

**Netzebenenübergreifendes Planungsinstrument
— zur Bestimmung des optimalen Netz- und
Speicherausbaus in Deutschland —
integriert in einer OpenEnergyPlatform**



Projektabschlussbericht

Autoren:

Ulf Philipp Müller, Birgit Schachler, Wolf-Dieter Bunke, Julian Bartels, Martin Glauer, Clara Büttner, Stephan Günther, Editha Kötter, Ilka Cußmann, Ludwig Hülk, Malte Scharf, Till Mossakowski, Jochen Wendiggensen

unter Mitwirkung von:

Guido Plessmann, Jonathan Amme, Martin Söthe, Katharina Esterl, Eva Wiechers

Verbundkoordination:

Prof. Dr. Jochen Wendiggensen
Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES)
Hochschule Flensburg – University of Applied Sciences

Projektpartner:

Europa-Universität Flensburg
Reiner Lemoine Institut gGmbH
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e.V.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

April 2019

Abschlussbericht:

open_eGo - Netzebenenübergreifendes Planungsinstrument - zur Bestimmung des optimalen Netz- und Speicherausbaus in Deutschland - integriert in einer OpenEnergyPlatform

Förderkennzeichen:

0325881 (A-E)

Projektträger:

Projektträger Jülich - Forschungszentrum Jülich GmbH (PtJ)

Projektzeitraum:

01.08.2015 – 31.10.2018

Impressum:

Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES)
Hochschule Flensburg – University of Applied Sciences
Kanzleistraße 91-93
24943 Flensburg
www.hs-flensburg.de

Forschungsergebnisse Ausgabe 8

ISSN: 2196-7164 (Online Version)

Projekthomepage:

openegoproject.wordpress.com

Lizenz:

Für jeden Inhalt und Grafiken gilt – soweit nicht anders gekennzeichnet die:



Creative Commons - Namensnennung - Weitergabe unter gleichen Bedingungen 3.0 Deutschland (CC BY-SA 3.0 DE)

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325881 (A-E) gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Zusammenfassung

Die Entwicklung und Modellierung des zukünftigen deutschen Energiesystems ist durch eine Vielzahl von Akteuren und intransparenten Modellen geprägt. Darüber hinaus dominieren einerseits netzebenenspezifische Netzausbauplanungen und andererseits allgemeine Energiesystemmodelle den Planungsprozess der Energiewende. Das Ziel des Forschungsprojekts *open_eGo* bestand darin, ein transparentes, netzebenenübergreifendes Planungsinstrument auszuarbeiten, welches volkswirtschaftlich optimalen Netz- und Speicherausbau für Deutschland bestimmen kann und im Zusammenspiel mit einer offenen Energiesystemmodellierungsplattform fungiert. Die um das Netzplanungsinstrument *eGo* herum geschaffene Open-Source-Tool-Landschaft kann alle Spannungsebenen in Deutschland modellieren, die grundsätzlichen Funktionsweisen des Strommarktes unter Berücksichtigung des physikalischen AC-Lastflussverhaltens simulieren und gleichzeitig Netz- und Speicherausbau integriert optimieren. Des Weiteren ermöglicht die im Projekt entwickelte OpenEnergyPlattform eine systematisierte, modellübergreifende Nutzung offener Energiedaten.

Das geschaffene Datenmodell umfasst offene Netzmodelle für die Höchstspannungs- und Hochspannungs- sowie Mittelspannungs- und Niederspannungsebene. Grundlegend basieren diese Netzmodelle auf einer geografisch hochaufgelösten Verteilung von Erzeugung und Verbrauch. Diese Erzeuger und Verbraucher weisen ein stündlich variierendes Verhalten innerhalb verschiedener Szenariojahre auf. Drei wesentliche Szenarien wurden entwickelt, die in erster Linie den gegenwärtigen (*Status Quo*-Szenario) und zukünftigen (*NEP 2035-* und *eGo 100*-Szenario) Kraftwerkspark darstellen. Die Netztopologie der Höchst- und Hochspannungsebene wird im Wesentlichen aus OpenStreetMap-Daten mittels des Tools *osmTGmod* erstellt. Mit Hilfe von Annahmen zu den elektrischen Eigenschaften der Betriebsmittel und einer Zuordnungsmethode von Verbrauch und Erzeugung zu adäquaten Netzverknüpfungspunkten wird ein Netzmodell geschaffen, welches als Basis für wirtschaftliche Optimierungen als auch lineare und nicht-lineare AC-Lastflussberechnungen dient. Dieses Modell umfasst die Gesamtheit des Verbrauchs und der Erzeugung. Ein- bzw. Ausspeiser der unteren Spannungsebenen sind als Aggregate an der Hochspannungsebene angeschlossen.

Zur Abbildung der Mittel- und Niederspannungs-Netztopologien wurde aufgrund mangelnder Datenlage (u.a. der OpenStreetMap-Daten) das Tool *ding0* zur syn-

thetischen Generierung der Netztopologien erstellt. *ding0* ist in der Lage, ländliche und suburbane Netzstrukturen, welche den örtlichen Verbrauchs- und Erzeugungsgegebenheiten angepasst sind, zu generieren. Hierfür wird bezüglich der Mittelspannungs-Netztopologien im Wesentlichen ein Routing Algorithmus verwendet, während im Falle der Niederspannungsnetze Referenznetze die Grundlage bilden.

Mit Hilfe der Netzmodelle können die entwickelten Netzplanungsinstrumente *eTraGo*, *eDisGo* bzw. *eGo* umfangreiche Simulations- und Optimierungsrechnungen zur Beantwortung diverser Fragestellungen durchführen.

Das Tool *eTraGo* zur Optimierung von Netz- und Speicherausbau auf Höchst- und Hochspannungsebene verwendet im Kern das ebenfalls offene Tool *PyPSA*. Hier finden insbesondere die lineare Leistungsfluss-Optimierung (LOPF) als auch nicht-lineare Lastflussberechnungen Anwendung. Unter Berücksichtigung technischer Nebenbedingungen werden sowohl der Kraftwerkseinsatz als auch Investitionsentscheidungen (Netz und Speicher) kostenminimal bestimmt und resultierende Wirk- und Blindleistungsflüsse modelliert. Räumliche und zeitliche Komplexitätsreduktionsmethoden erlauben umfassende Optimierungsrechnungen in diversen Auflösungen und Rechenzeiten.

Zur Bestimmung des Netzausbau- und -verstärkungsbedarfs in Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen (Speicherintegration und Abregelung) dient die Software *eDisGo*. Aufgrund des im Projekt gewählten Top-Down-Ansatzes ist der Fokus des Tools die möglichst optimale Umsetzung der Vorgaben aus den darüberliegenden Netzebenen bezüglich Abregelung und Speicherausbau zur Minimierung des Netzausbaubedarfs. Zu diesem Zweck werden heuristische Verfahren bereitgestellt. Netzausbaukosten werden auf Basis eines automatisierten Verfahrens zur Netzverstärkung ermittelt.

Die Integration der beiden Planungsinstrumente *eTraGo* und *eDisGo* liefert das Tool *eGo*. Dementsprechend stellt die Schnittstelle zwischen der Hochspannung- und Mittelspannungsebene die wesentliche Funktion des Tools dar. Des Weiteren liefert *eGo* eine komplexitätsreduzierende Methode zum Clustern von Mittelspannungsnetzen, um ausgehend von der Berechnung repräsentativer Netze deutschlandweite Ergebnisse für alle Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze abzuleiten. Letztlich lassen sich Netz- und Speicherausbaukosten für alle Spannungsebenen bestimmen und auswerten.

Für ein zukünftiges Energiesystem mit einer erneuerbaren Stromproduktion von 100% beläuft sich für die Höchst- und Hochspannungsebene der ko-optimierte deutschlandweite Netz- und Speicherausbau auf 114 GVA bzw. 14 GW. Die Speicherintegration in der Mittelspannungsebene reduziert die dortigen Netzausbaukosten im

Mittel um 22%. Insgesamt werden die Netzausbaukosten in der Mittel- und Niederspannungsebene durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen (Abregelung und Speicherausbau) aber nur marginal gesenkt. Die Investitionskosten über alle Spannungsebenen betragen 18,6 Mrd. EUR für den Netz- und 11,1 Mrd. EUR für den Speicherausbau.

Um eine einfache Zusammenarbeit zwischen verschiedenen ModelliererInnen zu ermöglichen, bedarf es einer gemeinsamen Datenbasis und -schnittstelle. Zu diesem Zweck wurde mit der *OEDB* eine offene Datenbank für die Energiesystemmodellierung entwickelt. Neben dem Einspeisen verschiedener Datensätze wurden auch Kriterien für die Qualität und Dokumentation von Daten und Datensätzen erstellt. Diese Datenbank wird von allen im Projekt entwickelten Werkzeugen genutzt.

Mit der *OEP* wird ein Webservice bereitgestellt, der es ModelliererInnen ermöglicht, die Daten der *OEDB* abzurufen und ihre eigenen Daten auf dieser zur Verfügung zu stellen. Die Plattform bietet außerdem Möglichkeiten, diese Daten zu dokumentieren und durch Tag- und Suchfunktionen leicht auffindbar zu machen. Mit den entwickelten Factsheets bietet die Plattform auch einen Überblick über existierende Energiesystemmodelle, -frameworks und -szenarien.

Mitwirkende

Gedankt sei an dieser Stelle herzlich den zahlreichen Menschen, die die erfolgreiche Umsetzung des Projektes erst ermöglicht haben.

Seitens der am Projekt beteiligten Institute geht dieser Dank an die studentischen Hilfskräfte, PraktikantInnen, Bachelor- sowie Master-AbsolventInnen: Johanna Laußen¹, Mario Kropshofer¹, Hernan Felipe Torres Mejia¹, Mirco Hansen², Malte Scharf², Marlon Schlemminger², Kim Kanitz², Marius Vespermann², Manuel Linsenmeier³, Mohamed Abdelhafez³, Jonas Gütter³, Inga Löser³, Miguel Parada Contzen³, Marco Finkendei⁵, Tom Heimbrod⁵, Till Isenhuth⁵, Aeman Malik⁵, Johann Wagner⁵, Jorge Mario Vélez Gutiérrez⁴, Oriol Raventós Morera⁴, Omio Zahid⁴ und Wilko Heitkötter⁴. Ein besonderer Dank geht an die MitarbeiterInnen aller Projektpartner, die erfolgreich an der Realisierung des Projektes gearbeitet haben: Ilka Cußmann², Clara Büttner², Ulf Philipp Müller², Jochen Wendiggensen², Clemens Wingenbach¹, Simon Hilpert¹, Stephan Günther¹, Eva Wichters¹, Martin Söthe¹, Malte Scharf¹, Wolf-Dieter Bunke¹, Berit Müller³, Birgit Schachler³, Editha Kötter³, Jonathan Amme³, Guido Pleßmann³, Ludwig Hülk³, Jochen Bühler³, Matthias Resch³, Thomas Vogt⁴, Wided Medjroubi⁴, David Kleinhans⁴, Lukas Wienholt⁴, Carsten Matke⁴, Julian Bartels⁴, Martin Glauer⁵, Stephan Günther⁵ und Till Mossakowski⁵.

Des Weiteren geht unser Dank an die Community der *Open Energy Modelling Initiative (openmod)* und insbesondere an Tom Brown für seinen aktiven Austausch und Treffen mit dem Projektteam. Auch möchten wir uns bei allen wissenschaftlichen MitarbeiterInnen und externen Studierenden, die auf Basis unserer Veröffentlichung ihre Arbeiten anfertigten und ihre Erkenntnisse dem Projektteam zurückgespielt haben, bedanken.

Für die Betreuung des Projektes geht unser Dank an den PtJ, der in allen administrativen Fragen und Entscheidungen ein verlässlicher Partner war. Schließlich danken wir dem BMWi für die Finanzierung des Projektes.

¹ Europa-Universität Flensburg

² Hochschule Flensburg

³ Reiner Lemoine Institut

⁴ DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme

⁵ Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	I
Mitwirkende	IV
Abkürzungsverzeichnis	XIII
Abbildungsverzeichnis	XV
Tabellenverzeichnis	XIX
1 Einführung	1
1.1 Motivation und Ziele	1
1.2 Projektpartner	2
1.3 Stand der Wissenschaft und innovativer Ansatz	5
1.4 Aufbau des Projekts	9
2 Eine offene Datenbank und Plattform für die Energiesystemmodellierung	11
2.1 Anforderungsanalyse	11
2.2 OpenEnergyDatabase	12
2.3 OpenEnergyPlatform	14
2.3.1 Datensichten	14
2.3.2 Factsheets	18
2.3.3 API und Dialekt	19
2.4 Lizenzen	21
2.4.1 Lizenzwahl für Sourcecode	21
2.4.2 Lizenzwahl für Daten	25
3 Datengrundlage (exklusive Netzmodelle)	27
3.1 Szenarienerstellung	27
3.2 Technologieauswahl und installierte Leistungen	29
3.2.1 Erzeuger	29
3.2.2 Speicher	29
3.3 Kostenannahmen und -umrechnungen	30
3.3.1 Marginalkosten	31
3.3.2 Kapitalkosten	31

3.3.3	Annualisierung der Kapitalkosten	34
3.4	Räumliche Verteilung von Erzeugung und Verbrauch auf Netz- und Lastgebiete	35
3.4.1	Umspannwerke (HöS-HS und HS-MS)	36
3.4.2	Übertragungsnetzgebiete	38
3.4.3	Mittelspannungsnetzgebiete	38
3.4.4	Lastgebiete	40
3.4.5	Niederspannungsnetzgebiete	41
3.4.6	Verteilung des elektrischen Energiebedarfs	41
3.4.7	Verteilung der Konventionellen & Erneuerbare-Energie-Anlagen	42
3.5	Erstellung von Zeitreihen	45
3.5.1	Lastzeitreihen	45
3.5.2	Kraftwerkseinsatzzeitreihen	46
3.5.3	Wetterabhängige potentielle Einspeisezeitreihen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen	46
3.6	Kritische Betrachtung der Ergebnisse	50
3.7	Umsetzung und Anwendung in der Open-Source-Umgebung	52
4	Netzmodelle	55
4.1	Netzdatenmodell der HöS- und HS-Ebene	55
4.1.1	Modellierung der Netztopologie	55
4.1.2	Annahmen zu den elektrischen Betriebsmitteleigenschaften .	58
4.1.3	Zuordnung von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherdaten zum Netzmodell	59
4.1.4	Modellierung der Netzverbindungen zu Nachbarstaaten .	63
4.1.5	Kritische Betrachtung	65
4.1.6	Anwendung des Tools	67
4.2	Netzdatenmodell der MS- und NS-Ebene	67
4.2.1	Modellierung von Mittelspannungsnetzen	68
4.2.1.1	Methodische Kurzzusammenfassung	68
4.2.1.2	Zentrale Annahmen	69
4.2.1.3	Ermittlung der initialen Ringtopologie	70
4.2.1.4	Verbesserung der initialen Topologie	70
4.2.1.5	Erweiterung der initialen Topologie	71
4.2.1.6	Überprüfung der Netzbelastrung und etwaige Netzverstärkung	72
4.2.2	Modellierung von Niederspannungsnetzen	73
4.2.3	Kritische Betrachtung	75
4.2.3.1	Statistische Auswertung	76
4.2.3.2	Qualitative Auswertung	77

5 Wirtschaftliche und netzbetriebliche Optimierung auf HöS- und HS-Ebene	79
5.1 Optimierungsverfahren	80
5.1.1 Technische Nebenbedingungen der Optimierung	81
5.1.2 Speicherausbau	83
5.1.3 Netzausbau	84
5.1.3.1 Begrenzung des maximalen Ausbaus je Leitung . . .	85
5.1.3.2 Vorauswahl von Leitungen mit potentiellen Engpässen	85
5.1.4 Optionale globale Nebenbedingungen	87
5.1.5 Strategien zur Verbesserung der Lösbarkeit und Verringerung der Rechenzeit	88
5.2 Berücksichtigung von Blindleistung	90
5.2.1 Nicht-lineare AC-Lastflussberechnung	90
5.2.2 Anpassungen und Umsetzung in <i>eTraGo</i>	92
5.3 Komplexitätsreduktion	93
5.3.1 Räumliche Ansätze	93
5.3.1.1 K-Means-Clustering	93
5.3.1.2 eHV-Clustering	95
5.3.2 Zeitliche Ansätze	96
5.3.2.1 Snapshot Skipping	96
5.3.2.2 Snapshot Clustering	96
5.4 Anwendungsfälle	98
5.4.1 Optimaler Speicherausbau	98
5.4.1.1 Ergebnisse	99
5.4.1.2 Sensitivitätsanalyse	100
5.4.2 Optimaler Netz- und Speicherausbau	102
5.4.2.1 Ergebnisse <i>NEP 2035</i> -Szenario	102
5.4.2.2 Ergebnisse <i>eGo 100</i> -Szenario	103
5.4.3 Die Rolle der Hochspannungsebene	104
5.4.3.1 Methodik	104
5.4.3.2 Ergebnisse	105
5.4.3.3 Diskussion	107
5.4.4 Netzausbau nach dem Netzentwicklungsplan	108
5.4.4.1 Methodik	108
5.4.4.2 Ergebnisse	109
5.4.4.3 Diskussion	111
5.4.5 Simulation von Einspeisemanagementeinsätzen in Schleswig- Holstein	113
5.5 Kritische Betrachtung der Methodik und Ergebnisse	117
5.6 Anwendung des Tools	120

6 Wirtschaftliche und netzbetriebliche Optimierungsstrategien in MS und NS	123
6.1 Netzausbau	124
6.1.1 Bestimmung des Netzausbaubedarfs	124
6.1.2 Standard-Netzausbauvarianten	126
6.1.3 Berechnung der Netzausbaukosten	127
6.2 Abregelung	127
6.3 Speichereinsatz	130
6.4 Ergebnisse	133
6.4.1 Netzausbau	133
6.4.1.1 Ergebnisse für ein exemplarisches Mittelspannungsnetz	134
6.4.1.2 Ergebnisse für Gesamtdeutschland	136
6.4.2 Abregelung	137
6.4.2.1 Ergebnisse für ein exemplarisches Mittelspannungsnetz	138
6.4.2.2 Ergebnisse für Gesamtdeutschland	140
6.4.3 Speicherausbau	140
6.5 Diskussion der Methodiken und Ergebnisse	144
6.6 Anwendung des Tools	146
7 Synthese: Volkswirtschaftliche Optimierung des Gesamtsystems	149
7.1 Schnittstelle HS- und MS-Ebene	150
7.2 Komplexitätsreduktion in der Mittelspannungsebene	154
7.3 Netzebenenübergreifende Kostenberechnung	157
7.4 Ergebnisse	158
7.4.1 Spannungsebenenübergreifende Korrelationsanalysen	158
7.4.2 Netzebenenübergreifender Netz- und Speicherausbau	160
7.4.3 Sensitivitätsanalyse	164
7.5 Kritische Betrachtung der Methodik und Ergebnisse	168
7.6 Anwendung des Tools	171
8 Wissenschaftliche Verwertung	177
8.1 Eigenveranstaltete Workshops und Tutorials	178
8.1.1 Workshop zur Ausgestaltung der <i>OpenEnergyPlatform</i>	178
8.1.2 Workshops zur Transparenz und Reproduzierbarkeit	178
8.1.3 Workshop zur Methodik und Datengrundlage auf Höchst- und Hochspannungsebene	179
8.1.4 Workshop zur Methodik und Datengrundlage auf Mittel- und Niederspannungsebene	180
8.1.5 Tutorial und Workshop <i>OEP</i>	180
8.1.6 <i>open_eGo</i> -Abschlussworkshop	181

8.2	Beiträge auf Tagungen und Konferenzen	182
8.2.1	Beteiligung an der Open Energy Modelling (openmod) Community und den zugehörigen Workshops	182
8.2.2	Beteiligung am Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse .	183
8.2.3	Etablierung einer Fachgruppe unter dem Dach der Arbeitsgemeinschaft Simulation (ASIM)	184
8.2.4	Weitere Beteiligungen an Konferenzen	184
8.3	Veröffentlichungen und studentische Arbeiten	186
8.3.1	Wissenschaftliche Publikationen	186
8.3.2	Poster	187
8.3.3	Studentische Arbeiten	187
8.3.4	Modell- und Datenveröffentlichungen	188
8.4	Projekexterne Verwertung	189
8.4.1	Projekt <i>open_FRED</i>	190
8.4.2	Projekt <i>SzenarienDB</i>	190
8.4.3	Projekt <i>Einsparzähler</i>	191
8.4.4	Projekt <i>BuergEN</i>	191
8.4.5	Factsheets: <i>MODEX</i> vom BMWi und <i>Horizon 2020</i>	191
8.4.6	Projekt <i>demandRegio</i>	192
8.4.7	Projekt <i>SimBench</i>	192
8.4.8	Weitere externe Verwertung	192
9	Fazit	195
10	Ausblick	201
Literaturverzeichnis		207
A	Anhang	i
A.1	Anhang nach Kapitel	i

Abkürzungsverzeichnis

ASIM	Arbeitsgemeinschaft Simulation
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
ding0	DIstribution Network GeneratOr
DLR-VE	DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e. V.
eDisGo	Electricity Distribution Grid Optimization
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Erneuerbare-Energie-Anlagen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
eGo	Electricity Grid Optimization
EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
eTraGo	Electricity Transmission Grid Optimization
FEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LOPF	linear optimal power flow
MS	Mittelspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
OEDB	OpenEnergyDatabase
oemof	Open Energy Modelling Framework
OEP	OpenEnergyPlatform

- ONS Ortsnetzstation
openmod Open Energy Modelling Initiative
OPSD Open Power System Data
OSM Open Street Map
osmTGmod Open Source German Transmission Grid Model
OVGU Otto-von-Guericke-Universität
PF power flow
PV Photovoltaik
PyPSA Python for Power System Analysis
renpass Renewable Energy Pathways Simulation System
RLI Reiner Lemoine Institut
SQL Structured Query Language
UW Umspannwerk
VNB Verteilnetzbetreiber
WKA Windkraftanlage
ZNES Zentrum für nachhaltige Energiesysteme
ÜNB Übertragungsnetzbetreiber

Abbildungsverzeichnis

2.1	Darstellung der Metadaten auf der <i>OEP</i>	15
2.2	Tabellendarstellung einer Kraftwerksliste.	17
2.3	Graphendarstellung einer Einspeisezeitreihe.	17
2.4	Kartendarstellung einer Kraftwerksliste.	18
2.5	Ausschnitt aus dem Überblick der Modell-Factsheets <i>OEP</i>	19
2.6	Nutzung der <i>OEP</i>	19
3.1	Betrachtete Netzebenen und deren Schnittstellen	36
3.2	Beispiel für die Erstellung von MS-Netzgebieten	39
3.3	Erstellung der Lastgebiete	40
3.4	BDEW-Standardlastprofile und industrielles Stufenprofil für eine exemplarische Woche	45
3.5	Wetterzellen der Einspeisezeitreihen	47
3.6	Geografische Verteilung der Onshore-Referenzanlagen	50
3.7	Bottom-Up-Methode der Lastzeitreihenerstellung im Vergleich zur ENTSOE-Last	52
4.1	Exogene Netzausbauzenarien nach dem NEP	58
4.2	Installierten Erzeugungsleistungen und Verbrauch je Mittelspannungsnetzgebiet (resp. Hochspannung (HS)-Mittelspannung (MS)-Umspannwerk (UW)) im Status Quo-Szenario.	61
4.3	Verteilung von installierten Leistungen im HöS-Netz.	62
4.4	Unterschiedliche denkbare Orte für unterirdische Wasserstoffspeicher mit Anschluss an das Stromnetz	62
4.5	Übersicht der Nachbarländer	63
4.6	Vergleich der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten.	66
4.7	Graphoperatoren	71
4.8	Entwicklung von MS-Netztopologien.	72
4.9	Leitungsbelastungen und Spannungsabweichungen vor und nach Netzverstärkung	73
5.1	<i>eTraGo</i> : Funktionsweise und Einordnung in die Tool-Landschaft.	79
5.2	Abweichungen des Netzausbau mit Vorauswahl von Leitungen mit potentiellen Engpässen	87

5.3	Exemplarische Visualisierung des EM-Algorithmus	94
5.4	Netzmodell in Deutschland vor und nach dem eHV-Clustering	96
5.5	Eingespeiste Solarleistung normiert auf die Kapazität für jede Stunde des Jahres	97
5.6	Räumliche Verteilung des Speicherausbau	99
5.7	Sortierte Jahresdauerline je Speichertechnologie.	100
5.8	Speicherfüllstand im Jahresverlauf je Speichertechnologie	100
5.9	Räumliche Verteilung des Speicherausbau bei einem EE-Anteil von 67%.	101
5.10	Räumliche Verteilung von Netz- und Speicherausbau im <i>NEP 2035</i> -Szenario.	103
5.11	Räumliche Verteilung von Netz- und Speicherausbau im <i>eGo 100</i> -Szenario.	104
5.12	Abweichungen im Kraftwerkseinsatz zwischen Ansatz A und B . . .	106
5.13	Mittlere Leitungsauslastung für Ansatz A und B in %	107
5.14	Räumliche Verteilung von Speicherausbau-Kapazitäten in MW für Ansatz A und B	107
5.15	Ermittelter Ausbaubedarf der Leitungen des NEP im Vergleich zu der geplanten Übertragungskapazität	109
5.16	Ermittelter Ausbaubedarf der Leitungen des NEP im Vergleich zu der geplanten Übertragungskapazität mit minimalem Anteil EE	110
5.17	Modellierten Abschaltungen (nach EinsMan) im Vergleich zur Referenzzeitreihe	115
5.18	Verteilung des Prognosefehlers.	116
5.19	Regionale EinsMan-Abschaltungen (Must-Run-Szenario).	117
6.1	<i>eDisGo</i> : Funktionsumfang und Einordnung in die Tool-Landschaft .	123
6.2	Angewendete Netzausbaumaßnahmen	126
6.3	Verwendeter linearer Zusammenhang zur Zuweisung der abzuregeln den Leistung	129
6.4	Veranschaulichung der Ermittlung der Speichergröße, welche die maximale Leitungsbelastung des betrachteten MS-Abgangs minimiert .	132
6.5	MS-Netztopologie des exemplarischen Mittelspannungsnetzes für die Szenarien <i>Status Quo</i> und <i>NEP 2035</i>	134
6.6	Maximale Leitungsbelastungen und Spannungsabweichungen vor und nach Netzverstärkung	135
6.7	Netzausbaukosten für Betriebsmittel in der MS sowie die MS-NS-Umspannebene	136
6.8	Vergleich von gesamtdeutschen Netzausbaukosten	137

6.9	Absolute Häufigkeitsdichten der Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen	139
6.10	Gesamtdeutsche Netzausbaukosten	140
6.11	Kumulierte Last und Erzeugung in dem betrachteten MS-Netzgebiet	141
6.12	Ermittelte Speicherstandorte und -größen	142
6.13	Leitungsbelastung am UW der beiden MS-Abgänge, in denen Speicher integriert wurden, für verschiedene Speichergrößen	142
6.14	Leitungsbelastungen und Spannungsabweichungen vor sowie nach Speicherintegration	143
7.1	Übersicht der Modell-Integration von <i>open_eGo</i>	149
7.2	Abschnitt des Übertragungsnetzes mit einem beispielhaften MS-Netz und der entsprechenden HS-MS-Umspannstation	151
7.3	Exemplarische Darstellung der Disaggregation von Speichern	152
7.4	Relative Abweichung der berechneten Netzausbaukosten je Clustergröße	156
7.5	MS-Netz Cluster für Auswahl von repräsentativen Netzen	157
7.6	Netzgebietbezogener <i>Pearson</i> Korrelationskoeffizient zwischen Engpässen der HS- und HöS-Ebene	160
7.7	<i>Pearson</i> Korrelationskoeffizient zwischen Engpässen der MS- und HS-Ebene für MS-Netzgebiete mit stark ausgeprägten Engpässen	160
7.8	Netz- und Speicherausbau eines repräsentativen MS-Netz	163
7.9	Netz- und Speicherausbaukosten für alle Spannungsebenen	164
7.10	Beispiel der <i>eGo</i> -Objektinitialisierung	174
7.11	Übersicht des Objektaufbaus des Tools <i>eGo</i>	174
7.12	Beispiel iplot der Gesamtergebnisse von <i>eGo</i>	175
9.1	Räumliche Verteilung von Netz- und Speicherausbau im <i>eGo 100</i> -Szenario.	198
9.2	Netz- und Speicherausbaukosten für alle Spannungsebenen	199

Tabellenverzeichnis

2.1	Relevante Copyleft-Lizenzen	22
2.2	Relevante Non-Copyleft-Lizenzen	23
2.3	Vergleich der Lizenztypen für Projektsoftware in <i>open_eGo</i>	24
2.4	Lizenzierung in anderen Open-Source-Projekten.	24
3.1	Charakterisierung der Szenarien nach Schlüsselparametern	28
3.2	Installierte Erzeugungskapazitäten pro Szenario	29
3.3	Installierte Speicherkapazitäten pro Szenario	30
3.4	Zusammenstellung der technischen Annahmen für Batterie-, Wasserstoff- und Pumpspeicher	31
3.5	Exogene Annahmen der Marginalkosten nach Energieträger/Erzeugung und Szenario	31
3.6	Exogene Annahmen zu den Netzausbaukosten in der MS und NS . .	32
3.7	Exogene Annahmen zu den Netzausbaukosten in der HöS-HS-Ebene	32
3.8	Exogene Annahmen zu den Speicherausbaukosten pro Szenario . .	33
3.9	Parameter der Annualisierung pro Szenario	35
3.10	Annualisierte Kosten pro Szenario	35
3.11	Abstraktionsprozess zur Herleitung der Höchstspannung (HöS)- und HS-UW basierend auf OpenStreetMap (<i>OSM</i>)-Daten [1].	37
3.12	Zuordnung der Generatoren zur Spannungsebene sowie Gesamtkapazitäten pro Spannungsebene für Deutschland	42
3.13	Anteil der Onshore-Referenzanlagen nach Szenario	48
3.14	Technische Parameter der Onshore-Referenzanlagen	49
3.15	Korrekturfaktoren und Vollaststunden der Wind-Referenzanlagen .	49
4.1	Qualität von OSM-Daten und deren Berücksichtigung in Netzmodellen je Spannungsebene [2].	56
4.2	Überblick über das resultierende Netzmodell der HöS- und HS-Ebene	57
4.3	Elektrische Parameter für über- und unterirdische Stromleitungen der HöS- und HS-Ebene	58
4.4	Annahmen zum Zusammenhang zwischen installierter Kraftwerksleistung und Netzebenenanschluss	60
4.5	Zuordnung der Niederspannungsnetzgebiete zu Netzklassen	74
4.6	Vergleich von Modellwerten für Betriebsmittel mit realen Werten .	76

4.7	Mediane bzw. Mittelwerte untersuchter Variablen für entsprechende MS-Netz-Datensätze	77
5.1	Abweichungen der Rechnungen mit Vorauswahl von ausbaufähigen Leitungen	86
5.2	Relativer Unterschied der jährlichen Systemkosten zwischen Ansatz A und B in den verschiedenen Szenariovarianten	105
5.3	Zusammenstellung der Ergebnisse der Berechnungen des Netzausbau nach dem NEP.	110
5.4	Fehler und Pearson-Korrelation je Szenarien.	115
5.5	Basis-Einstellungsmöglichkeiten von <i>eTraGo</i>	122
6.1	Verwendete Skalierungsfaktoren für die Betriebsfälle Starklastfall und Rückspeisefall	124
6.2	Verwendete Spannungsbandaufteilung	125
6.3	Verwendete zulässige Betriebsmittelbelastungen im ungestörten Betrieb	125
6.4	Verwendete Standardbetriebsmittel für Netzverstärkungsmaßnahmen	127
6.5	Rahmenparameter der verglichenen Szenarien.	137
7.1	Vergleich der Netzausbaukosten je Szenario für die MS- und NS-Ebene im Rahmen von Rechnungen mit 20 Clusternetzen	161
7.2	Vergleich der Netzausbaukosten je Szenario für die MS- und NS-Ebene im Rahmen von Rechnungen mit 600 Clusternetzen	162
7.3	Überblick der netzebenenübergreifenden Ausbaukosten für die entwickelten Grundszenarien.	166
7.4	Überblick der netzebenenübergreifenden Ausbaukostenveränderungen für diverse Sensitivitäten	167
7.5	Übersicht der <i>eGo</i> -Einstellungsparameter	174
A.1	Investitionskosten nach Energieträger pro Szenario	i
A.2	Übersicht der Dataprocessing Skripte	iv

1 Einführung

Das Projekt *open_eGo* wurde über einen Zeitraum von drei Jahren und drei Monaten zwischen dem 01.08.2015 und dem 31.10.2018 bearbeitet. In diesem Zeitraum förderte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) das Projekt im Rahmen der Förderinitiative „Optimierung der Stromversorgungssysteme“ mit insgesamt ca. 1,8 Mio EUR. Im Folgenden werden einleitend die Motivation und Ziele des Projekts erläutert sowie die Projektpartner vorgestellt. Darüber hinaus wird der übergeordnete Stand der Wissenschaft und der sich daraus ableitende innovative Ansatz des Projekts beschrieben. Die in diesem Sinne gewählte allgemeine Vorgehensweise, aus der sich auch der Aufbau des Berichts ableitet, ist im Unterkapitel 1.4 dargelegt.

1.1 Motivation und Ziele

Das Projekt *open_eGo* dient der Erstellung eines transparenten, netzebenenübergreifenden Planungsinstruments zur Ermittlung volkswirtschaftlich günstiger Netzausbauzenarien unter Berücksichtigung alternativer Flexibilitätsoptionen wie z.B. dem Einsatz von Speichern oder Redispatch-Maßnahmen. Die Entwicklung des Planungsinstruments *eGo* (Akronym für *electricity Grid optimization*) erfolgte auf einer öffentlich zugänglichen virtuellen Forschungsplattform, der *OEP* (Akronym für *OpenEnergyPlatform*), die ebenfalls im Rahmen des Projekts entwickelt worden ist. Diese Forschungsplattform zielt dabei auch darauf ab, Akteuren der Energiewende einen Baustein zur Partizipation bereitzustellen.

Innerhalb des Projektes werden aktuelle Probleme der Netzausbauplanung, die im Zusammenhang mit der Energiewende stehen, aufgegriffen und mit einer effizienten Nutzung von Ressourcen im Bereich der Energiesystemmodellierung verknüpft. Das deutsche Stromnetz wird von über 800 verschiedenen Netzbetreibern bewirtschaftet. Die daraus resultierende Vielzahl von Interessen steht im Spannungsfeld mit den volkswirtschaftlichen Herausforderungen der Energiewende, die eine ganzheitliche Netzplanung erfordern. Zu Projektbeginn fehlte es jedoch an einem geeigneten Netzausbauinstrument, das eine volkswirtschaftlich optimale Nutzung von Flexibilitätsoptionen auf verschiedenen Ebenen berücksichtigen kann.

Der Bereich Energiesystemanalyse und -modellierung ist gegenwärtig von proprietärer Modellentwicklung und intransparentem Umgang mit verwendeten Eingangsdaten geprägt. In Bezug auf Forschung, die die Netzausbauplanung betrifft, führt dies zu einem Mangel an Transparenz und Partizipationsmöglichkeiten interessierter Akteure. Durch die Entwicklung der öffentlich zugänglichen virtuellen Forschungsplattform *OEP* werden Transparenz, Partizipation und die Bündelung der eingesetzten Ressourcen erzielt.

Die Entwicklung des Netzplanungsinstrumentes *eGo* auf dieser Plattform wurde mit dem Ziel verfolgt, ebendiese Attribute auf einen Grundpfeiler der Energiewende, nämlich die Netzausbauplanung, zu übertragen. Es ist somit ein Werkzeug geschaffen worden, welches von allen Akteuren genutzt werden kann und die verwendete Datengrundlage für die Berechnungen offenlegt. Dies zielt darauf ab, die Beteiligung am gesellschaftlichen Prozess der Energiewende zu steigern. Insgesamt werden durch das geschaffene netzebenenübergreifende Netzplanungsinstrument neue Optionen für eine volkswirtschaftlich optimal ausgestaltete Netzausbauplanung sichtbar gemacht und durch die erweiterten Beteiligungsoptionen die Akzeptanz der Energiewende gefestigt.

1.2 Projektpartner

Das Projekt *open_eGo* wurde in Kooperation von vier Forschungsinstituten bzw. Hochschulen erarbeitet und durchgeführt. Die Verbundkoordination erfolgte durch das Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES) seitens der Hochschule Flensburg. Im Folgenden werden die einzelnen Projektpartner kurz vorgestellt.

Zentrum für nachhaltige Energiesysteme - Hochschule und Europa-Universität Flensburg

Das ZNES ist ein interdisziplinäres Forschungs- und Entwicklungszentrum der Hochschule Flensburg und Europa-Universität Flensburg. Das Zentrum hat sich die Erforschung, Entwicklung und Implementierung dauerhaft umwelt- und klimaverträglicher Energiesysteme und Energietechnologien zum Ziel gesetzt. Die Hochschule liefert im ZNES primär die energietechnischen Kompetenzen aus den Bereichen Elektro-, Regelungs-, Kraftwerks- und Regenerative Energietechnik. Komplementär liegt der Fokus der Universität vor allem im Bereich der energiewirtschaftlichen Fragestellungen. Im Bereich der herkömmlichen Netzberechnung stehen den Hochschulen einschlägige Software wie *SINCAL*, *NEPLAN*, *PowerFactory* und *Matlab Simulink* zur Verfügung, welche in Lehre und Forschung genutzt werden.

Wie viele der bisherigen Arbeiten wurde auch das Forschungsprojekt *open_eGo* in enger Verzahnung der beiden Hochschulen durchgeführt. Dabei konnte von Erfahrungen vorangegangener Projekte und Arbeiten profitiert werden, da am ZNES bereits verschiedene Open-Source-Modelle (mit-)entwickelt und angewandt wurden. Dazu zählen unter anderem das offene Simulationsmodell Renewable Energy Pathways Simulation System *renpass*, Open Power System Data *OPSD* und das Open-Source-Energiesystemmodell Schleswig-Holstein *openMod.SH*. Weiterhin entwickelt das ZNES kooperativ das Open Energy Modelling Framework *oemof*.

Otto-von-Guericke Universität Magdeburg

Die Schwerpunkte des Lehrstuhls Formale Methoden und Semantik am Institut für intelligente kooperierende Systeme (IKS) der Otto-von-Guericke-Universität (OVGU) liegen im Bereich formale Methoden, Ontologien und räumliches Schließen. In diesem Rahmen werden größere Open-Source-Software-Projekte entwickelt. Im Rahmen der internationalen Open Ontology Repository Initiative arbeitet der Lehrstuhl auch an Standardisierung von zugehörigen Programmierschnittstellen (Application Programming Interfaces, APIs). Im Zuge des Förderprojekts *open_eGo* übernahm das IKS eine führende Rolle im Entwurf der offenen Energiedatenbank *OEDB* sowie der offenen Energieplattform *OEP* und war an diesen als Hauptentwickler beteiligt. Im Zuge der zahlreichen Projekttreffen und Teilnahmen an den Treffen der Open Energy Modelling Initiative (*openmod*) konnte das IKS tiefe Einblicke in die Modellierungs- und Entwicklungsprozesse der Energiesystemanalyse gewinnen. Die so erlangten Erkenntnisse konnten bereits im Zuge weiterer Projekte, wie *open_FRED* oder *SzenarienDB*, genutzt werden.

Reiner Lemoine Institut gGmbH

Das Reiner Lemoine Institut (RLI) ist ein gemeinnütziges, unabhängiges Forschungsinstitut mit Sitz in Berlin. Ziel des Institutes ist es, einen wissenschaftlichen Beitrag zu der langfristigen Umstellung des Energiesystems hin zu 100% erneuerbaren Energien zu leisten. Forschungsfelder sind dabei Transformation von Energiesystemen, Mobilität mit erneuerbaren Energien und Off-Grid Systems. Kernkompetenzen des RLI sind Energiesystemmodellierungen und Simulationen von erneuerbarer Energieversorgung in Hybridsystemen, in Mini-Grids und regionalen bis globalen Versorgungsnetzen.

Die MitarbeiterInnen engagieren sich institutsübergreifend für das Ziel, die Qualität und Transparenz von Energiesystemanalysen zu verbessern - sowohl in der

openmod als auch im eigenfinanzierten Vorhaben Open Energy Modelling Framework (*oemof*) sowie in den Förderprojekten *open_eGo*, *open_BEA*, *open_FRED*, *oemof_heat*, *SzenarienDB* und den EU-Projekten *REEEM* und *GRECO* werden Open-Data- und Open-Source-Lösungen erarbeitet, die die Transparenz von Daten, Modellen und Prozessen gewährleisten und fortlaufend verbessern.

Mit den Förderprojekten *open_eGo* und *Smart Power Flow* baute das RLI vertiefte elektrotechnische Expertise auf. Dies betrifft insbesondere die Modellierung und Optimierung von Verteilnetzen als auch deren Wechselwirkungen mit dem Übertragungsnetz. Der Einsatz und die optimierte Betriebsführung von Großbatterien im Verteilnetz wurden beforscht und konnten im Feldversuch validiert werden.

DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme

Das DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e. V. (DLR-VE) in Oldenburg ist mit seinen rund 150 MitarbeiterInnen ein rechtlich eigenständiges Institut. Es ist geplant, das Institut bis Ende des Jahres 2020 vollständig in das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. zu integrieren.

Das DLR-VE entwickelt Technologien und Konzepte für die zukünftige Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien. Im Fokus steht die Herausforderung, aus wetterabhängiger, dezentraler Erzeugung stabile und effiziente Energiesysteme zu gestalten. Dieser Transformationsprozess wird im Rahmen eines konsequenten D3-Ansatzes (D3 = Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung) erforscht.

Mit seinen Abteilungen Stadt- und Gebäudetechnologien, Energiesystemtechnologie und Energiesystemanalyse widmet sich das Institut systemorientierten Fragestellungen zur intelligenten und effizienten Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Betrachtet werden Systemebenen von der Einzelanlage über das „smarte“ Gebäude bis hin zu vernetzten Wohnquartieren und Städten. Zudem bewertet das Institut Energiesysteme auf nationaler und internationaler Ebene anhand eigenentwickelter Netzstrukturmodelle sowie mit den Methoden der Technologiebewertung und der Energiemeteorologie.

Die Abteilung *Energiesystemanalyse* verfolgt das Ziel, durch die Bereitstellung von detaillierter Orientierungswissen eine optimale Gestaltung von Energiesystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu ermöglichen. Hierzu werden die räumliche und zeitliche Variabilität sowie das Systemverhalten erneuerbarer Energien erforscht. Vor diesem Hintergrund werden energiemeteorologische Methoden für die Analyse und Vorhersage des Systemverhaltens erneuerbarer Energien erstellt, Potenziale von Technologien identifiziert und Handlungsempfehlungen erarbeitet sowie

Modelle, Methoden und Algorithmen für die Simulation von Netzen und Energiesystemen entwickelt.

1.3 Stand der Wissenschaft und innovativer Ansatz

Vor dem Hintergrund des erhöhten Netzausbaubedarfs, begründet einerseits durch die Energiewende, andererseits durch strukturelle Veränderungen wie beispielsweise der Liberalisierung der Energiemarkte, ist in den vergangenen Jahren die Bedeutung der Umsetzung und Planung von Netzausbau gestiegen. Dies, sowie die seit 2012 gemäß Energiewirtschaftsgesetz verpflichtende Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans (NEP), trägt dazu bei, dass Netzausbau in der Umsetzung und Planung vermehrt auch Teil öffentlicher Diskussionen ist. Diese Faktoren begründen auch die Vielzahl an Forschungsprojekten, die sich aktuell mit der Erstellung von Netzmodellen oder der Berechnung von Netzausbau befassen.

Im Folgenden wird zunächst auf die aktuell umgesetzte Netzausbauplanung eingegangen. Daraufhin werden mit *open_eGo* vergleichbare Projekte erläutert und die Alleinstellungsmerkmale des hier beschriebenen Forschungsprojekts dargelegt.

Grundlage für die **tatsächliche Netzausbauplanung** auf Ebene der Höchstspannung (HöS) ist der von den Übertragungsnetzbetreibern regelmäßig (aktuell zweijährig) erarbeitete NEP [3], der gemäß Energiewirtschaftsgesetz zu veröffentlichen ist. In einem mehrstufigen Verfahren werden hier zunächst aktuelle und zukünftige Marktsituationen identifiziert und daraufhin in Netzanalysen mögliche Überlastungen der Betriebsmittel und daraus resultierender Netzausbaubedarf nach dem NOVA-Prinzip ermittelt. Nach Prüfung der Notwendigkeit der Maßnahmen seitens der Bundesnetzagentur (BNetzA) erfolgt die Umsetzung des Netzausbaus, rechtliche Grundlage bilden das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und das Energieleitungs ausbaugesetz (EnLAG).

Die Umsetzung der Netzausbauplanung in den Verteilnetzen baut im Wesentlichen auf der des NEP auf. Die Netzbetreiber orientieren sich an den dort verwendeten Planungsrichtlinien. Mittels statischer Lastflussberechnungen in Programmen wie *SINCAL*, *NEPLAN* oder *INTEGRAL* bestimmen Worst-Case-Analysen die notwendigen Netzausbaumaßnahmen. Die zugrunde liegenden Methodiken sind beispielsweise in der dena-Verteilnetzstudie [4] sowie der vom BMWi beauftragten Verteilernetzstudie [5] dargelegt. Für die notwendigen Netzberechnungen werden in der dena-Verteilnetzstudie reale Netze der Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) verwendet (siehe [4]); die BMWi-Verteilnetzstudie greift auf Typ- bzw. Extremwertnetze des Netzgebietes E.On Bayern (siehe [5]) zurück. In beiden Fällen sind

die entstandenen Datenmodelle nicht öffentlich zugänglich. Zudem wird in beiden Studien vernachlässigt, wie Systemdienstleistungen, beispielsweise von elektrischen Speichern, aus dem Verteilnetz das Übertragungsnetz beeinflussen.

Dieses Vorgehen der Netzentwicklungsplanung weist **Kritikpunkte** auf, die in dem offenen netzebenenübergreifenden Tool *eGo* aufgegriffen werden. So werden in der Netzplanung proprietäre Netzmodelle verwendet, die zudem nach [6] nicht ausreichend dokumentiert sind. Im Gegensatz dazu entsprechen die hier erstellten Datenmodelle dem Open-Source- und Open-Data-Ansatz und werden öffentlich zugänglich gemacht. Die ausschließliche Bestimmung von Netzausbaumaßnahmen nach dem NOVA-Prinzip erlaubt keine neuen, flexiblen Lösungsstrategien. Auch die Vernachlässigung von Optionen wie Speicherausbau und Redispatch sind fraglich. In *eGo* können jedoch auch Flexibilitäten wie der Ausbau von Speichern in die Netzplanung einbezogen werden. In der Praxis sind die jeweiligen Netzbetreiber für die Ausbauplanung ihres Netzgebiets verantwortlich. Somit findet keine ganzheitliche Netzausbauplanung aller Netzebenen statt, was zu einer Überschätzung des Netzausbaubedarfs führen kann. Die netzebenenübergreifende Berechnung in *eGo* hingegen bestimmt Ausbaumaßnahmen in allen Netzebenen, die auch auf andere Spannungsebenen Auswirkungen haben, so wird eine ganzheitlich optimale Netzaubauplanung angestrebt.

In ähnlichen Forschungsprojekten werden **vergleichbare Netzmodelle und Planungstools** entwickelt. Dazu zählen beispielsweise *MONA 2030*⁶ oder *KonVenTrO*⁷, deren Forschungsziele ebenso eine ganzheitliche Betrachtungsweise von Netzausbau beinhalten. Das bereits abgeschlossene Projekt *MONA 2030* beschäftigte sich ebenfalls mit der netzebenenübergreifenden Planung von Netzausbau. Die dort entstandenen Methoden und Datenmodelle sind jedoch nicht öffentlich zugänglich. Das Projekt *KonVenTrO* entstand in Zusammenarbeit der Abteilung Verkehrslogistik des Fraunhofer IML und des Instituts für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft der TU Dortmund. Fokussiert werden dabei die Synergien bei der Optimierung von logistischen und elektrischen Transportnetzen. Dieser Ansatz stellt auch eine netzebenenübergreifende Behandlung dar, weist jedoch aufgrund der expliziten Betrachtung des Verkehrssektors deutliche Unterschiede zu der in *open_eGo* angewandten Methodik auf. Im Rahmen des vom DLR-VE geführten Open-Source- und Open-Data-Projektes *SciGRID*⁸ ist ein Übertragungsnetzmodell basierend auf Daten aus OpenStreetMap (*OSM*) erstellt worden, auf dessen Erfahrungen im *open_eGo*-Projekt aufgebaut wird. Das ebenfalls auf *OSM*-Daten basie-

⁶<https://www.ffe.de/themen-und-methoden/speicher-und-netze/521-merit-order-netzausbau-2030-mona-2030>

⁷https://www.ilm.fraunhofer.de/de/presse_medien/pressemitteilungen/projekt_konvetro.html

⁸<https://www.scigrid.de/>

rende Tool Open Source German Transmission Grid Model (*osmTGmod*), welches am Wuppertal Institut in Kooperation mit dem ZNES entwickelt wurde, eignet sich insbesondere aufgrund der verwendeten Heuristiken für eine Betrachtung der Hochspannung (HS)-Ebene. Diese wurde zu Projektbeginn allerdings nicht auf Basis von Open Data modelliert.

Weitere Projekte zur Optimierung von Netzausbau wie das von der RWTH Aachen entwickelte Tool *genesys*⁹, das Modell *REMix*¹⁰ des Deutschen Zentrums für Luft und Raumfahrt oder auch das Open-Source- und Open-Data-Projekt Renewable Energy Pathways Simulation System (*renpass*)¹¹ des ZNES verwenden keine Netztopologie, sondern abstrahieren das Netz auf den Kapazitätsaustausch zwischen einzelnen Regionen, die meist einem Land entsprechen. Eine Bestimmung von Netzausbaubedarf ist so nur zwischen den Regionen und nicht für die tatsächlichen Stromnetze möglich. Bei einer Berücksichtigung der Netztopologie wie im Projekt *ELMOD*¹² der TU Dresden entfällt die Betrachtung der Verteilnetzebene, zudem werden keine Daten veröffentlicht. Das Projekt *ANaPlan*¹³ vom Fraunhofer IEE umfasst die Entwicklung eines Tools zur automatischen Netzausbauplanung im Verteilnetz. Aufgrund der Verwendung von proprietären Daten sind die entwickelten Datenmodelle und Methodiken jedoch nicht frei verfügbar. Die Beschränkung auf die Verteilnetzebene ermöglicht zudem keine Wechselwirkungen derer mit dem Übertragungsnetz. Im Projekt *KoNeMaSim*¹⁴ der Universität Duisburg-Essen wird die Kopplung der für die Netzplanung benötigten Netz- und Marktsimulationen untersucht. Berücksichtigt wird dabei ausschließlich die Übertragungsnetzebene, zudem werden die Methoden auch hier nicht öffentlich zugänglich gemacht. Im aktuell laufenden Projekt *SwarmGrid*¹⁵ am ACS Institut der RWTH Aachen findet eine Fokussierung auf die Verteilnetze statt, die in Zusammenhang mit angeschlossenen verteilten Energieressourcen mit einem Schwarmansatz simuliert werden sollen. In dem Projekt *INTEEVER*¹⁶ wird die Rolle von Flexibilitätsoptionen auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene mit Hilfe eines integrativen Modellansatzes untersucht. Es werden insbesondere die Energieoptimierung und die Netzausbauplanung der HöS-Ebene des Stromnetzes simuliert. Die Netzausbausimulation der unteren Spannungsebenen begrenzt sich auf eine Beispielbetrachtung in einem einzigen

⁹<http://www.genesys.rwth-aachen.de/wordpress/>

¹⁰https://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-12423/

¹¹<http://www.znes-flensburg.de/projekt/110?language=de>

¹²https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/ee2/ressourcen/dateien/lehrstuhlseiten/ordner_programmes/ordner_modelle/ordner_elmod/elmod_modellbeschreibung_de?lang=de

¹³<https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/ANaPlan-automatisierte-netzausbauplanung-im-verteilnetz.html>

¹⁴<https://forschung-stromnetze.info/projekte/netz-und-marktsimulationen-fuer-die-netzplanung-koppeln/>

¹⁵<http://www.acs.eonerc.rwth-aachen.de/cms/E-ON-ERC-ACS/Forschung/Forschungsprojekte/Gruppe-Large-Software-System-Challenges/~lrjn/SwarmGrid/>

¹⁶<https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/inteever.html>

MS-Netz. Außerdem setzt sich *open_eGo* auch hier aufgrund der durch den Open-Source- und Open-Data-Ansatz geschaffenen Transparenz ab. Dieser findet sich mit dem Open-Data-Gedanken zwar zum Teil in der Arbeit des Projektes *SimBench*¹⁷ zur Entwicklung und Bereitstellung eines Benchmark-Datensatzes für repräsentative Netze wieder, jedoch werden hier nur einzelne Netze anwendungsfallbezogen für Untersuchungen bereitgestellt. Außerdem wird die Methodik, mit der die Datenmodelle erstellt werden, nur in Dokumentationen und wissenschaftlichen Publikationen dargelegt und nicht als Quellcode veröffentlicht.

Das im Projekt *open_eGo* entwickelte Netzplanungstool *eGo* stellt im Vergleich zu den genannten Forschungsprojekten und der aktuellen tatsächlichen Netzausbauplanung verschiedene innovative Ansätze dar. Hervorzuheben ist hier vor allem die kombinierte Betrachtung von Verteil- und Übertragungsnetz, die Berücksichtigung von Flexibilitäten wie Speicherausbau sowie der offene Modellierungsansatz.

Die aus der Verwendung von **Open Source und Open Data** entstehenden Vorteile wurden in einer Machbarkeitsstudie¹⁸ von sechs Energieversorgern ermittelt und untersucht. Aus der Studie geht hervor, dass der gegenwärtige Einsatz von Closed-Source-Software besonders bei großen Netzeleitsystemen erhebliche wirtschaftliche, qualitative und operative Schwachstellen aufweist (u.a. hohe Anpassungskosten an neue Schnittstellen sowie große Herstellerabhängigkeit, sog. Vendor-Lock-in). Die Verwendung von Open-Source-Software kann hingegen zu Kosteneinsparungen, besserer Anpassbarkeit und einer erhöhten Innovationsgeschwindigkeit führen. Der Effekt der Kosteneinsparungen tritt vor allem dann auf, wenn die Open-Source-Software von einer Vielzahl an EntwicklerInnen und AnwenderInnen genutzt wird. Erforscht werden diese Effekte in der Forschungsgruppe von Prof. Dr. Riehle an der Universität Erlangen-Nürnberg¹⁹.

Bei der Verwendung von Open Source und Open Data ist zwischen verschiedenen Lizenztypen, die von unterschiedlichen Energiesystemmodellen genutzt werden, zu unterscheiden. So sind die beiden älteren Modelle *HOMER*²⁰ und *EnergyPLAN*²¹ frei verfügbar und erfüllen so das Kriterium der kostenfreien Nutzung. Dies gilt jedoch nicht für alle von der Open-Source-Initiative definierten Open-Software-Kriterien²²,

¹⁷<https://www.simbench.de/>

¹⁸http://osbf.eu/fileadmin/2013_Okt_KSE_Studie_gesamt_final.pdf

¹⁹<http://osr.cs.fau.de/people/members/riehle-dirk/>

²⁰<http://www.homerenergy.com/>

²¹<http://www.energyplan.eu/>

²²<http://opensource.org/osd>

da die Verfügbarkeit von Quellcode sowie die Möglichkeit, diesen anzupassen und zu verbreiten, nicht gegeben ist [6].

Zusätzlich zu den definierten Kriterien gibt es weitere Unterschiede in der Umsetzung der Open-Source-Energiesystemmodelle. So stellen einige zwar den Quellcode zur Verfügung, allerdings sind Teile der verwendeten Software kostenpflichtig. Das in GAMS implementierte dänische Modell *Balmorel*²³ ist dafür ein prominentes Beispiel. Unter Verwendung der BSD-Lizenz werden des Weiteren Modelle wie zum Beispiel das Smart Grid Tool *GridLab-D*²⁴ veröffentlicht, die nicht der Verpflichtung unterliegen, den Quellcode offenzulegen, sobald Anpassungen an dem ursprünglichen Modell vorgenommen worden sind. Das am ZNES entwickelte Energiesystemmodell *renpass* stellt ein Open-Source- und Open-Data-Modell nach der Definition der Open Software Initiative dar. Nachteilig ist hier, dass die Akzessibilität nicht hinreichend gewährleistet wird. Diese kann nur mit dem Einhalten klarer Konventionen und Modularität gewährleistet werden. Dieser Gedanke wird in Projekten wie *mosaik*²⁵ und *oemof*²⁶ verfolgt. Auch die zu Beginn des hier beschriebenen Vorhabens gegründete *openmod* geht in die Richtung einer offenen Energiesystemmodellierungsplattform.

Dennoch fehlt bisher eine systematisierte, modulare, offene Energiesystemmodellierungsplattform, wie sie in Form der *OEP* im Rahmen des Projekts *open_eGo* entwickelt worden ist. Die Entwicklung des offenen Netzplanungsinstruments *eGo* integriert in der OpenEnergyPlatform (*OEP*) stellt zusammenfassend den innovativen Ansatz dieses Vorhabens dar.

1.4 Aufbau des Projekts

Das Projekt ist in zwei grundlegende Teilbereiche untergliedert. Zum einen galt es, eine offene Datenbank und Plattform für die Energiesystemmodellierung zu entwickeln. Zum anderen wurde ein netzebenenübergreifendes Planungsinstrument zur Bestimmung des optimalen Netz- und Speicherausbau in Deutschland erstellt.

Die Erstellung der offenen Datenbank und Plattform erfolgte federführend durch das Institut für intelligente kooperierende Systeme der OVGU und wurde in Fragen der Energiesystemmodellierung durch das RLI und die Europa-Universität Flensburg unterstützt. Im Kapitel 2 sind die Bestandteile der Plattform und Datenbank bezüglich ihrer Funktionsweise beschrieben.

²³<http://www.balmorel.com/>

²⁴http://www.gridlabd.org/brochures/20121130_gridlabd_brochure.pdf

²⁵<http://mosaik.readthedocs.org/>

²⁶<https://oemof.org/>

Die Entwicklung des Netzplanungsinstruments gliedert sich in vier inhaltliche Arbeitspakete, die das allgemeine Vorgehen verdeutlichen und in die im Folgenden kurz eingeführt wird.

Die wesentliche Grundlage für das Netzplanungsinstrument stellt der Aufbau eines konsistenten Stromsystemmodells für alle Spannungsebenen in Deutschland dar. In diesem Sinne werden sämtliche exogene Rahmenbedingungen definiert. Hierzu gehört die Auswahl und Entwicklung von verschiedenen Szenarien, die zeitliche und räumliche Auflösung von Erzeugung und Verbrauch, technische und wirtschaftliche Annahmen sowie die Generierung von Netztopologiemodellen. Diese, in den Kapiteln 3 und 4 beschriebene, Datengrundlage ermöglicht es, inhaltliche Ergebnisse mittels der entwickelten Netzplanungsinstrumente zu erzeugen. Die Hochschule Flensburg in leitender Funktion wurde durch sämtliche Projektpartner unterstützt. Grundsätzlich lag beim RLI der Fokus auf der Erstellung der MS-NS-Netzmodelle, wohingegen das ZNES und das DLR-VE die Modellierung der HöS-HS-Modelle ausgestaltete.

Die entwickelte Methodik zur wirtschaftlichen und netzbetrieblichen Optimierung auf HöS- und HS-Ebene wird in Kapitel 5 beschrieben. Das entstandene Tool *eTraGo* (Akronym für *electricity Transmission Grid optimization*) bestimmt den Kraftwerkseinsatz und Speicherausbau für das gesamte Energiesystem als auch den Netzausbau für die genannten höheren Spannungsebenen des Übertragungs- und Verteilnetzes unter Zuhilfenahme von Methoden der Komplexitätsreduktion. Die Federführung für diesen Arbeitsschritt übernahm das DLR-VE mit substantieller Unterstützung durch das ZNES.

Zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs in MS-NS-Netzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen (Speicherintegration und Abregelung) dient die vom RLI entwickelte Software *eDisGo* (Akronym für *electricity Distribution Grid optimization*), welche in Kapitel 6 erläutert wird.

Die konsistente Synthese der beiden Verfahren auf den verschiedenen Netzebenen findet im Rahmen des Netzplanungsinstruments *eGo* statt, sodass Vorgaben aus der HöS- und HS-Ebene bezüglich des Kraftwerkseinsatzes und Speicherausbaus in den MS-NS-Netzen optimal eingesetzt werden. Das Tool stellt letztlich Ergebnisse für alle Spannungsebenen bereit. Die Methoden und Ergebnisse diesbezüglich sind in Kapitel 7 geschildert.

2 Eine offene Datenbank und Plattform für die Energiesystemmodellierung

Im Zuge des Projekts *open_eGo* ist mit der *OEP* und der *OEDB* (Akronym für OpenEnergyDatabase) der Grundstein für eine Struktur gelegt worden, die es verschiedenen Akteuren der Energiesystemmodellierung ermöglicht, einen einfachen Überblick über bestehende Forschungsresultate wie neue Datensätze und Modelle zu erhalten. Die Funktionalitäten der *OEP* beinhalten nicht nur eine Auflistung der in der *OEDB* gespeicherten Datensätze, sondern auch verschiedene Möglichkeiten, neue Datensätze zu finden und auf diese zuzugreifen (z.B. Filter- und Suchfunktionen). Über diese Darstellungsmöglichkeiten hinaus wurden Methodiken entwickelt, mit denen Datensätze und Modelle beschrieben werden können. Dies erleichtert es Nutzenden, die Daten und Modelle zu verstehen und erlaubt es ihnen, diese in ihre eigenen Vorhaben zu integrieren. Somit liefert die entwickelte Umgebung auch über die Projektlaufzeit hinaus einen Mehrwert und senkt gegebenenfalls den Arbeitsaufwand, der von anderen Vorhaben in den Aufbau einer Dateninfrastruktur investiert werden muss. Auch Anwendende, die nicht mit der Domäne vertraut sind, erhalten durch die verschiedenen Visualisierungs- und Beschreibungsmöglichkeiten gute Einsichten in die Energiesystemmodellierung. Somit ist es auch neuen Agierenden möglich, einen schnelleren Einstieg in diese Domäne zu erhalten.

Im Folgenden wird der Entwicklungsprozess der *OEP* aufgezeigt. Ziel war die Entwicklung einer Plattform und der notwendigen Prozesse, damit wissenschaftliche Prozesse in der Energiesystemmodellierung transparenter und übersichtlicher gestaltet werden können.

2.1 Anforderungsanalyse

Im Zuge der Nutzeranforderungsanalyse stellt sich heraus, dass eine der Hauptursachen fehlender Transparenz in der Art und Weise liegt, wie Daten aus Simulationen und anderen Forschungsergebnissen veröffentlicht werden. Hierbei werden häufig die folgenden Probleme hervorgehoben:

Keine Übersicht Es gibt keine zentrale Übersicht über bestehende Datensätze. So mit ist es für Forschende schwierig herauszufinden, ob es bereits Daten oder Resultate zu gewissen Fragestellungen gibt.

Keine persistente Speicherung Die genutzten oder erzeugten Datensätze werden häufig auf projekteigenen Webseiten veröffentlicht, deren Pflege nach Ablauf der Projektlaufzeiten eingestellt wird. Hierdurch werden Datensätze für die Öffentlichkeit unzugänglich.

Fehlende Dokumentation/Metadaten Das Erzeugen von Daten ist ein Prozess, in dem viele Designentscheidungen getroffen werden müssen. Werden diese nicht ausreichend dokumentiert, können Datensätze aufgrund ihrer unklaren Bedeutung nicht genutzt werden. Weiterhin müssen wichtige Informationen wie etwa Quellen oder physikalische Einheiten festgehalten werden, um die Interpretation des Datensatzes im richtigen Kontext zu ermöglichen.

Restriktive/Mangelnde Lizenzierung Die richtige Wahl von Lizenzen für Datensätze ist eine komplizierte rechtliche Fragestellung, die von vielen Faktoren beeinflusst wird. So können die Lizenzen genutzter Eingangsdatensätze bereits die möglichen Auswahlmöglichkeiten für Lizenzen der Ergebnisdaten limitieren (z.B. durch copyleft-Regelungen). Somit verbleiben Datensätze oft ohne Lizenzierung, was zur Folge hat, dass jede Nutzung beim Rechteinhaber angefragt werden muss.

Im Folgenden wird erläutert, welche Maßnahmen im Zuge des Projekts *open_eGo* ergriffen worden sind, um diese Problematiken zu bearbeiten. Hierbei wurde im Besonderen darauf geachtet, dass die entwickelten Lösungen nicht nur in diesem Projekt verwendbar sind, sondern auch darüber hinaus einen Mehrwert liefern.

2.2 OpenEnergyDatabase

Die Methoden der Energiesystemmodellierung involvieren oft große und komplexe Datensätze. Dies setzt hohe Anforderungen an die genutzte Hardware. So wurden aus eigenen Mitteln der OVGU ein neuer, eigenständiger Server (512 GB RAM, 26 TB HDD/SSD) angeschafft und im April 2018 um zusätzliche Hardware erweitert, sodass nun erweiterte Ressourcen (1 TB RAM, 42 TB HDD/SSD) zur Verfügung stehen. Dieser Server kann innerhalb der Fakultät für Informatik auch über den Projektzeitraum hinaus betrieben und gepflegt werden und stellt somit eine persistente Speichermöglichkeit dar.

Um eine möglichst reibungslose Arbeit mit den Daten zu gewährleisten, wurde auf diesem Server eine Postgres-Datenbank aufgesetzt. Postgres gehört nicht nur zu den führenden Datenbanktechnologien und fügt sich somit hervorragend in den Open-Source-Charakter von *open_eGo* ein, sondern bietet mit PostGIS auch einen umfangreichen und weitläufig genutzten Satz an Werkzeugen zur effizienten Verarbeitung von räumlichen Daten.

Qualitätskriterien für Daten Um die genannten Herausforderungen bezüglich der Dokumentation und Lizenzierung zu adressieren, wurden Qualitätskriterien für Daten und Datensätze ausgearbeitet. Diese beinhalten Vorgaben dafür, wie Daten in der *OEP* strukturiert sein sollten. Darauf aufbauend wurde auch ein Metadaten-Satz entwickelt, der die notwendigen Informationen über jeden Datensatz systematisch beschreibt. Dafür wurden zunächst Anforderungen an die Metadaten erstellt und in einem agilen Prozess getestet und implementiert. Zu den wichtigsten Anforderungen gehören die Lesbarkeit für Menschen und Maschinen sowie die Anwendbarkeit für Datenbanken und Dateien, weswegen der Data Package Standard²⁷ im JSON-Format als Grundlage gewählt wurde. Zusätzlich wurde eine Reihe von weiteren existierenden Metadaten-Standards analysiert und bei Eignung ergänzt. Dazu zählen u.a. das Projekt Open Power System Data (*OPSD*)²⁸, German Open Data Portal²⁹ und INSPIRE³⁰. Die aktuellen *OEP*-Metadaten³¹ sind in der Version v1.4 und beinhalten folgende Kategorien:

- Allgemein
 - Name, Titel, Beschreibung
 - Sprache, Keywords, Datum
 - Homepage, Repository, Kontakt, Fördernummer
- Räumlich
 - Lage oder Standort
 - Ausdehnung und Auflösung
- Zeitlich
 - Referenzdatum
 - Zeitreihen: Anfang, Ende, Auflösung

²⁷<https://frictionlessdata.io/specs/data-package/>

²⁸https://data.open-power-system-data.org/renewable_power_plants/2018-03-08/datapackage.json

²⁹<https://github.com/fraunhoferfokus/ogd-metadata>

³⁰https://inspire.ec.europa.eu/documents/Metadata/MD_IR_and_ISO_20131029.pdf

³¹https://github.com/OpenEnergyPlatform/examples/blob/master/metadata/oep_metadata_template.json

- Quellen
 - Quellenangabe, Lizenz, Attributierung
- Lizenz
 - SPDX, Link zum Lizenztext, Attributierung
- Beschreibung der Ressource
 - Format, Kodierung
 - Spaltennamen, Datentypen, Einheiten, Beschreibung
 - Tabellenstruktur, Primärschlüssel
- Informationen zu den Metadaten
 - Metadatenversion
 - Metadatenlizenz

Werden die entsprechenden Metadaten für einen Datensatz angegeben, erhalten Nutzende einen guten Überblick über die Art der beschriebenen Daten, was die Bewertung der Qualität erheblich erleichtert. Abbildung 2.1 zeigt wie die Metadaten auf der Plattform präsentiert werden.

2.3 OpenEnergyPlatform

Die *OEP* ist ein Portal für alle ModelliererInnen, die eine offenere, transparentere Forschungslandschaft in der Energiesystemanalyse schaffen wollen. Der gesamte Entwicklungsprozess der Plattform erfolgte transparent unter ständiger Versionskontrolle auf GitHub³². Die *OEP* bietet Werkzeuge, die es ermöglichen, die Daten der *OEDB* zu durchsuchen und zu visualisieren. Dies erleichtert es insbesondere unerfahrenen oder externen ModelliererInnen, die gespeicherten Daten zu verstehen. Des Weiteren können alle vorhandenen, offenen Datensätze im CSV-Format heruntergeladen werden, sodass vorhandene Datensätze reibungslos in anderen Projekten wiederverwendet werden können. Neben diesen datenbezogenen Funktionen beinhaltet die *OEP* noch weitere Funktionen, die im Folgenden erläutert werden.

2.3.1 Datensichten

Um eine offene Datenbank zu betreiben, bedarf es nicht nur geeigneter Schnittstellen, die eine reibungslose Kommunikation gewährleisten. Gleichzeitig müssen die enthaltenen Daten auch auffindbar und übersichtlich gestaltet werden. Die verschiedenen

³²<https://github.com/OpenEnergyPlatform/oep>

2.3 OpenEnergyPlatform

Metadata

Edit

Title	BKG - Geographische Namen 1:250 000 - GN250 - Darstellung als Bounding-Boxes (Polygon)
Description	Die Geographischen Namen beinhalten Namen der Objektbereiche Siedlung, Verkehr, Vegetation, Gewässer, Relief und Gebiete. Der Datensatz GN250 orientiert sich am Maßstab 1:250 000 und umfasst ca. 134.000 Einträge. Die Lage der Objekte wird jeweils als Punktgeometrie über eine einzelne Koordinate (Punktgeometrie) und über kleinste umschreibende Rechtecke (Bounding Boxes) beschrieben.
Languages	• ger
Spatial	Germany (vector)
Temporal	none (none) (none)
Sources	<p>Dienstleistungszentrum des Bundes für Geoinformation und Geodäsie - Open Data - Geographische Namen 1:250 000 - GN250</p> <ul style="list-style-type: none">• Description: Die Geographischen Namen beinhalten Namen der Objektbereiche Siedlung, Verkehr, Vegetation, Gewässer, Relief und Gebiete.• License: Geodatenzugangsgesetz (GeoZG) <p>Bundesamt für Kartographie und Geodäsie - Geographische Namen 1:250 000 (GN250) - Dokumentation</p> <ul style="list-style-type: none">• Description: Datensatzbeschreibung als PDF• License: Geodatenzugangsgesetz (GeoZG) <p>BKG - Geographische Namen 1:250 000 - GN250</p> <ul style="list-style-type: none">• Description: Der Datenbestand umfasst sämtliche Verwaltungseinheiten aller hierarchischen Verwaltungsebenen vom Staat bis zu den Gemeinden mit ihren Verwaltungsgrenzen, statistischen Schlüsselzahlen und dem Namen der Verwaltungseinheit sowie der spezifischen Bezeichnung der Verwaltungsebene des jeweiligen Bundeslandes.• License: Geodatenzugangsgesetz (GeoZG)
License	<p>Gesetz über den Zugang zu digitalen Geodaten (Geodatenzugangsgesetz - GeoZG) ()</p> <ul style="list-style-type: none">• Version: Geändert durch Art. 1 G v. 7.11.2012• Instruction:• Copyright: © GeoBasis-DE / BKG 2017 (Daten verändert)

Abbildung 2.1: Darstellung der Metadaten auf der *OEP*.

Anwendungsfälle und Expertisen der unterschiedlichen Nutzergruppen und der heterogene Charakter der in der *OEDB* enthaltenen Daten führen zu einem Bedarf mannigfaltiger Such-, Filter- und Visualisierungsmethoden.

Um eine schnelle Auffindbarkeit der Daten zu fördern, wurden die Daten zunächst thematisch in mehrere Kategorien (Schemata) unterteilt. Die Einteilung beruht auf den ISO Topic Categories³³ und wurde um energiespezifische Schemata erweitert. Es ist möglich, weitere Schemata hinzuzufügen, wenn diese benötigt werden.

Boundaries (Grenz-)Daten, z.B. Politische Verwaltungsbezirke

Climate Klima- und wetterbezogene Daten, z.B. Windzeitreihen

Economy Wirtschaftsbezogene Daten, z.B. Kosten

Demand Energiebedarfsdaten, z.B. Lastzeitreihen

Grid Netz-Daten, z.B. Stromnetz

Supply Erzeugungsdaten, z.B. Kraftwerkslisten, Einspeisezeitreihen

Environment Umweltdaten, z.B. Landnutzung, Naturschutzgebiete

Society Gesellschaft, z.B. Bevölkerungsdaten

Scenario Szenariendaten, z.B. aggregierte Modelldaten

Model_draft Sandbox, z.B. temporäre Modelldaten

Reference Literatur, z.B. Veröffentlichungen

Alle Datensätze in diesen Schemata können mit Tags annotiert werden. Durch diese können Datensätze mehreren Themen gleichzeitig zugeordnet werden. Mit den implementierten Suchfunktionen können Datensätze leicht über diese gefunden werden und erhöhen so die Sichtbarkeit enthaltener Datensätze.

