

Uwe Krien

Erweiterung der Bewertungskriterien von regionalen Strom-Wärme-Modellen durch die Kopplung mit einem überregionalen Modell

Eine freie Python Toolbox

Erweiterung der Bewertungskriterien von
regionalen Strom-Wärme-Modellen durch die
Kopplung mit einem überregionalen Modell:

Eine freie Python Toolbox

vorgelegt von

Dipl.-Ing.

Uwe Krien

an der Fakultät III – Prozesswissenschaften
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften

- Dr.-Ing. -

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr. Gunnar Luderer

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Felix Ziegler

Gutachter: Prof. Dr. Olav Hohmeyer

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 31. Januar 2020

Berlin 2020

Schriftenreihe der Reiner Lemoine-Stiftung

Uwe Krien

**Erweiterung der Bewertungskriterien von
regionalen Strom-Wärme-Modellen durch die
Kopplung mit einem überregionalen Modell**

Eine freie Python Toolbox

D 83 (Diss. TU Berlin)

Shaker Verlag
Düren 2020

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.

Zugl.: Berlin, Techn. Univ., Diss., 2020

Copyright Shaker Verlag 2020

Alle Rechte, auch das des auszugsweisen Nachdruckes, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und der Übersetzung, vorbehalten.

Printed in Germany.

ISBN 978-3-8440-7757-5

ISSN 2193-7575

Shaker Verlag GmbH • Am Langen Graben 15a • 52353 Düren

Telefon: 02421 / 99 0 11 - 0 • Telefax: 02421 / 99 0 11 - 9

Internet: www.shaker.de • E-Mail: info@shaker.de

Hiermit erkläre ich, dass ich die beigefügte Dissertation selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel genutzt habe. Alle wörtlich oder inhaltlich übernommenen Stellen habe ich als solche gekennzeichnet.

Ich versichere außerdem, dass ich die beigefügte Dissertation nur in diesem und keinem anderen Promotionsverfahren eingereicht habe und dass diesem Promotionsverfahren keine endgültig gescheiterten Promotionsverfahren vorausgegangen sind.

Berlin, 5. September 2019

Uwe Krien

„Animus impleri debet, non arca.“

Lucius Annaeus Seneca

Danksagung

Mein Dank gilt meinem Doktorvater Felix Ziegler für das Betreuen der Arbeit, für viele wertvolle Tipps und die inspirierende Begleitung auf meinem wissenschaftlichen Werdegang. Zudem danke ich meinem Zweitgutachter Olav Hohmeyer für das Begutachten dieser Arbeit und den offenen Geist im ZNES.

Für die finanzielle Unterstützung danke ich der Reiner Lemoine Stiftung.

Am Reiner Lemoine Institut habe ich zudem einen guten Rahmen für meine Arbeit gefunden. Ich danke dort allen, die mich in kleinen Gesprächen ein Stück weiter gebracht haben, besonders aber Berit Müller, ohne die ich die Arbeit nie begonnen hätte und die sich trotz vieler Termine immer wieder Zeit genommen hat. Darüber hinaus danke ich Catherina Cader für die schöne Zusammenarbeit beim Exposé und den gemeinsamen Start, Guido Plessmann für viele fruchtbare Diskussionen und die gemeinsame Arbeit an *pahesmf* sowie Kathrin Goldammer für die Unterstützung und den hilfreichen Druck bei der Zeitplanung.

Auch ohne die vielen Open Source Entwickelnden wäre ich in dieser Arbeit nicht so weit gekommen. Dabei gilt mein besonderer Dank Cord Kaldemeyer, Simon Hilpert und Stephan Günter für die erfolgreiche initiale Entwicklung von *oemof* und Frauke Wiese für die Vorarbeiten in *renpass*. Ich danke aber auch all den Beitragenden an den *oemof* Paketen, der *oemof developer group* und den vielen Teilnehmenden an den *oemof*-Treffen, ohne die das Framework nicht so lebendig wäre, wie es ist mittlerweile ist.

Ich danke Antje Kleine-Wiskott für das akribische Korrekturlesen.

