höherer jährlicher Kapazitätsfaktoren auf See im Gegensatz zur Landaufstellung (vgl. Abbildung 3.16) die Investitions- sowie Betriebs- und Instandhaltungskosten für Offshore-WEA signifikant höher sind als solche für Onshore-WEA (vgl. Tabellen A.8 und A.9). Ein solcher Ausstieg aus der Nutzung der Offshore-Windenergie sollte vor dem Hintergrund der gesellschaftliche Vorteile hinsichtlich höherer Standortakzeptanz im Vergleich zur Onshore-Windenergie (bzw. umgekehrt ausgedrückt: drohende soziale Probleme bei unbegrenztem Ausbau der Onshore-Windenergie) [175] kritisch hinterfragt werden. Vielmehr sollte auf regulatorischer Ebene

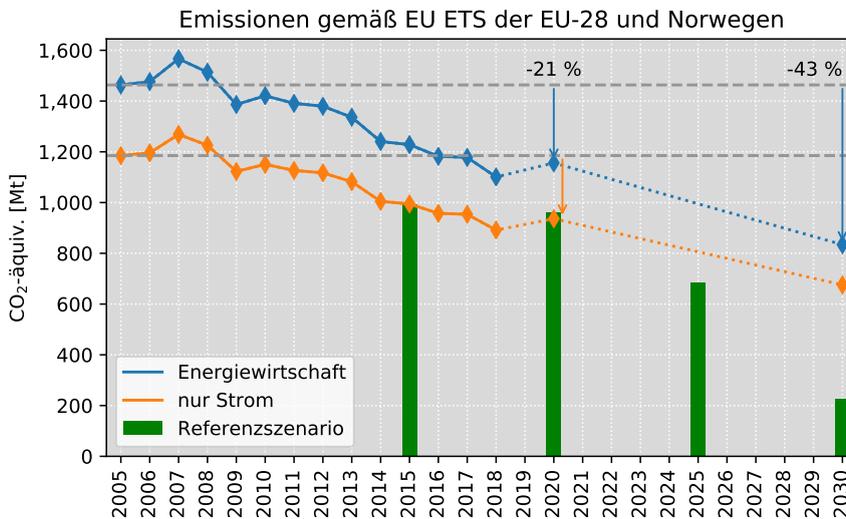


Abbildung 6.2: Vergleich der Emissionen des Referenzszenarios mit der Historie und den Zielen des EU-ETS [eigene Darstellung basierend auf [178]]

darüber nachgedacht werden, bestehende Obergrenzen des Ausbaus von Offshore-WEA (sog. „gesetzlich vorgesehene Deckelkapazität“ welche derzeit bei $7,7 \text{ GW}_{el}$ für das Jahr 2020 liegt [176] und am 31.12.2019 mit $7,5 \text{ GW}_{el}$ fast vollständig erfüllt war [177]) in festgelegte, ambitioniertere Mindestausbauziele umzuwandeln. Derartige Fragestellungen stellen allerdings keinen Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit dar und werden dementsprechend nicht in der quantitativen Modellierung berücksichtigt.

Darüber hinaus ist im Referenzszenario ein Rückgang der Treibhausgasemissionen feststellbar. Der EU-Emissionshandel (engl. *European Union Emissions Trading System*) (EU ETS) als Kernelement der EU-Politik zur Bekämpfung des Klimawandels ist seit 01.01.2005 in Kraft und umfasst bislang alle Staaten der ehemaligen EU-28 sowie Norwegen, Island, Liechtenstein und – seit dem 1. Januar 2020 ebenso – die Schweiz [179], während Großbritannien noch bis zum Ende der aktuellen Handelsperiode am 31.12.2020 im EU ETS verbleibt [180]. Dieses Instrument verfolgt das Ziel, durch fixe Emissionsobergrenzen einerseits und Handel mit Emissionszertifikaten andererseits (sog. *cap and trade*-System) die THG-Emissionen zu senken. Damit sollen die Emissionen im Jahr 2020 um 21 % und im Jahr 2030 um 43 % unter dem Niveau von 2005 liegen. [181] Abbildung 6.2 stellt die historischen Emissionen (durchgezogene Linien), einen linearen Pfad bis zur Erreichung der Ziele (gestrichelte Linien)

sowie die modellierten Emissionen im Referenzszenario (grüne Balken) dar. Da der EU ETS – neben der Luftfahrt und Industrie, die hier nicht aufgetragen sind – alle Emissionen der Energiewirtschaft, d. h. auch solche aus Anlagen zur Wärmebereitstellung umfasst (blaue Linie), im Modell allerdings nur solche der Stromerzeugung abgebildet werden, müssen jene anteilig reduziert werden (orange Linie), um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Wie zu erkennen ist, verfehlt die Projektion im Referenzszenario das Reduktionsziel im Jahr 2020 zwar knapp, unterschreitet allerdings in den Jahren 2025 und 2030 die Zielvorgaben deutlich. Diese Entwicklung ist auf den aus heutiger Sicht hohen CO₂-Preis von knapp $80 \frac{\text{€}_{2010}}{\text{t}_{\text{CO}_2}}$ im Jahre 2030 zurückzuführen (vgl. Abschnitt 3.11.1) und kann daher, unter Annahme des Eintritts dieser Preisentwicklung, als plausibel eingeschätzt werden.

Die Untersuchung der Effekte von **Klimavariabilität** erfolgt im Rahmen dieser Arbeit durch die Integration verschiedener Zeitreihen für die Kapazitätsfaktoren von Wind- und Solaranlagen in ein Erzeugungsausbauplanungsmodell. Dazu wird im Referenzszenario zunächst ein mittleres Windjahr aus einem Zeitraum von 37 Jahren und ein mittleres PV-Jahr aus einem Zeitraum von 32 Jahren angesetzt. Danach werden vier Klimavariabilitäts-szenarien abgeleitet, jeweils mit einem starken und einem schwachen Jahr für Wind- und PV-Zeitreihen. Weiterhin werden zwei Parametervariationsszenarien für Brennstoff- und CO₂-Preise erstellt, eines, das den Ausbau Erneuerbarer Energien und eines, das den Ausbau fossiler Technologien begünstigt. Ein Vergleich der Ergebnisse der simulierten Erzeugung zeigt, dass die Abweichungen zwischen Klimavariabilitätsszenarien und Referenzszenario im Bereich zwischen 2,7 – 2,9 % je Meilensteinjahr liegen. Dies klingt zunächst gering, allerdings liegen die absoluten Unterschiede im Bereich der jährlichen Gesamtnachfrage der europäischen Staaten Belgien und Niederlande. Ob die klimatische Variabilität in Energiemo-dellen entsprechend beachtet werden sollte, hängt daher entscheidend von der zugrunde liegenden Forschungsfrage ab. Folglich liegt es im Verantwortungsbereich des Modellierers, Klimavariabilität zu beachten und ggf. in Form von Sensitivitätsanalysen zu berücksichtigen.

Die Integration von Effekten des **Klimawandels** im Rahmen dieser Arbeit gliedert sich in zwei Teile, d. h. zum einen den Einfluss sich verändernder Außentemperaturen auf die vertikale Netzlast sowie den Einfluss sich verändernder Windgeschwindigkeiten auf die Stromerzeugung aus Windenergie. Der Einfluss von evtl. veränderter solarer Einstrahlung auf die Erzeugung von PV-Anlagen wird explizit nicht untersucht, da dieser gemäß den Arbeiten von JEREZ *et al.* [56] als weitgehend bedeutungslos erscheint. Die Veränderungen der Netzlast

infolge des Klimawandels erweisen sich im Jahresmittel mit maximal $\pm 6\%$ – meist jedoch darunter – zwar als gering, weisen jedoch eine ausgeprägte Saisonalität und Regionalität auf, die sich über alle hier untersuchten ESM/RCP-Kombinationen als robust¹ herausstellt. Der Einfluss des Klimawandels auf die Erzeugung von Windenergie zeigt sich regional sehr verschieden, d. h. dieser ist nicht robust, da die Vorzeichen abhängig vom betrachteten Gebiet unterschiedlich ausfallen. Zusammengenommen ist die Summe dieser beiden Einflüsse zwar immer noch gering, jedoch höher als der der Klimavariabilität. In allen hier untersuchten ESM/RCP-Kombinationen bewirkt der Klimawandel in Summe für Europa einen leichten Rückgang der Erzeugung aus Windenergie, der durch eine erhöhte Erzeugung aus PV-Anlagen und Gaskraftwerken kompensiert wird.

Die in dieser Arbeit gefundenen Erkenntnisse decken sich mit Einzelergebnissen aus vorherigen Untersuchungen. So ist der Einfluss selbst von starkem Klimawandel (engl. *strong climate change*) unter RCP 8.5 auf die Stromerzeugung von Windenergieanlagen als zwar vorhanden jedoch begrenzt anzusehen [183, 184]. Die Berücksichtigung saisonaler Effekte, d. h. beispielsweise stärkere Windgeschwindigkeiten im Winter und schwächere im Sommer sowie die Veränderung der Verweildauer des Windes in verschiedenen Geschwindigkeitsklassen kann im Rahmen dieser Arbeit allerdings nur implizit stattfinden, da das zugrunde liegende Erzeugungsausbauplanungsmodell über acht Typwochen verfügt, die sich, basierend auf der Datengrundlage und einem Algorithmus, für jedes zu berechnende Szenario neu ergeben (vgl. Unterkapitel 3.8). Weiterhin bestätigen auch neueste Forschungsergebnisse der Angebotsseite [185] die grundsätzlichen Tendenzen: Der Einfluss des Klimawandels auf ein angenommenes Erzeugungssystem aus Windenergie- und Solaranlagen in Europa stellt sich als im Großen und Ganzen unerheblich heraus (“[...] *the projected changes are overall negligible*”). Nachfrageseitig sind die hier gefundenen Ergebnisse in Bezug auf eine Nord-Süd-Polarisierung mit denen von WENZ *et al.* [156] – mit Ausnahme von Italien – vergleichbar und das auch, obwohl sich deren Untersuchung v. a. auf die Veränderung der Tageshöchstlasten konzentriert. Somit deutet die Datenlage darauf hin, dass in Zukunft mit niedrigeren Netzlasten in Nordeuropa und erhöhten Netzlasten in Südeuropa gerechnet werden kann.

¹ In der Klimawissenschaft werden Ergebnisse dann als „robust“ bezeichnet, wenn mehrere Klimamodelle in ihrer Aussage zu einem Trend in der Wirkungsrichtung, d. h. ihrem Vorzeichen, übereinstimmen [11, 182].

6.2 Handlungsempfehlungen

Die Handlungsempfehlungen gliedern sich in solche für die wissenschaftliche Fachwelt und solche für politische und wirtschaftliche Entscheidungsträger.

Für die **wissenschaftliche Fachwelt** gilt: Die Integration von Klimawandeleffekten in Energiemodelle erfordert die Herleitung von Zeitreihen energietechnischer Variablen (wie z. B. Lastgänge oder Einspeisezeitreihen von Wind- bzw. PV-Anlagen) aus Zeitreihen klimatologischer Variablen (wie z. B. Außentemperaturen, Windgeschwindigkeiten oder solarer Einstrahlungen). Diese Transformation setzt einen hohen Programmier- und Modellierungsaufwand voraus, da dazu zunächst Projektionsdaten von Klimarechenzentren beschafft und extrahiert sowie weitere Algorithmen zur Umrechnung geschrieben werden müssen. Einen solchen Aufwand in der Bandbreite aller wissenschaftlichen Projekte, die sich mit der Modellierung des zukünftigen Energiesystems beschäftigen, zu berücksichtigen, wäre sicherlich unangemessen, insbesondere wenn diese auf vollständig andere Forschungsfragen fokussieren. Hingegen können Effekte der Klimavariabilität, die aus historischen Daten abgeleitet wurden und darüber hinaus bereits als frei und öffentlich zugängliche Zeitreihen, z. B. von RENEWABLES.NINJA [103], zur Verfügung stehen, mit begrenztem Aufwand berücksichtigt werden. Entsprechend kann für die Berechnung quantitativer Energieszenarien (dies gilt sowohl institutsintern für die zum Abgabezeitpunkt geplante Weiternutzung des entwickelten Modells als auch allgemein z. B. für die Szenarien in den Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne [174]) empfohlen werden, Klimavariabilitätseffekte in Form von Parametervariationen zu berücksichtigen, um so die Aussagekraft und Robustheit der Ergebnisse zu unterstreichen.

Politische Entscheidungsträger sollten in jedem Falle beachten, dass in den kommenden Jahrzehnten mit weiterhin steigenden Außentemperaturen in Europa zu rechnen ist: Die fünf vergangenen Jahre 2016, 2019, 2015, 2017 und 2018 waren in dieser Reihenfolge zugleich auch die seit Beginn der Wetteraufzeichnungen weltweit wärmsten jemals gemessenen Jahre [186]. Weiterhin deuten alle im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Daten von Erdsystemmodellen und Konzentrationsszenarien auf eine Fortsetzung dieser Entwicklung hin. Dies trägt dazu bei, dass in den nordeuropäischen Ländern v. a. im Winter der Heizwärmebedarf sinkt und in den südeuropäischen Ländern v. a. im Sommer der Raumklimatisierungsbedarf steigt. In jenen Staaten, in denen vorwiegend mit Strom geheizt wird und in jenen mit Klimatisierungsbedarf hat dies einen direkten Einfluss auf die Netzlasten, die in Nordeuropa tendenziell

sinken und in Südeuropa tendenziell steigen (vgl. Abbildung 5.24, S. 144). Diese Nord-Süd-Polarisation sollte u. a. in Gesetzgebungen in Bezug auf den Stromnetzausbau und in Vorgaben hinsichtlich der Gebäudedämmungen berücksichtigt werden.

Wirtschaftliche Entscheidungsträger sollten in jedem Falle ebenfalls die für politische Entscheidungsträger genannten Aspekte beachten. Weiterhin gilt, dass die genannten Temperatursteigerungen über das Jahr gemittelte Durchschnittswerte darstellen und somit teilweise die Temperatursteigerungen deutlich höher ausfallen können. Dies sollten insbesondere Hersteller von Wärmepumpen und Kälteanlagen beachten, deren Maschinen auf einen bestimmten Umgebungstemperaturbereich ausgelegt werden müssen. Für Windenergieanlagenhersteller besteht nach den Ergebnissen dieser Arbeit derzeit kein Grund zur Sorge aufgrund des Klimawandels: Die Projektion der Veränderung von Windgeschwindigkeiten ist zum einen gering und kann zum anderen keiner Region eindeutig zugeordnet werden – sie ist somit nicht robust (vgl. Abbildung 5.25).

6.3 Fazit

Die Energiebereitstellung des Menschen auf Basis fossiler Energieträger verursacht eine Erhöhung der CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre. Dessen langfristige Folgen, allen voran ein Anstieg der globalen Mitteltemperatur bis zum Ende des Jahrhunderts, werden als anthropogener Klimawandel bezeichnet. Dieser ist von der kurzfristigen, von Jahr zu Jahr verschieden ausgeprägten Schwankung des Klimas, die als natürliche Klimavariabilität bezeichnet wird, abzugrenzen. Die Substitution fossiler Kraftwerke durch emissionsarme Technologien wie Erneuerbare Energien gilt als ein wirksamer Baustein im weltweiten Klimaschutz. Weniger erforscht ist hingegen die umgekehrte Wirkungsrichtung, d. h. ob und wie sich klimatische Effekte auf die Energiebereitstellung, insbesondere auf die der Erneuerbaren Energien, sowie auf die Energienachfrage auswirken. Um den Umfang der vorliegenden Arbeit zu begrenzen, fokussiert diese ausschließlich auf die Energiebereitstellung und -nachfrage im europäischen Stromsystem. Das Ziel dieser Arbeit besteht entsprechend darin, relevante klimatische Effekte für das Stromsystem zu identifizieren sowie deren Auswirkungen mit geeigneten Modellen abzubilden und zu analysieren.

Dazu sind die folgenden Arbeitsschritte durchgeführt worden: Einerseits wurden die Auswirkungen kurzfristiger Klimavariabilität und langfristiger Klimaveränderungen auf die Strom-

angebots- und die Stromnachfrageseite quantifiziert. Andererseits wurden die Konsequenzen dieser beiden Seiten auf die Entwicklung von Ausbau und Erzeugung im europäischen Stromsystem modelliert und analysiert. Zu diesem Zweck wurde ein 28 Länder umfassendes Modell zur Erzeugungsausbauplanung des europäischen Stromsystems entwickelt, um die bis zur Mitte des Jahrhunderts reichenden Einflüsse von Klimavariabilität und -wandel zu untersuchen.

Das entwickelte quantitative Optimierungsmodell kann u. a. dazu eingesetzt werden, die Zustände des Stromsystems szenariobasiert zu verschiedenen Zeitpunkten miteinander zu vergleichen. Die Zustandsdiskrepanzen können folglich analysiert werden, um daraus Entscheidungsunterstützung in Form von Handlungsempfehlungen abzuleiten. Wenn ein in der Zukunft liegender Zeitpunkt mit dem Status Quo verglichen werden soll, bieten sich Modelle zur Erzeugungsausbauplanung als sinnvolle Recheninstrumente an. Diese verfügen gegenüber marktbasierter Einsatzoptimierungsmodellen über den entscheidenden Vorteil, dass sie den gesamten Entwicklungspfad eines Szenarios von der Gegenwart in die Zukunft beliebig fein aufgelöst – d. h. entweder mit Realjahren oder aggregierten Meilensteinjahren – abbilden können. Die explizite Kenntnis der zeitlich diskreten Modellergebnisse in Form des Zubau- und Stilllegungspfades (d. h. des Ausscheidens von Erzeugungsanlagen bei Erreichung ihrer jeweiligen technischen Lebensdauer) erlaubt Entscheidern die Formulierung volkswirtschaftlich erreichbarer politischer Ziele für einen realistischen Zeithorizont – dazu zählen z. B. Ausbauziele von EE-Anlagen, Einsparziele von CO₂-Emissionen oder auch Energieeffizienzziele.

Die Ergebnisse der Untersuchungen der Klimavariabilität zeigen, dass die simulierten Erzeugungen in den abgeleiteten Variabilitätsszenarien technologieabhängig und europaweit um weniger als 3 % je Modelljahr von einem variabilitätsfreien Referenzszenario abweichen. Da die Rechnungen unter sonst gleichen Bedingungen (*ceteris paribus*) durchgeführt wurden, sind die Diskrepanzen ausschließlich auf Klimavariabilität zurückzuführen. Auch wenn der o. g. Wert (3 %) auf den ersten Blick gering erscheint, entspricht dieser einer absoluten Abweichung i. H. v. ca. 100 TWh und liegt damit im Bereich der jährlichen Stromnachfrage kleinerer europäischer Staaten wie Belgien oder der Niederlande.

Die Ergebnisse der Untersuchungen des Klimawandels sind zweiteilig: Da klimatische Veränderungen insbesondere für die dargebotsabhängigen EE relevant erscheinen, vorhergehende Untersuchungen jedoch gezeigt haben, dass die Einflüsse auf PV-Anlagen sehr

gering sind (vgl. Unterkapitel 4.2), wurden die Einflüsse auf die Angebotsseite im Rahmen dieser Arbeit für die Windenergie untersucht. Dort sind zwar Einflüsse erkennbar, allerdings variieren diese regional abhängig von dem zugrunde gelegten Erdsystemmodell und CO₂-Konzentrationspfad, sodass für keine Region eine eindeutige Wirkungsrichtung feststellbar ist. Für Europa allgemein zeigen die untersuchten Szenarien einen geringfügigen Rückgang der Erzeugung aus Windenergie. Vorhergehende Untersuchungen der aus den Klimasimulationen entnommenen Daten bestätigen für Europa, dass leicht geringere Windgeschwindigkeiten zu Land und auf See wahrscheinlicher werden, weisen allerdings auch daraufhin, dass heutige Klimaprojektionen für detailliertere Analysen noch nicht ausreichen [161]. Die Einflüsse auf die Nachfrageseite sprechen dagegen eine eindeutige Sprache: Bedingt durch die steigenden Außentemperaturen kommt es in Nordeuropa zu einem Rückgang der heizbedingten Last, während es in Südeuropa zu einem klimatisierungsbedingten Anstieg der Last kommt, was eine Polarisierung des Lastgefälles im europäischen Stromnetz zur Folge hat. Allerdings wird dieses Gefälle durch die Saisonalität abgemildert, da es vornehmlich im Winter zu einem Rückgang der Heizlast und im Sommer zu einem Anstieg der Klimatisierungslast kommt, sodass verschärfte Polarisierungseffekte in Zukunft am ehesten im Frühjahr und Herbst zu beobachten sein werden. Als methodisch zielführend und wertvoll für Folgearbeiten hat sich in diesem Teil der Arbeit gezeigt, dass sich mittels multipler linearer Regressionsmodelle prinzipiell, unter landesspezifischer Beachtung von Feiertagen und typischen Urlaubszeiten, Lastzeitreihen aus Temperaturzeitreihen synthetisieren lassen.

Die vorliegenden Ergebnisse dieser Arbeit für Europa deuten darauf hin, dass der Einfluss klimatischer Effekte auf bestehende und sich in die Zukunft entwickelnde Stromsysteme schwächer ausfällt, als die umgekehrte Wirkungsrichtung, d. h. die langjährigen Einflüsse der Nutzung und Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger auf das Weltklima. Jedoch bedeuten diese Ergebnisse ausdrücklich **nicht**, dass der Klimawandel und seine Auswirkungen bei der Gestaltung des zukünftigen Energiesystems weitgehend vernachlässigt werden sollten. Bereits heute sind messbare Effekte wie ein Anstieg der globalen Mitteltemperatur und die Erreichung immer höherer Rekordtemperaturen innerhalb weniger Jahre in Folge [186] zweifelsfrei einem anthropogenen Klimawandel zuzuordnen [14]. Um die schwerwiegendsten Folgen des Klimawandels zu verhindern bzw. zu begrenzen, erscheinen heutige Veränderungen des in vielen Ländern immer noch CO₂-intensiven Erzeugungssystems dringend geboten. Die in dieser Arbeit modellierten und analysierten Szenarien zeigen – ungeachtet der Einflüs-

se von Klimavariabilität und -wandel – mögliche Pfade zur effektiven Emissionsreduktion auf und unterstreichen damit die in den Studien des IPCC [14] gebündelten Forderungen.

6.4 Ausblick

Das in dieser Arbeit in Kapitel 3 beschriebene und in Kapitel 5 eingesetzte Erzeugungsausbauplanungsmodell stellt ein quantitatives Werkzeug dar, das parallel Ausbau und Erzeugung für 28 in Europa befindliche Staaten bis zu einem in der Zukunft liegenden Zieljahr optimieren kann. Zukünftig könnte die Modellbildung noch erweitert, abgeändert oder verfeinert werden.

Denkbare **sektorale Erweiterungen** des Modells könnten beispielsweise nachfrageseitig den Wärme- sowie den Verkehrssektor und/oder angebotsseitig den Wasserstoffsektor umfassen, was eine Erweiterung zu einem Energiesystemmodell (vgl. Abschnitt 2.2.2) bedeutete. Ein solches Unterfangen würde das Modell zwar für Studien hinsichtlich Fragestellungen rund um das Thema Sektorkopplung (z. B. Auswirkungen der Integration von Elektromobilität oder weiterer Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung vs. Ausbau von Wärmepumpen) qualifizieren, bedeutet jedoch – basierend auf allen Erfahrungen, die im Rahmen der Erstellung dieser Arbeit gemacht wurden – einen beträchtlichen Mehraufwand und ist daher im Bereich zukünftiger Promotionsvorhaben zu sehen. Zum Abgabezeitpunkt dieser Arbeit deutet sich bereits an, dass das entwickelte Modell von einer Reihe von Promovierenden an dem Institutsbereich, an dem diese Arbeit verfasst wurde, gepflegt und weiterentwickelt wird.

Räumliche Erweiterungen wären insbesondere für die derzeit noch nicht abgebildeten Staaten des westlichen Balkans (d. h. die Staaten Bosnien und Herzegowina, Serbien, Kosovo, Montenegro, Albanien sowie Nordmazedonien) angezeigt, für die zu Beginn dieser Arbeit bzw. für den Kosovo bis zum Abgabezeitpunkt noch keine vollständigen Daten vorlagen bzw. vorliegen, um eine möglichst vollständige Abbildung des europäischen Stromsystems zu erzielen.

Technologische Erweiterungen wären beispielsweise im Bereich möglicherweise in Zukunft zur Verfügung stehender Erzeugungstechnologien (z. B. Kernfusion) oder weiteren Speichertechnologien (z. B. Großbatterien oder elektrochemische Speicher auf Basis von Elektrolyse, Methanisierung und Brennstoffzellen) vorstellbar. Bei den bereits heute genutzten

Speichertechnologien, v. a. Pumpspeicher und Batterien, ist es derzeit so, dass diese überwiegend im Bereich der Systemdienstleistungen zur Bereitstellung von Regelenergie sowie Blind- oder Kurzschlussleistung eingesetzt werden [187] und damit im Bereich der Fragestellungen liegen, die mit dem vorliegenden Modellparadigma einer Ausbauplanung nicht beantwortet werden können.