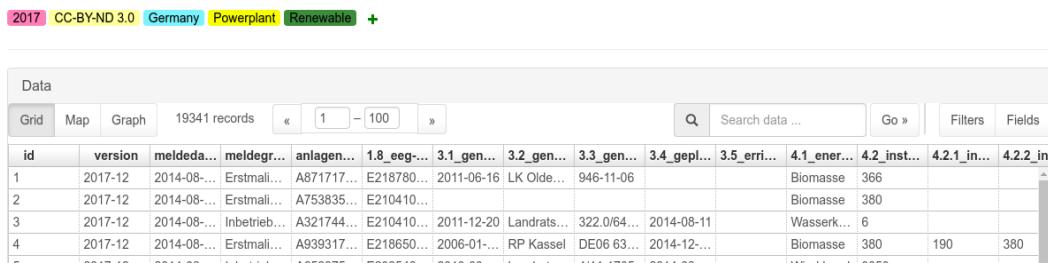
Die Datensätze in der *OEDB* sind sehr heterogen und spiegeln verschiedenste Sachverhalte wieder. So gibt es Kraftwerkslisten, die mit Geo-Daten versehen sind, Wetterdaten in Form von hochauflösten Zeitreihen und viele weitere. Diese heterogenen Strukturen benötigen verschiedene Visualisierungsmethoden, um sie entsprechend darzustellen. Hierfür nutzt die *OEP* das recline-Framework³⁴ der Open Knowledge Foundation und liefert drei verschiedene Arten der Visualisierung für einen Datensatz:

³³https://geo-ide.noaa.gov/wiki/index.php?title=ISO_Topic_Categories

³⁴<http://okfnlabs.org/recline/>

2.3 OpenEnergyPlatform

Als Tabelle: Die *OEDB* ist eine relationale Datenbank und speichert alle Datensätze entsprechend in einer Tabellenform. Diese Struktur wird in dieser Visualisierungsform dem Nutzenden direkt angezeigt. Hierdurch werden nicht nur die Daten für den Nutzer sichtbar, sondern auch die interne Struktur (z.B. Spaltennamen) der Datenbank, die benötigt werden um komplexe Abfragen über die automatische Programmierschnittstelle (API) abzusetzen. In Abbildung 2.2 ist eine Tabelle aus der *OEDB* dargestellt. Die Spalten können beliebig angeordnet und vergrößert werden und Zeilen können bezüglich einzelner Spalten sortiert werden.



The screenshot shows a data grid interface from the OpenEnergyPlatform. At the top, there are navigation buttons for 'Grid', 'Map', and 'Graph', followed by a count of '19341 records'. Below this is a search bar with a magnifying glass icon and a 'Go' button. To the right are 'Filters' and 'Fields' buttons. The main area displays a table with the following columns: id, version, meldedaten_id, meldegruppe, anlagen_id, 1.8_eeg..., 3.1_gen..., 3.2_gen..., 3.3_gen..., 3.4_gepl..., 3.5_err..., 4.1_ener..., 4.2_inst..., 4.2.1_in..., and 4.2.2_in... . The table contains four rows of data, each representing a power plant entry. The first row has an ID of 1, a version of 2017-12, and a generation type of Biomasse. The second row has an ID of 2, a version of 2017-12, and a generation type of Biomasse. The third row has an ID of 3, a version of 2017-12, and a generation type of Wasserkraft. The fourth row has an ID of 4, a version of 2017-12, and a generation type of Biomasse.

id	version	meldedaten_id	meldegruppe	anlagen_id	1.8_eeg...	3.1_gen...	3.2_gen...	3.3_gen...	3.4_gepl...	3.5_err...	4.1_ener...	4.2_inst...	4.2.1_in...	4.2.2_in...
1	2017-12	2014-08-...	Erstmali...	A871717...	E218780...	2011-06-16	LK Olde...	946-11-06			Biomasse	366		
2	2017-12	2014-08-...	Erstmali...	A753835...	E210410...						Biomasse	380		
3	2017-12	2014-08-...	Inbetrieb...	A321744...	E210410...	2011-12-20	Landrats...	322.0/64...	2014-08-11		Wasserk...	6		
4	2017-12	2014-08-...	Erstmali...	A939317...	E218650...	2006-01-...	RP Kassel	DE06 63...	2014-12-...		Biomasse	380	190	380

Abbildung 2.2: Tabellendarstellung einer Kraftwerksliste.

Als Graph: Zeitreihen und andere Daten in einer Tabelle lassen sich leicht miteinander vergleichen, indem diese als Graph dargestellt werden. Nutzer können hierfür die Spalten, die als Achsen genutzt werden sollen, individuell wählen. In Abbildung 2.3 wird eine stündlich aufgelöste Einspeisereihe aus Windkraftanlagen (WKA) dargestellt.

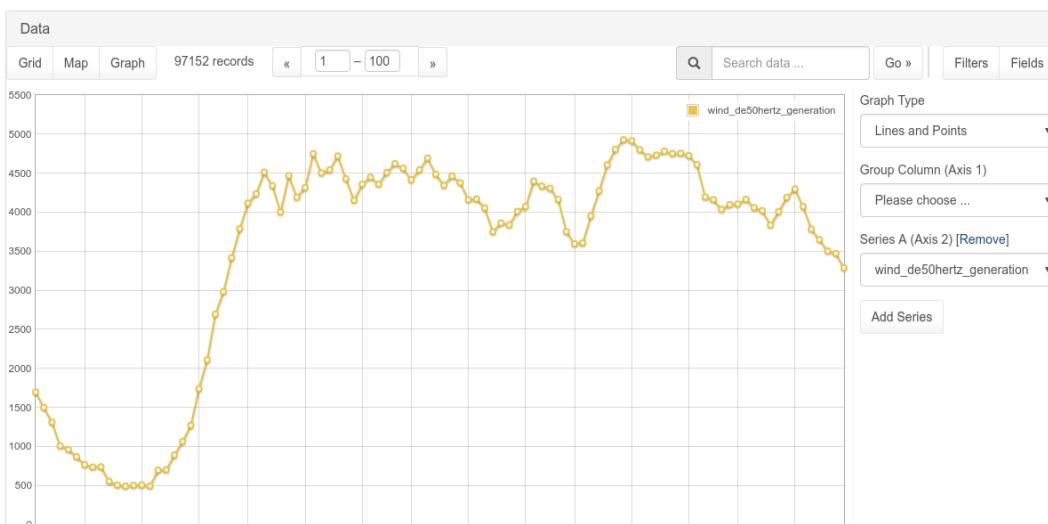


Abbildung 2.3: Graphendarstellung einer Einspeisezeitreihe.

Auf einer Karte: Viele der in der Energiesystemmodellierung genutzten Daten sind an geographische Daten gekoppelt. Diese können als Punkte auf einer Karte dargestellt werden. In Abbildung 2.4 sind drei Punkte aus einer Tabelle der *OEDB* anhand ihrer Breitengrad(*lat*-) und Längengrad (*lon*-)Spalten angezeigt.

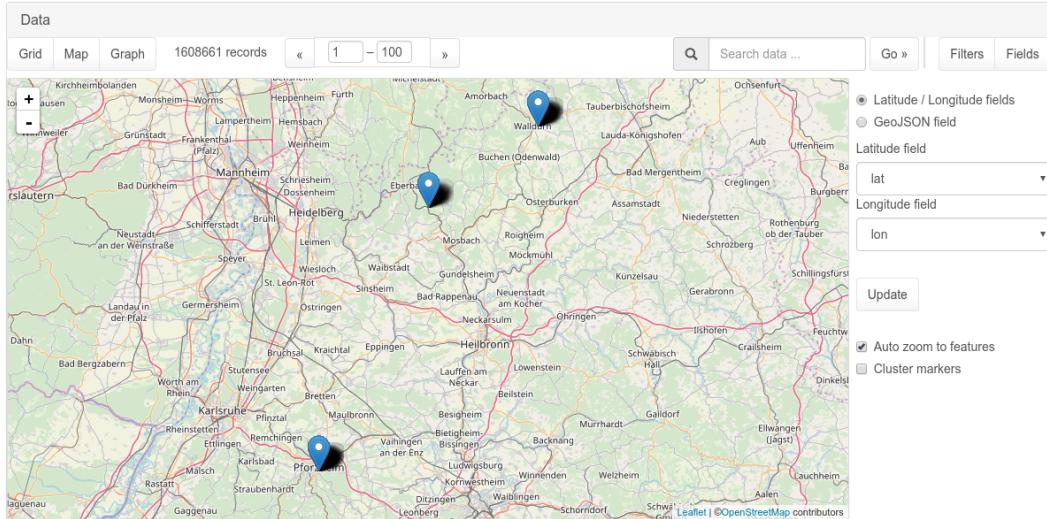


Abbildung 2.4: Kartendarstellung einer Kraftwerksliste.

2.3.2 Factsheets

Im Zuge der Analyse bestehender Energiesystemmodelle wurden aufbauend auf bestehenden Formblättern der *openmod*³⁵ wichtige Eigenschaften von Energiesystemmodellen herausgearbeitet. Diese Datenblätter wurden analysiert und um Eigenschaften erweitert, die für die Transparenz von Energiesystemmodellen wichtig sind. Anhand dieser Eigenschaftslisten wurden Factsheets für Modelle erstellt und auf der *OEP* veröffentlicht³⁶. Neue Modelle können jederzeit durch angemeldete NutzerInnen über die entwickelten Formulare ergänzt werden. So wurden sie auch im MODEX-Vorhaben genutzt, um Modelle zu charakterisieren (siehe 8.4.5). Somit können Factsheets abgerufen und nach wichtigen Eigenschaften sortiert werden (Abb. 2.5).

Weiterhin wurden 8 Modelle bezüglich ihrer Anschlussfähigkeit betrachtet:

- Calliope
- DESSTinEE
- DIETER
- oemof
- osmTGmod
- renpass
- renpassGIS
- SciGRID

³⁵https://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Open_Models

³⁶<http://openenergy-platform.org/factsheets/models/>

2.3 OpenEnergyPlatform

Name	acronym	primary purpose	open source	license	comment on geo resolution	short description of mathematical model class	tags
DataProcessing – Data Model of the German Electricity System (part of the open_eGo project)	eGoDP	The DataProcessing is a collection of scripts to process input data to ...	true	Other			open_eGo MODEX
Distribution Network GeneratOr (DINGO)	DINGO	Generate distribution grid data	true	Other	Coverage of the resulting dataset is Germany, whereas underlying data (input and ...	The model uses Capacitated Vehicle Routing Problems to describe the route of ...	grid open_eGo Germany
Electricity distribution grid optimization	eDisGo	Toolbox for analyzing distribution grids (medium and low voltage)* Analysis of hosting ...	true	Other	The software is intended to analyze one distribution grid which includes a ...		grid open_eGo Germany Electricity MODEX
Electricity Transmission Grid Optimization (part of the open_eGo project)	eTraGo	eTraGo aims at optimizing power plant and storage dispatch under consideration of ...	true	Other	All data is available at the resolution of high voltage power stations.		open_eGo eTraGo MODEX open-EU2018

Abbildung 2.5: Ausschnitt aus dem Überblick der Modell-Factsheets *OEP*.

Das Ergebnis dieser Untersuchung war, dass der heterogene Charakter der verschiedenen Modelle ihrer Anschlussfähigkeit entgegensteht. Es gibt jedoch bereits Bestrebungen diese Heterogenität aufzulösen. So bietet das Tool *oemof* Import- und Exportfunktionen für verschiedene Datenformate sowie generische Schnittstellen, die von anderen Modellen genutzt werden können, um die Interoperabilität zwischen Modellen zu steigern. Der unterstützende Charakter von *oemof* zeigt, dass Modell-Factsheets nicht geeignet sind, um diese Funktionalitäten abzubilden. Daher wurden gesonderte Framework-Factsheets ausgearbeitet.

2.3.3 API und Dialekt

Die vielseitigen Datensätze, die auf der *OEP* verfügbar sind, können aufgrund der offenen Datenlizenzen (siehe Abschnitt 2.4) auch für andere Vorhaben genutzt werden. Um eine direkte Anbindung externer Werkzeuge an diese Daten zu ermöglichen, bedarf es einer automatischen Programmierschnittstelle (API). Diese Schnittstelle sollte einer möglichst breiten Nutzerbasis zugänglich sein und sich entsprechend nicht auf einzelne Programmiersprachen beschränken.

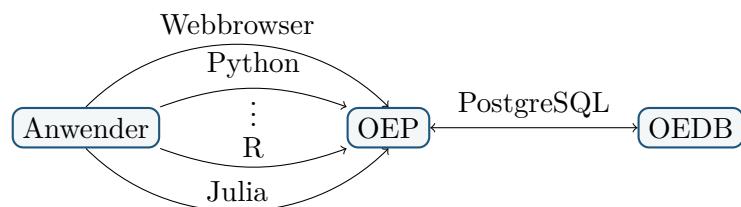


Abbildung 2.6: Nutzung der *OEP*.

Um die Sicherheit und Konsistenz der Daten zu gewährleisten, sollte die direkte Schnittstelle einer Datenbank jedoch nicht öffentlich zugänglich sein, um diese gegen Angriffe zu schützen. Um dennoch einen offenen Zugriff auf die Datenbank zu gewährleisten, bietet die *OEP* eine programmiersprachenunabhängige, HTTP-basierte Schnittstelle, welche die Nutzeranfragen an die Datenbank, wie in Abbildung 2.6 dargestellt, verarbeitet und verwaltet. Für einfache und häufig genutzte Operationen wie direktes Lesen und Bearbeiten von Daten wurde eine Schnittstelle (API) entsprechend des REST-Standards entwickelt. Über diese können beispielsweise durch den Aufruf einer einfachen URL Daten aus der *OEDB* im JSON- oder CSV-Format ausgelesen werden. Komplexere Anfragen, die etwa mehrere Datensätze und Berechnungen involvieren, können jedoch nicht in eine URL kodiert werden. Daher bietet die *OEP* auch eine komplexere Schnittstelle (*'advanced API'*), deren Befehle im JSON-Format übermittelt werden und es ermöglicht, auch derartige Anfragen zu beantworten.

Insbesondere beim Verarbeiten von räumlichen Daten werden häufig sehr komplexe Datenbankabfragen entwickelt. Diese lassen sich nur in komplizierten JSON-Queries abbilden. Daher wurde ein Python Tool entwickelt, welches das Erstellen dieser Anfragen erleichtern soll. Die Grundlage für dieses Werkzeug bildet SQLAlchemy, eine Pythonbibliothek, welche das Programmieren von Datenbankanfragen in Strukturen der objektorientierten Programmierung erlaubt. Diese Strukturen werden von SQLAlchemy in Abfragen der Structured Query Language (SQL) umgewandelt und an die Datenbank geschickt. Die in *open_eGo* entwickelte Erweiterung (*oedialect*³⁷) schaltet sich zwischen diesen Prozess und erlaubt so die Übersetzung in JSON-Strukturen und somit die Kommunikation mit der *OEP*-API. Der Dialekt wurde derart gestaltet, dass Code, der (ohne Dialekt) auf lokalen Postgres-Datenbanken lauffähig ist, auch ohne Anpassungen des Programmcodes mit der API funktioniert. Somit ist es möglich, dass ModelliererInnen ihre Datenverarbeitung zunächst mit einer lokalen Datenbank testen können und, sobald sie mit den Ergebnissen zufrieden sind, den Dialekt nutzen können, um ihre Ergebnisse auf der *OEP* zu veröffentlichen.

Der entwickelte Dialekt wird auch von den entwickelten Werkzeugen genutzt. So werden die Datensätze, die in der *OEDB* hinterlegt sind, durch das Programm SQLACodegen in SQLAlchemy-Datenstrukturen reflektiert und sind in Form des *ego.io*-Paketes veröffentlicht. Durch diese Datenstrukturen werden die Tabellen der *OEDB* transparent gemacht und die enthaltenen Datensätze können ohne großen Aufwand aus der *OEDB* geladen werden, was ein konfliktfreies ausführen der entwickelten Werkzeuge ermöglicht. Das Paket *ego.io* bietet darüber hinaus verschiedene

³⁷<https://github.com/openego/oedialect>

Möglichkeiten des Zugriffs auf andere Datenbanken und eine entsprechende Verwaltung von Zugangsdaten.

Die Datenschnittstelle der *OEP* erlaubt auch das Hochladen und Verwalten eigener Datensätze. Jeder Nutzende, der einen neuen Datensatz veröffentlicht, hat automatisch Administrationsrechte für diesen Datensatz und kann ihn beliebig verändern und auch wieder löschen. Um die Validität der eigenen Daten zu gewährleisten, können verschiedene Rechte (z.B. Schreibrechte, Löschrechte) für einen Datensatz vergeben werden. Hierdurch ist es auch in Zukunft möglich, dass Nutzende ihre eigenen Datensätze auf der *OEP* der Öffentlichkeit verfügbar machen. Dies steigert nicht nur die Transparenz der eigenen Forschungsresultate, sondern verhindert auch gegebenenfalls, dass ähnliche Daten mehrfach erhoben werden.

Die entwickelte Datenschnittstelle kann durch ihren programmiersprachenunabhängigen Charakter auch in anderen Energiesystemmodellen genutzt werden. So kann die *OEP* als eine einfache Datenschnittstelle für Modelle dienen, die auch die Kommunikation über verschiedene Werkzeuge und Programmiersprachen hinweg ermöglicht, wie in Abbildung 2.6 skizziert. Somit wird der nötige Arbeitsaufwand, der für die Veröffentlichung und Dokumentation der eigenen Daten nötig ist, erheblich reduziert.

2.4 Lizenzen

Die Lizenzierung von Software und Daten innerhalb eines Open-Source- und Open-Data-Projektes spielt eine bedeutende Rolle. Die alleinige Veröffentlichung von Daten und Software reicht hierbei nicht aus. Zum Beispiel ist die Nutzung von fremder Software (*§ 69c UrhG*) ohne eingeräumte Nutzungsrechte verboten. Ausnahmen bestehen bei gesetzlicher und vertraglicher Erlaubnis. Eine allgemeine Regelung kann über die Vergabe von Lizenzen erreicht werden. In den nächsten beiden Abschnitten wird die Lizenzwahl für die entwickelte Software und Daten beschrieben.

2.4.1 Lizenzwahl für Sourcecode

Lizenzen dienen zur Einräumung von Nutzungsrechten als vertragliche Gestattung der Softwarenutzung. Die Mindestanforderung an Open-Source-Software (die vier Freiheiten) sind dabei das Recht zur:

- Benutzung der Software
- Vervielfältigung der Software
- Weitergabe der Software
- Veränderung der Software

In diesem Zusammenhang gelten weitergehend auch die notwendigen Voraussetzungen zur Wahrnehmung der oben genannten Rechte der Zugänglichkeit des freien Sourcecodes und der Lizenzgebührenfreiheit der Software. Die freien/offenen Lizenzen lassen sich in drei Gruppen einteilen. Die Gemeinfreien Lizenzen (Public Domain), Freizügige Lizenzen (Permissive/ Non-Copyleft) und Copyleft-Lizenzen. Public-Domain-Lizenzen sind bei Software kaum vertreten. Die freizügigen Lizenzen werden häufig verwendet, wenn eine breite Nutzung in anderen Programmen erleichtert werden soll. Dagegen zielen die Copyleft-Lizenzen darauf ab, dass Weiterentwicklungen stets unter der Ursprungslizenz veröffentlicht werden müssen. Die Wahl der passenden offenen Lizenz sollte also immer zum Projekt passen und mit den EntwicklerInnen abgestimmt werden. In den Tabellen 2.1 und 2.2 ist eine Auswahl von relevanten und im Projektkontext infrage kommenden Lizenzen für Software aufgeführt.

Lizenz	Beschreibung
GPL - GNU General Public License, Version 3 ³⁸	Klassischer Vertreter von Lizenzen mit starkem Copyleft. Software, die GPL-Software einsetzt, muss ebenfalls unter die GPL gestellt werden und bei Veröffentlichung auch Open Source zu Verfügung stehen.
LGPL - GNU Lesser General Public License ³⁹	Spezielle Form der GPL. Copyleft greift nur dann, wenn die verwendete LGPL-Software erweitert oder verändert wird, nicht aber, wenn die Bibliotheken ausschließlich eingebunden werden. Falls die eigene Software die LGPL-lizenzierte Software aber erweitert, ändert sich ihr Charakter und das eigene Produkt muss vollständig unter die LGPL gestellt werden.
AGPL - GNU Affero General Public License, Version 3 ⁴⁰	Weiterentwicklung der GPL. Sourcecode muss auch dann zur Verfügung gestellt werden, wenn Software nur über Netzwerke genutzt wird. Kompatibel mit GPLv3.

Tabelle 2.1: Relevante Copyleft-Lizenzen, basierend auf dem Vortrag von Dr. Jäger beim DLR VE, 15.11.2016.⁴¹

Lizenz	Beschreibung
BSD License ⁴²	Einer der bekanntesten Vertreter der Gruppe der BSD-Lizenzen. Diese Lizenzen sind allgemein so frei definiert, dass unter ihnen stehende Software beliebig einsetzbar, erweiterbar, modifizierbar und zu vertreiben ist.
MIT License ⁴³	Eine kurze und einfach gehaltene freizügige Lizenz. Eigene Software darf grundsätzlich unter eigenen Lizenzen veröffentlicht werden. Allerdings ist grundsätzlich die ursprüngliche Lizenz beizulegen und die oder der ursprüngliche Rechteinhaberin oder Rechteinhaber zu nennen.
Apache License 2.0 ⁴⁴	Eine beliebte freizügige Lizenz. Eigene Software darf grundsätzlich unter eigenen Lizenzen veröffentlicht werden. Allerdings ist grundsätzlich die ursprüngliche Lizenz beizulegen, der ursprüngliche Rechteinhaber zu nennen sowie Änderungen am Code kenntlich zu machen.

Tabelle 2.2: Relevante Non-Copyleft-Lizenzen, basierend auf dem Vortrag von Dr. Jäger beim DLR VE, 15.11.2016.⁴¹

Zur Auswahl der eigenen Lizenz für die im Projekt entwickelten Tools und den Sourcecode wurden die Vor- und Nachteile der jeweiligen Lizenztypen abgewägt, dies ist in Tabelle 2.3 dargestellt. Darüber hinaus wurden auch die Lizenzierung in anderen Open-Source-Projekten und deren Lizenzkompatibilität geprüft.

In der Tabelle 2.4 sind die für *open_eGo* relevanten Open-Source-Projekte mit ihrer jeweiligen Softwarelizenz aufgelistet.

³⁹<https://opensource.org/licenses/GPL-3.0>

⁴⁰<https://opensource.org/licenses/LGPL-3.0>

⁴¹<https://opensource.org/licenses/AGPL-3.0>

⁴¹ <https://www.it-economics.de/blog/2016-3-pt9oi6kzdodgcl1tmsfc1yn1vzq4usb?rq=lizenz>

⁴²<https://opensource.org/licenses/BSD-2-Clause>

⁴³<https://opensource.org/licenses/MIT>

⁴⁴<https://opensource.org/licenses/Apache-2.0>

Copyleft	Permissive/Non-Copyleft
Software kann beliebig verwendet und angepasst werden, muss aber bei Weitergabe / Vertrieb unter der gleichen Copyleft-Lizenz veröffentlicht werden.	Software kann beliebig genutzt, verändert und vertrieben werden. Je nach Lizenz ist ein Hinweis auf Ursprung erforderlich.
+ Transparenz der Softwareentwicklung	- keine Möglichkeit zur Nachverfolgung der Software-Entwicklung
+ Software bleibt stets Open Source	- Software kann Closed Source werden
- Änderungen müssen mit Datum dargelegt werden	- (je nach gewählter Lizenz) keine Pflicht zur Markierung von Änderungen
- keine Kombination von Code mit zwei inkompatiblen Copyleft-Lizenzen	+ Kombination von Permissive möglich, Kombination mit Copyleft flexibler
- dies erschwert ggf. Anwendung des entwickelten Tools durch Dritte	+ keinerlei Einschränkungen der weiteren Entwicklung und Verwendung des Tools

Tabelle 2.3: Vergleich der Lizenztypen für Projektsoftware in *open_eGo*.

Projekt	Lizenz
oemof	GNU GPLv3
PyPSA	GNU GPLv3
PyPOWER	BSD 3-Clause License
OSeMOSYS	Apache License, Version 2.0
SciGRID	Apache License, Version 2.0
osmTGmod	Apache License, Version 2.0
OPSD	MIT License

Tabelle 2.4: Lizenzierung in anderen Open-Source-Projekten.

Als Anforderung an die eigene Lizenz wurden von den Projektpartnern zwei Prämissen formuliert:

- Das *eGo*-Tool und seine zugehörige Daten sollen von jeder und jedem (auch kommerziell) nutzbar sein.
- Code und Daten sollen immer offen und frei zugänglich bleiben.

Auf Grundlage dieser Vorgabe und den vorangegangenen Abwägungen wurde die standardmäßige Softwarelizenzierung unter **AGPLv3** ausgewählt und vorgenommen. Die weitergehende Implementierung der Lizenzierung innerhalb der Software wurde auf GitHub⁴⁵ veröffentlicht.

2.4.2 Lizenzwahl für Daten

Im Rahmen von *open_eGo* wurden nicht nur Code, sondern auch unterschiedliche Daten erstellt (Input und Output) und auf der *OEP* veröffentlicht. Bevor Datensätze im Projekt verwendet werden können, werden alle Lizenzen und die jeweilige Urheberschaft recherchiert und dokumentiert. Vor dem Prozessieren wird dann die entsprechende Lizenz-Kompatibilität geprüft. Dabei sind die jeweiligen Attribuierungen (z.B. Nennung des Urhebers und der Lizenz) und vorhandene Copyleft-Lizenzen zu beachten. Für die korrekte Verfolgung aller Datenverschneidungen wurde eine UML-Variante namens BPMN angepasst. Dadurch können alle Tabellen zurückverfolgt werden und mit der richtigen Attribuierung versehen werden.

Einige der verwendeten Datensätze sind Public Domain und verlangen keinerlei Nutzungsplichten. Der größte Teil der offenen Daten steht jedoch unter freizügigen Datenlizenzen mit Attributierungs-Pflichten. Zum Beispiel wird von vielen deutschen Behörden die Datenlizenz Deutschland verwendet. Bei offenen Datenlizenzen gibt es zudem das gleiche Copyleft-Konzept wie bei Software. Dadurch kann festgelegt werden, dass Daten mit einer offenen Lizenz stets offen bleiben und daraus abgeleitete Daten ebenfalls unter dieser Lizenz veröffentlicht werden müssen. Die am weitesten verbreitetste Daten-Copyleft-Lizenz ist die ODbL, die vom *OSM*-Projekt verwendet wird.

Beispiel: In die Erstellung von Grid Districts fließen beispielsweise OSM (Lizenz: ODbL) und Zensus-Daten (Lizenz: Datenlizenz Deutschland) ein. Die resultierenden Daten müssen daher mit OdbL wieder veröffentlicht und die beiden Urheber genannt werden.

⁴⁵https://github.com/openego/data_processing/wiki/Header-and-License

Da der überwiegende Teil der erstellten *OSM*-Daten als Eingangsdaten verwendet wird, wurde entschieden, alle erstellten Datensätze ebenfalls mit der ODbL zu versehen. Dies vereinfacht die Lizenzwahl und stellt die Kompatibilität aller Daten untereinander sicher. Das Vorgehen gliedert sich in folgende drei Punkte auf:

- Alle verwendeten Eingangsdaten werden auf Lizenzkompatibilität geprüft, die Attribuierung wird in den Metadaten festgehalten.
- Als Standard-Lizenz wird die ODbL gewählt. In Einzelfällen kann eine andere Lizenz gewählt werden, sofern dies möglich ist.
- Als Lizenzgeber wird analog zur Code-Lizenzierung der Name des Instituts oder der Hochschule gewählt.

Beispiel für entsprechende Metadaten auf der *OEP*:

```
'licenses':  
  
    'name': 'ODbL-1.0',  
    'title': 'ODC Open Database License v1.0',  
    'path': 'http://opendatacommons.org/licenses/odbl/1.0/',  
    'attribution': '© CopyrightOwner'  
  
'sources':  
  
    'title': 'OpenStreetMap',  
    'path': 'http://www.openstreetmap.org'  
    'attribution': '© OpenStreetMap-Mitwirkende'
```

Während die Fragen der Software-Lizenzierung durch die durchgeführte Rechtsberatung zum überwiegenden Teil beantwortet werden konnten, gibt es bei der Datenlizenzierung juristische Uneindeutigkeiten die dazu führen, dass aufwändige und detaillierte Betrachtung jedes einzelnen Datensatzes notwendig sind.

3 Datengrundlage (exklusive Netzmodelle)

Die im Rahmen des Forschungsprojekts entwickelten Netzplanungs- und -berechnungstools verlangen eine fundierte und konsistente Datengrundlage über alle betrachteten Netzebenen hinweg. Diese gemeinsame Datenbasis ist im Rahmen von *open_eGo* geschaffen worden. Die Erstellung erfolgt im *DataproCESSing*, einem aus SQL- und Python-Skripten bestehenden Tool und wird im Folgenden ausführlich dargelegt. Es wird zunächst die Erstellung der Szenarien beschrieben und auf die Technologieauswahl und installierten Leistungen von Erzeugern und Speichern eingegangen. Zentraler Aspekt der technisch-wirtschaftlichen Optimierung sind Kostenannahmen, die in Kapitel 3.3 dargelegt werden. Daraufhin wird die Erstellung von Last- und Netzgebieten sowie die räumliche und zeitliche Verteilung von Lasten und Erzeugern erläutert. Die Erstellung und Veröffentlichung folgt dabei durchgehend den Kriterien von Open Source und Open Data, worauf in Kapitel 3.7 genauer eingegangen wird. Abschließend erfolgt eine Diskussion der erstellten Methoden und Daten sowie eine Vorstellung der Anwendung des *DataproCESSings*. Die Erstellung der Netzmodelle wird aufgrund der zentralen Rolle im darauffolgenden Kapitel separat erläutert.

3.1 Szenarienerstellung

Für die Tool-Entwicklung und -anwendung wurden drei Szenarien erstellt, die als exogener Input dienen. Neben dem *Status Quo* gibt es zwei Szenarien, die mögliche Pfade der zukünftigen Entwicklung des elektrischen Energiesystems im Rahmen der deutschen Energiewende darstellen. Im Zentrum der Modellierung und Szenarienerstellung steht dabei Deutschland, welches mit einer möglichst hohen zeitlichen und geografischen Auflösung abgebildet wird. Zudem werden die direkten Nachbarländer mit geringerer räumlicher Auflösung betrachtet, wie in Kapitel 4.1.4 erläutert. Als Szenarien wurden definiert: (1) *Status Quo*, (2) *NEP 2035* und (3) *eGo 100*. Diese werden im Folgenden kurz beschrieben. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Szenarien liefert [7].

Das **Status Quo**-Szenario ist auf Basis statistischer Daten für das Jahr 2015 entwickelt. Für Deutschland sind die installierten Leistungen des Kraftwerksparks aus den Kraftwerkslisten und Anlagenregistern [8, 9], welche im *OPSD*-Projekt erstellt

worden sind (berücksichtigt den Kraftwerkspark bis Ende 2015), anlagenscharf entnommen. Die aggregierten Kapazitäten für das Ausland basieren auf dem ENTSO-E *Scenario Outlook and adequacy forecast 2014-2030*-Datensatz für das Szenario B aus der Tabelle *19:00pm Werte - Best estimate* [10].

Das **NEP 2035**-Szenario basiert auf dem deutschen *NEP Strom 2015 des ersten Entwurfs* der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) [3]. Von den sieben Szenarien in diesem Bericht wurde das *B2-2035* für das *open_eGo*-Projekt gewählt. Das Szenario wird als ein Szenario mit Ausbau Erneuerbare-Energie-Anlagen (EEA) am oberen Rand und erhöhtem Anteil an Erdgas sowie einer fortschreitenden Emissionsreduktion über die 20 Jahre beschrieben (vgl. [3], S. 28). In Planung befindliche Gaskraftwerke sowie sämtliche der BNetzA gemeldeten Pumpspeicherprojekte werden berücksichtigt. In Analogie zum NEP werden für Nachbarstaaten die installierten Leistungen dem ENTSO-E-Bericht *Scenario Outlook and adequacy forecast 2014-2030* (19:00pm Werte, Vision 3) [10] angenommen.

Das **eGo 100**-Szenario basiert auf der Studie *e-Highway 2050 - Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050* [11]. Das Szenario beschreibt ein zukünftiges elektrisches Energiesystem, welches in Deutschland zu 100 % mit Erneuerbare Energien (EE) und im Ausland mit limitierten Gaskraftwerkskapazitäten versorgt wird. Im Gegensatz zum originalen Szenario werden für das deutsche Energiesystem 13 GW installierter Leistung von Gaskraftwerken entnommen (vgl. [12] und [13]).

Die Tabelle 3.1 zeigt die charakteristischen Hauptunterschiede der erstellten Szenarien. Der Anteil von EE steigt zwischen den Szenarien hinsichtlich der installierten Leistung und dem Anteil am elektrischen Stromverbrauch bis zu einer vollen regenerativen Versorgung. Für alle drei Szenarien wird ein konstanter Stromverbrauch sowie eine konstante Spitzenlast angenommen. Dies wird durch sich gegenseitig laststabilisierende Maßnahmen (Kompensationsanlagen, Demand-Side-Management, Elektromobilität, etc.) begründet, die im Projektrahmen von *open_eGo* nicht näher behandelt werden konnten.

	Status Quo		NEP 2035		eGo 100	
	DE	gesamt	DE	gesamt	DE	gesamt
EE-Anteil an installierter Leistung (%)	50	42	75	67	100	97
Jährlicher Netto Stromverbrauch (TWh)	506	1569	506	1569	506	1569
Jährliche Spitzenlast (GW)	87	253	87	253	87	253
EE-Anteil am el. Stromverbrauch (%) ¹	27	-	66	-	100	-

Tabelle 3.1: Charakterisierung der Szenarien nach Schlüsselparametern für Deutschland und das gesamte Modell.

¹Literaturwerte (siehe BMWi 2017 [14], NEP 2025 [3]), je Rechnung variierend

3.2 Technologieauswahl und installierte Leistungen

3.2.1 Erzeuger

Die Erzeugungskapazitäten werden in erneuerbare und konventionelle Erzeugung unterteilt. Für die jeweiligen Szenarien werden die Kapazitäten den genannten Studien entnommen und gegebenenfalls angepasst. So werden beispielsweise abweichend zum NEP 2015 die kleinen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen den Biomasse- oder Erdgas-anlagen zugewiesen. Die Tabelle 3.2 zeigt die installierten elektrischen Erzeugungskapazitäten in Deutschland und dem gesamten Modell für die drei Szenarien. Eine volle Beschreibung der installierten Erzeugungskapazitäten der Nachbarländer pro Szenario ist online veröffentlicht (siehe [13]).

Erzeugerkapazitäten in GW	Status Quo		NEP 2035		eGo 100	
	DE	gesamt	DE	gesamt	DE	gesamt
Kernenergie	12,0	92,5	0,0	57,5	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	46,0	9,1	25,7	0,0	0,0
Steinkohle	27,8	62,3	11,0	27,3	0,0	0,0
Erdgas	27,5	59,4	35,7	91,2	0,0	28,5
Öl	4,4	15,8	0,8	5,6	0,0	0,0
Abfallstoffe	1,7	8,0	1,6	1,6	0,0	0,0
Sonstige konv. Erzeugung	2,5	2,5	1,0	1,0	0,0	0,0
Summe konv. Erzeugung	97,1	286,5	59,2	209,9	0,0	28,5
Wind Onshore	41,3	66,1	90,3	154,9	98,4	382,1
Wind Offshore	3,4	5,0	16,4	42,8	27,0	65,9
Photovoltaik	38,5	48,3	60,6	114,3	97,8	300,1
Biomasse	7,2	15,2	8,3	36,0	27,8	93,3
Wasserkraft	5,3	69,7	5,8	70,7	3,2	84,5
Summe erneuerbare Erzeugung¹	95,6	204,3	181,5	418,8	254,2	925,9
Gesamt	192,7	490,8	240,7	628,6	254,2	954,4

Tabelle 3.2: Installierte Erzeugungskapazitäten pro Szenario für Deutschland sowie den gesamten Betrachtungsraum nach Energieträger. [13]

¹Zusätzlich zu den genannten Technologien sind hier auch wenige MW Geothermie-anlagen enthalten.

3.2.2 Speicher

Die Speichertechnologien werden in Pumpspeicher, Batteriespeicher und Wasserstoffspeicher unterschieden. Je nach Szenario werden verschiedene Kapazitäten angenommen. Während in den Szenarien *Status Quo* und *NEP 2035* lediglich Pumpspeicherkraftwerke als exogen installierte Speicherkapazitäten angenommen werden, werden im Szenario *eGo 100* Batteriespeicher und Wasserstoffspeicher in den Nachbarländern ergänzt. In Deutschland werden zunächst keine Batterie- oder Wasser-

stoffspeicher fest installiert, da deren Einsatz und Verteilung Ziel der Optimierung (vgl. Kapitel 5) ist. Die Tabelle 3.3 zeigt die installierten Leistungen der Speicher für Deutschland sowie den gesamten Betrachtungsraum nach Speichertechnologie und Szenario.

Speicherkapazitäten in GW	Status Quo		NEP 2035		eGo 100	
	DE	gesamt	DE	gesamt	DE	gesamt
Pumpspeicher	9,3	19,7	9,3	33,9	9,3	51,4
Batteriespeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,7
Wasserstoffspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	39,7
Summe exogene Speicher	9,3	19,7	9,3	33,9	9,3	107,8

Tabelle 3.3: Speicherkapazitäten für Deutschland sowie den gesamten Betrachtungsraum pro Szenario, auf Basis von [13].

Die Ermittlung der Pumpspeicherkapazitäten der verschiedenen elektrischen Nachbarn erfolgt mit Hilfe einer Annahme der zugrundeliegenden Statistik der ENTSO-E [10]. Die Notwendigkeit für dieses Vorgehen begründet sich durch unterschiedliche Angaben und statistische Zählweisen der verschiedenen nationalen und internationalen Behörden, Instituten und Studien hinsichtlich der installierten Leistung von Pumpspeicherkraftwerken. Ein Abgleich der verschiedenen Angaben⁴⁶ zeigt hierbei die inhomogene Datenlage bei den gemeldeten Kapazitäten. Zur Ermittlung der Kapazitäten auf Basis einer einheitlichen Quelle [10] wird diese näherungsweise aus der Differenz zwischen gesamter Wasserkraft-Kapazität und Wasserkraft aus erneuerbarer Erzeugung bestimmt. Die Priorisierung zur Verwendung einer einheitlichen statistischen Quelle [10] führt dazu, dass die Kapazitäten für Länder wie Österreich, Schweiz und Schweden tendenziell unterschätzt und dagegen die Kapazitäten der Laufwasserkraft überschätzt werden.

Das Verhältnis von Leistung und Energie $P/E - ratio$ wird in Anlehnung an die verwendete Software Python for Power System Analysis (*PyPSA*) als konstant angenommen. Dieses Verhältnis sowie die Wirkungsgrade der berücksichtigten Technologien sind pro Szenario in Tabelle 3.4 dargestellt.

3.3 Kostenannahmen und -umrechnungen

Die Optimierung der Kraftwerkseinsätze sowie des Netz- und Speicherausbaus (siehe Kapitel 5, 6, 7) erfolgt hinsichtlich minimaler, volkswirtschaftlicher Kosten. Somit werden zum einen Grenzkosten für die Erzeuger und Speicher je Szenario benötigt.

⁴⁶OPSD National Capacities: https://data.open-power-system-data.org/national_generation_capacity/2017-07-07/national_generation_capacity_since2013.xlsx

	Wirkungsgrad			P/E-ratio
	Status Quo	NEP 2035	eGo 100	
Pumpspeicher	78,3%	78,3%	78,3%	6
Batteriespeicher	85,5%	87,0%	90,0%	6
Wasserstoffspeicher	25,3%	30,8%	44,8%	168

Tabelle 3.4: Zusammenstellung der technischen Annahmen für Batterie-, Wasserstoff- und Pumpspeicher [15].

Zum anderen erfordert die netzebenenübergreifende wirtschaftliche Optimierung von Netz- und Speicherausbau die Kapitalkosten für die einzelnen Betriebsmittel der HöS- und HS-Ebene sowie der MS- und NS-Ebene. Im Folgenden werden die hier getroffenen Kostenannahmen dargestellt und erläutert.

3.3.1 Marginalkosten

Die verwendeten Marginalkosten der Kraftwerke sind pro Erzeuger bzw. Energieträger für die drei Szenarien in Tabelle 3.5 angegeben. In den Kosten sind die CO_2 -Preise pro Tonne (*Status Quo*: 5,91 EUR/t CO_2 , *NEP 2035*: 31,00 EUR/t CO_2 , *eGo 100*: 62,05 EUR/t CO_2) inkludiert. Eine detaillierte Beschreibung der Kostenannahmen, Quellen [13] und Berechnungen finden sich online⁴⁷.

Energieträger/Erzeugung	Status Quo EUR/MWh	NEP 2035 EUR/MWh	eGo 100 EUR/MWh
Kernenergie	4,68	5,48	–
Braunkohle	10,78	17,64	–
Steinkohle	14,95	24,79	–
Erdgas	32,30	41,93	56,05
Öl	41,02	68,86	–
Abfallstoffe	31,65	39,93	–
KWK < 10 MW	23,96	31,11	31,63
Biomasse	23,96	31,11	31,63
Sonstige konventionelle Erzeugung	31,65	39,93	–

Tabelle 3.5: Marginalkosten nach Energieträger und Szenario in EUR₂₀₁₄/MWh [13].

3.3.2 Kapitalkosten

Die Investitionskosten für die **MS- und NS-Ebene** sind in der Tabelle 3.6 dargestellt. Es wird angenommen, dass nur Erdkabel zum Einsatz kommen. Die Investi-

⁴⁷github.com/znes/F1EnS/tree/dev/open_eGo

Komponente	Overnight Investitionskosten	
	TEUR	pro
Kabel, NS	9	km
Kabel, NS inkl. Erdarbeiten (ländlich)	60	km
Kabel, NS inkl. Erdarbeiten (urban)	100	km
Kabel, MS	20	km
Kabel, MS inkl. Erdarbeiten (ländlich)	80	km
Kabel, MS inkl. Erdarbeiten (urban)	140	km
Transformator, HS-MS	1000	Stück
Transformator, MS-NS	10	Stück

Tabelle 3.6: Exogene Annahmen zu den Netzausbaukosten in der Mittel- und Niederspannung auf Grundlage von [4] und [16].

Komponente	Overnight Investitionskosten			
	Mio. EUR	pro	EUR	pro
AC-Leitung, 380 kV	0,2	km	85	MVA · km
AC-Leitung, 220 kV	0,15	km	290	MVA · km
AC-Leitung, 110 kV	0,06	km	230	MVA · km
Transformator, 380-220 kV	8,5	Stück	14167	MVA
Transformator, 380-110 kV	5,2	Stück	17333	MVA
Transformator, 220-110 kV		Stück	7500	MVA
DC-Leitung	1,5	km	375	MW · km
DC-Konverter	0,2	Stück	200000	MW

Tabelle 3.7: Exogene Annahmen zu den Netzausbaukosten in der Höchstspannungs- und Hochspannungsebene auf Grundlage von [4] (HS) und [3] (HöS).

tionskosten der verschiedenen Kabel werden weitergehend in ländliche und urbane Gebiete unterschieden, da sich hier die Kosten bezüglich der Erdarbeiten deutlich unterscheiden (vgl. dena-Verteilnetzstudie [4]).

Die Kosten für Leitungsausbau in der HöS- und HS-Ebene sind stark von der Art des Ausbaus abhängig. So ist die Zubeseilung eines Freileitungsseils auf bestehenden Masten etwa ein Vierfaches günstiger als der Neubau einer Trasse (vgl. [3]). Ein weiterer Einflussfaktor auf die Kosten des Netzausbau ist die Wahl der Übertragungstechnologie. So ist der Ausbau von Erdkabeln deutlich kostenintensiver als der von Freileitungen. Im Folgenden werden zunächst die geringsten Kosten für eine Zubeseilung einer Freileitung angenommen, in der Optimierung des HöS- und HS-Netzes (vgl. 5) ist es jedoch möglich die Kosten entsprechend zu erhöhen.

Die Annahmen zu den Kosten für Leitungs- und Transformatorausbau auf **HöS-** und **HS-Ebene** können Tabelle 3.7 entnommen werden. In der ersten Spalte in Tabelle 3.7 sind die Kosten pro Kilometer bzw. Stück aus [3] und [4] angegeben. Da

3.3 Kostenannahmen und -umrechnungen

der Netzausbau in der Optimierung der HöS und HS kontinuierlich stattfindet, werden Kosten pro Leistungseinheit benötigt, die in der zweiten Spalte dargestellt sind. Diese Umrechnung benötigt die Übertragungskapazität der einzelnen Komponenten die, sofern möglich, aus der entsprechenden Quelle oder dem bestehenden Netzdatenmodell (vgl. Kap. 4) entnommen wird. Bei Leitungen erfolgt zusätzlich die Multiplikation mit der jeweiligen Leitungslänge, welche im Netzdatenmodell enthalten ist. Für alle Szenarien werden in Anlehnung an [17] und [18] die gleichen Kostenannahmen getroffen. Dies ist auch nach den Veröffentlichungen des Projekts *eHighway 2050* im Rahmen der vorausberechneten Kosten bis zum Jahr 2050 ein mögliches Szenario.

Da das Innovationspotenzial von **Wasserstoff- und Batteriespeichern** im Vergleich zu Leitungen und Transformatoren deutlich höher ist, wird beim Ausbau von Energiespeichern im Gegensatz zum Netzausbau von variierenden Kosten je Szenario ausgegangen. Die Tabelle 3.8 zeigt die angenommenen Investitionskosten der Speichertechnologien in den drei hier betrachteten Szenarien.

	Batterien (Li-Ion)			Wasserstoffspeicher		
	Status Quo	NEP 2035	eGo 100	Status Quo	NEP 2035	eGo 100
Investitionskosten Leistung (TEUR/MW)	160	73	45	1215	815	575
Investitionskosten Energie (TEUR/MWh)	445	141	106	0,5	0,5	0,5
Investitionskosten insgesamt (TEUR/MW)	2830	919	678	1291	891	651
Betriebskosten (TEUR/MW/a)	2,27	0,65	0,44	3,21	2,21	1,62

Tabelle 3.8: Exogene Annahmen zu den Speicherausbau- und -betriebskosten je Szenario auf Grundlage von [19].

Die Quellen liefern Investitionskosten je Leistungseinheit und Energieeinheit. Um in der Optimierung der Nennleistung (siehe Kapitel 5) beide Kosten zu berücksichtigen, werden diese über das jeweilige Verhältnis von Leistung und Energie (vgl. Kapitel 3.2.2) summiert. Zudem werden jährliche Betriebskosten berücksichtigt. Da der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben als exogene Annahme vorgegeben ist, werden nur Kostenannahmen für Batterien und Wasserstoffspeicher benötigt.

3.3.3 Annualisierung der Kapitalkosten

Aufgrund der oben erläuterten unterschiedlichen Betrachtungsweisen des Netz- und Speicherausbau der Netzebenen ist nur für die HöS- und HS-Ebene eine Annualisierung der Kapitalkosten notwendig, um temporäre Effekte innerhalb einer unterjährigen Berechnung abbilden zu können. Mit der Barwertmethode werden die in den obigen Tabellen dargestellten *Overnight costs* ($K_{overnight}$) für den Netz- und Speicherausbau annualisiert. Hierzu wird der Rentenbarwertfaktor mittels des Zinsatzes p sowie über die gesetzliche Investitionsdauer T [20] für das jeweilige Vorhaben gebildet. Der Rentenbarwertfaktor PVA (present value of an annuity factor) ist in Gleichung 3.1 beschrieben.

$$PVA = \frac{1}{p} - \frac{1}{p \cdot (1 + p)^T} \quad (3.1)$$

Aufgrund der Möglichkeit einer unterjährigen, stündlichen Berechnung bezieht sich auch der Barwert $K_{annuity}$ auf die jeweilige Berechnungsperiode $t_{Periode}$ und wird mit der Formulierung von 3.2 und 3.3 gebildet. t_{Jahr} ist hierbei mit 8.760 h definiert.

$$t_{Periode} = t_{end_snapshot} - t_{start_snapshot} [h] \quad (3.2)$$

Die unterjährigen, annualisierten Kosten als Barwert werden mit 3.3 durch die Multiplikation des Rentenbarwertfaktors und dem Faktor für die unterjährige Berechnung bestimmt.

$$K_{annuity} = \frac{K_{overnight}}{PVA} \cdot \frac{t_{Periode} + 1}{t_{Jahr}} \quad (3.3)$$

Standardmäßig werden die annualisierten Kosten mit den in Tabelle 3.9 dargelegten Parametern berechnet, Anpassungen sind für die Anwendung (vgl. Kap. 5 u. Kap. 7) jedoch möglich.

Komponente	Zinssatz	Betriebsdauer (a)		
		Status Quo	NEP 2035	eGo 100
AC-Leitungen	5 %	40	40	40
DC-Leitungen	5 %	40	40	40
Transformatoren	5 %	40	40	40
Batteriespeicher	5 %	20	25	30
Wasserstoffspeicher	5 %	25	25	25

Tabelle 3.9: Parameter der Annualisierung je Szenario auf Grundlage von [19] (Speicher) und [21] (Leitungen und Transformatoren).

Mit den Overnight-Investitionskosten der einzelnen Betriebsmittel und Speicher sowie den Betriebskosten der Speichereinheiten aus dem vorangegangenen Unterkapitel ergeben sich die Investitionskosten für den entsprechenden Berechnungszeitraum. Diese sind exemplarisch für eine Jahresrechnung in Tabelle 3.10 dargestellt.

Komponente	Investitionskosten pro Jahr (EUR/MW)		
	Status Quo	NEP 2035	eGo 100
AC-Leitung, 380 kV	4,95 · Länge in km		
AC-Leitung, 220 kV	16,90 · Länge in km		
AC-Leitung, 110 kV	13,40 · Länge in km		
DC-Leitung	21,85 · Länge in km		
Transformator, 380-220 kV	825,63		
Transformator, 380-110 kV	1010,14		
Transformator, 220-110 kV	437,09		
Batteriespeicher	227,27	65,25	44,13
Wasserstoffspeicher	91,76	63,38	46,30

Tabelle 3.10: Annualisierte Kosten je Szenario.

3.4 Räumliche Verteilung von Erzeugung und Verbrauch auf Netz- und Lastgebiete

Das Ziel der netzebenenübergreifenden, hochauflösten Simulation und Optimierung des deutschen Stromsystems erfordert die räumliche Verteilung von elektrischen Lasten und Erzeugern sowie die Zuordnung zu den einzelnen Netzebenen. Dabei ist eine der zentralen Herausforderungen, dass die Daten einerseits einen hohen Detaillierungsgrad aufweisen müssen, um den Anforderungen bei der Untersuchung und Modellierung der niederen Spannungsebenen zu genügen, andererseits

für deutschlandweite Betrachtungen auf der HöS- und HS-Ebene auf ein sinnvolles Maß aggregierbar sein müssen. Die im Projekt betrachteten Spannungsebenen und Schnittstellen zwischen diesen sind in Abbildung 3.1 schematisch dargestellt. Die im Projekt *open_eGo* verwendeten Methoden werden im Folgenden thematisch gegliedert vorgestellt.

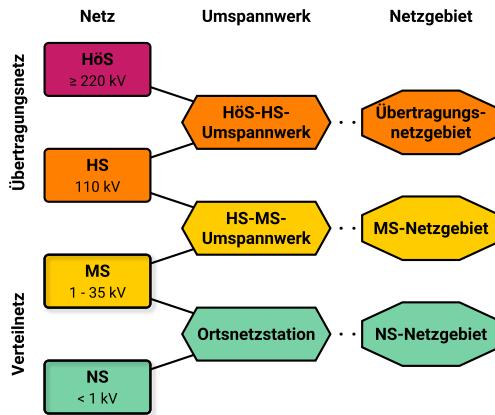


Abbildung 3.1: Betrachtete Netzebenen und deren Schnittstellen.

3.4.1 Umspannwerke (HöS-HS und HS-MS)

In diesem Kapitel wird die geografische Lokation der Umspannwerke (UW) des HöS-HS-Datenmodells sowie an dem Übergabepunkt zwischen der 110 kV-Ebene zur MS-Ebene erläutert. Diese UW bilden nach Definition des *open_eGo*-Projektes die Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilnetz. Um den Open-Source-Anforderungen des Projekts zu entsprechen, werden im *OSM*-Datensatz vorliegende Daten zu UW verwendet [22]. Bedingt durch eine inhomogene Datenlage müssen die genutzten Daten vor ihrer weiteren Verwendung aufgearbeitet und angepasst werden. Um eine realistische und möglichst umfassende Datenbasis zu generieren, wird auf verschiedene in *OSM* verwendete Datentypen zurückgegriffen. So werden nicht nur UW des Datentypen *way* berücksichtigt, sondern auch die als *node* gekennzeichneten und im Falle der HöS-Netze auch UW des Datentypen *relation* einbezogen. Hinzu kommt, dass davon ausgegangen wird, dass die Daten bezüglich der Spannungsinformationen teils unvollständig oder nicht vorhanden sind. Um dennoch geeignete UW zu finden, werden solche identifiziert, die bereits den *tag: power = {substation, sub_station, station}*⁴⁸ enthalten. Zusätzlich müssen diese auch Spannungsinformationen, die eine Verbindung zum HöS- bzw. HS-Netz aufweisen, enthalten. Nicht berücksichtigt hingegen werden UW, die in Verbindung mit

⁴⁸<http://wiki.openstreetmap.org/wiki/Tag:power%3Dsubstation>

Step	Assumption	Result
1. Raw OSM data processing	power = *	extracted open power dataset of all voltage levels
2. Filter substations	type <i>node</i> or <i>way</i> or <i>relation</i> power = substation or sub_station or station	substations of all voltage levels
3. Filter voltage levels	for EHV substations: voltage $\geq 220,000$ for HV substations: voltage = 110,000 or 60,000 or line starts/ends at substation	EHV substations HV substations HV _{Rail} substations
4. Filter relevant substations	situated within administrative boundary frequency $\neq 16.7$ or 16.67 operator \neq DB_Energie or DB Energie GmbH or DB Netz or DB Netz AG substation \neq transition or traction	EHV substations HV substations
5. Aggregate substations	aggregate substations that are situated within a distance of 75 m from their boundary	Transmission substations Transition points

Tabelle 3.11: Abstraktionsprozess zur Herleitung der HöS- und HS-UW basierend auf OSM-Daten [1].

dem Bahnnetz stehen. Ein Überblick über den Abstraktionsprozess ist in Tabelle 3.11 gegeben.

Mittels der beschriebenen Methode konnten mögliche 4.082 HS-MS-Umspannwerke identifiziert werden. Von diesen sind 23 als *node* und 2.850 als *way* gekennzeichnet. Weitere 1.209 werden über die 110 kV-Leitungen, welche entweder im Bereich eines UW beginnen oder enden, kenntlich gemacht. Ausgehend von diesen 4.082 werden 361 UW, die irrelevant oder dem Bahnnetz zuzuordnen sind, ausgeschlossen. Weitere 113 UW werden zu Gunsten benachbarter UW (Abstand kleiner 75 m) mit einer größeren Fläche verworfen. Die resultierenden 3.608 HS-MS-Umspannwerke reduzieren sich des Weiteren durch einen Abgleich mit der durch *osmTGmod*-erstellten Netztopologie (siehe Kapitel 4.1.1) auf 3.591 HS-MS-Umspannwerke (Datenmodellversion v0.4.5). Diese fungieren als Grundlage für die in Kapitel 3.4.3 beschriebene Methodik zur Erstellung der MS-Netzgebiete und somit auch der Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch (vgl. Kapitel 4.1.3).

Analog zur Ermittlung der HS-MS-Umspannwerke werden auch UW der Übertragungsnetzebene identifiziert und in das Datenmodell eingepflegt. Es resultieren ins-

gesamt 424 HöS-HS-Umspannwerke, welche in der weiteren Datensatzerstellung zur Zuordnung von Kraftwerken in der Übertragungsnetzebene dienen (siehe Kapitel 4.1.3).

3.4.2 Übertragungsnetzgebiete

Übertragungsnetzgebiete stellen die „Einzugsgebiete“ der HöS-HS-Umspannwerke dar und werden im Projekt basierend auf den Standorten der UW mit Hilfe des Voronoi-Verfahrens gebildet (analog zu [23, 24]). Mit den in Kapitel 3.4.1 identifizierten 424 HöS-HS-Umspannwerken ergeben sich somit 424 Übertragungsnetzgebiete, die jeweils einem der UW zugeordnet werden. Dargestellt sind diese in Abbildung 4.3.

3.4.3 Mittelspannungsnetzgebiete

MS-Netzgebiete werden in diesem Projekt als geografische Einheiten definiert, in denen sich das zugehörige MS-Netz erstreckt und welche somit der geographischen Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch zu einem HS-MS-Umspannwerk dienen. Neben der Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch müssen die MS-Netzgebiete sinnvolle geographische Einheiten für die Modellierung von MS-Netzen darstellen. Grund für die Modellierung der Topologie der MS-Netze ist, dass für diese im Verlauf des Projektes keine ausreichende und öffentlich verfügbare Datenlage existierte. Netzbetreiber sind nach [25] nur zur Veröffentlichung von aggregierten statistischen Werten verpflichtet. Aufgrund dieses Datenmangels mussten Methoden zur Generierung von synthetischen Netztopologien erarbeitet werden, welche in Kapitel 4.2 dargelegt sind.

Ein bereits bestehender Ansatz zur Bestimmung von Netzgebieten ist die Verwendung des Voronoi-Verfahrens (vgl. [24, 23]). Die Bildung von MS-Netzgebieten durch das Voronoi-Verfahren gewährleistet die Zuordnung von Erzeugern und Verbrauchern zu den betrachteten UW. Allerdings eignen sich die entstehenden Gebiete aufgrund ihrer Geometrie nicht zur Modellierung der MS-Netztopologie. Den bedeutendsten Nachteil bildet die Zerschneidung einzelner Ortsteile bzw. Lastgebiete (vgl. Kapitel 3.4.4), welche dadurch doppelseitig an verschiedene MS-Netze angebunden würden und somit einen sehr hohen Netzausbaubedarf in der MS-Ebene zur Folge hätten. Um diesen Effekt zu verringern, werden Gemeindegrenzen als relevante Grenzen für MS-Netze betrachtet und in die Erstellungsmethodik integriert.

Dabei können drei verschiedene Fälle auftreten:

1. Befindet sich in einer Gemeinde genau ein UW, wird diese unbearbeitet als MS-Netzgebiet eingesetzt.
2. Befinden sich mehrere UW in einem Gemeindegebiet, wird dieses mit Hilfe des Voronoi-Ansatzes aufgeteilt.
3. Befindet sich kein UW in der betrachteten Gemeinde, wird diese dem nächstgelegenen UW zugeordnet und die beiden Gebiete miteinander vereint.

Die Erstellungsmethodik inklusive der genannten drei verschiedenen Fälle ist grafisch in Abbildung 3.2 dargestellt.

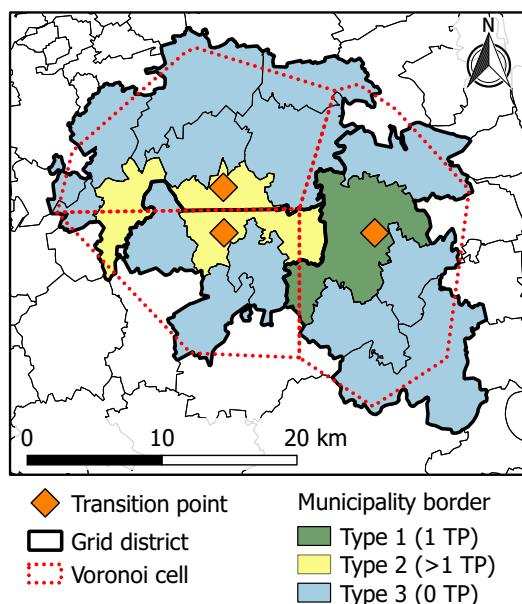


Abbildung 3.2: Beispiel für die Erstellung von Mittelspannungsnetzgebieten.

Die beschriebene Methodik erzeugt für den verwendeten Datensatz 1.717 Gebiete, in denen sich genau ein UW befindet (Fall 1), 548 Gebiete mit einem oder mehreren UW (Fall 2) sowie 9.746 Gebiete, in denen sich kein UW befindet (Fall 3). Durch verschiedene Kombinationen dieser drei Fälle werden insgesamt 3.591 MS-Netzgebiete mit einer mittleren Fläche von 99 km^2 geschaffen. Da MS-Leitungen über eine maximale Länge von 30 km verfügen [26, 27], darf auch im Modell die Distanz zwischen Verbraucher und UW diesen Grenzwert nicht überschreiten. Bei den vorgenommenen Berechnungen beläuft sich der größte Abstand auf 24 km. Folglich sind die resultierenden Netzgebiete ausreichend klein, um darin technisch funktionierende MS-Netze zu modellieren. Durch die Anwendung der beschriebenen Methode der Kombination aus Voronoi-Zellen und Gemeindegrenzen zur Generierung von Netzgebieten kann eine Reduktion der Schnittlänge von Lastgebieten von 9.350 km auf 6.797 km gegenüber der Verwendung reiner Voronoi-Zellen erreicht werden (siehe [1]).

3.4.4 Lastgebiete

Um den Ansprüchen an eine hohe geographische Auflösung innerhalb des Projekts gerecht zu werden und gleichzeitig die Datenmengen so gering wie möglich zu halten, wurde eine Methodik zur Generierung sogenannter „Lastgebiete“ (Load Areas) entwickelt. Diese stellen geographische Einheiten dar, denen ein elektrischer Verbrauch zugeordnet wird (vgl. Kapitel 3.4.6). Dafür werden aus dem OSM-Datensatz [28, 29] die Landnutzungsflächen (mit dem Tag `landuse`) den vier Bereichen Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD), Industrie, Wohnen und Landwirtschaft zugeordnet. Da bei der Kartographie subjektive Entscheidungen verschiedener Mapper einfließen, gibt es Abweichungen bei den verwendeten Klassifizierungen und räumliche Qualitätsunterschiede der Grenzen eines Gebiets. So können ähnlich große Orte als eine gesamte Einheit oder auch als viele kleine Einheiten erfasst sein. Darum ist der erste Schritt Nutzungsflächen sinnvoll zusammen zu fassen und zu ergänzen. Die Methode ist in Abbildung 3.3 dargestellt.

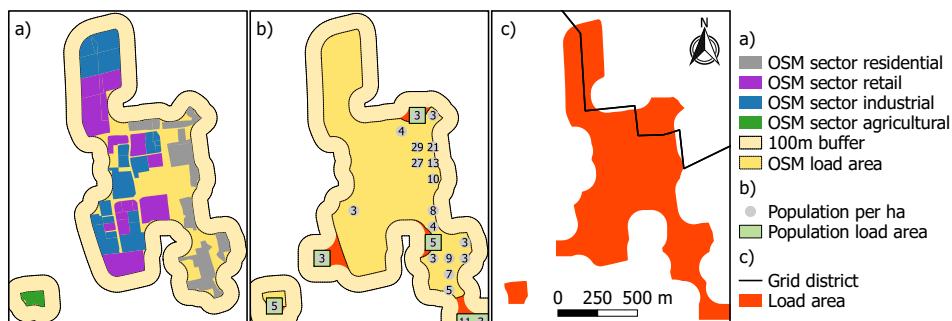


Abbildung 3.3: Erstellung der Lastgebiete: a) OSM-Landnutzung b) Zensus Bevölkerungs raster c) Resultierende Lastgebiete pro MS-Netzgebiet

Um jede Nutzungsfläche wird ein Puffer von 100 m erzeugt. Befindet sich in diesem Puffer eine weitere Nutzungsfläche, werden diese Gebiete zusammengeschlossen. Ergänzt werden diese zusammengefassten Nutzungsgebiete mit den hochauflösten Zensusdaten [30]. Der Zensus-Datensatz enthält die Bevölkerungsanzahl in einem 100 m × 100 m Raster aus der Zensuserhebung im Jahr 2011. Da sich die Lastgebiete auch über die Grenzen der MS-Lastgebiete hinaus erstrecken können, werden diese verschnitten und in eigenständige benachbarte Lastgebiete aufgeteilt.

Um eine Zuordnung des jährlichen elektrischen Energiebedarfs zu diesen geographischen Gebieten zu ermöglichen, werden die Informationen zu den Anteilen der OSM-Landnutzungsflächen (GHD, Industrie, Wohnen, Landwirtschaft) und die Einwohnerzahl und -dichte für jedes erstelle Lastgebiet ergänzt. Mit dieser Methode werden deutschlandweit einheitliche Lastgebiete erstellt. Als Ergebnis entsteht ein Datensatz mit ca. 207.577 Lastgebieten mit einer Gesamtfläche von ca. 43.941 km².

3.4.5 Niederspannungsnetzgebiete

Bei der Erstellung der NS-Netzgebiete kann nicht wie bei den MS-Netzgebieten vorgegangen werden, da keine ausreichend genaue Datengrundlage vorhanden ist. Es wird daher auf ein einfacheres Rasterverfahren zurückgegriffen. Ein Ziel ist es, die gesamte Fläche der Lastgebiete (Kapitel 3.4.4) in kleinere Einheiten zu zerlegen. Dafür werden die Flächen mit einem Raster der Größe $360\text{ m} \times 360\text{ m}$ verschnitten. Innerhalb der Lastgebiete liegen somit abstrahierte, rechteckige NS-Netzgebiete vor. Um kleinere Fragmente an den Rändern zu vermeiden, werden kleine Teile dem nächsten Nachbarn zugeordnet.

Im Mittelpunkt der Netzgebiete befindet sich die Ortsnetzstation (ONS). An diesem Punkt können sich jeweils mehrere NS-Transformatoren befinden. Über die ermittelten Kennwerte der Lastgebiete werden typische Anlagengrößen zugewiesen. Dadurch entsteht eine hierarchische Darstellung der Versorgungsstrukturen.

3.4.6 Verteilung des elektrischen Energiebedarfs

Umfassende Kenntnisse der räumlichen Verteilung des elektrischen Energiebedarfs sind unerlässlich für die Durchführung von Lastflusssimulationen. In *open_eGo* wird der jährliche Stromverbrauch anhand von mehreren Datenquellen und Methoden den identifizierten Lastgebieten zugeordnet. Daten zum elektrischen Energiebedarf des Jahres 2011 für die verschiedenen Verbrauchssektoren werden dazu aus Veröffentlichungen der statistischen Landesämter entnommen [31].

Die Methodik für die räumliche Zuordnung des Bedarfs ist vom betrachteten Sektor abhängig. Der jährliche Stromverbrauch der Haushalte wird anhand der Bevölkerungsverteilung unter der Annahme einer direkten Korrelation zwischen der Einwohnerzahl und dem Stromverbrauch im Referenzgebiet ermittelt [32, 33, 34, 35, 24].

Für die Sektoren Industrie und GHD wird eine Korrelation zwischen Stromverbrauch und Bruttowertschöpfung angenommen [36, 23, 37]. Die Daten zur Bruttowertschöpfung liegen auf Landkreisebene für das Jahr 2011 vor [38]. In *open_eGo* wird die räumliche Auflösung für diese Sektoren erhöht, indem der jährliche Verbrauch nicht nur den Landkreisen, sondern auch jedem Lastgebiet auf Basis von Daten zur Nutzungsfläche des jeweiligen Sektors zugeordnet wird. Der Annahme folgend, dass industrielle Großverbraucher über einen Direktanschluss an das HS-Netz verfügen, werden diese als Sonderfall betrachtet und nicht in die Lastgebiete integriert. Hier wird angenommen, dass, wenn einzelne OSM-Industriepolygone den maximalen Jahresstromverbrauch von 130 GWh/a (abgeleitet aus Annahmen in 4.4)

überschreiten, diese innerhalb des Modells als industrielle Großverbraucher gelten und im Rahmen der Zuordnung von Erzeugern und Verbrauchern zu den Netzknoten (vgl. 4.1.3) gesondert behandelt werden.

Insgesamt beträgt der im Datenmodell berücksichtigte elektrische Stromverbrauch in Deutschland für das Jahr 2011 506 TWh. 45,4 % davon wurden industriell genutzt. Haushalt und Handel waren für jeweils 26,6 % und 28 % verantwortlich [31]. Es können 295 industrielle Großverbraucher, welche direkt an das HS-Netz angebunden sind und jährlich 26,6 TWh Strom verbrauchen, identifiziert werden.

3.4.7 Verteilung der Konventionellen & Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in *open_eGo* verwendeten Daten der Wirkleistungserzeuger werden aus offiziellen, öffentlich verfügbaren Verzeichnissen wie z.B. der Kraftwerksliste und dem Anlagenregister, veröffentlicht von der BNetzA [39], entnommen. Diese Verzeichnisse stellen Informationen mit unterschiedlicher geografischer Auflösung zu den Kraftwerken bereit. Auftretende Datenlücken bezüglich der Spannungsebene, in welcher die Anlagen angeschlossen sind, und des genauen Standorts müssen daher ergänzt werden. Als Basis dafür dient die teilweise bereits angegebene Spannungsebene, die eingetragene Technologie und die installierte Leistung der einzelnen Kraftwerke. Mit Hilfe dieser Informationen können die Erzeugungsanlagen nicht nur räumlich, sondern auch einer bestimmten Netzebene zugeordnet werden. Dabei werden Erzeuger mit einer Spannungslevel von 110 kV oder geringer UW mit dem Tag 110 kV zugeordnet, indem ein räumlicher Vergleich zwischen den Erzeugerstandorten und MS-Netzgebieten durchgeführt wird. Generatoren mit einem Spannungslevel über 110 kV werden den HöS-HS-Umspannwerken über die HS-Netzgebiete zugeordnet. Die Tabelle 3.12 zeigt die Zuordnung der Generatoren zu den Spannungsebenen für das *Status Quo*-Szenario für Deutschland.

Spannungs-ebene	Nenn-leistung in MW	Zuordnungs-ziel	Gesamtkapazität (erneuerbar) in GW	Gesamtkapazität (konventionell) in GW
1 (HöS)		HöS-Netz	7,39	88,66
2 (HöS-HS)		Umspanngebene	0,07	0,00
3 (HS)		HS-Netz	16,28	19,56
4 (HS-MS)	4,5 - 17,5	Übertragungspunkt	9,73	2,45
5 (MS)	0,3 - 4,5	MS-Netz	34,89	0,05
6 (MS-NS)	0,1 - 0,3	Umspanngebene	5,18	0,00
7 (NS)	$\leq 0,1$	NS-Netz	21,33	0,00

Tabelle 3.12: Zuordnung der Generatoren zur Spannungsebene über die Nennleistung sowie Summe der zugewiesenen Kapazitäten pro Spannungsebene für Deutschland im Status Quo (basierend auf [1]).

In den Eingangsdaten liegt die geografische Auflösung bei ca. 15 km. Die vorhandenen Koordinaten liegen in Mittelpunkten der Postleitzahlgebiete oder der Gemeinden. Dies führt dazu, dass eine große Anzahl von Kraftwerken gleicher und/oder verschiedener Technologie auf einem Punkt liegen. Bei Anlagen, die am HS-Netz angeschlossen sind, ist diese Auflösung ausreichend. Für die Zuordnung zu einem MS-Netzgebiet ist dies ebenfalls ausreichend, jedoch nicht für die Zuordnung zu den Last- und NS-Netzgebieten. Für die Erzeugung von möglichst realistischen MS-NS-Netzen ist diese Datengrundlage deshalb nur bedingt geeignet. Das Resultat wären eine auf wenige Netzknotenpunkte konzentrierte Erzeugungskapazität und stark verzerrte Ergebnisse in den Lastflussberechnungen.

Aus diesem Grund wurde ein Verfahren zur räumlichen Verteilung der Anlagenstandorte in der MS und NS entwickelt und angewendet. Im ersten Schritt wird ermittelt, ob die Anlagen innerhalb des Betrachtungsgebietes, also den erstellten MS-Netzgebieten, liegen. Beispielsweise Offshore-WKA sowie Anlagen knapp außerhalb der Landesgrenzen liegen nicht in einem MS-Netzgebiet. Während die Offshore-Anlagen gesondert betrachtet werden, werden die übrigen Anlagen in das nächstliegende MS-Netzgebiet verschoben. Anschließend werden unterschiedliche Methoden zur Verteilung der verschiedenen Technologien angewendet. Als Grundlage dienen diverse Annahmen, z.B. dass WKA außerhalb (Abstandsregeln) und dachmontierte Photovoltaik (PV)-Anlagen nur innerhalb der Lastgebiete liegen. Dabei werden die Methoden jeweils innerhalb eines MS-Netzgebietes durchgeführt. So wird sichergestellt, dass die Summen der Leistungen nicht verändert werden. Im Folgenden werden die Methoden einzeln beschrieben:

M1-1: Biogas- und Biomasse-Anlagen

Biogas-Anlagen finden sich überwiegend auf landwirtschaftlichen Betriebsflächen. Diese sind bereits bei der Erstellung der Lastgebiete ermittelt worden und liegen somit innerhalb der Lastgebiete. Es erfolgt eine Zuordnung über die installierte Leistung und die Größe der Fläche. Die größte Fläche erhält somit die größte Anlage. Auf jeder Fläche kann sich nur eine Anlage befinden.

M1-2: Große PV-Aufdachanlagen

PV-Aufdachanlagen, die wegen einer großen Anlagenleistung der HS-MS-Umspannebene zugeordnet werden, werden ebenfalls den landwirtschaftlichen Betriebsflächen zugeordnet. Dies basiert auf der Annahme, dass landwirtschaftliche Betriebe mit einer Biogas- oder Biomasse-Anlage häufig auch eine große PV-Anlage haben.

M2: Windparks

Im Eingangsdatensatz befinden sich viele WKA auf Punkten, die innerhalb von Lastgebieten liegen. Dies widerspricht dem Grundsatz, dass WKA aufgrund einzuhaltender Mindestabstände außerhalb von Städten oder Siedlungen stehen. Deswe-

gen wird ein Datensatz verwendet, der die sog. Weißflächen für Windenergieanlagen (vgl. [40]) enthält. Diese Weißflächen zeigen Gebiete, in denen der Aufbau und der Betrieb von WKA zulässig ist. Große Windparks haben in der Regel einen gebündelten Stromnetzanschluss an der HS-MS-Umspannenebene. Um diesen Umstand abzubilden, werden WKA, die einem zusammengehörenden Windpark mit HS-MS-Anschluss zugeordnet werden können, zusammen in eine Weißfläche verschoben. Die Zuordnung erfolgt über die Summe der installierten Leistung der WKA und der Größe der vorhandenen Weißfläche. Der größte Windpark verschiebt sich dadurch auf den Mittelpunkt der größten Weißfläche.

M3: Windenergieanlagen

Einzelne WKA werden über die gesamte Weißfläche innerhalb der MS-Netzgebiete verteilt. Es wird dazu ein gleichmäßiges Punkt-Raster mit einem Abstand von 500 m innerhalb der Weißflächen erstellt. Die Verschiebung erfolgt über eine Zufallsverteilung.

M4: Weitere Anlagen innerhalb der Lastgebiete

In einigen MS-Netzgebieten kann es vorkommen, dass nicht ausreichend Weißflächen oder Landwirtschaftsflächen zur Anlagenallokierung vorhanden sind. Zudem gibt es weitere Technologien (z.B. PV-Freiflächenanlagen), die nicht innerhalb der Lastgebiete liegen sollten. Diese und weitere Anlagen, die in den vorherigen Methoden nicht versetzt worden sind, werden über eine Zufallsverteilung außerhalb der Lastgebiete verschoben.