Kurzzusammenfassung

Durch seine dezentrale Struktur ist es sinnvoll, den Wärmesektor in regional begrenzten Modellen abzubilden. Aufgrund der vielfältigen Verknüpfungen mit dem Stromsektor ist es allerdings häufig nicht möglich, die Sektoren unabhängig zu modellieren. Allerdings ist das Stromsystem deutschlandweit zu einer Marktregion zusammengefasst, was eine regionale Betrachtung der Preisbildung nicht möglich macht. In dieser Arbeit wurde daher gezeigt, wie ein grobes überregionales Modell mit einem regionalen Modell gekoppelt werden kann, um die dezentrale Struktur des Wärmesektors und die zentrale Struktur des Stromsektors zu berücksichtigen.

Es wurde eine offen modulare Modellstruktur aufgebaut, um die Wiederverwendbarkeit der Modelle, Teile der Modelle und der Daten zu erhöhen, die Transparenz zu verbessern und die Möglichkeit eines dezentralen Reviews zu ermöglichen. Es konnte gezeigt werden, dass die obigen Modelle ausschließlich mit offenen Programmen, Bibliotheken und Daten erstellt werden können. Durch den modularen Aufbau ist es zudem möglich, unterschiedliche Kopplungsvarianten miteinander auszutauschen. Dies ist wichtig, da die Ergebnisse verdeutlichen, dass keine Kopplungsvariante eindeutig favorisiert werden kann, sondern Erkenntnisgewinne besonders auch durch den Vergleich der Ergebnisse aus den unterschiedlichen Varianten zu erreichen sind.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	23
Tabellenverzeichnis	26
Nomenklatur	28
1. Einleitung und Motivation	29
1.1. Aufbau der Arbeit	31
1.2. Begriffsklärung	32
1.3. Reproduzierbarkeit der Ergebnisse	35
2. Vorhandene Methoden und Tools	37
2.1. Klassische Entwicklung von Modellen und Modellierungswerkzeugen	37
2.2. Offene Modellentwicklung	39
2.2.1. Initiativen für offene Modellentwicklung	39
2.2.2. Offene Modelle und Modellbibliotheken zu Beginn der Untersuchung (2013)	40
2.2.3. Offene Modelle und Modellbibliotheken während der Erstellung der Arbeit (ab 2014)	42
2.2.4. Grenzen der offenen Modelle	44
2.3. Konzept für ein Vertrauensnetz zur Entwicklung komplexer Energiemodelle	45
2.3.1. Modulare Daten- und Programmpaketen	46
2.3.2. Dokumentation	47
2.3.3. Kommunikation und Community	47
2.3.4. Daten	48
2.3.5. Modelle	48

2.3.6.	Nutzung, Review und Versionierung	49
2.3.7.	Performance-Gewinn durch die parallele Nutzung von offenen und proprietären Komponenten	50
2.4.	Existierende modulare gemeinschaftliche Modellentwick- lung	50
2.4.1.	<i>oemof</i>	50
2.4.2.	Vorstellung weiterer existierender modularer Pro- grammpakete	56
3.	Struktur der Modellpakete	59
3.1.	Nutzung von externen Programmpaketen	59
3.2.	Struktur des Datenmodells <i>reegis</i>	63
3.2.1.	Schnittstelle des Datenmodells	63
3.2.2.	Nachvollziehbarkeit und Transparenz	65
3.2.3.	Statische und dynamische Daten	66
3.3.	Struktur der Modellpakete <i>deflex</i> und <i>berlin_hp</i>	68
3.3.1.	Modelltyp	68
3.3.2.	Dispatchmodell mit Erweiterungsoptionen	68
3.3.3.	Regionen, Knoten und Kanten im Energiesystem- graph	69
3.3.4.	Marktregion im Mehr-Regionen-Modell	70
3.3.5.	Energiesysteme in <i>solph</i>	71
3.3.6.	Basisklassen in <i>solph</i>	71
3.3.7.	Busse in <i>solph</i>	74
3.3.8.	Erstellung der Nebenbedingungen und der Ziel- funktion in <i>solph</i>	75
3.4.	Energetechnische Komponenten in <i>solph</i>	75
3.4.1.	Ressourcenquellen	76
3.4.2.	Thermische Kraftwerke	76
3.4.3.	Heizwerke, dezentrale Heizungssysteme und BHKW	77
3.4.4.	KWK-Anlagen (Gegendruckturbine)	78
3.4.5.	KWK-Anlagen (Entnahmekondensationsturbine) .	79
3.4.6.	Pumpspeicherkraftwerke	82