Abänderungen wären im Bereich der Emissionen vorstellbar: Derzeit werden lediglich die Treibhausgas-Emissionen in der Betriebsphase abgeschätzt, jedoch nicht diejenigen, die während der Herstellung und der Entsorgung bzw. des Rückbaus von Erzeugungsanlagen anfallen. Dies würde eine Kombination mit Modellen aus dem Bereich der Lebenszyklusanalyse (engl. *Life Cycle Assessments (LCA)*) erforderlich machen. Grundsätzlich sind **Verfeinerungen** eines jeden Modells im Bereich der zeitlichen oder räumlichen Auflösungen möglich, dabei muss jedoch immer der Nutzen (genauere Modellergebnisse) gegen den Aufwand in der Modellierungsphase (Recherche und Integration höher aufgelöster Daten) sowie in der Nutzungsphase (Anstieg der Rechendauer sowie höherer Speicherbedarf) abgewägt werden.

Um Einflüsse des Klimawandels abzuschätzen, wurde in dieser Arbeit auf die Ergebnisse von Erdsystemmodellen (ESMs) zurückgegriffen. Die Wechselwirkungen der Vorgänge von Land, Wasser, Eisvorkommen und Atmosphäre sind hochkomplex, daher werden diese Modelle stetig weiterentwickelt, z. B. von der HERMANN VON HELMHOLTZ-GEMEINSCHAFT DEUTSCHER FORSCHUNGSZENTREN E. V. [188]. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass in Zukunft sowohl mehr als auch verbesserte Ergebnisse hinsichtlich der Erdsystemmodellierung vorliegen, im Zuge derer sich womöglich noch belastbarere Ergebnisse in der Verknüpfung mit Energiemodellen erzeugen lassen werden. Schließlich kann auch an der Schnittstelle zwischen Energie- und Klimawissenschaft noch weiterer Forschungsbedarf ausgemacht werden, beispielsweise zur Abschätzung des Einflusses zukünftiger Außentemperaturen auf in Zukunft möglicherweise relevanter werdende Batteriespeichersysteme oder sich verändernde Niederschlagsmengen auf die Erzeugung von Wasserkraftwerken bzw. die Kühlfähigkeit thermischer Kraftwerke.

Literatur

- [1] International Organization for Standardization. *ISO 3166-2:2013 - Codes for the representation of names of countries and their subdivisions – Part 2: Country subdivision code*. URL: <https://www.iso.org/standard/63546.html> (besucht am 25. Juli 2018) (siehe S. XII, 20).
- [2] UNFCCC. *The Paris Agreement*. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (besucht am 26. Aug. 2018) (siehe S. 1).
- [3] UNFCCC. *COP 21*. 2015. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/conferences/past-conferences/paris-climate-change-conference-november-2015/cop-21> (besucht am 30. Apr. 2019) (siehe S. 1).
- [4] European Commission. *Factsheet: Long-term strategy for greenhouse gas emissions reduction | Our Vision for A Clean Planet for All*. 27. Nov. 2018. URL: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/vision_1_emissions_en.pdf (siehe S. 1).
- [5] UNFCCC. *COP 22*. 2016. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/conferences/past-conferences/marrakech-climate-change-conference-november-2016/cop-22> (besucht am 30. Apr. 2019) (siehe S. 1).
- [6] UNFCCC. *COP 23*. 2017. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/conferences/un-climate-change-conference-november-2017/sessions-of-negotiating-bodies/cop-23> (besucht am 30. Apr. 2019) (siehe S. 1).
- [7] UNFCCC. *COP 24*. 2018. URL: <https://unfccc.int/event/cop-24> (besucht am 30. Apr. 2019) (siehe S. 1).

- [8] Intergovernmental Panel on Climate Change und Ottmar Edenhofer, Hrsg. *Climate change 2014: mitigation of climate change: Working Group III contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. OCLC: ocn892580682. New York, NY: Cambridge University Press, 2014. 1435 S. ISBN: 978-1-107-05821-7 (siehe S. 1).
- [9] Mikael Höök und Xu Tang. „Depletion of fossil fuels and anthropogenic climate change—A review“. In: *Energy Policy* 52 (Jan. 2013), S. 797–809. ISSN: 03014215. DOI: [10.1016/j.enpol.2012.10.046](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.046). (Besucht am 24. Apr. 2019) (siehe S. 1).
- [10] David Abel, Tracey Holloway et al. „Potential air quality benefits from increased solar photovoltaic electricity generation in the Eastern United States“. In: *Atmospheric Environment* 175 (Feb. 2018), S. 65–74. ISSN: 13522310. DOI: [10.1016/j.atmosenv.2017.11.049](https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2017.11.049). (Besucht am 24. Apr. 2019) (siehe S. 1).
- [11] Institut für Meteorologie und Klimaforschung und Süddeutsches Klimabüro. *Das Klima auf den Gitterpunkt gebracht. Ein Handbuch über Klimasimulationsdaten. Stand: September 2014*. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2014. URL: <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:swb:90-438845> (siehe S. 1, 11, 159).
- [12] Scripps Institution of Oceanography at UC San Diego. *The Keeling Curve*. 26. Juni 2019. URL: https://scripps.ucsd.edu/programs/keelingcurve%20%7C%20https://scripps.ucsd.edu/programs/keelingcurve/wp-content/plugins/sio-bluemoon/graphs/co2_800k_zoom.png (besucht am 30. Juni 2019) (siehe S. 2).
- [13] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)] Geneva, Switzerland, 2014, S. 151. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf (siehe S. 1, 2, 13, 77, 207).
- [14] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Hrsg. *Climate change 2013: the physical science basis: Working Group I contribution to the Fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. New York: Cambridge University Press, 2013. 1535 S. ISBN: 978-1-107-66182-0 (siehe S. 2, 163, 164).

- [15] Peter M. Cox, Richard A. Betts et al. „Acceleration of global warming due to carbon-cycle feedbacks in a coupled climate model“. In: *Nature* 408.6809 (Nov. 2000), S. 184–187. ISSN: 0028-0836, 1476-4687. DOI: [10.1038/35041539](https://doi.org/10.1038/35041539). (Besucht am 1. Juli 2019) (siehe S. 2).
- [16] D. R. Feldman, W. D. Collins et al. „Observational determination of surface radiative forcing by CO₂ from 2000 to 2010“. In: *Nature* 519 (25. Feb. 2015), S. 339. URL: <https://doi.org/10.1038/nature14240> (siehe S. 2).
- [17] International Energy Agency. *World Energy Outlook 2015*. OCLC: 930994298. OECD Publishing, 2015. ISBN: 978-92-64-24366-8. URL: <http://www.myilibrary.com?id=876457> (besucht am 30. Juni 2019) (siehe S. 3).
- [18] Joshua M. Epstein. „Why Model?“ In: *Journal of Artificial Societies and Social Simulation* 11.4 (2008), S. 12. ISSN: 1460-7425. URL: <http://jasss.soc.surrey.ac.uk/11/4/12.html> (siehe S. 3, 83).
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Energieprognosen und -szenarien*. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energieprognosen.html> (besucht am 22. Jan. 2019) (siehe S. 5).
- [20] Sabine Fischer und Margarete Klein. „Denkbare Überraschungen: elf Entwicklungen, die Russlands Außenpolitik nehmen könnte“. In: *Stiftung Wissenschaft und Politik -SWP- Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit* (2016), S. 6 (siehe S. 5).
- [21] RC\&A. *Quantitative Methoden im Risiko Management*. Mai 2010. URL: <https://www.risknet.de/fileadmin/eLibrary/RCA-05-2010-Heft-Spitzner.pdf> (besucht am 24. Apr. 2019) (siehe S. 6).
- [22] Wolf Fichtner. *Definition: Energiesystemanalyse*. Gabler Wirtschaftslexikon. 19. Feb. 2018. URL: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/energiesystemanalyse-53699/version-276769> (besucht am 21. Jan. 2019) (siehe S. 7).
- [23] International Renewable Energy Agency. *Planning for the renewable future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies*. OCLC: 1054400681. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017. ISBN: 978-92-95111-05-9. URL: <http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/>

- [Agency/Publication/2017/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf](#) (besucht am 31. Okt. 2018) (siehe S. 7, 9, 21).
- [24] IEA-ETSAP. *Overview of TIMES Modelling Tool*. The Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP) of the International Energy Agency (IEA). URL: <https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times> (besucht am 19. Dez. 2018) (siehe S. 8, 19).
- [25] Heidi Ursula Heinrichs. *Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund*. Print on demand. Produktion und Energie / Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion u. Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung 5. OCLC: 931466964. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing, 2013. 339 S. ISBN: 978-3-7315-0131-2 (siehe S. 8, 21).
- [26] Peter Markewitz und Forschungszentrum Jülich, Hrsg. *Modelle für die Analyse energiebedingter Klimagasreduktionsstrategien*. Schriften des Forschungszentrums Jülich Bd. 7. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 1998. 276 S. ISBN: 978-3-89336-220-2 (siehe S. 8, 60).
- [27] Sofia Simoes, Wouters Nijs et al. *The JRC-EU-TIMES model: assessing the long-term role of the SET plan energy technologies*. OCLC: 875968741. Luxembourg: Publications Office, 2013. URL: <http://bookshop.europa.eu/uri?target=EUB:NOTICE:LDNA26292:EN:HTML> (besucht am 1. Juni 2016) (siehe S. 9, 34, 37, 71, 73, 75, 77).
- [28] International Energy Agency. *World Energy Model*. 2018. URL: <https://www.iea.org/weo/weomodel/> (besucht am 21. Jan. 2019) (siehe S. 9).
- [29] Sonja Babrowski. *Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem*. Produktion und Energie / Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion u. Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung 7. OCLC: 931838410. Karlsruhe, Baden: KIT Scientific Publishing, 2015. 272 S. ISBN: 978-3-7315-0306-4 (siehe S. 9).
- [30] H. F. Ravn, M. Hindsberger et al. „Balmorel: A model for analyses of the electricity and CHP markets in the Baltic Sea region“. In: (2001) (siehe S. 9).

- [31] Open Source Geospatial Foundation (OSGeo). *QGIS - A Free and Open Source Geographic Information System*. 18. Jan. 2019. URL: <https://qgis.org/en/site/> (besucht am 22. Jan. 2019) (siehe S. 9).
- [32] National Renewable Energy Laboratory. *Openwind® Siting Software | Open Energy Information*. 24. Jan. 2018. URL: https://openei.org/wiki/Openwind%C2%AE_Siting_Software (besucht am 22. Jan. 2019) (siehe S. 9).
- [33] D. Dentcheva, R. Gollmer et al. *Solving the Unit Commitment Problem in Power Generation by Primal and Dual Methods*. 2014. URL: <https://www.mathematik.hu-berlin.de/~romisch/papers/ECMIUnitup.pdf> (siehe S. 10).
- [34] Energy Exemplar Pty Ltd. *PLEXOS® Simulation Software*. Energy Exemplar. URL: <https://energyexemplar.com/products/plexos-simulation-software/> (besucht am 23. Jan. 2019) (siehe S. 10).
- [35] Sylvain Quoilin und Kostas Kavvadias. *Dispa-SET Power system modelling | The Dispa-SET model*. URL: <http://www.dispaset.eu/en/latest/overview.html> (besucht am 23. Jan. 2019) (siehe S. 10).
- [36] dpa Deutsche Presse-Agentur GmbH. *Wie sicher ist unsere Stromversorgung?* 18. Dez. 2012. URL: <https://www.nnn.de/incoming/wie-sicher-ist-unsere-stromversorgung-id4151271.html> (besucht am 22. Jan. 2019) (siehe S. 10).
- [37] Stromnetze Forschungsinitiative der Bundesregierung. *Forschung Stromnetze: PerSeuS - Planungsgrundsätze für erweiterte Stabilitätsbetrachtungen im europäischen Stromversorgungsnetz*. URL: <https://forschung-stromnetze.info/projekte/planungsgrundsaeetze-fuer-erweiterte-stabilitaetsbetrachtungen-im-europaeischen-stromversorgungsnetz/> (besucht am 22. Jan. 2019) (siehe S. 10).
- [38] NEPLAN AG. *NEPLAN | Elektrizität*. URL: <https://www.neplan.ch/neplanproduct/electricity/?lang=de> (besucht am 23. Jan. 2019) (siehe S. 10).
- [39] DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e. V. *SciGRID*. URL: <https://www.power.scigrid.de/> (besucht am 23. Jan. 2019) (siehe S. 10).

- [40] FU Berlin. *PG-Net. Das Lernportal zur Einführung in die Physische Geographie | Wetter, Witterung und Klima*. 25. Aug. 2006. URL: http://www.geo.fu-berlin.de/v/pg-net/klimageographie/einleitung/klima_begriffe/index.html (besucht am 21. Dez. 2018) (siehe S. 11).
- [41] American Meteorological Society. *Climate variability*. 20. Feb. 2012. URL: http://glossary.ametsoc.org/wiki/Climate_variability (besucht am 18. Dez. 2018) (siehe S. 11).
- [42] American Meteorological Society. *Climate change*. 20. Feb. 2012. URL: http://glossary.ametsoc.org/wiki/Climate_change (besucht am 18. Dez. 2018) (siehe S. 11).
- [43] NCAR UCAR. *Climate Data Guide: Atmospheric Reanalysis: Overview & Comparison Tables*. National Center for Atmospheric Research | University Corporation for Atmospheric Research. URL: <https://climatedataguide.ucar.edu/climate-data/atmospheric-reanalysis-overview-comparison-tables> (besucht am 21. Dez. 2018) (siehe S. 11).
- [44] Author: NOAA Wikipedia. *English: Climate models are systems of differential equations based on the basic laws of physics, fluid motion, and chemistry. To "run" a model, scientists divide the planet into a 3-dimensional grid, apply the basic equations, and evaluate the results. Atmospheric models calculate winds, heat transfer, radiation, relative humidity, and surface hydrology within each grid and evaluate interactions with neighboring points*. 11. Nov. 2007. URL: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:AtmosphericModelSchematic.png> (besucht am 18. Dez. 2018) (siehe S. 12).
- [45] European Network for Earth System Modelling. *CMIP5 Models and Grid Resolution*. URL: <https://portal.enes.org/data/enes-model-data/cmip5/resolution> (besucht am 18. Dez. 2018) (siehe S. 12).
- [46] Filippo Giorgi und William J. Gutowski. „Regional Dynamical Downscaling and the CORDEX Initiative“. In: *Annual Review of Environment and Resources* 40.1 (4. Nov. 2015), S. 467–490. ISSN: 1543-5938, 1545-2050. DOI: [10.1146/annurev-environ-102014-021217](https://doi.org/10.1146/annurev-environ-102014-021217). (Besucht am 30. Jan. 2019) (siehe S. 13).

- [47] D. Jacob, E. Katragkou und S. Sobolowski. *About EURO-CORDEX*. Helmholtz-Zentrum Geesthacht Zentrum für Material- und Küstenforschung GmbH. URL: <https://euro-cordex.net/060374/index.php.en> (besucht am 18. Dez. 2018) (siehe S. 12).
- [48] SMHI. *Rosby Centre regional atmospheric model, RCA4*. Swedish Meteorological and Hydrological Institute. URL: <https://www.smhi.se/en/research/research-departments/climate-research-rossby-centre2-552/rossby-centre-regional-atmospheric-model-rca4-1.16562> (besucht am 21. Dez. 2018) (siehe S. 12).
- [49] World Climate Research Programme. *CMIP5*. 2009. URL: <https://cmip5.llnl.gov/cmip5/index.html> (besucht am 18. Dez. 2018) (siehe S. 14).
- [50] Muriel C. Bonjean Stanton, Suraje Dessai und Jouni Paavola. „A systematic review of the impacts of climate variability and change on electricity systems in Europe“. In: *Energy* 109 (Aug. 2016), S. 1148–1159. ISSN: 03605442. DOI: [10.1016/j.energy.2016.05.015](https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.015). (Besucht am 26. März 2019) (siehe S. 16).
- [51] Seán Collins, Paul Deane et al. „Impacts of Inter-annual Wind and Solar Variations on the European Power System“. In: *Joule* 2.10 (Okt. 2018), S. 2076–2090. ISSN: 25424351. DOI: [10.1016/j.joule.2018.06.020](https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.06.020). (Besucht am 19. Dez. 2018) (siehe S. 16).
- [52] Shankar Chandramowli, Frank A. Felder et al. „LP-CEM: A modeling tool for power systems planning incorporating climate change effects and macroeconomic trends for New Jersey, United States“. In: *Energy Strategy Reviews* 11-12 (Juni 2016), S. 1–18. ISSN: 2211467X. DOI: [10.1016/j.esr.2016.05.002](https://doi.org/10.1016/j.esr.2016.05.002). (Besucht am 19. Dez. 2018) (siehe S. 16).
- [53] Jonathan Ridenour. „Climate Impact Modeling of Hydrological Inflow into the Swedish Power Market“. In: (2016) (siehe S. 16).
- [54] Pernille Seljom. „Modelling the effects of climate change on the energy system—A case study of Norway“. In: *Energy Policy* 39.11 (2011), S. 7310–7321 (siehe S. 17, 21).
- [55] Hagen Koch, Stefan Vögele et al. „The impact of climate change and variability on the generation of electrical power“. In: *Meteorologische Zeitschrift* 24.2 (13. Apr. 2015), S. 173–188. ISSN: 0941-2948. DOI: [10.1127/metz/2015/0530](https://doi.org/10.1127/metz/2015/0530). (Besucht am 19. Dez. 2018) (siehe S. 17).

- [56] Sonia Jerez, Isabelle Tobin et al. „The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe“. In: *Nature Communications* 6.1 (Dez. 2015). ISSN: 2041-1723. DOI: [10.1038/ncomms10014](https://doi.org/10.1038/ncomms10014). (Besucht am 19. Dez. 2018) (siehe S. 17, 87, 158).
- [57] Jan Wohland, Mark Reyers et al. „More Homogeneous Wind Conditions Under Strong Climate Change Decrease the Potential for Inter-State Balancing of Electricity in Europe“. In: *Earth System Dynamics Discussions* (24. Mai 2017), S. 1–28. ISSN: 2190-4995. DOI: [10.5194/esd-2017-48](https://doi.org/10.5194/esd-2017-48). (Besucht am 19. Dez. 2018) (siehe S. 17).
- [58] Avda. *Deutsch: Kernkraftwerk Grafenrheinfeld - 2013*. 15. Juni 2013. URL: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Kernkraftwerk_Grafenrheinfeld_-_2013.jpg (besucht am 2. März 2020) (siehe S. 19).
- [59] Morgre. *File:Belchatów Elektrownia.jpg*. 26. März 2012. URL: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Be%C5%82chat%C3%B3w_Elektrownia.jpg (besucht am 2. März 2020) (siehe S. 19).
- [60] Skeeze. *Solar Panel Array, Roof, Home*. URL: <https://pixabay.com/photos/solar-panel-array-roof-home-house-1591358/> (besucht am 2. März 2020) (siehe S. 19).
- [61] SteKrueBe. *Deutsch: Die drei südlichen Alpha-Ventus-Windmühlen mit der Umspannstation*. 2009. URL: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Alpha_Ventus_Windmills.JPG (besucht am 2. März 2020) (siehe S. 19).
- [62] Pixabay. *Photography of Three White Windmills · Free Stock Photo*. URL: <https://www.pexels.com/search/wind%20power/> (besucht am 2. März 2020) (siehe S. 19).
- [63] Chalisa jirutchok. *English: Hydroelectric energy*. 20. Apr. 2016. URL: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Hydro-energy.jpg> (besucht am 2. März 2020) (siehe S. 19).
- [64] ENTSO-E. *Interconnected network of Northern Europe 1:300.000*. URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/maps/2018/2018_Map_Northern-Europe-3.000.000.pdf (besucht am 17. Okt. 2018) (siehe S. 20).

- [65] Fabian Gotzens, Heidi Heinrichs et al. „Performing energy modelling exercises in a transparent way - The issue of data quality in power plant databases“. In: *Energy Strategy Reviews* 23 (Jan. 2019), S. 1–12. ISSN: 2211467X. DOI: [10.1016/j.esr.2018.11.004](https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.11.004). (Besucht am 25. Nov. 2018) (siehe S. 24, 26).
- [66] Jürgen Kurths. *CoNDyNet*. Verbundprojekt CoNDyNet - Kollektive Nichtlineare Dynamik Komplexer Stromnetze. 2017. URL: <http://www.condynet.de/> (besucht am 7. Dez. 2018) (siehe S. 25).
- [67] Jonas Hörsch, Fabian Hofmann und Fabian Gotzens. *Powerplantmatching. A Toolset for Cleaning, Standardizing and Combining Multiple Power Plant Databases*. original-date: 2016-08-15T16:36:25Z. 3. Dez. 2018. URL: <https://github.com/FRESNA/powerplantmatching> (besucht am 7. Dez. 2018) (siehe S. 25, 26).
- [68] Jonas Hörsch, Fabian Hofmann et al. „PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system“. In: *Energy Strategy Reviews* 22 (Nov. 2018), S. 207–215. ISSN: 2211467X. DOI: [10.1016/j.esr.2018.08.012](https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.012). (Besucht am 7. Dez. 2018) (siehe S. 26).
- [69] Open Power System Data. *Data Package: Renewable power plants. Version 2018-03-08*. type: dataset. 2018. DOI: [10.25832/renewable_power_plants/2018-03-08](https://doi.org/10.25832/renewable_power_plants/2018-03-08). (Besucht am 21. Nov. 2018) (siehe S. 29).
- [70] International Renewable Energy Agency. *Renewable Capacity Statistics 2017*. OCLC: 1054400681. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017. ISBN: 978-92-9260-018-1. URL: <https://www.irena.org/publications/2017/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2017> (besucht am 31. Okt. 2018) (siehe S. 30).
- [71] Erich Hau. *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 5., neu bearb. Aufl. OCLC: 893949857. Berlin: Springer Vieweg, 2014. 969 S. ISBN: 978-3-642-28876-0 (siehe S. 30, 36, 37).
- [72] ENTSO-E. *Statistical Factsheet 2015*. URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2015_web.pdf (besucht am 26. Sep. 2018) (siehe S. 32, 33, 50, 59, 69, 70, 80, 83, 156).

- [73] BKW AG. *Kompetenz Wasserkraft*. URL: https://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/4_Ueber_BKW/Downloadcenter/Sonstige_Broschueren/BKW_Wasserkraft_DE_web.pdf (besucht am 1. Feb. 2019) (siehe S. 34).
- [74] REPOWER GRUPPE. *Kraftwerk Campocologno I*. Anlagen im Puschlav. URL: <https://www.repower.com/gruppe/%C3%BCber-uns/unsere-anlagen/wasserkraftwerke/modules/> (besucht am 1. Feb. 2019) (siehe S. 34).
- [75] Hans-Josef Allelein. *Skript zur Vorlesung Energiewirtschaft*. 1. Apr. 2015 (siehe S. 36, 74).
- [76] Max Mertins, Hansjörg Lerchenmüller et al. „Horizontale Fresnel-Kollektoren für den Einsatz in Solarthermischen Kraftwerken“. In: *Müller-Steinhagen, H.: 13. Symposium Thermische Solarenergie 2003: 14. - 16. Mai, 2003, Kloster Banz. Regensburg: OTTI, 2003, pp. 123-127*. 2003 (siehe S. 37).
- [77] Solargis s.r.o. *Solar resource maps of Europe*. Lizenz: CC BY-SA 4.0. URL: https://solargis.com/file?url=download/Europe/Europe_PVOUT_mid-size-map_156x126mm-300dpi_v20180611.png&bucket=solargis (besucht am 27. Okt. 2018) (siehe S. 38).
- [78] Suisse eole und Bundesamt für Energie (BfE) Schweiz. *Windenergie in der Schweiz - Zahlen und Fakten*. 26. Sep. 2009. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_323389178.pdf (besucht am 1. Nov. 2018) (siehe S. 37).
- [79] Giorgio Corbetta. *Wind energy scenarios for 2030*. Aug. 2015. URL: <https://www.e-wea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA-Wind-energy-scenarios-2030.pdf> (besucht am 29. Juli 2016) (siehe S. 37, 38).
- [80] Jan-Diederik van Wees, Thijs Boxem et al. *A prospective study on the geothermal potential in the EU*. Nov. 2013. URL: <http://www.geoelec.eu/wp-content/uploads/2011/09/D-2.5-GEOELEC-prospective-study.pdf> (besucht am 29. Juli 2016) (siehe S. 37).
- [81] RES2020 Project. *The Pan European TIMES model for RES2020 - Model description and definitions of Scenarios*. 26. Juni 2009. URL: <http://www.cres.gr/res2020/>

- [files/fs_inferior01_h_files/pdf/deliver/The_PET_model_For_RES2020-110209.pdf](#) (besucht am 24. Apr. 2016) (siehe S. 37).
- [82] Bundesnetzagentur. *SMARD Strommarktdaten*. bundesnetzagentur.de. URL: https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726 (besucht am 6. Nov. 2018) (siehe S. 38, 70).
- [83] Niclas Scott Bentsen. „Carbon debt and payback time – Lost in the forest?“ In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 73 (Juni 2017), S. 1211–1217. ISSN: 13640321. DOI: [10.1016/j.rser.2017.02.004](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.004). (Besucht am 19. Nov. 2018) (siehe S. 40).
- [84] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. *Biomassepotenziale von Rest und Abfallstoffen: Status quo in Deutschland*. OCLC: 968749580. 2015. ISBN: 978-3-942147-29-3 (siehe S. 40).
- [85] Pablo Ruiz, Alessandra Sgobbi et al. *The JRC-EU-TIMES model: bioenergy potentials for EU and neighbouring countries*. OCLC: 948768869. Luxembourg: Publications Office, 2015. ISBN: 978-92-79-53879-7. URL: <http://bookshop.europa.eu/uri?target=EUB:NOTICE:LDNA27575:EN:HTML> (besucht am 19. Nov. 2018) (siehe S. 40).
- [86] Joachim Bertsch, Marc Bettzüge et al. *Trendstudie Strom 2022 Belastungstest für die Energiewende*. März 2013. URL: https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/Trendstudie_Strom_2022_EWI_Endbericht__final.pdf (besucht am 14. Nov. 2018) (siehe S. 41, 71).
- [87] International Renewable Energy Agency. *Renewable Energy Statistics 2016*. OCLC: 1054400681. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2016. ISBN: 978-92-95111-91-2. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_RE_Statistics_2016.pdf (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 41, 42, 72).
- [88] World Nuclear Association. *Nuclear Power in Switzerland*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/switzerland.aspx> (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 43).
- [89] World Nuclear Association. *Nuclear Power in Germany*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/germany.aspx> (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 43).