M5: Niederspannungs-Anlagen

Ein Großteil der Anlagen sind kleine PV-Dachanlagen. Diese sind zum überwiegenden Teil am NS-Netz angeschlossen, müssen sich also in diesem Datenmodell innerhalb der Lastgebiete befinden. Dafür wird ein gleichmäßiges Punkt-Raster mit einem Abstand von 50 m innerhalb der Lastgebiete erstellt. Dies entspricht dem gemittelten Hausabstand. Alle NS-Anlagen werden über eine Zufallsverteilung auf diese Punkte verteilt. Da es in städtischen MS-Netzgebieten vorkommen kann, dass es deutlich mehr Anlagen als mögliche Punkte gibt, wird diese Methode mehrfach ausgeführt. Die Mehrfachbelegung innerhalb der Lastgebiete ist also möglich.

Als Ergebnis entsteht ein Datensatz der Kraftwerke in Deutschland mit einer deutlich höheren geografischen Auflösung. Sollte es in der Zukunft verbesserte Kraftwerkslisten mit genaueren oder sogar exakten Standortangaben geben, kann dieser Prozessschritt übersprungen werden.

3.5 Erstellung von Zeitreihen

3.5.1 Lastzeitreihen

Die im Projekt verwendete Modellierung der Lastzeitreihen ist in Müller et al. [2] beschrieben. Hierbei wurde ein Bottom-Up-Ansatz, der im Wesentlichen auf der Verwendung von Standardlastprofilen des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [41] basiert, gewählt. Die räumlich hochauflöste Stromnachfrage steht sektorspezifisch (GHD, Industrie, Haushalt, Landwirtschaft) als Jahressumme zur Verfügung (siehe Kapitel 3.4.6). Mit Hilfe von ebenfalls sektorspezifischen, normierten Standardlastprofilen wird der zeitliche Verlauf je Lastgebiet bestimmt. Hierfür wird die *demandlib* [42] verwendet, welche die BDEW-Standardlastprofile für Haushalt, Handel und Landwirtschaft [41] sowie ein Stufenprofil für die Industrie [43] liefert und Funktionen zur Skalierung der Daten bereitstellt. In der Abbildung 3.4 sind die vier verwendeten Profile für eine beispielhafte Woche dargestellt. Konsistent zu der Wahl des Wetterjahres stellt die Lastzeitreihe die Verbrauchscharakteristika des Jahres 2011 dar.

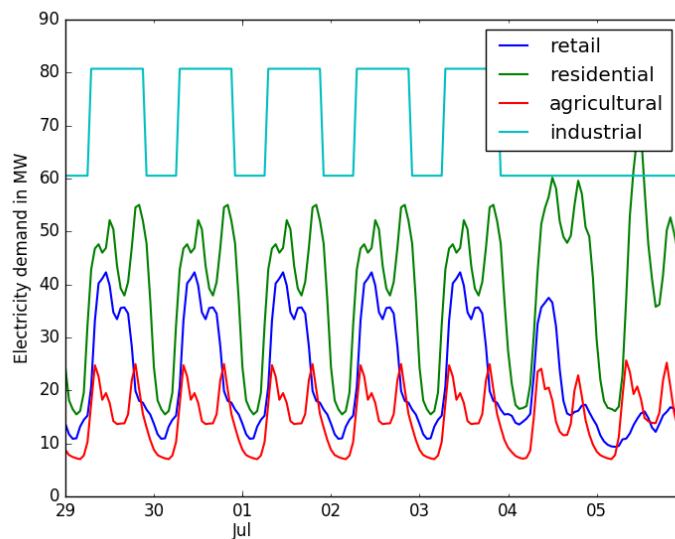


Abbildung 3.4: BDEW-Standardlastprofile für GHD, Haushalt und Landwirtschaft sowie industrielles Stufenprofil für eine exemplarische Woche.

Quelle: basierend auf [42] resp. [41] und [43]

Das Blindleistungsverhalten der Verbraucher ergibt sich aus der Annahme, dass die aggregierten Verbraucher an den HS-MS-Umspannwerken einen induktiven $\cos \phi$ von 0,95 aufweisen [44]. Standardmäßig und konsistent zu dieser Annahme wird auch innerhalb der Aggregate in der MS- und NS-Ebene vom gleichem Leistungsfaktor ausgegangen.

3.5.2 Kraftwerkseinsatzzeitreihen

Das Datenmodell liefert keine exogenen Kraftwerkseinsatzzeitreihen. Stattdessen ist der Kraftwerkseinsatz endogener Bestandteil der integrierten Optimierung, die in Kapitel 5 beschrieben ist. Die unterschiedlichen Grenzkosten der Technologien aus Tabelle 3.5 gehen dabei in die Zielfunktion ein, sodass günstige Kraftwerke bevorzugt eingesetzt werden.

PV und WKA sind zusätzlich dargebotsabhängig, das heißt die Ressourcenverfügbarkeit fluktuiert hier von Zeitschritt zu Zeitschritt. Diese Wetterabhängigkeit ist im folgenden Kapitel beschrieben. Alle weiteren erneuerbaren und konventionellen Anlagen werden ohne Ressourcenknappheit modelliert.

3.5.3 Wetterabhängige potentielle Einspeisezeitreihen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen

Die stundenscharfen, potentiellen Einspeisezeitreihen von PV- und WKA werden, wie im Folgenden erläutert, auf Basis von Wetterdaten aus einem Reanalyse-Wettermodell erstellt und geografisch hochauflöst den einzelnen Anlagen zugewiesen.

Wetterdaten-Modell *CoastDat-2*: Die Wetterdaten des Zentrums für Material- und Küstenforschung in Geesthacht werden genutzt und über die in der CERA-Datenbank des DKRZ (Deutsches Klimarechenzentrum) gespeicherten Datensätze [45] abgerufen. Diese enthalten die atmosphärischen Daten des *CoastDat-2*-Datensatzes (ebd.), die mit dem Klimamodell COSMO-CLM generiert worden sind (vgl. [46]). Genutzt werden Windgeschwindigkeits- und Rauhigkeitszeitreihen, gemessen in einer Höhe von zehn Metern, sowie solare Einstrahlungsparameter. Auf Grundlage der Reanalysedaten von *CoastDat-2*-Windgeschwindigkeiten und solaren Einstrahlungen werden erhöhte Werte ermittelt, die mit einem Korrekturfaktor abgemildert werden, dies wird in einem späteren Abschnitt näher erläutert. Die räumliche Auflösung der Reanalyse liegt bei $0,22^\circ$ Grad, was im betrachteten Gebiet in etwa einem Abstand zwischen den Rastermittelpunkten von ≈ 22 km entspricht.

In Abbildung 3.5 ist die räumliche Verteilung der Wetterzellen (Bezugszellen des Wettermodells) dargestellt. Daraus geht zudem hervor, dass für die pro Land aggregiert im Datenmodell dargestellten Nachbarländer auch die Auflösung der Wetterdaten auf eine Zelle im Mittelpunkt des jeweiligen Landes verringert ist.

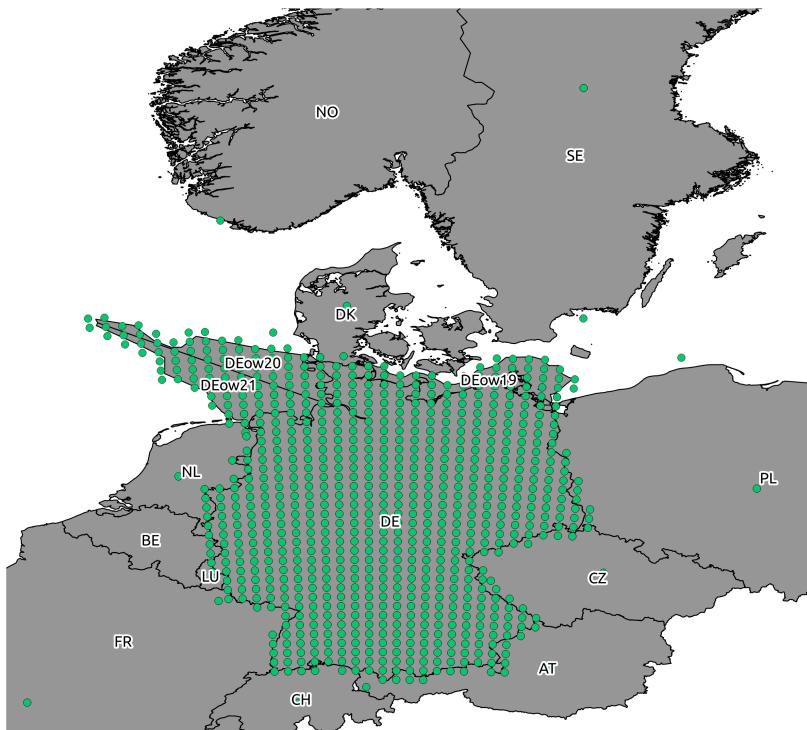


Abbildung 3.5: Geografische Verteilung der Wetterzellen zur Erstellung von wetter-abhängigen Einspeisezeitreihen auf Basis des COSMO-CLM Rasters von *CoastDat-2*.

Wetterjahr In Analogie zu dem Messjahr der Lastzeitreihen und dessen historischen Lastprofilen auf nationaler Ebene (s. o.) steht die Wahl des Wetterjahres, da im Rahmen des Projektes keine Bereinigung der Wetterabhängigkeit z.B. des Temperaturverlaufes vorgenommen wurde. Als methodische Grundlage wurde das beschriebene Vorgehen des NEP (vgl. [3]) zur Wahl des Wetterjahres gewählt und für alle Szenarien angewendet. Im *Netzentwicklungsplan 2015 1. Entwurf* wird das Wetterjahr 2011 verwendet. Laut NEP handelt es sich bei dem gewählten Jahr 2011 um ein durchschnittliches Wetterjahr. Das Wetterjahr 2011 wird beim NEP 2015 hierbei zum ersten Mal gewählt. In den davor liegenden NEP wird das extremere Wetterjahr 2007, welches als windstarkes Wetterjahr klassifiziert wird (vgl. [47] und [48]), genutzt. Die Klassifizierung des Wetterjahres bezieht sich hierbei auf Deutschland.

Berechnung der potentiellen Einspeisezeitreihen Mit der Datenbasis von *CoastDat-2* und der frei lizenzierten Software *oemof feedin-lib* [49], die gemeinschaftlich vom RLI sowie dem ZNES (Europa-Universität Flensburg und Hochschule Flensburg) entwickelt wird, werden normierte Einspeisezeitreihen pro Wetterzelle generiert. Um

die Komplexität der Optimierung nicht weiter zu steigern, werden standardisierte Referenzanlagen definiert und verwendet. Die Referenzanlagen dienen weitergehend für eine normierte potentielle Einspeisezeitreihenerstellung in Abhängigkeit ihrer geografischen Lage zu den Wetterzellen.

Referenzanlagen Wind und Photovoltaik Für die Berechnung der PV-Einspeisezeitreihen wird als Referenzanlage das Modul *YL210 2008 E* vom chinesischen Hersteller Yingli gewählt. Zudem wird ein Azimutwinkel von 180° , eine Neigung von 30° sowie ein Rückstrahlungsvermögen von 0,2 p.u. verwendet.

Als Referenzanlage für Offshore-WKA wird die von Siemens entwickelte *SIEMENS SWT 3.6 120* mit einem Rotordurchmesser von 120 m, einer Nennleistung von 3,6 MW und einer Nabenhöhe von 90 m gewählt. Die Anlage wird aufgrund des hohen Marktanteils des Herstellers gewählt. So hatte der Anlagenhersteller gemessen an der Anzahl der betriebenen Anlagen und der installierten Leistung im Jahr 2016 weltweit einen Marktanteil von über 60 % [50], der in Deutschland noch einmal höher lag.

Aufgrund des hohen Anteils von Onshore-Windenergie bei der Einspeisung in das HS- und MS-Netz, wird die Einspeisung der Onshore-WKA auf Basis von sieben Referenzanlagen mit unterschiedlichen Leistungsklassen berechnet. Die Tabelle 3.13 zeigt die sieben verwendeten Onshore-Referenzanlagen. Für das jeweilige Szenario sind der prozentuale Anteil der verschiedenen Referenzanlagen nach installierter Leistung und Anzahl der Anlagen aufgelistet.

WKA-Modell	Status Quo		NEP 2035		eGo 100	
	Leistung in %	Anzahl	Leistung in %	Anzahl	Leistung in %	Anzahl
1 VESTAS V 47 660	5,82	23,25	4,05	18,35	4,12	20,00
2 ENERCON E 53 800	4,72	8,77	6,06	11,34	6,21	11,40
3 NORDEX S 70 1500	13,80	15,49	14,75	17,54	14,59	17,10
4 VESTAS V 90 2000	31,95	26,95	28,71	25,23	27,85	24,08
5 ENERCON E 82 2300	14,73	10,51	14,76	10,86	14,50	10,49
6 NORDEX N 117 2400	17,42	10,15	18,56	11,32	19,00	11,40
7 VESTAS V 126 3300	11,56	4,88	13,11	5,37	13,73	5,54

Tabelle 3.13: Anteil der Onshore-Referenzanlagen an der installierten Leistung sowie der Anlagenanzahl pro Szenario.

Die sieben Leistungsklassen wurden auf Basis von historischen Daten des Anlagenregisters für regenerative Erzeuger von der BNetzA gebildet. Sie sind jeweils durch eine untere und eine obere Grenze der Nennleistung auf Basis der Meldedaten der BNetzA ab August 2014 charakterisiert. Innerhalb jeder Leistungsklasse wird die meistverwendete Anlage bestimmt. Als untere und obere Grenze sind die Zuordnungsgrößen in Form von Leistungsklassen nach installierter Leistung in MW angegeben. In der

Leistungsbereich in MW		WKA-Modell		Nabenhöhe	Rotordurchmesser in m
von	bis				
1	0	0,7	VESTAS V 47 660	65	47
2	0,7	1,1	ENERCON E 53 800	73	53
3	1,1	1,6	NORDEX S 70 1500	65	70
4	1,6	2,1	VESTAS V 90 2000	105	90
5	2,1	2,4	ENERCON E 82 2300	108	82
6	2,4	3,1	NORDEX N 117 2400	141	117
7	3,1	inf	VESTAS V 126 3300	137	126

Tabelle 3.14: Technische Parameter der Onshore-Referenzanlagen.

Tabelle 3.14 sind die technischen Parameter für die Zeitreihenberechnung mit der *oemof feedin-lib* aufgelistet. Anhand der Wetterdaten und technischen Parameter berechnet das Python Tool *oemof feedin-lib* über hinterlegte Leistungskennlinien die potentiellen Einspeisezeitreihen der ausgewählten Anlagen. Die geografische Verteilung der Onshore-Referenzanlagen je HöS-HS-UW ist in Abbildung 3.6 dargestellt.

Korrekturfaktor Die Einspeisezeitreihen der Referenzanlagen von Wind Onshore, Wind Offshore und PV sind mit Korrekturfaktoren versehen. Die Notwendigkeit eines Korrekturfaktors begründet sich durch die tendenzielle Überschätzung von Windgeschwindigkeiten und solarer Einstrahlung des verwendeten *CoastData-2*-Wetterdatensatzes, welche zu überdurchschnittlich hohen Volllaststunden führt. Durch die Anwendung eines Korrekturfaktors werden diese auf durchschnittliche, reale Volllaststunden (siehe [51]) reduziert. Dies entspricht der Herangehensweise, die bereits in der Simulationssoftware *renpass* umgesetzt wurde (vgl. [52], S. 83). In Tabelle 3.15 sind die Korrekturfaktoren pro Technologie sowie die resultierenden maximalen Volllaststunden pro Szenario aufgelistet.

Technologie	Korrekturfaktor	Volllaststunden		
		Status Quo	NEP 2035	eGo 100
Wind Onshore	0,6	1649	1611	1619
Wind Offshore	0,83	3897	3813	3813
Photovoltaik	0,8	968	963	962

Tabelle 3.15: Korrekturfaktoren und Volllaststunden der Wind-Referenzanlagen pro Szenario.

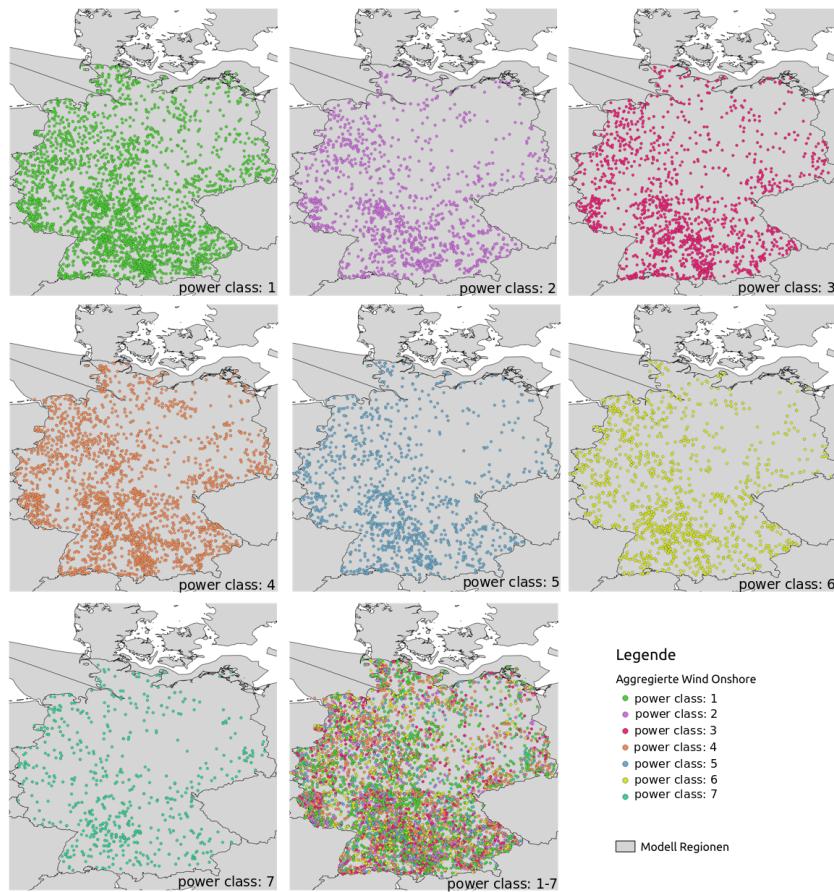


Abbildung 3.6: Übersicht über geografische Verteilung der Onshore-Windanlagen nach Anlagentypen sowie aggregiert pro HöS-HS-Umspannwerk.

3.6 Kritische Betrachtung der Ergebnisse

Mit dem Ziel, eine möglichst detaillierte Abbildung des elektrischen Stromsystems von der HöS- bis zur NS-Ebene zu schaffen, kommt es zu einem Konflikt zwischen hoher **Komplexität** einhergehend mit einer großen Datenmenge und **Genauigkeit**. Die Entscheidung, den Kraftwerkspark sowie verschiedene Anlagen mit repräsentativen und aggregierten Anlagentypen abzubilden, führt zu einer deutlichen Vereinfachung des Modells und verbessert die Rechenzeit in Bezug auf die Datenmodellerstellung sowie die folgenden Netzberechnungen und -optimierungen (vgl. Kap. 5). Jedoch sind durch diese Vereinfachung insbesondere lokale extreme Netzsituationen (z.B. in einzelnen MS- und NS-Netzen) nicht mehr abbildbar. Um diesen Effekt zu reduzieren, werden für Onshore-WKA mehrere Anlagentypen verwendet.

Die methodische Verwendung eines **Wetterjahres**, wie sie im NEP beschrieben ist, ist ein gängiges Vorgehen. Hierbei muss jedoch die Abhängigkeit zwischen dem Wetterjahr und dem Einfluss auf die Lastzeitreihen beachtet werden. Ungeachtet davon

beeinflusst die Wahl des Wetterjahres und die entsprechende Verwendung konsistenter historischer Lastzeitreihen die weiteren Modellergebnisse. Die Verwendung des Wetterjahres 2011 schafft eine bessere Vergleichbarkeit zum NEP 2015. Des Weiteren schafft die Berechnung auf Basis von Wetterjahren in stündlicher Auflösung die Möglichkeit, realistische Extremsituationen, die im Planungsprozess berücksichtigt werden sollten, abzubilden. Die Verwendung eines alternativen Wetterjahres wurde im Zuge des Anwendungsfalls (vgl. Kap. 5.4.5 und [53]) innerhalb des Projektes untersucht. Eine umfassende Sensitivitätsanalyse, welche eine Vielzahl von Wetterjahren berücksichtigt, wurde dagegen nicht durchgeführt.

Mit der Verwendung von Reanalyse-Wetterdaten des *CoastDat-2*-Wetterdatensatzes müssen **Korrekturfaktoren** verwendet werden, um auf realistische Vollaststunden der fluktuierenden Erzeuger zu kommen. Aufgrund dieser bilanziellen Bereinigung werden Erzeugungspeaks um diesen Faktor gemindert. Verstärkend kommt hinzu, dass den Veröffentlichungen zu realen Vollaststunden, die aufgrund von Engpässen abgeschaltete Energie beinhalten. Daher wird das Potential tendenziell entsprechend zu stark reduziert. Da Netzausbaumaßnahmen maßgeblich von Extremsituationen abhängen, ist davon auszugehen, dass entsprechende Optimierungsergebnisse sensitiv auf dieses Vorgehen reagieren. Dieser Effekt ist besonders bei einer hohen geographischen Auflösung sowie der detaillierten Berechnung von MS-NS-Netzen festzustellen. Die Verwendung von EEG-Bewegungsdaten für eine dynamischere Korrektur der Einspeisung und deren Abgleich waren zum Zeitpunkt der Modellentwicklung aufgrund gekürzter Zuweisungsschlüssel und Lizenzrechte für eine konsequente Open-Data-Umsetzung unmöglich.

Eine Analyse der Datenmodellgenauigkeit bezüglich der **Erzeugungsanlagen** wurde im Rahmen einer Untersuchung des Einspeisemanagements (EinsMans) in Schleswig-Holstein vorgenommen. Hier werden 94% der in 2015 vom EinsMan betroffenen Anlagen eindeutig im Modell identifiziert. Die nicht zuweisbaren Anlagen sind lediglich für 2% der Einspeisemanagementeinsätze verantwortlich [53].

Seitens der **Verbrauchsannahmen** besteht die Herausforderung, die verschiedenen Verbrauchszeitreihen über die verschiedenen Spannungsebenen in einen zeitlichen und geografischen Einklang zu bringen. Diesbezüglich wurden Top-Down- und Bottom-Up-Ansätze im Projekt untersucht. Als Ergebnis wurde eine Methode auf Basis der Lastgebiete mit einer Bottom-Up-Methode zur Lastzeitreihenerstellung entwickelt und angewendet. Die Abbildung 3.7 zeigt die Bottom-Up-Methode der aggregierten Lastzeitreihen im Vergleich zur nationalen ENTSO-E-Lastzeitreihe [54].

Mit der Auswahl der drei **Szenarien** vom *Status Quo*- über das *NEP 2035*- zum *eGo 100*-Szenario wird die Möglichkeit geschaffen, die Transformation des elektrischen

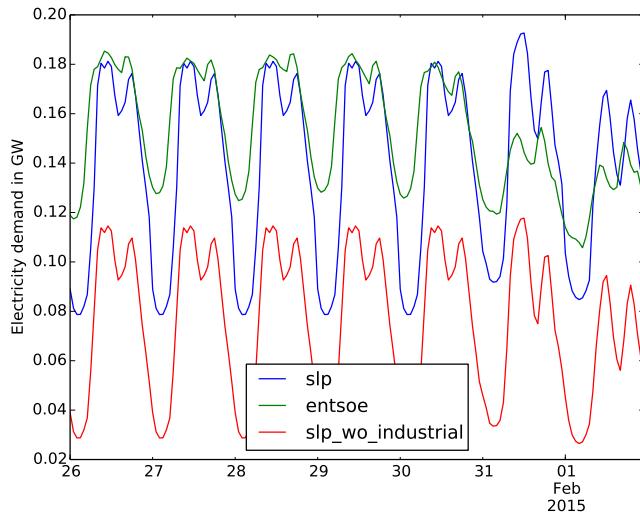


Abbildung 3.7: Bottom-Up-Methode der Lastzeitreihenerstellung im Vergleich zur ENTSOE-Last[54].

Energiesystems hinsichtlich der sich ändernden Erzeugung darzustellen. Mit der Annahme eines gleichbleibenden Stromverbrauchs wird davon ausgegangen, dass Effizienzsteigerungen und eventueller Mehrbedarf durch neue Anwendungen wie Elektromobilität sich untereinander ausgleichen [3]. Es ist insbesondere im Rahmen des *eGo 100*-Szenarios möglich, dass neue Anwendungen bzw. Sektorkopplung steigende elektrische Verbräuche generieren, welche nicht durch effizienzsteigernde Maßnahmen ausgeglichen werden können. Darüber hinaus wird durch die getroffene Annahme eine zeitliche und örtliche Simultanität der gegenläufigen Effekte unterstellt. Auswirkungen von unterschiedlichen Lastannahmen wurden lediglich vereinfacht im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse (siehe Kapitel 7.4.3) untersucht.

Die aufgrund fehlender öffentlicher Daten entwickelte Methode zur Verteilung von EEA (vgl. 3.4.7) versucht annahmenbasiert eine möglichst realistische geografische Verteilung zu schaffen. Hierbei beeinflusst die Verteilung der EEA besonders die spätere Erstellung der synthetischen MS- und NS-Netze (vgl. 4.2) durch abweichende geografische Positionen im Vergleich zur Realität.

3.7 Umsetzung und Anwendung in der Open-Source-Umgebung

Die Umsetzung der Datengrundlage erfolgt in zwei Open-Source-Umgebungen. Zum einen werden die Datenerstellungsskripte und deren Methoden unter Github⁴⁹ er-

⁴⁹ github.com/openego/data_processing

stellt. Hierzu ist das Softwarepaket *data processing* geschaffen worden. Das *data processing* ist in den zwei Programmiersprachen SQL und Python entwickelt, um die Datensätze für die PostgreSQL+PostGIS *OEDB* (siehe Kap. 2.2) zu erstellen sowie anderen Nutzenden die Möglichkeit zu bieten, selbst das Softwarepaket des *data processing* zu nutzen.

Zudem werden die verwendeten und erstellten Daten auf der im Projekt entwickelten *OEP* mit Metadaten zum Datensatz frei-lizenziert veröffentlicht (vgl. Kapitel 2.4). Dies umfasst die Rohdaten sowie die fertigen Datenmodelle, um eine möglichst große Transparenz und Reproduzierbarkeit herzustellen. Der Nutzen dieses aufwändigen Vorgehens zeichnet sich bereits anhand der Wiederverwendung von Software-Code und Daten durch andere Projekte und Institute (siehe Kapitel 8.4) ab.

Eine besondere Herausforderung neben dem Mehraufwand für die Datenerstellung stellt die Lizenzierung der Daten dar (vgl. Kapitel 2.4). Hierzu wurden die Rohdaten hinsichtlich ihrer freien Nutzung und Lizenz sowie deren Kompatibilität beim Kombinieren von verschiedenen Quellen geprüft. Hilfreich waren hierbei Erfahrungen aus dem von der Europa-Universität geführten Projekt *OPSD* und dem in Auftrag gegebenen Gutachten *Legal Opinion – Legal Aspects of European Electricity Data (2017)*⁵⁰ sowie die kooperative Zusammenarbeit innerhalb der *openmod*⁵¹.

Für die Anwendung des *data processing* muss zunächst das Repository heruntergeladen und das Tool installiert werden. Eine Anleitung ist zusammen mit dem Quellcode unter Github⁴⁹ veröffentlicht. Das *data processing* wird zentral über ein hierfür entwickeltes Python-Skript (`ego _data_processing.py`) ausgeführt, welches sequenziell die einzelnen Skripte ansteuert. Der Durchlauf des Programms dauert mehrere Tage und bedarf einer höheren technischen Ausstattung an Rechenleistung und Speicherkapazität.

Eine besondere Herausforderung des *data processing* sind die Größe von Datensätzen (*OSM*), verschiedene Datenformate und deren Verarbeitung. Auch stellt die Aktualisierung von Datensätzen bedingt durch lange Rechenzeiten eine Herausforderung dar. Hierdurch ist eine schnelle und kurzfristige Änderung von Daten kaum möglich. Die Ergebnisse des *data processing* sind versionierte Datensätze, die auf der *OEP* verfügbar sind.

In Tabelle A.2 des Anhanges ist die sequenzielle Abfolge der Datenerstellungsskripte mit Skriptname und Beschreibung für das *data processing* aufgelistet. Eine weitere Dokumentation ist online unter ReadTheDocs⁵² zu finden.

⁵⁰<https://open-power-system-data.org/legal-opinion.pdf>

⁵¹https://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Choosing_a_license

⁵² <https://data-processing.readthedocs.io>

4 Netzmodelle

Ein zentraler Baustein der Entwicklung eines frei verfügbaren netzebenenübergreifenden Planungsinstruments ist die methodische Herleitung von elektrisch parametrisierten Netztopologien. Neben der Erstellung ist die Verknüpfung dieser Netztopologien mit Erzeugung und Verbrauch (auf Basis der geschaffenen Datengrundlage gemäß Kapitel 3) wesentliches Thema dieses Kapitels. Durch die restriktive Datenverfügbarkeit unterscheiden sich die verwendeten Methoden bei der Herleitung der Netzdatenmodelle der HöS-HS-Ebene und der MS-NS-Ebene. Dieses Kapitel gliedert sich entsprechend in zwei Unterkapitel, in denen die jeweiligen Netzmodelle vorgestellt und die zugrundeliegende Methodik erläutert wird.

4.1 Netzdatenmodell der Höchst- und Hochspannungsebene

Ein Open-Source-Netzdatenmodell für das deutsche HöS- und HS-Netz inklusive elektrischer Parameter zur Ermöglichung von Lastflussberechnungen stand zu Projektbeginn nicht zur Verfügung. Dessen Erstellung wird aufgrund existierender Restriktionen bei der Datenverarbeitung seitens der Netzbetreiber und Forschungsinstitute (insbesondere auf HS-Ebene) mittels Open-Source-Methoden angestrebt. Zudem ist das entstehende Netzdatenmodell sowohl mit Informationen zu elektrischen Eigenschaften der Netzkomponenten als auch mit den in 3.5 beschriebenen Zeitreihen der Erzeugung und des Verbrauchs zu verknüpfen, um Lastflussberechnungen zu ermöglichen (siehe 4.1.3). Des Weiteren dient ein modularer Aufbau des Netzdatenmodells der Nutzung von verschiedenen Szenarien des Energiesystems und somit der wissenschaftlichen Untersuchung und Bewertung von diversen Forschungsfragen. Die methodische Beschreibung der Netzmodellerstellung wurde innerhalb der Projektlaufzeit veröffentlicht [2].

4.1.1 Modellierung der Netztopologie

Um ein frei verfügbares Netzdatenmodell für die Transformatoren und Leitungen der Spannungsebenen 380 kV, 220 kV und 110 kV zu erstellen, gab es zu Projektbeginn erste Bestrebungen, *OSM* [28] als eine Datenquelle in entwickelten Open-Source-Methoden zur Herleitung von Netzdatenmodellen zu verwenden [55, 56]. Die

Voltage level	OSM relations	OSM ways	Integrated in grid models
380 kV	good	good	yes
220 kV	good	good	yes
110 kV	poor	good	typically not
60 kV	poor	good	typically not
$\leq 35 \text{ kV}$	none	poor	no

Tabelle 4.1: Qualität von OSM-Daten und deren Berücksichtigung in Netzmodellen je Spannungsebene [2].

Methoden des Programms *osmTGmod* [56] wurden im Rahmen dieses Projekts verwendet und weiterentwickelt.

OSM-Daten bieten, wie andere Crowd-Source-Daten, den Vorteil einer großen Datensammlung in einem vergleichsweise kurzen Zeitraum. Allerdings gibt es auch Schwierigkeiten wie beispielsweise die heterogene Datenqualität durch die fehlende Einhaltung von Konventionen. Die verwendeten *OSM*-Objekte zur Erstellung des Netzdatenmodells sind Ways und Relations. Ways entsprechen existierenden Stromleitungen und beinhalten die verbundenen Nodes sowie weitere mögliche Attribute wie die Anzahl an Kabeln oder Leiterseilen. Relations können aus einer Anzahl von Ways und weiteren Attributen bestehen. Sie werden in *OSM* zur Kennzeichnung von Stromkreisen verwendet und bieten in der Regel hinreichend viele Informationen zur Berechnung von Lastflüssen. Allerdings ist die Datenverfügbarkeit von Relations unterhalb der 220 kV Spannungsebene stark eingeschränkt (s. Tabelle 4.1), wohingegen die Ways auf dieser Ebene besser repräsentiert sind. Demzufolge werden die Informationen aus den Relations primär und aus den Ways sekundär verwendet.

Gleichwohl gibt es Datenfehler wie nicht angeschlossene Teilnetze oder einzelne UW aufgrund der verminderten Datenqualität auf der 110 kV-Netzebene und durch unterirdisch verlegte Stromleitungen, die mit dieser Methode nicht vollends erfasst werden können. Für diese unverbundenen Netzelemente wird mittels des Dijkstra Algorithmus die nächstliegende Leitung ermittelt und das Netzelement daran angeschlossen. Insgesamt ergeben sich in der aktuellen Datenversion (v0.4.5) 11.305 Netzknoten (s. Tabelle 4.2) mit 4.197 UW-Netzknoten (an denen Transformatoren und/oder Last- und Erzeugung angeschlossen sind), wovon 3.617 in der HS- (bei 3.591 davon sind MS-Netze untergelagert) und 580 in der HöS-Ebene liegen. Die Anzahl der Netzknoten und Betriebsmittel in *open_eGo* weicht von der in *OSM* ab, da zusätzliche Auslandsknoten und -betriebsmittel nach Kapitel 4.1.4 enthalten sind und vereinzelt auftretende Fehler in der Topologie der *OSM*-Leitungen manuell behoben worden sind. Die Netztopologie ist in Abbildung 4.5 visualisiert.

Parameter	Anzahl	
Knoten		11305
davon	<i>osmTGmod</i>	<i>open_eGo filter</i>
Netzknoten	4538	4197
Muffen	6756	7108
Betriebsmittel		19695
davon		
Freileitungen		18296
Kabel		871
Transformatoren		526
DC-Leitungen		2

Tabelle 4.2: Überblick über das resultierende Netzmodell der Höchst- und Hochspannungsebene (basierend auf [2] mit aktualisierten Werten der Version v0.4.5).

Innerhalb des Projekts werden unter anderem wissenschaftliche Fragen zum zukünftigen Netzausbau auf der HöS- und HS-Ebene adressiert. Hierzu sind zusätzlich zum derzeitigen *Status Quo*-Szenario Annahmen für zwei Zukunftsszenarien (*NEP 2035, eGo100*) getroffen worden. Da der Netzausbau endogener Bestandteil der Optimierung ist und um eine hohe Vergleichbarkeit der verschiedenen Szenarien zu gewährleisten, wird die Netzstruktur für die Zukunftsszenarien nicht exogen geändert. Der grundlegende Unterschied liegt in den Erzeugungsdaten und den entnommenen konventionellen Energiequellen. Um dennoch Schlussfolgerungen zum Einfluss von geplanten (und teilweise bereits umgesetzten) neuen Stromtrassen zu ermöglichen, können diese optional als weiteres Szenario ausgewählt werden. Dafür wurden zwei Szenarien entwickelt. Im Szenario *nep2035_confirmed* sind alle Ausbauprojekte enthalten, die bereits von der BNetzA bestätigt sind und sich in der Umsetzung befinden. Das Szenario *nep2035_b2* enthält zusätzlich alle weiteren geplanten Trassen des *NEP 2035-Szenario-B2*.

Die im NEP geplanten Projekte beschreiben oft nicht nur den Bau neuer Leitungen, in vielen Fällen sollen bestehende Trassen umgebaut werden. Dies erfordert den Rückbau von Bestandsleitungen und ist in den Berechnungen des Netzausbaus nach dem NEP berücksichtigt. Des Weiteren können optional die Anschlüsse an die Nachbarländer Belgien und Norwegen gewählt und untersucht werden. Die mit den exogenen Ausbau-Szenarien entstehenden Änderungen am Bestandsnetz sind in Abbildung 4.1 dargestellt.

Die elektrischen Parameter der Ausbauleitungen werden soweit möglich anhand der geplanten Beseilung festgelegt, die Kapitalkosten entsprechen den im NEP je nach NOVA-Kategorie angegebenen Werten, die recherchierten Werte sowie eine weitergehende Beschreibung der Methodik sind in [57] dargelegt und erläutert.

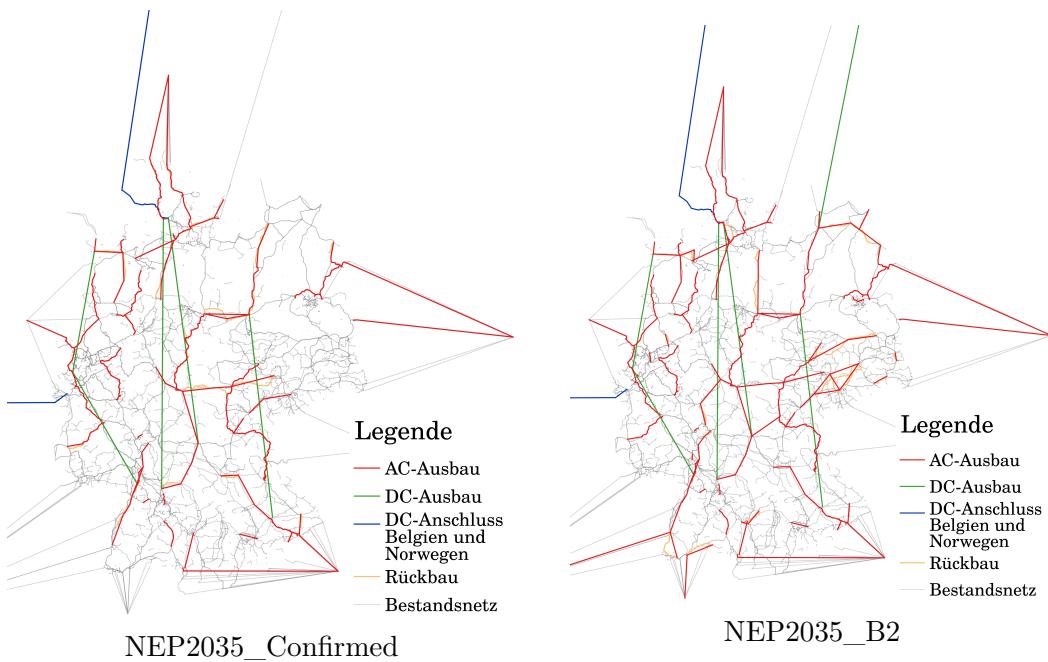


Abbildung 4.1: Exogene Netzausbauszenarien nach dem NEP [57].

4.1.2 Annahmen zu den elektrischen Betriebsmitteleigenschaften

Die aus *OSM*-Daten extrahierten Betriebsmittel benötigen Literaturannahmen zu deren elektrischen Eigenschaften, um die Erstellung eines frei verfügbaren Netzdatenmodells der HöS- und HS-Ebene zur Durchführung von Lastflussberechnungen, zu ermöglichen. Während dieses Abstraktionsprozesses werden einheitliche, elektrische Eigenschaften für die Stromleitungen angenommen. Hierbei werden die Leitungen einzig gemäß ihrer Spannungsebene und ihrer über- oder unterirdischen Lage unterteilt (siehe Tabelle 4.3).

V_{nom} in kV	type	S_{nom} in MVA	R' in Ω/km	L' in mH/km	C' in nF/km
110	line	260	0.109	1.2	9.5
110	cable	280	0.0177	0.3	250
220	line	520	0.109	1	11
220	cable	550	0.0176	0.3	210
380	line	1790	0.028	0.8	14
380	cable	925	0.0175	0.3	180

Tabelle 4.3: Elektrische Parameter für über- und unterirdische Stromleitungen der Höchst- und Hochspannungsebene (basierend auf [58]).

Des Weiteren wird die Anzahl an Stromkreisen zwischen Netzknoten über die Anzahl an Leiterseilen zwischen ihnen (*OSM* tag: cables) abgeschätzt. Die Annahme

beruht auf der exklusiven Existenz von dreiphasigen AC-Verbindungen im öffentlichen Stromnetz Deutschlands (siehe [59] und vgl. Kapitel 4.1.4). Bei der Zuordnung dieser elektrischen Eigenschaften zu den *OSM*-Leitungen gemäß ihrer Länge wird zudem eine konstante Frequenz von 50 Hz angenommen. Darüber hinaus ergeben sich bei der Zuordnung pro Länge Fehler mit den in Abschnitt 4.1.1 beschriebenen unverbundenen Stromkreisen oder Transformatoren, die anschließend der nächstliegenden Leitung durch eine gerade Linie zugeordnet werden.

Bei allen Knotenpunkten, an denen Leitungen unterschiedlicher Netzebenen angeschlossen sind, wird pro Spannungsebene jeweils ein Knotenpunkt erstellt, welche durch einen Transformator verbunden sind. Daraus ergeben sich drei Typen an Transformatoren zur Verbindung von je zwei der 110 kV, 220 kV und 380 kV Spannungsebenen. Deren Kapazitäten werden so aus den verbundenen Leitungen abgeschätzt, dass diese nicht die limitierende Größe in Lastflussberechnungen sein können (siehe [56]). Zudem werden die Impedanzen der Transformatoren den Reaktanzen gleichgesetzt mit der Annahme, dass die Wirkwiderstände auf HöS- und HS-Ebene gegenüber den Reaktanzen vernachlässigbar klein sind [60]. Zusätzlich werden noch die folgenden Vorgehensweisen für die Lastflussberechnungen getroffen:

- Der Knotenpunkt mit der jährlich größten Erzeugung ist der Slack-Knoten [36].
- Erzeuger ab einer Leistung größer 50 MW werden mit PV-Regelverhalten abgebildet [36].
- Das Knotenverhalten ergibt sich aus dem Regelverhalten der angeschlossenen Erzeuger. Zeigt mindestens einer PV-Verhalten, so wird der gesamte Knoten als PV-Knoten interpretiert [36].
- Die (n-1)-Sicherheit wird über Reduktion der Übertragungsleistung auf 50% für HS-Übertragungsmittel (da im Mittel ca. zwei Systeme parallel geschaltet sind) und 70% für HöS-Übertragungsmittel [6] vereinfacht berücksichtigt.

4.1.3 Zuordnung von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherdaten zum Netzmodell

Um die Nutzung des resultierenden HöS-HS-Netzmodells für Lastflussberechnungen zu ermöglichen, müssen die in Kapitel 3 beschriebenen Daten zu Erzeugern, Verbrauchern und Speichern mit diesem verknüpft werden. Die dazu aufgebaute Datenstruktur orientiert sich an den im Open-Source-Tool *PyPSA* definierten Konventionen [61]. Die Zuordnung von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern erfolgt

Netzebene	Installierte Leistung	Zuordnungspunkt
1 HöS	> 120 MW	HöS-Netz
3 HS	17,5 - 120 MW	HS-Netz
4 HS-MS	4,5 - 17,5 MW	HS-MS-Umspannwerk
5 MS	0,3 - 4,5 MW	MS-Netz
6 MS-NS	0,1 - 0,3 MW	MS-NS-Umspannwerk
7 NS	< 0,1 MW	NS-Netz

Tabelle 4.4: Annahmen zum Zusammenhang zwischen installierter Kraftwerksleistung und Netzebenenanschluss basierend auf [62] und [4].

zweistufig. Zunächst werden diese auf Basis ihrer installierten Leistung bzw. Spitzenlast einer Netzebene zugeordnet (vgl. Tabelle 4.4). Eine Ausnahme bilden hier Offshore-WKA, welche generell der HöS-Ebene zugeordnet werden, und Onshore-WKA, für die Informationen zum Netzebenenanschluss aus der zugrundeliegenden Datenbasis entnommen werden (vgl. Kapitel 3.4.7). Für WKA stehen hier verhältnismäßig gut gepflegte Daten zum Netzanschluss zur Verfügung und eine Definition der Netzebene auf Basis der installierten Leistung von Einzelanlagen erscheint aufgrund des Zusammenschlusses zu Windparks nicht zulässig. Wie bereits in Abschnitt 3.4.6 beschrieben wird der elektrische Verbrauch durch Lastgebiete repräsentiert, welche im Modell der MS-Ebene zugeordnet sind. Industrielle Großverbraucher wiederum werden direkt der HS-Ebene zugewiesen. Allgemein gilt, dass Anlagen und Verbraucher, welche in den MS- und NS-Netzebenen verortet sind, aus Sicht des HöS-HS-Netzmodells am HS-MS-Umspannwerk wirken und zur Limitierung der Datenmengen in dem entsprechenden Modell teilweise in aggregierter Form vorliegen.

Nachgelagert zur Zuordnung der Netzebene erfolgt die geographische Zuordnung von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern zu ihrem relevanten Netzknotenpunkt des HöS-HS-Modells. Für Anlagen in der HS-Netzebene oder untergelagerten Netzebenen und Lastgebieten erfolgt dies basierend auf den in Abschnitt 3.4.3 beschriebenen Mittelspannungsnetzgebieten. Abbildung 4.2 zeigt entsprechend resultierend die installierten Erzeugungsleistungen und den Verbrauch je Mittelspannungsnetzgebiet resp. HS-MS-UW.

Für Anlagen in der HöS-Netzebene werden die Übertragungsnetzgebiete aus Kapitel 3.4.2 herangezogen. Über einen geographischen Abgleich der Kraftwerks- und Lastgebetsstandorte mit den Netzgebietspolygonen ist damit eine eindeutige Zuordnung zum relevanten Netzknoten möglich. Der Anschluss von Offshore-Windparks erfolgt manuell an realistischen Netzverknüpfungspunkten in der HöS-Netzebene, basierend auf Informationen aus [63, 64, 65]. Ergebnis ist die in Abbildung 4.3 dargestellte Verteilung der installierten Leistungen im HöS-Netz. Sichtbar werden hier beispielsweise der Anschluss der Offshore-WKA an den Netzverknüpfungspunkten der westlichen

4.1 Netzdatenmodell der HöS- und HS-Ebene

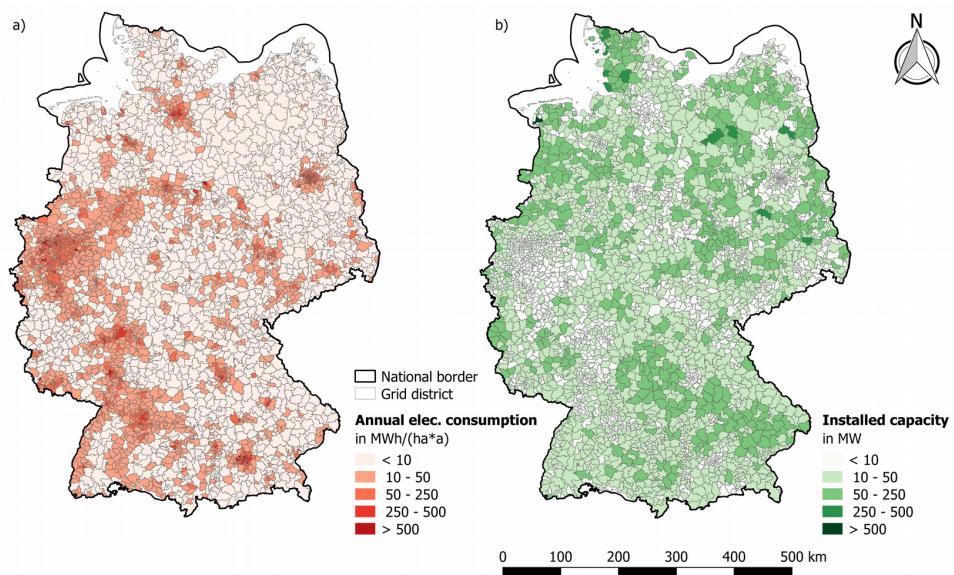


Abbildung 4.2: Installierten Erzeugungsleistungen und Verbrauch je Mittelspannungsnetzgebiet (resp. HS-MS-UW) im Status Quo-Szenario.

Nordseeküste sowie die Lage konventioneller Großkraftwerke. So gehen unter anderem die Standorte der Atomkraftwerke aus der Grafik hervor.

Zu optimierende Speichereinheiten werden in zwei Arten unterteilt: Lithium-Ionen-Speicher und Wasserstoffspeicher in unterirdischen Salzkavernen. Die Lithium-Ionen-Batteriespeicher dienen als repräsentative Technologie für Kurzzeitspeicher (Stunden) und sind an jedem Netzknotenpunkt umsetzbar. Die unterirdischen Wasserstoffspeicher repräsentieren langfristige, saisonale Speichertechnologien (Wochen) und können an den Netzknoten gebaut werden, die über entsprechende unterirdische Salzformationen verfügen. Die Informationen über Salzkavernen sind in Abbildung 4.4 dargestellt.

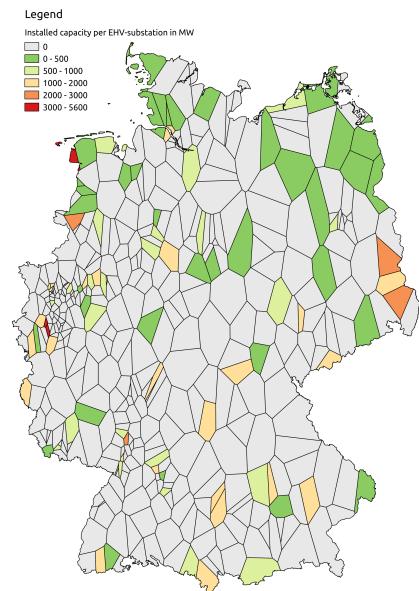


Abbildung 4.3: Verteilung von installierten Leistungen im HöS-Netz.

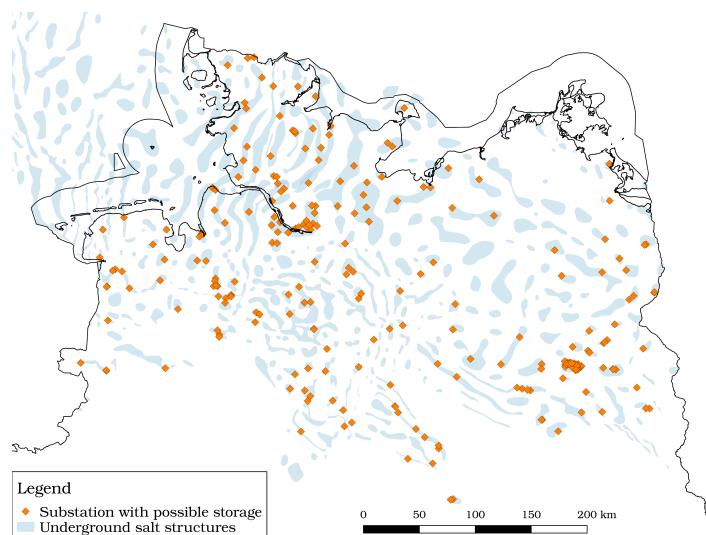


Abbildung 4.4: Salzformationen in Norddeutschland (hellblaue Flächen) und darüberliegende UW (orange Vierecke) als denkbare Orte für unterirdische Wasserstoffspeicher mit Anschluss an das Stromnetz [66].

4.1.4 Modellierung der Netzverbindungen zu Nachbarstaaten

Das deutsche Stromnetz steht mit einer Vielzahl Nachbarländer in einem elektrischen Energieaustausch. Das erstellte Netzmodell mit dem Fokus auf Deutschland wird um diese Nachbarländer erweitert, wobei diese Länder in einer weiteren Abstraktionsebene als ein einzelner Netzknotenpunkt repräsentiert sind. Dies ermöglicht einen Austausch im europäischen Netzverbund ohne die Komplexität des Netzmodells stark zu erhöhen. Berücksichtigt werden nur die direkt verbundenen Nachbarländer resp. Polen (PL), Tschechien (CZ), Österreich (AT), Schweiz (CH), Frankreich (FR), Luxemburg (LU), Niederlande (NL) Dänemark (DK) und Schweden (SE), wie in Abbildung 4.5 dargestellt.

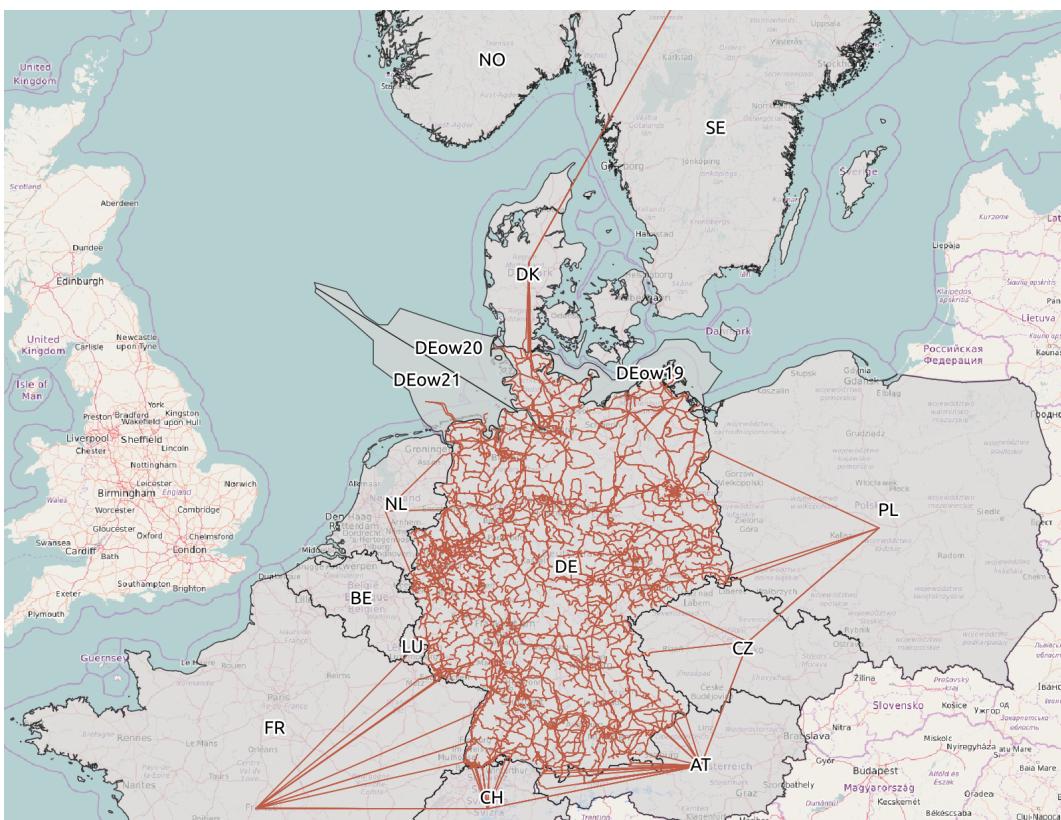


Abbildung 4.5: Übersicht der Nachbarländer. In grau Regionen mit Ländercode, in rot die Status Quo-Netztopologie der HöS- und HS-Ebene.

Mit dem zusätzlichen Szenario *BE_NO_NEP 2035* kann wie in Abschnitt 4.1.1 beschrieben zudem der direkte Anschluss an Belgien und Norwegen für das Szenario *NEP 2035* erfolgen und somit die Nachbarländer ergänzen.

Die installierten Leistungen des Kraftwerksparks sowie die Speicherkapazitäten je nach Technologie und Nachbarland basieren für die Szenarien *Status Quo* und *NEP 2035* auf von der ENTSOE veröffentlichten tatsächlichen Daten für das Jahr 2014

bzw. Zieldaten für das Jahr 2030. Die installierten Kraftwerke und Speicherkapazitäten für das Szenario *eGo 100* werden vergleichend zum deutschen Kraftwerkspark aus der *eHighway2050*-Studie [11] entnommen. Die Erstellung der Zeitreihen witterabhängiger Erzeuger erfolgt auch hier mit dem in Kapitel 3.5.3 erläuterten Datensatz. Auch die Lastzeitreihen der jeweiligen Szenarien werden den Daten der ENTSOE zum Jahr 2014 entnommen, wie auch bei den innerdeutschen Lasten wird eine konstante Last für alle Szenarien angenommen.

Diese Lasten, Erzeuger und Speicher werden an manuell erstellte neue Knotenpunkte im jeweiligen geografischen Zentrum des Nachbarlandes angeschlossen. Die Spannungsebenen der Knoten ergeben sich aus den grenzüberschreitenden Leitungen und werden über Transformatoren miteinander verbunden. Alle grenzübertretenden Stromleitungen werden anschließend mit den Mittelpunktsknoten gemäß ihrer Spannungsebene verbunden. Dabei wird standardmäßig die Anzahl der Leitungssysteme und somit auch die Übertragungskapazität der grenzüberschreitenden Leitung übernommen. Eine Anpassung der Austauschkapazitäten an die in [67] veröffentlichten thermischen Kapazitäten und NTC-Werte ist zudem möglich. Dabei werden die Kapazitäten zwischen den Ländern linear auf die einzelnen Leitungen und Systeme verteilt. Die Auswertung der angenommenen Auslandskapazitäten wird in Kapitel 4.1.5 diskutiert.

Die elektrischen Eigenschaften der Leitungen sind anhand der in Tabelle 4.3 aufgeführten überirdischen Leitungsparametern definiert. Die grenzüberschreitenden DC-Leitungen nach Schweden (Baltic Cable) und Dänemark (Kontek) werden manuell zwischen den entsprechenden Knotenpunkten definiert. Die Spannungsebene sowie die Übertragungskapazität und Länge der Leitung sind entsprechend der Herstellerdaten [68] und [69] festgelegt. Der Wirkungsgrad der DC-Leitungen und deren Konverter wird nach Quelle [70] bestimmt. Zur Verbindung der Nachbarstaaten untereinander sind zusätzlich direkte Höchstspannungsleitungen zwischen den jeweiligen Netzknoten in den Ländermittelpunkten definiert. Grundlage dafür ist ein im Vorfeld mit Hilfe von *GridKit*⁵³ erstellter Import der ENTSOE-Karte. Die dort enthaltenen Informationen über die Anzahl der Leitungssysteme je Spannungsebene wird übernommen. Die elektrischen Parameter entsprechen auch hier den in 4.3 definierten Werten.

Aufgrund der deutlich stärkeren Abstraktion der Nachbarstaaten auf nur einen Knoten je Land, kann es in Einzelfällen zudem sinnvoll sein, auch die Verbindungen zu und zwischen diesen vereinfacht zu betrachten. Dies ist möglich, indem die Leitungen nicht als Wechselstrom- sondern als verlustfreie Gleichstromleitungen modelliert

⁵³<https://github.com/bdw/GridKit>

werden. Daraus resultiert eine Vernachlässigung der elektrischen Netze der Nachbarländer, zudem ist keine Berücksichtigung von Blindleistungsbedarf und -transfer möglich (siehe auch 5.2). Auch hier ist die zuvor erläuterte Anpassung der Kapazitäten auf veröffentlichte Daten optional.

4.1.5 Kritische Betrachtung

Der methodische Crowd-Source-Ansatz (siehe 4.1.1) birgt das Risiko von unzureichender Datenqualität aufgrund des unterschiedlichen Hintergrundwissens der Mitwirkenden von *OSM*. Die Plausibilitätsprüfung der Netzdaten ist daher von großer Bedeutung, wobei eine separate Erstqualitätsprüfung der *OSM*-Daten durch Projektmitarbeiter nicht innerhalb des Projektrahmens gewährleistet werden konnte. Die Qualität der erzeugten Netzdaten wurde hingegen kontinuierlich während der gesamten Projektlaufzeit im Rahmen des *data processing* geprüft und angepasst. Darüber hinaus werden die Netzdaten durch den stringent verfolgten Open-Source-Ansatz des Projekts von einer Vielzahl von Wissenschaftlern genutzt und implizit geprüft.

Lediglich für die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten konnte eine Validierung durchgeführt werden. Hierzu wurden die in *open_eGo* verwendeten Kapazitäten aus *osmTGmod* mit den in [67] angegebenen Werten sowie der Anzahl der in der ENTSOE-Karte angegeben Systeme verglichen. Beide Quellen stellen nur Daten für die HöS-Ebene bereit, sodass kein Abgleich der Hochspannungsleitungen möglich ist. Abbildung 4.6 zeigt die Austauschkapazitäten, die im *open_eGo*-Datenmodell enthalten sind (EGO), im Vergleich zu den in [67] für das Jahr 2015 (ACER 15) und 2016 (ACER 16) genannten Werten. Um zudem einen Vergleich zu den Systemanzahlen der ENTSOE herstellen zu können, wurden diese mit den in 4.3 genannten Leistungen von Freileitungen hochgerechnet. Da in den Quellen die HS-Ebene nicht berücksichtigt ist, werden auch die in *open_eGo* verwendeten Daten in gesamte Kapazität (EGO HV + eHV) und HöS-Ebene (EGO eHV) unterteilt.

Insgesamt fällt auf, dass auch die Quellen untereinander, insbesondere ACER 15 und ACER 16, voneinander abweichen. Gründe dafür werden hier nicht näher betrachtet. Die in *open_eGo* verwendeten Austauschkapazitäten auf HöS-Ebene liegen meist im Bereich der Werte von ACER und ENTSOE, mit Ausnahme von Frankreich, dessen Kapazität leicht unterschätzt scheint. Offen bleibt jedoch die Auswertung der grenzüberschreitenden Hochspannungsleitungen, die im Beispiel Frankreich zu einer Annäherung an die veröffentlichten Daten führen. Aufgrund der merklichen Abweichungen der Übertragungskapazitäten ins Ausland ist es im weiteren Verlauf möglich, Berechnungen mit den in [67] genannten thermischen Kapazitäten durchzuführen. Die

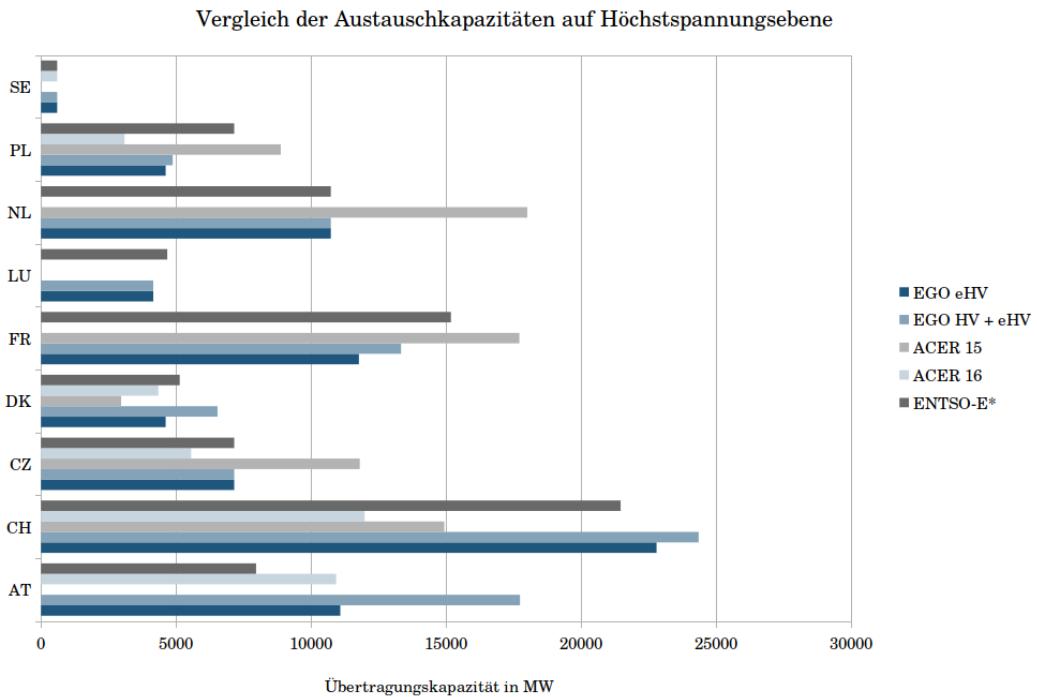


Abbildung 4.6: Vergleich der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten.

Modellierung der Netzverbindungen zu den Nachbarstaaten erfolgt jedoch nur für die direkt verbundenen Länder und nicht den gesamten Netzverbund. Dies schränkt zum einen die Loop-Flows zwischen den Ländern ein, zum anderen kann die fehlende Berücksichtigung von Austauschkapazitäten der modellierten Nachbarstaaten zur Verzerrung von Netzsituationen führen. Dies kann zudem aus der Aggregation der Netzmodelle der Nachbarstaaten auf einen Knoten resultieren, da dort so keine Netzengpässe möglich sind. Des Weiteren ist die aktuelle Fahrweise der Austauschkapazitäten nur eingeschränkt abgebildet, da beispielsweise die Phasenschieber an der Grenze zum polnischen Netz nicht im Modell enthalten sind.

Leider existiert nach unserem Wissensstand kein vergleichbares Netzmodell für Gesamtdeutschland, weshalb die Plausibilitätsprüfung einzig mit den Netzdaten der Netzbetreiber möglich ist. Da diese Daten in der Regel lizenziert geschützt sind, wird der Datensatz lediglich visuell mit Netzdaten der Betreiber verglichen. Ein erster Vergleich wurde während des Projekts im Rahmen einer Masterarbeit durchgeführt [71]. Diese verfolgte das Ziel, die literaturbasierten elektrischen Parameter des *eGo*-Modells mittels eines zu entwickelnden Algorithmus mit den Parametern aus Veröffentlichungen der Netzbetreiber zu vergleichen. Die Arbeit fokussiert das Übertragungsnetz mit dem entsprechenden Softwaremodul *eTraGo* und erkennt insbesondere für die 220 kV Ebene vermehrt Unterschiede im Netzmodell. Die Unterschiede liegen vor allem in Ballungsräumen wie dem Westen und Süden

Deutschlands, wodurch die elektrischen Parameter Blind- und Wirkwiderstand und der thermische Grenzstrom signifikant variieren. Als Hauptursache hierfür sei eine Überschätzung der Anzahl paralleler Leitungen verantwortlich. Trotz dieser Differenzen für elektrische Parameter, zeigen die Ergebnisse der Lastflussberechnungen ausschließlich moderate Änderungen. Zudem existiert exemplarisch eine sehr hohe Übereinstimmung mit den Leitungsverläufen des Netzbetreibers LEW Verteilnetz GmbH in Bayern [72, 2]. Daher wird der Datensatz als qualitativ ausreichend bewertet, wobei eine weiterführende Datenprüfung die Aufgabe zukünftiger Wissenschaftsprojekte ist.

4.1.6 Anwendung des Tools

Die Erstellung der Netzmodelle auf HöS- und HS-Ebene ist Teil des *data processing*, dessen Anwendung in Kapitel 3.7 erläutert ist. Basierend auf dem Open-Source-Tool *osmTGmod*, welches dafür entwickelt worden ist, elektrische Netze aus der öffentlich verfügbaren und kollaborativ erarbeiteten Karte *OSM* zu generieren, erfolgt die Erstellung der Netzmodelle im Wesentlichen im powerflow-Teil des *data processing*.

4.2 Netzdatenmodell der Mittel- und Niederspannungsebene

Zu Projektbeginn waren umfassende Daten zur Netzinfrastruktur inklusive elektrischer Parameter auf MS- und NS-Ebene in Deutschland nicht öffentlich verfügbar. Reale Netzdaten werden von den Verteilnetzbetreibern nicht veröffentlicht und lediglich teilweise für bestimmte Projekte, bspw. der dena-Verteilnetzstudie [4], bereitgestellt. Zwar sind Angaben zu Stromleitungen in der *OSM* enthalten, jedoch sind diese im Gegensatz zu HöS- und HS (vgl. 4.1) für die Mittel- und NS-Netze weitestgehend unvollständig [73]. Es müssen daher synthetische Netztopologien für Mittel- und NS-Netze generiert werden. Wie in [74] beschrieben, existieren hierzu in vorangegangenen Veröffentlichungen verschiedene Ansätze [5, 75, 76, 77, 78], doch sind die entwickelten Modelle nicht öffentlich verfügbar.

Der Fokus der Modellierungsarbeit liegt innerhalb dieses Projektes auf der MS-Ebene. Grund hierfür ist zum einen, dass in der NS auf eine Reihe von Referenznetzen zurückgegriffen werden kann [77, 78, 79], während für die MS lediglich ein europäisches Referenznetz verfügbar ist [76]. Zum anderen ist die Bedeutung der MS für die Netzausbaukosten höher. So machen laut dena-Verteilnetzstudie [4] die benötigten Investitionen für den Netzausbau in der NS bis 2030 je nach Szenario gegenüber denen in der MS $\approx 35\%$ bis $\approx 50\%$ aus. Dem gegenüber steht bei einer Anzahl von ca. einer halben Millionen Niederspannungsnetzgebieten ein sehr hoher

Modellierungsaufwand, dessen Mehrwert gegenüber den Referenznetzen möglicherweise nicht gegeben ist.

Für die Modellierung der MS wurde ein Ansatz gewählt, bei dem anhand von geografischen Gegebenheiten ortsspezifische Netze generiert werden, wobei die historische Entwicklung der Netzstruktur berücksichtigt wird. Im Ergebnis entstehen dadurch individuelle Netzstrukturen für die einzelnen Mittelspannungsnetzgebiete. Eine detaillierte methodische Beschreibung der MS-Netzdatenerstellung gibt die innerhalb der Projektlaufzeit erschienene Veröffentlichung von Amme [74]. Zur Modellierung der Niederspannungsnetzgebiete werden existierende NS-Referenznetzmodelle adaptiert und auf die lokalen Gegebenheiten angepasst. Das Tool zur Erstellung der Netztopologien, welches die Methoden implementiert, genannt *ding0* (Akronym für *D*istribution *N*etwork *G*enerat*O*r), ist auf GitHub⁵⁴ öffentlich verfügbar sowie auf ReadTheDocs⁵⁵ ausführlich dokumentiert.

Im Folgenden wird zunächst die Modellierung von MS-Netzen sowie darauf folgend die Modellierung von NS-Netzen beschrieben. Die resultierenden Netzdaten werden anschließend quantitativ und qualitativ bewertet.

4.2.1 Modellierung von Mittelspannungsnetzen

Das folgenden Abschnitte beschreiben zusammenfassend die Modellierung der MS-Netze. Eine detaillierte methodische Beschreibung kann [74] entnommen werden.

4.2.1.1 Methodische Kurzzusammenfassung

Als Basis für die Ausdehnung der MS-Netze werden die Mittelspannungsnetzgebiete aus Kapitel 3.4.3 verwendet. Weiterhin dienen die hochauflösten Datensätze zu Lasten (vgl. Kapitel 3.4.6) und Erzeugern (vgl. Kapitel 3.4.7) als wichtige Basis zur Bestimmung der Netztopologie. Die Ermittlung der MS-Netzstruktur erfolgt in vier Schritten, welche für jedes der MS-Netzgebiete sukzessive durchgeführt werden:

1. Ermittlung der initialen Ringtopologie mittels eines heuristischen Lösungsverfahrens aus der Tourenplanung, dem *Capacitated Vehicle Routing Problem* (CVRP – dt. Kapazitettes Routenplanungsproblem), unter Berücksichtigung technischer Restriktionen
2. Verbesserung der initialen Struktur durch Verringerung der Gesamtleitungslänge mittels Graphenoperationen

⁵⁴<https://github.com/openego/ding0>

⁵⁵<https://dingo.readthedocs.io>

3. Erweiterung der Ringnetzstruktur um Stichleitungen für Lasten kleiner 100 kVA, ONS und Generatoren
4. Überprüfung der Netzbelaistung mittels Lastflussberechnung und etwaige Netzverstärkung

In den Abschnitten 4.2.1.3 bis 4.2.1.6 werden die wichtigsten Aspekte der einzelnen Schritte anhand eines Beispielnetzes erläutert.

4.2.1.2 Zentrale Annahmen

Die Modellierung der MS-Netze in *open_eGo* basiert auf einigen zentralen Annahmen, welche im Folgenden kurz genannt werden:

- Circa 84,3 % der MS-Netze in Deutschland sind offen betriebene Ringnetze [80], weshalb diese Netztopologie für alle MS-Netze angenommen wird.
- Mittelspannungsnetzgebiete werden unterschieden nach städtisch und ländlich geprägten Gebieten. Im städtischen Bereich befinden sich hauptsächlich Kabelnetze mit einer Nennspannung von 10 kV, während in ländlichen Netzgebieten überwiegend Freileitungen mit einer Nennspannung von 20 kV auftreten [81, 82]. Die Zuordnung erfolgt anhand der maximalen Entfernung vom UW zu den Lastzentren. Als Planungsrichtwert wird ein Wert von 1 kV/km angenommen [81]. Damit werden Mittelspannungsnetzgebiete mit einer maximalen Entfernung von 15 km als ländliche Netze (20 kV) modelliert und Mittelspannungsnetzgebiete mit einer maximalen Entfernung unter 15 km als urbane Netze (10 kV).
- Im *open_eGo*-Projekt sollen aktuelle Probleme der Netzausbauplanung, die im Zusammenhang mit dem Ausbau EEA stehen, untersucht werden. In Lastgebieten mit einer hohen Lastdichte besteht zumeist ein geringes Ausbaupotential für Generatoren in der MS und NS im Vergleich zu den aufgrund der hohen Lastdichte stark ausgebauten Netzen. Daraus folgt, dass in diesen Gebieten keine bis geringe Netzausbaukosten zu erwarten sind. Es werden daher für Lastgebiete mit einer hohen Lastdichte keine Netzstrukturen ermittelt. Stattdessen werden die Erzeugungseinheiten sowie Lasten als aggregierte, an der Mittelspannungssammelschiene angeschlossene Generatoren bzw. Lasten modelliert.
- Die Netztopologie wird mit einem Grundsatzplanungsansatz ermittelt, der von [82] beschrieben ist. Historisch gesehen stellt die Höchstlast die Planungsgrundlage für Netze dar, was jedoch durch den Einfluss der EE zukünftig

weniger relevant wird [83, 84]. Um dies abzubilden, wird die Netzstruktur zunächst vorrangig lastorientiert geplant und dann an die Anforderung bei der Integration von EEA angepasst. Um Umwege durch geografische Hindernisse, bspw. Flüsse, einzubeziehen, wird ein Umwegfaktor von 1,3 verwendet [82].

4.2.1.3 Ermittlung der initialen Ringtopologie

Der initiale Verlauf der Ringe wird basierend auf einem Ansatz von Tao [82] durch Lösen eines *CVRP* mittels der Savings-Heuristik von Clark und Wright [85] ermittelt. Das Ziel dabei ist, die Gesamtleitungslänge, die benötigt wird, um alle Lastgebiete mit Spitzenlasten $S_{peak} \geq 100$ kVA (ausgenommen aggregierte Lastgebiete) anzuschließen, zu minimieren. Zusätzliche Bedingungen sind, dass die Anzahl an Lastgebieten mit einer Spitzenlast von $S_{peak} \geq 100$ kVA je Ring nicht größer als 20 [86] sowie die maximale Länge eines Rings nicht größer als 60 km. [26] ist. Die Anzahl der Ringe je MS-Netzgebiet ist im Vorfeld nicht festgelegt, sondern ein Freiheitsgrad.