3.4.7.	Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, elektrische Geothermie	83
3.4.8.	Biomasse	84
3.4.9.	Solarthermie (Dachanlage)	85
3.4.10.	Stromleitungen	86
3.4.11.	Wärmeleitungen	87
3.4.12.	Wärmespeicher	87
3.4.13.	Verbräuche	88
3.4.14.	Schlupfkomponenten	88
3.4.15.	Wärmepumpen	89
4.	Datenmodell <i>reegis</i>	91
4.1.	Kraftwerke und Speicher	91
4.1.1.	Rohdaten	92
4.1.2.	Aufbereitung	92
4.1.3.	Auswertung	97
4.1.4.	Speicher	98
4.1.5.	Ausblick	99
4.2.	Einwohner	100
4.2.1.	Rohdaten	100
4.2.2.	Aufbereitung und Auswertung	100
4.3.	Einspeisezeitreihen	101
4.3.1.	Wetterdaten	102
4.3.2.	Allgemeine Rohdaten	106
4.3.3.	Normierte PV-Einspeisezeitreihen	107
4.3.4.	Normierte Windeinspeisezeitreihen	112
4.3.5.	Normierte Wasserkraftzeitreihen	115
4.3.6.	Auswertung	117
4.4.	Stromlastgänge	122
4.4.1.	Rohdaten	122
4.4.2.	Aufbereitung und Auswertung	125
4.4.3.	Ausblick	131
4.5.	Wärmelastgänge	132
4.5.1.	Rohdaten	132
4.5.2.	Aufbereitung und Auswertung	133

4.5.3.	Alternative Verfahren	137
5.	Energiemodelle	141
5.1.	<i>deflex</i>	141
5.1.1.	Modellregionen	141
5.1.2.	Geographische Definition der Netzregionen	143
5.1.3.	Aufbau von <i>deflex</i>	145
5.1.4.	Optimierungsziel	146
5.1.5.	Szenarien	147
5.1.6.	Implizite Annahmen der Modellierung	147
5.1.7.	Daten in <i>deflex</i>	148
5.2.	<i>berlin_hp</i>	151
5.2.1.	Aufbau des Modells	151
5.2.2.	Optimierungsziel und Szenarien	153
5.2.3.	Allgemeine Daten	153
5.2.4.	Wärmebedarfsmodell	153
5.2.5.	Fernwärme	154
5.3.	Kopplungsvarianten	158
5.3.1.	Direkte Kopplung	160
5.3.2.	Indirekte Kopplung	160
6.	Szenarien und Analyse	167
6.1.	Modelkopplung <i>deflex</i> und Berlin	168
6.1.1.	Bewertung der Kopplungsvarianten	169
6.1.2.	Analyse des gekoppelten Modells	171
6.1.3.	Rückkopplung des regionalen Modells auf das Upstream-Modell	177
6.1.4.	Diskussion der Kopplung bei Regionen mit Rückkopplung	180
6.2.	Bewertung einer 100%-Region	181
6.2.1.	Energetische Bewertung	182
6.2.2.	Netzdienlichkeit	183
6.2.3.	Emissionen	186
6.2.4.	Bewertung von regionalen Modellen	187

7. Zusammenfassung und Ausblick	189
7.1. Zusammenfassung	189
7.2. Ausblick	193
Literatur	195
A. Datentabellen	213
B. Rechnerumgebung	217