- [90] World Nuclear Association. *Nuclear Power in Belgium*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belgium.aspx> (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 43).
- [91] World Nuclear Association. *Nuclear Power in France*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx> (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 43).
- [92] World Nuclear Association. *Nuclear Power in Sweden*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden.aspx> (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 43).
- [93] World Nuclear Association. *Nuclear Power in the Netherlands*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/netherlands.aspx> (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 43).
- [94] World Nuclear Association. *Nuclear Power in Spain*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/spain.aspx> (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 43).
- [95] World Nuclear Association. *Nuclear Power in Bulgaria*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/bulgaria.aspx> (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 43).
- [96] World Nuclear Association. *Information Library - Country Profiles*. 2018. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx> (besucht am 8. Nov. 2018) (siehe S. 43, 44).
- [97] Union of The Electricity Industry - EURELECTRIC AISBL. *European electricity sector gears up for the energy transition*. 5. Apr. 2017. URL: https://cdn.eurelectric.org/media/2128/eurelectric_statement_on_the_energy_transition_2-2017-030-0250-01-e-h-E321F960.pdf (besucht am 16. Nov. 2018) (siehe S. 44).
- [98] Heinz-Jörg Graf. *Die Lange Nacht über Braunkohle - Klimasünder oder Rohstoff mit Zukunft?* Deutschlandfunk. 25. Aug. 2018. URL: https://www.deutschlandfunk.de/die-lange-nacht-ueber-braunkohle-klimasuender-oder-rohstoff.704.de.html?dram:article_id=422833 (besucht am 17. Juni 2019) (siehe S. 44).

- [99] Agora Energiewende. *65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg. Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel*. 2018. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/65_EE_und_Kohleausstieg/142_Stromsektor-2030_65-Prozent-EE-und-schrittweiser-Kohleausstieg_WEB.pdf (siehe S. 44).
- [100] Matthias Platzcek, Ronald Pofalla et al. *Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“*. *Abschlussbericht*. Jan. 2019. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile (besucht am 18. Juni 2019) (siehe S. 44).
- [101] Duden - Wörterbuch der deutschen Sprache. *Dargebot*. URL: <https://www.duden.de/rechtschreibung/Dargebot> (besucht am 27. Nov. 2018) (siehe S. 44).
- [102] Agora Energiewende. *Glossar*. 14. Nov. 2018. URL: https://www.agora-energiewende.de/service/glossar/?tx_dpnglossary_glossarylist%5B%40widget_0%5D%5Bcharacter%5D=D&cHash=fa6bd108e6bb527fa13efb2356928b52 (besucht am 27. Nov. 2018) (siehe S. 44).
- [103] Iain Staffell und Stefan Pfenninger. „Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output“. In: *Energy* 114 (Nov. 2016), S. 1224–1239. ISSN: 03605442. DOI: [10.1016/j.energy.2016.08.068](https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068). (Besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 44, 48, 49, 89, 103, 160, 208–214).
- [104] Stefan Pfenninger und Iain Staffell. „Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data“. In: *Energy* 114 (Nov. 2016), S. 1251–1265. ISSN: 03605442. DOI: [10.1016/j.energy.2016.08.060](https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060). (Besucht am 18. Nov. 2018) (siehe S. 44, 47).
- [105] Isjc99 Wikipedia. *English: typical power curve of a wind turbine with cut-in (low wind speed), area of rated power (flat curve, at rated wind speed and above) and cut-out point (very high wind speed) Deutsch: Typische Leistungskurve einer Windkraftanlage mit cut-in bei niedriger Windgeschwindigkeit, dem Bereich der Nennleistung (konstante Leistung ab Nenn-Windgeschwindigkeit) sowie dem cut-out-Punkt (Abschaltung bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten)*. 2. Feb. 2012. URL: <https://commons.wikim>

- [edia.org/wiki/File:Powercurve.png?uselang=de](https://www.edia.org/wiki/File:Powercurve.png?uselang=de) (besucht am 19. Nov. 2018) (siehe S. 46).
- [106] National Aeronautics {and} Space Administration. *Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications (MERRA)*. URL: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/> (besucht am 19. Nov. 2018) (siehe S. 45).
- [107] National Aeronautics {and} Space Administration. *Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2)*. URL: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/> (besucht am 19. Nov. 2018) (siehe S. 45).
- [108] Iain Staffell und Stefan Pfenninger. „Online Supplement for Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output““. In: (Nov. 2016). URL: <https://ars.els-cdn.com/content/image/1-s2.0-S0360544216311811-mmcl.pdf> (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 45).
- [109] Michaël Pierrot. *The wind power database*. URL: <https://www.thewindpower.net/> (besucht am 18. Nov. 2018) (siehe S. 45).
- [110] ENTSO-E. *Ten-Year Network Development Plan 2016*. URL: <https://www.entsoe.eu/publications/tyndp/tyndp-2016/> (besucht am 26. Sep. 2018) (siehe S. 50, 69).
- [111] Ben Caldecott, Daniel James Tulloch et al. „The Fate of European Coal-Fired Power Stations Planned in the Mid-2000s: Insights for Policymakers, Companies, and Investors Considering New Coal“. In: *SSRN Electronic Journal* (2017). ISSN: 1556-5068. DOI: [10.2139/ssrn.3019030](https://doi.org/10.2139/ssrn.3019030). (Besucht am 8. Okt. 2018) (siehe S. 50, 51).
- [112] International Energy Agency. *World Energy Outlook - The gold standard of energy analysis*. URL: <https://www.iea.org/weo/> (besucht am 8. Okt. 2018) (siehe S. 50).
- [113] Agora Energiewende. *Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien*. 2018. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Stromnetze_fuer_Erneuerbare_Energien/Agora-Energiewende_Synchronisierung_Netze-EE_Netzausbau_WEB.pdf (siehe S. 51).

- [114] Open Power System Data. *Data Package: Time Series. Version 2018-06-30*. 30. Juni 2018. URL: https://data.open-power-system-data.org/time_series/2018-06-30/ (besucht am 19. Aug. 2018) (siehe S. 52, 53, 215).
- [115] RTE France. *Annual Electricity Report 2015*. 2016. URL: https://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_annual_electricity_report.pdf (siehe S. 52).
- [116] Erwin Kreyszig. *Advanced engineering mathematics*. 4th ed. New York: Wiley, 1979. 939 S. ISBN: 978-0-471-02140-7 (siehe S. 55).
- [117] Murray R. Spiegel und Larry J. Stephens. *Schaum's outline of theory and problems of statistics*. 4th ed. Schaum's outline series. New York: McGraw-Hill, 2008. 577 S. ISBN: 978-0-07-148584-5 (siehe S. 55).
- [118] Heds 1 at English Wikipedia. *English: The re-drawn chart comparing the various grading methods in a normal distribution. Includes: Standard deviations, cumulative percentages, percentile equivalents, Z-scores and T-scores. Inspired by Figure 4.3 on Page 74 of Ward, A. W., Murray-Ward, M. (1999). Assessment in the Classroom. Belmont, CA: Wadsworth. ISBN 0534527043*. 12. Juli 2007. URL: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:The_Normal_Distribution.svg (besucht am 26. Sep. 2018) (siehe S. 55).
- [119] EPEX SPOT SE. *15 Minuten-Intraday-Auktion mit Lieferung in den deutschen Regelzonen*. URL: <https://www.epexspot.com/de/produkte/intradayauction> (besucht am 26. Aug. 2018) (siehe S. 60).
- [120] AG Energiebilanzen e.V. *Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2017 (Stand Oktober 2018)*. 19. Okt. 2018. URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20181019_brd_stromerzeugung_1990-2017.pdf (besucht am 23. Okt. 2018) (siehe S. 61).
- [121] Danish Energy Agency. *Annual and monthly statistics - Electricity Supply*. 25. Aug. 2016. URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/el-maanedsstatistik_1808.xls (besucht am 23. Okt. 2018) (siehe S. 61).
- [122] Leander Kotzur. *A python-based time series aggregation module (tsam) which can be used to create typical periods for energy systems models*. original-date: 2017-05-

- 15T08:36:11Z. 25. Juli 2018. URL: <https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/tsam> (siehe S. 61, 63).
- [123] Oliver Nelles. „Signalverarbeitung“. University of Siegen, 1. Juni 2016. URL: <https://www.mb.uni-siegen.de/mrt/lehre/sv/signalverarbeitung-skript.pdf> (siehe S. 61).
- [124] Paul Balzer. *Die FFT mit Python einfach erklärt*. Motorblog. 29. Apr. 2014. URL: <http://www.cbccity.de/die-fft-mit-python-einfach-erklaert> (besucht am 20. Aug. 2018) (siehe S. 61).
- [125] Duden - Wörterbuch der deutschen Sprache. *Cluster*. URL: <https://www.duden.de/rechtschreibung/Cluster> (besucht am 11. Dez. 2018) (siehe S. 63).
- [126] Leander Kotzur, Peter Markewitz et al. „Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design“. In: *Renewable Energy* 117 (März 2018), S. 474–487. ISSN: 09601481. DOI: [10.1016/j.renene.2017.10.017](https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.017). (Besucht am 11. Aug. 2018) (siehe S. 63, 64).
- [127] F. Geth, T. Brijs et al. „An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52 (Dez. 2015), S. 1212–1227. ISSN: 13640321. DOI: [10.1016/j.rser.2015.07.145](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.145). (Besucht am 26. Juli 2018) (siehe S. 66–68).
- [128] Vattenfall. *Pumpspeicherkraftwerk Geesthacht*. URL: <https://powerplants.vattenfall.com/de/geesthacht> (besucht am 28. Okt. 2018) (siehe S. 66).
- [129] Schluchseewerk AG. *Standorte: Leistungsfähig und effizient – unsere Anlagen auf einen Blick*. URL: <http://www.schluchseewerk.de/index.php/standorte> (besucht am 28. Okt. 2018) (siehe S. 68).
- [130] Amprion. *Flow based market coupling - Development of the market and grid situation 2015 - 2017*. Apr. 2018. URL: https://www.amprion.net/Dokumente/Dialog/Downloads/Studien/CWE/CWE-Studie_englisch.pdf (besucht am 28. Mai 2019) (siehe S. 69).
- [131] ENTSO-E. *Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe, Summer 2010, working day, peak hours (non-binding values)*. 2010. URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/archive/NTC_Values_-_Summer-2010.pdf (besucht am 18. Jan. 2016) (siehe S. 69).

- [132] CORESO. *Coordinated capacity calculation*. URL: <https://www.coreso.eu/services/coordinated-capacity-calculation/> (besucht am 6. Dez. 2018) (siehe S. 69).
- [133] International Energy Agency und Organisation for Economic Co-operation and Development. *World Energy Outlook 2016*. OCLC: 963552636. Paris: OECD, Nov. 2016 (siehe S. 70, 71, 204).
- [134] Eurostat - das statistische Amt der Europäischen Union. *Euro/ECU exchange rates - annual data (ert_bil_eur_a)*. URL: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=ert_bil_eur_a&lang=en (besucht am 11. Jan. 2019) (siehe S. 70).
- [135] OECD Data. *Prices - Inflation (CPI)*. URL: <http://data.oecd.org/price/inflation-cpi.htm> (besucht am 11. Jan. 2019) (siehe S. 70).
- [136] International Renewable Energy Agency. *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2016. ISBN: 978-92-95111-97-4. URL: http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 72, 73).
- [137] Dan Jr. Drolette. *The rising cost of decommissioning a nuclear power plant*. Bulletin of the Atomic Scientists. 28. Apr. 2014. URL: <https://thebulletin.org/2014/04/the-rising-cost-of-decommissioning-a-nuclear-power-plant/> (besucht am 19. Feb. 2019) (siehe S. 72).
- [138] OECD Nuclear Energy Agency (NEA). *Decommissioning Nuclear Power Plants: Policies, Strategies and Costs*. 2003. URL: <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2003/3590-decommissioning-npps.pdf> (besucht am 17. Nov. 2015) (siehe S. 72).
- [139] World Nuclear Association. *Nuclear Decommissioning: Decommission nuclear facilities - World Nuclear Association*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/decommissioning-nuclear-facilities.aspx> (besucht am 19. Feb. 2019) (siehe S. 72).

- [140] International Energy Agency (Paris), Nuclear Energy Agency (Paris) und Organisation for Economic Co-operation and Development (Paris). *Projected costs of generating electricity*. OCLC: 965900291. Paris: OECD, 2015. ISBN: 978-92-64-24440-5 (siehe S. 72).
- [141] Fabian Gotzens, Heidi Heinrichs et al. „The influence of continued reductions in renewable energy cost on the European electricity system“. In: *Energy Strategy Reviews* 21 (Aug. 2018), S. 71–81. ISSN: 2211467X. DOI: [10.1016/j.esr.2018.04.007](https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.04.007). (Besucht am 25. Nov. 2018) (siehe S. 72).
- [142] International Renewable Energy Agency. *Renewable Power Generation Costs in 2017*. OCLC: 1054400681. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2018. ISBN: 978-92-9260-040-2. URL: <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017> (besucht am 19. Jan. 2019) (siehe S. 73).
- [143] Jule Olbricht. *Diskontierung*. Umweltethik-Wiki - Lehrstuhl für Philosophie und Ethik der Umwelt. Feb. 2018. URL: <https://www.umweltethik-wiki.uni-kiel.de/doku.php?id=wiki:diskontierung> (besucht am 6. Nov. 2018) (siehe S. 73).
- [144] Diego García-Gusano, Kari Espegren et al. „The role of the discount rates in energy systems optimisation models“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59 (Juni 2016), S. 56–72. ISSN: 13640321. DOI: [10.1016/j.rser.2015.12.359](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.359). (Besucht am 6. Nov. 2018) (siehe S. 73, 74).
- [145] International Renewable Energy Agency. *Renewable Power Generation Costs in 2014*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2014. ISBN: 978-92-95111-53-0. URL: http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf (besucht am 9. Nov. 2018) (siehe S. 75).
- [146] Behnam Zakeri und Sanna Syri. „Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (Feb. 2015), S. 569–596. ISSN: 13640321. DOI: [10.1016/j.rser.2014.10.011](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011). (Besucht am 1. Dez. 2018) (siehe S. 75).

- [147] Umweltbundesamt. *Die Treibhausgase*. Umweltbundesamt. 15. Jan. 2015. URL: <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase> (besucht am 13. Dez. 2018) (siehe S. 76, 77).
- [148] Volker Quaschnig. *Umweltauswirkungen von Kohlekraftwerken in Deutschland*. Volker Quaschnig - Erneuerbare Energien und Klimaschutz. URL: <https://www.volker-quaschnig.de/datserv/Kohle-in-D/index.php> (besucht am 11. Nov. 2018) (siehe S. 77).
- [149] Eurostat - das statistische Amt der Europäischen Union. *Treibhausgasemissionen nach Quellsektor (env_air_gge)*. 12. Sep. 2018. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database> (besucht am 13. Dez. 2018) (siehe S. 78).
- [150] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). *Safeguarding the Ozone Layer and the Global Climate System - Issues Related to Hydrofluorocarbons and Perfluorocarbons-Table 3.5: Carbon dioxide intensities of fuels and electricity for regions and countries*. 2005. URL: https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/sroc/sroc_full.pdf%20%7C%20https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/sroc/Tables/t0305.pdf (siehe S. 77, 78).
- [151] Matthias Hundt, Rüdiger Barth et al. *Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien*. Okt. 2010. URL: https://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_HELIANE_Langfassung.pdf (besucht am 12. Dez. 2018) (siehe S. 79).
- [152] Paul Nahmmacher, Eva Schmid et al. „Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system modeling“. In: *Energy* 112 (Okt. 2016), S. 430–442. ISSN: 03605442. DOI: [10.1016/j.energy.2016.06.081](https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.081). (Besucht am 18. Juni 2019) (siehe S. 83).
- [153] Wirtschaftslexikon24.com. *Modell*. 2017. URL: <http://www.wirtschaftslexikon24.com/d/modell/modell.htm> (besucht am 19. Feb. 2019) (siehe S. 84).
- [154] Martin Brokate, Norbert Henze et al. *Grundwissen Mathematikstudium*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016. ISBN: 978-3-642-45077-8. DOI: [10.1007/978-3-642-45078-5](https://doi.org/10.1007/978-3-642-45078-5). (Besucht am 1. Feb. 2019) (siehe S. 89).

- [155] Hiroshi Akima. „A New Method of Interpolation and Smooth Curve Fitting Based on Local Procedures.“ In: *Journal of the ACM* 17.4 (1970), S. 589–602 (siehe S. 89).
- [156] Leonie Wenz, Anders Levermann und Maximilian Auffhammer. „North–south polarization of European electricity consumption under future warming“. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences* 114.38 (19. Sep. 2017), E7910–E7918. ISSN: 0027-8424, 1091-6490. DOI: [10.1073/pnas.1704339114](https://doi.org/10.1073/pnas.1704339114). (Besucht am 12. Okt. 2018) (siehe S. 90, 91, 93, 159).
- [157] Christos Giannakopoulos und Basil E. Psiloglou. „Trends in energy load demand for Athens, Greece : weather and non-weather related factors“. In: *Climate Research* 31.1 (2006), S. 97 (siehe S. 93).
- [158] Anthony Barbuto. *August in Italy - The Holiday Month*. The Italian Enthusiast. 13. Aug. 2017. URL: <http://italianenthusiast.com/august-italy/> (besucht am 16. Okt. 2018) (siehe S. 96).
- [159] IECONOMICS INC. *Greece Tourist Arrivals 2013-2018*. URL: <https://tradingeconomics.com/greece/tourist-arrivals> (besucht am 16. Okt. 2018) (siehe S. 96).
- [160] Ulf Leser. „Data Warehousing und Data Mining | Clustering“. Wissensmanagement in der Bioinformatik, Humboldt Universität zu Berlin, 2007. URL: https://www.informatik.hu-berlin.de/de/forschung/gebiete/wbi/teaching/archive/sose07/hk_dwhdm/15_clustering.pdf (siehe S. 100).
- [161] Juliane Weber, Fabian Gotzens und Dirk Witthaut. „Impact of strong climate change on the statistics of wind power generation in Europe“. In: *Energy Procedia* 153 (Okt. 2018), S. 22–28. ISSN: 18766102. DOI: [10.1016/j.egypro.2018.10.004](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.10.004). (Besucht am 19. Nov. 2018) (siehe S. 102, 163).
- [162] Isabelle Tobin, Robert Vautard et al. „Assessing climate change impacts on European wind energy from ENSEMBLES high-resolution climate projections“. In: *Climatic Change* 128.1 (Jan. 2015), S. 99–112. ISSN: 0165-0009, 1573-1480. DOI: [10.1007/s10584-014-1291-0](https://doi.org/10.1007/s10584-014-1291-0). (Besucht am 18. Dez. 2018) (siehe S. 103).
- [163] S. C. Pryor, R. J. Barthelmie und E. Kjellström. „Potential climate change impact on wind energy resources in northern Europe: analyses using a regional climate

- model“. In: *Climate Dynamics* 25.7 (1. Dez. 2005), S. 815–835. ISSN: 1432-0894. DOI: [10.1007/s00382-005-0072-x](https://doi.org/10.1007/s00382-005-0072-x) (siehe S. 103).
- [164] Gorm B. Andresen, Anders A. Søndergaard und Martin Greiner. „Validation of Danish wind time series from a new global renewable energy atlas for energy system analysis“. In: *Energy* 93 (Dez. 2015), S. 1074–1088. ISSN: 03605442. DOI: [10.1016/j.energy.2015.09.071](https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.09.071). (Besucht am 17. Dez. 2018) (siehe S. 104).
- [165] Kris Poncelet, Erik Delarue et al. „Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models“. In: *Applied Energy* 162 (Jan. 2016), S. 631–643. ISSN: 03062619. DOI: [10.1016/j.apenergy.2015.10.100](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.100). (Besucht am 1. Dez. 2018) (siehe S. 111).
- [166] Hannes Saarinen. *Frage: Gehört Finnland zu Skandinavien?* Botschaft von Finnland, Berlin. 7. Juni 2005. URL: <http://www.finnland.de/public/default.aspx?contentid=119906&contentlan=33&culture=de-DE> (besucht am 1. Feb. 2019) (siehe S. 115).
- [167] Mika Aaltonen und Theodor Barth. „How do we make sense of the future“. In: *Journal of Futures Studies* 9.4 (2005), S. 45–60 (siehe S. 153).
- [168] Alister Wilson. *Making sense of the future - Futures, Foresight and Horizon Scanning*. Government Office for Science. 30. Jan. 2018. URL: <https://foresightprojects.blog.gov.uk/2018/01/30/making-sense-of-the-future/> (besucht am 15. Apr. 2019) (siehe S. 153).
- [169] Grete K Hovelsrud, H Amundsen et al. „Making sense of future climate: Bridging the gap between climate science and local perceptions of change“. In: *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* 6.57 (1. Feb. 2009), S. 572045. ISSN: 1755-1315. DOI: [10.1088/1755-1307/6/57/572045](https://doi.org/10.1088/1755-1307/6/57/572045). (Besucht am 15. Apr. 2019) (siehe S. 153).
- [170] Marion King Hubbert. *Nuclear Energy and the Fossil Fuels*. Juni 1956. URL: <https://web.archive.org/web/20080527233843/http://www.hubbertypeak.com/hubbertypeak/1956/1956.pdf> (besucht am 11. Apr. 2019) (siehe S. 153).
- [171] Robert Rapier. *What Hubbert Got Really Wrong About Oil*. Forbes. 8. Sep. 2016. URL: <https://www.forbes.com/sites/rrapier/2016/09/08/what-hu>

- [bbert-got-really-wrong-about-oil/](#) (besucht am 11. Apr. 2019) (siehe S. 154).
- [172] Wolf Häfele, Heiko Barnert et al., Hrsg. *Energiesysteme im Übergang: unter den Bedingungen der Zukunft ; Ergebnisse einer Studie des Forschungszentrums Jülich GmbH*. OCLC: 311285167. Landsberg/Lech: mi-Poller, 1990. 691 S. ISBN: 978-3-478-56840-1 (siehe S. 154).
- [173] Bundesverband WindEnergie e. V. *Windenergie in Deutschland - Zahlen und Fakten*. 31. Dez. 2019. URL: <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/> (besucht am 14. Feb. 2020) (siehe S. 154).
- [174] Kerstin Maria Rippel (50Hertz Transmission GmbH), Thomas Wiede (Amprion GmbH) et al. *Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Jan. 2018. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf (besucht am 28. Juni 2019) (siehe S. 154, 155, 160).
- [175] Hawal Shamon, Maria Belka et al. *Are Information Campaigns Able to Influence the Social Acceptance of the German Energy Transition? - Presentation at: XIX ISA WORLD CONGRESS OF SOCIOLOGY, TORONTO*. Mimeo. 20. Juli 2018 (siehe S. 156).
- [176] Beschlusskammer 6 Bundesnetzagentur. *Windenergieanlagen auf See*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Offshore/offshore-node.html (besucht am 1. Apr. 2020) (siehe S. 157).
- [177] Deutsche WindGuard GmbH. „Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland Jahr 2019“. In: (Jan. 2020), S. 12 (siehe S. 157).
- [178] European Environment Agency. *EU Emissions Trading System (ETS) data viewer*. European Environment Agency. 3. Mai 2019. URL: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1> (besucht am 26. Juni 2019) (siehe S. 157).
- [179] Bundesamt für Umwelt BAFU. *Verknüpfung der Emissionshandelssysteme Schweiz-EU*. 22. März 2019. URL: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/thema-klima/klimawandel-stoppen-und-folgen-meister>

- n/schweizer-klimapolitik/emissionshandel/verknuepfung-der-emissionshandelssysteme-schweiz-eu.html (besucht am 26. Juni 2019) (siehe S. 157).
- [180] Deutsche Emissionshandelsstelle. *Brexit*. URL: <https://www.dehst.de/DE/service/unionsregister/Brexit/brexit-node.html> (besucht am 1. Apr. 2020) (siehe S. 157).
- [181] Europäische Kommission. *Emissionshandelssystem (EU-EHS)*. Klimapolitik - European Commission. 23. Nov. 2016. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de (besucht am 26. Juni 2019) (siehe S. 157).
- [182] Susanne Pfeifer, Katharina Bülow et al. „Robustness of Ensemble Climate Projections Analyzed with Climate Signal Maps: Seasonal and Extreme Precipitation for Germany“. In: *Atmosphere* 6.5 (18. Mai 2015), S. 677–698. ISSN: 2073-4433. DOI: [10.3390/atmos6050677](https://doi.org/10.3390/atmos6050677). (Besucht am 2. Apr. 2020) (siehe S. 159).
- [183] Hanna Hueging, Rabea Haas et al. „Regional Changes in Wind Energy Potential over Europe Using Regional Climate Model Ensemble Projections“. In: *Journal of Applied Meteorology and Climatology* 52.4 (Apr. 2013), S. 903–917. ISSN: 1558-8424, 1558-8432. DOI: [10.1175/JAMC-D-12-086.1](https://doi.org/10.1175/JAMC-D-12-086.1). (Besucht am 15. Apr. 2019) (siehe S. 159).
- [184] Mark Reyers, Julia Moemken und Joaquim G. Pinto. „Future changes of wind energy potentials over Europe in a large CMIP5 multi-model ensemble: FUTURE CHANGES OF WIND ENERGY OVER EUROPE IN A CMIP5 ENSEMBLE“. In: *International Journal of Climatology* 36.2 (Feb. 2016), S. 783–796. ISSN: 08998418. DOI: [10.1002/joc.4382](https://doi.org/10.1002/joc.4382). (Besucht am 15. Apr. 2019) (siehe S. 159).
- [185] S. Jerez, I. Tobin et al. „Future changes, or lack thereof, in the temporal variability of the combined wind-plus-solar power production in Europe“. In: *Renewable Energy* 139 (Aug. 2019), S. 251–260. ISSN: 09601481. DOI: [10.1016/j.renene.2019.02.060](https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.060). (Besucht am 18. Apr. 2019) (siehe S. 159).
- [186] NOAA National Centers for Environmental Information. *State of the Climate: Global Climate Report for Annual 2019*. Jan. 2020. URL: <https://www.ncdc.noaa.gov/sotc/global/201913> (besucht am 2. Apr. 2020) (siehe S. 160, 163).