Um technisch tragfähige Initiallösungen zu erzielen, wird die Stromtragfähigkeit der Leitungen und der resultierende Spannungsabfall in jedem Iterationsschritt überprüft. Für jeden Halbring darf dabei die maximale Kabelbelastung 60 % [4] und der maximale Spannungsabfall 5 % betragen. Aufgrund der großen Anzahl an Iterationen und des hohen Rechenaufwands von Lastflussberechnungen werden vereinfachte Methoden zur Abschätzung der Leitungsbelastung und des Spannungabfalls verwendet.

Nach diesem Schritt liegen rechenfähige und technisch stabile MS-Ringnetze vor, die nicht zwingend optimale Lösungen für die Kosten enthalten und bei denen kleinere Lastgebiete mit Spitzenlasten $S_{peak} \leq 100$ kVA, hier als Satelliten-Lastgebiete bezeichnet, und Generatoren noch nicht angeschlossen sind (siehe Abbildung 4.8a).

4.2.1.4 Verbesserung der initialen Topologie

Wie bereits im vorigen Kapitel angemerkt wurde, ist die Lösung des *CVRP* mittels der Savings-Heuristik möglicherweise nicht optimal. Um günstigere Lösungen für die Gesamtleitungslänge zu identifizieren, werden die in Abbildung 4.7 dargestellten intra- und inter-route Graphoperatoren angewendet [87].

Im Ergebnis entstehen Netze, deren kumulierte Leitungslänge je MS-Netzgebiet gegenüber dem vorherigem Schritt reduziert ist und damit geringere initiale Investitionskosten hat (vgl. Abbildungen 4.8a und 4.8b).

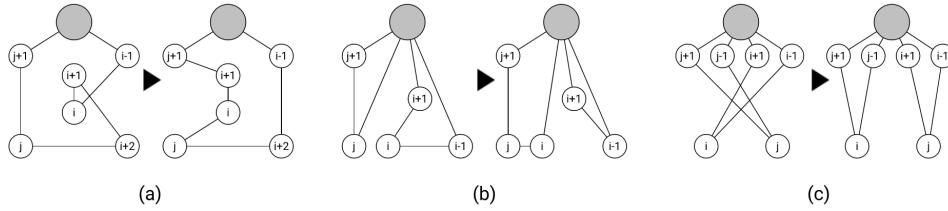


Abbildung 4.7: Graphoperatoren: (a) Or-opt (intra-route), (b) Umzug (inter-route),
(c) Austausch (inter-route)

4.2.1.5 Erweiterung der initialen Topologie

Bei der Erstellung der initialen Netztopologie werden Lastgebiete kleiner 100 kVA, ONS innerhalb der bereits berücksichtigten Lastgebiete sowie Generatoren zunächst nicht berücksichtigt und erst nach Erstellung der initialen Ringtopologie in das Netz integriert. Dazu werden nacheinander folgende drei Anschlussprinzipien angewendet:

1. Komponenten, die sich in weniger als 100 m Entfernung zur initialen Route befinden, werden durch Anpassung des Ringverlaufs direkt in den Ring integriert.
2. Verbleibende Komponenten werden mittels Stichleitungen an dem nächstmöglichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen.
3. Sind die vorherigen Optionen aus technischen Gründen nicht möglich, werden die Punkte mit direkten Stichleitungen an die Hauptringroute angeschlossen.

Im ersten Schritt werden Lastgebiete kleiner 100 kVA nach den genannten Prinzipien in das Netz integriert, darauf folgend ONS innerhalb der bereits berücksichtigten Lastgebiete sowie aggregierte Lastgebiete und schließlich Generatoren. Durch diese Reihenfolge wird die historische Entwicklung der Netze nachempfunden.

Beim Anschluss der genannten Generatoren und Lasten werden diverse technische Randbedingungen und Vorgehensweisen der Verteilnetzplanung berücksichtigt. So darf bspw. bei dem Anschluss von Lasten die maximale Leitungslänge eines Abzweigs 2 km [16] und die angeschlossene Spitzenlast 1 MVA nicht überschreiten, abgeleitet von der Leistung eines typischen Notstromaggregats [88, 26]. Bei dem Anschluss von Generatoren wird u.a. die Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am MS-Netz [89] berücksichtigt.

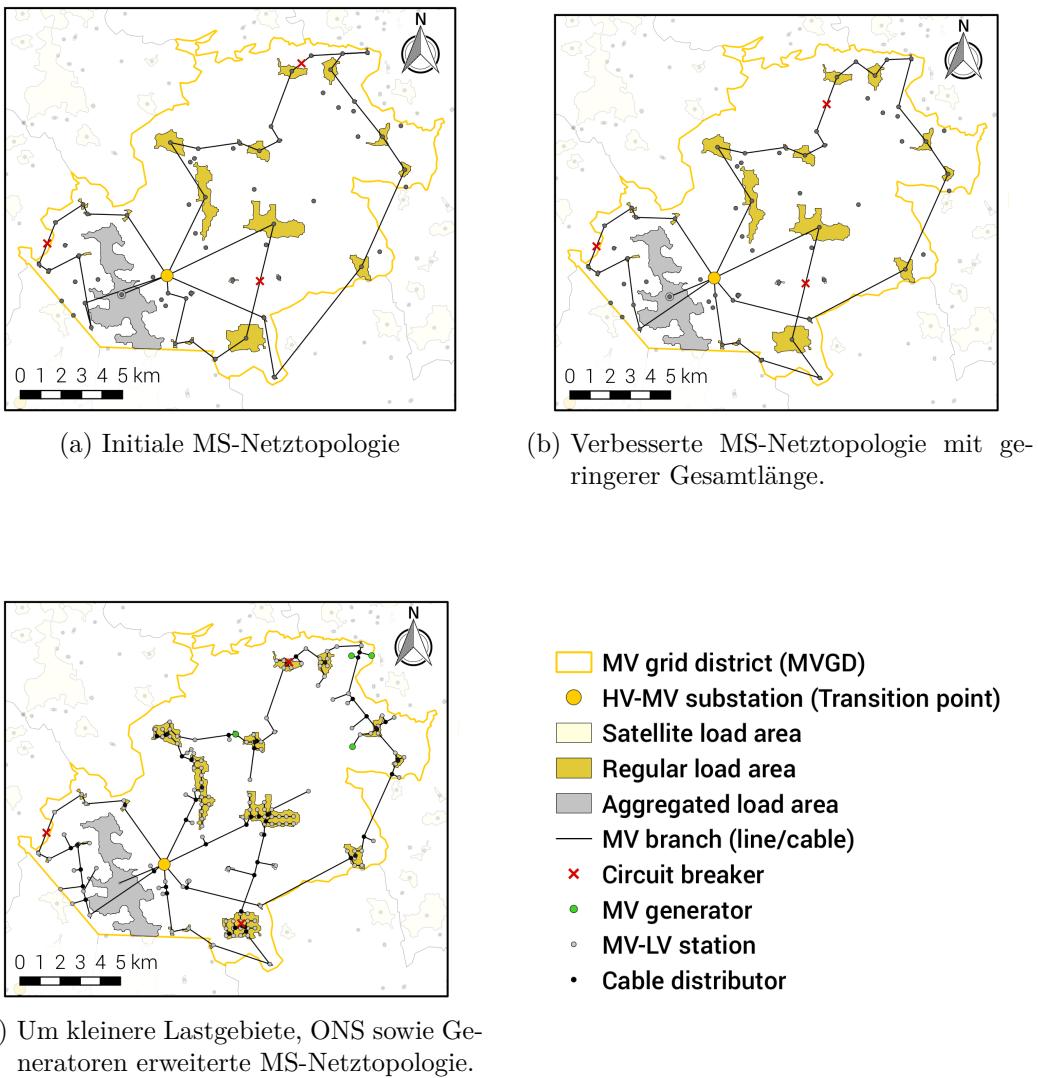


Abbildung 4.8: Entwicklung von MS-Netztopologien.

Nach der Erweiterung der initialen Topologie sind alle Lasten und Generatoren wie in Abbildung 4.8c dargestellt an das Netz angeschlossen. Durch die zusätzlichen Komponenten ist die Netzstabilität zunächst nicht mehr gewährleistet, was im nächsten Schritt adressiert wird.

4.2.1.6 Überprüfung der Netzbela<stung und etwaige Netzverstärkung

Bei der im vorangegangenen Kapitel geschilderten Erweiterung der initialen Topologie werden mögliche Leitungsüberlastungen sowie Spannungsbandverletzungen zunächst nicht geprüft, sodass die Netzstabilität nicht mehr gewährleistet ist. Deshalb werden in diesem abschließenden Schritt Überströme und Spannungsbandverletzun-

gen identifiziert und die notwendige Netzverstärkung auf der offenen Ringstruktur durchgeführt.

Zur Identifikation der Stabilitätsprobleme wird eine nicht-lineare Lastflussberechnung mit dem Open-Source-Tool *PyPSA* [61] durchgeführt. Erlaubte Leitungsbelastungen und Spannungsabweichungen sind in einer Reihe von Normen, Richtlinien und Planungsgrundsätzen definiert [90, 89, 4]. Die hier angewendeten Grenzwerte können in [74] nachgelesen werden.

Bei der Netzverstärkung wird so vorgegangen, dass zunächst Leitungsüberlastungen behoben werden. In den betroffenen Leitungsschnitten werden dazu die bestehenden Leitungen durch Leitungen mit ausreichend hohem Nennstrom ersetzt. Anschließend werden Spannungsbandverletzungen durch Ersetzen der bestehenden Leitung vom UW bis zu dem Punkt an dem das Spannungsproblem auftritt, durch Wahl des Betriebsmittels mit der nächst größeren Kapazität, beseitigt. Dies wird solange durchgeführt, bis alle Spannungsprobleme behoben sind.

Damit ist ein stabiles MS-Netz modelliert, das den Anforderungen der aktuellen Normen und Bestimmungen entspricht (siehe Abbildung 4.9).

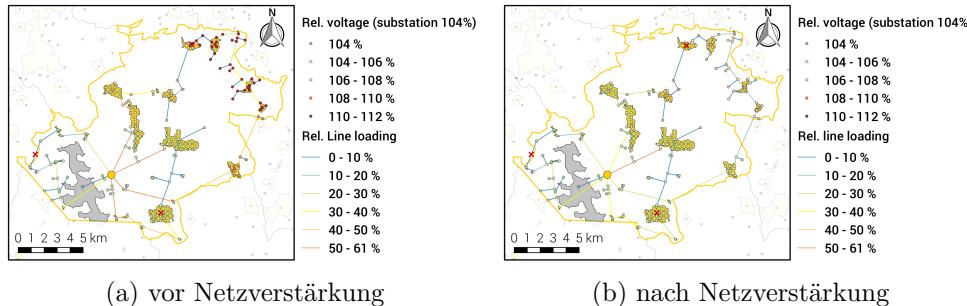


Abbildung 4.9: Leitungsbelastungen und Spannungsabweichungen vor und nach Netzverstärkung.

4.2.2 Modellierung von Niederspannungsnetzen

Grundlage für die Modellierung der NS-Netze bilden eine Reihe statistischer Auswertungen realer NS-Netze sowie bestehende Referenznetze. Das Ziel der Modellierung ist hier ebenso wie in der MS möglichst ortsspezifische Netze zu generieren, die an die örtlichen Gegebenheiten angepasst sind.

Die Basis der Modellierung von NS-Netzen in Lastgebieten, die dem Bereich Wohnen zugeordnet sind, bilden Referenznetze von Kerber [77]. Zur besseren Anpassung an die örtlichen Gegebenheiten werden die NS-Stränge aus den herangezogenen Referenznetzen extrahiert und darauf aufbauend, sowie unter Beachtung statistischer

Kenngrößen aus [5, 91, 78, 92, 77] 46 NS-Stränge, welche jeweils repräsentativ für eine bestimmte Anzahl an Hausanschlüssen sowie eine Netzkategorie sind, erstellt. Bezuglich der Netzkategorie wird in Anlehnung an [77] eine Unterscheidung von Landnetz, Dorfnetz und Vorstadtnetz vorgenommen. Detaillierte Angaben zu den 46 Strängen können GitHub⁵⁶ entnommen werden.

Die 46 NS-Stränge werden im nächsten Schritt dazu verwendet, für jede mögliche Zahl an Hausanschlüssen innerhalb eines NS-Netzgebietes ein typisches Netz zu generieren. Dabei erfolgt eine Zuordnung der NS-Netzgebiete zu den Netzkategorien Landnetz, Dorfnetz und Vorstadtnetz über die Anzahl der Hausanschlüsse in dem Gebiet gemäß Tabelle 4.5. Bei der Zuweisung der Stränge zu den typischen Netzen werden auch Stränge aus den von [77] definierten Extremwertnetzen, welche sich bspw. durch große Leitungslängen ausweisen, berücksichtigt. Eine Übersicht dazu, welche Stränge für welches typische Netz verwendet werden, findet sich ebenfalls auf GitHub⁵⁷.

Netzkategorie	Anzahl Hausanschlüsse pro ONS
Landnetz	<31
Dorfnetz	≥31, <87
Vorstadtnetz	≥87

Tabelle 4.5: Zuordnung der Niederspannungsnetzgebiete zu Netzkategorien nach der Anzahl der Hausanschlüsse pro Ortsnetzstation.

Im letzten Schritt erfolgt die Zuordnung jedes NS-Netzgebietes zu einem der erstellten typischen Netze. Hierzu muss die Anzahl der Hausanschlüsse in dem jeweiligen Netzgebiet ermittelt werden. Diese Abschätzung erfolgt über die Einwohnerzahl. Hierbei wird angenommen, dass 2,3 Personen in einer Wohneinheit leben [93] und je 1,5 Wohneinheiten ein Hausanschluss besteht [94].

Die Basis für Niederspannungsnetzgebiete mit Anteilen an gewerblich/industriell oder landwirtschaftlich genutzten Flächen bilden Referenznetze nach [95]. Die Anzahl der anzuschließenden Lasten wird über die Anzahl der Nutzungsflächen des jeweiligen Sektors bestimmt (siehe Kapitel 3.4.4). Die Spitzenlast jedes Sektors, welche auf Basis des Jahresenergiebedarfs des Sektors (siehe Kapitel 3.4.6) sowie dem verwendeten Lastprofil (siehe 3.5.1) ermittelt wird, wird zu gleichen Teilen auf die Anzahl der Lasten in dem Sektor aufgeteilt. Wird dabei eine Spitzenlast von

⁵⁶https://github.com/openego/ding0/blob/master/ding0/data/model_grids-lv_string_properties.csv

⁵⁷https://github.com/openego/ding0/blob/master/ding0/data/model_grids-lv_string_properties.csv

290 kVA überschritten, erfolgt eine Aufteilung der Last in zwei Lasten, bis die Spitzenlast unterhalb dieses Wertes liegt. Die so entstandenen Lasten werden äquidistant entlang des Strangs verteilt. Dabei darf eine Stranglänge von 400 m im Falle gewerblicher/industrieller Gebiete bzw. 800 m im Falle landwirtschaftlicher Gebiete nicht überschritten werden. Ist dies der Fall, erfolgt eine Aufteilung des Stranges.

4.2.3 Kritische Betrachtung

Das erstellte Tool zur Modellierung synthetischer MS- und NS-Netze ist in der Lage, Netztopologien, welche den örtlichen Gegebenheiten sowohl in Bezug auf unterschiedliche Lastarten der Sektoren Wohnen, Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie, als auch in Bezug auf die vorherrschende Siedlungsdichte angepasst sind, zu generieren. Dabei ist anzumerken, dass für 215 der 3.591 MS-Netzgebiete keine Netze erstellt werden konnten, was einem Anteil von < 6% entspricht und vor allem auf die Vernachlässigung der (urbanen) Gebiete mit sehr hohen Lastdichten zurückzuführen ist, für die keine Topologien erstellt werden (vgl. Kapitel 4.2.1.2). 94 Netze können aufgrund anderer Fehler im Modell nicht erstellt werden.

Während bei der Modellierung der MS-Netze geographische Gegebenheiten einbezogen werden, werden im Falle der NS-Netze Stränge aus Referenznetzen wiederholt verwendet. Eine bessere Diversifizierung der Niederspannungsnetze kann erzielt werden, indem strukturelle Eigenschaften des Gebietes wie Straßenverläufe etc. in der Modellierung einbezogen werden. Dies wurde im Rahmen von *open_eGo* in einer Masterarbeit von Gütter [96] untersucht, konnte aber nicht in das Gesamtmodell aufgenommen werden, da es den Rahmen der Komplexität in Bezug auf Rechenaufwand als auch Arbeitsaufwand überstiegen hätte. Demgegenüber wird der Nutzen dieser Detailtiefe bezüglich der übergeordneten Forschungsfrage der volkswirtschaftlich optimalen, spannungsebenenübergreifenden Netzausbauplanung als gering eingestuft. Für die isolierte Anwendung der Mittel- und Niederspannungsmodellnetze könnte jedoch die Integration der neuesten Forschungsergebnisse von [97] zur Modellierung von NS-Netzen in das *ding0*-Modell einen Mehrwert liefern.

Eine umfassende Plausibilitätsprüfung der erstellten MS- und NS-Netztopologien ist nicht möglich, da nach unserem Wissensstand derzeit keine vergleichbaren Netzmodelle für Gesamtdeutschland existieren bzw. diese nicht öffentlich verfügbar sind. Netzbetreiber sind aber nach der Netzentgeltverordnung [21] dazu verpflichtet, Netzstrukturdaten zu veröffentlichen. Auf Basis dieser Netzstrukturdaten wurde der Datensatz in [74] bzgl. gesamtdeutscher Kennzahlen sowie in einer studentischen Arbeit von Linsenmeier [98] bzgl. Kennzahlen einzelner MS-Netzgebiete statistisch ausgewertet. Zudem wurde in [98] eine qualitative Bewertung des Datensatzes durchge-

führt. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen sind im Folgenden kurz dargelegt. Da die Auswertung im August 2017 durchgeführt worden ist, können die Ergebnisse leicht von dem zuletzt verwendeten Datensatz abweichen.

4.2.3.1 Statistische Auswertung

Tabelle 4.6 zeigt die Ergebnisse des Vergleichs realer Werte mit Modellwerten für die Anzahl von HS-MS- und MS-NS-Transformatoren sowie von Kabel- und Freileitungslängen für Gesamtdeutschland aus [74]. Demnach wird die Gesamtlänge von Leitungen und Kabeln in der MS um nur ca. 2 % überschätzt. Der Fehler in der Anzahl der HS-MS- bzw. MS-NS-Transformatoren ist dagegen größer und beläuft sich auf ca. 10 % bzw. ca. 8 %. Eine ausführliche Diskussion dieser Ergebnisse kann in [74] nachgelesen werden.

Betriebsmittel	Modellwert	Realer Wert	Abweichung
	m	r	$ (r - m)/r $
HS-MS-Transformatoren	8.276	7.500	10,3 %
MS-NS-Transformatoren	514.333	560.000	8,2 %
MS-Kabel und -Freileitungen	495.499 km	507.000 km	2,3 %

Tabelle 4.6: Vergleich von Modellwerten mit realen Werten aus [74]. Werte für HS-MS- und MS-NS-Transformatoren aus [86]; Werte für Kabel- und Freileitungslänge aus [99].

Neben dem Vergleich mit deutschlandweiten Werten wurde in einer studentischen Arbeit von Linsenmeier [98] eine Validierung des Datensatzes auf Basis ausgewählter MS-Netzgebiete vorgenommen. Dazu wurden Netzstrukturdaten von 33 Netzbetreibern ausgewertet. Diese 33 Datenpunkte entsprechen 72 MS-Netzgebieten des synthetischen Datensatzes. Grund hierfür ist, dass ein Teil der betrachteten Netzbetreiber mehr als ein MS-Netz betreiben und somit einige MS-Netzgebiete des synthetischen Netzdatensatzes für einen direkten Vergleich mit den realen Daten zusammengefasst werden müssen.

Tabelle 4.7 zeigt die zentralen Tendenzen der in [98] untersuchten Variablen für die beiden Datensätze der ausgewählten realen sowie korrespondierenden synthetischen Netzstrukturdaten. Demnach stimmen die Mediane der Netzgebietsflächen (*AMS*) gut überein, während die betrachteten synthetischen Mittelspannungsnetze tendenziell größere Gesamtlängen von Leitungen und Kabeln (*GLMS*) sowie größere Gesamtlängen von Leitungen und Kabeln pro Fläche des MS-Netzgebiets (*GLMSPA*) aufweisen. Bezuglich des Anteils an Erdkabeln (*AEMS*) zeigt sich eine gute Übereinstimmung der Mittelwerte. Zusätzliche statistische Tests zur Untersuchung der

Übereinstimmung der beiden Datensätze hinsichtlich der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Variablen zeigen aber auch für den Anteil an Erdkabeln *AEMS* signifikante Unterschiede zwischen den Datensätzen auf.

Variable	Median (syn. Datensatz)	Median (reale Netzstrukturdaten)
Fläche (AMS)	66,6	67,8
Gesamtlänge	99,1	227,4
Leitungen/Kabel (GLMS)		
Gesamtlänge	1,39	2,96
Leitungen/Kabel pro Fläche (GLMSPA)		
Variable	Mittelwert (syn. Datensatz)	Mittelwert (reale Netzstrukturdaten)
Anteil Erdkabel (AEMS)	0,95	0,92

Tabelle 4.7: Mediane bzw. arithmetische Mittelwerte untersuchter Variablen für den Datensatz der realen Netzstrukturdaten von 33 Netzbetreibern sowie den Datensatz der 72 korrespondierenden synthetischen MS-Netzgebiete aus [98].

Es wurde weiterhin untersucht, inwiefern die 33 ausgewerteten realen MS-Netzgebiete für Gesamtdeutschland repräsentative Netzgebiete darstellen. Demnach handelt es sich um Gebiete mit vergleichsweise kleinen Flächen *AMS* und geringen Gesamtleitungslängen *GLMS*. Um die Implikationen dessen zu untersuchen, wurden bivariate Analysen durchgeführt. Diese zeigen, dass die Gesamtleitungslänge *GLMS* in synthetischen Netzen mit geringer *GLMS* tendenziell stark unterschätzt wird, sowie der Anteil an Erdkabeln *AEMS* in synthetischen Netzen mit relativ hohem *AEMS* überschätzt wird.

Zusammen mit der guten Übereinstimmung der Gesamtleitungslänge für Gesamtdeutschland lässt dies vermuten, dass in Netzgebieten mit hoher *GLMS* diese übergeschätzt wird. Gleiches gilt für den Anteil an Erdkabeln. Um diese Annahmen bestätigen bzw. verwerfen zu können, bedarf es allerdings einer größeren Anzahl an Daten zu realen MS-Netzgebieten.

4.2.3.2 Qualitative Auswertung

Die Qualität von Datensätzen kann in Hinblick auf eine Reihe von Kriterien bewertet werden. In der Arbeit von [98] wurde der Datensatz der synthetischen MS-NS-Netze nach den Kriterien des *European Statistics Code of Practice* [100] bewertet. Diese umfassen Relevanz, Genauigkeit & Zuverlässigkeit, Aktualität, Kohärenz &

Vergleichbarkeit sowie Zugänglichkeit & Verständlichkeit und werden im Folgenden kurz ausgewertet.

- **Relevanz:** Der vorliegende Datensatz ist der einzige frei verfügbare Datensatz zu ortsspezifischen MS-NS-Netzen für Gesamtdeutschland. Er ermöglicht u.a. die Untersuchung von Netzausbaubedarf aufgrund des Zubaus von EEA, dessen prognostizierte Kosten mehrere Milliarden betragen [4] und damit eine große Herausforderung für die Energiewende darstellt. Die Relevanz des Datensatzes ist damit gegeben.
- **Genauigkeit & Zuverlässigkeit:** Eine umfassende Plausibilitätsprüfung des Datensatzes ist schwer möglich. Erste statistische Auswertungen (siehe Kapitel 4.2.3.1) haben gezeigt, dass bei einem Vergleich deutschlandweiter Kenngrößen Abweichungen von den realen Werten von bis zu 10 % existieren. Vergleiche einzelner Mittelspannungsnetzgebiete zeigen teilweise größere Abweichungen auf, bedürfen aber eines repräsentativeren Vergleichsdatensatzes um robuste Aussagen treffen zu können.
- **Aktualität:** Alle Eingangswerte des Datenmodells stammen aus den Jahren 2011-2015, wobei die wesentlichen Daten zu Erzeugungsanlagen und zum Energiebedarf, bei welchen davon ausgegangen werden kann, dass diese den größten Änderungen unterworfen sind, aus 2015 stammen. Der Datensatz kann daher als repräsentativ für das Jahr 2015 und damit als aktuell eingestuft werden. Zudem ist es möglich, den Datensatz mit frei verfügbaren Daten und der frei zugänglichen Software *ding0* zu aktualisieren.
- **Kohärenz & Vergleichbarkeit:** Der gesamte Datensatz wird mittels einer einheitlichen Methodik sowie Datenbasis erzeugt. Zudem wird durch die Software *ding0* die Einhaltung physikalischer Grenzen geprüft und sicher gestellt. Der Datensatz wird daher als kohärent und vergleichbar angesehen.
- **Zugänglichkeit & Verständlichkeit:** Die verwendeten Eingangsdaten zur Erzeugung des Datensatzes sind unter einer Open-Data-Lizenz mit zugehörigen Metadaten auf der *OEP* erhältlich. Die Methoden zur Erzeugung des Datensatzes sind in [74] sowie in der Dokumentation der Software⁵⁸ ausführlich beschrieben. Damit wird der Datensatz als nachvollziehbar und zugänglich eingestuft.

⁵⁸<https://dingo.readthedocs.io>

5 Wirtschaftliche und netzbetriebliche Optimierung auf Höchst- und Hochspannungsebene

Die Simulation und Optimierung des erstellten Netzmodells auf HöS- und HS-Ebene wird mit dem entwickelten Open-Source-Tool *eTraGo* [101] durchgeführt, welches die Open-Source-Software *PyPSA* [61] verwendet.

In *eTraGo* wird im ersten Schritt das gewählte Netzmodell mit Hilfe der *ego.io* aus der entsprechenden Datenbank, beispielsweise der *OEDB*, importiert. Daraufhin ist es möglich, weitere Annahmen zu treffen, die beispielsweise die Komplexität reduzieren. Im Anschluss daran erfolgt die Berechnung in *PyPSA*, welche die technisch-wirtschaftliche Optimierung beinhaltet. Ziel dieser ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Die dafür benötigten Kostenannahmen für den Kraftwerkseinsatz sowie den Netz- und Speicherausbau sind in Kapitel 3.3 aufgelistet. Die durchgeführten Berechnungen der HöS- und HS-Ebene können entweder mit erstellten Funktionen und Plots ausgewertet werden oder Eingangsgröße des netzebenenübergreifenden Tools *eGo* sein (siehe Kapitel 7). Dafür ist eventuell eine Disaggregation der Ergebnisse erforderlich (siehe Kapitel 7.1). Dieser strukturelle Ablauf von *eTraGo* ist in Abbildung 5.1 grafisch dargestellt.

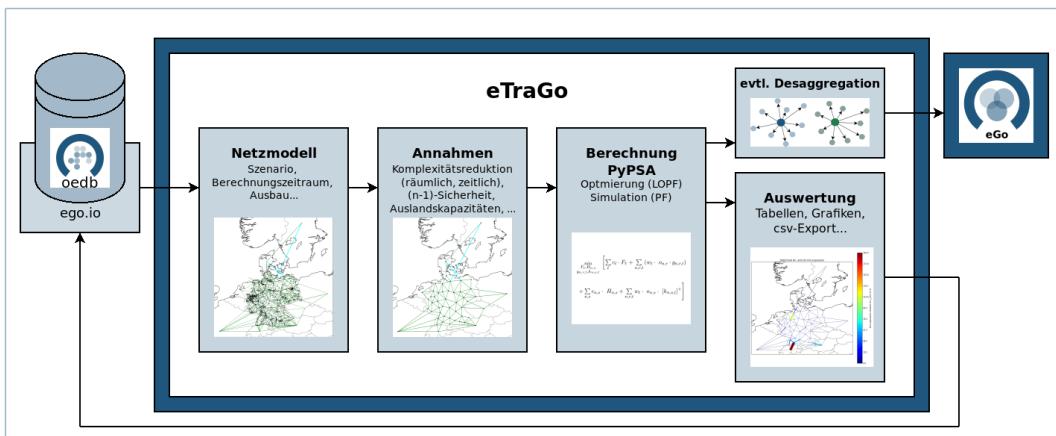


Abbildung 5.1: *eTraGo*: Funktionsweise und Einordnung in die Tool-Landschaft.

5.1 Optimierungsverfahren

In *PyPSA* besteht die Möglichkeit, eine lineare Näherung einer optimierten Lastflussberechnung (linear optimal power flow (LOPF)) durchzuführen. Der LOPF basiert auf den folgenden drei Annahmen, die für das HöS- und HS-Netz erfüllt sind [61]:

- Die Spannungswinkeldifferenzen der Leitungen ϕ_l sind klein genug für die Approximation $\sin \phi_l \approx \phi_l$.
- Die Leitungswiderstände sind vernachlässigbar klein im Vergleich zu den Leitungsreaktanzen.
- Die Spannungswerte sind näherungsweise konstant.

Maßgeblich für die zweite Bedingung ist das Verhältnis von Reaktanz X zu Wirkwiderstand R . Nach Quelle [102] sind Ergebnisse trotz Linearisierung belastbar, wenn die Reaktanz mindestens dem Vierfachen des Wirkwiderstands entspricht. Im Rahmen des Projekts wurde in der Masterarbeit [103] das durchschnittliche X/R -Verhältnis der Leitungen im Netzmodell je Netzebene berechnet. Leitungen der HS-Ebene haben demnach im Durchschnitt ein Reaktanz-Wirkwiderstand-Verhältnis von 3,52; das der HöS-Leitungen liegt bei 7,65. Somit ist die Bedingung für die HöS-Ebene erfüllt, während Betriebsmittel der HS-Ebene den Grenzwert leicht unterschreiten. Nach [102] sind die dadurch entstehenden Abweichungen jedoch vertretbar gering. Aus Gründen der Komplexitätsreduktion und einer entsprechenden Verringerung der Rechenzeit wird daher für beide Ebenen eine linearisierte Optimierung durchgeführt [103]. Die Berücksichtigung von Blindleistung erfolgt in einer folgenden Simulation, wie in Kapitel 5.2 erläutert.

Während des Optimierungsprozesses wird der Kraftwerkseinsatz unter den gegebenen Netz- und Marktrestriktionen bestimmt, wobei der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gedeckt sein muss. Wird Netz- und Speicherausbau zugelassen, ist deren Nennleistung eine Optimierungsvariable und kann unter Berücksichtigung der annualisierten Investitionskosten ausgebaut werden. Die Optimierung erfolgt in *PyPSA* auf Grundlage der Minimierung der in Ausdruck 5.1 dargestellten Zielfunktion (vgl. [61]).

$$\begin{aligned} & \min_{\substack{F_\ell, H_{n,s} \\ g_{n,r,t}, h_{n,s,t}}} \left[\sum_\ell c_\ell \cdot F_\ell + \sum_{n,r,t} (w_t \cdot o_{n,r} \cdot g_{n,r,t}) \right. \\ & \quad \left. + \sum_{n,s} c_{n,s} \cdot H_{n,s} + \sum_{n,s,t} w_t \cdot o_{n,s} \cdot [h_{n,s,t}]^+ \right] \end{aligned} \tag{5.1}$$

ℓ : Index Leitung/Transformator
 n : Index Netzknoten
 r : Index Erzeuger
 t : Index Zeitschritt
 s : Index Speicher
 c_ℓ : Kapitalkosten Leitung/Transformator
 F_ℓ : Nennleistung Leitung/Transformator
 w_t : Gewichtung des Zeitschritts

$o_{n,r}$: Grenzkosten des Erzeugers n, r
 $g_{n,r,t}$: Einspeisung des Erzeugers n, r, t
 $c_{n,s}$: Kapitalkosten des Speichers n, s
 $H_{n,s}$: Nennleistung des Speichers n, s
 $o_{n,s}$: Grenzkosten des Speichers n, s
 $h_{n,s,t}$: Einsatz von Speicher n, s, t

5.1.1 Technische Nebenbedingungen der Optimierung

Die Einhaltung technischer Parameter wird durch Nebenbedingungen für Generatoren (siehe 5.2), Speicher (siehe 5.3a bis 5.3c), Leitungen und Transformatoren (siehe 5.4a und 5.4b) und dem Kirchoff'schen Knotengesetz (siehe 5.5) sichergestellt. Die für die Berechnung in *eTraGo* wesentlichen Nebenbedingungen sind entsprechend [61] im Folgenden dargestellt. Bei einer Optimierung unter Berücksichtigung von Netz- und Speicherausbau werden zusätzliche Nebenbedingungen ergänzt, die in dem jeweiligen Kapitel erläutert sind.

Nebenbedingungen für Generatoren

Mit Hilfe der Nebenbedingungen für Erzeuger in Ungleichung 5.2 wird die Einhaltung der technischen Grenze der Nennleistung realisiert. Zudem sind auch zeitabhängige Begrenzungen des Einspeisepotenzials möglich. Dies wird in *eTraGo* verwendet, um die in Kapitel 3.5.3 beschriebene Wetterabhängigkeit von PV- und WKA umzusetzen. Auch die Berücksichtigung minimaler und maximaler Stillstandszeiten konventioneller Kraftwerke ist in *eTraGo* möglich, indem weitere Nebenbedingungen ergänzt werden (siehe [61]). Aufgrund von intertemporalen Abhängigkeiten entsteht so jedoch ein Mixed-Integer-Problem und somit eine erheblich gesteigerte Rechenzeit. *PyPSA* bietet auch die Möglichkeit der Berücksichtigung von Leistungsgradienten. Diese Funktionalität wird in *eTraGo* jedoch nicht verwendet. Grund dafür ist, dass nach [104] jedes konventionelle Kraftwerk innerhalb einer Stunde (teilweise oberhalb von Mindestleistungen bzw. im Warmbetrieb) vollständig hoch- bzw. runterfahren kann, sodass bei einer stündlichen Auflösung diesbezüglich eine flexible Fahrweise angenommen wird.

$$\tilde{g}_{n,r,t} \cdot \bar{g}_{n,r} \leq g_{n,r,t} \leq \bar{g}_{n,r,t} \cdot \bar{g}_{n,r} \quad (5.2)$$

$\tilde{g}_{n,r,t}, \bar{g}_{n,r,t}$: Zeitabhängige Einspeisebegrenzung, z.B. bei wetterabhängigen Erzeugern

$\bar{g}_{n,r}$: Nennleistung des Erzeugers

$g_{n,r,t}$: Einspeiszeitreihe des Erzeugers

Nebenbedingungen für Speicher

Die Nebenbedingungen für Speicher (Ungleichungen 5.3a bis 5.3c) begrenzen zum einen die Leistungsaufnahme bzw. -abgabe auf die Nennleistung, zum anderen den Ladezustand auf die Energie, die in der definierten Anzahl von Stunden mit Nennleistung eingespeichert werden kann. Diese Anzahl von Stunden bestimmt das in PyPSA konstante Verhältnis [61] von Leistung und Energie der Speichereinheiten je nach Technologie.

$$0 \leq h_{n,s,t} \leq \bar{h}_{n,s} \quad (5.3a)$$

$$0 \leq f_{n,s,t} \leq \bar{h}_{n,s} \quad (5.3b)$$

$$0 \leq soc_{n,s,t} \leq r_{n,s} \bar{h}_{n,s} \quad (5.3c)$$

$h_{n,s,t}$: Leistungsentnahme des Speichers

$soc_{n,s,t}$: Ladezustand des Speichers

$\bar{h}_{n,s}$: Nennleistung des Speichers

$r_{n,s}$: Verhältnis Leistung/Energie

$f_{n,s,t}$: Leistungsaufnahme des Speichers

Nebenbedingungen für Leitungen und Transformatoren

Die Begrenzung der maximalen Belastung auf die thermische Grenzleistung erfolgt sowohl für AC- und DC-Leitungen als auch für Transformatoren (siehe Nebenbedingung 5.4a). Wechselstromleitungen und Transformatoren werden als passive Baulemente modelliert, deren Auslastung von der Spannungswinkeldifferenz der verbundenen Knoten und Impedanz des Bauelements bestimmt wird (entsprechend Nebenbedingung 5.4b).

Gleichstromleitungen sind als aktive Elemente abgebildet. Ihre Auslastung ist unabhängig von Spannungswinkel. Hier ist, wie in Kapitel 5.2 erläutert, in der nicht-linearen Simulation (power flow (PF)) eine Regelung der Belastung möglich.

$$|f_{\ell,t}| \leq F_{\ell} \quad (5.4a)$$

$$f_{\ell,t} = \frac{\theta_{n,t} - \theta_{m,t}}{x_{\ell}} \quad (5.4b)$$

$f_{\ell,t}$: Belastung des Betriebsmittels
 $\theta_{n,t}$: Spannungswinkel am Startknoten
 $\theta_{m,t}$: Spannungswinkel am Endknoten

x_{ℓ} : Reaktanz des Betriebsmittels
 F_{ℓ} : Nennleistung des Betriebsmittels

Nebenbedingung gemäß der Kirchhoff'schen Knotenregel

Die wichtigste Nebenbedingung gibt die Einhaltung der Knotenbilanz nach der Kirchhoff'schen Knotenregel vor (siehe Gleichung 5.5). Diese bestimmt zu jedem Zeitschritt den Ausgleich der vorgegebenen Lasten durch Einspeisung am Knoten von Erzeugern oder Speichern oder eingehende und ausgehende Übertragungsleistung aus angeschlossenen Leitungen und Transformatoren.

$$\sum_r g_{n,r,t} + \sum_s h_{n,s,t} - \sum_s f_{n,s,t} - \sum_l K_{n,l} f_{n,l} = \sum_s d_{n,s,t} \quad (5.5)$$

$g_{n,r,t}$: Einspeisung der Erzeuger
 $h_{n,s,t}$: Leistungsentnahme der Speicher
 $f_{n,s,t}$: Leistungsaufnahme der Speicher
 $f_{n,l}$: Belastung Leitungen/Transformatoren

$K_{n,l}$: gibt an, ob es sich um den Start (1) oder Endknoten (-1) handelt, $K_{n,l} \in \{-1, 0, 1\}$
 $d_{n,s,t}$: vorgegebene Lastzeitreihen

5.1.2 Speicherausbau

Um die Anzahl an Speichereinheiten im zukünftigen Energiesystem zu optimieren, wird die Installation von neuen Speichereinheiten an jedem HS-MS-Netzknotenpunkt ermöglicht. Die Größe und der Betrieb dieser Speicher werden als Teil des Optimierungsproblems definiert.

In *eTraGo* werden zwei Arten von Speichereinheiten berücksichtigt - Batteriespeicher und Wasserstoffspeicher in unterirdischen Salzkavernen. Wie in Abschnitt 4.1.3 erläutert ist der Einsatz der Lithium-Ionen-Batteriespeicher an jedem Netzknoten möglich, wohingegen Wasserstoffspeicher nur an Netzknoten in der Nähe zu Salzkavernen eingesetzt werden können. Unter Berücksichtigung der in Tabelle 3.8 dargestellten annualisierten Investitionskosten geht die Leistung des Speicherwerkwerks als Variable in das Optimierungsproblem ein. Dies entspricht dem in Term 5.6 dargestellten Teil der Zielfunktion aus Gleichung 5.1. Aufgrund des konstanten Verhältnisses von Leistung und Energie wird bei einem Ausbau der installierten Leistung die Speicherkapazität entsprechend vergrößert.

$$\sum_{n,s} c_{n,s} \cdot H_{n,s} \quad (5.6)$$

Der Ausbau von Speichereinheiten kann sowohl nach unten als auch nach oben über die Nebenbedingung 5.7 begrenzt werden. Diese Begrenzung findet nach den aktuellen Einstellungsmöglichkeiten in *eTraGo* nicht statt, kann jedoch von dem Nutzenden ergänzt werden.

$$\tilde{H}_{n,s} \leq H_{n,s} \leq \hat{H}_{n,s} \quad (5.7)$$

$H_{n,s}$: Nennleistung des Speichers
 $\tilde{H}_{n,s}$: Minimale Leistung des Speichers

$\hat{H}_{n,s}$: Maximale Leistung des Speichers

Die Auswahl, inwiefern Speicherausbau im LOPF optimiert werden soll, ist Teil der Parameter von *eTraGo* (siehe auch Kapitel 5.6). Neben der Optimierung aller Wasserstoff- und Batteriespeicher in Deutschland besteht auch die Möglichkeit, die nach Kapitel 3.2.2 fest installierten Speicher im Ausland für die Zukunftsszenarien in die Optimierung mit einzubeziehen.

5.1.3 Netzausbau

Netzausbau wird aufgrund der hohen Komplexität und eines ergebnisoffenen, generischen Ansatzes vordergründig als Ausbau bestehender Leitungen und Transformatoren betrachtet. Zudem ist es mit Hilfe der Netzausbau-Szenarien nach dem NEP (siehe Kapitel 3.1) möglich, die im NEP 2015 geplanten Maßnahmen als Optimierungsvariablen zu berücksichtigen. Die Übertragungskapazität der Betriebsmittel geht ausgehend von den bestehenden Kapazitäten als variable Größe in das Optimierungsproblem ein. Der entsprechende Teil der Zielfunktion 5.1 ist in der Summe 5.8 dargelegt. Der Ausbau der Betriebsmittel erfolgt unter Berücksichtigung der in Tabelle 3.7 erläuterten annualisierten Investitionskosten. Wird wie in Kapitel 4.1.2 beschrieben die (n-1)-Sicherheit berücksichtigt, werden die Investitionskosten der Betriebsmittel entsprechend des jeweiligen (n-1)-Sicherheitsfaktors erhöht. So wird sichergestellt, dass die zusätzlich benötigten Investitionen entsprechend der Annahmen für die (n-1)-Sicherheit in der Optimierung berücksichtigt werden.

$$\sum_{\ell} c_{\ell} \cdot F_{\ell} \quad (5.8)$$

Der Ausbau der einzelnen Betriebsmittel findet in anzugebenden Grenzen der Übertragungskapazität statt. So wird beispielsweise beim Ausbau des Bestandsnetzes als

unterer Grenzwert die jeweilige Kapazität der bestehenden Leitung gewählt. Die Nebenbedingung 5.9 wird entsprechend für jedes zu optimierende Betriebsmittel hinzugefügt.

$$\tilde{F}_\ell \leq F_\ell \leq \hat{F}_\ell \quad (5.9)$$

F_ℓ : Übertragungsleistung des Betriebsmittels \hat{F}_ℓ : Maximale Übertragungsleistung
 \tilde{F}_ℓ : Minimale Übertragungsleistung

Zur Bestimmung des optimalen Netzausbaus wurden verschiedene Optionen entwickelt, die entweder die Komplexität und somit die Rechenzeit verringern oder Randbedingungen enthalten, die zu einer besseren Abbildung tatsächlicher Netzausbaubedingungen führen. Diese werden im Folgenden erläutert und teilweise entsprechend der genannten Kriterien bewertet.

5.1.3.1 Begrenzung des maximalen Ausbaus je Leitung

Nach den Quellen [67] und [105] ist für die grenzüberschreitenden Leitungen eine Erhöhung der Übertragungskapazität auf 400 % zukünftig denkbar. Diese Grenze kann in *eTraGo* auf alle Leitungen im Netz extrapoliert werden, um unrealistisch hohe Ausbauten zu vermeiden und somit technisch realisierbare Lösungen zu generieren. Dafür wird die obere Grenze des Ausbaus jedes Betriebsmittels auf das Vierfache der ursprünglichen Leistung gesetzt. Auch in diesem Fall kann die Grenze des maximalen Ausbaus in jeder Berechnung angepasst werden, wie in der Tool-Anwendung (Kapitel 5.6) beschrieben.

5.1.3.2 Vorauswahl von Leitungen mit potentiellen Engpässen

Neben der Optimierung aller Leitungen wurden zur Reduktion der Rechenzeit Methodiken entwickelt, welche die Anzahl der Optimierungsvariablen durch eine Vorauswahl von Leitungen herabsetzen. Die Auswahl erfolgt in einer vorgesetzten Rechnung einzelner Zeitschritte, in denen die meisten Netzengpässe erwartet werden (z.B. maximale/minimale Residuallast). Es wird vereinfacht angenommen, dass nur die Leitungen, die in diesen Zeitschritten ausgebaut werden, auch im gesamten Zeitraum eine gesteigerte Übertragungskapazität benötigen. Eine weitere Möglichkeit ist, die Vorauswahl auf Basis der Berechnung einzelner repräsentativer Tage

mit Hilfe des Snapshot Clustering (siehe Kapitel 5.3.2.2). Aufgrund der erhöhten Rechenzeit wird diese Methode hier nicht ausgewertet.

Die Auswertung der Vorauswahl von Leitungen auf Grundlage von Extremstunden erfolgte anhand des Vergleichs jeweils einer Jahresrechnung unter Anwendung der Methodik und einer Berechnung, bei der alle Leitungskapazitäten hinsichtlich Rechenzeit und Ergebnis optimiert werden. Es wurden mehrere Rechnungen mit variierender Knotenzahl durchgeführt. Tabelle 5.1 fasst die errechneten Abweichungen zusammen. Neben dem durchschnittlichen Wert aller Rechnungen werden auch die Ergebnisse einzelner Rechnungen dargestellt.

Rechnung	Zielfunktionswert in %	Rechenzeit in %	Netzausbau in %	Speicherausbau in GVA	Speicherausbau in %	Speicherausbau in MW
300 Knoten	-0,019	-5,15	-4,5	-35,3	+83	+0,02
400 Knoten	+0,286	-56,07	-6,2	-60,6	+ > 100	+16,19
500 Knoten	+0,494	-26,66	-6,5	-76,7	+96	+0,01
absoluter Mittelwert	+0,291	-40,33	4,64	33,5	> 100	2,04

Tabelle 5.1: Abweichungen der Rechnungen mit Vorauswahl von ausbaufähigen Leitungen.

Die geringere Anzahl an Optimierungsvariablen führt in allen Rechnungen zu einer geringeren Berechnungszeit. Durchschnittlich kann die Rechenzeit auf etwa 60 % gesenkt werden. In Einzelfällen kommt es zu höheren Prozentsätzen. Dabei kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass die Auslastung des Rechenservers diese beeinflusst hat. Fokussiert wurden bei der Auswertung der Ergebnisse der Netz- sowie Speicherausbau. Zudem kann die Abweichung des Zielfunktionswerts bzw. der Gesamtsystemkosten berechnet werden. Diese liegen durchschnittlich bei 0,291 %. Die maximale Abweichung aller durchgeführten Rechnungen liegt bei 0,5 %. Dies spricht für eine geringe Differenz, auch wenn diese absolut über 10 Millionen Euro entspricht. Unter Berücksichtigung der Toleranzen kann der Unterschied der Gesamtkosten als gering bezeichnet werden.

Ausschlaggebend für die Beurteilung ist die Vergleichbarkeit des Netz- und Speicherausbaus. Die durchschnittliche Abweichung des Leitungsausbaus ist mit 4,64 % gering. Dennoch können einzelne Leitungen stark von diesem Wert abweichen. Am Beispiel der Rechnung mit 500 Knoten ist die Differenz des Ausbaus der Leitungen in Abbildung 5.2 dargestellt. Hier wird deutlich, dass bei einzelnen Leitungen deutlich größere Abweichungen von bis zu 50 % auftreten. Dies war auch in allen anderen Rechnungen der Fall. Der Speicherausbau lässt sich nur eingeschränkt beurteilen, da in den meisten Rechnungen nur sehr geringe Speicherkapazitäten eingesetzt wurden.

Aus diesem Grund sind die relativen Abweichungen in Tabelle 5.1 vergleichsweise groß, während die absoluten Werte eher gering ausfallen.

Die geringen Differenzen des Zielfunktionswerts und des durchschnittlichen Leitungsausbaus führen dazu, dass die Methodik grundsätzlich für Berechnungen zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs geeignet ist. Da lokal große Abweichungen des Leitungsausbaus entstehen, ist jedoch nur der gesamte Bedarf und nicht die örtliche Verteilung bewertbar. Somit ist die Methodik der Vorauswahl von ausbaufähigen Leitungen dazu geeignet, in deutlich reduzierter Rechenzeit tendenzielle Aussagen über den Netzausbaubedarf zu treffen.

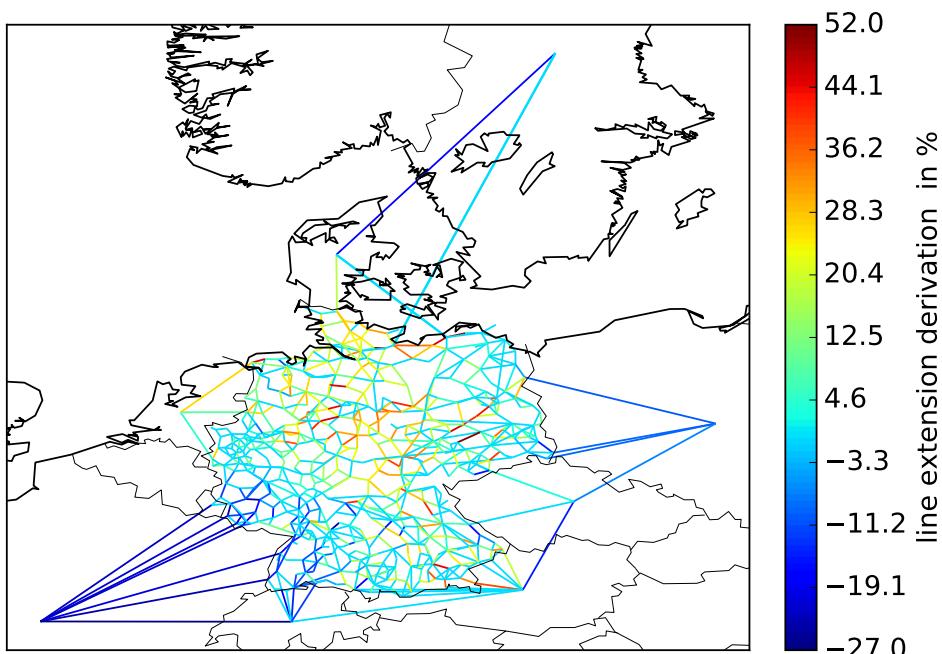


Abbildung 5.2: Abweichungen des Netzausbaus mit Vorauswahl von Leitungen mit potentiellen Engpässen zum Netzausbau aller Leitungen.

5.1.4 Optionale globale Nebenbedingungen

Zusätzlich zu den nach *PyPSA* erstellten Nebenbedingungen wurden im Rahmen der Erstellung von *eTraGo* weitere Nebenbedingungen erstellt, die als *extra-functionality* im LOPF berücksichtigt werden. Diese sind im Folgenden aufgelistet und erläutert.

Minimaler Anteil erneuerbarer Erzeugung In der wirtschaftlichen Optimierung erfolgt der Kraftwerkseinsatz auf Grundlage der dafür anfallenden Kosten und technischen Möglichkeiten. Trotz der meist geringen oder nicht vorhandenen Grenzkosten erneuerbarer Erzeuger ist deren Einsatz teilweise geringer als beispielsweise im NEP,

da die notwendigen Netzausbaukosten zur Nutzung des erneuerbaren Potentials über den Kosten zur konventionellen Energieerzeugung liegen. Dies entspricht jedoch nicht dem Ziel einer erneuerbaren Energieversorgung und begründet Abregelungen. Auch ist so der Vergleich zu Literaturwerten, wie beispielsweise aus dem NEP, nur eingeschränkt möglich. Aus diesem Grund wurde die Nebenbedingung 5.10 ergänzt, mit der der minimale Anteil erneuerbarer Erzeugung variabel festgelegt werden kann.

$$\sum_{n,r,t} r_{n,r,t} \geq p \cdot \sum_{n,r,t} g_{n,r,t} \quad (5.10)$$

$r_{n,r,t}$: Einspeisung EE p : Minimaler Anteil erneuerbarer Erzeugung
 $g_{n,r,t}$: Einspeisung aller Erzeugungstypen in p.u.

Maximaler Anteil von EE-Abregelungen Zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit Quellen wie beispielsweise dem NEP wurde die optionale Nebenbedingung 5.11 ergänzt, welche die Abregelungen erneuerbarer Erzeuger begrenzt. In Anlehnung an die Methodik der ÜNB im NEP 2025 [3] wird die abgeregelte Jahresenergiemenge jeder Solar- und Windkraftanlage auf 3 % begrenzt, wobei dieser relativer jährlicher Abregelungsgrenzwert anpassbar ist.

$$\sum_t r_{n,r,t} \geq \sum_t (1 - c) \cdot \bar{g}_{n,r,t} \cdot \bar{g}_{n,r} \quad (5.11)$$

$r_{n,r,t}$: Einspeisung EE c : Maximale Abregelung der Jahresenergie in
 $\bar{g}_{n,r,t}$: Potential erneuerbarer Erzeugung in p.u., Standardwert: 0,03
 p.u. $\bar{g}_{n,r}$: Nennleistung des Erzeugers

5.1.5 Strategien zur Verbesserung der Lösbarkeit und Verringerung der Rechenzeit

Die nur eingeschränkt validierte Open-Source-Grundlage des Netzmodells führt in einigen Netzsituationen bei bestimmter Modellparametrisierung zur Unlösbarkeit des Optimierungsproblems, da beispielsweise Leitungskapazitäten unterschätzt werden. Des Weiteren kann es bei der Optimierung insbesondere durch eine Vielzahl an Kraftwerken mit gleichen Grenzkosten vorkommen, dass ein Optimalplateau entsteht und somit kein singuläres Optimum gefunden werden kann. In diesen Fällen sind Anpassungen des Modells notwendig, um eine (eindeutige) Lösbarkeit zu erreichen.

Zudem resultieren aus der hohen Komplexität des Netzmodells hohe Anforderungen an den Solver, die nur mit Hilfe von Anpassungen im Modell sowie den Einstellungen des Solvers erfüllt werden können. Die wichtigsten dieser Strategien sind im Folgenden kurz erläutert.

Load Shedding Diese Funktionalität kann verwendet werden, um in allen Netzsituationen die Lasten decken zu können und somit Lösbarkeit zu erreichen. Dies erfolgt mit dem Anschluss eines Generators an jeden Netzknoten, der ausreichend dimensioniert ist. Um den Einsatz der *Load Shedding*-Generatoren zu minimieren und lediglich zum Garantieren der Deckung der Lasten zu verwenden, sind die Grenzkosten dieser Erzeuger im Vergleich zu denen im erstellten Netzmodell deutlich höher gewählt. Die Höhe der Grenzkosten orientiert sich am *Value of Lost Load*, um einen Lastabwurf bei entsprechenden Kosten in Erwägung zu ziehen.

Rauschen auf Grenzkosten der Erzeuger Nach Kapitel 3.3.1 sind die Grenzkosten der Erzeuger je nach Energieträger festgelegt, weshalb im Netzmodell viele Erzeugungsanlagen mit gleichen Grenzkosten enthalten sind. Dies kann zu einem Optimalplateau resp. einer Vielzahl von optimalen Lösungen führen. Die fehlende Eindeutigkeit erschwert die Interpretation und Reproduzierbarkeit bzw. Vergleichbarkeit von Ergebnissen. Aus diesem Grund kann mit der Funktion *generator noise* ein zufallsbasiertes Rauschen auf die Grenzkosten der Erzeugungsanlagen apliziert werden. Dadurch entstehen geringfügige Unterschiede der Kosten einzelner Anlagen, welche die Wahl des Solvers vereinfachen, ohne einen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis zu erhalten. Mit Hilfe eines *Seeds* ist das Rauschen reproduzierbar und ermöglicht somit auch Vergleiche zwischen verschiedenen Rechnungen.

Formulierung des Optimierungsproblems In *PyPSA* besteht die Möglichkeit, das Optimierungsproblem in unterschiedlichen Formulierungen abzubilden. Die Wahl zwischen *angles*, *kirchhoff*, *ptdf* oder *cycles* (siehe [106]) führt zu verschieden performanten Lösungen. Je nach Art des Optimierungsproblems reagieren diese unterschiedlich sensitiv auf diese Einstellung. Insbesondere unter Berücksichtigung des Speicherausbaus führt die jeweilige Formulierung zu stark unterschiedlichen Rechenzeiten [107]. Auch bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs zeigt sich ein Einfluss sowohl auf die Lösbarkeit des Problems als auch auf die notwendige Rechenzeit. So wurde bei den in Kapitel 5.4.4 dargelegten Rechnungen die Formulierung *kirchhoff* gewählt, was im Vergleich zur *angles*-Formulierung eine deutlich geringere Rechenzeit nach sich zog und auch zur Vermeidung numerischer Instabilitäten beitrug.

Solver-Auswahl und -Einstellungen Zur linearen Optimierung können sowohl kommerzielle Solver (beispielsweise Gurobi [108] oder CPLEX [109]) als auch Open-Source-Solver (beispielsweise GLPK [110]) verwendet werden. Die Auswahl des Solvers beeinflusst die Rechenzeit. Zudem führt die hohe Komplexität des Optimierungsproblems dazu, dass auch die Einstellungen des Solvers die Rechenzeit teilweise stark beeinflussen. So kann beispielsweise bei der Berechnung mit *Gurobi* die Wahl der Berechnungsmethode *barrier* ausschlaggebend zur Reduktion der Rechenzeit von einigen Tagen auf einige Stunden sein. Auch eine Reduktion der Lösbarkeitstoleranzen führt zu geringeren Berechnungszeiten. Jedoch ist zu beachten, dass dies nur in geringem Maß eingesetzt werden sollte, um belastbare Ergebnisse zu erhalten.

Die unterschiedlichen Größenordnungen der Koeffizienten der zu lösenden Matrix (beispielsweise sind die Kosten von Speicherausbau deutlich größer als die Grenzkosten von Erzeugern) können, gerade bei großen Problemen, zudem zu numerischen Instabilitäten führen. Um diese zu vermeiden können unterschiedliche Parameter des Solvers eingestellt werden, die zumeist eine gesteigerte Rechenzeit benötigen, aber weniger anfällig für numerische Probleme sind. Ein Beispiel von *Gurobi* dafür ist die Steigerung des *NumericFocus*-Parameters.

5.2 Berücksichtigung von Blindleistung

Die Berücksichtigung von Blindleistung erfolgt, wie in Kapitel 5.1 erläutert, in einer auf die lineare Optimierung folgende nicht-linearen Lastflussberechnung. Dafür wird die *PyPSA*-Funktion *PF* verwendet. In der Simulation des Netzes sind im Gegensatz zur Optimierung dessen AC-Leitungen auch verlustbehaftet, was eine Bestimmung der Leitungsverluste im Netz über den gesamten Berechnungszeitraum ermöglicht. Berücksichtigt wird in der Simulation zudem das in Kapitel 4.1.2 beschriebene Blindleistungsregelverhalten der einzelnen Erzeuger bzw. Netzknoten.

5.2.1 Nicht-lineare AC-Lastflussberechnung

Im Folgenden werden kurz die Grundlagen der statischen nicht-linearen AC-Lastflussberechnung erläutert. Diese gelten auch in linearisierter und damit vereinfachter Form für den LOPF. Im Falle des nicht-linearen Problems wird das Newton-Raphson-Iterationsverfahren zur dessen Lösung verwendet. Detaillierte Beschreibungen zu den grundlegenden Lösungsverfahren lassen sich in der Literatur (bspw. [111, 112, 113]) zahlreich finden. Der in *eTraGo* verwendete *PF* von *PyPSA* basiert auf dieser Grundlage und ist entsprechend dokumentiert in [61].

Werden die Lastzeitreihen mit den Kraftwerkseinsatzzeitreihen an jedem Knoten i des elektrischen Netzes bilanziert, erhält man für jeden Zeitschritt t die dort in das Netz eingespeiste bzw. dem Netz entnommene Scheinleistung S_i . Unabhängig von der Richtung des Leistungsflusses wird diese Scheinleistung im Folgenden als *eingeprägte* Scheinleistung bezeichnet. Sie errechnet sich wie folgt:

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^*. \quad (5.12)$$

S_i : eingeprägte Scheinleistung an Knoten i	V_i : Komplexe Spannung an Knoten i
P_i : eingeprägte Wirkleistung an Knoten i	I_i^* : eingeprägter Strom an Knoten i (konjugiert komplex)
Q_i : eingeprägte Blindleistung an Knoten i	

Der Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Last an jedem Knoten wird dabei innerhalb der Optimierungsrechnung nach den Grenzkosten der jeweiligen Technologie, wie in 3.5.1 und 3.5.2 beschrieben, bestimmt. Der an jedem Knoten des Netzes eingeprägte Strom ergibt sich durch Anwendung der Kirchhoff'schen Knotenregel aus dem Stromfluss in den an dem Knoten angeschlossenen Leitungen zu:

$$I_i = \sum_j I_{ij} = \sum_j Y_{ij} V_j. \quad (5.13)$$

Y_{ij} : Admittanz zwischen den Netzknoten i und j

Mit dem Wirk- und Blindleitwert G bzw. B zwischen den Netzknoten i und j sowie den Gleichungen $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$ und $V_j = U_j e^{j\theta_j}$ ergibt sich für den eingeprägten Strom an Knoten i :

$$I_i = \sum_j (G_{ij} + jB_{ij}) (V_j e^{j\theta_j}) \quad (5.14)$$

und mit Gleichung 5.12:

$$S_i = V_i e^{j\theta_i} \sum_j (G_{ij} - jB_{ij}) (V_j e^{-j\theta_j}). \quad (5.15)$$

Durch Bildung des Real- und Imaginärteils der Gleichung 5.15 erhält man die an Knoten i eingeprägte Wirkleistung P_i :

$$P_i = V_i \sum_j V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (5.16)$$

und die Blindleistung Q_i :

$$Q_i = V_i \sum_j V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}). \quad (5.17)$$

Der PF in *PyPSA* stellt sicher, dass für jeden Netzknoten die komplexe Gleichung 5.12 der angeschlossenen Erzeuger und Lasten erfüllt wird [61].

Für den Slack-Knoten wird der Betrag der Spannung als gegeben und der Spannungswinkel zu Null angenommen. Die Spannungswinkel aller anderen Knoten werden relativ zum Slack-Knoten angegeben [61]. Je nach Blindleistungsverhalten werden unterschiedliche Parameter als fest angesehen: Während für PV-Knoten Blindleistung und Spannungswinkel bestimmt werden, ermittelt der PF Spannungsbetrag und -winkel für PQ-Knoten, um die Gleichungen 5.16 und 5.17 zu erfüllen. Die Lösung des nicht-linearen Gleichungssystems erfolgt mit Hilfe des Newton-Raphson-Verfahrens ausgehend von den Anfangswerten $\theta_i = 0$ und $|V_i| = 1$.

Die Modellierung der einzelnen Komponenten wie Leitungen und Transformatoren kann der Dokumentation von *PyPSA* [61] entnommen werden.

5.2.2 Anpassungen und Umsetzung in *eTraGo*

Als Slack-Knoten wird vor der Simulation der Netzknoten mit der maximal angeschlossenen Erzeugerleistung gewählt (vgl. Kapitel 4.1.2). Je nach Parametern der Berechnungen sind im Vorfeld weitere Schritte notwendig, um die nicht-lineare Rechnung durchführen zu können. Bei der Berechnung des Netzausbau erfolgt im LOPF keine Anpassung der Leitungsbeläge auf die veränderte Übertragungsleistung [61]. Mit Hilfe eines zwischengeschalteten LOPF mit angepassten Reaktanzen, können die hierdurch veränderlichen Lastflüsse (vgl. Gleichung 5.4b) berücksichtigt werden. In dieser zweiten Optimierungsrechnung wird der zuvor ermittelte Netz- und Speicherausbau auf das Bestandsnetz übertragen. Die Leistung der Betriebsmittel geht nicht mehr in das Optimierungsproblem ein, lediglich der Einsatz der Erzeuger ist variabel. Daraus resultiert eine Lösung des im ersten LOPF ermittelten Netz- und Speicherausbau, mit realistischeren Lastflüssen und entsprechenden Kraftwerkseinsätzen, die eine lösbarer nicht-lineare Simulation erlaubt.

Ein weiterer Sonderfall tritt ein, wenn die Auslandsleitungen nach Kapitel 4.1.4 als DC-Leitungen betrachtet werden. Hierdurch entstehen so genannte *subnetworks* in den Nachbarländern, die eine nicht-lineare Simulation derer konterkarieren. Aus diesem Grund wird der PF in diesem Fall nur auf das deutsche Netzgebiet angewandt, die grenzüberschreitenden Flüsse werden dennoch berücksichtigt. Dies ist

möglich, da die grenzüberschreitenden DC-Leitungen als *PyPSA*-Komponente *Link* modelliert sind und so als aktive Elemente die zuvor optimierten Auslastungen als festgelegten Wert übernehmen können. Um im Ergebnis ein vollständiges Netzmodell zu erreichen, besteht die Möglichkeit, die in den Nachbarländern vorhandenen Komponenten mit den im LOPF ermittelten Zeitreihen nach dem PF wieder hinzuzufügen.

Nach der nicht-linearen Simulation in *PyPSA* ist der Blindleistungsbedarf jedes Netzknotens nur einem Generator zugeordnet. Aus diesem Grund wurde eine Funktion ergänzt, welche die Erzeugung von Blindleistung linear wahlweise in Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung oder Nennleistung auf alle am Knoten angeschlossenen Generatoren und Speichereinheiten aufteilt.

5.3 Komplexitätsreduktion

Die hohe räumliche und zeitliche Auflösung des Netzdatenmodells führt zu einer hohen Komplexität des Systems und einem damit einhergehenden erhöhten Rechenaufwand im Vergleich zu anderen Stromsystemmodellen. Um trotz der hohen Komplexität Simulationen durchführen zu können, wurden sowohl räumliche als auch zeitliche Komplexitätsreduktionsmethoden entwickelt und angewendet. Diese Methoden zielen auf einen reduzierten Datensatz mit einem möglichst geringen Informationsverlust ab. Die folgenden Kapitel beschreiben die Methoden, die in *eTraGo* umgesetzt sind.

5.3.1 Räumliche Ansätze

5.3.1.1 K-Means-Clustering

Der sogenannte k-means-Algorithmus resultiert in einer Ansammlung von k Clustern sowie der Zuordnung von Knotenpunkten der originalen Netzstruktur zu diesen Clustern. In *eTraGo* als auch in *eGo* (vgl. Kapitel 7.2) wird hierfür der *expectation–maximization*-Algorithmus (EM-Algorithmus) des Python Pakets *scikit learn* verwendet [114]. Der Algorithmus minimiert die Summe der quadrierten gewichteten euklidischen Abstände zwischen den originalen Netzknoten und den Clusterzentren und führt dazu folgende Anweisungen aus:

1. Zufällige Wahl von Clusterzentren
2. So lange wiederholen bis Konvergenz auftritt

- a) E-Step: Alle Netzknoten dem nächstgelegenen Clusterzentrum zuweisen
- b) M-Step: Neues Clusterzentrum auf den Schwerpunkt der zugewiesenen Netzknoten setzen.

Abbildung 5.3 zeigt eine exemplarische Visualisierung des EM-Algorithmus. Bezuglich der Gewichtung der euklidischen Distanzen wird jeder originale Netzknoten proportional zu der angeschlossenen konventionellen Erzeugung und des angeschlossenen Verbrauchs im heutigen Energiesystem (*Status Quo*-Szenario) gewichtet.

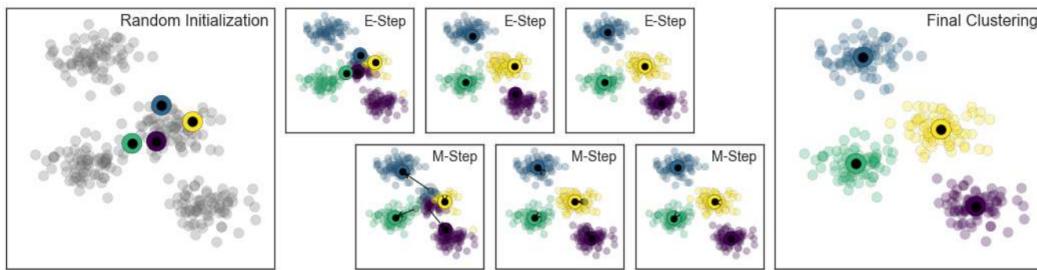


Abbildung 5.3: Exemplarische Visualisierung des EM-Algorithmus [114].

Nachdem die finalen Clusterknoten gefunden worden sind, werden die Knoten-Komponenten (Erzeuger, Speicher und Lasten) innerhalb eines Clusters zusammengefasst. Erzeuger und Speicher werden je Erzeugungstechnologie aggregiert. Bei den wetterabhängigen Wind- und Solarkraftwerken, welche je Wetterzelle verschiedene Potentialzeitreihen aufweisen, werden diese entsprechend der jeweiligen Nennleistung gewichtetet je Kraftwerksaggregat aufsummiert. Im Falle von Speichern wird neben der Technologie auch nach dem Leistung-Kapazität-Verhältnis aggregiert. Alle Leitungen zwischen zwei Clustern werden zu einer abstrakten Leitung zusammengefasst. Die nominellen Kapazitäten und die Admittanzen der originalen Leitungen werden entsprechend addiert.

Die beschriebenen Gewichtungs- und Aggregationsmethoden orientieren sich an der in [115] vorgestellten Methode. Die Implementierung erfolgte teilweise in *eTraGo* und im *open_eGo*-Fork der Software *PyPSA*⁵⁹ und basiert auf den dortigen Funktionalitäten.

Es ist zu beachten, dass das k-means-Clusterverfahren lediglich lokale Optima findet und damit nicht gewährleistet ist, dass es sich um ein globales Optimum handelt. Der Erfolg der Clusterbildung ist damit wesentlich von der initialen Zufallsauswahl von Clusterzentren abhängig und kann mitunter stark variieren. Zur Verbesserung der Robustheit der Lösung können daher dem EM-Algorithmus des scikit-learn Pakets Werte für bestimmte Parameter übergeben werden, die von den Standardwerten abweichen. Hier sind insbesondere *n_init*, *max_iter* und *tol* zu nennen. *n_init*

⁵⁹<https://github.com/openego/PyPSA>

bestimmt die Anzahl der Durchläufe mit entsprechender initialer randomisierter Setzung der k Cluster. *max_iter* limitiert die Anzahl der Iterationsschritte je Durchlauf und *tol* definiert die maximal zulässige Toleranz des Inertias. Nach diversen Testsimulationen wurde die folgende Parameterkombination fixiert:

- *n_init* = 2500
- *max_iter* = 1000
- *tol* = 1e-20
- *n_jobs* = -1 (zur parallelen Berechnung auf n-1 von n verfügbaren Prozessoren)

Der k-Means-Algorithmus ermöglicht die Berechnung von Lastflüssen eines ganzen Jahres für ein Clusternetz auf Basis eines hochaufgelösten originalen Netzes. Der Verlust an Genauigkeit durch die Anwendung des Algorithmus wurde durch diverse Testsimulationen mit Fokus auf Änderungen im Netz und im Speicherausbau untersucht [107]. Diese und weitere Analysen zeigen grundsätzliche Tendenzen zur Reproduktion von Ergebnissen, allerdings ist nichtsdestotrotz der Einfluss des k-Means-Algorithmus auf die Simulationsergebnisse unvollständig geklärt. Zukünftige Modellentwicklungen und -analysen müssen diesen Einfluss weiter untersuchen.

5.3.1.2 eHV-Clustering

Das sogenannte *eHV-Clustering* ordnet die Netzknoten der 110 kV-Spannungsebene den jeweiligen Netzknoten auf der 220 kV- und 380 kV-Spannungsebene zu, um die Anzahl an Knoten und Leitungen zu reduzieren. Die jeweiligen nächstliegendsten Netzknoten der HöS-Ebene werden für jeden HS-Netzknoten mit Hilfe des Dijkstra-Algorithmus ermittelt. Dementsprechend wird der tatsächliche Leitungsverlauf in der HS-Ebene bei der Zuordnung berücksichtigt. Auf Basis der Knotenzuweisung werden anschließend die Knoten-Komponenten (Erzeuger, Speicher, Verbraucher) an den entsprechenden HöS-Netzknoten aggregiert. Abschließend wird die gesamte HS-Topologie vernachlässigt.

In der aktuellen Datenversion (v0.4.5) wird so die Anzahl der Netzknoten von 11.305 HöS-HS-Knoten auf 2.471 HöS-Knoten reduziert. Die Reduktion der Knotenzahl beinhaltet darüber hinaus eine Verringerung der Leitungsanzahl von 19.697 auf 4.824, da nur noch die HöS-Ebene berücksichtigt wird. Abbildung 5.4 zeigt das Netzmodell in Deutschland vor und nach dem eHV-Clustering..

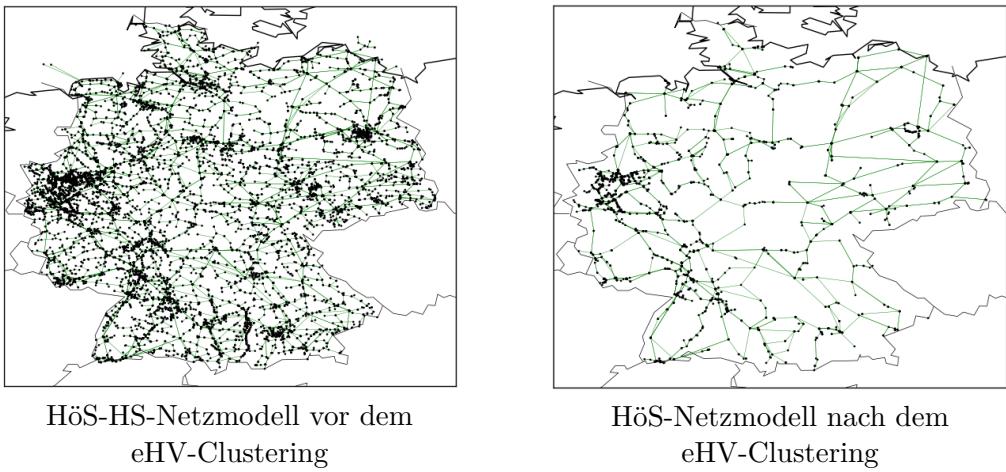


Abbildung 5.4: Netzmodell in Deutschland vor und nach dem eHV-Clustering.

5.3.2 Zeitliche Ansätze

5.3.2.1 Snapshot Skipping

Diese Methode vereinfacht die Simulation zeitlich durch die Berücksichtigung jedes n-ten Zeitschritts (Snapshot) einer vorgegebenen Zeitreihe. Die betrachteten Snapshots werden entsprechend der Anzahl an nicht berücksichtigten Snapshots gewichtet, um energetisch und kostenseitig für den gesamten Zeitraum Aussagen treffen zu können. Die Grundannahme dieser Methode definiert die ausgewählten Snapshots als repräsentativ für die zeitlich folgenden, nicht berücksichtigten n-1 Zeitschritte in der Zeitreihe.