Abbildungsverzeichnis

2.1.	In <i>solph</i> lassen sich einzelne Komponenten austauschen, um ein verändertes Verhalten zu erreichen, ohne dass das restliche Energiesystem angepasst werden muss. Die daraus resultierende Veränderung muss natürlich in den Gesamtansatz passen. Die Komponenten sind gekapselt und können einzeln begutachtet und getestet werden (eigene Darstellung).	55
3.1.	Beispiel eines kleinen Energiesystems mit den <i>solph</i> -Klassen (eigene Darstellung).	72
3.2.	Die Leistungsbegrenzung von Kraftwerken in der Kombination aus Transformer und Flow. Links wird die maximale elektrische Leistung, rechts die Brennstoffleistung definiert (eigene Darstellung).	73
3.3.	Das Kennfeld einer Entnahmekondensationsturbine mit den <i>solph</i> -Klassen <i>ExtractionTurbineCHP</i> (links) und <i>GenericCHP</i> (rechts). Der jeweilige Betriebsbereich ist farbiger hinterlegt (eigene Darstellung).	79
3.4.	Vergleich des Verhaltens einer Gegendruckturbine mit der Klasse <i>Transformer</i> und einer Entnahmeturbine mit der Klasse <i>ExtractionTurbineCHP</i> (eigene Darstellung).	81
3.5.	Der COP einer Wärmepumpe mit Luft (links) oder Wasser (rechts) als Niedertemperaturreservoir in Abhängigkeit von der Last und der Reservoirtemperatur berechnet in TESPpy 0.1 mit dem „heat_pump“-Beispielen (Witte 2019b, eigene Darstellung basierend auf Witte (2019a)).	90

- 4.1. Lage der Offshore Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschlands mit Leistungen zwischen 2,5 und 400MW gemäß dem *reegis offshore patch* (IWES 2016; Wikipedia 2017a, eigene Darstellung). 95
- 4.2. Vergleich zwischen der in *reegis* errechneten Kraftwerkskapazitäten (linker Balken) nach Bundesländern für 2015 mit den Daten aus den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur (rechte Balken) – EEG: Dezember 2015, Nicht-EEG: September 2015 (BNetzA 2015; BNetzA 2016, eigene Darstellung). 97
- 4.3. Die Speicherkapazität von Pumpspeicherkraftwerken in den Bundesländern, ermittelt mit dem *reegis*-Speichermodul (Hartmann u. a. 2012, eigene Berechnung, eigene Darstellung). 98
- 4.4. Einwohner pro Bundesland (links) und Einwohner pro km² (rechts) für die rund 4.750 Verwaltungsgebiete (BKG 2019, eigene Berechnung, eigene Darstellung). 101
- 4.5. Langjährige Mittelwerte (1998-2014) für die mittlere Windgeschwindigkeit (links) und die mittlere Temperatur (rechts), berechnet mit den *coastdat2*-Wetterdatensatz (Geyer und Rockel 2013, eigene Berechnung, eigene Darstellung). . . 103
- 4.6. Deutschlandweites Jahresmittel mit maximalem/minimalem regionalen Jahresmittel der Globalstrahlung auf die horizontale Ebene in kWh/m² vom Deutschen Wetterdienst (Deutscher Wetterdienst 2017c) und berechnet aus *coastDat-2* (eigene Berechnung, eigene Darstellung). 103
- 4.7. Auswahl der Module aus der Sandia-Datenbank. Die horizontale schwarze Linie stellt den Mittelwert dar, die Strichpunktlinie die Standardabweichung (NREL 2014, berechnet mit der *pvlb* Holmgren u. a. 2018a, eigene Berechnung, eigene Darstellung). 108