-
- [187] Deutsche Energie-Agentur. *Der Beitrag von Pumpspeicherwerken zur Netzstabilität und zur Versorgungssicherheit – die wachsende Bedeutung von Pumpspeicherwerken für die Energiewende*. 16. Juli 2015. URL: https://www.dena.de/test/user_upload/150716_Ergebnispapier_Pumpspeicherwerke.pdf (besucht am 11. Jan. 2019) (siehe S. 165).
- [188] Hermann von Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren e.V. *Presse-meldung: Helmholtz stärkt Systemkompetenzen in der Energie- und Umweltforschung*. 15. März 2017. URL: https://www.helmholtz.de/aktuell/presseinformationen/artikel/artikeldetail/helmholtz_staerkt_systemkompetenzen_in_der_energie_und_umweltforschung/ (besucht am 23. Jan. 2019) (siehe S. 165).

A Tabellen

Tabelle A.3: Geographische Potenziale in GW_{el} , je Land und Technologie, gerundet

| Region | CSP | Geothermal | Hydro | PV | PumpStorages | Wind offshore | Wind onshore |
|--------|-----|------------|-------|-----|--------------|---------------|--------------|
| AT | 0 | 9 | 13 | 21 | 5 | 0 | 7 |
| BE | 0 | 3 | 0 | 28 | 1 | 4 | 4 |
| BG | 0 | 9 | 6 | 19 | 1 | 0 | 3 |
| CH | 0 | 5 | 13 | 20 | 10 | 0 | 2 |
| CZ | 0 | 4 | 1 | 27 | 1 | 0 | 5 |
| DE | 0 | 44 | 4 | 209 | 6 | 22 | 65 |
| DK | 0 | 4 | 0 | 14 | 0 | 5 | 6 |
| EE | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 2 | 1 |
| ES | 6 | 44 | 34 | 117 | 6 | 14 | 52 |
| FI | 0 | 0 | 4 | 14 | 0 | 4 | 12 |
| FR | 0 | 83 | 28 | 160 | 4 | 15 | 49 |
| GB | 0 | 5 | 2 | 158 | 3 | 35 | 20 |
| GR | 1 | 10 | 10 | 29 | 1 | 5 | 12 |
| HR | 0 | 6 | 2 | 11 | 0 | 0 | 2 |
| HU | 0 | 22 | 0 | 26 | 0 | 0 | 2 |
| IE | 0 | 3 | 0 | 11 | 0 | 1 | 8 |
| IT | 3 | 29 | 18 | 154 | 7 | 0 | 23 |
| LT | 0 | 2 | 0 | 8 | 1 | 1 | 1 |
| LU | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| LV | 0 | 0 | 2 | 6 | 0 | 0 | 1 |
| NL | 0 | 7 | 0 | 42 | 0 | 73 | 6 |
| NO | 0 | 0 | 45 | 12 | 1 | 7 | 14 |
| PL | 0 | 18 | 4 | 97 | 1 | 2 | 14 |
| PT | 2 | 8 | 12 | 27 | 2 | 3 | 9 |
| RO | 0 | 13 | 16 | 55 | 1 | 0 | 6 |
| SE | 0 | 0 | 32 | 24 | 0 | 11 | 18 |
| SI | 0 | 1 | 2 | 5 | 0 | 0 | 1 |
| SK | 0 | 7 | 2 | 14 | 1 | 0 | 1 |

Tabelle A.4: Jährliche Elektrizitätsnachfragen in TWh, je Land und Meilensteinjahr, gerundet

| Region | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| AT | 69,6 | 72,4 | 73,4 | 74,3 | 74,3 | 74,3 | 74,3 | 74,3 |
| BE | 85,0 | 92,1 | 92,8 | 93,4 | 93,4 | 93,4 | 93,4 | 93,4 |
| BG | 33,2 | 38,8 | 39,8 | 40,8 | 40,8 | 40,8 | 40,8 | 40,8 |
| CH | 63,4 | 65,0 | 67,3 | 69,6 | 69,6 | 69,6 | 69,6 | 69,6 |
| CZ | 63,4 | 67,7 | 70,6 | 73,6 | 73,6 | 73,6 | 73,6 | 73,6 |
| DE | 520,6 | 535,8 | 541,9 | 548,0 | 548,0 | 548,0 | 548,0 | 548,0 |
| DKE | 16,2 | 14,7 | 15,2 | 15,7 | 15,7 | 15,7 | 15,7 | 15,7 |
| DKW | 16,2 | 21,9 | 22,6 | 23,3 | 23,3 | 23,3 | 23,3 | 23,3 |
| EE | 8,1 | 9,4 | 9,8 | 10,2 | 10,2 | 10,2 | 10,2 | 10,2 |
| ES | 262,9 | 283,1 | 300,0 | 316,8 | 316,8 | 316,8 | 316,8 | 316,8 |
| FI | 82,5 | 90,4 | 91,0 | 91,5 | 91,5 | 91,5 | 91,5 | 91,5 |
| FR | 475,4 | 489,9 | 468,7 | 447,5 | 447,5 | 447,5 | 447,5 | 447,5 |
| GB | 340,2 | 334,7 | 332,4 | 330,2 | 330,2 | 330,2 | 330,2 | 330,2 |
| GR | 51,2 | 54,0 | 57,3 | 60,6 | 60,6 | 60,6 | 60,6 | 60,6 |
| HR | 17,0 | 21,2 | 21,6 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| HU | 40,8 | 43,6 | 45,9 | 48,1 | 48,1 | 48,1 | 48,1 | 48,1 |
| IE | 27,0 | 27,5 | 28,2 | 28,9 | 28,9 | 28,9 | 28,9 | 28,9 |
| IT | 314,3 | 328,0 | 341,5 | 355,0 | 355,0 | 355,0 | 355,0 | 355,0 |
| LT | 10,9 | 11,6 | 12,1 | 12,6 | 12,6 | 12,6 | 12,6 | 12,6 |
| LU | 6,4 | 7,2 | 7,3 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 |
| LV | 7,2 | 8,4 | 8,7 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| NL | 112,5 | 116,1 | 119,2 | 122,3 | 122,3 | 122,3 | 122,3 | 122,3 |
| NO | 128,3 | 131,9 | 131,9 | 131,9 | 131,9 | 131,9 | 131,9 | 131,9 |
| PL | 151,1 | 162,8 | 168,6 | 174,4 | 174,4 | 174,4 | 174,4 | 174,4 |
| PT | 49,0 | 50,6 | 53,5 | 56,4 | 56,4 | 56,4 | 56,4 | 56,4 |
| RO | 54,8 | 54,8 | 57,7 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 |
| SE | 135,9 | 146,8 | 147,0 | 147,2 | 147,2 | 147,2 | 147,2 | 147,2 |
| SI | 13,6 | 14,1 | 15,0 | 15,9 | 15,9 | 15,9 | 15,9 | 15,9 |
| SK | 27,2 | 28,5 | 30,1 | 31,7 | 31,7 | 31,7 | 31,7 | 31,7 |
| Σ | 3183,9 | 3323,2 | 3371,0 | 3418,9 | 3418,9 | 3418,9 | 3418,9 | 3418,9 |

Tabelle A.5: Interne *Net Transfer Capacities* (NTCs) in [MW]

| VON | NACH | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|-----------|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| AT | CH | 1000 | 1350 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 |
| | CZ | 800 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | DE | 7500 | 9000 | 5000 | 6250 | 7500 | 7500 | 7500 | 7500 | 7500 |
| | HU | 350 | 800 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 |
| | IT | 70 | 312 | 555 | 1105 | 1655 | 1655 | 1655 | 1655 | 1655 |
| | SI | 900 | 1050 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 |
| BE | DE | 0 | 500 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | FR | 2900 | 3400 | 2800 | 2800 | 2800 | 2800 | 2800 | 2800 | 2800 |
| | GB | 0 | 500 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | LU | 0 | 350 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| | NL | 2200 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 |
| BG | GR | 100 | 914 | 1728 | 1728 | 1728 | 1728 | 1728 | 1728 | 1728 |
| | RO | 400 | 900 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 |
| CH | AT | 540 | 1120 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 |
| | DE | 2060 | 3380 | 4700 | 4700 | 4700 | 4700 | 4700 | 4700 | 4700 |
| | FR | 3000 | 3200 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 |
| | IT | 1440 | 3840 | 6240 | 6240 | 6240 | 6240 | 6240 | 6240 | 6240 |

Fortsetzung auf der nächsten Seite...

Tabelle A.5: Interne *Net Transfer Capacities* (NTCs) in [MW]

| VON | NACH | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 | |
|-----------|------------|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| CZ | AT | 600 | 900 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 | |
| | DE | 800 | 1450 | 2100 | 2350 | 2600 | 2600 | 2600 | 2600 | 2600 | |
| | PL | 1900 | 1800 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | |
| | SK | 1100 | 1600 | 2100 | 2100 | 2100 | 2100 | 2100 | 2100 | 2100 | |
| DE | AT | 7500 | 9000 | 5000 | 6250 | 7500 | 7500 | 7500 | 7500 | 7500 | |
| | BE | 0 | 500 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | |
| | CH | 4400 | 3843 | 3286 | 3286 | 3286 | 3286 | 3286 | 3286 | 3286 | |
| | CZ | 2100 | 2300 | 1500 | 1750 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | |
| | DKE | 550 | 775 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | |
| | DKW | 1500 | 2250 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | |
| | FR | 2600 | 2800 | 3000 | 3900 | 4800 | 4800 | 4800 | 4800 | 4800 | |
| | LU | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | |
| | NL | 3900 | 4175 | 4450 | 4725 | 5000 | 5000 | 5000 | 5000 | 5000 | |
| | NO | 0 | 700 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | |
| | PL | 1200 | 1600 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | |
| | SE | 600 | 607 | 615 | 965 | 1315 | 1315 | 1315 | 1315 | 1315 | |
| | DKE | DE | 550 | 775 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | | DKW | 0 | 300 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |

Fortsetzung auf der nächsten Seite...

Tabelle A.5: Interne *Net Transfer Capacities* (NTCs) in [MW]

| VON | NACH | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|------------|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | SE | 1300 | 1500 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 |
| DKW | DE | 950 | 1975 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 |
| | DKE | 0 | 300 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| | GB | 0 | 700 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 |
| | NL | 0 | 350 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| | NO | 950 | 1295 | 1640 | 1640 | 1640 | 1640 | 1640 | 1640 | 1640 |
| | SE | 340 | 680 | 740 | 740 | 740 | 740 | 740 | 740 | 740 |
| EE | FI | 350 | 683 | 1016 | 1016 | 1016 | 1016 | 1016 | 1016 | 1016 |
| | LV | 500 | 1050 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 |
| ES | FR | 1200 | 3100 | 5000 | 6500 | 8000 | 8000 | 8000 | 8000 | 8000 |
| | PT | 1200 | 2700 | 4200 | 4200 | 4200 | 4200 | 4200 | 4200 | 4200 |
| FI | EE | 350 | 675 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | NO | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| | SE | 2050 | 2175 | 2300 | 2550 | 2800 | 2800 | 2800 | 2800 | 2800 |
| FR | BE | 1300 | 2800 | 4300 | 4300 | 4300 | 4300 | 4300 | 4300 | 4300 |
| | CH | 1100 | 2400 | 3700 | 3700 | 3700 | 3700 | 3700 | 3700 | 3700 |
| | DE | 3200 | 3200 | 3000 | 3900 | 4800 | 4800 | 4800 | 4800 | 4800 |
| | ES | 500 | 2750 | 5000 | 6500 | 8000 | 8000 | 8000 | 8000 | 8000 |

Fortsetzung auf der nächsten Seite...

Tabelle A.5: Interne *Net Transfer Capacities* (NTCs) in [MW]

| VON | NACH | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|-----------|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | GB | 2000 | 3700 | 5400 | 5400 | 5400 | 5400 | 5400 | 5400 | 5400 |
| | IE | 0 | 0 | 0 | 350 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| | IT | 870 | 2610 | 4350 | 4350 | 4350 | 4350 | 4350 | 4350 | 4350 |
| | LU | 0 | 190 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 |
| GB | BE | 0 | 500 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | DKW | 0 | 700 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 |
| | FR | 2000 | 3700 | 5400 | 5400 | 5400 | 5400 | 5400 | 5400 | 5400 |
| | IE | 80 | 290 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| | NL | 0 | 500 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | NO | 0 | 700 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 |
| GR | BG | 800 | 916 | 1032 | 1032 | 1032 | 1032 | 1032 | 1032 | 1032 |
| | IT | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| HR | HU | 1000 | 1500 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| | SI | 800 | 1400 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| HU | AT | 500 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| | HR | 500 | 1250 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| | RO | 500 | 900 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 |
| | SI | 0 | 850 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 |

Fortsetzung auf der nächsten Seite...

Tabelle A.5: Interne *Net Transfer Capacities* (NTCs) in [MW]

| VON | NACH | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|-----------|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | SK | 1150 | 1575 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| IE | FR | 0 | 0 | 0 | 350 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| | GB | 410 | 455 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| IT | AT | 200 | 292 | 385 | 885 | 1385 | 1385 | 1385 | 1385 | 1385 |
| | CH | 3460 | 4165 | 3860 | 3860 | 3860 | 3860 | 3860 | 3860 | 3860 |
| | FR | 2400 | 2575 | 2160 | 2160 | 2160 | 2160 | 2160 | 2160 | 2160 |
| | GR | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| | SI | 330 | 855 | 1380 | 1380 | 1380 | 1380 | 1380 | 1380 | 1380 |
| LT | LV | 1100 | 1300 | 1500 | 1800 | 2100 | 2100 | 2100 | 2100 | 2100 |
| | PL | 0 | 500 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | SE | 0 | 350 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| LU | DE | 980 | 1640 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 |
| LV | EE | 500 | 1050 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 |
| | LT | 1250 | 1500 | 1200 | 1500 | 1800 | 1800 | 1800 | 1800 | 1800 |
| NL | BE | 2300 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 |
| | DE | 4000 | 4225 | 4450 | 4725 | 5000 | 5000 | 5000 | 5000 | 5000 |
| | DKW | 0 | 350 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| | GB | 0 | 500 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |

Fortsetzung auf der nächsten Seite...

Tabelle A.5: Interne *Net Transfer Capacities* (NTCs) in [MW]

| VON | NACH | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|-----------|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | NO | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| NO | DE | 0 | 700 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 |
| | DKW | 950 | 1295 | 1640 | 1640 | 1640 | 1640 | 1640 | 1640 | 1640 |
| | FI | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| | GB | 0 | 700 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 |
| | NL | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| | SE | 3700 | 3895 | 3695 | 3695 | 3695 | 3695 | 3695 | 3695 | 3695 |
| PL | CZ | 800 | 800 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| | DE | 800 | 1900 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 |
| | LT | 0 | 500 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | SE | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| | SK | 500 | 745 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 |
| PT | ES | 1200 | 2350 | 3500 | 3500 | 3500 | 3500 | 3500 | 3500 | 3500 |
| RO | BG | 400 | 950 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 |
| | HU | 600 | 1000 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 |
| SE | DE | 600 | 607 | 615 | 965 | 1315 | 1315 | 1315 | 1315 | 1315 |
| | DKE | 1700 | 1700 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 |
| | DKW | 370 | 740 | 680 | 680 | 680 | 680 | 680 | 680 | 680 |

Fortsetzung auf der nächsten Seite...

Tabelle A.6: Externe *Net Transfer Capacities* (NTCs)

| Von (externe Region) | Nach (interne Region) | NTC [MW] |
|----------------------------|-----------------------|----------|
| Russland (RU) | Finnland (FI) | 1400 |
| | Estland (EE) | 1000 |
| | Lettland (LV) | 500 |
| | Litauen (LT) | 600 |
| Weißrussland (BY) | Litauen (LT) | 1350 |
| Ukraine (UA) | Slowakei (SK) | 400 |
| | Ungarn (HU) | 650 |
| | Rumänien (RO) | 200 |
| Türkei (TR) | Bulgarien (BG) | 266 |
| | Griechenland (GR) | 100 |
| Mazedonien (MK) | Griechenland (GR) | 400 |
| | Bulgarien (BG) | 400 |
| Albanien (AL) | Griechenland (GR) | 200 |
| Serbien (RS) | Bulgarien (BG) | 450 |
| | Rumänien (RO) | 825 |
| | Ungarn (HU) | 600 |
| | Kroatien (HR) | 500 |
| Bosnien & Herzegowina (BA) | Kroatien (HR) | 500 |

Tabelle A.7: Preise für Primärenergieträger und CO₂ [133]

| Rohstoff | Szenario | | historisch | | | | 450 Scen | | | | CPS | | | | NPS | | | |
|-----------------|---------------------------------------|---------|------------|--------|--------|---------|----------|--------|---------|---------|--------|---------|---------|------|------|------|------|------|
| | Jahr | Einheit | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 |
| CO ₂ | \$ ₂₀₁₅ /t CO ₂ | | 8,444 | 16,983 | 84,914 | 118,880 | 16,983 | 15,285 | 25,474 | 33,966 | 16,983 | 31,418 | 42,457 | | | | | |
| | € ₂₀₁₀ /t CO ₂ | | 7,312 | 14,706 | 73,529 | 102,940 | 14,706 | 13,235 | 22,059 | 29,412 | 14,706 | 27,206 | 36,764 | | | | | |
| | € ₂₀₁₅ /t CO ₂ | | 7,600 | 15,285 | 76,423 | 106,992 | 15,285 | 13,756 | 22,927 | 30,569 | 15,285 | 28,277 | 38,211 | | | | | |
| Erdgas | \$ ₂₀₁₅ /GJ | | 6,634 | 6,540 | 8,909 | 9,383 | 6,540 | 6,919 | 10,520 | 12,321 | 6,729 | 9,762 | 10,899 | | | | | |
| | \$ ₂₀₁₅ /MBtu | | 7,000 | 6,900 | 9,400 | 9,900 | 6,900 | 7,300 | 11,100 | 13,000 | 7,100 | 10,300 | 11,500 | | | | | |
| | € ₂₀₁₀ /GJ | | 5,745 | 5,663 | 7,715 | 8,125 | 5,663 | 5,991 | 9,110 | 10,669 | 5,827 | 8,453 | 9,438 | | | | | |
| Erdöl | € ₂₀₁₀ /MWh | | 20,682 | 20,386 | 27,772 | 29,250 | 20,386 | 21,568 | 32,795 | 38,409 | 20,977 | 30,431 | 33,977 | | | | | |
| | € ₂₀₁₅ /GJ | | 5,971 | 5,886 | 8,018 | 8,445 | 5,886 | 6,227 | 9,468 | 11,089 | 6,056 | 8,786 | 9,809 | | | | | |
| | \$ ₂₀₁₅ /Barrel | | 51,000 | 73,000 | 85,000 | 78,000 | 73,000 | 82,000 | 127,000 | 146,000 | 79,000 | 111,000 | 124,000 | | | | | |
| Steinkohle | \$ ₂₀₁₅ /GJ | | 8,336 | 11,932 | 13,894 | 12,750 | 11,932 | 13,403 | 20,759 | 23,865 | 12,913 | 18,144 | 20,269 | | | | | |
| | € ₂₀₁₀ /GJ | | 7,218 | 10,332 | 12,031 | 11,040 | 10,332 | 11,606 | 17,975 | 20,665 | 11,182 | 15,711 | 17,551 | | | | | |
| | € ₂₀₁₀ /MWh | | 25,987 | 37,196 | 43,311 | 39,744 | 37,196 | 41,782 | 64,712 | 74,393 | 40,254 | 56,559 | 63,183 | | | | | |
| Steinkohle | € ₂₀₁₅ /GJ | | 7,503 | 10,739 | 12,504 | 11,475 | 10,739 | 12,063 | 18,683 | 21,478 | 11,622 | 16,329 | 18,242 | | | | | |
| | \$ ₂₀₁₅ /t | | 1,945 | 1,979 | 1,945 | 1,740 | 1,979 | 2,218 | 2,730 | 3,003 | 2,150 | 2,525 | 2,627 | | | | | |
| | € ₂₀₁₀ /GJ | | 57,000 | 58,000 | 57,000 | 51,000 | 58,000 | 65,000 | 80,000 | 88,000 | 63,000 | 74,000 | 77,000 | | | | | |
| Steinkohle | € ₂₀₁₀ /GJ | | 1,684 | 1,714 | 1,684 | 1,507 | 1,684 | 1,920 | 2,364 | 2,600 | 1,861 | 2,186 | 2,275 | | | | | |
| | € ₂₀₁₀ /MWh | | 6,063 | 6,169 | 6,063 | 5,425 | 6,169 | 6,914 | 8,509 | 9,360 | 6,701 | 7,871 | 8,190 | | | | | |
| | € ₂₀₁₅ /GJ | | 1,750 | 1,781 | 1,750 | 1,566 | 1,781 | 1,996 | 2,457 | 2,702 | 1,935 | 2,272 | 2,365 | | | | | |