5.3.2.2 Snapshot Clustering

Die Methode des Snapshot Clustering bestimmt für eine gegebene Zeitreihe repräsentative Zeitintervalle (z.B. Tage oder Wochen) mit Hilfe des Python Packages *tsam* [116]. *tsam* bietet zur Erstellung dieser Zeitintervalle verschiedene partitionierende (z.B. k-means) oder hierarchische Methoden. In *eTraGo* wird derzeit das hierarchische Verfahren verwendet und so das Problem auf eine beliebige Anzahl an repräsentativen Tagen reduziert. Diese ausgewählten Typ-Tage repräsentieren jeweils die Anzahl an Tagen eines Clusters. Die Clusterbildung erfolgt in Abhängigkeit der systemumfassenden potentiellen erneuerbaren Erzeuger und Lasten. Tage mit ähnlichem Residualastverhalten werden dementsprechend in einem Cluster zusammengefasst. Die ursprüngliche Zeitreihe wird so durch eine gewisse Abfolge von Typtagen ersetzt. Für jeden Cluster wird der Median ausgewählt, da dies nach [117] zu einer besseren Abstraktion im Vergleich zu der Verwendung des arithmetisch mittleren Tages führt.

Je größer die Anzahl der Cluster respektive der Typ-Tage desto präziser wird tendenziell das Ergebnis. Zur expliziten Berücksichtigung von Extremtagen (z.B. Tag mit der Stunde der minimalen Residuallast) lässt sich eine entsprechend Funktionalität von *tsam* nutzen. Die Abbildung der zeitlichen Konsekutivität ist durch dieses Verfahren nicht gegeben, was die Modellierung tagesübergreifender Effekte, wie bei saisonalen Speichern, erschwert. Erste veröffentlichte Ansätze (siehe [118]), die eine adäquate Modellierung von saisonalen Speichern ermöglicht, sind bisher nicht hinreichend in *eTraGo* implementiert.

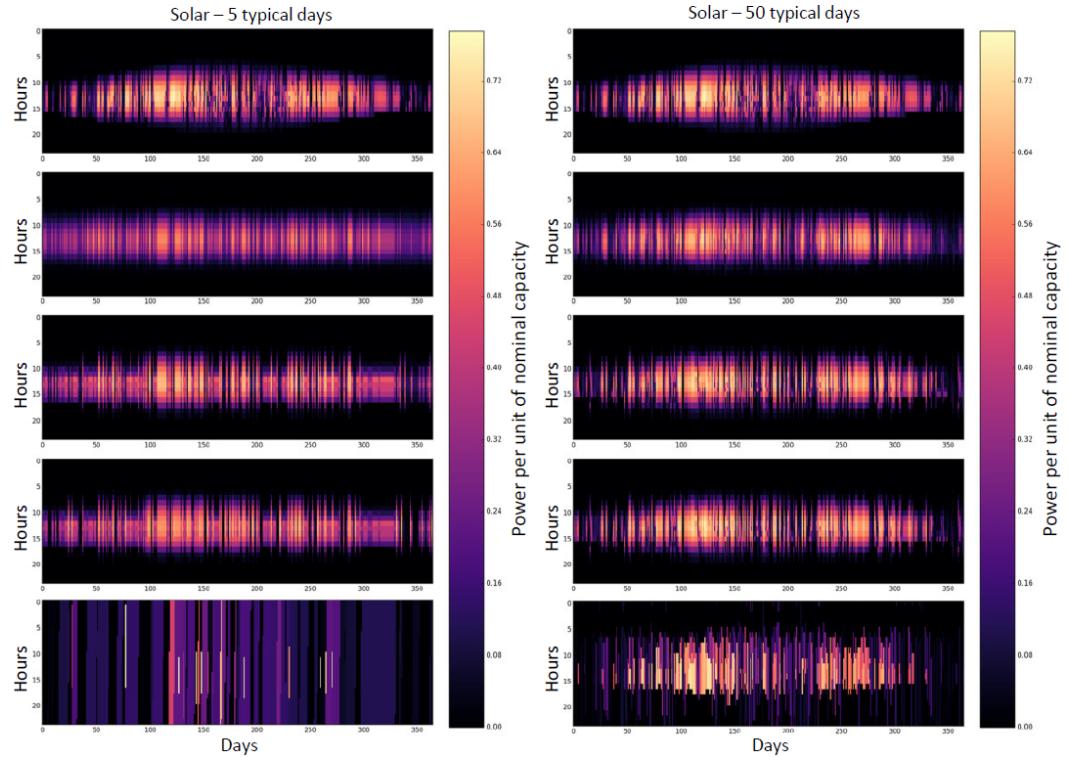


Abbildung 5.5: Eingespeiste Solarleistung normiert auf die Kapazität für jede Stunde des Jahres. Von oben nach unten sind Referenzwerte und vier Snapshot-Clustering-Methoden (k-means, hierarchisch, hierarchisch mit Peaks, adjacent hours) für zwei Zeitperioden von fünf (links) und 50 (rechts) Tagen dargestellt [119].

Die Ermittlung des Einflusses dieser Methodik auf die Simulationsergebnisse wurde im Rahmen einer Masterarbeit untersucht [119]. Diese Arbeit variierte eine Vielzahl von zeitlichen Aggregationsansätzen wie k-means, k-medoids, hierarchisches Clustering mit adjacent hours oder unabhängigen Typtagen anhand der Teststudie Schleswig-Holstein und bewertete die resultierenden Systemkosten. Die adjacent hours Methode konvergiert dabei am stetigsten gegen den Wert des Referenzszenarios ohne zeitliche Aggregation und bildet im Vergleich zu den anderen Methoden die Windeinspeisung am besten ab. Da das gewählte Szenario stark von der Wind-

einspeisung geprägt ist, stellt sich adjacent hours für dieses Szenario als geeignete Clustermethodik dar. Dies bestätigt zudem Beobachtungen aus der Literatur [120]. Beispielhaft ist die Einspeisung von Solarenergie mit verschiedenen Varianten des Snapshot Clusterings sowie für verschiedene Zeitperioden in Abbildung 5.5 dargestellt. Die Aggregationsmethoden bieten bezüglich der Berechnungszeiten für eine Anzahl von unter 20 Tagen einen Vorteil. Diese Beobachtung wurde mit einer Analyse verschiedener Sensitivitäten untersucht, wobei die räumliche Netzgröße und der hohe Anteil an versatiler Windenergie als Hauptursachen identifiziert werden.

5.4 Anwendungsfälle

Im Folgenden werden wesentliche inhaltliche Ergebnisse dargestellt, die mit Hilfe von *eTraGo* berechnet wurden. Jedes Unterkapitel bezieht sich auf bestimmte Fallbeispiele, bei denen unterschiedliche Fragestellungen untersucht werden.

5.4.1 Optimaler Speicherausbau

Der Inhalt dieses Kapitels stellt eine Kurzfassung des im Projekt entstandenen Artikels „Optimal Sizing and Spatial Allocation of Storage Units in a High Resolution Power System Model“ [121] dar.

In dieser Arbeit wurde investiv ausschließlich Speicherausbau optimiert. Parallel hierzu fand eine Kraftwerkseinsatzoptimierung statt. Entsprechend gilt die Zielfunktion in Gleichung 5.1, allerdings ohne den Summenterm zur Optimierung der Netzkapazitäten. Das heißt, die berücksichtigten Netzkapazitäten (Leitungen/ Transformatoren) entsprechen den des *Status Quo*-Szenarios. Die Motivation zu diesem Vorgehen ist, unter *ceteris-paribus* Bedingungen den Knoten-scharfen Flexibilitätsbedarf zu ermitteln.

Die folgenden Fragestellungen wurden untersucht:

- An welchen Netzknoten entstehen in Zukunft welche Speicherbedarfe? (zentrale vs. dezentrale Lösungen)
- Welches Einsatzverhalten weisen diese optimierten Speicher auf? (Langzeit- vs. Kurzzeitspeicher)

Als Zukunftsszenario wurde das *NEP 2035*-Szenario betrachtet. Die Annahmen zum möglichen Speicherausbau von Wasserstoffspeichern im Norden und Batteriespeichern an sämtlichen Netzknoten ist dem Kapitel 5.1.2 zu entnehmen. Bei der räumlichen Auflösung wurde das k-Means-Clustering mit 500 Knoten angewendet (siehe

auch Kapitel 5.3.1.1). Zeitlich wurde das ganze Modelljahr zu jeder dritten Stunde berechnet (siehe auch Kapitel 5.3.2.1).

5.4.1.1 Ergebnisse

Die kostenoptimale Lösung für das Szenario *NEP 2035* ergibt einen vergleichsweise geringen Speicherausbau von 1,6 GW. Dieser Wert stellt 17% der heutigen Pumpspeicherleistung dar. Die räumliche Verteilung dieser zusätzlichen Wasserstoff- und Batteriespeicher ist in Abbildung 5.6 dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass der überwiegende Teil (ca. 2/3) der installierten Leistung als ein Langzeitspeicher im Nordwesten gebaut wurde. Darüber hinaus befinden sich vier Batteriespeicher im Süden von Deutschland. Es werden also eher wenige, zentrale Speicher gebaut.

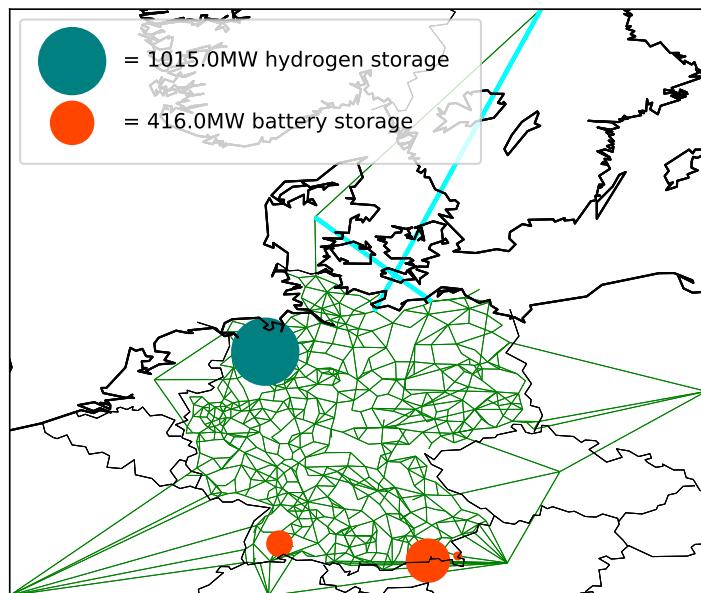


Abbildung 5.6: Räumliche Verteilung des Speicherausbaus.

Die starke Einspeisung von WKA (On- und Offshore) im Norden bedeutet neben kurzfristigen Schwankungen starke saisonale Unterschiede. Diese saisonalen Unterschiede erklären den Bedarf an Langzeitspeichern. Darüber hinaus scheinen diese Langzeitspeicher fehlende Leitungskapazitäten zwischen Nord- und Süddeutschland zu kompensieren. Die Kurzzeitspeicher im Süden lassen sich dagegen durch einen PV-dominierten Energiemix erklären. Hier werden vor allem stündliche und tägliche Fluktuation ausgeglichen. Die beiden unterschiedlichen Speicherfahrweisen sind in der Abbildung 5.8 dargestellt. Neben dem stärker fluktuierenden Einsatz der Batteriespeicher lässt sich allerdings auch hier ein leichter PV-typischer saisonaler Effekt erkennen, der sich gegenläufig zu den hauptsächlich von Windkraft gespeisten

Wasserstoffspeichern verhält. In den Sommermonaten ist der mittlere Speicherfüllstand der Batteriespeicher höher als im Winter. Dagegen spiegelt sich die höhere Windeinspeisung im Winter in dem stärker ausgeprägten saisonalen Verhalten des Wasserstoffspeichers wieder. In Abbildung 5.7 lässt sich dieser Effekt ebenfalls erkennen. Hier wird ersichtlich, dass der Wasserstoffspeicher mit seinem geringeren Wirkungsgrad überwiegend lädt. Dagegen zeigt sich das Kurzzeitverhalten der Batteriespeicher ausgeglichener und mit geringeren Verlusten.

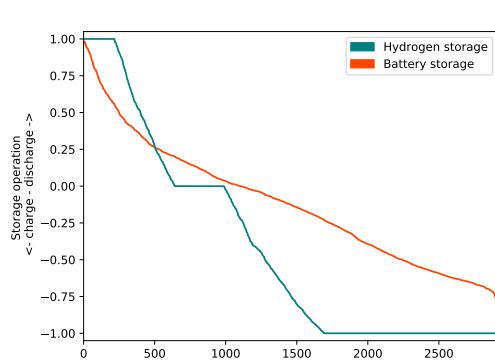


Abbildung 5.7: Sortierte Jahressdauerlinie je Spechertechnologie.

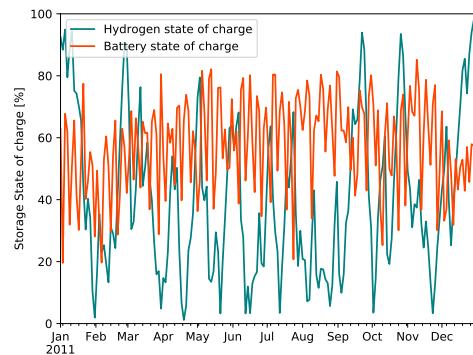


Abbildung 5.8: Speicherfüllstand im Jahresverlauf (48 Stunden-Mittelwert) je Spechertechnologie.

Insgesamt ist es bemerkenswert, dass bei keinem Ausbau des Netzes und einem relativ geringen Speicherausbau ein erfolgreicher Betrieb des Stromsystems gelingt. Hier ist zu betonen, dass der EE-Anteil an der gesamten Stromproduktion nur bei 53% liegt. Der NEP 2035 geht stattdessen von einem Anteil von 66% aus. Das heißt, aus ökonomischen Gesichtspunkten ist es günstiger EE-Anlagen abzuschalten und stattdessen mehr flexible konventionelle Kraftwerke einzusetzen, als in Speicher zu investieren.

5.4.1.2 Sensitivitätsanalyse

Es wurden mehrere Parameter hinsichtlich ihres Einflusses auf das Ergebnis geprüft. Hierfür wurde ceteris paribus einzelne Einflussfaktoren variiert. Um den Einfluss der geographischen Auflösung abzuschätzen, wurde das k-means clustering zusätzlich mit $k = 200$, $k = 300$ und $k = 400$ durchgeführt. Diese Variationen führen zu signifikant geringeren Speicherausbau. Grundsätzlich zeigt sich die Tendenz, je geringer das k , desto geringer der Speicherausbau. Bei $k = 200$ wird lediglich in 200 MW zusätzliche Speicher investiert. Dieses Ergebnis verdeutlicht, dass die höhere Detailschärfe mehr relevante Netzengpässe erzeugt.

In diesem Zusammenhang wurde untersucht, inwieweit die verfügbaren Leitungskapazitäten für den $k = 500$ Basisfall überschätzt wurden. Eine Reduktion von 70% auf 50% der thermischen Grenzleistung hob den Speicherausbau um lediglich 6.3%. Demzufolge scheint der Einfluss der Leitungskapazitäten eher moderat auszufallen.

Des Weiteren wurden die spezifischen Investitionskosten der Speicher um $+/-5\%$ und $+/-10\%$ variiert. Hier zeigt sich eine lineare Abhängigkeit. Eine Reduktion der Investitionskosten um 5% erzeugt einen zusätzlichen Ausbau von 100 MW. Bei höheren Investitionskosten verhält es sich genau umgekehrt. Die räumliche Verteilung des Speicherausbaus verändert sich dagegen nicht.

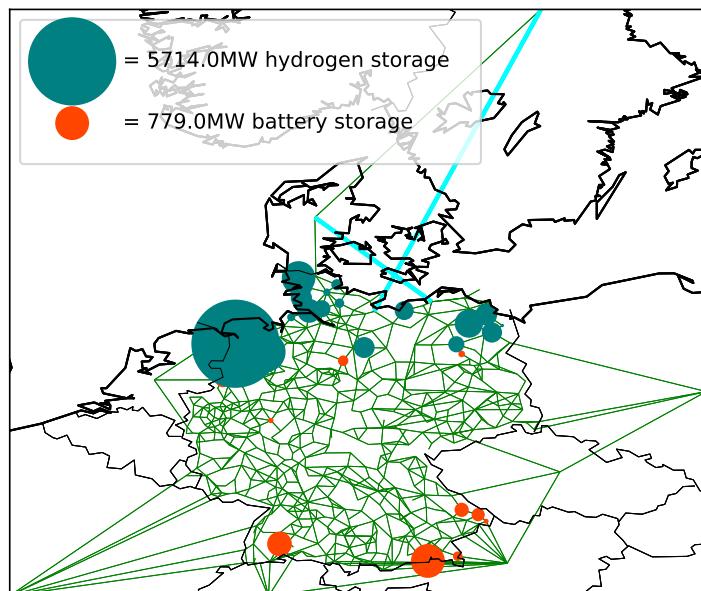


Abbildung 5.9: Räumliche Verteilung des Speicherausbaus bei einem EE-Anteil von 67%.

Wie oben beschrieben, liegt der EE-Anteil bei nur 53%, obwohl das Potenzial einen deutlich höheren Anteil zuließe. Daher wurde eine zusätzliche Nebenbedingung eingeführt, durch die ein minimaler EE-Anteil vorgegeben wird. Eine Erhöhung des EE-Anteils auf 67% bewirkt einen achtfachen Speicherausbau von insgesamt 13,6 GW. Der Anteil von Wasserstoffspeichern steigt auf 84%, welche nun über den gesamten Norden verteilt gebaut werden. Batteriespeicher werden weiterhin vornehmlich im Süden installiert. Die entsprechende geographische Verteilung ist in Abbildung 5.9 dargestellt.

5.4.2 Optimaler Netz- und Speicherausbau

Die hier präsentierten Ergebnisse sind Bestandteil des Artikels „Integrated techno-economic power system planning of transmission and distribution grids“ [122].

Im Gegensatz zu den Fragestellungen im vorherigen Kapitel findet hier eine integrierte Optimierung von Netz- und Speicherausbau statt. Dementsprechend gilt die Zielfunktion in Gleichung 5.1 in vollem Umfang. Folglich ist das Ziel, die Kombination aus Netz- und Speicherausbau zu finden, die ökonomisch optimal und technisch machbar ist.

Gegenstand der Untersuchung sind die beiden Zukunftsszenarien *NEP 2035* und *eGo 100*. Für die beiden Szenarien wurden zusätzliche Annahmen getroffen. Das Stromnetz wurde mittels k-Means-Clustering auf 300 Netzknoten reduziert (siehe auch Kapitel 5.3.1.1). Die zeitliche Auflösung beschränkt sich auf die Berücksichtigung jeder fünften Stunde (siehe auch Kapitel 5.3.2.1). Die Annahmen zum Speicherausbau können dem Kapitel 5.1.2 entnommen werden. Hier wurden ebenfalls die im *eGo 100*-Szenario im Ausland geplanten Wasserstoff- und Batteriespeicher als Optimierungsvariablen berücksichtigt. Diese können maximal bis zu ihrer geplanten installierten Leistung ausgebaut werden.

Die Kostenannahmen zum Netzausbau aus Kapitel 5.1.3 wurden um das Vierfache erhöht, um den teuersten Fall eines Trassenneubaus zu berücksichtigen. Darüber hinaus kann jede Leitung maximal um ihr Vierfaches ausgebaut werden (zum Hintergrund siehe 5.1.3.1). Die bestehenden grenzüberschreitenden Leitungen wurden entsprechend der NTC eingestellt (siehe Kapitel 4.1.4).

5.4.2.1 Ergebnisse *NEP 2035*-Szenario

In diesem Szenario wird ein Netzausbau von 57,1 GVA ermittelt. Unter Berücksichtigung der angenommenen (n-1)-Sicherheitsabschläge erhöht sich dieser Wert insgesamt um den Faktor 1,56 und beläuft sich damit inkl. der (n-1)-Sicherheiten auf 89,4 GVA. Diese zusätzliche Netzkapazität bedeutet ein Wachstum von 5,5% im Vergleich zur heutigen installierten Leistung (in Bezug auf die durch das k-Means-Clustering reduzierte modellierte Netzkapazität). Die regionale Verteilung des Netzausbaus ist in der Abbildung 5.10 dargestellt. Hauptsächlich nördliche und grenzüberschreitende Leitungen werden ausgebaut.

Im Gegensatz zu dem signifikanten Netzausbau wird kein bedeutender wirtschaftlicher Speicherausbau festgestellt. Lediglich 11,4 MW werden in der Nähe zur Österreichischen Grenze gebaut (siehe auch Abbildung 5.10). Der EE-Anteil beträgt 56.9% für die gesamte Modellregion. In Deutschland liegt der EE-Anteil mit 62.2% höher.

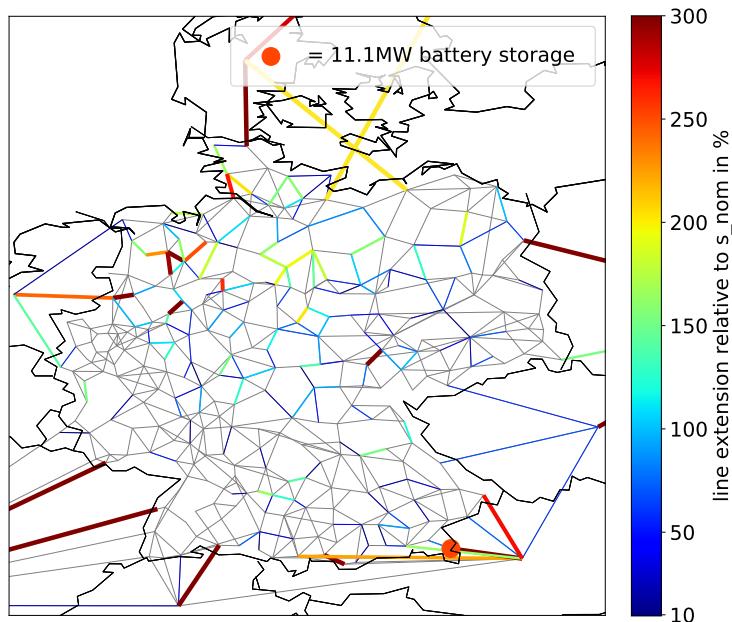


Abbildung 5.10: Räumliche Verteilung von Netz- und Speicherausbau im *NEP 2035*-Szenario.

Folglich wird ein substantieller Anteil durch konventionelle Kraftwerke gedeckt, die bedarfsgerecht eingesetzt werden und nicht durch kostenintensive Speicherinvestitionen ersetzt werden.

5.4.2.2 Ergebnisse *eGo 100*-Szenario

Für das 100%-EE Szenario ergibt sich ein ökonomisch-sinnvoller Netzausbaubedarf von 73,2 GVA. Berücksichtigt man hier ebenfalls die (n-1)-Sicherheitsabschläge entspricht dieser Wert einem Brutto-Ausbau von 114 GVA. Das entspricht einem zusätzlichen Ausbau von 28% gegenüber des berechneten Ausbaus im *NEP 2035*-Szenario. Der Speicherausbau beläuft sich auf 13,7 GW in Deutschland. Dies stellt einen fundamentalen Unterschied zu dem Ergebnis für das *NEP 2035*-Szenario dar. Mit dem Wegfall der konventionellen Erzeugung ist die Flexibilität der Speicher unabdingbar geworden. In Abbildung 5.11 lässt sich die geographische Verteilung des Netz- und Speicherausbaus nachvollziehen. Primär werden die Wasserstoffspeicher mit Langzeitverhalten im Norden ausgebaut. 81% der gesamten installierten Leistung sind dort verortet. Der andere Teil der installierten Leistung wird in Batteriespeicher, welche hauptsächlich im Süden entstehen, investiert.

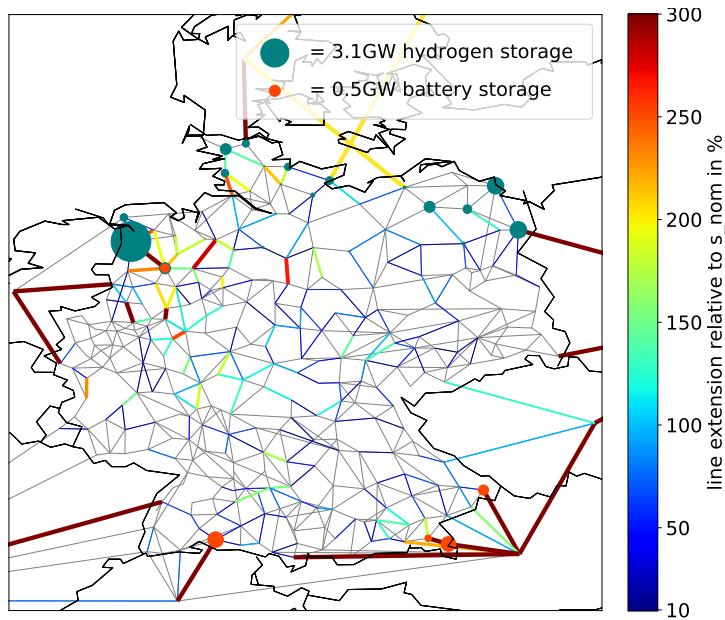


Abbildung 5.11: Räumliche Verteilung von Netz- und Speicherausbau im *eGo 100*-Szenario.

5.4.3 Die Rolle der Hochspannungsebene

Der Inhalt dieses Kapitels stellt eine Zusammenfassung des im Projekt entstanden Artikels „The role of the high voltage power level in future power systems and their modelling“ [123] dar.

Ein wesentliches Alleinstellungsmerkmal in *open_eGo* ist, dass die HS-Ebene Bestandteil der globalen Optimierung ist. In diesem Zusammenhang wurde der Frage nachgegangen, inwieweit die Berücksichtigung der HS-Ebene Optimierungsergebnisse verändert.

Insbesondere wurden folgende Forschungsfragen beantwortet:

- Inwieweit beeinflusst die Berücksichtigung der HS-Ebene den Kraftwerkseinsatz in heutigen und zukünftigen Stromsystemen?
- Wie groß ist der Einfluss auf den Speicherausbau in zukünftigen Stromsystemen?

5.4.3.1 Methodik

Zur Beantwortung der ersten Forschungsfrage wurde das *Status Quo*- sowie das *NEP 2035*-Szenario ausgewählt und eine reine Kraftwerkseinsatzoptimierung durchgeführt. Darüber hinaus wurde das *NEP 2035*-Szenario in einer weiteren Variante

mit einer kombinierten Kraftwerkseinsatz- und Speicherausbauoptimierung gerechnet, um so die zweite Forschungsfrage zu adressieren. Für jedes dieser Szenarien wurden zwei verschiedene methodische Ansätze entwickelt und durch einen jeweiligen Kostenvergleich der Einfluss der HS-Ebene bestimmt. Im Ansatz A wurde die HöS- und HS-Ebene integriert betrachtet. Der Ansatz B berücksichtigt ausschließlich die Netztopologie der HöS-Ebene. In diesem Zusammenhang wird das *eHV-clustering* verwendet, welches in Kapitel 5.3.1.2 beschrieben wird. Im Nachgang wird zur weiteren Reduktion der Topologie zwecks Rechenzeiteinsparung ein k-Means-Clustering (siehe Kapitel 5.3.1.1 auf 474 Netzknopen vorgenommen. Der Hintergrund ist, dass sich in unserem HöS-Modell 474 Netzknopen befinden, an denen Erzeuger und/oder Verbraucher angeschlossen sind. Mit dem weiteren Clustering werden alle Muffen entfernt und vereinfachte Leitungsverläufe angenommen. Im Sinne von Rechenzeiteinsparung und Vergleichbarkeit wurde in Ansatz A ebenfalls ein k-Means-Clustering auf 474 Netzknopen durchgeführt, allerdings im Gegensatz zu Ansatz B ohne eines vorangegangen eHV-Clustering.

5.4.3.2 Ergebnisse

Die Berücksichtigung der HS-Ebene führt in allen Szenarienvarianten zu höheren Systemkosten von 5-7% (siehe Tabelle 5.2). Die höheren Kosten begründen sich durch einen weniger optimalen Kraftwerkseinsatz. Die Abweichungen je Erzeugungs-technologie können der Abbildung 5.12 entnommen werden. Hier lässt sich erkennen, dass Kraftwerke mit vergleichsweise geringen Marginalkosten, wie Windkraft, Atomkraft und Photovoltaik, weniger genutzt werden. Dagegen müssen teurere Technologien wie Gas- und Kohlekraftwerke vermehrt eingesetzt werden.

Szenariovariante	Jährliche Systemkosten		
	Ansatz A Mrd. EUR	Ansatz B Mrd. EUR	Unterschied (A-B)/A in %
Status Quo	6.831	6.493	5.0
NEP 2035	7.092	6.598	7.0
NEP 2035, storage	6.999	6.593	5.8

Tabelle 5.2: Relativer Unterschied der jährlichen Systemkosten zwischen Ansatz A und B in den verschiedenen Szenariovarianten

Netzengpässe in der HS-Ebene verursachen diesen Effekt. In der Abbildung 5.13 ist die mittlere jährliche Auslastung der Leitungen in den beiden Ansätzen dargestellt. Im Ansatz A lässt sich eine deutliche kleinteiliger, vermaschtere Topologie erkennen. Dies impliziert auch eine dezentralere Verteilung von Erzeugung und Verbrauch. Es gibt deutlich mehr Leitungen, dies spiegelt sich auch in der kumulierten Gesamtlänge aller Leitungen wider, welche 84% größer ist als im reinen HöS-Ansatz. Die mittlere

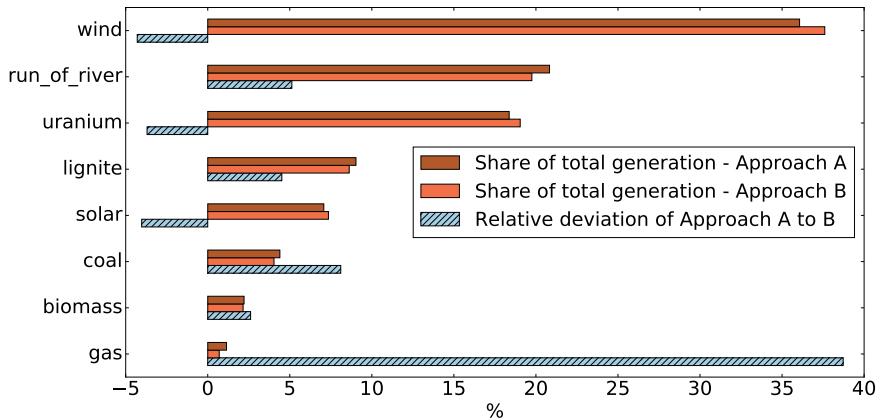


Abbildung 5.12: Abweichungen im Kraftwerkseinsatz zwischen Ansatz A (Berücksichtigung der Hochspannungsebene) und B (Missachtung der Hochspannungsebene) je Technologie im Verhältnis zur Kraftwerkseinsatz in Ansatz A. Zusätzlich sind die jeweiligen Anteile der Technologien an der Gesamterzeugung für beide Ansätze dargestellt. Ergebnisse beziehen sich auf das NEP 2035-Szenario. Nur Technologien mit einem Anteil größer als 1% sind dargestellt.

Auslastung aller Leitungen ist 44% höher, wohingegen es zu 14% geringeren Lastflüssen kommt. Diese Kennzahlen weisen eindeutig darauf hin, dass die Engpässe in der HS-Ebene den teureren Kraftwerkseinsatz bewirken. In zukünftigen Energiesystemen spielt dieser Effekt eine größere Rolle, da vermehrt dezentrale EE-Anlagen mit geringen Grenzkosten in der 110 kV (und niedriger) gebaut werden.

Die Auswirkungen auf Speicherinvestitionen können durch zwei wesentliche Effekte beschrieben werden. Zum einen wird das Speicherpotential bei der Berücksichtigung der HS-Ebene um 22% reduziert. Die HS-Engpässe und die heterogene Verteilung von Erzeugung und Verbrauch sind hierfür verantwortlich. Des Weiteren werden Speicher eher kleinteilig und dezentral gebaut, um so dezentrale EE-Erzeugung zu ermöglichen. Zur Einordnung der Ergebnisse sei betont, dass in beiden Ansätzen kaum relevante Speichermengen gebaut werden. Diese Erkenntnisse werden durch die Abbildung 5.14 veranschaulicht.

5.4 Anwendungsfälle

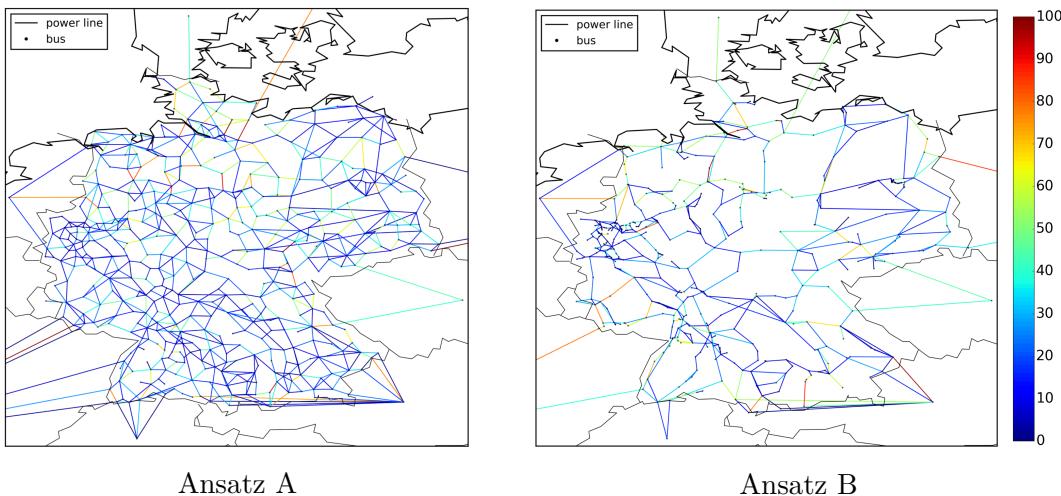


Abbildung 5.13: Mittlere Leitungsauslastung für Ansatz A und B in %.

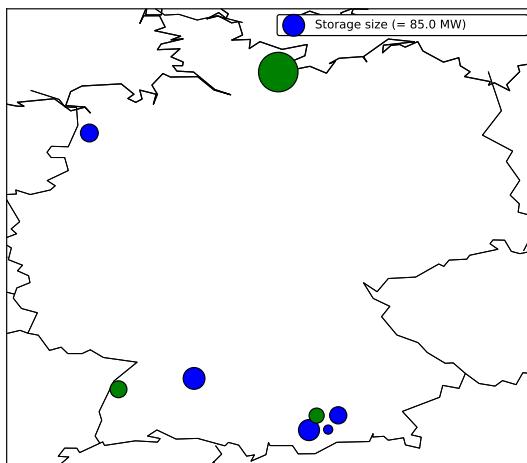


Abbildung 5.14: Räumliche Verteilung von Speicherausbau-Kapazitäten in MW für Ansatz A (blau) und B (grün) für die Szenariovariante *NEP 2035* mit Speicherausbauoptimierung. Die Speicherorte beziehen sich auf die Netznoten, welche aus Abbildung 5.13 ersichtlich sind.

5.4.3.3 Diskussion

In den Arbeiten von van Leeuwen et al. [23] und Hoffrichter et al. [124] wurde gezeigt, dass die HS-Ebene vielfach von Transitflüssen belastet ist. Auf einzelnen Leitungen werden bis zu 30% der nominellen Kapazität durch diese Flüsse mit Übertragungsfunktion simuliert. Unterschiedliche methodische Vorgehensweise erlauben uns nicht, diese Transitflüsse zu bestimmen. Es lässt sich allerdings konstatieren, dass zusätzliche Engpässe in der HS-Ebene Entlastungseffekte für die Übertragungsfunktion in der HöS-Ebene überkompensieren.

Des Weiteren zeigt diese Arbeit, dass Arbeiten (z.B. [115], [125], [126]), die die HS-Ebene nicht berücksichtigen, dazu neigen, Systemkosten zu unterschätzen.

Allgemeine Kritikpunkte zu der Modellierung des Energiesystems und der verwendeten Methoden sind in den Kapiteln 3.6 und 5.5 beschrieben. Im Speziellen sollten Sensitivitätsanalysen angestellt werden, um die Robustheit der hier gezeigten Ergebnisse zu gewährleisten. Die signifikanten jedoch vergleichsweise geringen Systemkostenunterschiede von unter 10% sollten durch Variationen bei der Verteilung von Erzeugungskapazitäten oder anderer Cluster-Algorithmen auf ihre allgemeine Gültigkeit geprüft werden.

5.4.4 Netzausbau nach dem Netzentwicklungsplan

Die in Kapitel 4.1.1 beschriebenen, von den ÜNB geplanten Leitungen werden mit Rechnungen in *eTraGo* nach technischen und wirtschaftlichen Aspekten optimiert, indem diese dem Szenario *NEP 2035* mit variabler Nennleistung hinzugefügt werden. Hier werden ausschließlich die Ergebnisse des Ausbau-Szenarios *nep2035_b2*, welches auch alle im Szenario *nep2035_confirmed* enthaltenen Projekte beinhaltet, vorgestellt.

5.4.4.1 Methodik

Um die Berechnungen in annehmbarer Zeit durchführen zu können, musste sowohl die räumliche als auch die zeitliche Komplexität reduziert werden. In Anlehnung an die Betrachtung im NEP wurde das Netzmodell mit dem eHV-clustering (siehe Kapitel 5.3.1.2) auf die HöS-Ebene reduziert. Mit dem in Kapitel 5.3.1.1 erläuterten k-Means-Clustering wurde anschließend die Anzahl der Netznoten auf 438 herabgesetzt, was der Anzahl von HöS-Knoten mit relevanten Lasten und/oder Erzeugern entspricht. Zudem wurde nur jeder dritte Zeitschritt berechnet.

Die Kapazität der Auslandsleitungen hat voraussichtlich einen Einfluss auf den Netzausbaubedarf. Da die im Netzmodell vorhandenen Leitungen nach Abschnitt 4.1.4 teilweise signifikante Abweichungen zu veröffentlichten Daten aufweisen und auch im NEP mit NTC-Werten gerechnet wird, wurden die Rechnungen mit den NTC-Werten nach Quelle [67] durchgeführt. Des Weiteren ist der Ausbau von Speicherkapazitäten eine Möglichkeit in *eTraGo*, die im NEP nicht berücksichtigt ist. Dessen Auswirkung auf den Ausbau der geplanten Leitungen wird hier jedoch nicht bestimmt.

5.4.4.2 Ergebnisse

Bei der Auswertung der Ergebnisse wird der ermittelte Netzausbaubedarf und Kraftwerkseinsatz mit den entsprechenden Ergebnissen des NEP verglichen. In der Optimierung der geplanten Leitungen werden diese insgesamt nur gering eingesetzt. Wie Abbildung 5.15 zeigt, ist der Ausbau der einzelnen Projekte jedoch stark variierend; einzelne Projekte wie die Verbindungen nach Belgien, Norwegen und Schweden sowie Leitungen nahe der Nordseeküste werden mit der vollständigen geplanten Übertragungskapazität eingesetzt, wohingegen die Mehrzahl der Projekte gar nicht, oder nur im geringen Maße Beachtung finden. Der geringe Anteil des Netzausbau ist auch in den Zahlen des absoluten Ausbaus sowie den investierten Kosten sichtbar. In der Berechnung werden nur 38 GW von möglichen 560 GW installiert und auch die Kosten entsprechen nur etwa einem Viertel der im NEP genannten Zahlen. Der Grund dieses geringen Netzausbau liegt in dem im Vergleich zum NEP geringeren Einsatz erneuerbarer Erzeugung. Der Anteil EE an der erzeugten Jahresenergiemenge in Deutschland ist etwa 3 % geringer; deutlich größer ist der Unterschied bezüglich der individuellen Abregelungen. Während die ÜNB jeder einzelnen Anlage nur eine maximale Abregelung von 3 % der möglichen Jahresenergiemenge erlauben, werden in der *eTraGo* Berechnung insgesamt 18 % der möglichen EE-Einspeisung abgeregelt.

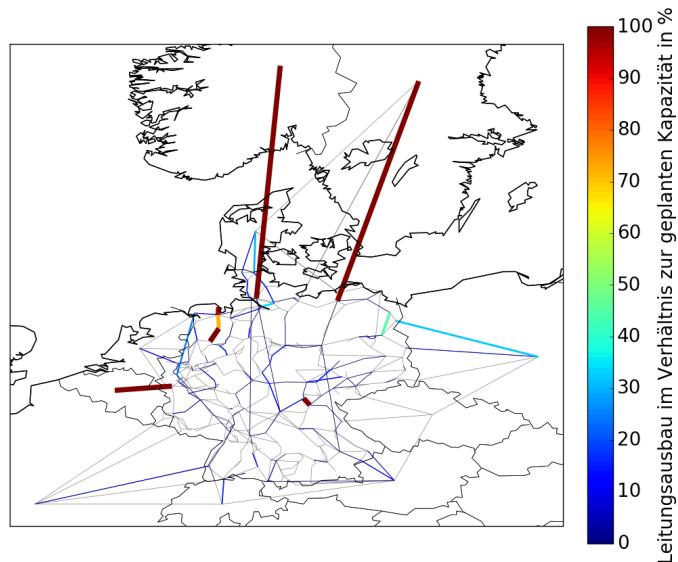


Abbildung 5.15: Ermittelter Ausbaubedarf der Leitungen des NEP im Vergleich zu der geplanten Übertragungskapazität.

Um eine bessere Vergleichbarkeit zu den Ergebnissen des NEP zu erreichen, wurden weitere Berechnungen durchgeführt, in welchen EE-Mindestanteile und maximale EE-Abregelungen definiert sind. Zunächst wurde der Anteil der EE-Erzeugung in Deutschland mit Hilfe der in 5.1.4 erläuterten Nebenbedingung auf mindestens 65 %

festgelegt. Wie Abbildung 5.16 und Tabelle 5.3 zeigen, steigt so der Netzausbaubedarf an, die Abregelungen EE sinken, übersteigen aber weiterhin den im NEP genannten Wert.

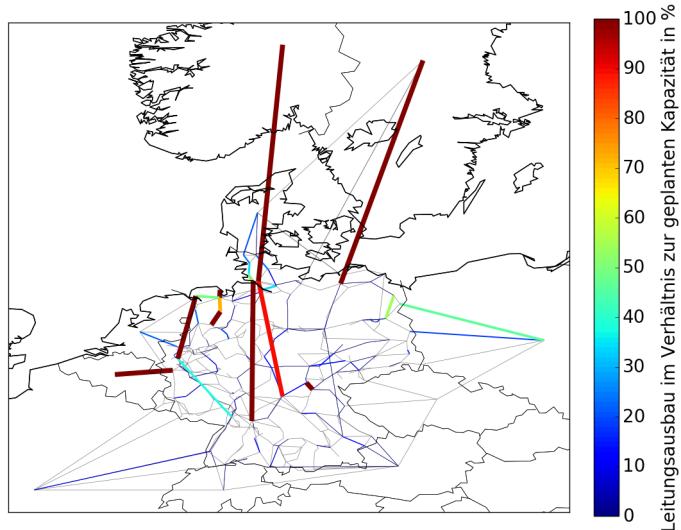


Abbildung 5.16: Ermittelter Ausbaubedarf der Leitungen des NEP im Vergleich zu der geplanten Übertragungskapazität mit minimalem Anteil EE.

	NEP 2015	eTraGo		
		zusätzliche Nebenbedingung		
		keine	Anteil EE > 65%	Abregelung EE < 3%
Netzausbau [GW]	560 ¹	37,9	49,2	(560+) 48,7
Investitionskosten [Mrd. EUR]	20-36[3]	2,54	10,18	(21,6+) 4,1
Anteil EE [%]	67,3[3]	62,75	76,00	79,90
Anteil Abregelung EE [%]	3[3] ²	18,09 ³	6,99 ³	3 ² bzw. 0,9 ³
Energieexport DE [TWh]	+7,9 [3]	-73,14	-74,64	-82,87

Tabelle 5.3: Zusammenstellung der Ergebnisse der Berechnungen des Netzausbau nach dem NEP.

¹ hochgerechnet mit dem erstellten Modell nach dem Clustering, in der vollen Komplexität ist ein Ausbau von 653 GW möglich

² Maximum je Anlage

³ gesamt

Aus diesem Grund wurde die EE-Abregelung in einer weiteren Berechnung mittels der in Kapitel 5.1.4 erläuterten Nebenbedingung begrenzt. Um die Abregelungen jedes Wind- und Solarkraftwerks auf maximal 3% der Jahresenergie zu begrenzen,

war der vom NEP geplante Leitungsausbau in *eTraGo* nicht ausreichend. Bei dieser Rechnung war daher zusätzlich zu dem gesetzten geplanten Ausbau auch eine erhöhte Kapazität der geplanten Leitungen sowie Bestandsnetzausbau nach Kapitel 5.1.3 möglich. Um eine Bevorzugung des kostengünstigen Ausbaus des Bestandsnetzes mit zusätzlichen Leiterseilen zu vermeiden, wurden die Kosten auf die von Neubau-Trassen erhöht (wie in 3.3 erläutert). Die dadurch entstehende größere Komplexität führte vermehrt zu numerischen Instabilitäten, die nicht von Solver-Einstellungen (siehe 5.1.5) behoben werden konnten. Aus diesem Grund konnte hier nur eine Berechnung jedes fünften Zeitschritts durchgeführt werden, was bei dem Vergleich der Ergebnisse zu beachten ist.

Die zusätzlichen Flexibilitäten des Bestandsnetzausbaus führen zu deutlich von den vorangegangen Berechnungen abweichenden Ergebnissen. So sind, wie in Tabelle 5.3 zu sehen, die Kosten für Netzausbau im Vergleich zu der Rechnung mit der Nebenbedingung minimaler Anteil EE deutlich geringer und auch der absolute Netzausbau ist trotz gestiegener Restriktionen gesunken. Bei der Betrachtung der Verortung des Netzausbaus fällt auf, dass vermehrt Auslandskapazitäten, sowohl aus dem Bestandsnetz als auch die geplanten neuen Leitungen, eingesetzt werden. Dies ist auch an den gestiegenen Energieimporten sichtbar.

Auffällig ist, dass einzelne Leitungen in allen Berechnungen mit einer hohen Übertragungskapazität eingesetzt werden, wie beispielsweise die Verbindung zwischen Wilhelmshaven und Conneforde (BBPIG 31) und deren anknüpfende Leitung von Conneforde nach Merzen (BBPIG 6). Auch die geplanten DC-Leitungen nach Norwegen (BBPIG 30), Belgien (BBPIG 33) und Schweden (P221) werden mit der gesamten geplanten Übertragungsleistung eingesetzt. Im Gegensatz dazu werden in allen Berechnungen Maßnahmen wie Lauchstädt-Redwitz (EnLAG 4) oder auch Pulgar-Vieselbach (BBPIG 13) gar nicht oder nur mit sehr geringer Übertragungskapazität eingesetzt.

Im Vergleich zu den von den ÜNB veröffentlichten Werten fällt zudem auf, dass in den Berechnungen in *eTraGo* Deutschland in Jahressumme mehr Energie importiert als exportiert.

5.4.4.3 Diskussion

Die einzelnen Berechnungen in *eTraGo* bewerten die Notwendigkeit der im NEP geplanten Leitungsausbauten unterschiedlich. Wie erwartet steigt der Netzausbaubedarf mit einem durch Nebenbedingungen erzwungenen hohen Anteil EE. Aufgrund der zusätzlichen Flexibilitäten des Netzausbaus ist der Netzausbau bei der Berücksichtigung der von den ÜNB vorgegebenen Begrenzung der Abregelungen geringer.

Diese Ergebnisse sind eingeschränkt bewertbar, da voraussichtlich Abweichungen zum Netzmodell der ÜNB bestehen und Vereinfachungen notwendig sind. So kann das räumliche Clustering zu einer Verzerrung des Netzes und somit auch des Ausbaubedarfs führen, während aufgrund der zeitlichen Vereinfachung eventuell weniger extreme Netzsituationen, welche Netzausbau benötigen, berücksichtigt werden. Um Netzsicherheit zu garantieren, beziehen die ÜNB zudem zusätzliche exogene Netzsituationen in die Simulationen ein, die zwar unwahrscheinlich, aber dennoch möglich sind. In diesen Situationen sind Engpässe im Netz und somit auch Netzausbaubedarf wahrscheinlich. In den hier durchgeführten Rechnungen ist dies jedoch nicht enthalten.

Zudem weist die von den ÜNB verwendete Methodik deutliche Abweichungen zu der hier angewandten Methodik auf. Das mehrstufige Vorgehen des NEP ermöglicht keine Anpassung der einspeisenden Kraftwerke bei Leitungszubau, während dies in der Optimierung in *eTraGo* möglich ist. Weitere Differenzen können aus der Vernachlässigung von Kraftwerksdynamiken resultieren, die im NEP berücksichtigt werden. Auch das Bestandsnetzmodell weicht von dem in *eGo* erstellten Netzmodell ab, da die ÜNB die tatsächlichen elektrischen Parameter und die Topologie ihrer Netze verwenden. Weitere Unterschiede der Methodik und Rahmenbedingungen können [57] entnommen werden.

Für aussagekräftigere Ergebnisse sind weitere Rechnungen notwendig, die weniger Vereinfachungen enthalten. Besonders die Berechnung mit der Berücksichtigung der maximalen Abregelungen könnte so verbessert werden und auch eine bessere Vergleichbarkeit zu den anderen Berechnungen erzielen. Berechnungen mit der vollen räumlichen und zeitlichen Komplexität des Netzwerks sind grundsätzlich möglich, waren aufgrund der hohen Rechenzeiten jedoch nicht Teil des Projekts. Auch Erweiterungen wie die Berücksichtigung von Kraftwerksdynamiken sind durchaus möglich, führen jedoch zu einer deutlichen Steigerung der Rechenzeit 5.1.4 und wurden aus diesem Grund nicht durchgeführt.

Insgesamt zeigen die Berechnungen eine individuelle Bewertung der Notwendigkeit einzelner Netzausbaumaßnahmen. Während einzelne Maßnahmen tendenziell überschätzt dimensioniert erscheinen, erreichen andere Projekte in allen Berechnungen das Maximum an möglicher Ausbaukapazität. Die eingeschränkte Verwertbarkeit kann aufgrund der Verwendung von öffentlich zugänglichen Programmen und Daten zukünftig verbessert werden, da so Anpassungen möglich sind.

5.4.5 Simulation von Einspeisemanagementeinsätzen in Schleswig-Holstein

Die Ergebnisse dieses Kapitel basieren auf der gleichnamigen Masterthesis [53], welche in Kooperation mit der ARGE Netz Energie GmbH & Co. KG (ANE) angefertigt wurde. Die Motivation dieser Untersuchung besteht darin, die Anwendbarkeit des *eTraGo*-Modells für die Prognose von EinsMan in Schleswig-Holstein zu überprüfen. Die ANE, als Direktvermarkter könnte durch eine adäquate Prognose Ausgleichsenergiekosten einsparen. In dieser Arbeit werden allerdings keine Prognosezeitreihen (insb. für die wetterabhängige Einspeisung) verwendet. Stattdessen wird ein historischer Vergleich auf Basis von Daten des Jahres 2015 zwischen Modellergebnissen und veröffentlichten Schaltzuständen der Schleswig-Holstein Netz AG angestellt.

Für die Simulation der Abschaltungen wurde das Tool *eTraGo* sowie das in diesem Projekt erstellte Datenmodell (Kapitel 3 und 4) verwendet. Allerdings wurden Anpassungen vorgenommen, die Wesentlichen sind im Folgenden kurz skizziert.

Als Grundlage findet das Szenario *Status Quo* Anwendung. Dieses Szenario bildet allerdings zum einen den Kraftwerkspark von 2015 ab und nutzt zum anderen das Wetterjahr 2011. Für den Vergleich mit Echtdaten sollte dieses Setting zeitlich konsistent gewählt sein. Daher wurde das Wetterjahr durch das Jahr 2015 ersetzt. Die Quelle dieser Wetterdaten stellt gleichbleibend [45] dar.

Des Weiteren wurde die Netztopologie in Schleswig-Holstein um fehlende Netzverknüpfungspunkte ergänzt. Diese 29 von 179 Netzknoten ergeben sich zum einen aus der Auswertung der Schaltzustände [127] und zum anderen aus dem Abgleich von Netzkarten [128] der Schleswig-Holstein Netz AG. Relevante Einspeiseanlagen wurden mit Hilfe des Anlagenschlüssels in den Kraftwerkslisten sowie der EinsMan-Listen an diese neu hinzugefügten Netzknoten angeschlossen. 94% aller Anlagen, die von EinsMan betroffen sind, lassen sich Anlagen des Netzmodells zuordnen. Die nicht berücksichtigten Anlagen sind lediglich für 2% der Abschaltungen verantwortlich und wurden vernachlässigt.

Der Kraftwerkspark wird in Must-Run-Kraftwerke und flexible Kraftwerke unterschieden. Zu den Must-Run-Kraftwerken gehören Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Atomkraftwerke. Für Erstere wird das saisonale Verhalten aufgrund von Wärmebedarfen berücksichtigt. Diese hier als systemrelevant angenommenen Kraftwerke können ihre Leistung nicht unterhalb von gewissen Grenzwerten reduzieren. Darüber hinaus wurden Abschaltkosten eingeführt, um neben der Steuerungswirkung der Grenzkosten die Abschaltkaskade entsprechend [129] zu forcieren. Abgesehen von den beschriebenen Must-Run-Kraftwerken sind alle anderen konventionellen Kraftwerke im Rahmen eines *Unit Commitment*-Ansatzes unter Berücksichtigung von

Restriktionen wie minimale Stillstandszeiten bzw. Betriebszeiten flexibel einsetzbar. Diese basieren auf den Annahmen, die in der Funktion *ramp_limits*(siehe auch Kapitel 5.6) standardmäßig in *eTraGo* zur Verfügung stehen.

Im Rahmen der Komplexitätsreduktion wurde hier ein Verfahren entwickelt, welches einerseits für das Betrachtungsgebiet Schleswig-Holstein die vollständige Auflösung in HöS- und HS- Ebene gewährleistet und andererseits mit Hilfe eines k-means-Clustering das restliche Netz auf 40 Knoten reduziert. Die HöS-Leitungen, die über das Betrachtungsgebiet hinaus gehen, wurden als neue Kuppelstellen definiert und an den nächstgelegenen Clusterpunkt angeschlossen. Neben der räumlichen Komplexitätsreduktion wurde diese Auswertung zeitlich auf einen exemplarischen Tag, den 6. Dezember 2015 beschränkt.

Mit Hilfe der Veröffentlichungen der Schleswig-Holstein Netz AG bezüglich der EinsMan-Schaltzustände [127] und den dem Modell zugrundeliegenden Wetterdaten ist eine Referenzzeitreihe erstellt worden, welche als Benchmark für den Vergleich mit den Modellierungsergebnissen dient. Die Analyse der EinsMan-Schaltzustände deckt interessante Abschaltcharakteristika auf. Zwei wesentliche Effekte seien hier kurz genannt. Bei der Analyse der Häufigkeit und Dauer der Schaltungen zeigt sich, dass die Abrufe aus dem Übertragungsnetz (seitens TenneT) im Vergleich zu denen aus der Hochspannungsebene (seitens der Schleswig-Holstein Netz AG) weniger häufig, aber dafür jeweils für längere Zeiträume auftreten. Energetisch machen die Abschaltungen aus dem Übertragungsnetz insgesamt den größten Anteil aus. Des Weiteren zeigt die Analyse, dass die geschalteten Umspannwerke entsprechend ihrem Einfluss auf den Engpass gerankt werden. Umspannwerke in der Nähe des Engpasses werden häufiger und umfangreicher geschaltet als welche die weiter entfernt liegen.

Die modellierten Abschaltungen im Vergleich zur modellierten Referenzzeitreihe sind in Abbildung 5.17 für verschiedene Szenarien im Zeitverlauf und räumlich aggregiert für die Region Schleswig-Holstein dargestellt. Das EinsMan-Must-Run-Szenario stellt das wesentliche Szenario, welches die oben geschilderten Annahmen beinhaltet, dar. Dagegen können im EinsMan-Commitable Szenario die Must-Run-Kraftwerke entsprechend ihrer Restriktionen bezüglich Mindestlaufzeiten und -stillstandzeiten auch zeitweise unterhalb der minimalen Must-Run-Grenzwerte eingesetzt werden. Das EinsMan-ÜNB Szenario bezieht sich auf das Must-Run-Szenario. Hier sind allerdings sämtliche Leitungs- und Transformatorkapazitäten im Verteilnetz derart hoch angenommen, dass Engpässe nicht auftreten können. Damit zeigt dieses Szenario die Abschaltungen, die auf Basis von Engpässen im Übertragungsnetz entstehen. Es ist ersichtlich, dass der überwiegende Teil der Abschaltungen aufgrund dieser überregionalen Engpässe entsteht. Für alle drei Szenarien gilt, dass das mittagliche Abregelungsverhalten am schlechtesten abgebildet werden kann. Das Must-Run-Szenario

bildet den Verlauf besser ab als das Committable Szenario. Letzteres führt zu geringeren Abschaltungen. Hieraus lässt sich schließen, dass die regionalen konventionellen Must-Run-Kapazitäten der KWK-Anlagen sowie des Atomkraftwerks Brokdorf Netzengpässe erzeugen, welche für Abschaltungen von EE-Anlagen verantwortlich sind.

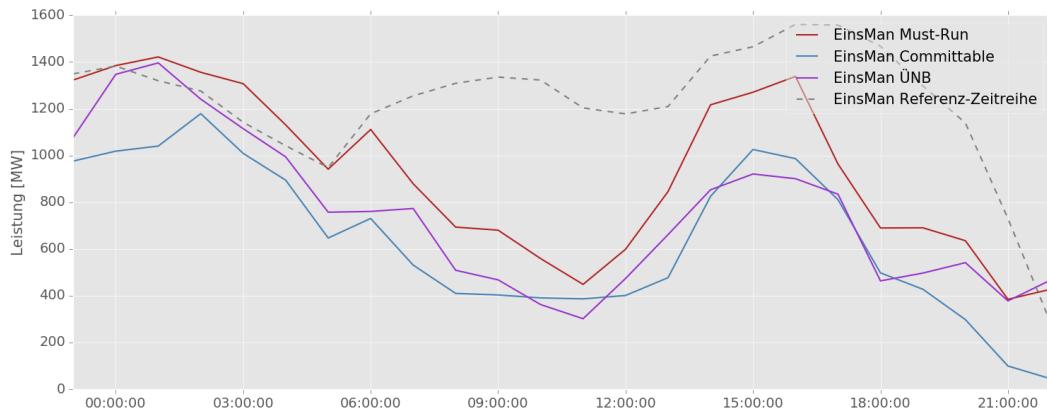


Abbildung 5.17: Zeitlicher Verlauf der modellierten Abschaltungen (nach Eins-Man) im Vergleich zur Referenzzeitreihe im Betrachtungsgebiet von Schleswig-Holstein. Quelle: basierend auf [53]

Für den exemplarischen Tag ergeben sich, insbesondere aufgrund der großen Abweichung in der Mittagszeit, insgesamt relativ hohe Abweichungen zur Referenzzeitreihe. Das Must-Run-Szenario weist den geringsten mittleren Fehler sowie RMSE (Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme) auf (siehe Tabelle 5.4). Hier lässt sich ein mittlerer Fehler von 24% bzw. 294 MW feststellen. Mit 47% zeigt sich eine mittelstarke positive Pearson-Korrelation. Bei den anderen Szenarien lässt sich eine schwache positive Korrelation errechnen.

Szenarien	RMSE [MW]	Mittl. Fehler [MW]	Korrel.
EinsMan-Committable	639	576	38%
EinsMan-Must-Run	430	294	47%
EinsMan-ÜNB (Must-Run)	622	529	30%

Tabelle 5.4: Fehler und Pearson-Korrelation je Szenarien.

Die Abbildung 5.18(a) zeigt die Modell- und Referenzabschaltungen zu jedem Zeitschritt und Anlage. Die Streuung der Werte ist hoch bzw. viele der Datenpunkte liegen nicht in der Nähe der roten Linie. Das geringe Bestimmtheitsmaß von 0,27 bestätigt einen geringen linearen Zusammenhang. Eine Vielzahl der vorgenommenen Modellabschaltungen zeigt allerdings nur geringe Prognosefehler (siehe 5.18(b)). Der

angenährte Erwartungswert liegt im negativen Bereich. Das heißt, die Mehrheit der Abschaltungen wird unterschätzt.

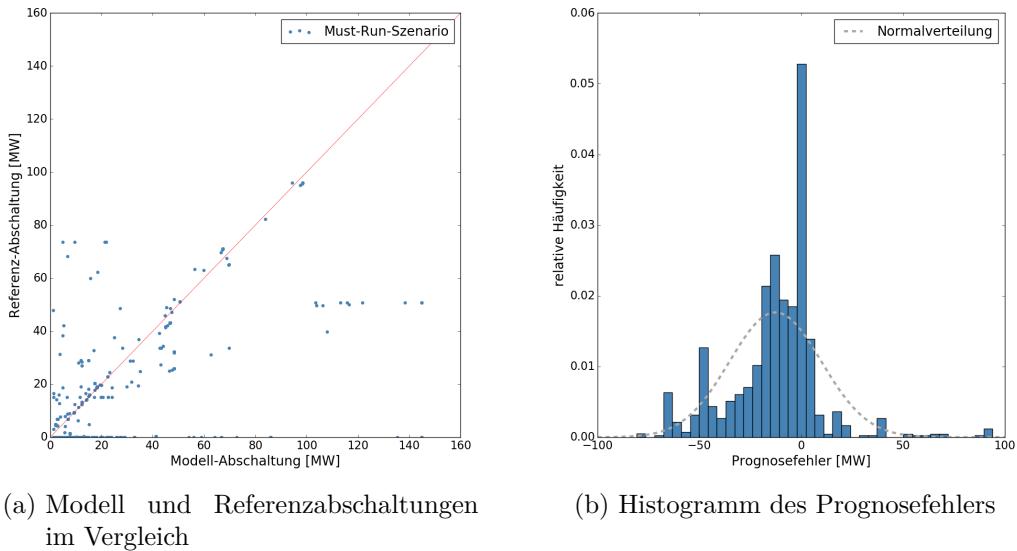


Abbildung 5.18: Verteilung des Prognosefehlers.

Die Auswertung auf Anlagenebene zeigt auch, dass die geographische Verteilung der Abschaltungen nur selten knotenscharf übereinstimmt. In Abbildung 5.19 lässt sich diese Aussage nochvollziehen. Regionale Übereinstimmungen lassen sich dagegen ausmachen. Wie in den Referenzdaten werden im Modell vor allem an der Westküste Anlagen reduziert. Allerdings sind diese im Modell größtenteils im Südwesten verortet. Diese Abschaltungen scheinen im Zusammenhang mit der Einspeisung des Atomkraftwerks Brokdorf, dem Offshore-Einspeiseknoten Büttel und der grenzwertigen Auslastung der HöS-Leitung nach Niedersachsen zu stehen. Ansonsten finden an der Westküste deutlich weniger Abschaltungen statt. In der Region Flensburg zeigen sich hohe Leitungsauslastungen auch in der Verteilnetzebene. Hier werden Abschaltungen simuliert, allerdings in geringerem Umfang als in den Referenzdaten. Darüber hinaus werden Abschaltungen in Ostholstein modelliert, die die Referenzdaten nicht wiedergeben. Diese Zusammenhänge deuten ebenfalls darauf hin, dass die Engpässe aus dem Übertragungsnetz einen deutlich größeren Einfluss auf die Abschaltungen vorweisen als jene aus dem Verteilnetz.

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass plausible EinsMan-Einsätze modellierbar sind. Im Vergleich mit Referenzdaten zeigt sich, dass diese tendenziell unterschätzt und eine knoten- bzw. anlagenscharfe Zuordnung bisher nicht möglich ist. Insbesondere die Abschaltmethoden der Netzbetreiber können mit dem hier verwendeten Datenmodell und LOPF-Ansatz nicht exakt nachgebildet werden. Einschränkend soll hier betont werden, dass ein Einfluss des zufälligen Grenzkostenrauschens insbesondere bezüglich der anlagenscharfen Auswertung möglich erscheint und dieser

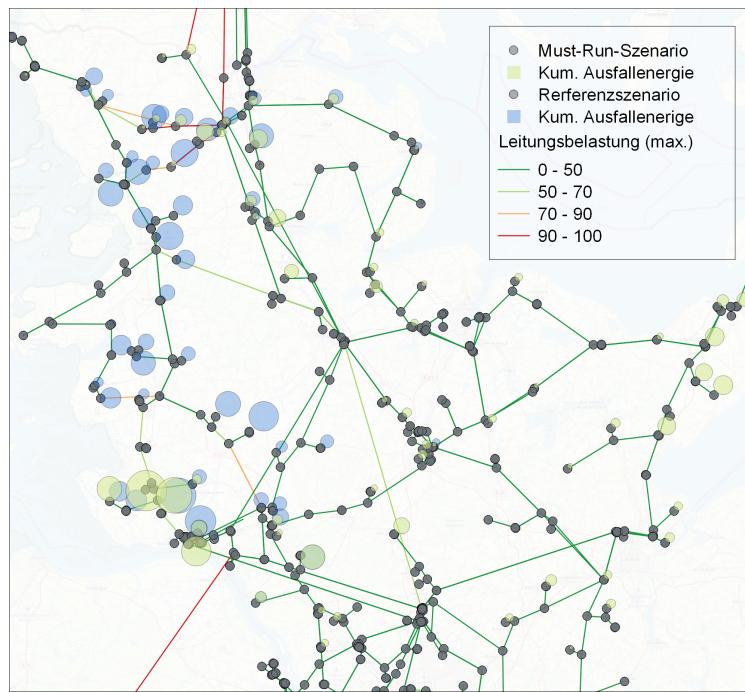


Abbildung 5.19: Regionale EinsMan-Abschaltungen (Must-Run-Szenario).

weiter untersucht werden sollte. Weiterhin ist der gewählte Zeitraum von einem Tag sehr kurz, um allumfassende Bewertungen vornehmen zu können. Hier sollten ebenfalls weitere Tage untersucht werden. Darüber hinaus ist die für den Vergleich verwendete Referenzzeitreihe ebenfalls modelliert, da keine eindeutige georeferenzierte, anlagenscharfe Datenquelle existiert. Dies stellt bei der Bewertung der Ergebnisse eine weitere Unsicherheit dar. Ausblickend scheint es insbesondere sinnvoll, auch innerhalb der Modellregion die räumliche Komplexität zu reduzieren. Ausgleichseffekte durch die Aggregation von Anlagen auf Portfolioebene könnten sich mit denen der Modellierung besser decken. Letztlich könnte dieses Vorgehen - im Zusammenspiel mit guten Prognose-Wetterdaten - zu guten Prognosen von EinsMan-Einsätzen führen.

5.5 Kritische Betrachtung der Methodik und Ergebnisse

Die Qualität der Ergebnisse wird zum einen durch das Netzdatenmodell und zum anderen durch das Optimierungsverfahren beeinflusst. Eine kritische Betrachtung des Netzdatenmodells und dessen Annahmen erfolgte bereits in den Kapiteln 4.1.5 und 3.6. In diesem Kapitel werden grundsätzliche Kritikpunkte der Methodik diskutiert. Fragestellungspezifische Diskussionspunkte sind bereits in den jeweiligen Anwendungsfällen (Kapitel 5.4) erläutert.

Die Verwendung eines LOPF integriert die Bereiche Marktsimulation, Netzberechnung und Netzausbauplanung innerhalb eines deterministischen Verfahrens. Dementsprechend wird ein idealer Dispatch- und Redispatch-Markt unterstellt, welcher auf einem Nodal Pricing-Ansatz basiert. Dieses idealisierte Vorgehen entspricht keiner unverfälschten Abbildung des derzeitigen (Redispatch-) Marktes mit einer Vielzahl von Mechanismen und Regularien. Ein mehrstufiges heuristisches Verfahren, wie es der NEP verwendet, stellt möglicherweise eine Näherung dar, die sich eher wie die heutige suboptimale Realität verhält.

In diesem Zusammenhang ist auch die Optimierung nach dem Prinzip der perfekten Voraussicht zu nennen. In der Realität lässt sich die Zukunft nur mit gewissen Ungenauigkeiten vorhersagen. Eine perfekte Voraussicht über ein ganzes Jahr dagegen ist unmöglich. Die Effekte eines entsprechend nötigen Regelleistungsmarktes werden in dieser Modellierung nicht berücksichtigt. Alternative Ansätze wie beispielsweise eine rollierende Planung könnten hier der Realität näher kommen.

Des Weiteren konkurrieren Netzausbaukosten mit laufenden Kosten und vermeiden diese eventuell. Dies kann, ohne die Anwendung von weiteren Nebenbedingungen (siehe Kapitel 5.1.4) dazu führen, dass Abschaltungen von EEA gegenüber Netzausbaumaßnamen vorgezogen werden. Dieses Vorgehen, welches zwar volkswirtschaftliche Kosten minimiert, ist allerdings entsprechend des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) nicht zulässig und führt zu höheren Treibhausgasemissionen. Eine ausschließliche Minimierung von Systemkosten führt also nicht ausschließlich zu niedrigeren Emissionen. Auch wenn durch die Grenzkosten, in denen auch CO₂-Preise enthalten sind, klimaschädigende Technologien benachteiligt werden, kann es in Zusammenhang mit Investitionsoptimierungen zu kostenoptimalen Lösungen kommen, welche nicht klimaoptimal sind.

Einhergehend mit der Linearisierung des Lastflussproblems kommt es zu Ungenauigkeiten aufgrund der Missachtung des Wirkwiderstands. Da auch die HS-Ebene bei der linearisierten Optimierung berücksichtigt wird und hier der Wirkwiderstand bereits im Vergleich zur HöS-Ebene größer ist, sind die Ergebnisse entsprechend fehleranfälliger. Auch wenn die Literatur (z.B. [102, 130]) geringe mittlere Fehler von kleiner 5% bezüglich der Wirkleistungsflüsse aufzeigt, ist in Einzelfällen von signifikanten Abweichung auszugehen. [102] zeigt bspw. dass die Qualität der Näherung im Einzelfall stark von den Spannungsänderungen im Netz abhängt. Die Vernachlässigung der Spannungsänderungen kann somit in Einzelfällen zu Fehlern führen. Ein weiterer Nachteil der linearisierten Lösung ist, dass Blindleistungsbedarfe und -bereitstellungen nicht Teil der Optimierung sind. Da die Bereitstellung von Blindleistung nicht vergütet wird, stellt dies zwar eine realistische Annahme dar, allerdings ist ein funktionierendes System somit nicht direkt gewährleistet. Darüber

hinaus werden Netzverluste nicht in der Optimierung berücksichtigt bzw. berechnet. Diese Effekte können lediglich durch eine ex-post nicht-lineare Lastflussberechnung simuliert und auf Machbarkeit überprüft werden.

Aus Komplexitätsgründen wurde weitestgehend auf Annahmen verzichtet, die aus dem linearen Problem ein gemischt-ganzzahliges Problem machen würden. Diese Vereinfachung geht einher mit einigen Nachteilen. Im Folgenden seien die Wesentlichen erläutert. In der linearen Programmierung können die Optimierungsvariablen beliebige reelle Werte annehmen. Insbesondere bei der Netzausbauoptimierung kann dies zu unrealistischen Ausbauten führen, da hier aufgrund der verfügbaren Produkte am Markt diskrete Ausbaugrößen zu erwarten sind. Des Weiteren können keine intertemporären Nebenbedingungen für die Kraftwerke verwendet werden. Dadurch lassen sich eine inflexible Fahrweise bzw. die Vorhaltungen von Must-Run-Kapazitäten nur eingeschränkt modellieren. Es wurden Ansätze entwickelt, die derartige Nebenbedingungen berücksichtigen, allerdings führen diese zu hohen Rechenzeiten, sodass auf diese Maßnahmen überwiegend verzichtet wurde. Untersuchungen wie die von [131] oder die im Projekt durchgeführten (siehe Kapitel 5.4.5) deuten darauf hin, dass Must-Run-Kapazitäten Engpässe und somit einen kostenmäßig sub-optimalen Kraftwerkseinsatz mit verursachen.

Ein weiterer Kritikpunkt ist, dass keine $(n-1)$ -Ausfallanalysen angestellt wurden. Das pauschale Degradieren aller Betriebsmittel auf 70% (bzw. im speziellen Fall der HS um 50%) ist üblich und stellt eine einfache Näherung dar. Allerdings können hierdurch teilweise Potentiale nicht ausgeschöpft oder anderseits überschätzt werden.

Die Betrachtung der Netze angrenzender Länder beeinflusst die Berechnungen zudem stark, was an hohen Ausbauten und Auslastungen grenzüberschreitender Kapazitäten sichtbar wird. Jedoch werden die möglichen Austauschkapazitäten tendenziell überschätzt, da wie in Kapitel 4.1.5 beschrieben deren Abbildung vereinfacht erfolgt. So werden die Netztopologie, Phasenschieber oder auch Verbindungen zu Ländern, die keine direkte elektrische Verbindung zum deutschen Netz haben, nicht berücksichtigt. Diese Aspekte führen zu Netzengpässen bzw. Leistungssunken, die nicht im Modell berücksichtigt werden.

Die räumliche und zeitliche Komplexitätsreduktion (siehe Kapitel 5.3) ist von elementarer Wichtigkeit für die Lösbarkeit der Optimierungsprobleme zu hinnehmbaren Rechenzeiten. Allerdings haben diese Methoden auch Einfluss auf die Genauigkeit der Lösung. So ist es durch das k-means-Clustering bspw. nicht mehr möglich, Ausbaumaßnahmen direkt einzelnen Leitungen zuzuordnen, da hier abstrakte Aggregationsleitungen gebildet werden. Dieses Vorgehen führt darüber hinaus dazu, dass lokale Netzengpässe⁶⁰ nicht berücksichtigt werden und die Optimalität der Lösun-

⁶⁰bezüglich Leitungen bzw. Transformatoren die einem Cluster zugeordnet werden

gen überschätzt wird. In [132] werden erhebliche Modellierungsfehler aufgrund der Missachtung der intra-zonalen Netzstrukturen festgestellt. Die Untersuchungen zur Rolle der HS-Ebene (Kapitel 5.4.3) machen auch hier eine gewisse Sensitivität der Ergebnisse bezüglich unterschiedlicher räumlicher Komplexitätsreduktionsmethoden deutlich.

Bezüglich der zeitlichen Ansätze sind insbesondere zwei Probleme zu nennen. Zum einen werden intertemporale Abhängigkeiten, wie sie vor allem in Systemen mit Energiespeichern auftreten, teilweise unzureichend abgebildet. Dieses Problem ist vor allem bei der Methodik des Snapshot Clustering (siehe Kapitel 5.3.2.2) auffällig. Hier sollten Ansätze wie [118] weiter entwickelt werden. Zum anderen stellt die mögliche Vernachlässigung von extremen Zeitpunkten ein Problem dar. Dieses Problem kann vor allem bei der Methode des Snapshot Skipping (siehe Kapitel 5.3.2.1) auftreten, vor allem dann wenn große Abstände gewählt werden.