- 4.8. Alle Farbskalen in Grad. Die optimale Ausrichtung in Grad (Süd=180°) eines PV-Moduls (oben links) und die optimale Neigung in Grad (Mitte links) berechnet mit dem *coastdat2*-Wetterdatensatz und der *pvl* sowie die optimale Neigung über den Breitengrad berechnet (unten links). In der rechten Spalte die Abweichung des optimalen Azimuthwinkels zur Südausrichtung (oben rechts), sowie die Abweichung der optimalen Neigung zur Berechnung nach Breitengrad (Mitte rechts) und zu einer mittleren Neigung von 36,5° (unten rechts) (eigene Berechnungen, eigene Darstellung). 110
- 4.9. Die Verringerung des Ertrags bei Abweichungen von der optimalen Ausrichtung. Der gekennzeichnete Bereich (Kasten) zeigt die maximale Abweichung, die sich ergeben kann, wenn für ganz Deutschland die selbe optimale Ausrichtung statt der jeweils lokal errechneten optimalen Ausrichtung genutzt wird. Innerhalb des Kastens sind die Einbußen im Vergleich zum maximal möglichen Ertrag bei optimaler Ausrichtung kleiner als 0,4% (eigene Berechnung, eigene Darstellung). 111
- 4.10. Die den Wetterdatensätzen zugeordneten Windzonen (Dlupal Software GmbH 2019, eigene Darstellung). 114
- 4.11. Verhältnis des vieljährigen Monatsabflusses zum vieljährigen Jahresabfluss (Pardé Koeffizient) für verschiedene Abflussregime im Referenzzeitraum 1969-1990 (IKSR 2018, S. 16). 115
- 4.12. Die nach *reegis* für ein bestimmtes Jahr angenommene Kraftwerksleistung für Photovoltaik (links) und Windkraft (rechts) verglichen mit der kontinuierlichen Zeitreihe von OPSD (2017b) und den Jahresendwerten des BMWi (2018b) (eigene Berechnungen, eigene Darstellung). 117
- 4.13. Die Volllaststunden von Windkraft- und Photovoltaikanlagen für 2012 und 2014 nach Bundesländern gemäß BDEW (BDEW 2014; BDEW 2016) und mit *reegis* berechnet (eigene Darstellung). 118

- 4.14. Die stündliche solare Einspeisung für einen Sommer- und einen Wintermonat aus dem Jahr 2014. Die OPSD Zeitreihen wurden aus den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber berechnet (OPSD 2017b). Bei den Jahressummen wurden zusätzlich die Daten des BMWi hinzugezogen (BMWi 2018b, eigene Darstellung). 119
- 4.15. Die stündliche Wind-Einspeisung für einen Sommer- und einen Wintermonat aus dem Jahr 2014. Die OPSD Zeitreihen wurden aus den Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber entnommen (OPSD 2017b). Bei den Jahressummen wurden zusätzlich die Daten des BMWi hinzugezogen (BMWi 2018b, eigene Darstellung). 120
- 4.16. Im Gegensatz zu Abbildung 4.15 werden hier beide Kurven auf die gleiche Jahressumme skaliert (eigene Darstellung). 120
- 4.17. Die Datenpunkte für die Verbrauchsregionen nach *open_eGo*. Ein hohe Punktdichte spiegelt eine hohe Anzahl von Datenpunkten wider, enthält aber keine Aussage über den Verbrauch (Hülk u. a. 2017, eigene Darstellung) 123
- 4.18. Der Vergleich des Entsoe-Profiles mit den Daten von Stromnetz Berlin für eine Winterwoche (links), eine Sommerwoche (Mitte) und für das ganze Jahr mit Wochenmittelwerten (rechts). Zur besseren Vergleichbarkeit der Profile sind die Daten auf die Jahressumme der regionalen Daten skaliert dargestellt und rechts zusätzlich in der unskalierten Variante (OPSD 2017b; StromnetzBerlin 2019, eigene Berechnungen, eigene Darstellung). 127
- 4.19. Der Entsoe-Lastgang im Vergleich zum synthetischen Lastgang aus dem *open_eGo*-Ansatz für eine Winter- und eine Sommerwoche im Jahr 2014. Beide Lastgänge sind skaliert auf den Jahresverbrauch von 523 TWh des BMWi (2018c)(Hülk u. a. 2017; OPSD 2017b, eigene Berechnungen, eigene Darstellung). 128