Tabelle A.8: Investitionskosten in $\frac{\text{€}_{2010}}{\text{kW}}$, gerundet

| Jahr | | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2050 |
|---------------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Energieträger | Technologie | | | | | |
| Bioenergy | | 2306,0 | 2306,0 | 2306,0 | 2306,0 | 2018,0 |
| CSP | | 4762,5 | 3898,3 | 3190,9 | 3190,9 | 3190,9 |
| Geothermal | | 2300,0 | 2200,0 | 2100,0 | 2000,0 | 2000,0 |
| Hard Coal | | 3010,5 | 3010,0 | 3006,5 | 3003,0 | 3003,0 |
| Hydro | Reservoir | 1385,5 | 1385,5 | 1385,5 | 1385,5 | 1385,5 |
| | RoR | 1583,0 | 1712,0 | 1643,5 | 1575,0 | 1575,0 |
| | PumpStorage | 1385,5 | 1385,5 | 1385,5 | 1385,5 | 1385,5 |
| Lignite | | 3424,0 | 3424,0 | 3419,5 | 3415,0 | 3415,0 |
| Natural Gas | CCGT | 1677,5 | 1677,0 | 1674,0 | 1671,0 | 1671,0 |
| | OCGT | 1136,0 | 1136,0 | 1136,0 | 1136,0 | 1136,0 |
| | ST | 1931,0 | 1930,0 | 1918,5 | 1907,0 | 1907,0 |
| Nuclear | | 5000,0 | 5000,0 | 5000,0 | 5000,0 | 5000,0 |
| PV | | 1558,6 | 1022,1 | 670,2 | 670,2 | 670,2 |
| Waste | | 4801,0 | 4542,0 | 4078,0 | 3614,0 | 3614,0 |
| Wind | Offshore | 4026,5 | 3729,8 | 3455,0 | 3455,0 | 3455,0 |
| Wind | Onshore | 1350,8 | 1265,9 | 1186,3 | 1186,3 | 1186,3 |

Tabelle A.9: Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten in $\frac{\text{€}_{2010}}{\text{kW}}$, gerundet

| Jahr | | 2015 | 2020 | 2030 | 2050 |
|---------------|--------------|------|------|------|------|
| Energieträger | Technologie | | | | |
| Bioenergy | | 92,2 | 92,2 | 92,2 | 80,7 |
| CSP | | 96,5 | 89,0 | 72,0 | 37,0 |
| Geothermal | | 80,5 | 77,0 | 70,0 | 70,0 |
| Hard Coal | | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 |
| Hydro | Reservoir | 27,7 | 27,7 | 27,7 | 27,7 |
| | RoR | 16,0 | 17,0 | 16,0 | 16,0 |
| | PumpStorages | 27,7 | 27,7 | 27,7 | 27,7 |
| Lignite | | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 |
| Natural Gas | CCGT | 44,5 | 42,0 | 40,0 | 40,0 |
| | OCGT | 34,0 | 34,0 | 34,0 | 34,0 |
| | ST | 40,0 | 40,0 | 40,0 | 40,0 |
| Nuclear | | 43,0 | 43,0 | 42,0 | 42,0 |
| Oil | | 40,0 | 40,0 | 40,0 | 40,0 |
| Other | | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 |
| PV | | 33,5 | 16,0 | 13,0 | 10,0 |
| Waste | | 96,0 | 90,0 | 72,0 | 72,0 |
| Wind | Offshore | 93,0 | 80,0 | 63,0 | 54,0 |
| Wind | Onshore | 30,5 | 27,0 | 24,0 | 21,0 |

before 2100, in which case they are *about as likely as not* to achieve that goal. In these 500 ppm CO₂-eq scenarios, global 2050 emissions levels are 25 to 55% lower than in 2010. Scenarios with higher emissions in 2050 are characterized by a greater reliance on Carbon Dioxide Removal (CDR) technologies beyond mid-century (and vice versa). Trajectories that are *likely* to limit warming to 3°C relative to pre-industrial levels reduce emissions less rapidly than those limiting warming to 2°C. A limited number of studies provide scenarios that are *more likely than not* to limit warming to 1.5°C by 2100; these scenarios are characterized by concentrations below 430 ppm CO₂-eq by 2100 and 2050 emission reduction between 70% and 95% below 2010. For a comprehensive overview of the characteristics of emissions scenarios, their CO₂-equivalent concentrations and their likelihood to keep warming to below a range of temperature levels, see Figure SPM.11 and Table SPM.1. {3.4}

B Abbildungen

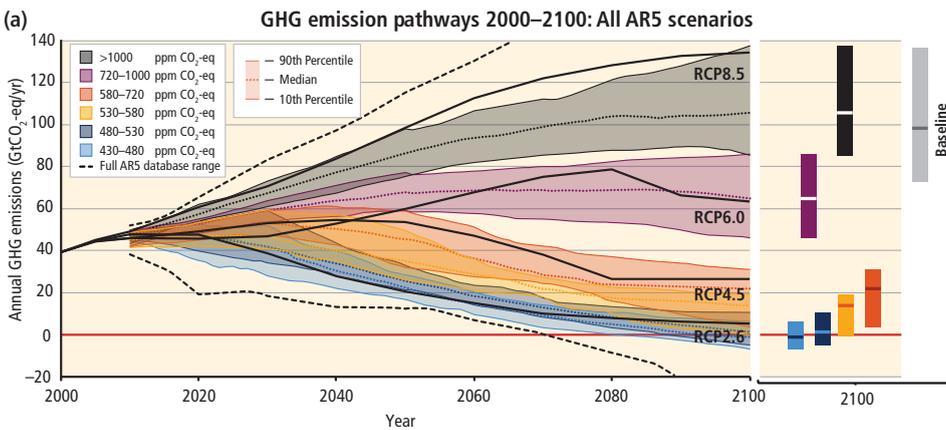


Abbildung B.1: Bandbreiten der jährlichen Treibhausgasemissionen für die Jahre 2000–2100 in den vier verwendeten RCPs des Fünften Sachstandsberichts (AR5) des IPCC [13]

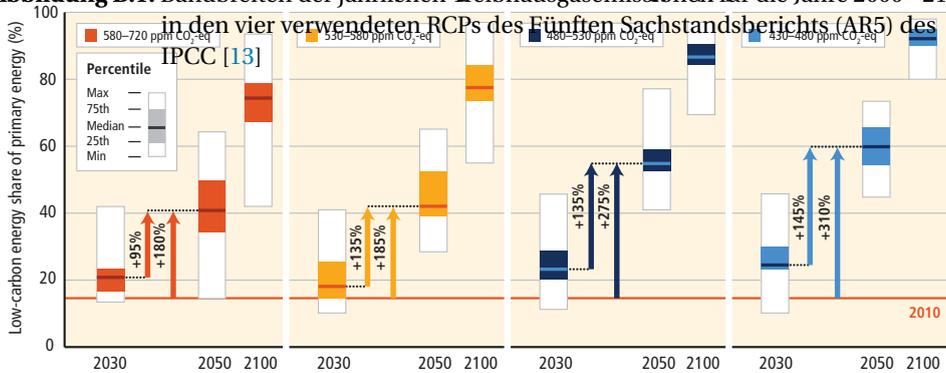


Figure SPM.11 | Global greenhouse gas emissions (gigatonne of CO₂-equivalent per year, GtCO₂-eq/yr) in baseline and mitigation scenarios for different long-term concentration levels (a) and associated upscaling requirements of low-carbon energy (% of primary energy) for 2030, 2050 and 2100 compared to 2010 levels in mitigation scenarios (b). (Figure 3.2)

SPM

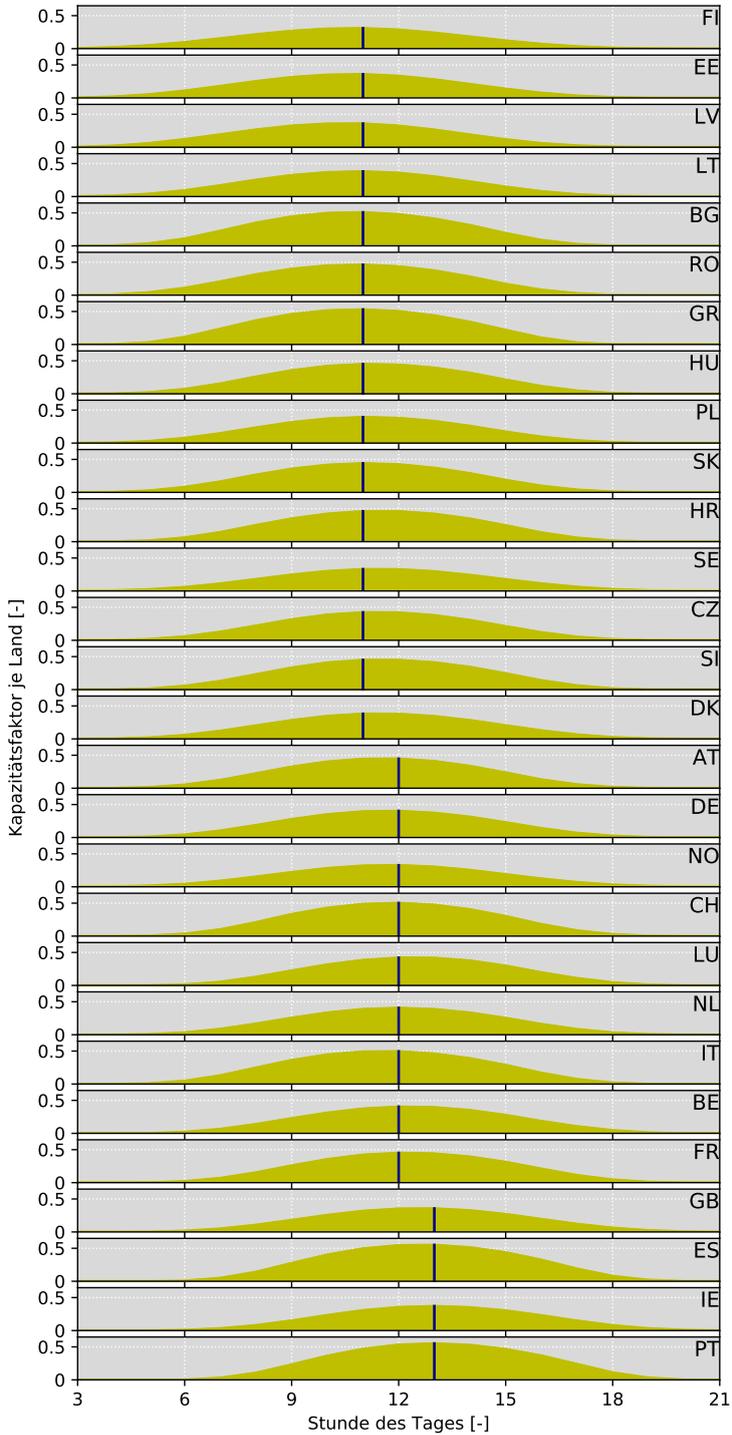


Abbildung B.2: Raum-zeitliche Verschiebung des über das Jahr 2013 mittleren Solarpeaks in Abhängigkeit der UTC-Uhrzeit [eigene Darstellung basierend auf [103]]

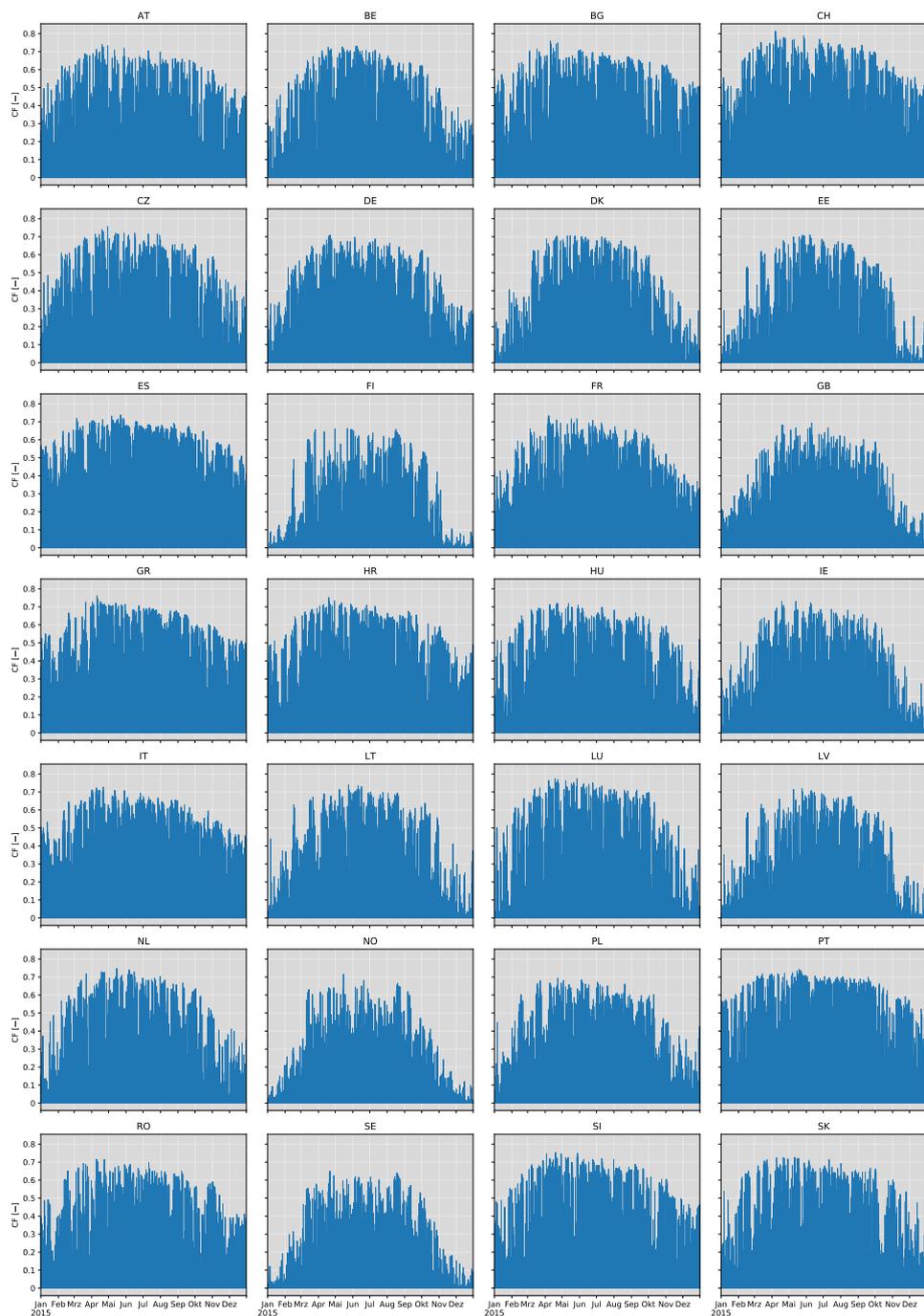


Abbildung B.3: Kapazitätsfaktoren für PV in 2015 [eigene Darstellung basierend auf [103]]

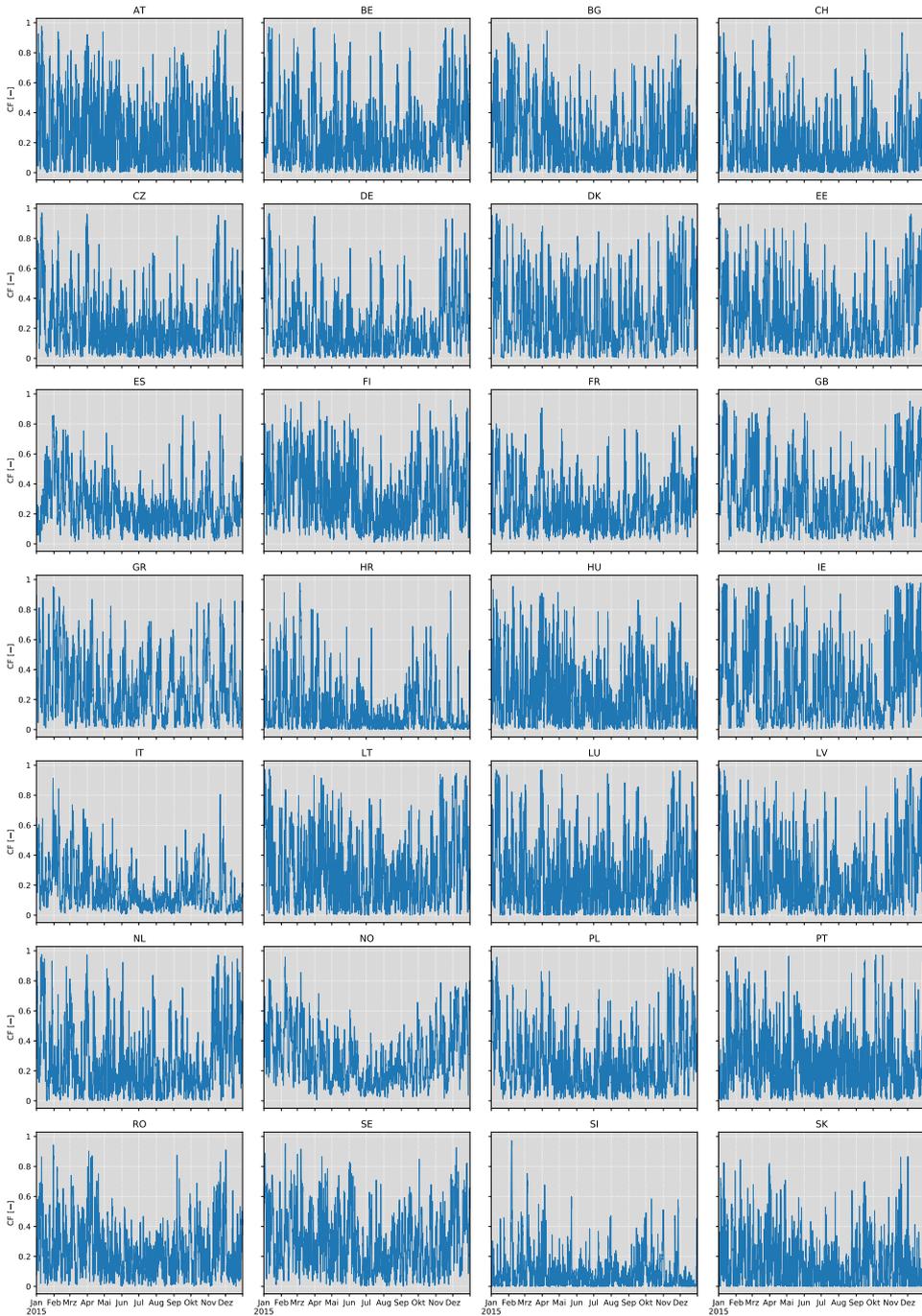


Abbildung B.4: Kapazitätsfaktoren für Wind onshore in 2015
[eigene Darstellung basierend auf [103]]

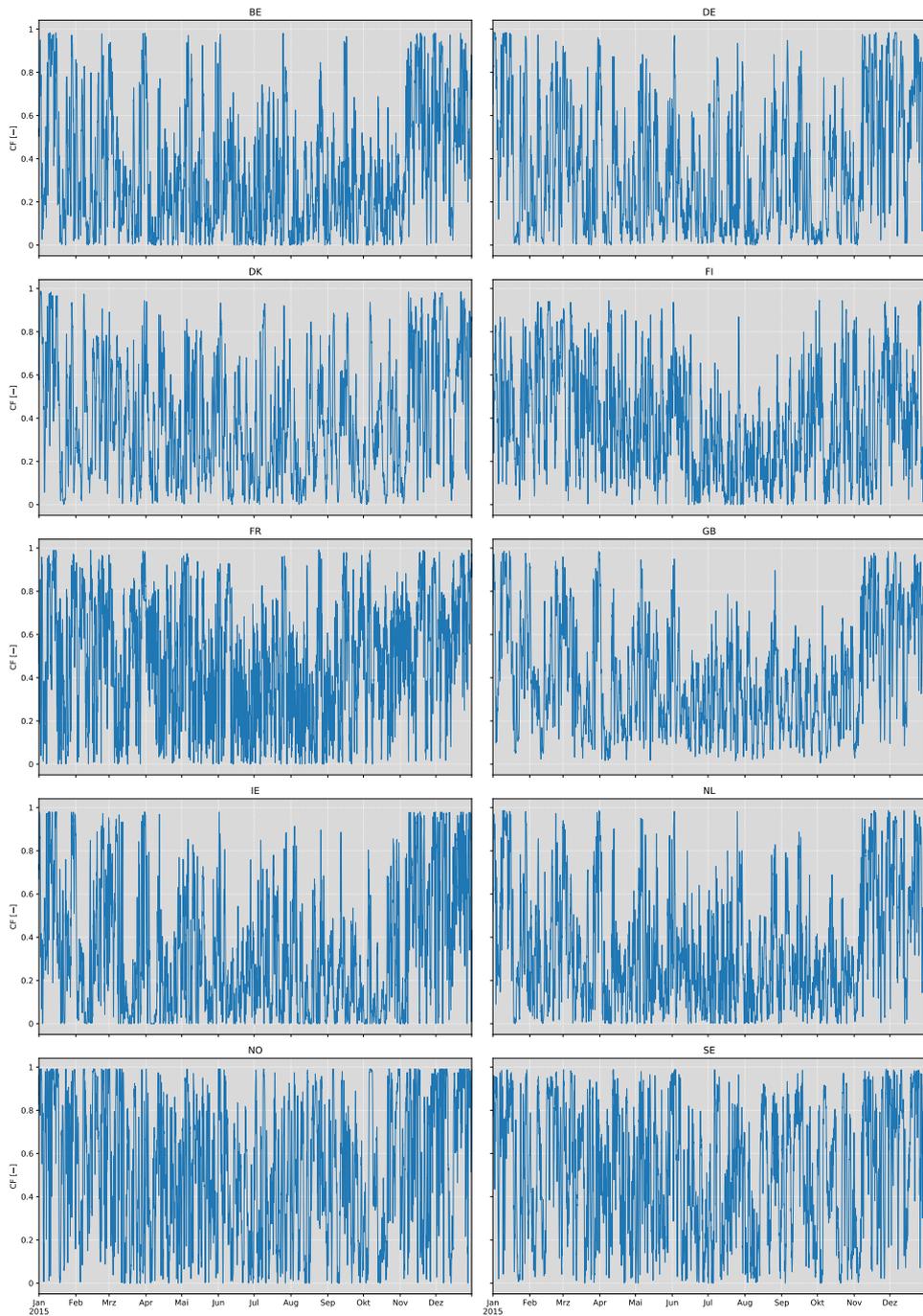


Abbildung B.5: Kapazitätsfaktoren für Wind offshore in 2015
[eigene Darstellung basierend auf [103]]

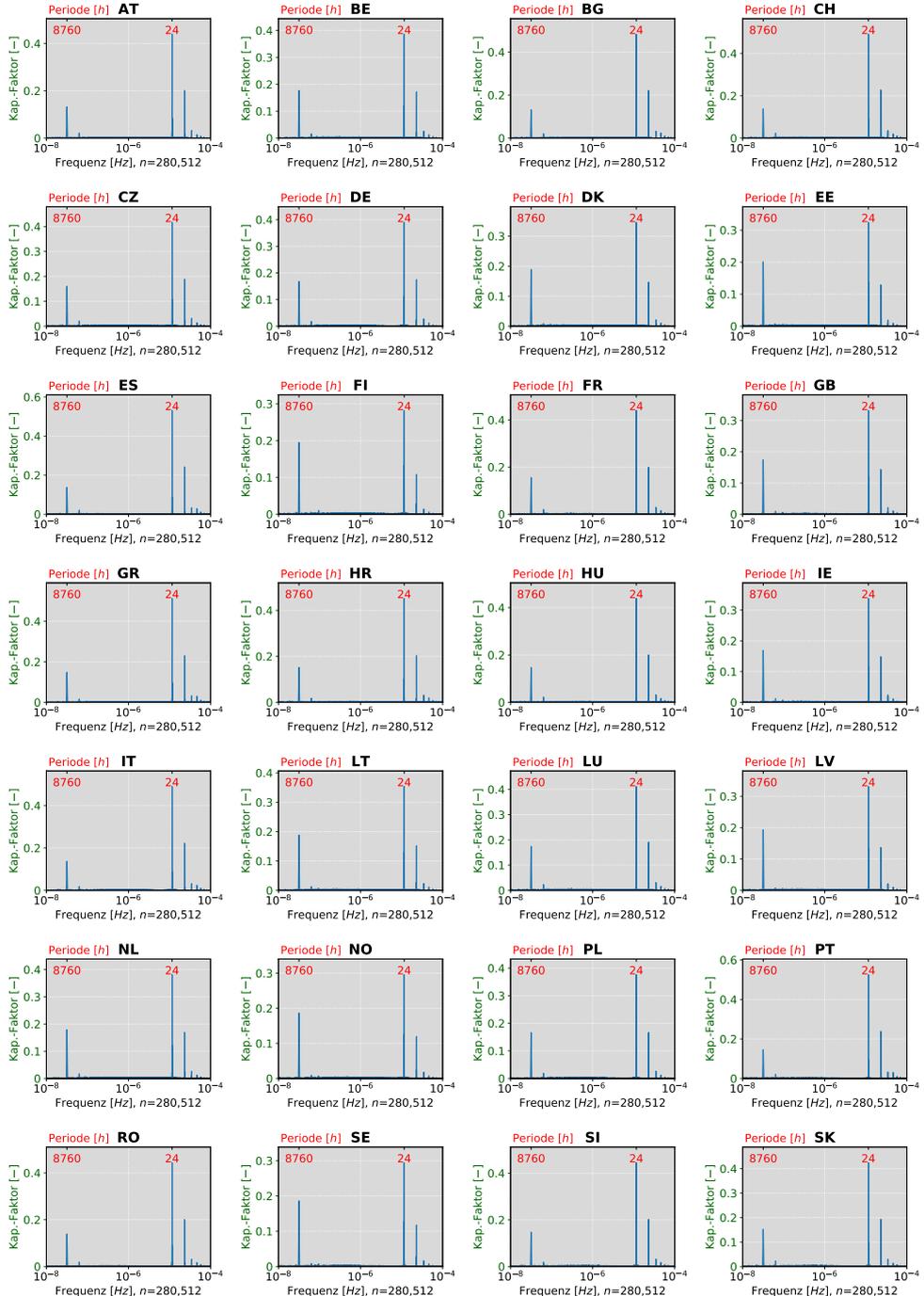


Abbildung B.6: FFT für Kapazitätsfaktoren PV 1985 – 2016 [eigene Darstellung basierend auf [103]]