5.6 Anwendung des Tools

Zur Anwendung der wirtschaftlichen und netzbetrieblichen Optimierung auf HöS- und HS-Ebene wurde das Python Tool *eTraGo* entwickelt. Dies ist frei verfügbar und kann nach den Anweisungen im *ReadTheDocs*⁶¹ installiert werden. *eTraGo* hat keine grafische Nutzeroberfläche, die Steuerung und Eingabe der gewünschten Berechnungsparameter erfolgt in der ausführenden Datei (*appl.py*), die mit einem gewünschten Python Editor bearbeitet werden kann. Die Angabe der Berechnungsparameter kann alternativ auch in einem json-file vorgenommen werden, das Starten der Rechnung erfolgt jedoch immer mit dem Aufruf der ausführenden Datei. In Tabelle 5.5 sind die Basis-Einstellungen aufgelistet und kurz beschrieben, eine ausführlichere Dokumentation ist auch hier im *ReadTheDocs* enthalten.

Die möglichen Anpassungen an einer Optimierungsrechnung in *eTraGo* enden jedoch nicht mit der Angabe dieser grundlegenden Berechnungsparameter. Es ist des Weiteren möglich, die Standardwerte der aufgerufenen Funktionen anzupassen und so beispielsweise die nach 5.1.4 gesetzte Grenze des maximalen Ausbaus einer Leitung anzupassen. Ist nur eine Verdopplung der einzelnen Leitungskapazitäten erwünscht, ist dies über die folgende Anpassung des Parameters *line_max* im Aufruf der *extendable*-Funktion in der ausführenden Datei möglich.

```
1 network = extendable(network, args, line_max=2)
```

⁶¹ <https://etrago.readthedocs.io/en/latest/installation.html>

Nicht nur der Aufruf von Funktionen kann angepasst werden, jeder Nutzer kann zudem auch mehr oder weniger grundlegende Änderungen an dem Programm vornehmen, indem Code ergänzt oder ersetzt wird. Die in Kapitel 2 erläuterte Lizenz gibt lediglich vor, dass der Open-Source-Ansatz dabei weitergeführt werden muss.

Die Optimierung des mit den angegebenen Parametern erstellten Modells erfolgt mit dem ausgewählten externen Solver. Ausgangsgröße dieser ist ein *PyPSA* Network Container - eine Datenstruktur, die sämtliche Ergebnisse der Berechnung vom Ausbau einer Leitung bis hin zu den Einspeisezeitreihen der Erzeugungsanlagen enthält. Die Ergebnisse können mit den in Tabelle 5.5 genannten Parametern entweder in csv-Dateien gespeichert, oder auch zurück in die Datenbank geschrieben werden.

Zur Visualisierung der Optimierungsergebnisse wurden diverse *plot*-Funktionen entwickelt. So kann der ermittelte Netzausbaubedarf topologisch dargestellt werden, dieser Plot wird beispielsweise zur Erstellung von Abbildung 5.15 verwendet. Zudem ist die Verortung des Speicherausbaus, einzeln oder auch in Kombination mit Netzausbau, wie in Abbildung 5.10, darstellbar. Auch Zeitreihen wie der Speicherfüllstand im Jahresverlauf in Abbildung 5.8 können so visualisiert werden. Des Weiteren kann auch hier der Nutzende *plot*-Funktionen oder auswertende Berechnungen ergänzen.

Bezeichnung	Beschreibung
db	Auswahl der Datenbank (z.B. <i>OEDB</i>)
gridversion	Auswahl der Datenversion
method	Auswahl der Berechnungsmethode (LOPF oder PF)
pf post lopf	Nachgeschalteten PF nach LOPF wählen (vgl. 5.2)
start snapshot	Start-Zeitpunkt (i.d.R. Stunde im Jahr, $n=1 \leq 1.0$ Uhr)
end snapshot	End-Zeitpunkt (i.d.R. Stunde im Jahr, $n_{max}=8760$)
solver	Wahl des Solvers der Optimierungsrechnung
solver options	Einstellungen des Solvers (vgl. 5.1.5)
scn name	Auswahl des Szenarios
scn extension	Wahl eines exogenen Netzausbau-Szenarios
scn decommissioning	Wahl eines exogenen Netzrückbau-Szenarios
lpfile	Falls pyomo-Problem abgespeichert werden soll, wird hier der Pfad angegeben
csv export	Speichern der Ergebnisse in csv-Dateien im angegebenen Pfad
db export	Rückschreiben der Ergebnisse in die Datenbank
extendable	Auswahl der zu optimierenden Betriebsmittel
generator noise	Rauschen auf Grenzkosten der Generatoren setzen (vgl. 5.1.5)
ramp limits	Berücksichtigung von minimalen Stillstands- und Laufzeiten konventioneller Kraftwerke (vgl.)
extra functionality	globale Nebenbedingung auswählen (vgl. 5.1.4)
network clustering kmeans	Auswahl ob und auf wie viele Knoten das Netzwerk geclustert wird (vgl. 5.3.1.1)
network clustering ehv	Auswahl ob das Netz auf die eHV-Netzebene reduziert wird (vgl. 5.3.1.2)
snapshot clustering	Auswahl ob und auf wie viele Tage das zeitliche Clustern angewandt wird (vgl. 5.3.2.2)
parallelisation	Auswahl ob Optimierung in Abschnitten einzelner Stunden durchgeführt wird
skip snapshots	Anzahl der zu überspringenden Zeitschritte (vgl. 5.3.2.1)
line grouping	parallele Leitungen gleicher Spannungsebene werden zusammengefasst
branch capacity factor	lineare Reduktion der Übertragungskapazitäten zur Berücksichtigung von (n-1)-Sicherheit
load shedding	Debugging: jeder Lastknoten erhält einen sehr teuren Generator (vgl. 5.1.5)
foreign lines	Auswahl der Übertragungstechnologie und -kapazitäten in die angrenzenden Länder (vgl. 4.1.4)

Tabelle 5.5: Basis-Einstellungsmöglichkeiten von *eTraGo*.

6 Wirtschaftliche und netzbetriebliche Optimierungsstrategien auf Mittel- und Niederspannungsebene

Dieses Kapitel beschreibt die Methoden zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs in der MS- und NS-Ebene unter Berücksichtigung der gegebenen Vorgaben zur optimalen Auslegung sowie zum optimalen Betrieb der HöS-HS-Ebene.

Die zu diesem Zweck entstandene Software *eDisGo* ist eine Toolbox, welche heuristische Verfahren zur Abregelung sowie zum Speicherausbau bereitstellt, mittels derer diese Flexibilitätsoptionen unter Berücksichtigung der Vorgaben aus den darüberliegenden Netzebenen möglichst kostenoptimal eingesetzt werden sollen. Die Anwendung der genannten Flexibilitätsoptionen ist dabei flexibel. Weiterhin wird ein automatisiertes Verfahren zur Netzverstärkung bereitgestellt, welches auf Standard-Planungs- und Ausbaugrundsätzen beruht. Als Grundlage für die Untersuchungen dienen die mit dem *ding0*-Tool erstellten MS-NS-Netztopologien (siehe Kapitel 4.2). Der Quellcode des *eDisGo*-Tools ist frei verfügbar auf GitHub⁶², sowie auf *ReadTheDocs*⁶³ ausführlich dokumentiert. Die wichtigsten Funktionen und Schnittstellen des Tools sind in Abbildung 6.1 dargestellt.

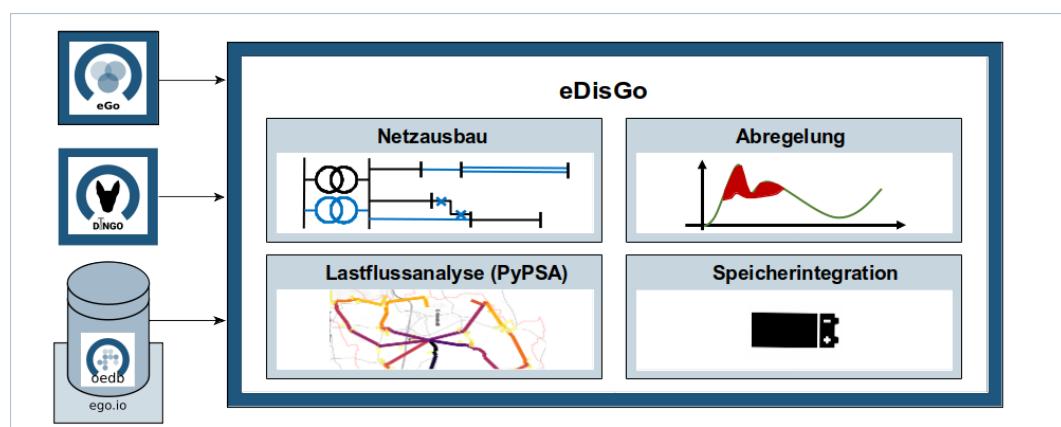


Abbildung 6.1: *eDisGo*: Funktionsumfang und Einordnung in die Tool-Landschaft.

⁶²<https://github.com/openego/eDisGo>

⁶³http://edisgo.readthedocs.io/en/dev/start_page.html

In den Kapiteln 6.1 bis 6.3 werden die implementierten Methoden zum Netzausbau sowie zu den Flexibilitätsoptionen Abregelung und Speicherausbau kurz beschrieben. Anschließend werden Ergebnisse einiger Anwendungsfälle präsentiert. Die deutschlandweiten Ergebnisse der netzebenenübergreifenden Untersuchungen unter Berücksichtigung von Abregelung und Speicherausbau werden in Kapitel 7.4.2 dargestellt. Die Methodiken und Ergebnisse werden abschließend kritisch bewertet und die Anwendung des Tools kurz dargestellt.

6.1 Netzausbau

Dieses Kapitel beschreibt zunächst die Grundsätze, nach denen Netzausverstärkungsbedarf identifiziert wird. Anschließend wird geschildert, welche Netzverstärkungsmaßnahmen angewendet und wie diese monetär bewertet werden.

6.1.1 Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Nach dem Deutschen Energiewirtschaftsgesetz [133] sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, eine sichere und preisgünstige Stromversorgung zu gewährleisten. Der Fokus bei der Netzplanung ist, dies für eine Vielzahl an Einspeise- und Lastszenarien zu erreichen. Der Netzausbaubedarf wird daher häufig für zwei **extreme Belastungssituationen** bestimmt - den Starklastfall, welcher durch maximale Last gekennzeichnet ist, sowie den Rückspeisefall, welcher durch hohe Einspeisung und geringe Last gekennzeichnet ist und mit zunehmendem Ausbau EEA an Relevanz zunimmt. Der Rückspeisefall ist bewusst nicht durch maximale Einspeisung charakterisiert, da die gezielte Leistungsreduzierung von EEA bereits ein angewandter Planungsgrundsatz ist [5]. Hier werden für den Starklast- und Rückspeisefall die in Tabelle 6.1 gelisteten Skalierungsfaktoren verwendet.

Betriebsfall	Last	Erzeugung
Starklastfall	100%	0%
Rückspeisefall	15% (MS) / 10% (NS)	85% (PV) / 100% (Andere)

Tabelle 6.1: Verwendete Skalierungsfaktoren für die Betriebsfälle Starklastfall und Rückspeisefall nach [4].

Um die Netzelastung realitätsnäher abzubilden, kommen neben den extremen Betriebsfällen vermehrt Zeitreihenrechnungen zum Einsatz [134]. In den hier durchgeführten Untersuchungen werden sowohl die beiden Extrembetriebsfälle als auch konkrete Zeitreihen herangezogen. Dabei dienen die Extremfälle zur Bestimmung

maximaler Kosten, welche durch konventionellen Netzausbau entstehen. Die Bestimmung des Netzausbaubedarfs auf Basis von Zeitreihen wird verwendet, um das Einsparpotenzial, welches sich durch eine netzebenenübergreifende Netzplanung unter Berücksichtigung von Abregelung und Speicherausbau ergeben, zu bestimmen.

Die wichtigsten technischen Randbedingungen bei der Netzausbauplanung sind die thermische Belastbarkeit von Betriebsmitteln sowie einzuhaltende Spannungsgrenzwerte [5]. Erlaubte **Spannungsabweichungen** sind in der DIN EN 50160 [90] festgelegt. Demnach sind im ungestörten Betrieb in der MS und NS Spannungsabweichungen von der Nennspannung von bis zu 10 % erlaubt. Zudem definieren die Richtlinien [89] und [135] durch Erzeugungsanlagen in der MS und NS verursachte zulässige Spannungsbandabweichungen von 2 % bzw. 3 %.

Thermische Betriebsmittelbelastungen sind u.a. in den Normen DIN EN 60076 [136] und DIN VDE 0276–603 [137] definiert. Zusätzlich definieren Netzbetreiber maximale Betriebsmittelbelastungen, um ausreichende Reserven für den (n-1)-Fall bereitzuhalten. Die (n-1)-sichere Versorgung ist ein angewandter Planungsgrundsatz für Lasten in der MS, wird aber derzeit nicht für Lasten in der NS sowie Erzeugungsanlagen in der MS und NS angewendet [4].

Die hier verwendeten zulässigen Betriebsmittelbelastungen und Spannungsabweichungen sind in den Tabellen 6.3 und 6.2 aufgelistet. Dabei werden je nach Betriebsfall unterschiedliche Betriebsmittelbelastungen zugelassen, u.a. aufgrund des genannten, angewandten Planungsgrundsatzes des (n-1)-sicheren Anschlusses von Verbrauchern in der MS.

Netzebene	Zulässige Spannungsänderung
MS	-1,5% / +5,0%
MS-NS	-2,0% / +1,5%
NS	-6,5% / +3,5%

Tabelle 6.2: Verwendete Spannungsbandaufteilung nach [138].

Betriebsmittel	Starklastfall	Rückspeisefall
Kabel, MS	50%	100%
Kabel, NS	100%	100%
Transformator, HS-MS	50%	100%
Transformator, MS-NS	100%	100%

Tabelle 6.3: Verwendete zulässige Betriebsmittelbelastungen im ungestörten Betrieb nach [138].

Die Bestimmung von Netzausbaubedarf erfolgt durch die Überprüfung der Einhaltung der genannten technischen Randbedingungen mittels komplexer Lastflussanalyse. Dabei werden alle Knoten mit angeschlossenen Lasten oder Erzeugern als PQ-Knoten modelliert. Der Bilanzknoten (Englisch Slack) befindet sich auf der Hochspannungsseite des HS-MS-Transformators und wird als PV-Knoten mit einer festen Spannung von 1 p.u. modelliert.

Es ist anzumerken, dass bei den vorliegenden Untersuchungen vorausschauende Netzplanung angewendet wird. Dies bedeutet, dass Netzausbaubedarf statt wie in der Praxis sukzessive, direkt für ein Zieljahr bestimmt wird. Dadurch können Netzausbaumaßnahmen gebündelt und Mehrfachinvestitionen vermieden werden, was Netzausbaukosten potenziell reduziert [4].

6.1.2 Standard-Netzausbauvarianten

Bei konventionellem Netzausbau werden thermische Überlastungen und Spannungsbänderverletzungen in der MS und NS überlicherweise durch Netzverstärkung behoben [4]. In einigen Fällen kommen auch andere Maßnahmen wie bspw. eine Anpassung des Spannungssollwerts am UW zur Anwendung. Die hier angewendeten Netzverstärkungsmaßnahmen basieren hauptsächlich auf [138] und sind in Abbildung 6.2 dargestellt.

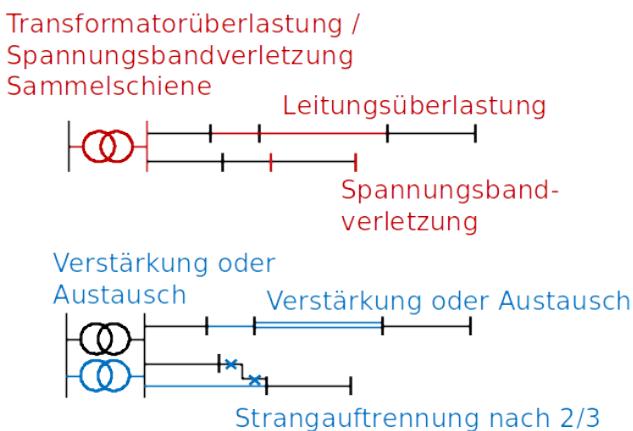


Abbildung 6.2: Angewendete Netzausbaumaßnahmen basierend auf [138].

Im ersten Schritt werden thermische Überlastungen an Transformatoren und Leitungen behoben. Dazu wird entweder ein paralleles Betriebsmittel desselben Typs installiert oder, falls dies die Überlastung nicht vollständig behebt, das bestehende Betriebsmittel durch die zur Behebung der thermischen Überlastung notwendige Anzahl an parallelen Standardbetriebsmitteln ersetzt. Die hier verwendeten Standardbetriebsmittel sind in Tabelle 6.4 gelistet.

Betriebsmitteltyp	Betriebsmittel
Kabel, MS	NA2XS2Y 3x1x185 RM/25
Kabel, NS	NAYY 4x1x150
Transformator, HS-MS	Bemessungsleistung 40 MVA
Transformator, MS-NS	Bemessungsleistung 630 kVA

Tabelle 6.4: Verwendete Standardbetriebsmittel für Netzverstärkungsmaßnahmen nach [4].

Anschließend werden Spannungsbandverletzungen iterativ behoben. Spannungsbandverletzungen in ONS werden durch Verstärkung der ONS durch einen zusätzlichen Standard-Transformator gelöst. Für den Standardnetzausbau im Falle von kritischen Knotenspannungen im Strang wird eine Strangauftrennung bei zwei Dritteln der Distanz zwischen der sekundärseitigen Sammelschiene des Transformators und dem am weitesten entfernten kritischen Knoten durchgeführt.

6.1.3 Berechnung der Netzausbaukosten

Netzausbaukosten werden auf Basis der getroffenen Netzverstärkungsmaßnahmen sowie der in Tabelle 3.6 gelisteten Kosten berechnet. Die Kosten für Transformatoren werden dabei lediglich nach der Umspannebene differenziert. Die Kosten für Kabel werden nach der Netzebene sowie der Bevölkerungsdichte des Gebietes, in dem sie installiert werden, unterschieden, um unterschiedliche Verlegekosten zu berücksichtigen [4].

6.2 Abregelung

Das Ziel der Abregelungsmethodik ist es, die Abregelungsvorgaben aus dem Übertragungsnetz so auf die fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) innerhalb eines MS-Netzes zu allokalieren, dass Netzausbaukosten maximal reduziert werden. Dafür wurde ein Ansatz basierend auf Tonkoski [139] entwickelt, der eine statikbasierte Wirkleistungsreduktion in NS-Strängen einsetzt, um die Netzaufnahmefähigkeit für PV-Anlagen zu erhöhen. Die in [139] verwendete Reglerkennlinie ist eine lineare Kennlinie, die die Wirkleistungsreduktion in Abhängigkeit der Netzknotenspannung regelt:

$$k_{n,r,t} = a \cdot (V_{n,t} - V_{threshold}) \quad (6.1)$$

Hierbei ist $k_{n,r,t}$ die abgeregelte Wirkleistung des Generators r am Netzverknüpfungspunkt n zum Zeitpunkt t . $V_{n,t}$ ist die Knotenspannung und $V_{threshold}$ die Spannung, ab der die FEE abgeregelt werden, jeweils in p.u. a bezeichnet den Anstieg der linearen Regelkennlinie in kW.

Der Ansatz von Tonkoski wurde dahingehend geändert, dass die Abregelung einer Anlage neben der Knotenspannung auch von dem wetterabhängigen Potenzial (siehe Kapitel 3.5.3) abhängig ist. Zudem wurde ein Abregelungsoffset \bar{k}_{offset} hinzugefügt. Dieser ist notwendig um sicherzustellen, dass Abregelungsvorgaben aus den darüberliegenden Netzebenen stets eingehalten werden können. So kann es bspw. vorkommen, dass alle Anlagen vollständig abgeregelt werden müssen, was ohne einen Offset nicht möglich wäre. Die resultierende, hier verwendete Regelcharakteristik ist damit durch Gleichung 6.2 gegeben und in Abbildung 6.3 dargestellt.

$$\frac{k_{n,r,t}}{\bar{g}_{n,r,t} \cdot G_{n,r}} = \bar{a} \cdot (V_{n,t} - V_{threshold,n,t}) + \bar{k}_{offset} \quad (6.2)$$

In Gleichung 6.2 bezeichnen $\bar{g}_{n,r,t}$ und $G_{n,r}$ das wetterabhängige, normierte Potenzial sowie die installierte Leistung der Erzeugungsanlage. \bar{k}_{offset} ist der Ordinatenachsenabschnitt der linearen Regelkennlinie und repräsentiert einen normierten Abregelungsoffset; \bar{a} ist der Anstieg der Kennlinie in p.u.. Der Spannungsgrenzwert $V_{threshold,n,t}$ ist so definiert, dass je größer die Überschreitung der zulässigen Spannungsänderung an einem Netzverknüpfungspunkt ist, desto größer ist die Abregelung der Anlagen an diesem Knoten. Da Spannungsänderungen hier in Bezug zur Spannung an der sekundärseitigen Sammelschiene des jeweiligen Transformators $V_{n_{station},t}$ definiert sind (siehe Kapitel 6.1.1), welche sowohl zeitabhängig als auch abhängig vom Netz, in dem der Generator angeschlossen ist, ist auch $V_{threshold,n,t}$ von diesen beiden Variablen abhängig und wird wie folgt bestimmt:

$$V_{threshold,n,t} = V_{n_{station},t} + \Delta V_{n_{allowed}} + \Delta V_{offset,t} \quad (6.3)$$

Dabei entspricht $\Delta V_{n_{allowed}}$ der zulässigen positiven Spannungsänderung (vgl. Tabelle 6.2). $\Delta V_{offset,t}$ ist die Überschreitung der zulässigen Spannungsänderung, ab der Generatoren abgeregelt werden. Per default ist $\Delta V_{offset,t}$ gleich Null, sodass alle Anlagen an Netzverknüpfungspunkten, an denen die zulässige Spannungsänderung überschritten wird, abgeregelt werden. Für den Fall, dass es nicht ausreichend ist, nur Anlagen oberhalb von $\Delta V_{offset,t}$ abzuregeln, müssen auch Anlagen unterhalb des erlaubten Grenzwertes abgeregelt werden. $\Delta V_{offset,t}$ wird dazu auf einen Wert herabgesetzt, mit dem die Erfüllung der Abregelungsvorgaben möglich ist.

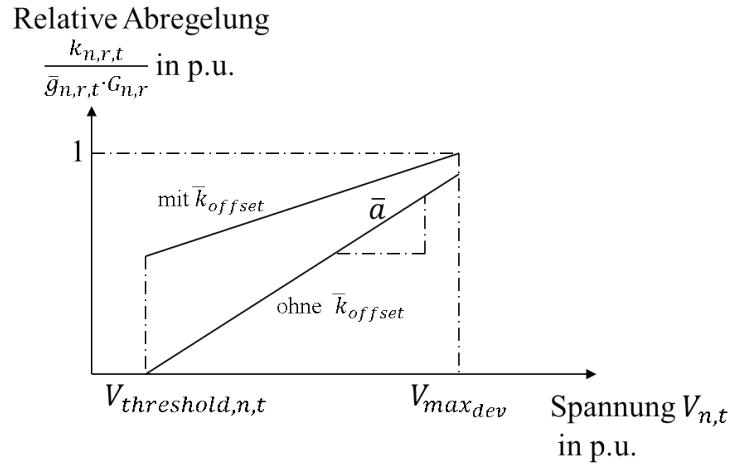


Abbildung 6.3: Verwendeter linearer Zusammenhang zwischen der relativen Abregelung (Quotient aus abzuregelnder Leistung einer Anlage und dem wetterabhängigen Potenzial der Anlage) sowie der Spannung am Netzverknüpfungspunkt einer Anlage zur Zuweisung der abzuregelnden Leistung.

Nachdem $\Delta V_{offset,t}$ für jeden Zeitschritt, für welchen Abregelungsvorgaben allokiert werden sollen, bestimmt worden ist, werden der Anstieg \bar{a} sowie der Ordinatenabschnitt \bar{k}_{offset} der linearen Kennlinie aus Gleichung 6.2 durch Lösen eines linearen Optimierungsproblems (Ausdruck 6.4), welches den \bar{k}_{offset} minimiert, bestimmt. Dabei unterliegt das Optimierungsproblem zwei Nebenbedingungen. Zum einen müssen die Abregelungsvorgaben aus den darüberliegenden Netzebenen K_t eingehalten werden (Gleichung 6.5). Zum anderen muss die abzuregelnde Leistung jeder Anlage kleiner oder gleich dem wetterabhängigen Potenzial der Anlage sein (Bedingung 6.6).

$$\min \left(\sum_t \bar{k}_{offset_t} \right) \quad (6.4)$$

$$s.t. \sum_{n,r} k_{n,r,t} = K_t \quad \forall n, r \in (\text{solar}, \text{wind}) \quad (6.5)$$

$$k_{n,r,t} \leq \bar{g}_{n,r,t} \cdot G_{n,r} \quad \forall n, r \in (\text{solar}, \text{wind}), t \quad (6.6)$$

Die Optimierung kann wie folgt veranschaulicht werden. Für den Fall, dass die Abregelungsvorgaben ohne einen Abregelungsoffset \bar{k}_{offset} eingehalten werden können, wird lediglich der Anstieg der Kennlinie, welcher begrenzt ist durch eine maximale relative Abregelung von 1 p.u. an dem Netzverknüpfungspunkt mit der größten Überschreitung des zulässigen Spannungsgrenzwertes ($V_{max_{dev}}$ in Abbildung 6.3),

variiert. Im Falle, dass ein \bar{k}_{offset} zur Einhaltung der Abregelungsvorgaben notwendig ist, beträgt die relative Abregelung bei $V_{max_{dev}}$ 1 p.u. und der \bar{k}_{offset} wird erhöht, bis die Vorgaben eingehalten werden können.

6.3 Speichereinsatz

Das Ziel des Speichereinsatzes ist es, die aus der Optimierung der darüberliegenden Netzebenen stammende optimierte installierte Leistung von Speichern unter Berücksichtigung des optimierten Betriebs (vgl. Kapitel 5.1.2) so in das Netz zu integrieren, dass Netzausbaukosten reduziert werden. Anders als bei der Abregelung, deren optimierte Vorgaben eingehalten werden müssen, stellt der Einsatz von Speichern eine **optionale Flexibilität** dar, welche eingesetzt werden kann, falls die Speicher zur Verringerung des Netzausbaus in dem betrachteten MS-Netz eingesetzt werden können. Andernfalls wird die optimierte Speichergröße statt in der MS in der HS, an der Primärseite des UW, integriert. Da die Speicher ein Ergebnis der Optimierung der HöS und HS sind und sich damit als kostengünstiger als konventioneller Netzausbau erwiesen haben, werden Speicher als kostenlose Flexibilitätsoption in der MS angesehen. Potenzielle Skaleneffekte aufgrund derer dezentrale Speicher höhere Kosten verursachen können als ein zentraler Speicher mit gleicher Leistung, werden hierbei vernachlässigt.

Da eine Optimierung von Speichergröße, -standort und -betrieb ein komplexes, nicht-lineares, nicht-konvexes, gemischt-ganzzahliges Problem darstellt, wird hier stattdessen eine Heuristik angewendet. Dabei wird davon ausgegangen, dass Netzausbaukosten durch eine Reduzierung der maximalen Belastung der MS-Stränge verringert werden kann. Mittels der entwickelten Heuristik werden Speichergröße und -standort in einem Mittelspannungsabgang f ermittelt, nicht aber die **Wirk- und Blindleistungsabgabe der Speicher**, $h_{f,t}$ und $h'_{f,t}$. Diese werden durch eine Skalierung der aus der Optimierung der HöS und HS stammenden Wirk- und Blindleistungsabgabe, $h_{g,t}$ und $h'_{g,t}$, mit der Speichergröße des jeweiligen Speichers H_f entsprechend der Gleichungen 6.7 und 6.8 skaliert.

$$h_{f,t} = h_{g,t} \cdot \frac{H_f}{H_g} \quad (6.7)$$

$$h'_{f,t} = h'_{g,t} \cdot \frac{H_f}{H_g} \quad (6.8)$$

Hierbei entspricht H_g der gesamt installierten Speicherleistung aus der Optimierung der HöS und HS, die in dem jeweiligen MS-Netzgebiet allokiert werden kann.

Da die Gesamtspeicherleistung limitiert ist und möglicherweise nicht für eine Reduzierung der maximalen Leitungsbelastung in jedem MS-Abgang eingesetzt werden kann, werden die Abgänge entsprechend der Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen (siehe Kapitel 6.1), die ohne Speicherintegration bestünden, gerankt. Für jeden MS-Abgang werden daraufhin die folgenden vier Schritte, beginnend mit dem Abgang, in welchem die höchsten Kosten ermittelt wurden, durchgeführt.

Im ersten Schritt wird eine nicht-lineare Lastflussanalyse durchgeführt, mittels derer bestehende Leitungsüberlastungen sowie Spannungsbandverletzungen ermittelt werden. Falls Leitungsüberlastungen und/oder Spannungsbandverletzungen in dem betrachteten Mittelspannungsabgang auftreten, wird im zweiten Schritt mittels des Ausdrucks 6.9 die **Speicherkapazität** bestimmt, durch welche die maximale Leitungsbelastung in dem MS-Abgang minimiert werden kann.

$$\min_{H_f} \left(\max \left(\frac{\sqrt{(P_{f,t} + h_{f,t})^2 + (Q_{f,t} + h'_{f,t})^2}}{l_{f,t}} \forall t \right) \right) \quad (6.9)$$

Hierbei ist $l_{f,t}$ die in dem jeweiligen Zeitschritt anzusetzende zulässige Betriebsmittelbelastung (siehe Tabelle 6.3). $P_{f,t}$ ist die Wirkleistung in dem jeweiligen MS-Abgang am UW, die aus der elektrischen Last $d_{n,t}$, der Einspeisung $g_{n,r,t}$ sowie den Netzverlusten $l_{f,t}$ in dem jeweiligen MS-Abgang berechnet werden kann (siehe Gleichung 6.10). Analog zu $P_{f,t}$ wird $Q_{f,t}$ über die Blindleistung von Lasten und Erzeugern, $d'_{n,t}$ bzw. $g'_{n,r,t}$, sowie den Blindleistungsverlusten $l'_{f,t}$ berechnet (siehe Gleichung 6.11).

$$P_{f,t} = d_{n,t} - g_{n,r,t} - l_{f,t} \quad \forall n \in f \quad (6.10)$$

$$Q_{f,t} = d'_{n,t} - g'_{n,r,t} - l'_{f,t} \quad \forall n \in f \quad (6.11)$$

Die Speichergröße, die Gleichung 6.9 minimiert, wird ermittelt, indem die Leistung in Schritten von 0,2 MW zwischen 0,3 MW und 4,5 MW variiert wird, wobei 0,3 MW und 4,5 MW die hier verwendete minimale und maximale Leistung darstellen, mit der Anlagen an das MS-Netz angeschlossen werden. Abbildung 6.4 visualisiert dieses Vorgehen für einen beliebigen Mittelspannungsabgang und Speichergrößen von 500 kW und 1.100 kW. Dargestellt ist die Scheinleistung für den MS-Abgang am UW ohne (durchgezogene Linie) sowie mit Speicher (gestrichelte und gepunktete Linie) über einen Zeitraum von zwei Tagen, sowie die korrespondierende maximale Scheinleistung für jeden der drei Fälle (horizontale Linien). Daraus geht hervor, dass im Falle eines 500 kW-Speichers die Scheinleistung von rund 1.400 kW auf 1.200 kW

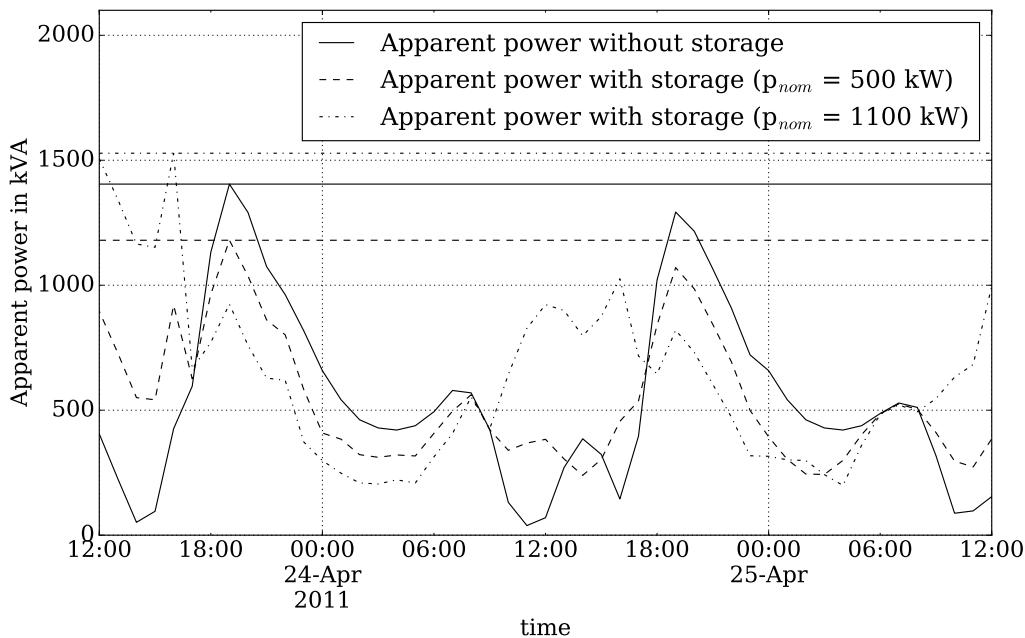


Abbildung 6.4: Veranschaulichung der Ermittlung der Speichergröße, welche die maximale Leitungsbelastung des betrachteten MS-Abgangs minimiert.

reduziert werden kann, während die Integration eines Speichers mit 1.100 kW die maximale Strangbelastung auf rund 1.600 kW erhöht.

Falls die maximale Leitungsbelastung durch einen Speicher reduziert werden kann, wird im dritten Schritt der **Speicherstandort** ermittelt. Im Falle von Leitungsüberlastungen wird der Speicher an dem vom UW am weitesten entfernten Netzverknüpfungspunkt positioniert, an dem Leitungsüberlastung auftritt. Da die Leitungsbelastung im Allgemeinen zum UW hin zunimmt, führt die Speicherintegration in der Regel dazu, dass die maximale Leitungsbelastung zwischen dem Punkt, an welchem der Speicher angeschlossen wird, und dem UW reduziert wird. Falls keine Leitungsüberlastungen in dem betrachteten Abgang auftreten, muss ein anderer Ansatz zur Speicherpositionierung gewählt werden. In dem Fall wird der Speicher bei zwei Dritteln der Leitungslänge vom UW bis zu dem Punkt mit der maximalen Spannungsabweichung positioniert, analog zur Wahl der Auf trennstelle bei der Behebung von Spannungsbandverletzungen (siehe Kapitel 6.1).

Im letzten Schritt wird überprüft ob die Speicherintegration in dem jeweiligen Strang zu einer Reduzierung der Spannungsbandverletzungen und/oder der Anzahl neu zu installierender Leitungen geführt hat. Trifft dies nicht zu, wird der Speicher nicht integriert.

Es ist anzumerken, dass der hier angewendete Ansatz zum Speicherausbau keine Speicherintegration in der NS berücksichtigt. Dies hat zur Folge, dass hauptsächlich Kosten in der MS reduziert werden können, da zum einen eine Entlastung der Leitungen in der NS nicht direkt möglich ist. Zum anderen wird in der vorliegenden Arbeit keine integrierte Betrachtung der Spannungsebenen, sondern eine feste Spannungsbandaufteilung vorgenommen. Eine Verringerung der Spannungsabweichung in der MS wird damit nicht für eine Erhöhung der erlaubten Spannungsabweichung in der NS genutzt. Indessen wird die Spannungsabweichung in der NS nur wenig von der Verringerung der Spannungsabweichung in der MS beeinflusst, weshalb Netzausbaubedarf aufgrund von Spannungsbandverletzungen in der NS wenig bis gar nicht reduziert werden kann. Da aus vorhergehenden Studien hervorgeht, dass Netzausbaukosten in der MS Kosten in der NS um das zwei- bis fünffache übersteigen [4, 5, 138] und zudem eine Speicherintegration in der NS die Rechenzeit um ein Vielfaches erhöhen würde, wird die getroffene Vereinfachung der ausschließlichen Speicherintegration in der MS als annehmbar angesehen.

6.4 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden Fallbeispiele zur Demonstration der in *eDisGo* implementierten Methoden zum Netzausbau, zur Abregelung sowie zum Speichereinsatz jeweils anhand eines exemplarischen MS-Netzes präsentiert. Im Falle des Netzausbaus sowie der Abregelung werden zudem Ergebnisse für Gesamtdeutschland dargestellt und zu Validierungszwecken mit Ergebnissen relevanter Studien verglichen. Es ist anzumerken, dass es sich bei den hier dargestellten Untersuchungen um reine Analysen der MS-NS-Netze, ohne Berücksichtigung von Vorgaben der darüberliegenden Netzebenen, handelt. Ergebnisse der netzebenenübergreifenden Untersuchungen werden in Kapitel 7.4.2 präsentiert.

6.4.1 Netzausbau

Im Rahmen des Fallbeispiels zum Netzausbau werden die Netzausbaukosten, welche sich nach konventionellen Netzplanungsgrundsätzen ergeben, präsentiert. Diese werden auf Basis der bei konventioneller Netzplanung herangezogenen Betriebsfälle Starklast- und Rückspeisefall sowie ohne den Einsatz von Flexibilitäten bestimmt. Die so ermittelten Kosten werden in weiteren Untersuchungen als Referenz-Kosten herangezogen und stellen eine obere Grenze für die Netzausbaukosten dar.

6.4.1.1 Ergebnisse für ein exemplarisches Mittelspannungsnetz

Dieses Kapitel veranschaulicht die Bestimmung der Netzausbaukosten für das *NEP 2035*-Szenario anhand eines exemplarischen MS-Netzes. Da lediglich die Betriebsmittel in der MS georeferenziert sind und eine Darstellung aller darunterliegenden NS-Netze die Netztopologie-Abbildungen zu unübersichtlich werden ließe, werden die Ergebnisse jeweils nur anhand des MS-Netzes grafisch dargestellt.

Abbildung 6.5 zeigt den veränderten Kraftwerkspark für das *NEP 2035*-Szenario gegenüber dem *Status Quo*. Die FEE sind dabei in grün dargestellt. Für das hier betrachtete MS-Netzgebiet inklusive der darunterliegenden NS-Netze ergibt sich ein Kapazitätszuwachs von 47,2 MW. Dieser Zuwachs führt teilweise zu kritischen Leistungsbelastungen und Spannungsabweichungen, wie aus Abbildung 6.6a hervorgeht. Durch die Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen ergibt sich ein Netzausbaubedarf, welchem mit den in Kapitel 6.1.2 beschriebenen Maßnahmen begegnet wird.

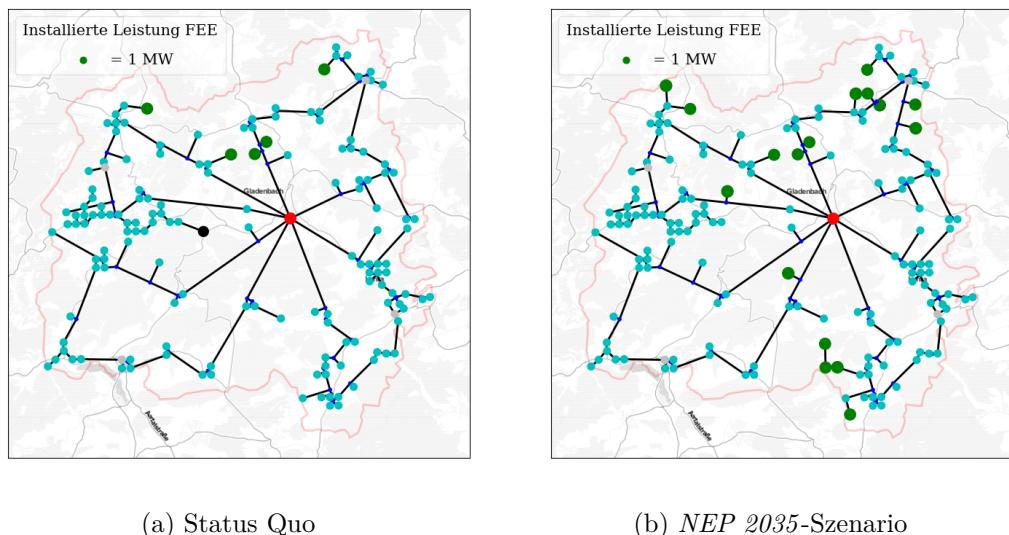


Abbildung 6.5: MS-Netztopologie des exemplarischen Mittelspannungsnetzes für die Szenarien *Status Quo*-Szenario (links) und *NEP 2035*-Szenario (rechts). Die Farben der Knoten haben dabei folgende Bedeutung: rot - UW, hellblau - ONS, grün - FEE, grau - Trennstelle.

Durch die Anwendung der Netzverstärkungsmaßnahmen kann das Netz in einen unkritischen Zustand überführt werden, wie Abbildung 6.6b zeigt. Der Abbildung kann ebenfalls die Leitungskapazität nach Netzausbau entnommen, welche durch die Breite der dargestellten Leitungen dargestellt ist. Demnach besteht wie zu erwarten war insbesondere ein Ausbaubedarf von Leitungen nahe dem UW, da diese überli-

6.4 Ergebnisse

cherweise aufgrund der sich zum UW hin kumulierenden Erzeugung stärker belastet sind.

Die Kosten für die getroffenen Netzverstärkungsmaßnahmen belaufen sich in dem betrachteten Netzgebiet auf 1,9 Mio. EUR in der NS sowie 10,6 Mio. EUR in der MS. Die Verteilung der Kosten auf die einzelnen Betriebsmittel in der MS sowie die MS-NS-Umspannebene ist in Abbildung 6.7 dargestellt.

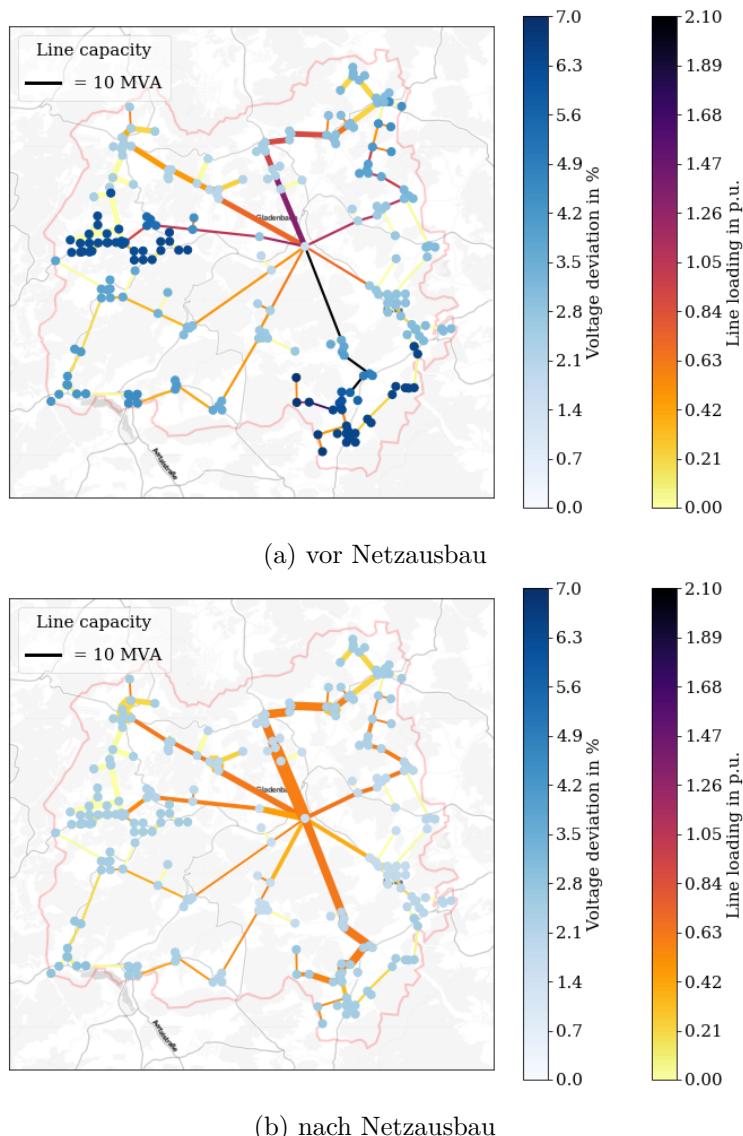


Abbildung 6.6: Maximale Leitungsbelastungen und Spannungsabweichungen in den Betriebsfällen Starklastfall und Einspeisefall vor (oben) und nach (unten) Netzverstärkung. Die Leitungsdicke entspricht der Leistungskapazität in MVA.

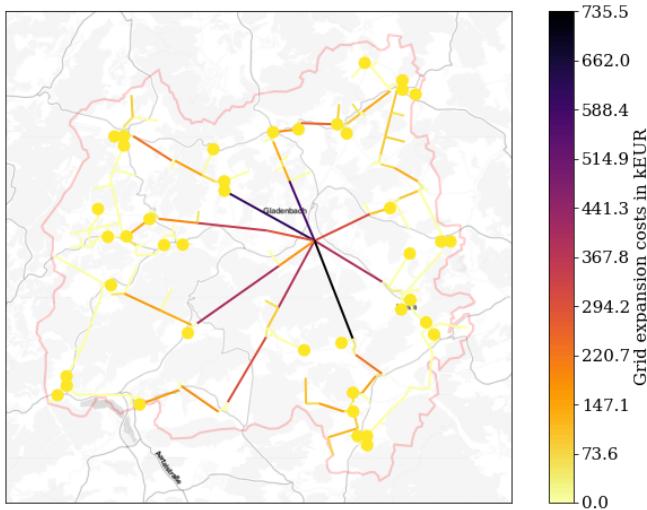


Abbildung 6.7: Netzausbaukosten für Betriebsmittel in der Mittelspannung sowie die MS-NS-Umspanngebene.

6.4.1.2 Ergebnisse für Gesamtdeutschland

Zur Ermittlung des gesamtdeutschen, konventionellen Netzausbaubedarfs für das *NEP 2035*-Szenario wird hier das in dem vorangegangenen Kapitel veranschaulichte Vorgehen zur Bestimmung der konventionellen Netzausbaukosten auf alle MS-Netzgebiete angewendet.

Es ergeben sich Kosten von 2,39 Mrd. EUR in der NS (wovon ca. 30 % auf die MS-NS-Umspanngebene entfallen) sowie 12,53 Mrd. EUR in der MS. Dabei ist anzumerken, dass von den 3.591 MS-Netzgebieten 116 Netze aufgrund von auftretenden Fehlern nicht gerechnet werden konnten. Für diese 116 Netze wurden die sich für alle gerechneten Netze ergebenden mittleren Netzausbaukosten angesetzt und auf die Gesamtkosten der gerechneten Netze addiert. Zudem wurde für weitere 198 Netze keine Netztopologie erstellt, was vor allem auf die Vernachlässigung der (urbanen) Gebiete mit sehr hohen Lastdichten zurückzuführen ist (vgl. Kapitel 4.2.3). Für diese 198 nicht erstellten MS-Netze wurde angenommen, dass keine Netzausbaukosten entstehen (vgl. Kapitel 4.2.1.2).

Zur Einordnung der errechneten Netzausbaukosten für Gesamtdeutschland werden diese mit den in der dena-Verteilnetzstudie [4] sowie der BMWi-Verteilernetzstudie [5] ermittelten Kosten gegenübergestellt. Der Vergleich kann dabei lediglich eine grobe Einordnung darstellen, da sich die Szenarien teilweise deutlich voneinander unterscheiden, wie Tabelle 6.5 zeigt. Neben Szenarien aus der dena-Verteilnetzstudie sowie der BMWi-Verteilernetzstudie wurde das *eGo 100*-Szenario mit in den Vergleich aufgenommen.

6.4 Ergebnisse

Szenario	Basisjahr	Zieljahr	ΔWind in GW	ΔPV in GW	Quelle
eGo (NEP 2035)	2015	2035	47,5	21,4	[3]
dena (NEP B 2012)	2010	2030	34,3	44,9	[4]
BMWi (NEP)	2012	2032	35,0	35,0	[5]
eGo (eGo 100)	2015	2050	57,1	59,3	[11]

Tabelle 6.5: Rahmenparameter der verglichenen Szenarien.

Abbildung 6.8 zeigt den Kostenvergleich der in Tabelle 6.5 gelisteten Szenarien. Demnach liegen die auf Basis der in diesem Projekt erstellten offenen Daten und Tools berechneten Gesamtnetzausbaukosten für das *NEP 2035*-Szenario mit rund 14,9 Mrd. EUR zwischen den Kosten für das *NEP*-Szenario der BMWi-Verteilernetzstudie von rund 17,3 Mrd. EUR sowie den Kosten für das *NEP B 2012*-Szenario der dena-Verteilnetzstudie von rund 11,4 Mrd. EUR. Hervorzuheben ist, dass der Anteil von NS- zu MS-Kosten in den vorliegenden Untersuchungen deutlich geringer ist, als in den zum Vergleich herangezogenen Studien. Ein Grund hierfür könnte der im Vergleich zu den anderen Studien geringe Zubau von PV sein, welcher hauptsächlich in der NS stattfindet.

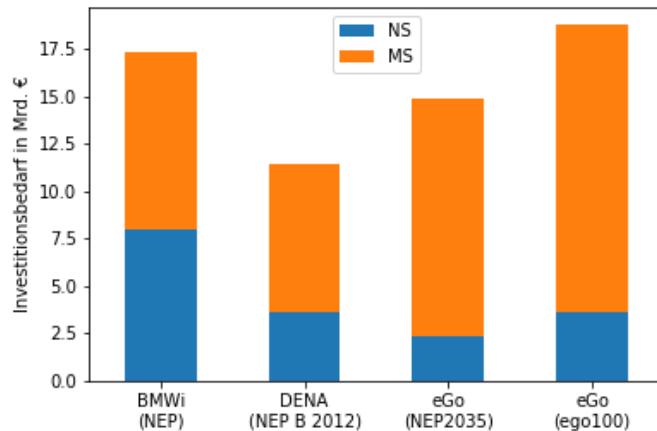


Abbildung 6.8: Vergleich von gesamtdeutschen Netzausbaukosten.

6.4.2 Abregelung

Als Fallbeispiel für die Abregelung wird eine Variantenrechnung zur Leistungssteuerung von PV- und WKA aus der dena-Verteilnetzstudie [4] herangezogen, welche in der dena-Studie zur Abschätzung des Kostensenkungspotenzials der Netzausbaukosten durch eine gezielte Abregelung der Anlagen verwendet worden ist. Nach dem

EEG⁶⁴ ist eine Reduzierung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen größer 30 kW auf 70 % der installierten Leistung bereits vorgesehen, was nach [140] in einer jährlichen Reduktion der Energiemenge von 2 % resultiert. In der dena-Verteilnetzstudie wird neben dieser bereits vorgesehenen Abregelung von PV-Anlagen zudem eine Abregelung von WKA angenommen. Zur Bestimmung des Abregelungswertes wird auch für WKA ein jährlicher Energieverlust von 2 % zugelassen, was in einer Leistungsbegrenzung auf 80 % resultiert.

Anhand dieser Vorgaben einer Leistungsbegrenzung von 70 % für PV-Anlagen sowie 80 % für WKA soll im Folgenden ein Vergleich der fixen Leistungsbegrenzung auf diese Werte mit dem in diesem Projekt entwickelten Ansatz zur spannungsbasierten Abregelung vorgenommen werden. Im Falle der spannungsbasierten Abregelung wird dazu die bei einer Leistungsbegrenzung auf die genannten Werte abgeregelte Energie entsprechend der Spannungsbandverletzung am Netzverknüpfungspunkt (vgl. Kapitel 6.2) allokiert.

Analog zum vorangegangenen Kapitel werden auch hier die Ergebnisse zunächst anhand eines exemplarischen Netzes dargestellt. Im nächsten Schritt folgt dann eine Auswertung des Kostensenkungspotenzials durch Leistungssteuerung mit den beiden genannten Ansätzen auf Gesamtdeutschland und zur Einordnung der Ergebnisse ein Vergleich mit der dena-Verteilnetzstudie.

6.4.2.1 Ergebnisse für ein exemplarisches Mittelspannungsnetz

In diesem Kapitel wird das Potenzial von Abregelung FEE zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs anhand eines MS-Netzes dargestellt. Der Netzausbaubedarf wird analog zu Kapitel 6.4.1.1 bestimmt, mit dem Unterschied, dass für den Rückspeisefall statt die in Tabelle 6.1 gelisteten Skalierungsfaktoren, die Skalierungsfaktoren für PV- und WKA entsprechend der Abregelungsmethodik angepasst werden.

Im Fall einer fixen Leistungsbegrenzung wurden die Skalierungsfaktoren für PV- und WKA auf die bereits genannten 80 % bzw. 70 % gesetzt. In dem betrachteten Netz entspricht dies einer abzuregelnden Leistung von rund 3 MW für PV-Anlagen sowie von rund 10 MW für WKA. Im Falle der spannungsbasierten Abregelung wurden keine festen Skalierungsfaktoren gewählt, sondern die gegenüber dem Auslegungsfall ohne Abregelung abgeregelte Leistung von 3 MW für PV-Anlagen sowie 10 MW für WKA wurde entsprechend der in Kapitel 6.2 beschriebenen Methodik auf die PV- und WKA im Netz allokiert.

⁶⁴§9 Abs. 2 Nr. 2b EEG 2017

6.4 Ergebnisse

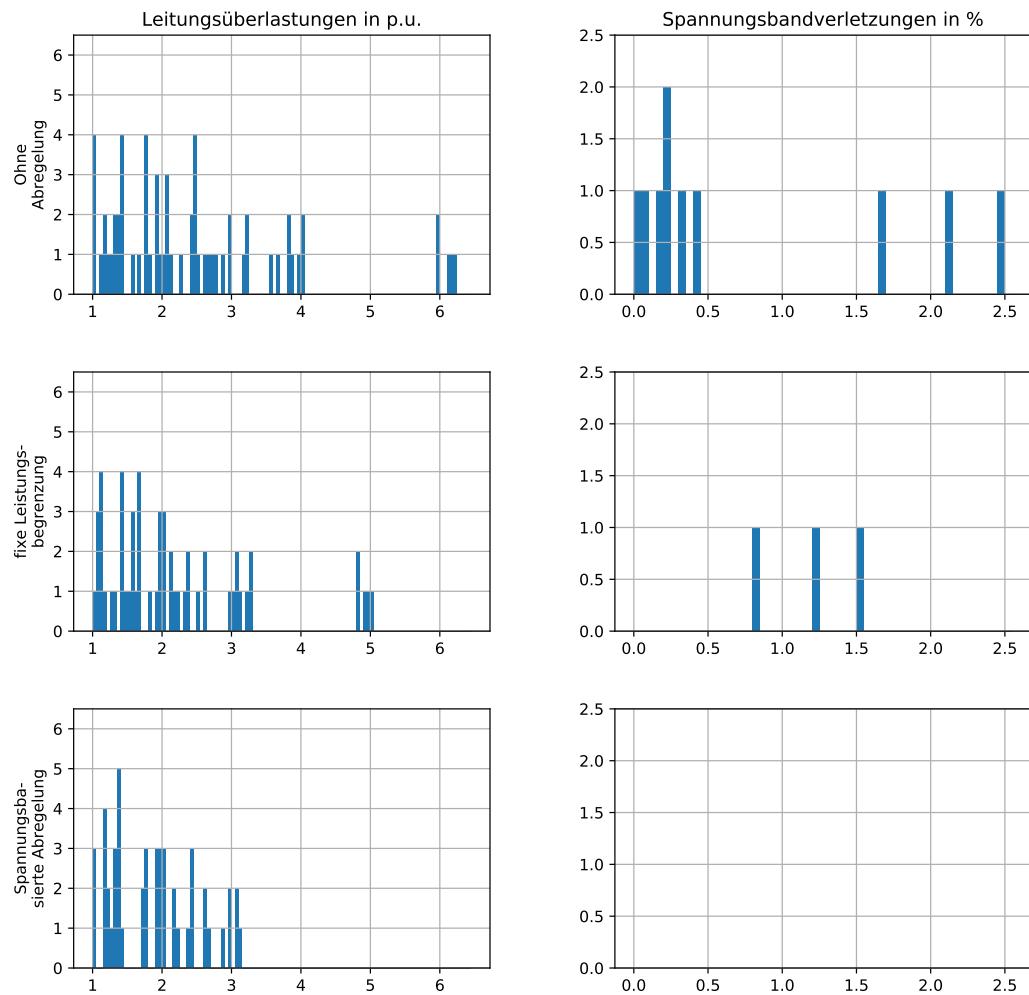


Abbildung 6.9: Absolute Häufigkeitsdichten der Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen ohne Abregelung (oben), mit einer fixen Leistungsbegrenzung (Mitte) sowie mit spannungsbasierter Abregelung (unten).

Abbildung 6.9 zeigt Histogramme der Leitungsüberlastungen sowie Spannungsbandverletzungen für die drei untersuchten Fälle vor Netzverstärkung. Daraus geht hervor, dass bei gleicher abgeregelter Gesamtleistung mittels der spannungsbasierten Abregelung aufgrund der stärkeren Entlastung besonders belasteter Stränge kritische Leitungsbelastungen und Spannungen stärker reduziert werden können als mit einer fixen Leistungsbegrenzung. Die Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen können mit der spannungsbasierten Abregelung gegenüber dem Szenario ohne Abregelung um 16,6 % gesenkt werden, während die Kostensenkung mit einer fixen Abregelung für das betrachtete Netz nur 7,8 % beträgt.

6.4.2.2 Ergebnisse für Gesamtdeutschland

In diesem Kapitel wird das Kostensenkungspotenzial einer fixen Leistungsbegrenzung von PV- und WKA auf 80 % bzw. 70 %, sowie einer spannungsbasierten Abregelung, bei welcher die gleiche Gesamtleistung wie im Falle der fixen Leistungsbegrenzung abgeregelt wird, für Gesamtdeutschland bestimmt. Hierzu wird das in dem vorangegangenen Kapitel 6.4.2.1 exemplarisch für ein MS-Netz dargestellte Vorgehen auf alle MS-Netzgebiete in Deutschland angewendet.

Die resultierenden Gesamtkosten sind in Abbildung 6.10 dargestellt. Demnach ergeben sich bei einer fixen Leistungsbegrenzung Kosten von rund 1,94 Mrd. EUR in der NS sowie 11,16 Mrd. EUR in der MS, was gegenüber dem Szenario ohne Abregelung einer Kostenreduktion um 19 % bzw. 11 % entspricht. Die dena-Verteilnetzstudie kommt bei ihren Auswertungen für das *NEP B 2012*-Szenario für das Zieljahr 2030 auf Kostenreduktionen von 13 % in der NS sowie 19 % in der MS, was in der Größenordnung der in dieser Untersuchung ermittelten Werten liegt. Im Falle der spannungsbasierten Abregelung betragen die Netzausbaukosten rund 1,83 Mrd. EUR in der NS sowie 10,94 Mrd. EUR in der MS. Gegenüber dem Szenario mit einer fixen Abregelung können die Gesamtkosten damit um weitere 14 % reduziert werden.

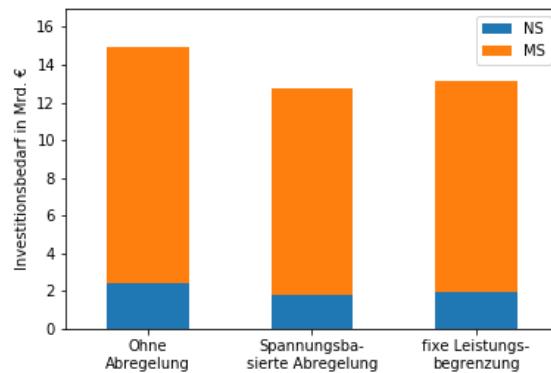


Abbildung 6.10: Gesamtdeutsche Netzausbaukosten.

6.4.3 Speicherausbau

In diesem Kapitel werden beispielhafte Ergebnisse der Speicherintegration zur Netzentlastung anhand des bereits in den vorangegangenen Untersuchungen verwendeten exemplarischen MS-Netzes dargestellt. Im Gegensatz zu den vorangegangenen Analysen zum konventionellen Netzausbau sowie zur Abregelung wird zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs statt unter Betrachtung der beiden Betriebsfälle Starklast- und Rückspeisefall zeitaufgelöst gerechnet. Es werden dazu die nach den Kapiteln

3.5.1 und 3.5.3 erstellten Last- und Erzeugungszeitreihen verwendet und daraus ein beliebiger Tag ausgewählt. Als Zukunftsszenario wird das *eGo 100*-Szenario herangezogen.

Die in Kapitel 6.3 beschriebene Heuristik zur Speicherintegration ist auf exogene Vorgaben bezüglich der gesamten zur Verfügung stehenden Speicherleistung sowie der Speicherbe- und -entladung angewiesen, welche beispielsweise aus der Optimierung der HöS und HS stammen. Hier werden zur Veranschaulichung der Speicherintegrationsmethodik fiktive Vorgaben gemacht. Demnach steht eine Gesamtspeicherleistung von 4 MW zur Verfügung, was einer Erzeugungsleistung von rund 90 MW gegenübersteht. Die Speicherbe- und -entladung kann Abbildung 6.11 entnommen werden.

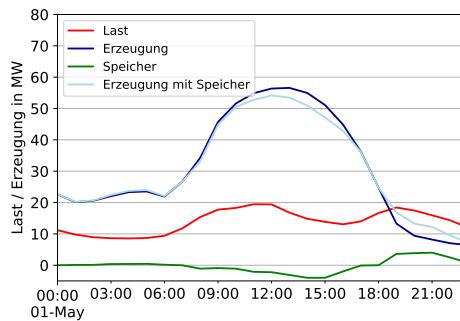


Abbildung 6.11: Kumulierte Last und Erzeugung in dem betrachteten Mittelspannungsnetzgebiet.

Die mittels der Methodik zur Speicherintegration bestimmten Standorte und Speichergrößen sind in Abbildung 6.12 dargestellt. Demnach werden zwei Speicher mit Leistungen von 2,3 MW (rechts in Abbildung 6.12) sowie 1,7 MW (links in Abbildung 6.12) in das Netz integriert. Die Bestimmung der Speichergröße ist, wie in Kapitel 6.3 beschrieben, ein iterativer Prozess, bei dem die Speichergröße, welche die maximale Leistungsbelastung in einem MS-Abgang minimiert, durch Variation der Speichergröße ermittelt wird. Dies ist in Abbildung 6.13 exemplarisch für verschiedene Speichergrößen für die beiden MS-Abgänge, in denen hier Speicher installiert wurden, dargestellt. Aus der Abbildung geht hervor, dass im Falle des MS-Abgangs, in welchem der 2,3 MW Speicher installiert wurde, die Erzeugungsspitze zur Mittagszeit durch zunehmende Speichergröße zwar reduziert werden kann, die Speicherbeladung am Abend aber mit steigender Speichergröße zu immer höheren Strangbelastungen führt und die größte Reduktion der Strangbelastung durch einen 2,3 MW Speicher erreicht werden kann. Im Falle des MS-Abgangs, in welchem der 1,7 MW Speicher installiert worden ist, kann mit zunehmender Speichergröße eine Reduktion der Belastung sowohl zur Mittags- als auch zur Abendzeit erreicht werden. Da in dem MS-Abgang, in welchem der 2,3 MW Speicher installiert worden ist, höherer Netzausbaubedarf besteht, wird die Speicherintegration zunächst in diesem

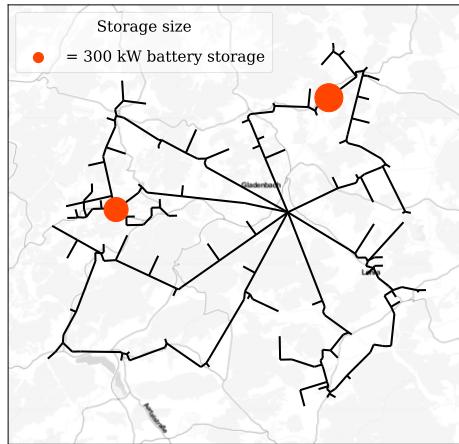
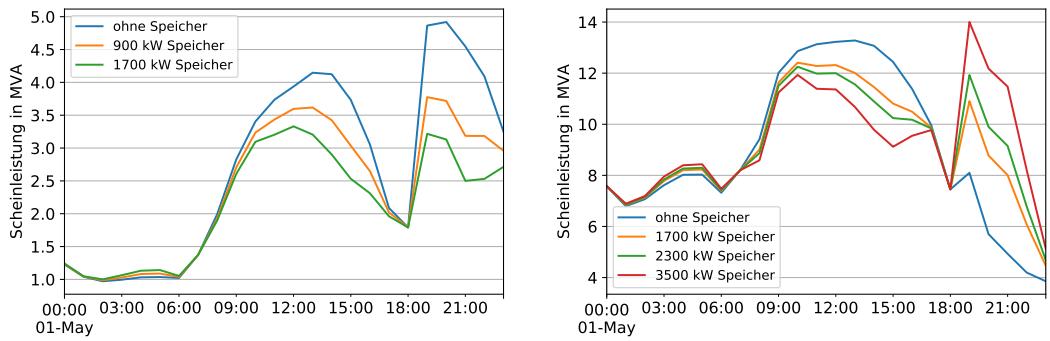


Abbildung 6.12: Ermittelte Speicherstandorte und -größen.



(a) Leistungsbelastung für MS-Abgang, in welchem der 1,7MW Speicher integriert wurde

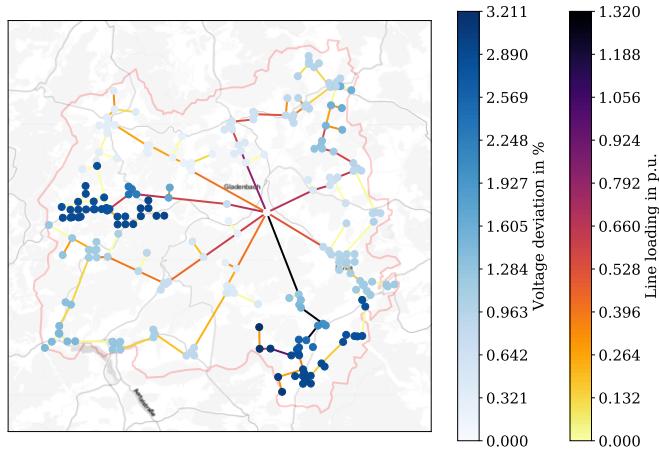
(b) Leistungsbelastung für MS-Abgang, in welchem der 2,3 MW Speicher integriert wurde

Abbildung 6.13: Leistungsbelastung am UW der beiden MS-Abgänge, in denen Speicher integriert wurden, für verschiedene Speichergrößen.

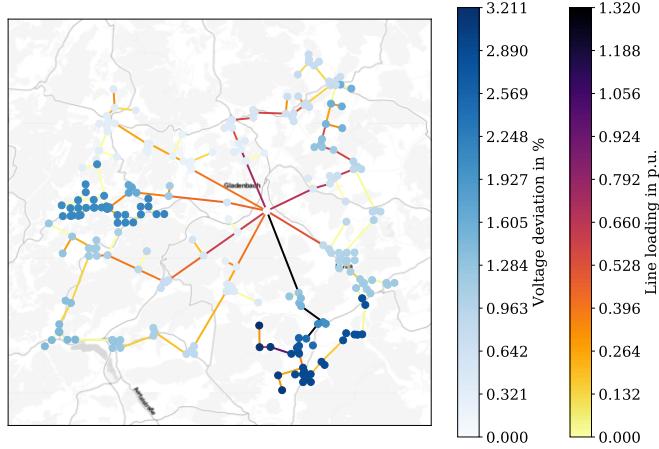
MS-Abgang durchgeführt, sodass nach Integration des 2,3 MW Speichers von der zur Verfügung stehenden Gesamtspeicherleistung von 4 MW lediglich 1,7 MW zur Verfügung stehen.

Die nach Speicherintegration bestehenden maximalen Leistungsbelastungen und Spannungsabweichungen sind in Abbildung 6.14b dargestellt. Der Vergleich mit Abbildung 6.14a, welche die Leistungsbelastungen und Spannungsabweichungen vor Speicherintegration darstellt, zeigt, dass der kleinere der beiden Speicher zu einer deutlichen Reduktion von Leistungsbelastungen und Spannungsabweichungen beiträgt, während der größere Speicher die maximalen Leistungsbelastungen und Spannungsabweichungen nur wenig reduziert. Grund hierfür ist, dass der 2,3 MW Speicher die maximale Strangbelastung nur um ca. 8 % reduzieren kann, während der 1,7 MW

Speicher die maximale Leitungsbelastung in dem MS-Abgang, in dem er integriert ist, um 32 % reduziert, wie Abbildung 6.13 entnommen werden kann. Insgesamt kann durch die Speicherintegration eine Kostenreduktion für notwendige Netzausbaumaßnahmen um 15 % erzielt werden. Dabei werden Netzausbaukosten in der MS mit 17% stärker reduziert als in der NS mit 5,5%, wie bereits in Kapitel 6.3 diskutiert.



(a) vor Speicherintegration



(b) nach Speicherintegration

Abbildung 6.14: Maximale Leitungsbelastungen und Spannungsabweichungen in dem betrachteten Zeitraum vor (oben) sowie nach (unten) Speicherintegration.

6.5 Diskussion der Methodiken und Ergebnisse

In diesem Kapitel wird eine Bewertung des verwendeten Netzdatenmodells sowie des Vorgehens zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs hinsichtlich der damit für Gesamtdeutschland ermittelten Netzausbaukosten vorgenommen. Zudem werden die Ansätze zur Bestimmung des Potenzials einer Reduktion von Netzausbaubedarf durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen bewertet.

Bei den Berechnungen **zugrundeliegenden MS-Netzdaten** handelt es sich um auf Basis von offenen Daten erstellte synthetische Netze, bei den NS-Netzdaten um Referenznetze. Durch die Einbeziehung hochaufgelöster Daten zu Lasten und Erzeugern bei der Erstellung der MS- und NS-Netztopologien, können lokale Gegebenheiten der einzelnen Netzgebiete in Deutschland berücksichtigt werden. Die Qualität der Netzdaten wurde bereits in Kapitel 4.2.3.1 diskutiert, die Qualität der Erstellung der Netze zugrundeliegenden Daten in Kapitel 3.6. Im Folgenden werden einzelne Aspekte der Netzdaten mit besonderer Relevanz für die Bestimmung des Netzausbaubedarfs diskutiert.

Eine relevante Kenngröße der Netzdaten für die Bestimmung von Netzausbaukosten stellt die Gesamtleitungslänge von Leitungen und Kabeln dar. Dies ergibt sich aus dem großen Anteil der Kosten für Kabelverstärkung und -austausch an den gesamten Netzausbaukosten (siehe Kapitel 6.4.1.2), welche proportional zur Länge der zu verstärkenden bzw. auszubauenden Trassen sind. Wie in Kapitel 4.2.3.1 dargestellt, besteht eine gute Übereinstimmung der Gesamtleitungslänge von Leitungen und Kabeln in der MS-Ebene für Gesamtdeutschland. Eine Analyse von 33 realen MS-Netzgebieten zeigt, dass die Gesamtleitungslänge in Netzgebieten mit hoher Gesamtleitungslänge überschätzt sowie in Netzgebieten mit geringer Gesamtleitungslänge unterschätzt wird. Netzausbaukosten für Netzgebiete mit hoher Gesamtleitungslänge werden damit vermutlich überschätzt, sowie in Gebieten mit geringer Gesamtleitungslänge unterschätzt.

Neben der Leitungslänge stellen auch die Größe und Verteilung von Lasten und Generatoren im Netz wichtige Parameter der Netztopologiedaten dar. Die Größe und Verteilung von im Status Quo bestehenden Lasten und Generatoren wurde auf Basis von Daten zu Nutzungsflächen, statistischen Erhebungen, Kraftwerksdaten etc. ermittelt und wird somit als realistisch eingestuft. Die Verteilung von Erzeugungsanlagen in den Zukunftsszenarien *NEP 2035* und *eGo 100* wird ebenfalls auf Basis von Nutzungsflächen möglichst realistisch modelliert. Sich verändernde Lasten bspw. durch Sektorkopplung werden in den hier durchgeführten Untersuchungen vernachlässigt.

Die Netze stellen im Status Quo technisch stabile Netze mit den in der Praxis üblichen Reserven dar. Die Qualität der Netzdaten bezüglich der elektrischen Betriebsmittel hat damit aufgrund der hier vorgenommenen monetären Bewertung der Netzausbaumaßnahmen nur einen geringen Einfluss auf die Kosten, da die angesetzten Leitungskosten lediglich nach Spannungsebene sowie ihrer überirdischen oder unterirdischen Lage unterschieden werden. Auch die Kenngröße des Anteils an Erdkabeln der Netzdaten hat nur einen geringen Einfluss auf die errechneten Gesamtnetzausbaukosten, da Freileitungen bei Austausch stets durch Erdkabel ersetzt werden und somit außer im Falle von Freileitungsverstärkung stets Kosten für Erdarbeiten angesetzt werden.

Die hier **angewendete Netzausbauplanung** stellt eine vereinfachte, standardisierte Ausbauplanung dar, welche basierend auf [138] und [4] konventionelle, technisch sinnvolle Planungsprozesse der Verteilnetzbetreiber (VNB) wiederspiegelt und somit als realistisch angesehen wird. Aspekte wie dynamische Stabilität oder die Adoption von Schutzkonzepten, welche zusätzliche Kosten verursachen können, werden vernachlässigt.

Weiterhin wird in der hier angewendeten Netzausbauplanung die Optimierung der Betriebspunkte der HS-MS-Transformatoren, welche ein kostengünstiges Mittel zur Verbesserung des Netzzustandes und damit zur Verringerung von Netzausbaubedarf darstellt, nicht berücksichtigt. Auch die Möglichkeit einer dynamischen Aufteilung des Spannungsbandes nach EN 50160 [90] mittels welcher Netzausbaubedarf ohne zusätzliche Investitionen reduziert werden kann, wird hier, ebenso wie überwiegend in der Praxis, nicht betrachtet.

Wie in Kapitel 6.1.1 erläutert, findet in den hier durchgeführten Untersuchungen vorausschauende Netzplanung Anwendung, welche zu einer Unterschätzung der Netzausbaukosten führt. Untersuchungen der dena-Verteilnetzstudie [4] zufolge liegen die Kosten bei vorausschauender Netzplanung in der NS 11 % sowie in der MS 18 % unter den Kosten der Untersuchungen mit den Stützjahren 2015 und 2020.