- 4.20. Geglättete Profile an zwei Mittwochen im Winter (links) und Sommer (rechts) aus dem Jahr 2014 (BDEW 2017; OPSD 2017b, eigene Berechnung, eigene Darstellung). . . . 129
- 4.21. Die Monatsmittelwerte des Entsoe-Profiles schwanken bis zu 8 % um ihren Mittelwert, während das Standardlastprofil nur maximal einen halben Prozent abweicht (BDEW 2017; OPSD 2017b, eigene Berechnung, eigene Darstellung). 130
- 4.22. Die Anteile der einzelnen Sektoren am Gesamtverbrauch in den Bundesländern (links) und die Monatsmittelwerte der daraus resultierenden Profile (BDEW 2017, eigene Berechnung, eigene Darstellung). 131
- 4.23. Anteil eines Bundeslandes am Strombedarf und der Deckung des Wärmebedarfs aus Fernwärme im Vergleich zum Bevölkerungsanteil (LAK 2018; BKG 2019, eigene Darstellung). 135
- 4.24. Der Anteil der bestimmbaren Fernwärme (FW) und der Anteil der Bevölkerung (EW) in zwei Unterregionen von Baden-Württemberg. Ein knappes Fünftel der Fernwärmeleistung konnte nicht zugeordnet werden (LAK 2018, LBW 2014, eigene Berechnung, eigene Darstellung). . . . 136
- 5.1. Die vier in *deflex* hinterlegten Regionszuschnitte für mögliche Deutschlandmodelle. 141
- 5.2. Unterschiedliche Versuche, die Netzregionen geographisch festzulegen: Grüne Linien nach der Veröffentlichung der FfE (Christoph Pellingner 2013), rote Linien nach der Dissertation von Wiese (2015) und graue Flächen nach einer Skizze der Übertragungsnetzbetreiber (TSO 2009, eigene Darstellung). 144
- 5.3. Schematische Darstellung einer Region im Deutschlandmodell *deflex*. Die Buchstaben „A“ und „B“ weisen darauf hin, dass es je nach Region eine Vielzahl dieser Komponenten gibt. 145

- 5.4. Schematische Darstellung des verwendeten *berlin_hp* Modells. Der Buchstabe „A“ weist darauf hin, dass es mehrere Komponenten diesen Typs gibt. 152
- 5.5. Abgebildete Fernwärmenetze in Berlin entlang der Blockgrenzen (SenStadt 2019b, eigene Darstellung). 152
- 5.6. Berlin (orange) innerhalb des de21-Modells. Beim de22-Modell wird Berlin zur Region DE22. Die Region DE01 verkleinert sich damit um dieses Gebiet (eigene Darstellung). 159
- 6.1. Anteil des Imports am Stromverbrauch in Berlin (ASBB 2017, eigene Darstellung) 168
- 6.2. Vergleich des Fernwärmebusses der verbleibenden Region DE01, nachdem Berlin herausgenommen wurde. Unten links direkt mit *reegis* berechnet, unten rechts nachträglich herausgerechnet. Die vorherigen Regionen Berlin (oben rechts) und DE01 (oben links) für drei beispielhafte Tage im Januar 2014. 170
- 6.3. Genutzte Primärenergie und importierte Strommenge in Berlin aus den Ergebnissen der verschiedenen Modellvarianten für 2014. 172
- 6.4. Zeitreihen des Ressourcenverbrauchs, des Stromimports und des Wärmebedarfs in Berlin im Vergleich zwischen den Modellen *berlin_deflex*, *de22* und *berlin_up_deflex*. 175
- 6.5. Übertragungskapazitäten der Übertragungsleitungen im de22Modell (oben) und die Stunden, an denen mehr als 90% Auslastung im Basisszenario 2014 besteht (unten). Da die Region DE22 mit einer unbegrenzten Leitung mit Region DE01 verbunden ist, wurde sie hier zugunsten einer besseren Übersicht weggelassen (eigene Berechnungen, eigene Darstellung). 178