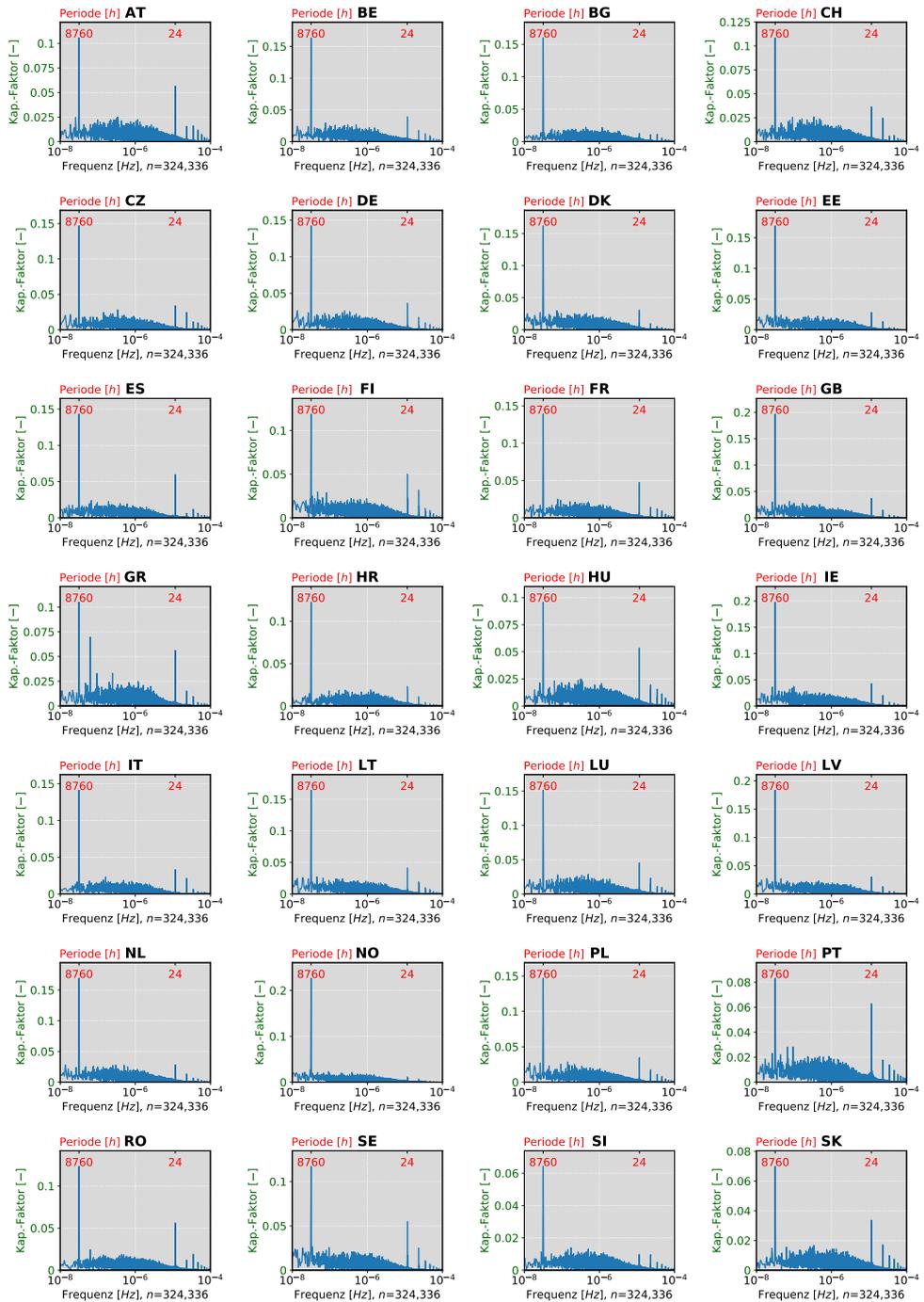


Abbildung B.7: FFT für Kapazitätsfaktoren Wind onshore 1980 – 2016
[eigene Darstellung basierend auf [103]]

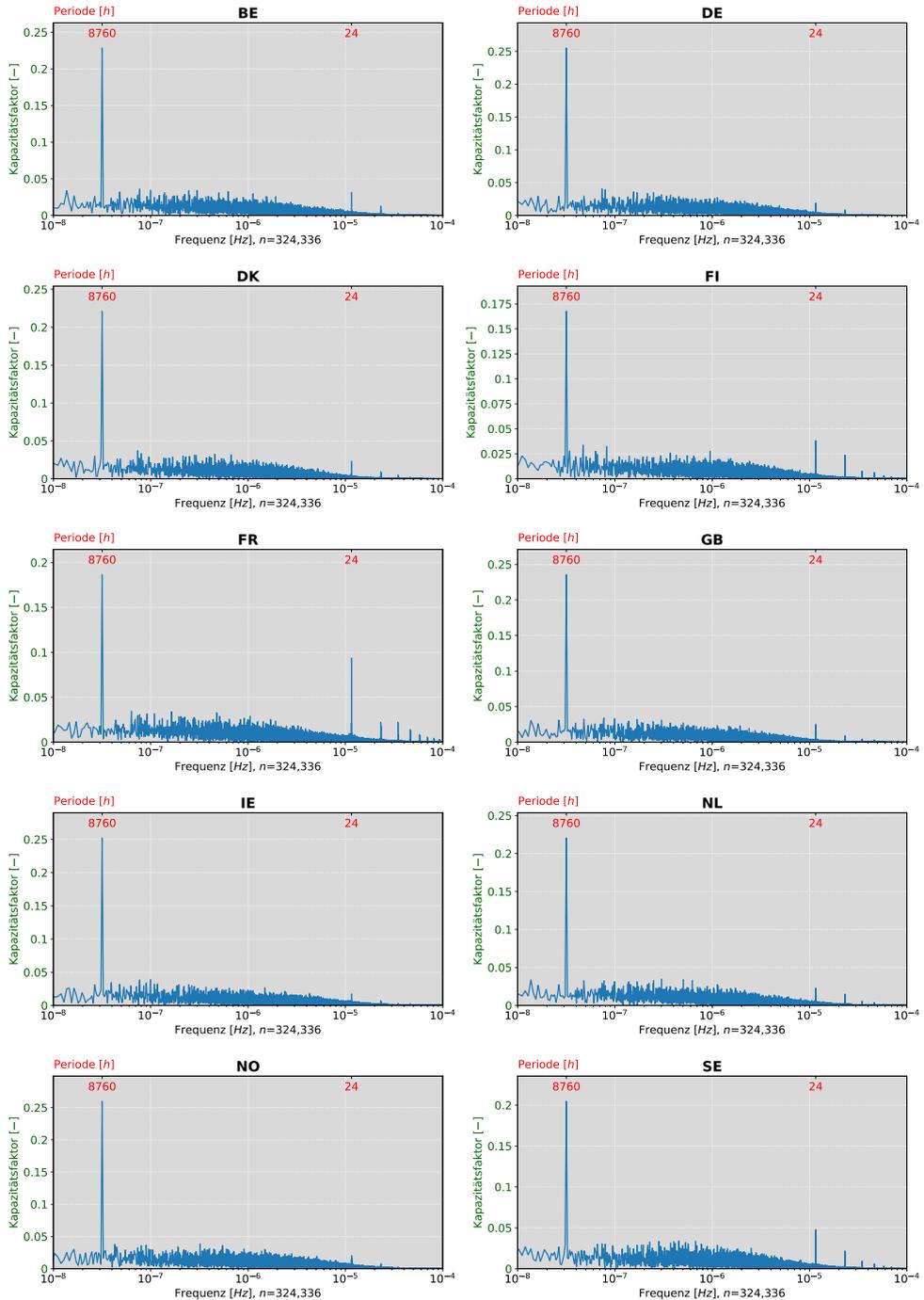


Abbildung B.8: FFT für Kapazitätsfaktoren Wind offshore 1980 – 2016
 [eigene Darstellung basierend auf [103]]

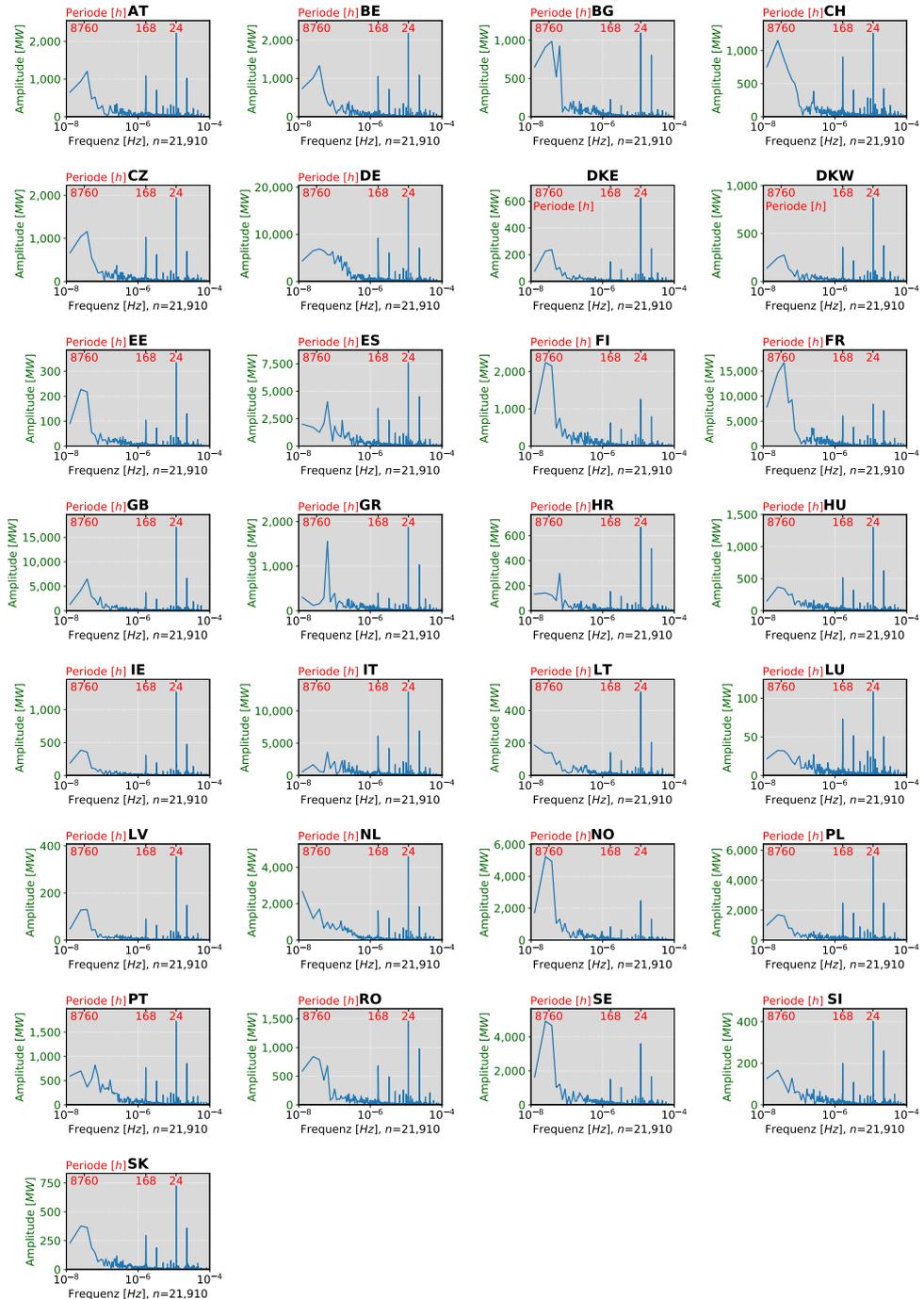


Abbildung B.9: FFT für vertikale Netzlast 2015 – 2016 [eigene Darstellung basierend auf [114]]

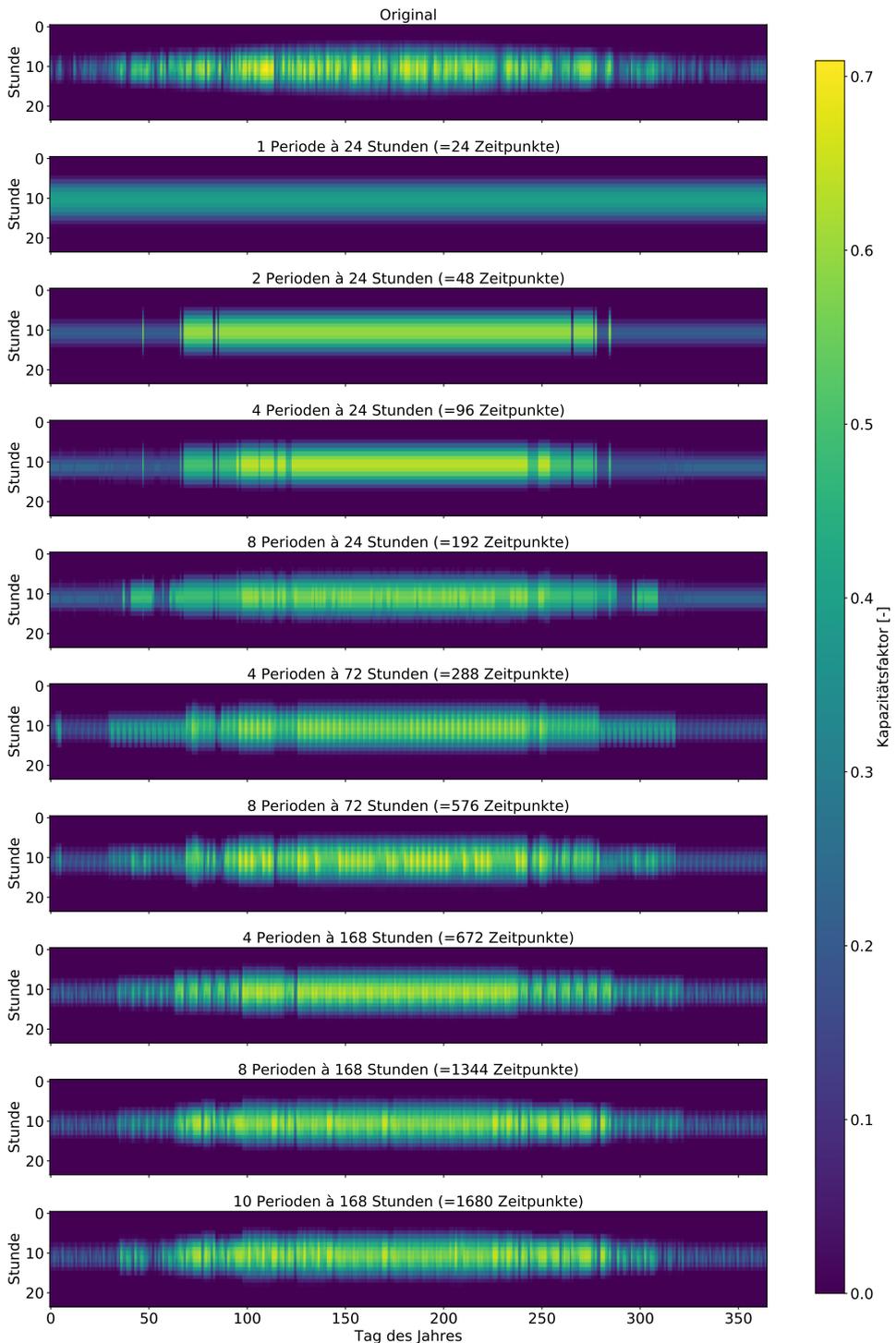


Abbildung B.10: Vergleich verschiedener zeitlicher Aggregationsstufen für solare Kapazitätsfaktoren [eigene Darstellung]

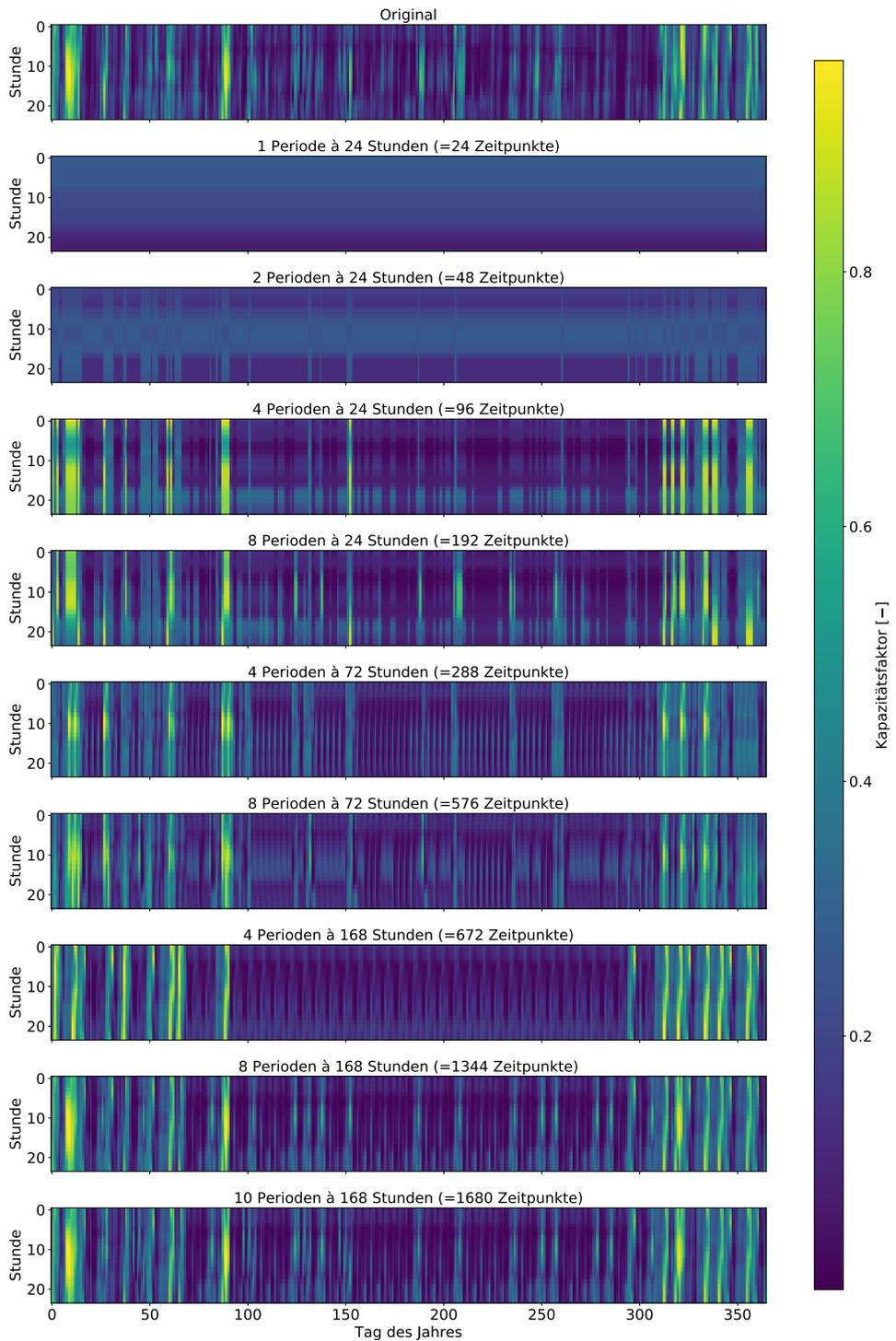


Abbildung B.11: Vergleich verschiedener zeitlicher Aggregationsstufen für Wind onshore Kapazitätsfaktoren [eigene Darstellung]

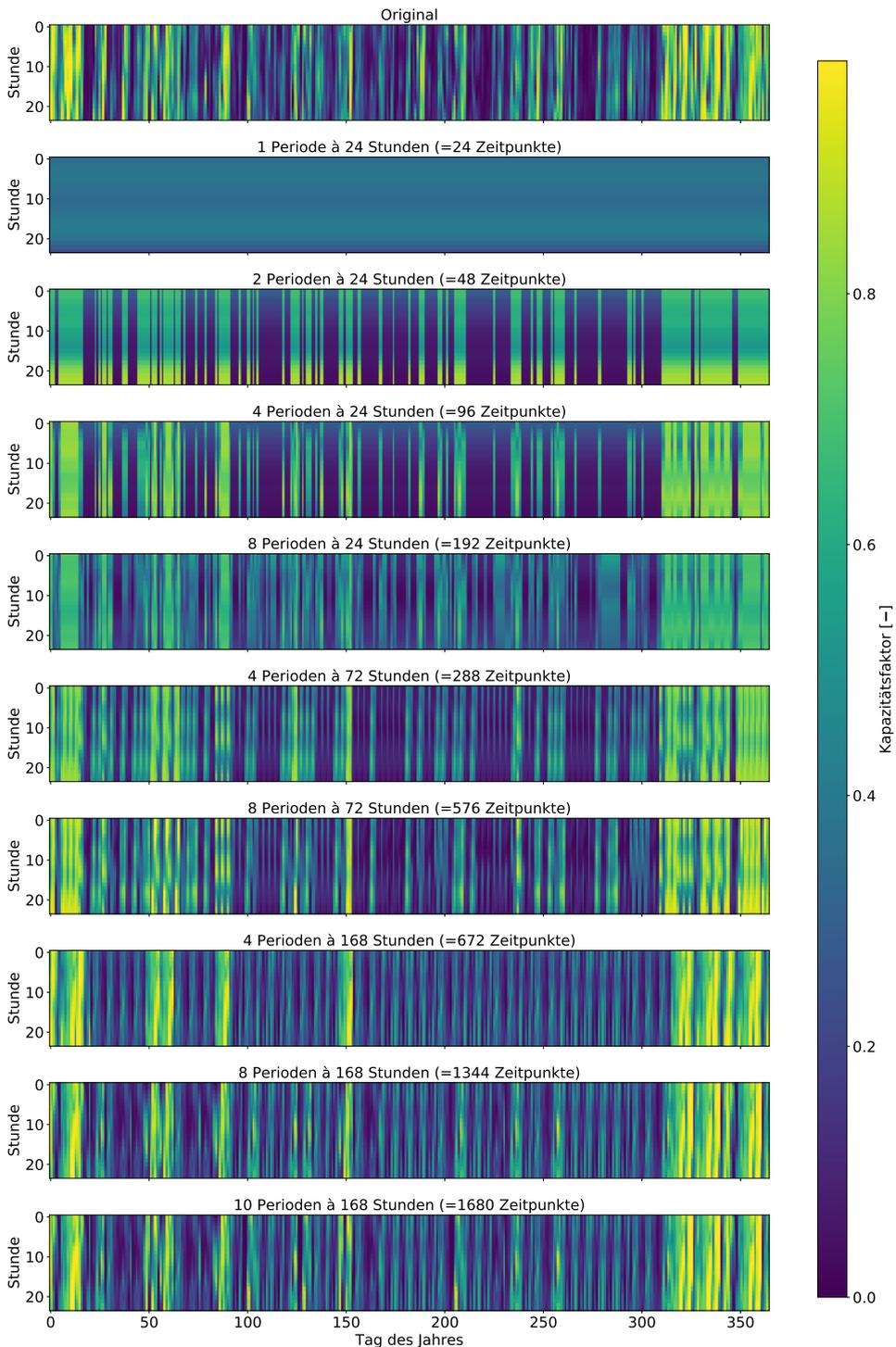


Abbildung B.12: Vergleich verschiedener zeitlicher Aggregationsstufen für Wind offshore Kapazitätsfaktoren [eigene Darstellung]