Zur Bewertung des Potenzials der beiden Flexibilitätsoptionen Abregelung und Speicherintegration zur Reduktion von Netzausbaukosten wurden Heuristiken entwickelt, welche zum Ziel haben, Vorgaben aus den darüberliegenden Spannungsebenen so einzusetzen, dass Netzausbaukosten maximal reduziert werden (siehe Kapitel 6.2 und 6.3). Da die Auswertungen also auf Heuristiken basieren, wird das Kostensenkungspotenzial dieser Maßnahmen potenziell unterschätzt. Zur Bestimmung des vollen Kostensenkungspotenzials bedarf es einer nicht-linearen Optimierung, welche im Rahmen des Projektes nicht umgesetzt werden konnte. Bezuglich der Methode zur Speicherintegration wurde zudem bereits in Kapitel 6.3 angemerkt, dass diese zum einen aufgrund der Vereinfachung einer ausschließlichen Integration von Speichern in

der MS sowie aufgrund der hier angewendeten starren Aufteilung des Spannungsbandes hauptsächlich zu einer Senkung der Netzausbaukosten in der MS führt. Eine weitere Dezentralisierung der Speicher durch Integration in der NS könnte zusätzlich zu einer Reduktion der Netzausbaukosten in der NS sowie der MS-NS-Umspannebene führen.

6.6 Anwendung des Tools

Das *eDisGo*-Tool ist als Python Modul über das Verwaltungswerkzeug *pip* installierbar. Eine Anleitung zur Installation sowie zu weiteren Voraussetzungen zur Anwendung des Tools ist auf *ReadTheDocs*⁶⁵ verfügbar. Die *ReadTheDocs*-Dokumentation enthält zudem eine ausführliche Dokumentation der implementierten Methoden sowie eine Reihe von Beispielen, welche den Einstieg in die Nutzung erleichtern sollen.

Grundlegende Voraussetzung zur Nutzung von *eDisGo* sind neben einer laufenden Installation MS-NS-Netztopologien. Die einzige bisher unterstützte Quelle hierfür sind mit dem *ding0*-Tool erstellte Netze (vgl. Kapitel 4.2). Diese können entweder selber generiert (siehe dazu *ding0*-Dokumentation⁶⁶) oder von Zenodo⁶⁷ heruntergeladen werden.

eDisGo besitzt keine grafische Nutzeroberfläche. Die Steuerung und Eingabe der gewünschten Berechnungsparameter erfolgt über die API-Klasse *eDisGo*. Das folgende Beispiel initialisiert für ein exemplarisches *ding0*-Netz eine worst-case-Analyse, bei welcher die Betriebsfälle Starklast- und Rückspeisefall (vgl. Kapitel 6.1.1) zur Dimensionierung des Netzes herangezogen werden.

```
1 from edisgo import EDisGo
2
3 edisgo = EDisGo(ding0_grid="ding0_grid.pkl",
4                  worst_case_analysis='worst-case')
```

Ist ein *eDisGo*-Objekt initialisiert, kann nun beispielsweise die Netzverstärkung folgendermaßen ausgelöst werden:

```
1 edisgo.reinforce()
```

Der Aufruf der Abregelungsmethode sowie der Speicheintegration erfolgen analog zur Netzverstärkung. Ausführliche Beispiele mit möglichen Konfigurationen der Methoden sind der Dokumentation auf *ReadTheDocs* zu entnehmen.

⁶⁵<https://edisgo.readthedocs.io>

⁶⁶<https://dingo.readthedocs.io>

⁶⁷<https://zenodo.org/record/890479>

Neben der direkten Konfiguration der Methoden über Eingabeparameter sind einige grundlegende Parameter, wie beispielsweise die Skalierungsfaktoren für den Starklast- und Rückspeisefall oder erlaubte Leistungsbelastungen und Spannungsabweichungen, zur besseren Übersicht und Anpassbarkeit in Konfigurationsdateien definiert und können darüber vom Nutzer angepasst werden.

Alle Berechnungsergebnisse wie beispielsweise resultierende Leistungsbelastungen, Netzverstärkungskosten, Netzverluste, etc. werden in *eDisGo* in der *Results*-Klasse abgespeichert, auf welche über die *eDisGo*-API-Klasse zugegriffen werden kann. Folgend ist dargestellt, wie auf die Liste der ausgebauten Betriebsmittel und der jeweiligen dafür entstandenen Kosten zugegriffen werden kann:

```
1 costs = edisgo.network.results.grid_expansion_costs
```

Zur Visualisierung der Ergebnisse stellt *eDisGo* einige Plot-Funktionen bereit, wie beispielsweise Geoplots des MS-Netzes wie in den Abbildungen 6.12 und 6.14 oder Histogramme wie in Abbildung 6.9.

7 Synthese: Volkswirtschaftliche Optimierung des Gesamtsystems

Für die Synthese der volkswirtschaftlichen Kostenoptimierung des elektrischen Gesamtsystems wurden die bereits beschriebenen modularen Entwicklungen der Netzebenen der HöS-HS- (*eTraGo*, vgl. Kap. 5) sowie der MS-NS-Ebene (*eDisGo*, vgl. Kap. 6) miteinander verknüpft. Das hierfür entwickelte Open-Source-Tool *eGo* [141] dient der Bestimmung des netzebenenübergreifenden, optimalen Netz- und Speicherausbau in Deutschland. Abbildung 7.1 zeigt den schematischen Aufbau und Verknüpfungen der in *open_eGo* entwickelten Tools. Die Netzmodelle (vgl. Kapitel 4) werden auf Basis der Datengrundlage (vgl. Kapitel 3) mit dem *data processing* und dem Tool *ding0* (vgl. Kapitel 4.2) erstellt und auf der *OEDB* zur Verfügung gestellt. Zudem werden auch externe Daten, beispielsweise der BNetzA, in der *OEDB* bereitgestellt. Über die Schnittstelle der *ego.io* stehen die Tools *eTraGo*, *ding0*, *eDisGo* und *eGo* im Austausch mit der *OEDB*. *eGo* greift somit über *eTraGo* und *eDisGo*, auf sämtliche im Projekt erstellten Tools zu.

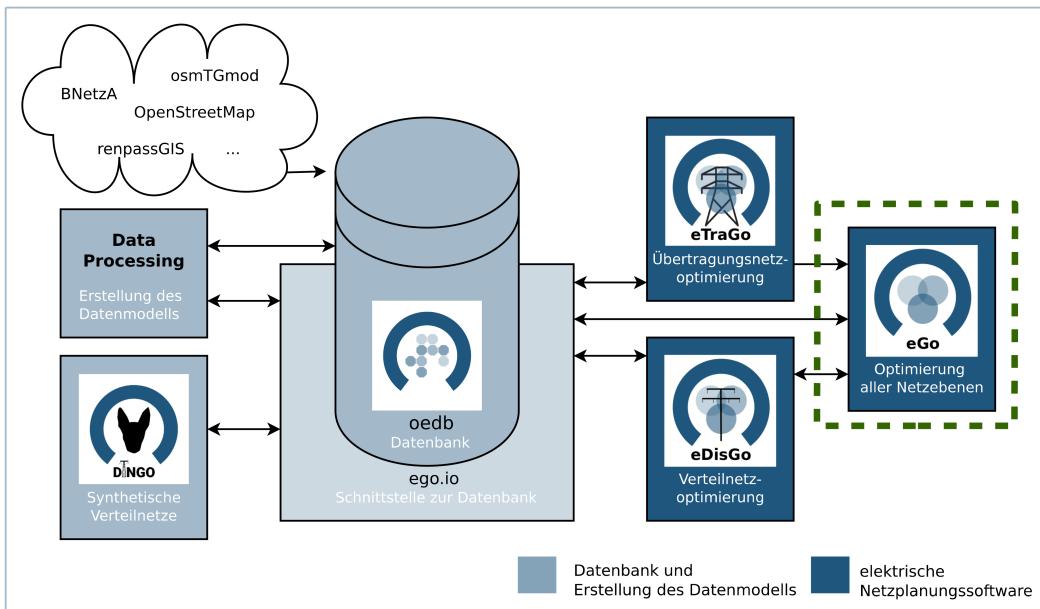


Abbildung 7.1: Übersicht der Modell-Integration der verschiedenen Modelle und Anwendungen, die innerhalb des Projektes entwickelt wurden.

Das *eGo*-Tool ist als steuernde, integrierende und auswertende Software konzeptioniert und implementiert. Demnach bestehen die wesentlichen Funktionen in der transparenten Definition und Steuerung der Berechnungsparameter, der Bereitstellung einer Schnittstelle zwischen den Berechnungen von *eTraGo* und *eDisGo* sowie Aufbereitung der netzebenenübergreifenden Ergebnisse, beispielsweise in Form von Tabellen oder Plots.

Im Folgenden werden zunächst die Methoden der Schnittstelle zwischen den Netzebenen sowie der Komplexitätsreduktion in der MS-Ebene, erläutert. Im Anschluss daran wird die Berechnung der netzebenenübergreifenden Investitionskosten dargelegt. Darauf folgt die Vorstellung und Diskussion ausgewählter Ergebnisse sowie eine Sensitivitätsanalyse. Nach der kritischen Betrachtung der Methoden und Ergebnisse wird auf Grundlagen der Tool-Anwendung eingegangen.

7.1 Schnittstelle Hoch- und Mittelspannungsebene

Die Gesamtoptimierung erfolgt nach einem Top-Down-Ansatz, wobei zunächst das integrierte HöS- und HS-Netz optimiert wird. Anschließend werden die Ergebnisse zur weiteren Optimierung der MS- und NS-Netze verwendet. Diese Vorgehensweise erfordert eine Schnittstelle, welche aus Ergebnissen der HöS-HS-Berechnungen Inputdaten für die Simulation und Optimierung der MS- und NS-Netze generiert. Dieses Kapitel beschreibt zum einen die Gestaltung dieser Schnittstelle und zum anderen die notwendige Komplexitätsreduktion der MS- und NS-Netze.

Als Referenzpunkte für die Schnittstelle dienen die im Rahmen des *data processing* (vgl. Kapitel 3) identifizierten **HS-MS-Umspannwerke** (transition points). Die MS-Netzgebiete mit ihren enthaltenen NS-Netzen (vgl. Kap. 4.2) werden isoliert betrachtet, sodass kein direkter Austausch zwischen einzelnen MS-Netzen möglich ist. Dies entspricht der üblichen (n-0)-Fahrweise in der MS-Ebene (vgl. [142]). Lediglich in aggregierter Form innerhalb von *eTraGo* interagieren sie indirekt mittels der HS-MS-UW über die HS-Ebene. Die demnach auch als Netzinseln bezeichnete MS-Netze können daher voneinander getrennt bzw. parallelisiert berechnet werden. Die HS-MS-Umspannwerk repräsentieren die Grenze zwischen den beiden Tools *eTraGo* und *eDisGo*. Zum einen stellen sie die höchste Auflösung der HöS- und HS-Ebene dar (Erzeuger und Lasten sind in der HöS und HS auf diese Knotenpunkte aggregiert), zum anderen dienen sie als Bilanzknoten der darunter liegenden MS-Netze (vgl. Abb. 7.2). Beide Knoten der HS-MS-Umspannwerke (Bilanzknoten in *eDisGo* und der entsprechende HS-Knoten in *eTraGo*) verhalten sich, unter Vernachlässigung geringfügiger Abweichungen aufgrund von Übertragungsverlusten, identisch.

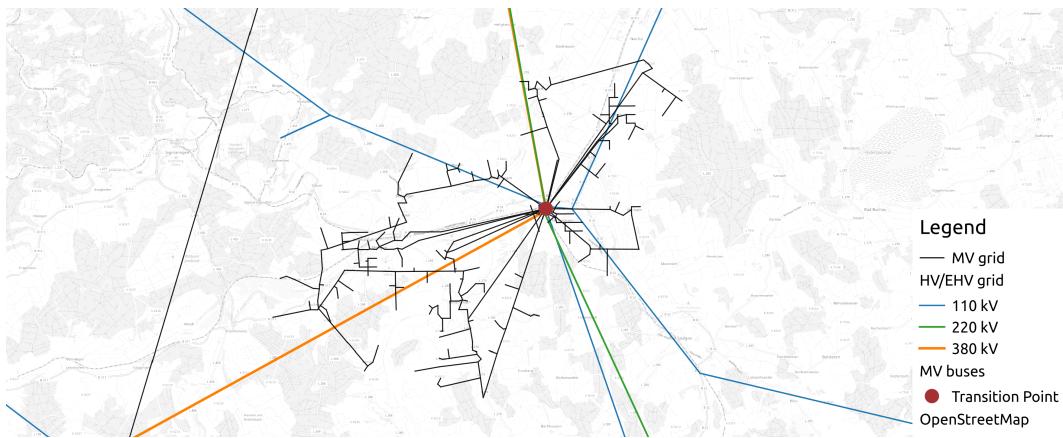


Abbildung 7.2: Abschnitt des Übertragungsnetzes mit einem beispielhaften MS-Netz und der entsprechenden HS-MS-Umspannstation.

Um die Rechenzeit zu verkürzen, wird die Komplexität der HöS-HS-Ebene in *eTraGo* in der Regel durch ein räumliches Clusterverfahren verringert (vgl. Kapitel 5.3.1). Dabei reduziert sich die Anzahl der Netzknotenpunkte. Da jedes MS-Netz jedoch einem bestimmten HS-MS-Umspannwerk zugeordnet ist, müssen die aggregierten Optimierungsergebnisse zunächst auf die ursprünglichen HS-MS-Knoten übertragen werden. Diese so genannte **Disaggregation** verteilt die im geclusterten Netz ermittelten Speicherausbauten sowie Zeitreihen von Erzeugern und Speichern auf die einzelnen Komponenten, die das Cluster repräsentieren.

Für die in einem Cluster enthaltenen Komponenten werden je nach ihrem Typ (Erzeuger oder Speicher) verschiedene Zeitreihen in *eTraGo* errechnet. Für Erzeuger wird an jedem Cluster jeweils eine Zeitreihe für die Blind- und die Wirkleistung berechnet, während für Speicher zusätzlich eine Zeitreihe des Speicherfüllstandes ermittelt wird. Bei Berücksichtigung des Speicherausbau muss zudem die für einen Cluster errechnete zu installierende Leistung auf die repräsentierten Komponenten verteilt werden. Diese Größe ist allerdings nicht zeitabhängig. Die genannten Größen werden auf unterschiedliche Weise auf die jeweiligen Komponenten der Cluster verteilt.

Die Verteilung der errechneten zusätzlichen Speicherkapazitäten ist exemplarisch in Abbildung 7.3 dargestellt und geschieht nach Gleichung 7.1:

$$H_{n,s} = H_{c,s} \cdot \frac{\hat{h}_{c,s}}{\sum_{n \in N_c} \hat{h}_{n,s}} \quad (7.1)$$

- c : Durch k-means errechneter Cluster
- s : Typus nach dem Speicher zu Gruppen zusammengefasst werden
- H : Installierte Leistung
- \hat{h} : Maximal zu installierende Leistung
- N_c : Menge der Knotenpunkte die durch den Cluster c repräsentiert werden

Das bedeutet, dass die installierte Leistung eines einem Cluster zugeordneten Speichers eines bestimmten Typs gleichmäßig auf alle von diesem Cluster repräsentierten Speicher dieses Typs verteilt wird. Der Anteil der installierten Leistung der dabei auf einen Speicher entfällt ist proportional zum Verhältnis der maximal möglichen Leistung des einzelnen Speichers zur Summe aller maximal möglichen Leistungen innerhalb des Clusters.

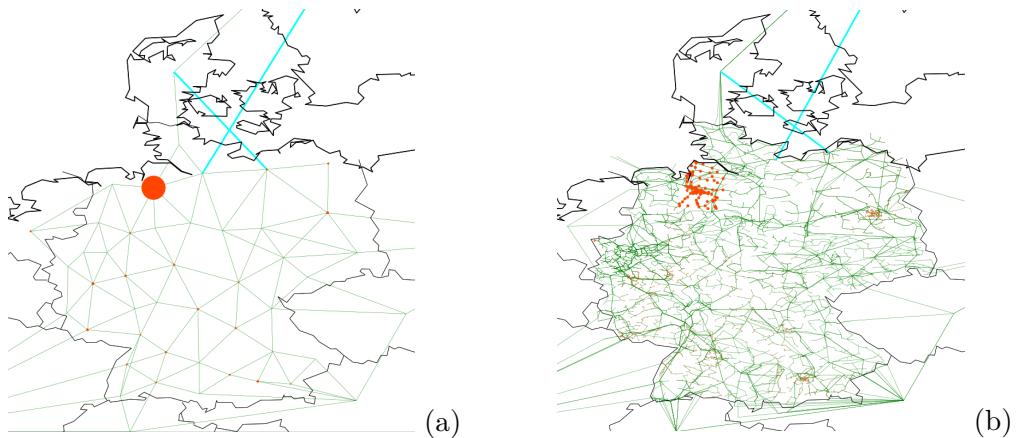


Abbildung 7.3: Exemplarische Darstellung der Verteilung von Speichern, vor (a) und nach (b) der Disaggregation.

Die errechneten Werte für den Speicherfüllstand sowie für Blindleistungserzeugung und Wirkleistungseinspeisung für von Erzeugern und Speichern werden dabei auf ähnliche Weise gleichmäßig verteilt, wobei je nach zu verteilendem Wert unterschiedliche Gewichtungsfaktoren verwendet werden. Die Wirkleistungseinspeisung wird nach der für die jeweiligen Komponenten pro Zeitschritt maximal möglichen Wirkleistungseinspeisungen verteilt. Diese ergibt sich aus der Nennleistung sowie einem Faktor, der den maximalen Anteil der Nennleistung für die Komponente in einem Zeitschritt angibt. Die Blindleistungserzeugung wird auf die Art verteilt, die bei der in 5.2 beschriebenen Verteilung genutzt wurde. Der Speicherfüllstand wird nur nach Nennleistung gewichtet verteilt. Das bedeutet, dass sich für die Verteilung der Wirkleistungseinspeisung von Erzeugern sowie des Einsatzes und Füllstands von Speichern folgende Gleichungen ergeben:

$$soc_{n,s,t} = soc_{c,s,t} \cdot \frac{H_{n,s}}{\sum_{n \in N_c} H_{n,s}} \quad (7.2)$$

$$g_{n,s,t} = g_{c,s,t} \cdot \frac{\bar{g}_{n,s,t}}{\sum_{n \in N_c} \bar{g}_{n,s,t}} \quad (7.3)$$

$$\bar{g}_{n,s,t} = G_{n,s} \cdot w_{n,s,t} \quad (7.4)$$

$$h_{n,s,t} = h_{c,s,t} \cdot \frac{\bar{h}_{n,s,t}}{\sum_{n \in N_c} \bar{h}_{n,s,t}} \quad (7.5)$$

$$\bar{h}_{n,s,t} = H_{n,s} \cdot w_{n,s,t} \quad (7.6)$$

- G : Nennleistung des Erzeugers
- H : Nennleistung des Speichers
- \bar{g} : maximal mögliche Erzeugereinspeisung zum Zeitschritt t
- \bar{h} : maximal möglicher Speichereinsatz zum Zeitschritt t
- $w_{n,s,t} \in [0, 1]$: Anteil der für die Komponente zum Zeitschritt t maximal abrufbaren Leistung
- c, s, N_c : wie in Gleichung (7.1)

Nach abgeschlossener Disaggregation der *eTraGo*-Ergebnisse werden die Inputparameter der MS-Netze berechnet. Der wesentliche Parameter ist hierbei die **Erzeugerfahrweise**, also die Wirk- und Blindleistungseinspeisung der Erzeuger des entsprechenden MS-Netzes. Diese werden an der Schnittstelle nach Energieträger (z.B. Wind und Solar) und Wetterzelle differenziert und mit den installierten Kapazitäten auf p.u. Werte normiert. In *eDisGo* werden die normierten Zeitreihen den einzelnen Erzeugern des MS- und NS-Netzes zugeordnet. Alle Generatoren eines Energieträgers bzw. einer Wetterzelle werden somit zunächst mit identischer Fahrweise (relative Auslastung) betrieben. Um die Blindleistungsbelastung der MS- und NS-Netze zu begrenzen, können NutzerInnen einen maximalen Leistungsfaktor für Generatoren der MS-Netze angeben. In *eGo* wird hierfür standardmäßig ein Leistungsfaktor von $\cos \phi = 0,9$ [143] verwendet. Die Erzeugerzeitreihen werden damit an der Schnittstelle auf die entsprechende Blindleistung begrenzt. Hierbei ist zu beachten, dass die fehlende Blindleistung in *eGo* nicht kompensiert wird. Die Blindleistungswerte am Bilanzknoten der MS-Netze können sich damit von den Vorgaben an den HS-Knoten unterscheiden.

Für Wind- und Solarerzeuger wird an der Schnittstelle statt der konkreten Fahrweise das **unabgeregelte Potential** übergeben. Zusätzlich zu diesem Potential werden jedoch für diese Energieträger die absoluten Werte der **Abregelung** übergeben. Dadurch entstehen Freiheitsgrade in der Optimierung, die *eDisGo* dazu nutzt die absolute Abregelung optimal auf die einzelnen Erzeuger zu verteilen (siehe Kapitel

6.2). Dies führt zu einer Entlastung der MS- und NS-Netze, gewährleistet jedoch die Einhaltung der Leistungsvorgaben am HS-MS-UW.

Im Rahmen der Optimierung des HöS- und HS-Netzes ist der Ausbau von Batteriespeichern ein wesentlicher Parameter (vgl. Kapitel 5.1.2). Die Speicher können jedoch nicht nur dazu eingesetzt werden das HöS- und HS-Netz zu entlasten bzw. Energie Mengen zeitlich zu verschieben, sondern können auch in MS-Netzen netzdienlich sein. *eDisGo* untersucht daher, ob die von *eTraGo* festgelegte Speicherfahrweise auch in der MS netzdienlich ist und verteilt dann die zur Verfügung stehende Speicherkapazität auf die verschiedenen MS-Stränge (vgl. Kapitel 6.3). Die **Speicherfahrweise** ist damit ein weiterer wesentlicher Parameter, der an der Schnittstelle übergeben wird. In diesem Fall werden die absolute Wirk- und Blindleistung übergeben, die dann von *eDisGo* entsprechend verteilt wird.

Für die **Speicherintegration** wie auch beim der Abregelung innerhalb der MS-Netze wird der gesamte Berechnungszeitraum für die Berechnung verwendet. Auf Basis einer Lastflussanalyse (vgl. Kap. 6.3, 6.4.3) werden die Speicher hinsichtlich des betrachtenden Zeitraumes des Netzzustandes mit einer Heuristik systemdienlich auf der MS-NS-Ebene verteilt. Mit dem Parameter **timesteps_pfa** kann zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs ein bestimmter Zeitraum, der gesamte Berechnungszeitraum oder über das Attribut *snapshot_analysis* die Extremfälle mit höchster und niedrigster Residuallast am UW berücksichtigt werden. Für die Speicherintegration trifft nur ersteres zu.

7.2 Komplexitätsreduktion in der Mittelspannungsebene

Um die Rechenzeit zu begrenzen, ist eine Komplexitätsreduktion ab der Schnittstelle zur MS-Ebene notwendig. Wie bereits in Kapitel 5 erwähnt, stehen für das HöS- und HS-Netz räumliche und zeitliche Clusteralgorithmen zur Verfügung. Auch für die MS- und NS-Netze wurde eine entsprechende Clustermethode entwickelt. Im Rahmen der Synthese von MS-Netzen (vgl. Kapitel 3) wurden insgesamt 3.591 MS-Netze identifiziert (vgl. [74]). Die Simulation aller identifizierten Netze führt jedoch in der Regel zu inakzeptabel hohen Rechenzeiten. Um die Rechenzeit zu verringern, wurde ein **k-means-Clusteralgorithmus** entwickelt, mit dessen Hilfe eine geringere Anzahl repräsentativer Netze ausgewählt werden kann, welche dann stellvertretend für die Gesamtmenge an Netzen simuliert und optimiert werden. Dafür wurde grundlegend derselbe Algorithmus und entsprechend dasselbe Python Paket verwendet wie in *eTraGo* (siehe Kapitel 5.3.1.1).

Als Basis für das Clustering müssen eine Reihe charakteristischer Attribute für MS-Netze festgelegt werden, anhand derer eine Entscheidung bzw. eine Gruppierung der Netze vorgenommen werden kann. [98] hat 14 Netzattribute auf ihren Beitrag zur Qualität des Clustering untersucht. Dabei stellte sich heraus, dass bereits die beiden in [4] verwendeten Attribute **kumulierte Wind-** und **kumulierte Solarkapazität** zu guten Clusterergebnissen führen. Die beiden Attribute werden in *eGo* standardmäßig durch das weitere Attribut **längster Pfad im Netz** erweitert, da der längste Pfad eine ausgeprägte Korrelation mit den Netzausbaukosten aufweist [98]. Wie oben beschrieben, können die von *eTraGo* optimierten Batteriespeicher teilweise netzdienlich in der MS- und NS-Ebene eingesetzt werden. Um diese Eigenschaften in den entstehenden Clustern zu repräsentieren, wird auch die **installierte Speicherkapazität** als Netzattribut bei der Clusterbildung berücksichtigt. Bei den vier genannten Attributen handelt es sich um standardmäßig in *eGo* implementierte Netzattribute. NutzerInnen steht jedoch frei, nicht alle zur Verfügung stehenden Attribute zu verwenden bzw. weitere Attribute hinzuzufügen.

Mit der Definition numerischer Attribute kann jedes MS-Netz als Punkt im mehrdimensionalen Raum beschrieben werden (vgl. Abb. 5.3). Der k-means-Algorithmus übernimmt dann die Aufgabe, Gruppierungen von Punkten innerhalb dieses Raumes zu identifizieren.

Durch die Verwendung des euklidischen Abstandes wird jedem Attribut dieselbe Gewichtung zugeschrieben. Aus diesem Grund müssen die (mit Einheiten behafteten) Daten zunächst pro Attribut normiert werden. Dies geschieht nach Gleichung 7.7.

$$x'_{a,i} = \frac{x'_{a,i} - \min x'_a}{\max x'_a - \min x'_a} \forall a \in \{1, \dots, N_a\}, i \in \{1, \dots, N_i\} \quad (7.7)$$

<i>a</i> : Index Attribut	$x'_{a,i}$: Wert, der Attribut <i>a</i> und Netz <i>n</i> repräsentiert
<i>b</i> : Index Netz	

Nach Abschluss des Clusterverfahrens unter Einhaltung der Konvergenzkriterien wird für jedes Cluster ein repräsentatives Netz gewählt. Dieses Netz ist dasjenige mit dem geringsten Abstand zur Clustermitte. Es repräsentiert dann alle Netze des entsprechenden Clusters. Ein wesentliches Ergebnis des Clustering ist die Gewichtung. Je mehr Netze ein Cluster enthält, desto stärker wird das repräsentative Netz dieses Clusters gewichtet. Bei der Berechnung der Netzausbaukosten werden dann die Kosten jedes repräsentativen Netzes mit ihrem jeweiligen Gewicht (Anzahl Netze im Cluster) multipliziert. Erst durch diese Gewichtung ist eine Aussage über alle ursprünglich enthaltenen Netze möglich.

Letztlich wird mit Hilfe der Gewichtung auf deutschlandweite Gesamtkosten für alle MS- und NS-Netze hochgerechnet (siehe auch Kapitel 7.3). Um abschätzen zu können, wie groß der Fehler in Abhängigkeit zur gewählten Clusteranzahl durch die Komplexitätsreduktion ausfällt, wurden für alle möglichen Clustergrößen Netzausbaurechnungen durchgeführt. Hierfür wurde das Standardverfahren mit ausschließlicher Berücksichtigung von extremen Belastungssituationen verwendet, welches mit geringem Rechenaufwand realisierbar ist und in Kapitel 6.1 beschrieben ist. Die Ergebnisse der jeweiligen hochgerechneten Gesamtkosten wurden mit den Gesamtkosten verglichen, die sich bei einer vollständigen Berechnung aller MS-Netze ergeben. Die Abweichungen in Abhängigkeit zur Clustergröße für die beiden Szenarien *NEP 2035* und *eGo 100* sind der Abbildung 7.4 dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass die Anzahl der gewählten Cluster maßgeblich die Qualität der Näherung bestimmt. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass bei einer größeren Anzahl an repräsentierenden Clusternetzen geringere Abweichungen zu den Ergebnissen der vollständigen Rechnung auftreten. Ab einer Anzahl von ca. 10 Clustern ergibt sich ein Fehler von $\pm 25\%$, ab $200 \pm 10\%$ und ab 600 Clusternetzen beträgt die Überschätzung weniger als 5%.

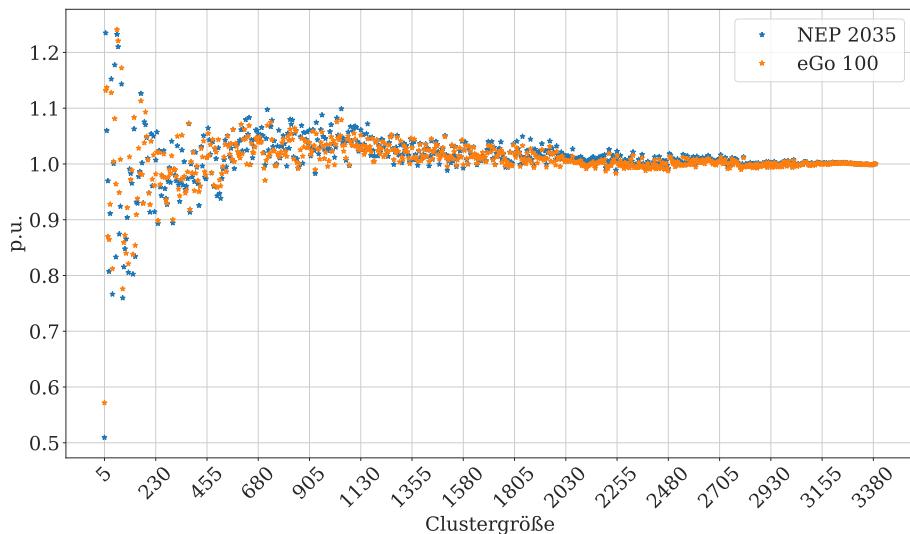


Abbildung 7.4: Relative Abweichung der berechneten Netzausbaukosten je Clustergröße nach Worst-Case-Methode im Vergleich zu der Berechnung aller Mittelspannungsnetze.

Als ein Ergebnis der Clustermethode zeigt die Abbildung 7.5 beispielhaft die Auswahl und Zuordnung der repräsentativen MS-Netzgebiete. In diesem Beispiel wird die Auswahl für das *NEP 2035* Szenario auf $n = 20$ Netzgebiete vorgegeben sowie alle Gewichtungsattribute (s.o.) verwendet. Die durch die Methode ausgewählten Repräsentanten sind hierbei schwarz umrandet. Die Farbe gibt nach der Farbskala den

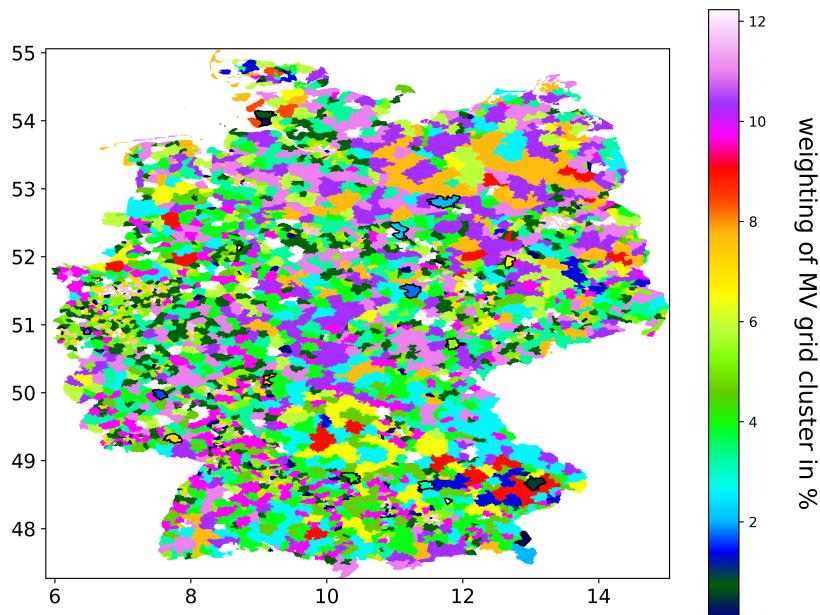


Abbildung 7.5: MS-Netz Cluster für die Auswahl von repräsentativen Netzen in *eGo*.

Anteil der Gesamtgewichtung aller Netze an. Die repräsentierten MS-Netzgebiete und Repräsentanten habe hierbei die gleiche Farbe.

7.3 Netzebenenübergreifende Kostenberechnung

Für die Berechnung der netzebenenübergreifenden Netz- und Speicherausbaukosten in Deutschland und seiner elektrisch angeschlossenen Nachbarn werden diese Kosten in zwei Weisen von *eTraGo* und *eDisGo* berechnet und ausgegeben. Einerseits berechnet und verwendet *eDisGo* ausschließlich Kapitalkosten (**Overnight costs**) (vgl. Kap. 3.3.2). Andererseits verwendet *eTraGo* **annualisierte Kosten**, die auf Basis einer Barwertmethode und den Overnight costs für den Netz- und Speicher- ausbau unterjährig annualisiert werden (vgl. Kap. 3.3.3, Tab. 3.7 und Kap. 5.1). Hierzu wird der Rentenbarwertfaktor anhand des Zinsatz p und über die gesetzliche Investitionsdauer T [20] in Jahren für das jeweilige Vorhaben gebildet. Standardmäßig werden die annualisierten Kosten mit $p = 0.05$ und $T = 40[a]$ im Tool *eGo* berechnet.

Aufgrund der verschiedenen Kostenbestimmungen werden die Kosten innerhalb von *eGo* mit Gleichung 3.3 harmonisiert und das Tool gibt die berechneten Kosten sowohl als Overnight Costs als auch als annualisierte Kapitalkosten aus. Bei der Anwendung von Clustermethoden auf die MS-NS-Netzebene werden die Gesamtkosten durch

ihre jeweilige Gewichtung hinsichtlich ihres technischen Ausbaus und den jeweiligen Kosten extrapoliert (siehe Kapitel 7.2).

Zudem kann *eGo* in Netz- und Speicherausbau investierte Kosten je Netzebene ausgeben. Dies erfordert eine Zuordnung der Investitionskosten zu den jeweiligen Netzebenen, was bei Netzausbau bereits grundsätzlich gegeben ist. Die Zuordnung des Speicherausbaus erfolgt mit der in den Kapiteln 6.3 und 6.4.3 Bestimmung, ob der in der HöS-HS-Ebene bestimmte Speicherausbau auch in der MS-NS-Ebene netzdienlich ist (vgl. Kap. 6.3, 6.4.3). Ist dies der Fall, werden die verwendeten Kapazitäten sowie die Kosten bilanziell von der HöS-HS-Ebene auf die MS-NS-Ebene übertragen. Hierbei wird angenommen, dass die spezifischen Kosten aller Spannungsebenen für Speicher identisch sind.

7.4 Ergebnisse

In diesem Kapitel wird vertiefend auf die vorgenommenen Analysen, Auswertungen und Sensitivitäten zur netzebenenübergreifenden Optimierung und der integrierten Tool-Anwendung mit *eGo* eingegangen. Hierbei wird zu Anfang eine spannungsebenenübergreifende Korrelationsanalyse vorgenommen. Im Weiteren werden die Ergebnisse und die Anwendung der Methoden hinsichtlich des systemdienlichen Betriebs sowie des Netz- und Speicherausbau auf MS- und NS-Ebene beleuchtet. Zum Schluss werden die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse vorgestellt und diskutiert.

7.4.1 Spannungsebenenübergreifende Korrelationsanalysen

Die Energiewende erhöht den Transportbedarf elektrischer Energie und stellt neue Herausforderungen für elektrische Netze dar. Eine wesentliche Ursache dafür ist das sich ausweitende Gefälle zwischen Erzeugung und Verbrauch. Durch die Liberalisierung des Strommarktes wurde die Energieversorgung in die unabhängigen Bereiche Erzeugung, Handel und Transport aufgeteilt [81]. Dadurch findet eine individuelle Optimierung der Einzelbereiche statt, jedoch ohne Berücksichtigung des Gesamtsystems. Aufgrund von Potentialunterschieden (z.B. der Windenergie) kommt es daher zu einem Gefälle zwischen Erzeugung und Verbrauch und damit zu einem erhöhten Transportbedarf [144]. Ein weiterer Grund für erhöhten Transportbedarf ist das Prinzip des unabhängigen, „netzblinden“ Stromhandels. Nach §11 des *EnWG* sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, stets ausreichende Transportkapazität zur Verfügung zu stellen. Der Markt betrachtet das elektrische Netz als Dienstleistung bzw. als „Kupferplatte“ [145]. Für Verteilnetze liegt die Herausforderung vor allem in der Integration dezentraler Erzeuger. Historisch betrachtet sind die Verteilnetze

vor allem für die Verteilung elektrischer Energie von Erzeugern (aus höheren Spannungsebenen) hin zu den Verbrauchern zuständig. Aufgrund der Integration dezentraler Erzeuger und dem häufiger werdenden Übersteigen lokaler Einspeisung von lokalem Verbrauch, kommt es zu umgekehrten Lastflüssen von niedrigen in höhere Spannungsebenen. Verteilnetze sind für dieses Betriebsverhalten nicht ausgelegt und es kommt vermehrt zu Engpässen [146]. Die spannungsebenenübergreifende Korrelation von Engpässen wurde daher in [103] im Rahmen des Projektes *open_eGo* untersucht.

Engpässe im elektrischen Netz sind Auslöser für weiträumige Ausbaumaßnahmen. Das deutsche BBPIG und das EnLAG legen einen Leitungsneubau auf einer Länge von über 3.800 km fest. Für Verteilnetze wird bis 2032 ein Neubau von ca. 130.000 Leitungskilometern vorhergesagt [5]. Die vollständige Bereitstellung der (vom Markt) benötigten Transportkapazität führt jedoch zu einer ökonomisch ineffizienten Überdimensionierung der Netze [147]. Speichereinheiten und sonstige Flexibilitäten können nicht nur einem zeitlichen Marktausgleich dienen, sondern können zudem auch netzdienlich eingesetzt werden. Durch die räumliche Verteilung (z.B. von Batteriespeichern in MS-Netzen) und einer entsprechenden Fahrweise (inkl. Blindleistungsverhalten) können Engpässe im Netz gezielt behoben werden. Können Speicher für mehrere Zwecke gleichzeitig eingesetzt werden, liegt ein sogenannter Multi-use vor. Dieser Anwendungsfall kann eine kostengünstige Alternative zum klassischen Netzausbau darstellen [148].

Engpässe im elektrischen Netz beschränken sich nicht auf einzelne Netzebenen, sondern treten in allen Spannungsebenen auf. Besonders in Einspeisesituationen, in denen Energie von niedrigeren in höhere Netzebenen transportiert wird, kann zudem davon ausgegangen werden, dass die Engpässe über verschiedene Ebenen hinweg von einander abhängen und zeitlich korrelieren. Um Flexibilitäten effizient einzusetzen zu können, ist ein grundlegendes Verständnis dieser wechselseitigen Abhängigkeiten notwendig.

Es stellt sich heraus, dass die für das Szenario *NEP 2035* (vgl. Kapitel 3.1) erwarteten Engpässe der HS-Ebene in einigen Regionen stark mit den Engpässen der HöS-Ebene korrelieren. Dies war besonders stark im Norden Deutschlands, in Regionen mit starker Windeinspeisung, zu beobachten (vgl. Abb. 7.6).

Für die Korrelation zwischen MS- und HS-Engpässen zeigt sich ein ähnliches Bild. In den Gebieten, in denen sowohl in der MS- als auch in der HS-Ebene Engpässe identifiziert werden, korrelieren diese in der Regel stark. Auch dieses Verhalten zeigt sich vor allem im Norden in windreichen Regionen (vgl. Abb. 7.7).

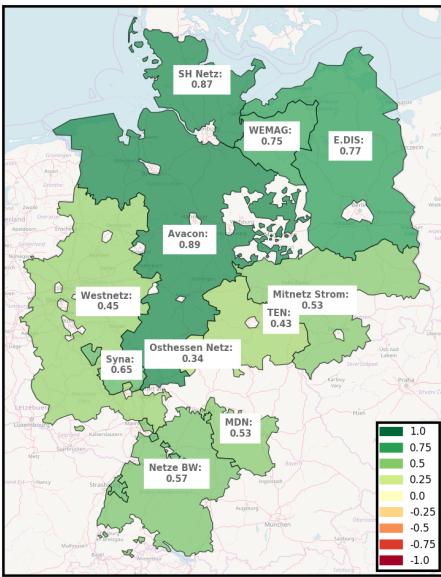


Abbildung 7.6: Netzgebietbezogener Pearson Korrelationskoeffizient zwischen Engpässen der HS- und HöS-Ebene.

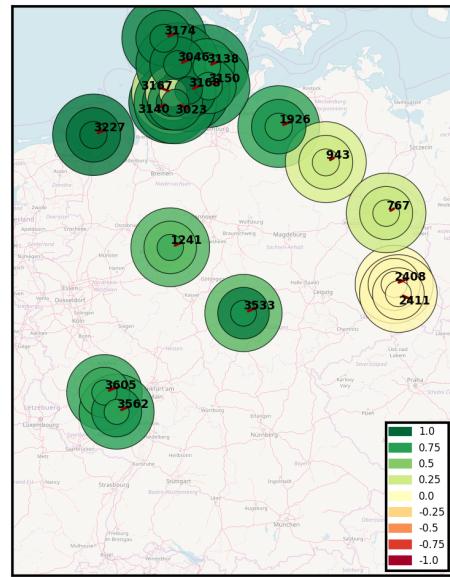


Abbildung 7.7: Pearson Korrelationskoeffizient zwischen Engpässen der MS- und HS-Ebene für MS-Gebiete mit stark ausgeprägten Engpässen.

7.4.2 Netzebenenübergreifender Netz- und Speicherausbau

Auf Basis der in Kapitel 5.4.2 präsentierten Ergebnisse wurden mit Hilfe der *eGo*- und *eDisGo*-Methoden deutschlandweite Ergebnisse für die MS- und NS-Ebene generiert. Insgesamt können so Netz- und Speicherausbaukosten sowie Kraftwerksbetriebs und Netzverlustkosten für alle Spannungsebenen bestimmt werden. Der Inhalt dieses Kapitels ist Gegenstand des Artikels „Integrated techno-economic power system planning of transmission and distribution grids“ [122].

Ein entscheidender Parameter für die Berechnungen auf MS- und NS-Ebene ist die Bestimmung der MS-Clusternetzanzahl (siehe Kapitel 7.2). Hierbei müssen verfügbare Rechenkapazitäten, Rechenzeitanforderungen und mögliche Modellierungsfehler gegeneinander abgewogen werden. Entsprechend der Abbildung 7.4 führt eine größere Anzahl von MS-Netzen auch zu genaueren Ergebnissen. Es wurden Ergebnisse mit 20 und 600 Clusternetzen erstellt, wobei insbesondere die Berechnung der 600 Netze mit erheblichem Rechenaufwand verbunden war. Da jedes Netz unabhängig voneinander gerechnet werden kann, wurden die Rechnungen entsprechend der verfügbaren Anzahl an Prozessoren parallelisiert. Dabei ist nicht sichergestellt, dass jedes MS-Netz erfolgreich gerechnet werden kann, da verschiedene Fehler auftreten

7.4 Ergebnisse

	Szenario	Netzausbau in Mrd. Euro		Relativer Vergleich zum <i>Flex</i> -Szenario in %
		je Spannungsebene MS	NS	
NEP 2035	Flex	6,84	1,40	-
	Referenz	6,80	1,40	+0
	Worst-Case-20	11,4	2,10	+64
	Worst-Case-3591	12,5	2,40	+81
eGo 100	Flex	10,8	2,80	-
	Referenz	10,8	2,77	+0
	Worst-Case-20	17,7	4,60	+63
	Worst-Case-3591	15,2	3,62	+38

Tabelle 7.1: Vergleich der Netzausbaukosten je Szenario für die Mittel- und Niederspannungsebene im Rahmen von Rechnungen mit 20 Clusternetzen. Die Kosten in den HS-MS- und MS-NS-Transformationsebenen sind in der MS- und NS-Ebene inkludiert.

können. Insbesondere bei der Rechnung mit 600 Clusternetzen konnten einige Netze nicht erfolgreich berechnet werden. Im *eGo 100*-Szenario sind 81% und im NEP 2035 89% aller Netze repräsentiert. In der Rechnung mit 20 Clusternetzen können 18 bzw. 15 repräsentative Netze gerechnet werden, die 98% bzw. 86% der Grundgesamtheit ausmachen. Für den nicht-repräsentierten Teil der Netze werden mittlere Kosten angenommen, sodass die letztlich ausgewiesenen Kosten für die Gesamtheit aller Netze gilt.

Die Netzausbaukosten der MS- und NS-Ebene der beiden Untersuchungen mit 20 und 600 Clusternetzen sind in den Tabellen 7.1 und 7.2 dargestellt. Das *Flex*-Szenario stellt die Berechnung dar, welche alle möglichen Flexibilitätsoptionen (Abregelung und Speicherausbauverteilung) berücksichtigt. Zur Bewertung der Effektivität dieser Flexibilitätsoptionen wurde ein Referenz-Szenario erstellt, welches die gleiche zeitreihenbasierte Cluster-Rechnung nutzt, allerdings ohne die Möglichkeit des Einsatzes der genannten Flexibilitätsoptionen. Als weitere Vergleichswerte wurden die Netzausbaukosten mit der Standard-Worst-Case-Berechnungsmethode (Betrachtung der Betriebsfälle Starklastfall und Einspeisefall, siehe auch Kapitel 6.4.1) als Cluster-Rechnung (Szenario-Variante *Worst-Case-600* und *Worst-Case-20*) sowie für alle 3.591 Netze (Szenario-Variante *Worst-Case-3591*) herangezogen.

Es zeigt sich, dass die größte Kostensenkung durch die Berücksichtigung von möglichst realen Einspeise- und Verbrauchszeitreihen (im Gegensatz zu der Annahme von pauschalen Gleichzeitigkeitsfaktoren in der konventionellen Netzplanung) erreicht wird. Die Worst-Case-Rechnungen weisen für die Rechnung je Szenario zwischen 49% und 54% höhere Kosten auf. Stattdessen führt der Einsatz von Flexibilitätsmaßnahmen insgesamt zu äußerst geringen Kostensenkungen. Dies liegt allerdings nicht primär an einer möglichen fehlenden Wirksamkeit der *eDisGo*-seitigen

	Szenario	Netzausbau in Mrd. Euro		Relativer Vergleich zum <i>Flex</i> -Szenario in %
		je Spannungsebene		
		MS	NS	
NEP 2035	Flex	8,17	1,69	-
	Referenz	8,17	1,70	+0
	Worst-Case-600	12,6	2,60	+54
	Worst-Case-3591	12,5	2,40	+51
eGo 100	Flex	10,2	2,39	-
	Referenz	10,3	2,42	+0
	Worst-Case-600	15,3	3,76	+51
	Worst-Case-3591	15,2	3,62	+49

Tabelle 7.2: Vergleich der Netzausbaukosten je Szenario für die Mittel- und Niederspannungsebene im Rahmen von Rechnungen mit 600 Clusternetzen. Die Kosten in den HS-MS- und MS-NS-Transformationsebenen sind in der MS- und NS-Ebene inkludiert.

Methodik bezüglich Abregelung und Speicherintegration. Im Gegensatz dazu ist in den Kapiteln 6.4.2 und 6.4.3 eine signifikante kostenmindernde Wirkung beschrieben. Somit ist die Begründung für den geringen Einfluss auf die deutschlandweiten Gesamtkosten eher auf Seiten der Vorgaben aus dem übergelagerten Netz bzw. der Parametereinstellungen des Tools *eGo* zu suchen. Zwei wesentliche Effekte sind im Folgenden erläutert.

Das Potenzial der optimalen MS-seitigen Allokation der Abregelung ist durch die *eTraGo*-seitige Optimierung gegeben. Da für die Netzausbauplanung die Zeitpunkte höchster Netzbelaistung von Bedeutung sind, kann die Abregelungsmethodik nur dann gewinnbringend eingesetzt werden, wenn die auslegungsrelevanten Rückspeisefälle über das gesamte Jahr reduziert werden. Obwohl insgesamt große Energiemengen abgeschaltet werden, reduziert sich der Rückspeisefall im Mittel nur um ca. 5% (im *eGo 100*-Szenario), so dass das Einsparpotential durch die *eTraGo*-seitigen Vorgaben begrenzt ist. Die eher niedrige Reduktion des Rückspeisefalls stellt allerdings nicht die einzige Erklärung dar. Bei den hier durchgeführten Rechnungen wurde zur zeitlichen Reduktion des Problems in *eGo* das Attribut *snapshot_analysis* gesetzt (siehe Kapitel 7.1). Damit werden zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs, anstelle der Gesamtheit der Zeitschritte, lediglich der Fall höchster (Starklastfall) sowie geringster (Rückspeisefall) Residuallast am UW herangezogen. Diese Parametrisierung stellt sich als teilweise nachteilig heraus. So kann es vorkommen, dass in der Referenzrechnung andere Zeitpunkte ausgewählt werden als im *Flex*-Szenario und trotz einer Reduktion des betrachteten stärksten Rückspeisefalls höhere Netzausbaukosten entstehen. Grund hierfür ist, dass durch den vereinfachten Ansatz zur Auswahl der beiden Extremfälle auslegungsrelevante Zustände zu anderen Zeitpunkten vernachlässigt werden und somit trotz der genannten Reduktion des Rückspeisefalls sub-optimalere Rückspeisekonstellationen entstehen. Dieser Effekt zeigt sich beson-

ders in Fällen einer geringen Reduktion des Rückspeisefalls. In Einzelfällen wurden wesentliche Einsparungen erreicht. Die Auswertung zeigt, je größer die Minderung des Rückspeisefalls eines MS-Netzes ist, desto größer fallen tendenziell auch die Netzausbau einsparungen aus. Entsprechend werden im besten Fall bei einem MS-Netz bei einer Reduktion des Rückspeisefalls um 18 MW bzw. 12% (bezogen auf die ursprünglich eingespeiste Leistung) 30% der Netzausbau kosten eingespart (im *eGo 100*-Szenario).

Der geringe Einfluss der Speicherintegration erklärt sich dagegen ausschließlich aufgrund der Häufigkeit der verfügbaren Speicherausbauten, welche in *eTraGo* für die HS-MS-Ebene ermittelt werden und optional in der MS-Ebene Verwendung finden. Es werden lediglich im *eGo 100*-Szenario Speicher ausgebaut. Zudem sind ausschließlich Batteriespeicher für die Integration in der MS-Ebene vorgesehen. In Abbildung 5.11 ist zu erkennen, dass nur an wenigen Knoten im Süden Batteriespeicher gebaut werden. Nach der Disaggregation handelt es sich um 31 HS-MS-Umspannwerke, die signifikanten Speicherausbau von jeweils mindestens 300 kW Nennleistung aufweisen. Dies bedeutet, dass diese Netze lediglich ein Gewicht von 0,9% an der Gesamtanzahl ausmachen und somit ebenfalls einen geringen Einfluss auf die gesamtdeutschen Ergebnisse haben. Über die Gesamtheit der genannten Einzelfälle liegt die mittlere Kosteneinsparung bei 22%. Die Ergebnisse eines dieser Netze, welches Batteriespeicher verwendet um Netzausbau zu vermeiden, ist in Abbildung 7.8 dargestellt. In diesem Fall werden 1,7 MW, verteilt auf drei Speicher, installiert. Hiermit wird eine Kosteneinsparung von 21% erreicht. Die maximale monetäre Einsparung eines Netzes beläuft sich auf 54%.

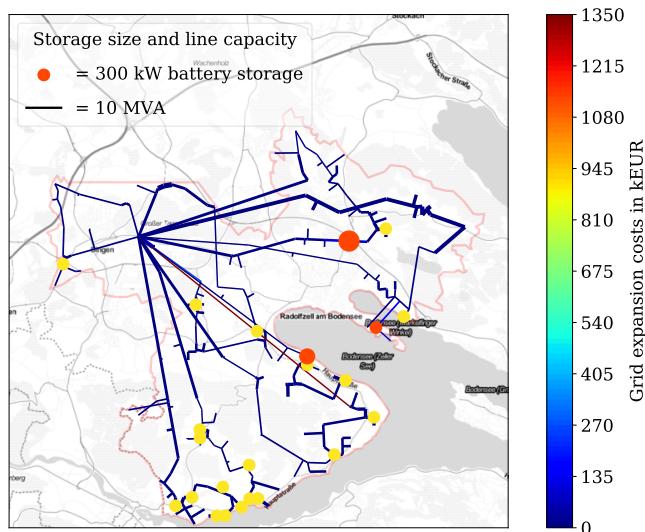


Abbildung 7.8: Netzausbaukosten (von Leitungen und Ortnetzstationen) und Speicherausbau für ein repräsentatives MS-Netz am Bodensee.

Zusammenfassend lassen sich sämtliche Netz- und Speicherausbaukosten für alle Spannungsebenen berechnen. In der Abbildung 7.9 sind diese Investitionskosten, welche sich zum einen auf Basis der *eTraGo*-Ergebnisse für die HöS- und HS-Ebene (siehe Kapitel 5.4.2) und zum anderen auf Basis der hier beschriebenen *eDisGo*-Ergebnisse ergeben, für das Szenario *eGo 100* dargestellt. Auffällig ist, dass die 14 Mio.EUR Speicherkosten in der MS-Ebene sehr gering im Vergleich zu den 11 Mrd.EUR in der HöS- und HS-Ebene ausfallen. Dies liegt vor allem darin begründet, dass der Großteil der Speicher (81%) in große, zentrale Langzeitspeicher im Norden investiert werden (siehe Abbildung 5.11), die nicht für den dezentralen Anschluss vorgesehen sind. Des Weiteren fallen die vergleichsweise niedrigen Netzausbaukosten in der HöS- und HS-Ebene auf. Diese stehen im Kontrast zu den deutlich höheren Netzausbaukosten in der MS-Ebene, zu denen des NEP [3] sowie zu den Speicherausbaukosten in der HöS- und HS-Ebene. Mit 5,8 Mrd. EUR liegen die Kosten deutlich unter denen des NEP 2015 von 20 bis 36 Mrd. EUR.

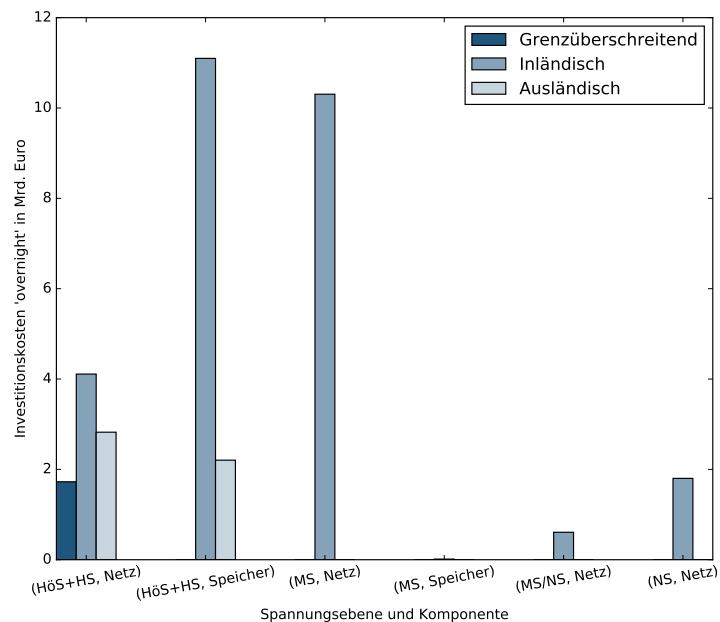


Abbildung 7.9: Netz- und Speicherausbaukosten für alle Spannungsebenen für das Szenario *eGo 100* (MS-Clustering mit 600 repräsentativen MS-Netzen). Die Speicherausbaukosten von 14 Mio.EUR in der MS-Ebene sind nicht erkennbar.

7.4.3 Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen des Projekts wurden mögliche Sensitivitäten des Gesamttools *eGo* für unterschiedliche Eingangsparameter identifiziert und untersucht. Die Ergebnisse fo-

kussieren sich dabei auf die berechneten Gesamtkosten je Spannungsebene und variieren die folgenden Sensitivitäten:

- Clustering
- Cross-Border-Kapazitäten
- *eDisGo*-Parameter
- Gesamtverbrauch
- Grundszenarien
- Solver / Formulierung des Optimierungsproblems
- Speicherbetriebskosten

Die identifizierten Sensitivitäten adressieren verschiedene Teile des eGo Modells und werden in der folgenden Analyse näher beschrieben. Als Referenzrechnung wird für die Datensatzversion v0.4.5 das eGo 100-Szenario für den 04. März mit einer Reduktion der räumlichen Komplexität (k-means-Clustering) auf 100 Knoten berechnet. Der Leistungsfaktor $\cos(\phi)$ wird hierbei zu 0,9 angenommen mit zwei Clustern (no_grids) des MS- und NS-Netzes. Das grundsätzliche Vorgehen beinhaltet das Einlesen von reproduzierbaren Daten inklusive der 100 k-means Knoten, einer anschließenden LOPF-Rechnung mit Speicher- und Netzausbau (sowie PF-Rechnung und Disaggregation) in der HöS-HS-Ebene und einer edisgo-seitigen heuristischen Berechnung des Netzausbaus in der MS- und NS-Ebene (unter Berücksichtigung von Abregelung und Speicherausbau). Für Letzteres werden als Clusterattribute (vgl. Kapitel 7.2) sowohl erweiterbarer Speicher, entferntester Knoten als auch Solar- und Windkapazitäten verwendet.

Als Voruntersuchung werden die entwickelten Grundszenarien (siehe Tabelle 7.3) variiert. Hierbei ist eine stetige, signifikante Erhöhung der Gesamtkosten insbesondere in der HöS-HS-Ebene durch den steigenden Anteil installierter EEA vom Status Quo-, über das NEP 2035- zum eGo 100-Szenario zu beobachten. Die Hinzunahme einzelner Leitungen und Knoten aus dem B2-Szenario des NEP (*nep2035_b2*) oder aus den von der BNetzA bereits bestätigten Zubauten bis 2035 (*nep2035_confirmed*) im Vergleich zum heutigen Status Quo zeigen dagegen eine Verminderung der Kosten und damit einen positiven Einfluss der veranlassten Maßnahmen.

Für die weitergehenden Analysen dient das eGo 100-Szenario als Referenzsystem. Um etwaige Abweichungen im Rahmen allgemein numerischer Ungenauigkeiten zu bewerten, wurde eine erneute Berechnung des Referenzsystems durchgeführt. Da die Kostenwerte dabei exakt reproduziert wurden, können numerische Abweichungen nahezu ausgeschlossen werden. Eine detaillierte Auflistung der Sensitivitätseinflüsse lässt sich Tabelle 7.4 entnehmen. Die erzielten Ergebnisse zeigen zum Teil signifi-

Grundszenario	Kosten in Milliarden €	
	je Netzebene HöS/HS	MS/NS
Status Quo	43,3	7,8
NEP 2035	59,2	11,3
NEP2035_B2	34,6	11,3
NEP2035_Confirmed	39,7	11,3
eGo 100	97,1	14,0

Tabelle 7.3: Überblick der netzebenenübergreifenden Ausbaukosten für die entwickelten Grundszenarien.

kante Kostenänderungen von bis zu 193% für die HöS- und HS-Ebene und –100% (keine Kosten) in der MS- und NS-Ebene.

Für die Clusteringmethoden der HöS- und HS-Ebene ergeben sich unterschiedliche Einflüsse auf die Gesamtergebnisse. Für die zunehmende Verringerung der zeitlichen Auflösung (Snapshot Skipping, vgl. Kapitel 5.3.2.1, für zwei bis vier Zeitschritte) wird ein relativ konstanter Kostenwert berechnet, weshalb ein geringer Einfluss dieses Parameters angenommen werden kann. Im Gegensatz dazu zeigt die räumliche Clusteringmethode (k-means, vgl. Kapitel 5.3.1.1) einen starken Einfluss von 30% und 60% in der HöS- und HS-Ebene sowie mitunter das komplette Fehlen von Ausbaukosten –100% in der MS- und NS-Ebene. Noch stärker wirken sich bei den Kosten der HöS- und HS-Ebene anscheinend die grenzüberschreitenden Cross-Border-Kapazitäten auf die Simulationsergebnisse aus. Bei diesem Parameter werden die Kapazitäten an Literaturwerte [67] (vgl. Kapitel 4.1.4) angepasst, daher müssen die Ergebnisse stets in Kontext dieser durchgeführten Änderungen diskutiert werden (vgl. Kapitel 4.1.5). Da die grenzüberschreitenden Kapazitäten bei dieser Sensitivität reduziert werden, kann dies zu erhöhten Ausbaubedarf führen und damit den erhöhten Kostenaufwand begründen.

Die diversen Parameter des *eDisGo*-Moduls scheinen die Gesamtkosten zumeist nicht stark zu beeinflussen. Während die Kosten auf HöS-HS-Ebene für alle Variationen reproduziert werden, wirken sich in der MS- und NS-Ebene einzige Änderungen bei der Anzahl an Clustern signifikant aus. Des Weiteren scheinen die Gesamtergebnisse weitestgehend unabhängig gegenüber Kostenschwankungen für den Speicherbetrieb zu sein. Dieser überraschende Sachverhalt sollte in zukünftigen wissenschaftlichen Untersuchung zu Speicherausbau adressiert werden. Änderungen des Gesamtverbrauchs zeigen dahingegen unmittelbar Wirkung auf die Gesamtkosten. Vor dem Hintergrund eines in der Summe angenommenen, konstanten Gesamtstromverbrauchs in den Zukunftsszenarien bietet diese Beobachtung einen interessanten Forschungsaspekt für zukünftige Arbeiten mit dem Modell. Die eher mathematisch motivierte Sensitivität der Nutzung unterschiedlicher Solver (CPLEX und GLPK) und diverser Formulie-

7.4 Ergebnisse

		Sensitivität	Kostenänderungen in % je Spannungsebene	
	Referenz	Variation	HöS/HS	MS/NS
Clustering	k-means k=100	k=50	32,3	-100
		k=150	60,0	0,2
		skip 2	-3,1	0,0
	jeder Zeitschritt	skip 3	1,3	-1,4
		skip 4	1,7	-2,7
eDisGo	Cross-Border-Kapazitäten	NTC_acer	193,6	0,04
		Thermal_acer	40,7	-2,1
	Vier Cluster-attribute	Solar_cap	0,0	0,04
		Wind_cap	0,0	0,04
		Farthest_node	0,0	0,04
		Extended_storage	0,0	0,0
	$\cos(\phi) = 0,9$	0,7	0,0	7,5
		0,8	0,0	2,0
	2 Netze	3 Netze	0,0	-18,7
		4 Netze	0,0	-53,5
	Gesamtverbrauch	90%	-21,1	0,0
		110%	4,7	0,0
Solver / Formulierung des Optimierungsproblems	CPLEX_angles	CPLEX_cycles	0,0	0,0
		CPLEX_kirchhoff	0,0	0,0
		CPLEX_ptdf	0,0	0,0
		GLPK_angles	0,0	0,0
		GLPK_cycles	0,0	0,0
		GLPK_kirchhoff	0,0	0,0
Speicherbetriebskosten	100%	90%	0,0	0,0
		110%	0,0	0,0

Tabelle 7.4: Überblick der netzebenenübergreifenden Ausbaukostenveränderungen für diverse Sensitivitäten

rungen des Optimierungsproblems (angles, cycles, kirchhoff und ptdf) zeigen gemäß ihrer mathematischen Äquivalenz der Problemformulierung keinerlei Abweichungen zum Referenzsystem. Dennoch sollten diese Beobachtungen für Rechnungen mit einem Zeitraum eines ganzen Jahres statt eines einzelnen Tages bestätigt werden.

Zusammenfassend zeigt die vorliegende Analyse das erste Tendenzen der Kostenänderungen pro Spannungsebene bei Variationen des Simulationssettings mit dem *eGo*-Tool identifiziert und eingeschätzt werden können. Neben der Reproduzierbarkeit von Ergebnissen stellten sich die Sensitivität der Parameter des räumlichen Clusterings in der HöS-HS-Ebene, der Anzahl an Clustern in der MS- und NS-Ebene und insbesondere die Rolle der grenzüberschreitenden Cross-Border-Kapazitäten als grundlegende Erkenntnisse dieser Untersuchung heraus. Trotz allem existieren im entwickelten *eGo*-Tool eine Vielzahl von Parametern, daher verbleibt eine detaillierte Analyse einzelner Parameter als Gegenstand zukünftiger wissenschaftlicher Untersuchungen.

7.5 Kritische Betrachtung der Methodik und Ergebnisse

Die Zusammenführung der Ergebnisse aus den verschiedenen Netzebenen geht einher mit der Tatsache, dass sämtliche Unsicherheiten der einzelnen Modell-Bestandteile bezüglich der Datenqualität, der Annahmen und Methoden die netzebenenübergreifenden Gesamtergebnisse beeinflussen. Diese spezifischen Aspekte wurden in den vorherigen Kapiteln kritisch betrachtet. In diesem Kapitel liegt der Fokus auf der kritischen Würdigung der Annahmen und Methoden des Tools *eGo*. Hierbei gilt insbesondere der Schnittstelle zwischen HS und MS besonderer Aufmerksamkeit.

Sobald auf der HS- und HöS-Ebene mit *eTraGo* das räumliche k-means-Clustering verwendet wird, wird die Disaggregation (siehe auch Kapitel 7.1) benötigt, um relevante Parameter an die MS-Ebene übergeben zu können. Eine umfassende Validierung dieser Methode konnte im Rahmen dieses Projekts nicht erfolgen. Daher ist der Fehler der hierdurch entsteht nicht bekannt. Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass es sich um ein sehr einfaches mathematisches Verfahren handelt. Alle Aggregate werden proportional, meist in Abhängigkeit zu anderen Input-Daten, disaggregiert. Das Verhalten der Netztologie (insbesondere der Leitungen und Transformatoren) wird nicht berücksichtigt. In diesem Zusammenhang findet außerdem eine Missachtung von nicht-linearen Effekten statt. Es wäre möglich, mit Hilfe der disaggregierten Knotenergebnisse ex-post Lastflussberechnungen auf der originalen Topologie anzustellen. Hiervon wurde abgesehen, um keine Scheingenaugkeit zu suggerieren. Speicherausbau ist die einzige investive Optimierungsvariable, welche an der Schnittstelle übergeben wird. Hier fehlen inputseitige Parameter, welche eine abhängige Verteilung möglich machen würden. Stattdessen werden diese Speicher über das gesamte jeweilige Clustergebiet gleichverteilt. Diese Verteilung ließe sich nach mit unterschiedlichen Strategien anpassen, wobei hierbei der ursächliche Grund die Komplexitätsreduktion (Rechenzeit/Problemgröße) nicht außer Acht gelassen werden darf. Eine Vielzahl von Erweiterungen und Verbesserungen dieser Methodik sind möglich und werden im Ausblick (Kapitel 10) skizziert.

Die Auswahl von repräsentativen MS-Netzen zur Hochrechnung auf deutschlandweite Ergebnisse ist ein gängiges Verfahren (siehe z.B. [4]). Die Abbildung 7.4 zeigt allerdings, dass gerade bei der Auswahl von wenigen Clusternetzen der Hochrechnungsfehler bis zu $\pm 20\%$ beträgt. Für geringere Fehlerwahrscheinlichkeiten sollten tendenziell einige Hundert Netze ausgewählt werden. Insbesondere ab 600 Netzen scheint die Näherung sehr gute Ergebnisse von unter $\pm 5\%$ zu liefern. Die Ergebnisse der Berechnungen auf Basis von 20 (siehe Tabelle 7.1) bzw. 600 Netzen (Tabelle 7.2) zeigen diesen Sachverhalt deutlich. Bei der Berechnung von 20 Netzen beträgt die Abweichung der MS-/NS-Kosten zwischen dem Worst-Case-20 und dem Worst-

Case-3591 Szenario bis zu 19% (*eGo* 100). Dagegen beträgt die Abweichung des Worst-Case-600 in diesem Fall lediglich 1%.

Bedauerlicherweise ist das Rechnen von 600 Netzen bereits mit erheblichem Rechenaufwand verbunden. Die durchgeführten Flex-Rechnungen führen bei einer Parallelisierung auf 31 Kernen zu Rechenzeiten von ca. zwei Wochen und einer maximalen Auslastung des Arbeitsspeichers von 250 GB. Im Vergleich dazu lassen sich 20 Netze bei mehr als 15 Kernen innerhalb von 24 Stunden rechnen. Die Rechenzeit unterschiedlicher Netze variiert stark von wenigen Minuten bis zu mehreren Tagen. Vor allem untypische Netze führen zu hohen Rechenzeiten. Leider ist die Verwendung euklidischer Abstände bei der Clusterbildung anfällig für Ausreißer und tendiert daher dazu ungewöhnliche Netze auszuwählen. Es wird daher teilweise empfohlen k-medoid-Algorithmen zu bevorzugen [149]. Da diese jedoch deutlich rechenaufwändiger sind, wurde im Rahmen von *eGo* auf eine Implementierung eines k-medoid-Algorithmus verzichtet. Zudem konnte [98] zeigen, dass sich der k-means-Algorithmus im allgemeinen gut für die Schätzung von Netzausbaukosten eignet.

Zu der Übertragbarkeit der Auswertung (Abbildung 7.4) ist einschränkend hinzuzufügen, dass diese auf der Worst-Case Berechnungsmethode (entsprechend des Kapitel 6) basiert. Hierbei wird weder die Abregelungs- noch die Speicherintegrationsmethode angewendet. Dennoch wird hier ein ähnliches Verhalten für die komplexe Methode inkl. der Berücksichtigung von Zeitreihen und Flexibilitätsoptionen unterstellt. Die Validität dieser Annahme ist allerdings nicht hinreichend geprüft.

Die Blindleistungsbereitstellung durch MS-Netze im Sinne der übergelagerten Bedarfe stellt ein zukunftsweisendes Vorgehen dar (siehe bspw. auch [44]). In *eGo* lässt sich ein maximaler Leistungsfaktor für das maximale Blindleistungsverhalten der MS-Netze angeben. Es wird standardmäßig ein Leistungsfaktor von $\cos \phi = 0,9$ [143] verwendet. Dieses Vorgehen stellt einen einfachen Ansatz dar und es ist zu beachten, dass die fehlende Blindleistung nicht kompensiert wird. Die Blindleistungswerte am Slack-Knoten der MS-Netze können sich damit von den Vorgaben an den HS-Knoten unterscheiden. Die Kosten für diese möglicherweise benötigte Kompensation sind nicht Gegenstand der Untersuchungen und werden somit nicht in den Gesamtkosten berücksichtigt.

Der Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Ergebnisse zeigt sich als moderat (siehe auch Kapitel 7.4.3). Aufgrund von sehr hohen Rechenzeiten bei der Berechnung der MS- und NS-Netzen wurde für die *eTraGo*-Berechnung nur jede 5. Zeitstunde betrachtet (im Rahmen der Berechnungen in Kapitel 7.4.2 resp. 5.4.2). Hierbei ist es möglich, dass für diese Netze entscheidende Extremstunden per Zufall wegfallen. Darüber hinaus wird zur zeitlichen Komplexitätsreduktion der Netzausbaubedarf bei Jahresrechnungen auf Basis von zwei Zeitschritten, welche zum einen die höchste und

zum anderen die niedrigste Residuallast am Umspannwerk repräsentieren, bestimmt. Dies führt tendenziell zu einer Unterschätzung des Netzausbaubedarfs, da kritische Zustände zu anderen Zeitpunkten möglicherweise vernachlässigt werden. Der mögliche Einfluss der Korrekturfaktoren für die Wind- und Solar-Wetterzeitreihen ist bereits in Kapitel 3.6 beschrieben. Hier sei einmal mehr betont, dass die lineare Skalierung der Profile die Extremsituationen erheblich senken und daher davon auszugehen ist, dass die berechneten Kosteneinsparungen aufgrund der Verwendung von Zeitreihen überschätzt werden.

Des Weiteren sind die Netzausbaukosten der HöS- und HS-Ebene bezüglich der Hauptergebnisse (siehe Kapitel 7.4.2) kritisch einzuordnen. Die berechneten Kosten von 5,8 Mrd. EUR des *eGo 100*-Szenarios liegen deutlich unter der angegebenen Bandbreite des NEP 2015 [3] von 20 bis 36 Mrd. EUR. Die Gründe für diese geringeren Kosten lassen sich in verschiedenen unterschiedlichen Annahmen finden. Im Gegensatz zum NEP wurden bei den Berechnungen keine Einschränkungen bezüglich maximaler Abschaltungen von EE berücksichtigt. Im Sinne des volkswirtschaftlichen Optimum kommt es daher im Einzelfall und auch insgesamt zu deutlich höheren Abschaltquoten als die im NEP angenommen 3% je Anlage. Ein weiterer Unterschied stellt das Import/Export-Verhalten Deutschlands dar. So wird im NEP Deutschland als Netto-Exporteur simuliert. Unsere Optimierungen dagegen zeigen ein Netto-Importverhalten. Darüber hinaus wurde der Netzausbau kontinuierlich berechnet und nicht anschließend diskretisiert. Im Unterschied hierzu bestimmt der NEP ganzzahlige Leitungsausbauten entsprechend verfügbarer Leitungstypen. Neben Gründen für einen geringeren Ausbau lassen sich Unterschiede nennen, die zur spezifisch geringeren Ausbaukosten führen. Die Kosten hängen zum einen von der installierten Kapazität der jeweiligen Technologie und zum anderen von der Länge ab. So werden in unseren Optimierungen kurze Leitungen bevorzugt ausgebaut und so Kosten eingespart. Des Weiteren werden keine neuen DC-Leitungen innerhalb Deutschlands gebaut. Die vom NEP geplanten DC-Kabel weisen deutlich höhere spezifische Kosten auf, sodass unter Berücksichtigung der Umrichter bei einer mittleren DC-Leitungslänge, diese um das 17-fache höher ausfallen als die hier berücksichtigten AC-Freileitungen (zu den spezifischen Kapitalkostenannahmen, vgl. Kapitel 3.3.2).

Grundsätzlich lässt sich die gewählte Top-Down-Methode bezüglich der Optimierung kritisieren. Bei der Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes, Netz- und Speicherausbau werden die Mittel- und Niederspannungsnetze nicht berücksichtigt. Etwaige Rückkopplungen an der HS-MS-Schnittstelle sind nicht vorgesehen. Es ist nicht möglich, dass innerhalb von MS-Netzen lokale Optima zwischen Netz- und Speicherausbau bestimmt werden und folglich die Gesamtsystemoptimierung auf der

überlagerten HöS-HS-Ebene bottom-up beeinflusst wird. Geplante Erweiterungen in diesem Bereich sind dem Kapitel 10 zu entnehmen.

7.6 Anwendung des Tools

Zur Anwendung der netzebenenübergreifenden, volkswirtschaftlichen und netzbetrieblichen Optimierung sowie Auslegung auf HöS- und HS- sowie MS- und NS-Ebene wurde das Python Tool *eGo*⁶⁸ objektorientiert entwickelt. Das Tool ist frei unter der *AGPL-3.0* Lizenz verfügbar und unter ReadTheDocs⁶⁹ dokumentiert. Für die Installation des Tools wird den AnwenderInnen zwei Möglichkeiten bereitgestellt. Zum einen kann *eGo* über die Python Software Platform *pypi.org*⁷⁰ mit folgenden Befehl installiert werden.

```
1 pip3 install eGo -- process-dependency-links
```

Zum anderen können interessierte Personen über die Entwicklungsplattform GitHub den Sourcecode kopieren und installieren, anwenden und weiterentwickeln.