- 6.6. Die jährliche Netto-Energiemenge, die im de22-Modell (2014) über die Ersatzleitungen geflossen ist (oben). Der Pfeil zeigt die Netto-Richtung an, zeitweise kann der Fluss aber auch entgegengesetzt fließen. Unten ist die prozentuale Differenz zwischen dem gekoppelten Modell gegenüber dem de22-Modell zu sehen. 179
- 6.7. Die im Jahr 2014 exportierte Strommenge in GWh aus Modellhagen bei veränderten Anteilen von Windkraft (w) und Photovoltaik (pv) (links) und die entsprechenden Monatssummen für die Extremfälle mit 0 MW Windkraft und 68 MWp PV (Mitte) und 39 MW Windkraft und 0 MWp PV (rechts). Die installierten Leistungen decken immer die bilanzielle Last. 183
- 6.8. Zwei Hauptszenarien jeweils mit dem Basis-Heizungsbestand oder einem 20 %-igen Anteil an Wärmepumpen, verglichen mit den Basismodellen. Innerhalb der Szenarienblöcke wird der Anteil von Windkraft und PV mit dem Faktor 1, 1,5 und 2 multipliziert. 184
- 6.9. Import von Emissionen durch Stromimport aus dem Upstream-Modell im Vergleich zur Verdrängung von Emissionen durch den Export von Strom aus erneuerbaren Quellen für unterschiedliche Anteile an Erneuerbaren Energien im Upstream-Modell (Spalten) und unterschiedliche Bewertungsmethoden (Zeilen). 186

Tabellenverzeichnis

3.1. Übersicht über verwendete Python-Bibliotheken, zu denen eine Abhängigkeit besteht.	61
4.1. Fehlende Geometrien beim „renewable“ Datensatz in der Originalversion und nach der Anwendung von Umrechnungs- und Näherungsmethoden in <i>reegis</i>	93
4.2. Verwendete Größen aus dem CoastDat2-Modell.	102
4.3. Die wichtigsten genutzten Teilmodelle bei der Berechnung der PV-Einspeisung mit der <i>pvlib</i>	108
4.4. Die wichtigsten genutzten Teilmodelle bei der Berechnung der Einspeisung aus Windkraft mit der <i>windpowerlib</i>	113
4.5. Zuordnung der Anlagentypen zu den Windzonen aus Abbildung 4.10.	113
4.6. Vergleich von <i>open_eGo</i> mit den statistischen Daten des Länderarbeitskreises Energiebilanzen LAK. Für die Berechnung der prozentualen Abweichung wird die Differenz durch den Wert des LAK geteilt. Die <i>open_eGo</i> -Daten wurden auf die Jahressumme der statistischen Daten skaliert. (LAK 2019, OEP 2019, eigene Berechnung).	126
5.1. Genutzte Daten der einzelnen Objekte im <i>deflex</i> -Modell. Alle Zeitreihen sind Stundenwerte.	149
5.2. Verwendete Daten.	155

6.1. Vergleich der modellierten Regionen. Die angegebenen Daten für Modellhagen und Berlin (hp) stammen aus den Recherchen und Berechnungen, die speziell für das <i>berlin_hp</i> Modell getätigt wurden, die Daten für Berlin (de22) und DE01 (de21) stammen direkt aus dem <i>regis</i> Datenmodell. Dadurch kommt es zu unterschiedlichen Werten für Berlin.	168
6.2. Unterschiede im Berliner Kraftwerkspark zwischen <i>deflex</i> und <i>berlin_hp</i>	177
A.1. Wärmebereitstellung nach Netzen in Baden-Württemberg und aufgeteilt nach den Modellregionen DE11 und DE12 in GWh/a. Die Gesamtsumme ist der Energiebilanz für Baden-Württemberg entnommen (LBW 2014; LAK 2018).	214
A.2. Kraftwerkspark in Berlin (Recklinghausen 2016 und eigene Recherche).	215
A.3. Kraftwerkspark in Berlin (Fortsetzung).	216
B.1. Rechnerspezifikationen.	217
B.2. Lösungszeiten für das vollständige Lösen verschiedener Szenarien mit Rechner 2 unter Benutzung der Solver <i>gurobi</i> und <i>cbc</i>	219

Nomenklatur

API	application programming interface, Programmschnittstelle
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur (www.bundesnetzagentur.de)
CBC	COIN Branch and Cut Solver, offener Solver des COIN-OR Projektes
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Program der Internationalen Energieagentur
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GLPK	GNU Linear Programming Kit
IEA	Internationale Energieagentur
LP	Linear Programming (Lineare Optimierung)
MILP	Mixed-Integer Linear Programming (Gemischt-ganzzahlige Programmierung)
OPSD	Open Power System Data, Datenprojekt zur Erstellung von definierten Datenpaketen aus uneinheitlichen Primärquellen
PV	Photovoltaik
WEA	Windenergieanlage