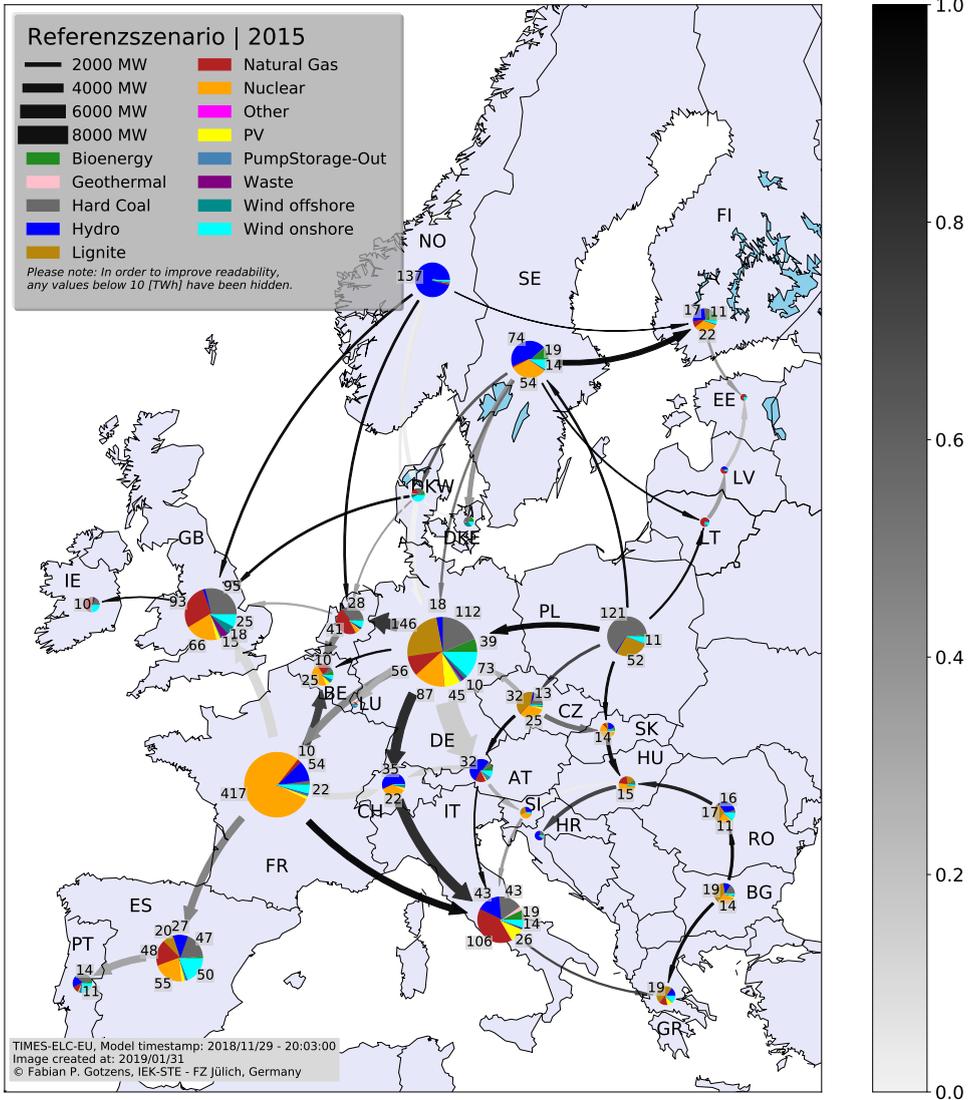


Abbildung B.13: Stromerzeugungsmengen und Austausch 2015 im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

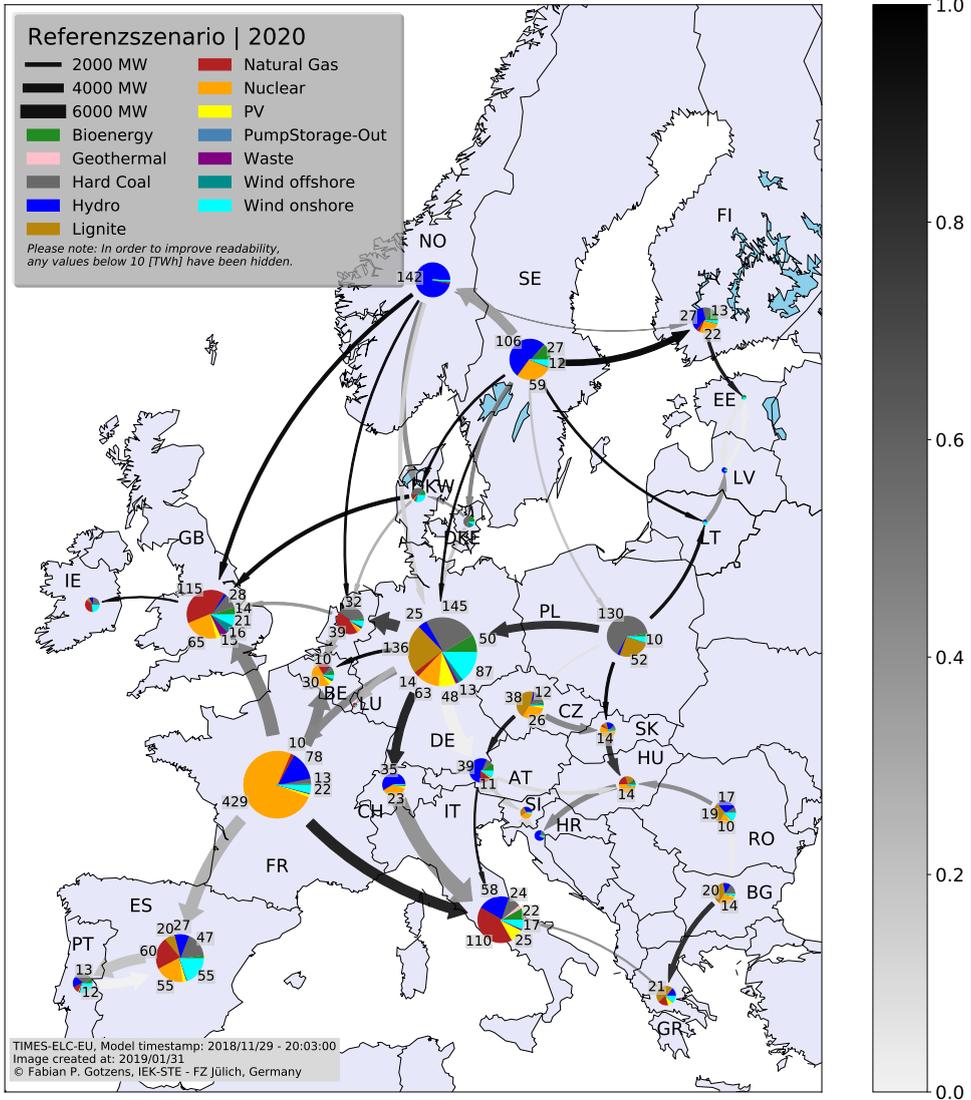


Abbildung B.14: Stromerzeugungsmengen und Austausch 2020 im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

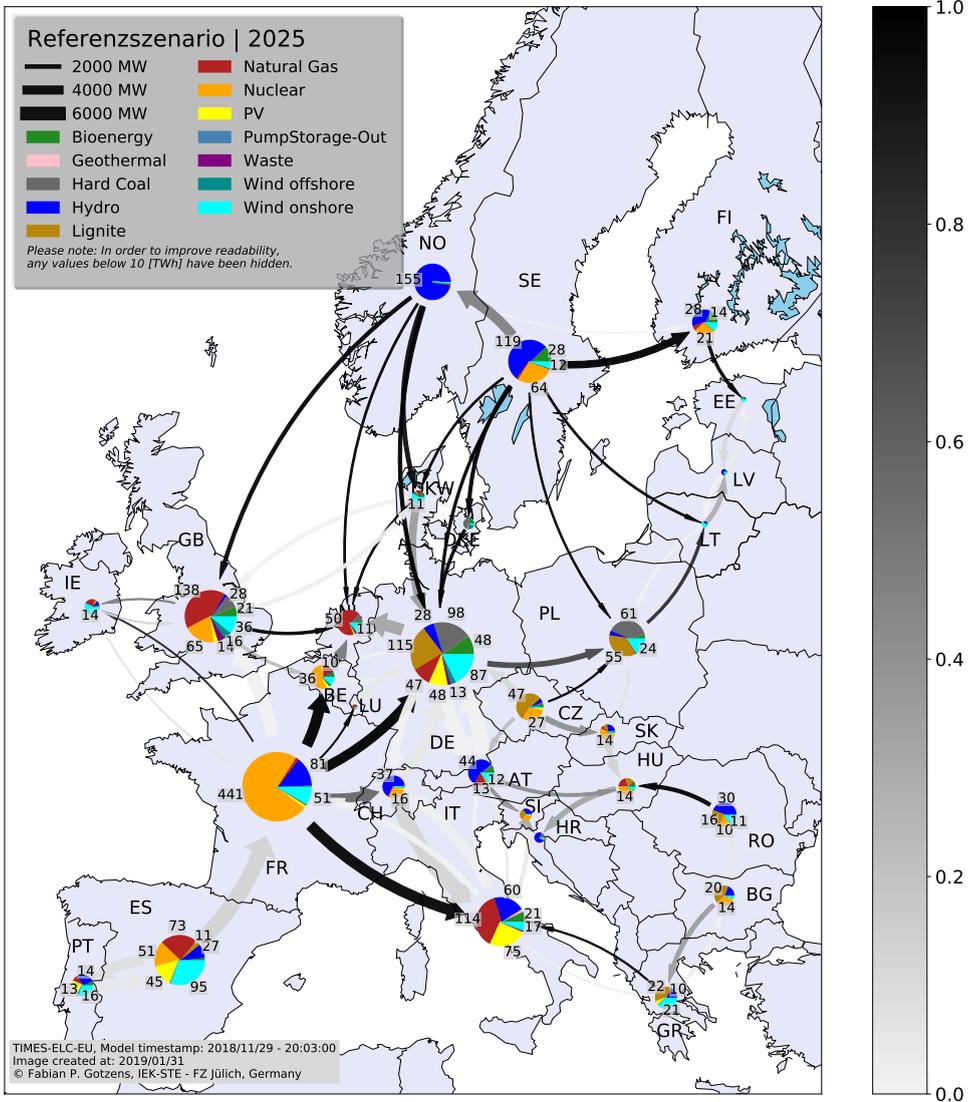


Abbildung B.15: Stromerzeugungsmengen und Austausch 2025 im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

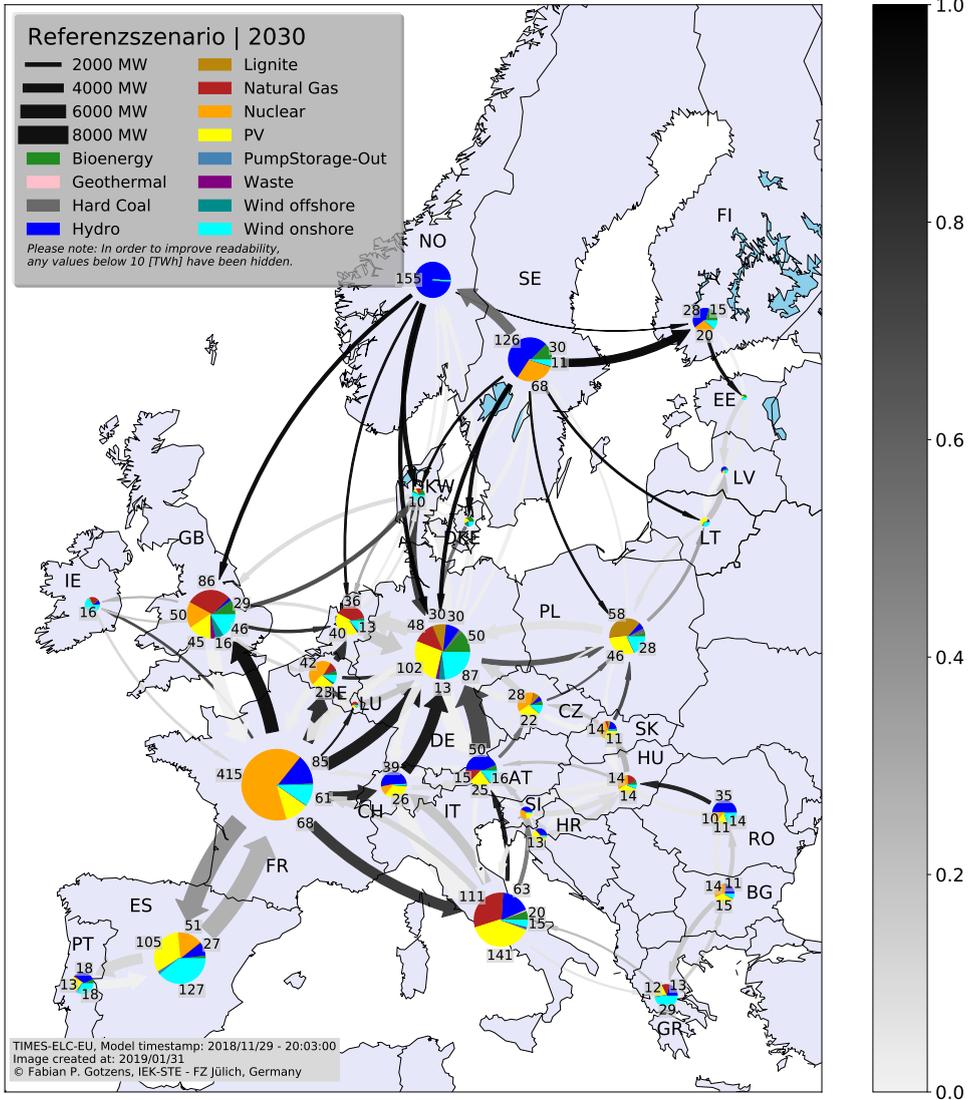


Abbildung B.16: Stromerzeugungsmengen und Austausch 2030 im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

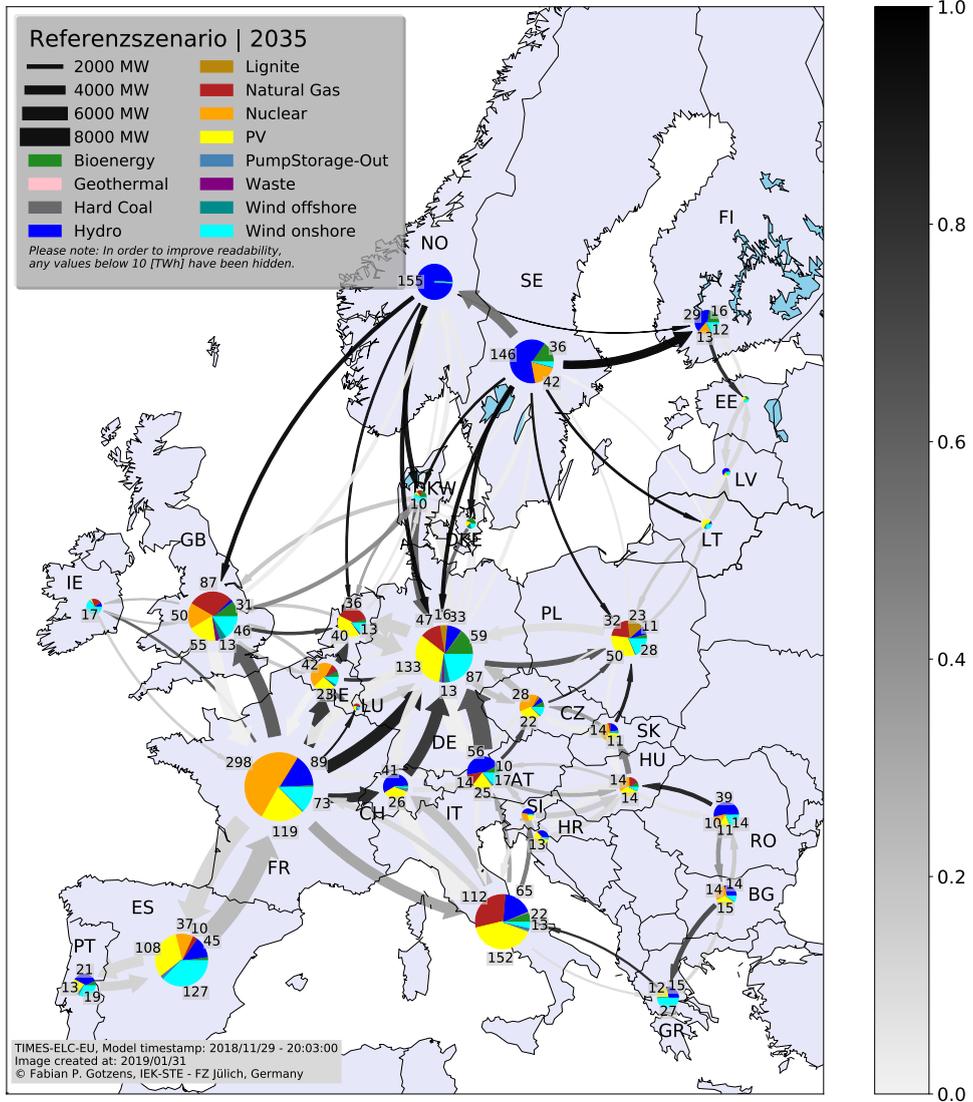


Abbildung B.17: Stromerzeugungsmengen und Austausch 2035 im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

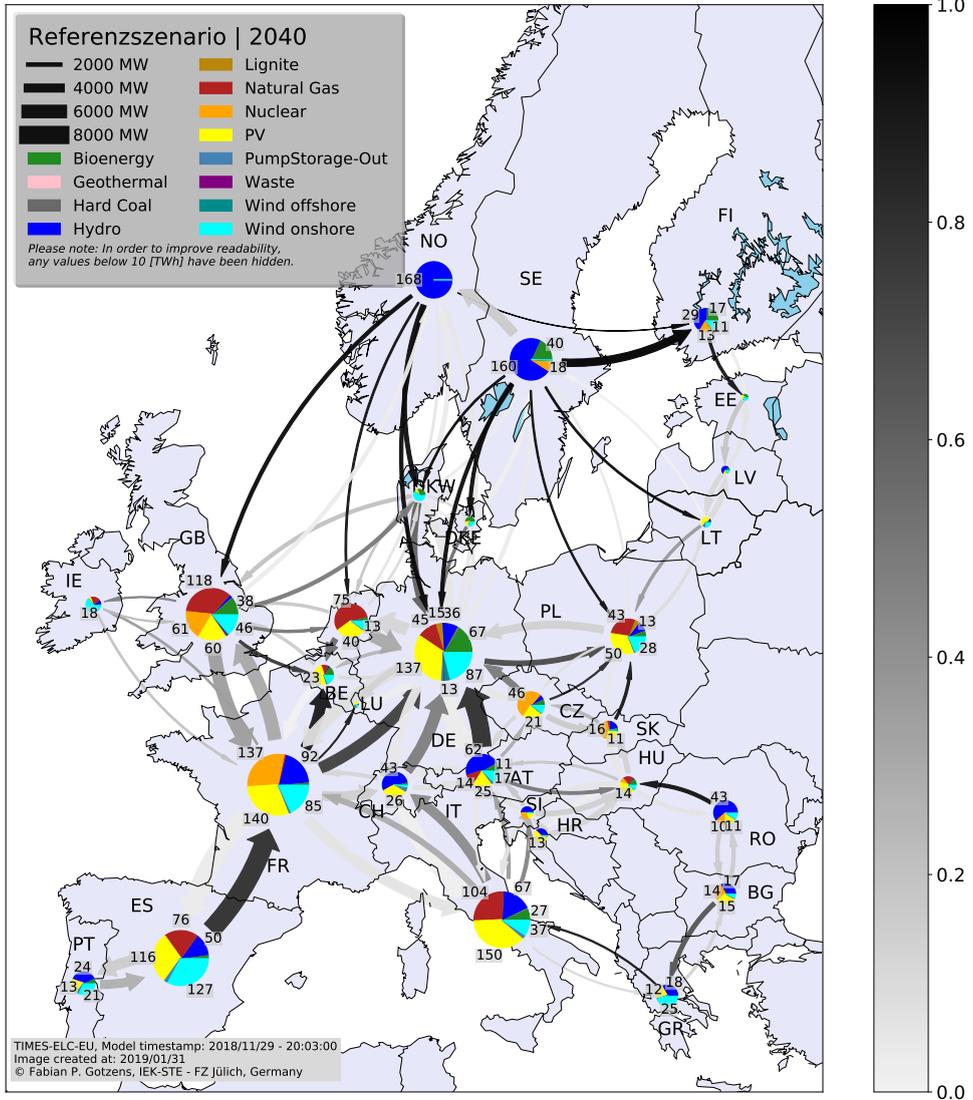


Abbildung B.18: Stromerzeugungsmengen und Austausch 2040 im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

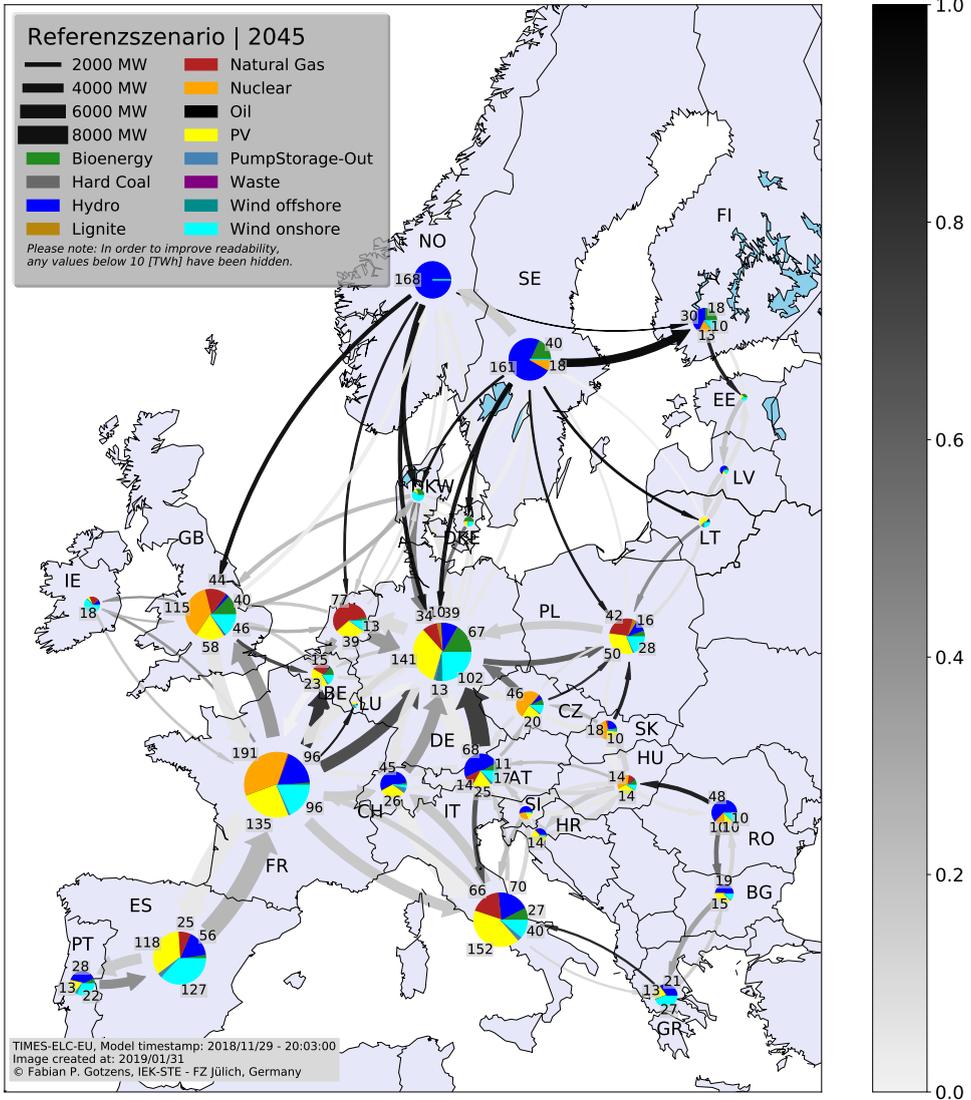


Abbildung B.19: Stromerzeugungsmengen und Austausch 2045 im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

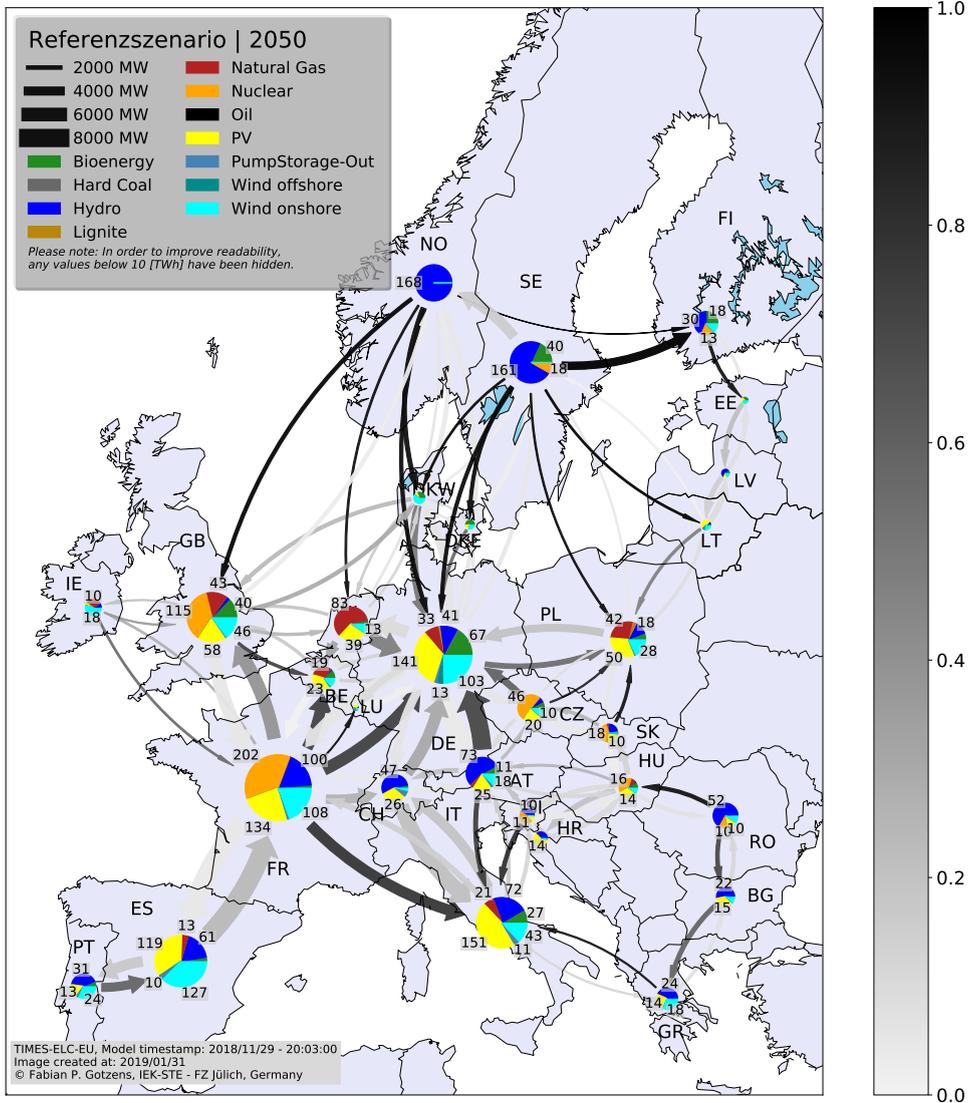


Abbildung B.20: Stromerzeugungsmengen und Austausch 2050 im Referenzszenario Klimavariabilität [eigene Darstellung]

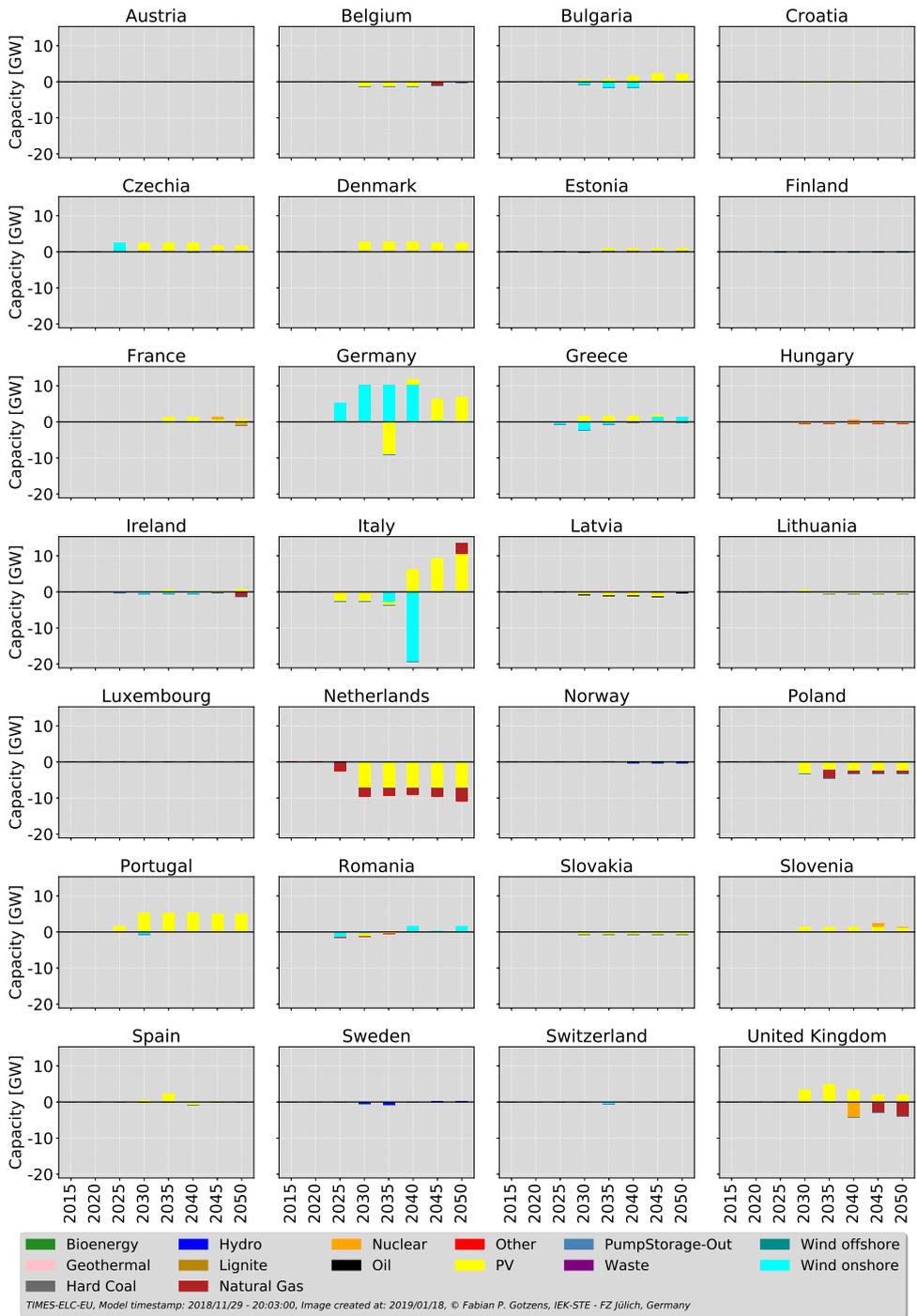


Abbildung B.21: Kapazitätsdifferenzen zwischen dem windstarken und dem Referenzszenario [eigene Darstellung]

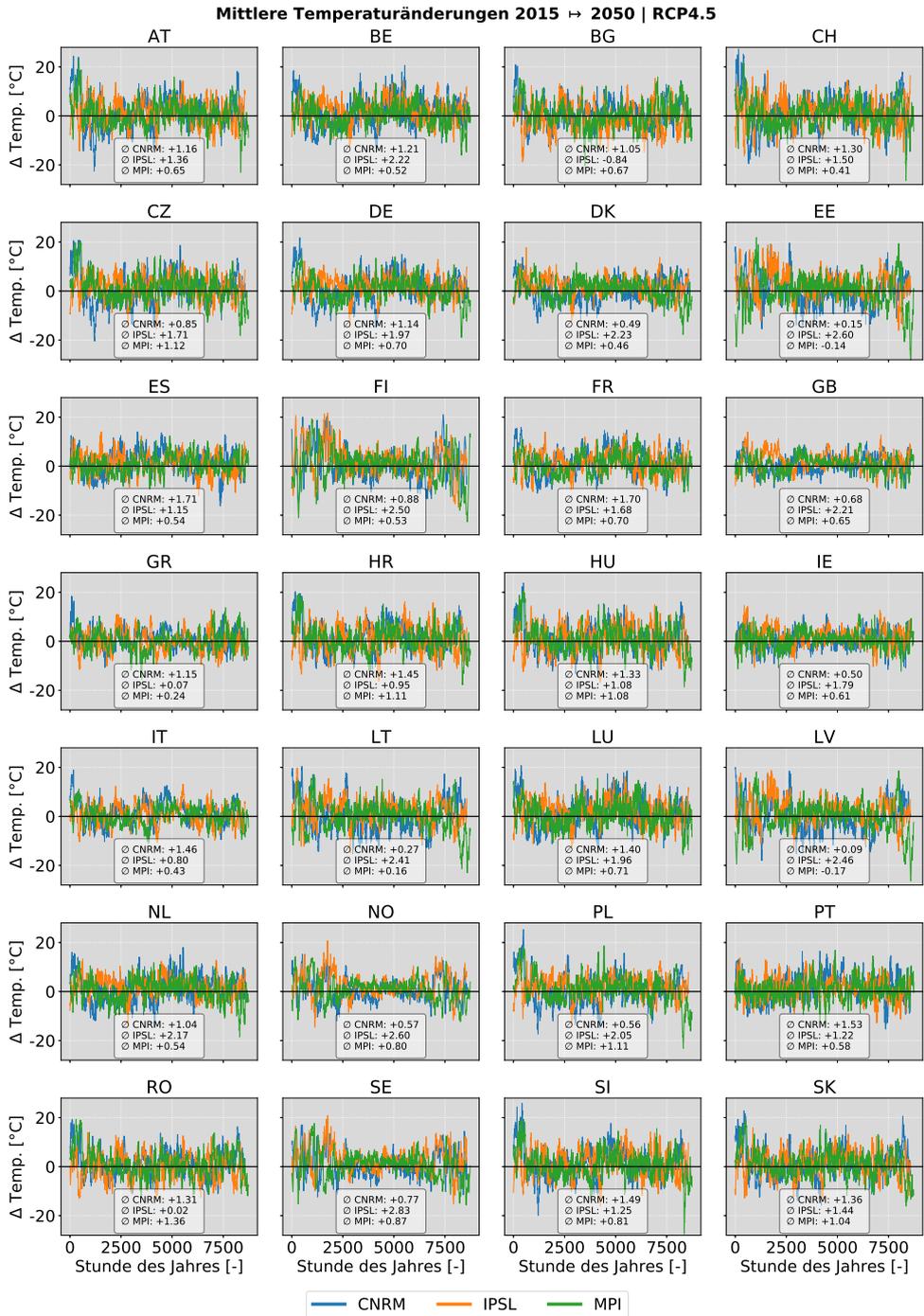


Abbildung B.22: Änderung des Jahrestemperaturverlaufs zwischen 2015 und 2050 für RCP 4.5 [eigene Darstellung]

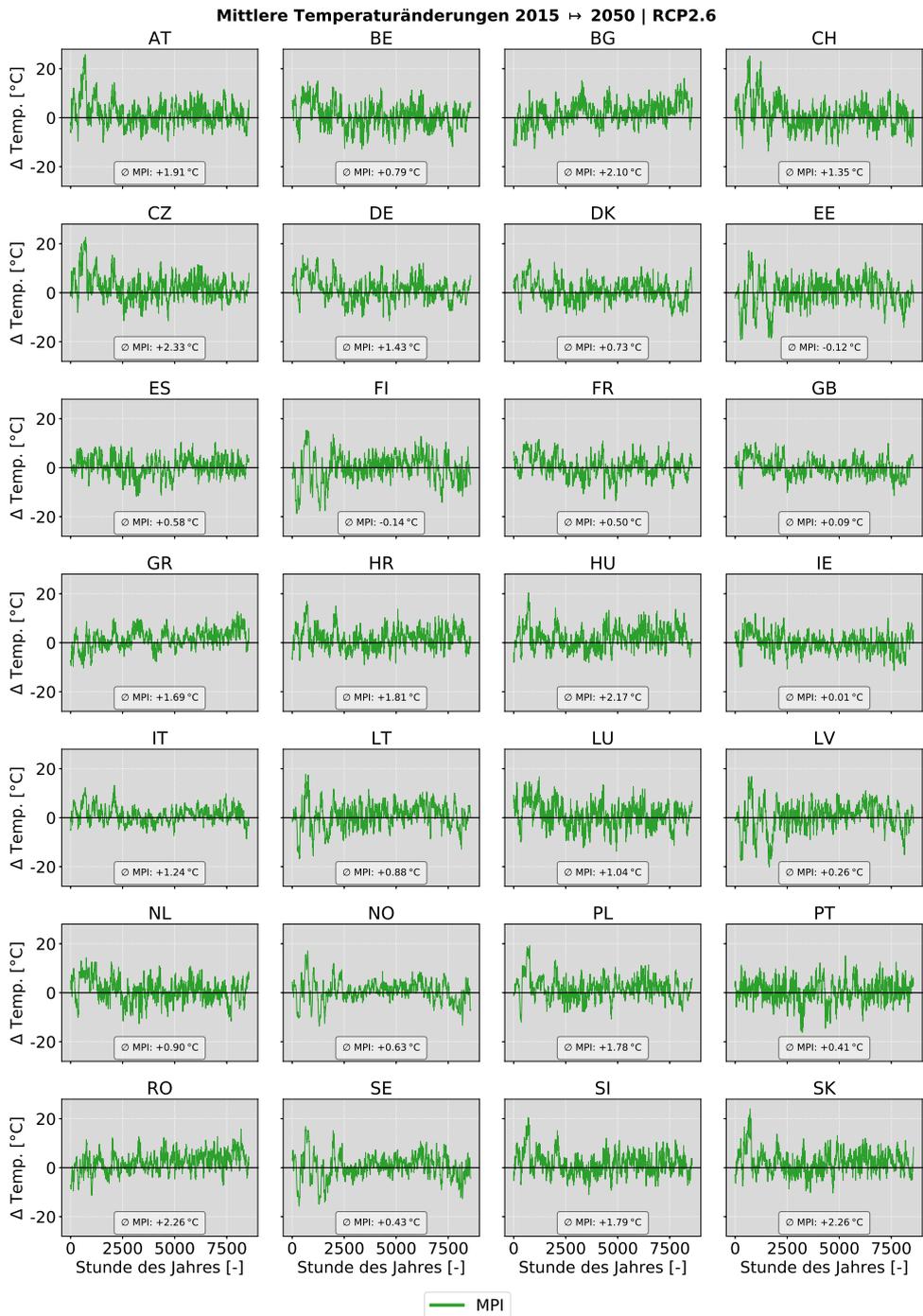
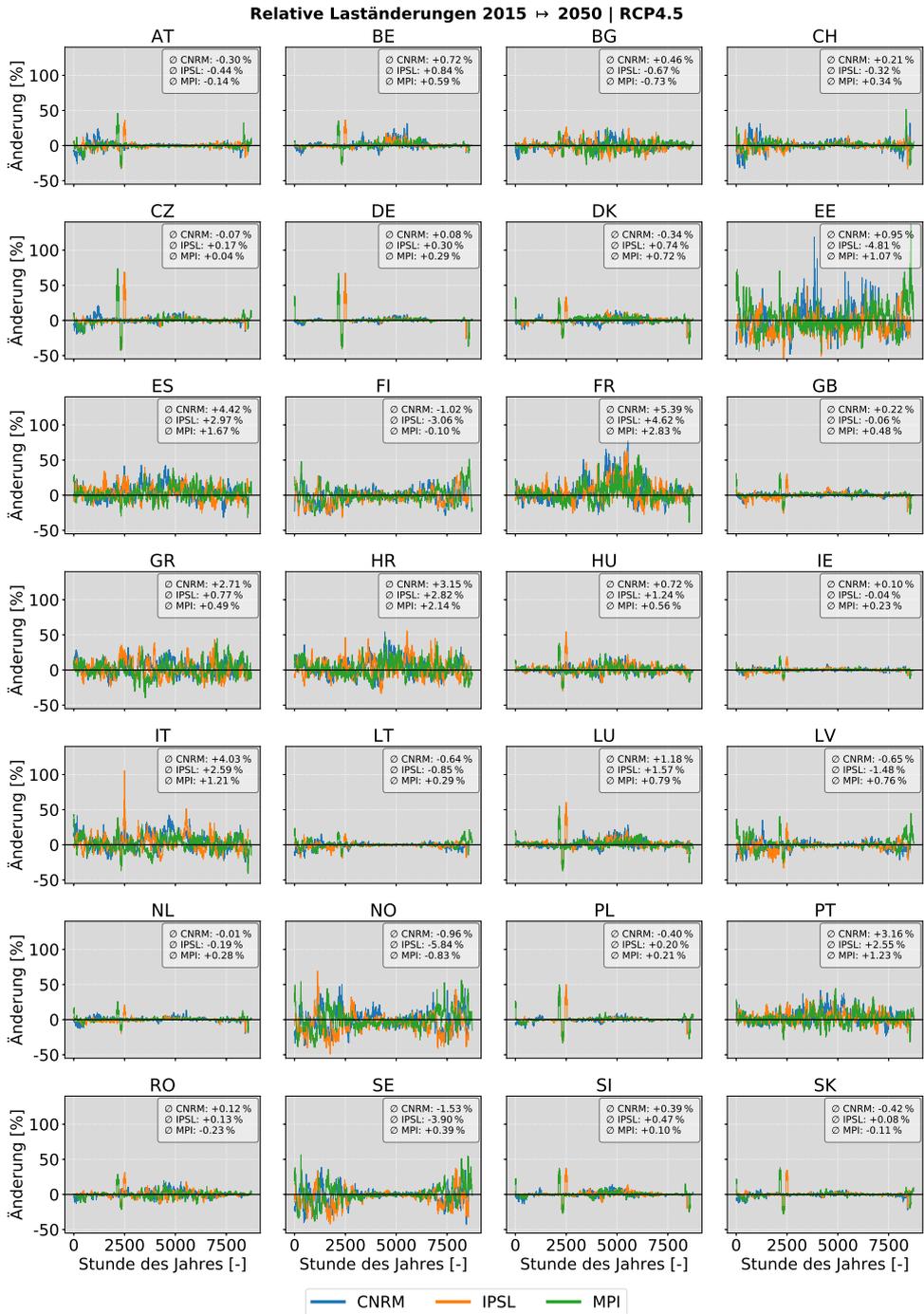


Abbildung B.23: Änderung des Jahrestemperaturverlaufs zwischen 2015 und 2050 für RCP 2.6 [eigene Darstellung]



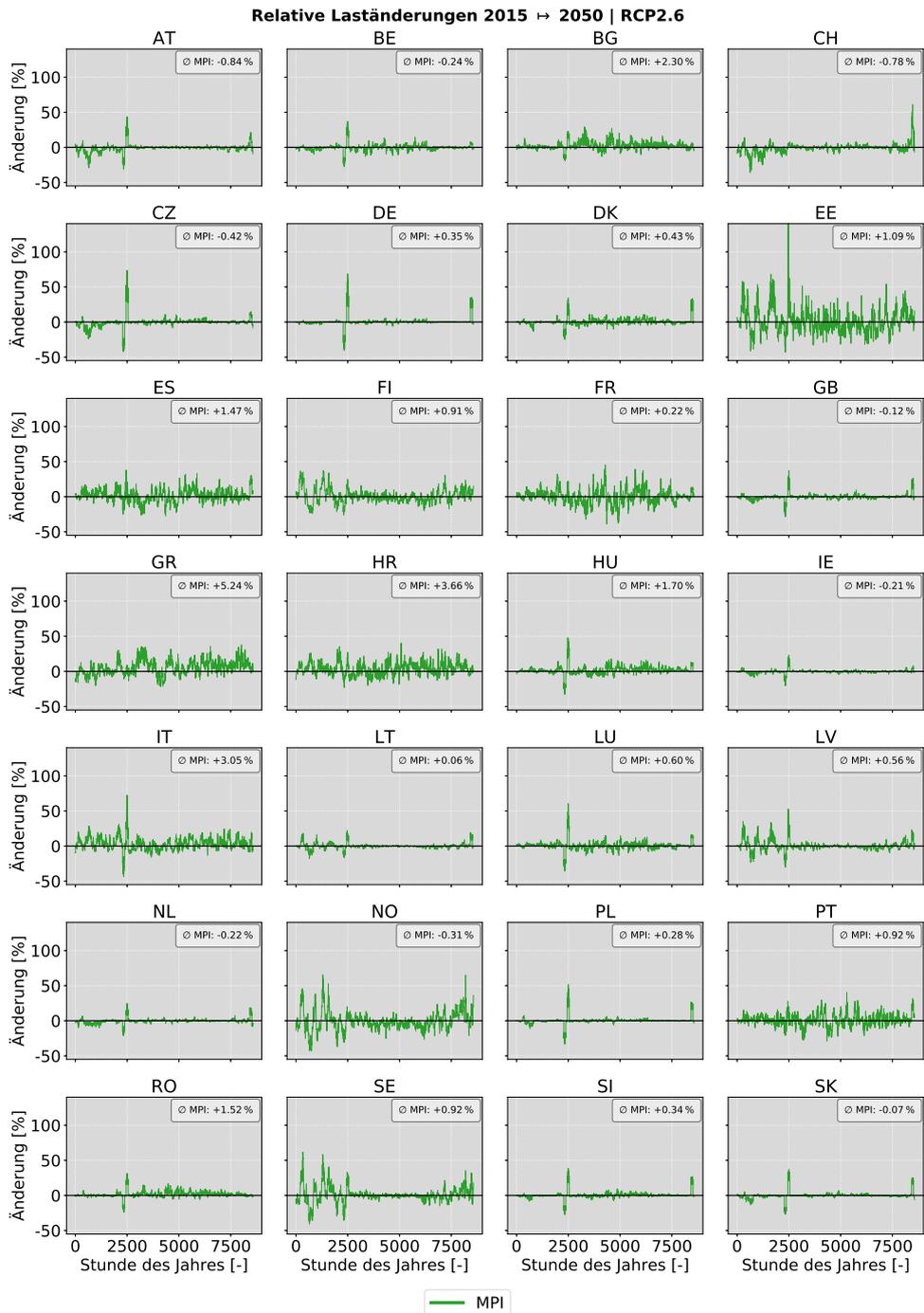


Abbildung B.25: Relative Änderung des Lastverlaufs bedingt durch Außentemperaturänderung zwischen 2015 und 2050 für RCP 2.6
[eigene Darstellung]

Band / Volume 517

Iron isotope fractionation in arable soil and graminaceous crops

Y. Xing (2020), X, 111 pp

ISBN: 978-3-95806-509-3

Band / Volume 518

Geophysics-based soil mapping for improved modelling of spatial variability in crop growth and yield

C. Brogi (2020), xxi, 127 pp

ISBN: 978-3-95806-510-9

Band / Volume 519

Measuring and modelling spatiotemporal changes in hydrological response after partial deforestation

I. Wiekenkamp (2020), xxxvii, 276 pp

ISBN: 978-3-95806-512-3

Band / Volume 520

Characterization of Root System Architectures from Field Root Sampling Methods

S. Morandage (2020), xxii, 157 pp

ISBN: 978-3-95806-511-6

Band / Volume 521

Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe

D. S. Ryberg (2020), xxvii, 398 pp

ISBN: 978-3-95806-513-0

Band / Volume 522

Towards a Generalized Framework for the Analysis of Solar Cell Performance based on the Principle of Detailed Balance

B. J. Blank (2020), iv, 142 pp

ISBN: 978-3-95806-514-7

Band / Volume 523

A Robust Design of a Renewable European Energy System Encompassing a Hydrogen Infrastructure

D. G. Çağlayan (2020), xxii, 312 pp

ISBN: 978-3-95806-516-1

Band / Volume 524

Control and Optimization of a Lorentz Force Based Actuator System for External Flow

M. F. Seidler (2020), xii, 136 pp

ISBN: 978-3-95806-518-5

Band / Volume 525

ETV Online Tagung 2020

Industrielle Groß- und Hochtemperaturwärmepumpen im Energiesystem

D. Stolten, G. Markowz (Hrsg.) (2020), ca. 71 pp

ISBN: 978-3-95806-519-2

Band / Volume 526

**Atmospheric Trace Gas Measurements Using Chemical Ionisation
Time-of-Flight Mass Spectrometry**

Y. Li (2020), xi, 110 pp

ISBN: 978-3-95806-520-8

Band / Volume 527

**Uranium accumulation in agricultural soils as derived from long-term
phosphorus fertilizer applications**

Y. Sun (2020), XII, 136 pp

ISBN: 978-3-95806-521-5

Band / Volume 528

**Entwicklung von Schutzschichten für nicht-oxidische
Faserverbundwerkstoffe**

M. Wolf (2021), VI, 150, 2 pp

ISBN: 978-3-95806-524-6

Band / Volume 529

**Mechanical reliability and oxygen permeation of $\text{Ce}_{0.8}\text{Gd}_{0.2}\text{O}_{2-5}\text{-FeCo}_2\text{O}_4$
dual phase membranes**

F. Zeng (2021), IV, VI, 222 pp

ISBN: 978-3-95806-527-7

Band / Volume 530

**Capacitance-Based Methods to Study Charge Transport and
Recombination in Organic Solar Cells**

I. Zonno (2021), vi, 153 pp

ISBN: 978-3-95806-528-4

Band / Volume 531

**Einflüsse von Klimavariabilität und -wandel auf Ausbau
und Erzeugung im Europäischen Stromsystem**

F. P. Gotzens (2021), XXIII, 231 pp

ISBN: 978-3-95806-530-7

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 531
ISBN 978-3-95806-530-7