Für die **Erstanwendung** von *eGo* bedarf es einer Reihe von Schritten, die durchgeführt werden müssen, um alle Funktionen des Tools nutzen zu können. Die Schritte bestehen aus:

1. Anmeldung auf der *OpenEnergyPlatform* zum Erhalt des Token für den Datenbankzugang
2. Installation/Update von Python 3
3. Installation von *eGo*
4. Erstellung der *ding0*-Netze auf MS-NS-Ebenen mit dem Tool *ding0*
5. *eGo*-Einstellung und Dateipfade in `scenario_settings.json` hinzufügen
6. *eGo* über die Konsole, Python Interpreter, Notebooks oder ähnlichem z.B.
 \$ `python3 apply.py` starten

⁶⁸<https://github.com/openego/eGo>

⁶⁹<https://openego.readthedocs.io/en/dev/>

⁷⁰pypi.org

Die detaillierte Anleitung und Beschreibung der einzelnen Schritte kann unter ReadTheDocs⁷¹ nachverfolgt werden. Als weitere Einstiegshilfe in das Programm *eGo* wurden interaktive Tutorials auf Basis von Jupyter-Notebooks⁷² erstellt, die bereits im Projektverlauf Nutzenden⁷³ vorgestellt und erprobt werden konnten.

Die zentrale Steuerung und Einstellung von *eGo* zur Berechnung erfolgt über die `scenario_settings.json` Datei. Sie dient zum einem der Übersichtlichkeit sowie der Transparenz der einzelnen Berechnungen. Zum anderen kann sie einmal zwecks einer reproduzierbaren Wiederholung der Berechnung zusammen mit dem CSV Import von Ergebnissen verwendet werden. Die json Datei teilt sich in drei Ebenen auf. Zuerst wird die *eGo*-Berechnung definiert, die bestimmt ob eine Berechnung der jeweiligen Spannungsebenen erfolgen soll und ob bereits berechnete Ergebnisse mit einem csv Import verwendet werden sollen. Nachfolgend sind alle Einstellungsparameter für die Nutzung von *eTraGo* vorgegeben, die für die Berechnung der HöS- und HS-Ebene dient. Eine Auflistung und Beschreibung der Einstellungsparameter findet sich in Kapitel 5.6 auf Seite 122.

Zum Ende werden die Einstellungsparameter für die Nutzung von *eDisGo* innerhalb von *eGo* definiert. Die Tabelle 7.5 zeigt den Aufbau sowie die verschiedenen Parameter der `scenario_settings.json`⁷⁴ Datei.

Parameter	Beschreibung
<i>eGo</i>	
<i>eTraGo</i>	Boolan, soll die HöS-HS-Ebene berechnet werden?
<i>eDisGo</i>	Boolan, soll die MS-NS-Ebene berechnet werden?
<code>csv_import_eTraGo</code>	Dateipfad zu den <i>eTraGo</i> csv Ergebnissen
<code>csv_import_eDisGo</code>	Dateipfad zu den <i>eDisGo</i> csv Ergebnissen
<i>eTraGo</i>	

Detaillierte Übersicht in Tabelle 5.5 auf Seite 122

<i>eDisGo</i>	
<code>db</code>	Name des gespeicherten Datenbankzuganges
<code>gridversion</code>	Angabe zur Versionsnummer des Datenmodells
<code>ding0_files</code>	Dateipfad zu den Ding0 (MS-NS-) Netzdaten
<code>choice_mode</code>	Angabe zur Auswahl der MS-NS-Netzdaten ("manual", "cluster", "all")

⁷¹ https://openego.readthedocs.io/en/dev/getting_started.html

⁷² <http://jupyter.org/>

⁷³ *eGo* Dokumentation: https://openego.readthedocs.io/en/latest/getting_started.html#tutorials-as-jupyter-notebook

Abschlussworkshop *open_eGo*: <https://openegoproject.wordpress.com/ergebnisse/>

⁷⁴ <https://openego.readthedocs.io/en/dev/api/modules.html#scenario-settings-json>

Parameter	Beschreibung
cluster_attributes	Angabe zu den Clusterattributen ("farhest_node", "wind_cap", "solar_cap", "extended_storage")
only_cluster	Boolan, ermöglicht das Anwenden der Clusterfunktionen ohne die Berechnung der Netze
manual_grids	Angabe von manuell ausgewählten Netzen über deren ID's
no_grids	Anzahl der gewünschten MS-NS-Netzen, wenn "choice_mode" = "cluster" ist
parallelization	Boolan, sollen MS-NS-Netze parallel berechnet werden?
max_calc_time	Angabe zur maximalen Berechnungsdauer eines MS-NS-Netzes innerhalb der Berechnung. Abbruchkriterium.
max_workers	Angabe zur Verwendung der maximalen CPU Kerne für die parallelisierte Berechnung
initial_reinforcement	Boolan, muss "true" sein. Dient zur Kontrolle und Auslegung des Startnetzes.
apply_curtailment	Boolan, eDisGo verwendet und optimiert die Abregelungsvorgaben der HöS-HS-Ebene von eTraGo für die ausgewählten MS-NS-Netze.
curtailment_voltage_threshold	Angabe zur zulässigen Spannungsübertretung. Wird dieser Wert überschritten wird innerhalb des Netzes automatisch abgeregelt.
storage_distribution	Boolan, eDisGo übernimmt Speicherausbauangaben der höheren Netzebenen und prüft ob der Speicherausbau auf MS-NS-Ebene netzdienlich eingesetzt werden kann.
max_cos_phi_renewable	Angabe zum maximal zulässigen Leistungsfaktor $\cos(\phi)$ für die fluktuierenden Einspeiser. Sollten HöS-HS-Vorgaben nicht mit dem Faktor übereinstimmen wird die Blindleistungsvorgabe reduziert.
results	Dateipfad zum Ordern in dem die Teilergebnisse von eDisGo abgespeichert werden sollen
solver	Solverwahl zur Berechnung der MS-NS-Netze z.B. "gurobi"
timesteps_pfa	Methodenauswahl von eDisGo zur Speicherintegration z.B. "snapshot_analysis"

Parameter	Beschreibung
Tabelle 7.5: Übersicht der <i>eGo</i> -Einstellungsparameter. Detaillierte Beschreibung in ReadTheDocs ⁷⁵	

Der Objektaufbau zur weiteren Ergebnisanalyse von *eGo* gliedert sich in verschiedene Ebenen auf. Nach dem das Objekt **ego** mit der Klasse eGo initialisiert und anhand der Einstellung berechnet worden ist (siehe Abb. 7.10), liegen die Ergebnisse und Analyseanwendungen auf verschiedenen Ebenen vor.

```
eGo Initialisierung  
from ego.tools.io import eGo  
  
ego = eGo(jsonPath='scenario_setting.json')
```

Abbildung 7.10: Beispiel der *eGo*-Objektinitialisierung.

Die erste Ebene besteht aus Funktionen wie Plots, tabellarischen Ausgaben und weiteren Berechnungsfunktionen und beinhaltet die Ergebnisse auf allen Spannungsebenen. Die zweite Ebene teilt sich in die zwei Tools *eTraGo* und *eDisGo* auf. Hier können die Funktionen und Ergebnisse der jeweiligen Netzebenen weitergehend untersucht werden. In der Abbildung 7.11 sind beispielhaft pro Ergebnisebene Aufrufe der tabellarischen Investmentkosten aufgeführt. Eine ausführliche Beschreibung aller Funktionen und Methoden ist unter ReadTheDocs⁷⁶ veröffentlicht.



Abbildung 7.11: Übersicht des Objektaufbaus des Tools *eGo*.

Als weiteres Feature kann *eGo* eine interaktive Grafik mit allen Ergebnissen⁷⁷ anzeigen lassen, um diese näher untersuchen oder diese zu Transparenzzwecken online veröffentlichen zu können.

⁷⁶ <https://openego.readthedocs.io/en/latest/api/modules.html>

⁷⁷ https://openego.readthedocs.io/en/dev/_static/ego_example_iplot_map.html

7.6 Anwendung des Tools

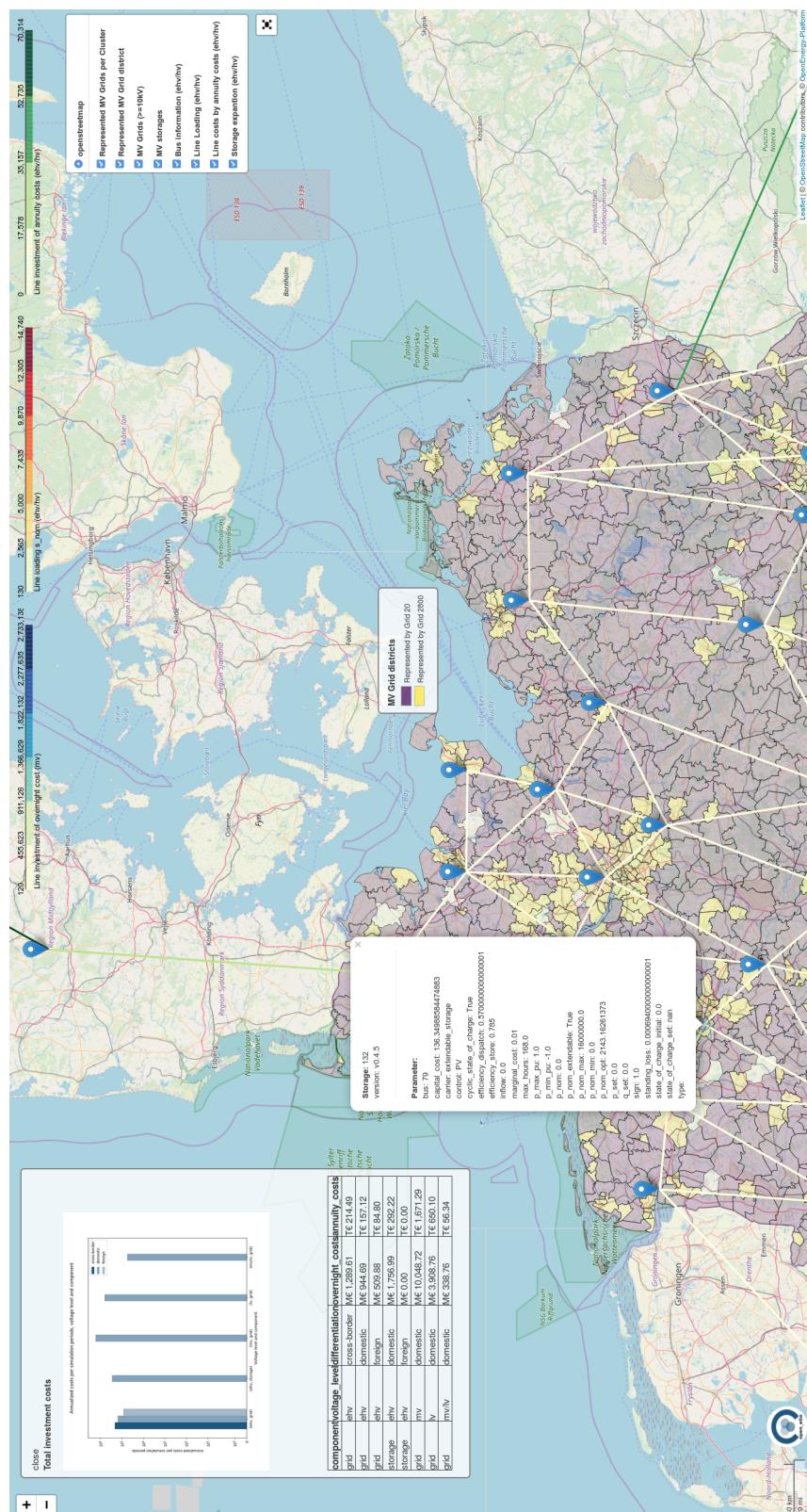


Abbildung 7.12: Beispiel iplot der Gesamtergebnisse von *eGo*.

8 Wissenschaftliche Verwertung

Die wissenschaftliche Verwertung und Dissemination der *open_eGo*-Projektergebnisse erfolgte über verschiedene Medien. So wurden innerhalb der Projektlaufzeit sieben Workshops organisiert und durchgeführt, darunter ein ganztägiger Abschlussworkshop mit etwa 90 Teilnehmern. Eine kurze Beschreibung der Workshops kann Kapitel 8.1 entnommen werden. Zusätzlich wurde an fünf Workshops der *openmod* mit wesentlichen Beiträgen teilgenommen, was zur Stärkung der Community beitrug. Zudem war es möglich, auf der Enviroinfo eine Fachgruppe zu etablieren, die in den Jahren 2016 bis einschließlich 2018 zusammenkam. Für das Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse konnte unter anderem durch die Leitung der AG 1 sowie der Gestaltung des Infrastruktur-Workshops die Vernetzung der Forschungsinhalte innerhalb der bestehenden Forschungsgemeinschaft verdichtet werden. Überdies konnten das Projekt und die Projektergebnisse mit elf Vorträgen auf weiteren Fachveranstaltungen, wie beispielsweise auf der International Conference on Smart Energy Systems and Technologies in Sevilla, vorgestellt werden. Eine vollständige Übersicht aller Beiträge auf Tagungen und Konferenzen findet sich in Kapitel 8.2.

Des Weiteren wurden im Rahmen von *open_eGo* zehn wissenschaftliche Fachartikel veröffentlicht, sowie drei Poster und eine Vielzahl an Abschlussarbeiten erstellt, welche in Kapitel 8.3 gelistet sind.

Zur fortwährenden Dissemination der Projektergebnisse wurde eine übergreifende Projektwebsite⁷⁸ erstellt und kontinuierlich betreut, auf der die wesentlichen Informationen zum Projekt verlinkt sind. Im Jahr 2018 hatte diese 4.056 Aufrufe von 1.179 Besuchern.

Im gesamten Projekt wurde ein hoher Wert auf verschiedene Aspekte von Open Science gelegt. So wurde aller im Projekt entwickelte Quellcode bereits innerhalb der Projektlaufzeit unter einer Open-Source-Lizenz auf GitHub veröffentlicht und umfangreich dokumentiert. Zudem sind alle erstellten Daten offen lizenziert in der im Projekt entwickelten *OEDB* veröffentlicht und ausführlich mit beschreibenden Metadaten versehen. Entstandene Fachartikel wurden soweit möglich Open Access bereitgestellt.

⁷⁸<https://openegoproject.wordpress.com/>

Zur Demonstration der wirtschaftlichen Verwertungsmöglichkeiten wurde das Tool *eTraGo* in einem Anwendungsfall eingesetzt. Dieser wurde zusammen mit der ARGE Netz Energie GmbH & Co. KG entwickelt und bearbeitet. Die Ergebnisse hierzu sind bereits in Kapitel 5.4.5 beschrieben.

Die schnelle und transparente Veröffentlichung der Tools, Daten und Ergebnisse einhergehend mit dem Engagement in den unterschiedlichen Netzwerken konnte schon während der Projektlaufzeit eine umfangreiche Verwertung verschiedener Teile der *open_eGo*-Projektergebnisse in anderen Projekten erzielen. Diese Vorhaben werden in Kapitel 8.4 kurz vorgestellt.

8.1 Eigenveranstaltete Workshops und Tutorials

Im Rahmen des Projektes wurden verschiedene Workshops durchgeführt, um die Transparenz für sowie Mitsprache durch potenzielle Nutzer zu gewährleisten. Dies erhöht die Anschlussfähigkeit der Ergebnisse und entspricht dem Open-Science-Ansatz.

8.1.1 Workshop zur Ausgestaltung der *OpenEnergyPlatform*

Zur Ausgestaltung der *OEP* fanden zwei Workshops statt, zum einen am 10. September 2015 mit den ExpertInnen der Systemanalyse in Berlin, zum anderen am 16. Oktober 2015 im Rahmen der Break-Out Groups des *openmod* Workshops in London. Im Ergebnis wurden mögliche Funktionen der *OEP* wie beispielsweise Kalender, Webkonferenzräume, Suchfunktionen, Datenablage, Quellcode, Tutorials, Ausgangshomepage, Glossar, Kommunikationswege und Code-Dokumentation dokumentiert. Für die genannten Funktionen wurden bestehende Portale gesammelt und zueinander in Bezug gesetzt.

8.1.2 Workshops zur Transparenz und Reproduzierbarkeit

Workshopteil A in Berlin Zu dem Workshop am 19. November 2015 kamen 17 ExpertInnen aus verschiedenen Bereichen der Systemanalyse zusammen. Einen ganzen Tag lang wurde an der Reproduzierbarkeit der Ergebnisse von Energiesystemsimulationen und der Umsetzung guter wissenschaftlicher Praxis gearbeitet. Dazu dienten Vorträge des Projektträgers Jülich (PtJ), des Karlsruher Instituts für Technologie und des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie sowie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt, welche als Input für die konstruktive Arbeit an den späteren Model-Factsheets genutzt wurden. Veröffentlicht wurden

diese Model-Factsheets auf der *OEP*. Weiterhin wurden die Ergebnisse in die vom BMWi veranstaltete Konferenzreihe des Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse eingespielt.

Workshopteil B in Flensburg Der zweite Workshop innerhalb des Förderbereichs Systemanalyse zum Thema „*Reproduzierbarkeit von Simulationsergebnissen*“ am 8. November 2016 wurde mit 11 Teilnehmenden an der Europa-Universität Flensburg zu den Themen Reproduzierbarkeit und Transparenz abgehalten. Im ersten Teil des Workshops berichteten die teilnehmenden Personen über ihre Erfahrungen, Handhabung und den Umgang mit Reproduzierbarkeit und Transparenz innerhalb ihrer Projekte. Seitens des *open_eGo* Projektes wurde der Open-Source- und Open-Data-Ansatz und das Vorgehen vorgestellt. Weitergehend wurde die *ESS-Transparency Checklist*⁷⁹ von Christian Dieckhoff (DLR) vorgestellt. Im zweiten Teil des Workshops wurden Hemmnisse und Chancen von mehr Open Source in Bezug auf Transparenz und Reproduzierbarkeit diskutiert. Die Themen *A. Alte und neue Geschäftsmodelle mit Open Source* und *B. Künftiger Umgang mit Transparenz und Reproduzierbarkeit* standen hierbei im Vordergrund. Zum Abschluss wurde die erarbeitete und vorgestellte *SWOT-Analyse Transparenz von Energiesystemmodellen* gemeinsam besprochen und erweitert. Alle Ergebnisse, Folien und Protokolle wurden im Forschungsnetzwerk Systemanalyse AG 4 *Vergleichbarkeit und Transparenz*⁸⁰ veröffentlicht.

8.1.3 Workshop zur Methodik und Datengrundlage auf Höchst- und Hochspannungsebene

Der Workshop zur Methodik und Datengrundlage auf HöS- und HS-Ebene fand am 24. Mai 2016 in Oldenburg statt. Der Hauptfokus lag auf der Modellierung des HöS- und HS-Netzes unter Berücksichtigung von Erzeugung und Verbrauch. Hierzu wurden die entwickelten Methoden vorgestellt und darüber hinaus in zwei parallelen Session ausführlich mit den insgesamt 27 Teilnehmenden aus Wissenschaft und (Netz-) Wirtschaft diskutiert. Des Weiteren wurden die Konzepte zum Optimierungsverfahren vorgestellt und plenar diskutiert. Geeignete Verfahren für

⁷⁹Raising awareness in model-based energy scenario studies — a transparency checklist https://elib.dlr.de/106327/1/2016_Cao_Raising_awareness_in_model-based_energy_scenario_studies.pdf

⁸⁰Workshop-Ergebnisse veröffentlicht im Forschungsnetzwerk Energie Systemanalyse, AG 4 Vergleichbarkeit und Transparenz unter Dokumente: 2016-11-08 WS Reproduzierbarkeit open_eGo [https://intern-guq.forschungsnetzwerk-energie.de/gruppen/view/ag-4-transparenz_dms/?1\[_p\]=category&1\[_c\]=699&1\[_sk\]=gruppen_dms.dms](https://intern-guq.forschungsnetzwerk-energie.de/gruppen/view/ag-4-transparenz_dms/?1[_p]=category&1[_c]=699&1[_sk]=gruppen_dms.dms)

die Kopplung von Marktsimulation, AC-Netzberechnung und Flexibilitätsoptionen-Optimierung wurden besprochen. Ein wichtiger Diskussionspunkt betraf die Berücksichtigung der HS-Ebene innerhalb der Optimierung. Die vorgestellten Methoden und Annahmen wurden weitestgehend durch die Experten bestätigt. Außerdem halben geäußerte Kritikpunkte und Anregungen bei der weiteren Ausgestaltung der HöS- und HS-Netzmodelle bzw. des Tools *eTraGo*.

8.1.4 Workshop zur Methodik und Datengrundlage auf Mittel- und Niederspannungsebene

In Kooperation mit der LEW Verteilnetz GmbH⁸¹ wurde der Workshop zur Ausgestaltung der MS- und NS-Netzmodelle am 23. Juni 2016 in Augsburg organisiert und durchgeführt. Die 17 Teilnehmenden setzten sich aus projektinternen und -externen Forschenden und den ExpertInnen aus der Verteilnetzplanung der Lechwerke zusammen. Es wurden die aktuellen Modellierungsansätze für die MS und NS vorgestellt und gemeinsam diskutiert. Mit dem Wissen aus der Planung und dem Betrieb der Verteilnetze konnten grundlegende Annahmen und Vorgehensweisen für die Modellierung der MS- und NS-Netze, siehe Kapitel 4.2, bestätigt oder angepasst werden.

8.1.5 Tutorial und Workshop OEP

Im Zuge der Entwicklung der *OEP* wurde am 13. September 2016 ein Workshop zur Vorstellung des *OEP*-Konzeptes veranstaltet. Zu diesem Workshop erschienen 10 TeilnehmerInnen. Im ersten Teil des Workshops stellte Berit Müller die bestehende Vernetzung und Zusammenarbeit mit der Energiemodellierercommunity vor und demonstrierte den aktuellen Aufbau der Modell- und Szenarienfactsheets. Im zweiten Teil des Workshops wurden die bestehenden und geplanten Funktionalitäten von *OEDB* und *OEP* von Martin Glauer vorgestellt. Diese wurden daraufhin mit den Anwendungsfällen der anwesenden Stakeholder abgeglichen und entsprechend erweitert. Erste Funktionalitäten, wie das Visualisieren von Datensätzen auf der Plattform und Abrufen der Daten über eine Vorversion der API, wurden von Nutzern getestet.

Die Schnittstellen der *OEP* wurden dokumentiert⁸², sodass auch externe EntwicklerInnen ihre Werkzeuge an die Daten der *OEDB* anbinden können. Um die häufigsten

⁸¹<https://www.lew.de/unternehmen/daten-fakten>

⁸²Dokumentation der Schnittstellen der *OEP*: <https://oep-data-interface.readthedocs.io/en/latest/>

Anwendungsfälle möglichst verständlich zu demonstrieren, wurden mehrere Online-Tutorials entwickelt⁸³.

8.1.6 *open_eGo*-Abschlussworkshop

Am 30. Oktober 2018 wurde der Projektabschluss in der Landesvertretung Schleswig-Holstein in Berlin abgehalten. Den etwa 90 Teilnehmenden aus Wissenschaft, Wirtschaft und Politik wurden nach Einführung in das Projekt in sechs Sessions die Methoden, Tools und Ergebnisse des *open_eGo*-Projektes vorgestellt und gemeinsam diskutiert. Die Vorträge und weitere Materialien zum Workshop wurden auf der Projekthomepage⁸⁴ veröffentlicht. Die sechs Themenschwerpunkte waren:

- Ein Datenmodell für das deutsche Stromsystem: Vorstellung der prozessierten und verwendeten Daten bezüglich Verbrauch, Erzeugung, Netz und Szenarien.
- Verteilnetzplanung — Netzausbau, Abregelung und Speicherverteilung: Vorstellung des Tools *eDisGo* zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs in MS- und NS-Netzen unter Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen Speicherausbau und Erzeugungsmanagement.
- Automatische Generierung von synthetischen Mittelspannungsnetzen: Vorstellung der Methoden, Anwendungen und Ergebnisse des Tools *ding0* für die Generierung synthetischer Verteilnetze.
- Optimierung von Netz- und Speicherausbau in der Höchst- und Hochspannungsebene: Vorstellung der Funktionsweise, Anwendung und Ergebnisse des Tools *eTraGo* zur Optimierung von Netz- und Speicherausbau auf Höchst- und Hochspannungsebene.
- Netzebenenübergreifendes Planungsinstrument zur Optimierung von Netz- und Speicherausbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene: Vorstellung des Tools *eGo* und dessen Ergebnissen.
- Eine Plattform und Datenbank für die Energiesystemmodellierung: Vorstellung und Demonstration der bestehenden Funktionalitäten der *OEP*.

⁸³Tutorials zu den Schnittstellen der *OEP*: <https://github.com/OpenEnergyPlatform/examples/tree/2760e821e3248cf0f387e0158b55a1c3adc436b0/api>

⁸⁴<https://openegoproject.wordpress.com/ergebnisse/>

8.2 Offener Diskussionsprozess und wissenschaftlicher Austausch durch Beiträge auf Tagungen und Konferenzen

Für das *open_eGo*-Projekt ist eine Weiter- und Wiederverwendung der Projektergebnisse im Sinne von Open Science besonders wichtig. Auf diese Weise kann eine Nutzergruppe für die entwickelten Tools aufgebaut und die Sichtbarkeit der entstandenen Ergebnisse erhöht werden. In diesem Sinne wurde besonderer Wert auf offene, transparente und schnelle Kommunikation gelegt. Diskussion und wissenschaftlicher Austausch fand beispielsweise durch Beiträge auf Tagungen und Konferenzen statt. Innerhalb der Projektlaufzeit sind die folgenden Ergebnisse besonders nennenswert.

- 5 Teilnahmen mit Beiträgen (Vorträgen und/oder Arbeitsgruppen) auf den Workshops der *openmod*
- Gestaltung eines Workshops für das Präsenztreffen des Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse
- Organisation der AG Transparenz des Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse
- Etablierung einer neuen Fachgruppe auf der EnviroInfo unter dem Dach der ASIM
- 11 Vorträge auf nationalen und internationalen Tagungen und Konferenzen

8.2.1 Beteiligung an der Open Energy Modelling (*openmod*) Community und den zugehörigen Workshops

Als kollaboratives Open-Source-Projekt ist daher die Beteiligung an der *openmod* für *open_eGo* besonders wichtig. Diese freie Gruppe an EnergiesystemmodellierInnen unterstützt sich gegenseitig durch die offene und freie Bereitstellung von Modellen und Informationen. Dabei erfolgt ein Teil des Austausches über das Wiki und später das Forum an dem sich die Partner von *open_eGo* kontinuierlich beteiligten. Die wichtigste Austauschplattform ist der halbjährliche Workshop mit, je nach Räumlichkeiten, ca. 70 Teilnehmenden. *open_eGo* hat in der Projektlaufzeit an fünf *openmod*-Veranstaltungen teilgenommen und bei der Gestaltung unterstützt. Das Projekt hat durch diverse Beiträge die Community gestärkt und die Sichtbarkeit der *OEP* und der Tools erhöht.

Liste der Beiträge zu den Workshops der *openmod*

- 06. – 08.06.2018 | Präsentation der Projektergebnisse und Learn-a-thon zur Einführung in die *open_eGo*-Tools auf dem 8. Workshop der Open Energy Modelling Initiative
- 12. – 13.10.2017 | Präsentation der Projektergebnisse und Organisation der Arbeitsgruppe „Complexity reduction“ auf dem 7. Workshop der Open Energy Modelling Initiative
- 19.04.2017 | Tutorial „Working with open GIS data and the OpenEnergyDatabase“ auf dem 6. Workshop der Open Energy Modelling Initiative
- 28. - 29.04.2016 | Moderation einer Arbeitsgruppe auf dem 4. Open Energy Modelling Workshop
- 16.10.2015 | Moderation der Arbeitsgruppe „Anforderungen an die Fact Sheets auf der *OEP*“ auf dem 3. Open Energy Modelling Workshop

8.2.2 Beteiligung am Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse

Als Projekt der Energiesystemanalyse engagiert sich *open_eGo* im 2015 entstandenen Forschungsnetzwerk. Berit Müller wurde zur Sprecherin der Arbeitsgemeinschaft Transparenz gewählt. In diesem Zuge engagierte sie sich bei der Organisation der Arbeitsgemeinschaft, sowie bei der Gestaltung der Präsenstreffen und der Durchführung der Workshopsessions.

Liste der Beiträge zum Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse

- 2016 | Impulsvortrag „Der Einsatz von Factsheets – drei Beispiele aus der Forschungs-Praxis“ | Webinar
- 2017 | Teilnahme am ersten Präsenstreffen Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse | Berlin
- 2018 | *open_eGo* moderiert den Workshop „Berücksichtigung von Infrastruktur“ auf dem zweiten Präsenstreffen Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse | Berlin

8.2.3 Etablierung einer Fachgruppe unter dem Dach der Arbeitsgemeinschaft Simulation (ASIM)

Die ASIM ist eine Arbeitsgemeinschaft im deutschsprachigen Raum zur Förderung und Weiterentwicklung von Modellbildung und Simulation in Grundlagen und Anwendung sowie zur Verbesserung der Kommunikation zwischen Theorie und Praxis. Das Projekt *open_eGo* etablierte 2016 auf dem zugehörigen Workshop „EnviroInfo“ Fachgruppen für Energiesystemsimulationen zur Stärkung des Austausches mit der Informatik.

Liste der ASIM von *open_eGo* etablierten Fachgruppen

- 15. - 16.09.2016 | *open_eGo* organisiert Fachgruppe auf der EnviroInfo 2016:
„Energy Modeling Systems“
- 15. - 16.09.2017 | *open_eGo* organisiert Fachgruppe auf der EnviroInfo 2017:
„Open Source and Open Data - Transparent Modelling“
- 05. - 07.09.2018 | *open_eGo* organisiert Fachgruppe auf der EnviroInfo 2018:
„Open Data and Models – Dealing with Uncertainty“

8.2.4 Weitere Beteiligungen an Konferenzen

Über die bisher genannten eigenveranstalteten Workshops und dem Engagement in Netzwerken hinaus wurde im Rahmen von *open_eGo* an weiteren geeigneten nationalen und internationellen Konferenzen und Workshops teilgenommen, welche im Folgenden gelistet sind.

Liste der Konferenzteilnahmen

- 04.12.2018 | Kurzvorstellung der Projektegebnisse von *open_eGo* auf dem Science Match Future Energies 2018 | Kiel
- 10. – 12.09.2018 | Vortrag „The role of the high voltage power level in future power systems and their modelling“ auf der International Conference on Smart Energy Systems and Technologies | Sevilla
- 05. – 07.09.2018 | Vortrag und Konferenz Proceeding „Open Source Energy System Models and the Computational Efficient Integration of Renewable Energy Sources“ auf der EnviroInfo 2018 | München

- 18.05.2018 | Vortrag „Transparente und vergleichbare Beschreibung von Szenarien unter Verwendung einer Plattform-integrierten Datenbank“ auf dem 13. ÖGOR-IHS Workshop | Wien
- 12. – 14.03.2018 | Teilnahme an der internationalen Open-Science-Conference | Berlin
- 06.12.2017 | Kurzvorstellung des Projektes *open_eGo* auf dem Science Match Future Energies 2017| Kiel
- 13. – 15.09.2017 | Vortag „An Open Database Concept for Open Energy Modeling“ auf der EnviroInfo 2017 | Luxembourg
- 12. – 14.06.2017 | Vortrag zu den Projektergebnissen auf der CoNDyNet Concluding Conference | Potsdam
- 30. – 31.03.2017 | Vortrag „Open-source approach towards a model of German high and extra-high voltage power grids“ auf der SciGRID Conference | Oldenburg
- 30. – 31.03.2017 | Vortrag „Method and tool for generating distribution grids (Distribution Network Generator DINGO)“ auf der SciGRID Conference | Oldenburg
- 01.02.2017 | Vortrag „Techno-economic optimization of a large battery for participation in the primary operating reserve market“ auf der 4. OTTI-Conference Future Grids for Renewable Energy | Berlin
- 04. - 05.10.2016 | Vortrag „An open and integrated AC-model of the transmission and distribution grid in Germany“ auf der 100% Renewable Energy conference | Flensburg
- 31.03. - 01.04.2016 | Vortrag zur Projektvorstellung von *open_eGo* in der Session Open Power System Modelling & Data auf der 6. EUM-Fachtagung & Netzwerktreffen | Flensburg
- 18.09.2015 | Vortrag zur Projektvorstellung von *open_eGo* auf dem Strommarkttreffen | Berlin

8.3 Veröffentlichungen und studentische Arbeiten

Im Laufe des Projektes sind zehn wissenschaftliche Publikationen, drei Poster sowie eine Vielzahl Abschlussarbeiten entstanden, welche im Folgenden aufgelistet werden. Zudem wurde jeglicher im Projekt entwickelte Code sowie jegliche generierte Daten öffentlich zur Verfügung gestellt. Aufgrund des im Projekt verfolgten Open-Science-Ansatzes wurden Code und Daten unter einer Open-Source- bzw. Open-Data-Lizenz veröffentlicht sowie bei den wissenschaftlichen Publikationen nach Möglichkeit eine Open Access Publikation gewählt.

8.3.1 Wissenschaftliche Publikationen

- 2019 | „Integrated techno-economic power system planning of transmission and distribution grids“ | Energies — Open Access [122]
- 2018 | „Optimal Sizing and Spatial Allocation of Storage Units in a High-Resolution Power System Model“ | Energies — Open Access [121]
- 2018 | „The role of the high voltage power level in future power systems and their modelling“ | International Conference on Smart Energy Systems and Technologies [123]
- 2017 | „The *eGo* grid model: An open source approach towards a model of German high and extra-high voltage power grids“ | SciGRID International Conference on Power Grid Modelling — Open Access [2]
- 2017 | „The *eGo* grid model: An open source and open data based synthetic medium-voltage grid model for distribution power supply systems“ | SciGRID International Conference on Power Grid Modelling — Open Access [74]
- 2017 | „Allocation of annual electricity consumption and power generation capacities across multiple voltage levels in a high spatial resolution“ | International Journal of Sustainable Energy Planning and Management — Open Access [1]
- 2017 | „AC Power Flow Simulations within an Open Data Model of a High Voltage Grid“ | Springer Book „Advances and New Trends in Environmental Informatics“ [24]
- 2017 | „Open Data in Power Grid Modelling: New Approaches Towards Transparent Grid Models“ | Energy Reports [73]

- 2017 | „Institutions for database schemas and datasets“ | CALCO 2017 Early Ideas Workshop
- 2017 | „An Open Database Concept for Open Energy Modeling“ | EnviroInfo 2017

8.3.2 Poster

- 2018 | Poster „Computational efficient Integration of Flexibility Options in Large Scale Energy System Models“ auf der ACMe-Energy Conference | Karlsruhe
- 2017 | Poster „The *OpenEnergyPlatform (OEP)* - A web-platform to improve transparency and reproducibility of energy system analyses“ auf dem Präsenstreffen Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse | Berlin
- 2017 | „The *OpenEnergyDatabase (Oedb)* - A database concept to improve transparency in energy system analyses“ auf dem Präsenstreffen Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse | Berlin

8.3.3 Studentische Arbeiten

- 2018 | Mirco Hansen | Simulation von Einspeisemanagementeinsätzen in Schleswig-Holstein | Europa-Universität Flensburg (Masterarbeit) [53]
- 2018 | Jorge Mario Vélez Gutiérrez | Evaluation and comparison of methods to reduce the computational cost of power system simulations | Universität Oldenburg (Masterarbeit) [107]
- 2018 | Oriol Raventós Morera | Temporal complexity reduction techniques and their use in power system modelling | Universität Oldenburg (Masterarbeit) [119]
- 2018 | Clara Büttner | Offene Modellierung des geplanten Leitungsausbaus in Deutschland | Hochschule Flensburg (Bachelorarbeit) [57]
- 2018 | Marlon Schlemminger | Modellierung von Redispatch-Maßnahmen im deutschen Hoch- und Höchstspannungsnetz | Europa-Universität Flensburg (Masterarbeit) [150]
- 2018 | Malte Scharf | Inter-voltage-level correlations of congestions in the German electricity network | Europa-Universität Flensburg (Masterarbeit) [103]

- 2018 | Mohamed Kamal Ahmed Abdelhafez | Optimal integration of net-supportive storage systems in distribution networks with a high share of renewable energies | Technische Universität Berlin (Masterarbeit) [151]
- 2017 | Simon Bremert | Analyse des Flexibilitätspotentials in Schleswig-Holstein anhand von Stromnetzsimulationen | Europa-Universität Flensburg (Masterarbeit) [152]
- 2017 | Manuel Linsenmeier | Statistical analysis of a synthetic dataset of the electricity distribution grid in Germany | Humboldt-Universität Berlin (Hausarbeit) [153]
- 2017 | Manuel Linsenmeier | Estimating costs of extending electricity distribution networks in Germany | Humboldt-Universität Berlin [98]
- 2017 | Jonas Gütter | Modellierung deutscher Niederspannungsverteilnetze auf Grundlage von OpenStreetMap-Daten | Friedrich-Schiller-Universität Jena (Masterarbeit) [96]
- 2017 | Marius Vespermann | Entwicklung einer Methodik zur Betriebsmittel-Parametrisierung im Rahmen eines offenen Stromnetzmodells der Höchst- und Hochspannungsebene Deutschlands | Europa-Universität Flensburg (Masterarbeit) [71]
- 2017 | Mario Kropshofer | Entwicklung einer Methodik zur wirtschaftlichen und technischen Optimierung des deutschen Netzausbau in der Hoch- und Höchstspannungsebene | Hochschule Flensburg (Masterarbeit) [154]

8.3.4 Modell- und Datenveröffentlichungen

Im gesamten Projekt wurde soweit möglich eine konsequente Einhaltung der Prinzipien von Open Source bei der Implementierung und Veröffentlichung von Programmcode, eine anwendungsgerechte Bereitstellung der Datenmodelle mit Hilfe der *OEP* sowie eine stringente Lizenzierung verfolgt. Die ausführliche Dokumentation von Code sowie das Lizenzieren und Dokumentieren von Daten schafft einen erheblichen Mehraufwand, doch wird die nachhaltige Nutzbarkeit wesentlich erhöht und damit ein großer Mehrwert geschaffen.

Der Mehrwert gründet sich unter anderem auf der durch eine offene Lizenzierung geschaffene Rechtssicherheit bei der Weiterverwendung von Code und Daten. Dies führt zu einer deutlich gesteigerten Akzeptanz innerhalb des Anwenderkreises, da die Regeln offener Lizzenzen klar und einfach die Weiterverwendung, auch von neu

geschaffenem Code und Daten, regeln. Darüber hinaus garantiert die Herstellerunabhängigkeit von Open Source und Open Data in der Regel eine Verwertungsdauer die mindestens denen herstellerspezifischer Lösungen entspricht. Einen großen Vorteil stellen weiterhin die Flexibilität und Anpassbarkeit sowie die Transparenz von Open Source und Open Data dar, welche es anderen Anwendern ermöglicht, die verwendeten Strukturen in kurzer Zeit auf eigene Bedürfnisse anzupassen und ggf. zu ergänzen. Die genannten Vorteile führen insgesamt zu einer höheren Akzeptanz, welche ihrerseits die Grundlage für die daraus entstehende Kommunikation und Vernetzung der Anwender untereinander darstellt.

Der Mehrwert von Open Source und Open Data generiert sich aber nicht aus bloßem, mit einer offenen Lizenz versehenem und zur Verfügung gestellten Code oder Daten, sondern wird erst dann geschaffen, wenn Sourcecode und Daten auf Plattformen veröffentlicht werden, die dem Anwenderkreis bereits bekannt sind und auf die ein einfacher Zugriff garantiert ist. Im *open_eGo* Projekt wurden mit der *OEP* und *OEDB* solche Plattformen geschaffen und für die Bereitstellung von im Projekt generierten und dokumentierten Datensätzen verwendet, die damit einer externen Weiterverwendung zugeführt wurden. Codeseitig wurde die in der Nutzergemeinde weithin bekannte Plattform GitHub zur Veröffentlichung der entwickelten Software-Tools verwendet⁸⁵.

Darüber hinaus werden Anwender offene Software und Daten nur dann einsetzen, wenn der Code gut dokumentiert, die erforderlichen Schnittstellen genau beschrieben, die Annahmen und Voraussetzungen vollständig dargelegt und Nutzungsbeispiele vorhanden sind sowie auch ein Support in Form von E-Mail-Anfragen oder einem Online-Ticket-System möglich ist. Diese Voraussetzungen wurden im Rahmen des Projekts für die entwickelten Tools auf Basis von Tutorials und weiteren Dokumentationen in *Readthedocs* geschaffen⁸⁶

In welchem Maße die im Projekt bereitgestellten Datensätze und Tools bereits im Verlauf des Projekts einer Weiterverwendung zugeführt werden konnten, wird in Kapitel 8.4 näher erläutert.

8.4 Projekexterne Verwertung

Die schnelle und transparente Modell- und Datenveröffentlichung ermöglichte schon während der Projektlaufzeit eine Verwertung in anderen Projekten. Aufgrund teil-

⁸⁵URL: <https://github.com/openego>

⁸⁶openego.readthedocs.io
etrago.readthedocs.io
edisgo.readthedocs.io
dingo.readthedocs.io

weise fehlender Rückmeldung ist eine vollständige Übersicht über alle Verwertungen nicht möglich. Im Folgenden werden die Vorhaben, von denen bekannt ist, dass sie verschiedene Teile der *open_eGo*-Projektergebnisse nutzen, vorgestellt. Einige der Vorhaben sind mit und von Partnern aus dem *open_eGo*-Projekt, andere sind unabhängig davon.

8.4.1 Projekt *open_FRED*

Das BMWi-geförderte Projekt *open_FRED* (0324006) startete im August 2016, ca. ein Jahr nach *open_eGo*, mit dem Ziel, angepasste Wetter- und Einspeiseeingangsdaten für die Energiesystemsimulation zu erzeugen und diese als Open Data bereitzustellen. Das Projekt konnte sehr gut an die Arbeiten aus AP 1 anknüpfen und die bestehende *OEP* als Grundlage für die Veröffentlichungen nutzen. Das Projekt *open_FRED* wird bzw. hat Wetterdaten auf der Plattform veröffentlicht und dabei sowohl die geschaffene Datenbankstruktur als auch die Grundzüge der strukturierteren Ablage nutzen und weiterentwickeln können. Dies bezieht sich beispielsweise auf Metadaten, die mit dem Datenpaket geliefert werden. Weiterhin sind alle Modelle mit Schnittstellen zur *OEP*-Datenbank versehen, so dass die Verwendung der abgelegten Wetterdaten unkompliziert geschehen und an die Anforderungen der jeweiligen Modellierung und Szenarien angepasst werden kann. *open_FRED* hat auch eine Sammlung von Grund- und Kraftwerksdaten zum Ziel. Hierfür konnten die in *open_eGo* entstandenen Daten, wie politische Grenzen oder EEA als Basis verwendet werden.

8.4.2 Projekt *SzenarienDB*

Das BMWi-geförderte Projekt *SzenarienDB* (03ET4057) entwickelt Strukturen und Features für die Beschreibung von Szenarien und die Ablage der zugehörigen Daten. Hierbei werden die *OEP* und *OEDB* um entsprechende Funktionen erweitert und die in AP 1 erstellten Qualitätskriterien und Metadatenformate erweitert. Weiterhin wird eine Ontologie entwickelt, die auch in neue Such- und Vernetzungsmethoden der *OEP* einfließen soll. So können beispielsweise die Informationen der Factsheets auf die Begriffe der Ontologie verweisen und somit die Verständlichkeit der Beschreibungen stark erhöhen. Durch die verbesserte Vergleichbarkeit von Szenarien können Forschende ihre Ergebnisse leichter in einen vergleichenden Kontext setzen und erhalten einen einfachen Überblick über bestehende Szenarienrechnungen.

8.4.3 Projekt *Einsparzähler*

Das Förderprogramm *Einsparzähler* fördert die Installation von Einsparzählern bei Energieeffizienzmaßnahmen mit dem Ziel Einsparmaßnahmen messbar zu machen. Hierbei werden zusätzliche Fördergelder bewilligt, wenn die Maßnahme Open-Data- und Open-Source-Anforderungen umsetzt. Bei einem der Workshops wurde die *OEP* vorgestellt und Wissen zu Lizzenzen vermittelt. Weiterhin wurde von der TU Berlin eine wissenschaftliche Begleitung der Projekte angeboten, bei der Daten und Ergebnisse auf der *OEP* veröffentlicht werden. Es ist damit zu rechnen, dass mehrere Projekte im Rahmen des Förderprogramms die *OEP* nutzen werden.

8.4.4 Projekt *BuergEN*

Im Rahmen des Projektes *BuergEN* (FKZ: 01UN170) - "Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen Modul 3: Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren bei der Entwicklung der Stromnetze" wurde die *OEP* während des Projektes im Jahr 2017 getestet und mit anderen Konzepten und Plattformen verglichen. Die detaillierten Ergebnisse finden sich im Abschlussbericht [155] des Projektes.

8.4.5 Factsheets: *MODEX* vom BMWi und *Horizon 2020*

Die Model Factsheets werden bereits in verschiedenen Zusammenhängen genutzt. Seitens der Europäischen Kommission ist gewünscht, dass sich die Projekte, die mit Modellierungen des Energiesystems arbeiten, bezüglich der genutzten Modelle austauschen und diese auch für weitere Akteure besser sichtbar sind. Deshalb haben die *Horizon 2020*-Projekte aus dem LCE 21 Call (MEDEAS, SET-NAV, REEEM, REFLEX) bei ihrem Treffen beschlossen, die beteiligten Modelle nach und nach auf der Plattform zu beschreiben. Für das Modellexperiment *MODEX*⁸⁷ des BMWi wurde die Plattform als Möglichkeit genutzt, für eine Teilnahme an dem Experiment zur Verfügung stehende Modelle einzutragen. So konnten potenzielle ProjektinitiatorInnen über das Filtern einzelner Eigenschaften passende Modelle für ihr spezielles Experiment identifizieren.

⁸⁷ <https://www.ptj.de/ueber-uns/aktuelles?news=news/modex>

8.4.6 Projekt *demandRegio*

Das Projekt *demandRegio* (03ET4040)⁸⁸ entwickelt ein einheitliches und transparentes Verfahren zur zeitlichen Auflösung und Regionalisierung von Strom- und Gasnachfragen. Auf der Basis von verfügbaren Energiestatistiken werden Skalierungsfaktoren sowie Energiebedarfskenngrößen entwickelt, die eine räumliche Disaggregation sowie die Ermittlung aussagekräftiger zeitlicher Lastgänge erlauben. Kurz nach dem Projektbeginn wurde das in *open_eGo* erzeugte Datenmodell auf einem der Projekttreffen vorgestellt und besprochen. Nach derzeitigem Kenntnisstand wird die regionale Verteilung des Energiebedarfs im Projekt als Datenergänzung bzw. -basis genutzt. Das Projekt plant seine Ergebnisse auf der *OEP* zum Endes des Projektes 2019/2020 zu veröffentlichen.

8.4.7 Projekt *SimBench*

Das Ziel des Vorhabens *SimBench*⁸⁹ ist die Entwicklung eines Benchmark-Datensatzes für Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und Netzbetriebsführung. Im Rahmen der von *open_eGo* ausgerichteten Workshops wurde sich inhaltlich miteinander ausgetauscht. Im Zuge des Workshops auf dem Netzwerktreffen der Energiesystemanalyse möchte *SimBench* das Netzdatenmodell aus *open_eGo* für einen Vergleich des Benchmark-Datensatzes heranziehen.

8.4.8 Weitere externe Verwertung

Im Bereich der Energiesystemanalyse des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE wurde das Tool *eTraGo* im Zusammenhang mit dem entsprechenden Netzdatenmodell verwendet. Hierbei entstand eine Masterarbeit, die eine Abstimmungskaskade zwischen Übertragungs- und Hochspannungsnetzbetreiber evaluiert und zu dem Ergebnis kommt, dass trotz lokaler Fehlabbildungen die grundsätzlichen Zusammenhänge des realen Engpassmanagements hinreichend genau abbildet werden, um selbige zu simulieren (siehe [156]). Des Weiteren soll im Rahmen eines Auftragsprojektes des ISE das Optimierungstool *eDisGo* in die Softwareentwicklung für die Netzberechnung der Netzbetreiber integriert werden. Die Klärung bezüglich der Open-Source-Lizenz steht noch aus.

⁸⁸<https://www.ffe.de/themen-und-methoden/erzeugung-und-markt/735-demand-regio-harmonisierung-und-entwicklung-von-verfahren-zur-regionalen-und-zeitlichen-aufloesung-von-energienachfragen>

⁸⁹SimBench: <https://www.simbench.de/de/willkommen>

Die Forschungsgruppe der theoretischen Physik von Herrn Prof. Dr. Maass an der Universität Osnabrück arbeitet daran, dass Netzmodell der HöS- HS-Ebene für ihre Forschung zu verwenden. Im Rahmen einer Masterarbeit wurde mit Hilfe eines Monte-Carlo Ansatzes der Einfluss von sekündlich variierenden Windgeschwindigkeiten auf die Netzauslastung bewertet. Dieser Ansatz wird derzeit weiter entwickelt.

Die Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)⁹⁰ hat eine Ausschreibung zur Anwendung der *eGo*-Tools für die Schweiz ausgeschrieben. Es ist geplant die Methoden aus dem *eGo data processing* und die Erstellung von synthetischen MS-Netzen mit *ding0* auf der Schweizer Datenbasis anzuwenden. Titel der Ausschreibung ist: „Abschätzung der Schweizer Verteilnetzstruktur auf Basis von freien Geodaten“⁹¹ und ist in Absprache mit den Projektbeteiligten entwickelt worden.

Des Weiteren haben mehrere Studenten der Europa-Universität Flensburg in Kooperationen mit Firmen wie bspw. Greenpeace Energy, Nordgröön oder Arge Netz Masterarbeiten mit Hilfe des Tools *eTraGo* angefertigt (z.B. [152, 53]). Diese Firmen konnten so für sie relevante Fragestellungen bearbeiten und beantworten.

⁹⁰<https://www.zhaw.ch/de/hochschule/>

⁹¹https://www.zhaw.ch/storage/sml/institute-zentren/cee/upload/Abscha%CC%88tzung_der_Schweizer_Verteilnetzstruktur_auf_Basis_von_freien_Geodaten.pdf

9 Fazit

Das Ziel des Projekts bestand darin, ein transparentes, netzebenenübergreifendes Planungsinstruments auszuarbeiten, welches volkswirtschaftlich optimalen Netz- und Speicherausbau für Deutschland bestimmen kann und im Zusammenspiel mit einer offenen Energiesystemmodellierungsplattform fungiert. Sowohl das Planungsinstrument als auch die Plattform konnten samt ihrer innovativen Elemente erfolgreich entwickelt werden. Die um das Netzplanungsinstrument *eGo* herum geschaffene Open-Source-Tool-Landschaft kann alle Spannungsebenen in Deutschland modellieren, die grundsätzlichen Funktionsweisen des Strommarktes unter Berücksichtigung des physikalischen AC-Lastflussverhaltens simulieren und gleichzeitig Netz- und Speicher- ausbau integriert optimieren. Darüber hinaus ermöglicht die im Projekt entwickelte *OEP* eine systematisierte, modellübergreifende Nutzung offener Energiedaten.

In der Energiesystemmodellierung werden eine Reihe an Informationen und Annahmen benötigt. Mit zunehmender Leistungsfähigkeit der Modelle steigt auch die Komplexität der verwendeten Daten. Insbesondere für die Speicherung und Bearbeitung großer Datenmengen und deren Georeferenzierung stellen Postgres-Datenbanken mit PostGIS-Erweiterung eine geeignete Technologie dar. Mit der ***OEDB*** wurde eine ebensolche Datenbank aufgesetzt. Es wurden Qualitätskriterien in Form von json-Metadaten sowie eine Schema- und Tabellenstruktur entwickelt, die die Nutzung durch eine Vielzahl von AnwenderInnen erleichtert. Die Daten der *OEDB* benötigen gute Datenschnittstellen, um eine einfache und doch flexible Verfügbarkeit sowie Sicherheit und Konsistenz der Daten zu gewährleisten. Mit der API der ***OEP*** wurde hier eine funktionale Lösung entwickelt. Entsprechend kann die sehr heterogene Landschaft der Energiesystemmodellierung mit der Wiederverwendung, Weiterentwicklung und Ergänzung der entstandenen Infrastruktur und Energiedaten Synergien schaffen.

Die Erstellung der offenen Datengrundlage für die Verwendung innerhalb der Netzplanungsinstrumente machte einen wesentlichen Bestandteil des Projektes aus. Das geschaffene Datenmodell umfasst **offene Netzmodelle für die HöS- und HS- sowie MS- und NS-Ebene**. Grundlegend basieren diese Netzmodelle auf einer geografisch hochauflösten Verteilung von Erzeugung und Verbrauch. Darüber hinaus weisen diese Erzeuger und Verbraucher ein stündlich variierendes Verhalten innerhalb verschiedener Szenariojahre auf. Drei wesentliche Szenarien wurden entwi-

ckelt, die in erster Linie den gegenwärtigen (*Status Quo*-Szenario) und zukünftigen (*NEP 2035-* und *eGo 100*-Szenario) Kraftwerkspark darstellen. Die Netztopologie der HöS- und HS-Ebene wird im Wesentlichen aus *OSM*-Daten mittels des Tools *osmTGmod* erstellt. Mit Hilfe von Annahmen zu den elektrischen Eigenschaften der Betriebsmittel und einer Zuordnungsmethode von Verbrauch und Erzeugung zu adequaten Netzverknüpfungspunkten wird ein Netzmodell geschaffen, welches als Basis für wirtschaftliche Optimierungen als auch lineare und nicht-lineare AC-Lastflussberechnungen dient. Dieses Modell umfasst die Gesamtheit des Verbrauchs und der Erzeugung. Ein- bzw. Ausspeiser der unteren Spannungsebenen sind als Aggregate an der HS-Ebene angeschlossen.

Zur Abbildung der MS- und NS-Netztopologien wurde aufgrund mangelnder Datenlage (u.a. der *OSM*-Daten) das Tool *ding0* zur synthetischen Generierung der Netztopologien erstellt. *ding0* ist in der Lage, ländliche und suburbane Netzstrukturen, welche den örtlichen Verbrauchs- und Erzeugungsgegebenheiten angepasst sind, zu generieren. Hierfür wird bezüglich der MS-Netztopologien im Wesentlichen ein Routing Algorithmus verwendet, während im Falle der NS-Netze Referenznetze die Grundlage bilden.

Mit Hilfe der Netzmodelle können die entwickelten Netzplanungsinstrumente umfangreiche Simulations- und Optimierungsrechnungen zur Beantwortung diverser Fragestellungen anstellen. Das Tool *eTraGo* zur Optimierung von Netz- und Speicherausbau auf HöS- und HS-Ebene verwendet im Kern das ebenfalls offene Tool *PyPSA*. Hier finden insbesondere der LOPF als auch nicht-lineare Lastflussberechnungen Anwendung. Unter Berücksichtigung technischer Nebenbedingungen werden sowohl der Kraftwerkseinsatz als auch Investitionsentscheidungen (Netz und Speicher) kostenminimal bestimmt und resultierende Wirk- und Blindleistungsflüsse modelliert. Räumliche und zeitliche Komplexitätsreduktionsmethoden erlauben umfassende Optimierungsrechnungen in diversen Auflösungen und Rechenzeiten.

Mit Hilfe des Tools wurden im Rahmen des Projektes eine Reihe an Fragestellungen untersucht, wie bspw. die Relevanz der Integration der HS-Ebene in die Systemoptimierung und der optimale Netz- und Speicherausbau. Bezüglich der Integration der HS-Ebene in die Optimierung des Übertragungsnetzes hat sich gezeigt, dass dieser innovative Ansatz zu einer Berücksichtigung von mehr relevanten Netzentitäten führt. Dieser Effekt nimmt bei einer zukünftigen dezentraleren Gestaltung des Kraftwerksparks zu. Eine Missachtung der HS-Ebene führt damit tendenziell zu einer Unterschätzung der Kosten und einer Überschätzung des Speicherausbaupotenzials.

Die Untersuchungen zum optimalen Netz- und Speicherausbau liefern für das *NEP 2035*-Szenario einen moderaten Netzausbau von 89 GVA und keinen nennenswer-

ten Speicherausbau als optimale Konstellation. Der noch vorhandene konventionelle Kraftwerkspark in diesem Szenario in Kombination mit der Möglichkeit Abregelung von EE-Anlagen uneingeschränkt zuzulassen, lässt weiter reichende Investitionen in Speicher und Netz nicht wirtschaftlich erscheinen. Im *eGo 100*-Szenario werden dagegen 14 GW Speicherausbau benötigt sowie ein zusätzlicher Netzausbau von 28 % (im Vergleich zum *NEP 2035*-Szenario). In Abbildung 9.1(a) ist die räumliche Verteilung des Netz- und Speicherausbaus zusammenfassend für das *eGo 100*-Szenario dargestellt. Es zeigt sich, dass Netzausbau vor allem im windreichen Nordwesten und auf den grenzüberschreitenden Leitungen stattfinden sollte. Speicher werden überwiegend im windreichen Norden in Form von großen, zentralen Langzeitspeichern projektiert (81 % des gesamten Speicherausbaus). Wenige größere Batteriespeicher stellen in den südlichen Grenzregionen volkswirtschaftlich sinnvolle Investitionen dar. Die entsprechenden Gesamt-Investitionskosten sind der Abbildung 9.2 zu entnehmen. Die Netzausbaukosten fallen für die HöS- und HS- Ebene im Vergleich zu den Veröffentlichungen des NEP und zu den berechneten MS-Kosten gering aus. Hierfür gibt es verschiedene kostensenkende Gründe. Es werden vor allem kürzere Leitungen ausgebaut und es wird kein Neubau von Trassen (insb. DC) zugelassen. Da DC-Kabel ein Vielfaches teurer sind als AC-Freileitungen und bis zu 52 % der Investitionskosten des NEP ausmachen, entstehen durch den reinen Ausbau von AC-Freileitungen im Vergleich deutlich geringere Kosten. Darüber hinaus zeigen Vergleichsrechnungen zum NEP, dass insbesondere das Zulassen von EE-Abregelungen einen beachtlichen kostensenkenden Effekt hat. Die Speicherausbaukosten der HöS- und HS- Ebene haben dagegen im Rahmen eines vollständig von EEA versorgten Strombedarfs den größeren Anteil an den gesamten Investitionskosten. Dieses langfristig kombinierte Optimum aus Netz- und Speicherausbau zeigt die Richtung für eine sinnvolle zukünftige Gestaltung des Stromsystems auf.

Mit dem Tool *eDisGo* kann Netzausbaubedarf unter Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen Abregelung und Speicherintegration für die MS- und NS-Ebene ermittelt werden. Dabei werden Vorgaben aus den darüberliegenden Netzebenen bezüglich der abzuregelnden Leistung sowie des Speichereinsatzes auf Basis entwickelter Heuristiken möglichst kostenoptimal in Hinblick auf eine Verringerung des Netzausbaubedarfs eingesetzt. Durch Vergleiche der mit dem Tool errechneten Netzausbaukosten mit denen anderer relevanter Studien konnte die Plausibilität der Ergebnisse gezeigt werden.

Die mit *eDisGo* im Falle konventioneller Netzausbauplanung ohne den Einsatz von Flexibilitätsoptionen ermittelten Netzausbaukosten, hier als Worst-Case-Kosten bezeichnet, betragen im *NEP 2035*-Szenario 14,9 Mrd. EUR, wobei etwa 84 % davon auf die MS-Ebene entfallen. Für eine vollständig auf EE gestützte Stromversorgung Deutschlands im *eGo 100*-Szenario werden Gesamtnetzausbaukosten von

18,8 Mrd. EUR ermittelt. In einem Anwendungsfall kann zudem gezeigt werden, dass die Netzausbaukosten mittels der entwickelten Heuristik zur spannungsbasierten Allokation von Abregelungsvorgaben gegenüber einer gleichmäßigen Abregelung der Anlagen, bei welcher der Netzzustand nicht berücksichtigt wird, um 14 % reduziert werden können.

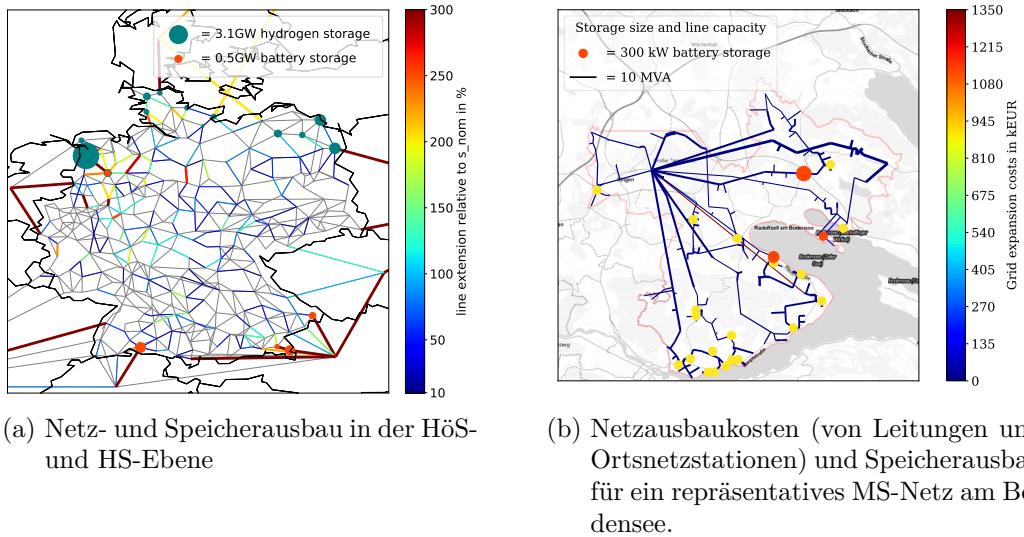


Abbildung 9.1: Räumliche Verteilung von Netz- und Speicherausbau im *eGo 100*-Szenario.

Die Integration der beiden Planungsinstrumente *eTraGo* und *eDisGo* liefert das Tool ***eGo***. Dementsprechend stellt die Schnittstelle zwischen der HS- und MS-Ebene die wesentliche Funktion des Tools dar. Des Weiteren liefert *eGo* eine Komplexitätsreduzierende Methode zum Clustern von MS-Netzen, um ausgehend von der Berechnung repräsentativer Netze deutschlandweite Ergebnisse für alle MS- und NS-Netze abzuleiten. Die als im (n-0)-Fall als isoliert angesehenen MS-Netze können entsprechend der verfügbaren Rechenkapazitäten parallelisiert werden. Auswertungen des konventionellen Netzausbaubedarfs ohne Flexibilitätsoptionen ergeben, dass ab einer Anzahl von 600 repräsentativen Netzen die Hochrechnungen nur noch äußerst geringe Fehler gegenüber einer vollständigen Berechnung aller 3.608 Netze aufweisen. Letztlich lassen sich Netz-, Speicherausbaukosten für alle Spannungsebenen bestimmen und auswerten.

Bezüglich der *eTraGo*-seitigen Ergebnisse zum Netz- und Speicherausbau (siehe oben) lassen sich so konsistente Ergebnisse für die deutschlandweite MS- und NS-Ebene generieren. Entsprechend einer Cluster-Rechnung mit 600 repräsentativen MS-Netzen ergeben sich im *NEP 2035*-Szenario in diesen beiden unteren Spannungsebenen entsprechende Netzausbaukosten von 9,9 Mrd. EUR gegenüber den oben ge-

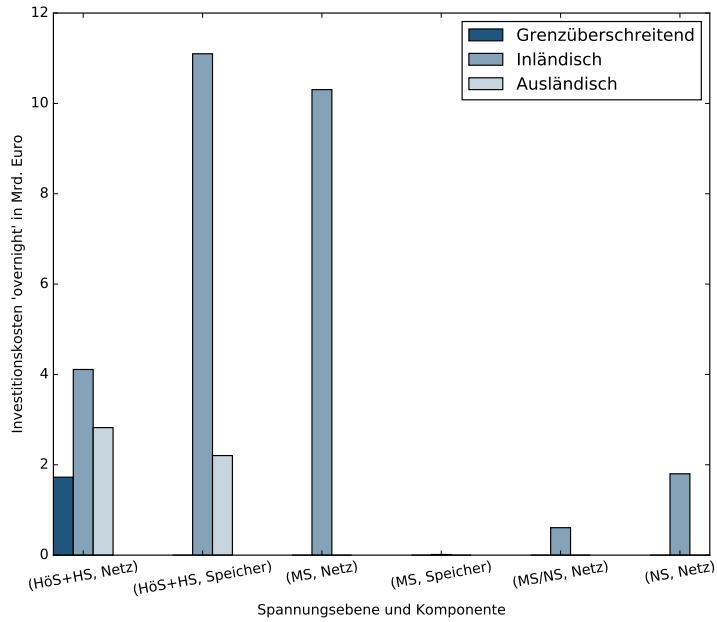


Abbildung 9.2: Netz- und Speicherausbaukosten für alle Spannungsebenen für das Szenario eGo 100 (MS-Clustering mit 600 repräsentativen MS-Netzen). Die Speicherausbaukosten von 14 Mio.EUR in der MS-Ebene sind nicht erkennbar.

nannten Worst-Case-Kosten von 14,9 Mrd. EUR. Im *eGo 100*-Szenario steigen diese Kosten um 25 %. Die entsprechenden Kosten, aufgeschlüsselt je Spannungsebene, sind in der Abbildung 9.2 zusammengefasst. Der Speicherausbau auf der MS-Ebene beläuft sich mit 14 Mio. EUR im vergleichsweise marginalen Bereich, senkt allerdings in den Netzen in denen entsprechend der übergelagerten Ebene die Möglichkeit Speicher in der MS-Ebene zu installieren besteht, die Netzausbaukosten im Mittel um 22 %. Die räumliche Verteilung des Netz- und Speicherausbau eines dieser MS-Netze ist in Abbildung 9.1(b) dargestellt.

Die hohe Komplexität der entwickelten Open-Source- und Open-Data-Modelle beinhaltet eine Vielzahl von sensitiven Annahmen und möglichen Fehlerquellen. Die Annahmen, Methoden und Ergebnisse wurden auf ihre Plausibilität geprüft und verifiziert. Allerdings war, aufgrund der größtenteils fehlenden Verfügbarkeit valider bzw. offizieller offener Daten-Modelle (insbesondere im Bereich der Netzmodelle), eine umfassende Validierung nicht möglich. Einige, wenn auch sinnvolle Annahmen, können großen Einfluss die Ergebnisse haben. Bspw. trägt die Verwendung von Korrekturfaktoren im Bereich der Wetterzeitreihen zu der signifikanten Kosten einsparung von bis zu 54 % bei. Das heißt, die Einsparung kann nicht alleinig auf die Berücksichtigung von Zeitreihen im Gegensatz zu der Verwendung von Worst-Case-Betrachtungen auf Basis von Gleichzeitigkeitsannahmen zurückgeführt werden

und erschwert so das Ableiten von eindeutigen Schlussfolgerungen. Darüber hinaus führt die hohe Komplexität der Modelle zu derartig großen Optimierungsproblemen, sodass diese nicht in sinnvollen Rechenzeiten lösbar sind. Dieser Problematik wurde mit einer Vielzahl von Komplexitätsreduzierenden Maßnahmen begegnet. Diese Clusteringmethoden ermöglichen das Generieren von Ergebnissen auf Kosten der Qualität und räumlichen und zeitlichen Detailschärfe.

Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass sowohl der netzebenenübergreifende Ansatz als auch die integrierte Optimierung von Netz- und Speicherausbau im Sinne einer kostengünstigen Gestaltung des zukünftigen Energiesystems wichtige Modellierungsansätze darstellen. Hierbei führt der offene Ansatz zu einer möglichen gesamtgesellschaftlichen Verwertung und Weiterentwicklung welche letztlich zu einer größeren Akzeptanz der Energiewende führen kann.

10 Ausblick

Um eine zukünftige Nutzung der *OEP*-Daten für interessierte Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft, Gesellschaft und Politik zu vereinfachen, müssen die Daten so repräsentiert werden, dass der Nutzen (beispielsweise Stromerzeugungsdaten) und die Charakterisierung (zeit- und räumliche Auflösung, Erstellungsdatum etc.) unmittelbar und für jeden verständlich hervorgeht. Das Ziel ist eine frei verfügbare und explizite Datenform, die für interessierte Akteure abruf- und nutzbar ist.

Neben der entwickelten *OEP* sind während der Projektlaufzeit weitere **Open-Data-Plattformen** zum Austausch in der Energieforschung entstanden (energydata.info⁹², [energypedia](https://energypedia.info)⁹³, [enipedia](https://enipedia.tudelft.nl)⁹⁴, open energy modelling initiative (openmod)⁹⁵, Energy Charts⁹⁶, Energy Transition Model (ETM)⁹⁷). Diese Plattformen unterscheiden sich hauptsächlich im Sinne der Datenschnittstelle, Versionierung und Verfügbarkeit von Szenariendaten von der *OEP*, wohingegen einige Aspekte wie die Auswertung und Darstellung von Daten oder interaktive Analyse-, Such- und Simulationsanwendungen mögliche Weiterentwicklungen der *OEP* darstellen.

Zusätzlich zur Entstehung zahlreicher Plattformen sind während der Projektlaufzeit eine Vielzahl an **Open-Source-Modellen** entstanden. Das Tool *PyPSA* gehört bspw. dazu und wurde in den im Projekt entwickelten Tools synergetisch genutzt. Im Rahmen des BMWi-Förderaufrufs MODEX werden viele dieser Modelle methodisch verglichen. Die Vergleichbarkeit, gegenseitige Weiterentwicklung und Integration von Modellen stellen weiteren Forschungsbedarf dar. Alle in diesem Projekt entwickelten Datenmodelle und Tools sind aufgrund ihres offenen Charakters für eben diese zukünftige Weiterentwicklung und weitere wissenschaftliche, wirtschaftliche und öffentliche Verwertung geeignet.

Der Mehrwert durch den **netzebenenübergreifenden Ansatz** von *open_eGo* ist in weiteren Forschungsprojekten bzw. wissenschaftlichen Arbeiten detailliert zu untersuchen. Des Weiteren sollten die entwickelten Tools und Datenmodelle durch

⁹²<https://energydata.info>

⁹³<https://energypedia.info>

⁹⁴[http://enipedia.tudelft.nl](https://enipedia.tudelft.nl)

⁹⁵<https://wiki.openmod-initiative.org>

⁹⁶<https://www.energy-charts.de>

⁹⁷<https://pro.energytransitionmodel.com>

Interessengruppen aus der Wirtschaft, Politik und Regulierung zur Beantwortung von Fragestellungen genutzt und weiterentwickelt werden.

Berechnungen durch das Tool **eTraGo** haben ergeben, dass vergleichsweise geringe Netzausbaukosten in der HöS- und HS-Ebene möglich sind. Dieses Optimierungsergebnis sollte weiterhin auf seine Belastbarkeit hin überprüft werden. Insgesamt wäre in diesem Zusammenhang eine transparentere Netzausbauplanung hilfreich, um die entstandenen Ergebnisse einfach und ebenfalls transparent vergleichen zu können. Eine größere Diversität an unabhängigen Untersuchungen könnte die Bestimmung von optimalen und validen Lösungen zur Folge haben.

Methodisch sind viele sinnvolle Erweiterungen denkbar. Der Ansatz der integrierten Optimierung von Netz- und Speicherausbau könnte durch die Optimierungsvariable Kraftwerksparkausbau ergänzt werden (siehe z.B. auch [157, 158, 115]). Hierbei ist neben der inhaltlichen Kontroverse dann die zunehmende Komplexität zu beachten, die sich auf den möglichen zeitlichen bzw. räumlichen Detaillierungsgrad auswirkt. Weitere interessante Aspekte wären die Berücksichtigung zusätzlicher elektrischer Flexibilitäten, wie Demand-Side-Management, Freileitungs- oder Auslastungsmonitoring. Letzteres stünde im Zusammenhang mit einer möglichen Erweiterung hin zu der Nutzung eines Security-Constrained Linear Optimal Power Flow (SCLOPF) zur besseren Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit.

Auch bezüglich des Tools **eDisGo** ist die Berücksichtigung weiterer Flexibilitäten relevant, um umfanglichere Analysen für zukünftig sinnvolle Entwicklungen der Verteilnetze durchführen zu können. Insbesondere sind hier Konzepte zur Einhaltung des Spannungsbandes zu nennen, wie bspw. regelbare Ortsnetzstationen und die Beteiligung dezentraler Anlagen an der statischen Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung, aber auch das mögliche Flexibilitätspotenzial durch netzdienlichen Einsatz stationärer und mobiler dezentraler Speicher.

Weitere sinnvolle Erweiterungen sind zudem die integrierte Betrachtung der Spannungsabfälle in der MS und NS, um das zur Verfügung stehende Spannungsbereich von $\pm 10\%$ bedarfsgerecht aufzuteilen zu können, sowie, speziell bei einer Integration weiterer Flexibilitätsoptionen, eine gemeinsame Optimierung des Einsatzes der Flexibilitäten anstelle des derzeitigen seriellen Einsatzes. Letzteres könnte möglicherweise auch in Hinblick auf die Rechenzeit Vorteile bringen, da die verwendeten heuristischen Ansätze derzeit zu teilweise sehr langen Rechenzeiten führen. Diesbezüglich ist zukünftig auch zu prüfen, inwieweit Rechenzeiteinsparungen bereits durch eine Optimierung des Codes realisiert werden können.

Das Tool **eGo** weist insbesondere im Bereich der Schnittstelle Verbesserungspotential auf. Bezüglich der Disaggregation gibt es bereits Ansätze das Verfahren durch

eine Vielzahl von kleinen LOPF zu lösen. Hier ist einerseits die Vermaschung der HS-Ebene problematisch und andererseits eine Verschlechterung der Rechenzeiten zu erwarten. In jedem Fall sollte die bisherige Methodik in Zukunft weiter validiert werden und unter Umständen durch die Entwicklung von Heuristiken verbessert werden. Des Weiteren sollte das Clustering der MS-Netze bezüglich der Auswahl von besonders anormalen Netzen optimiert werden. Entsprechend [149] sollte überprüft werden, ob die Verwendung eines k-medoid-Algorithmus zu besseren Nährungen führt. Für den Fall dass z.B. diese anormalen Netze dazu führen, dass *eDisGo* keine lösbarer Ergebnisse generieren kann, wäre es denkbar, in Zukunft den nächsten Nachbarn innerhalb des Clusters auszuwählen, um so eine lückenlose Repräsentation zu erhalten. Ein weiteres zukünftiges Ziel in diesem Zusammenhang ist, den Modellierungsfehler bei der Berechnung weniger repräsentativer Netze zu reduzieren, und somit die Notwendigkeit von umfangreichen Rechenkapazitäten und -zeiten zu verringern.

Das konsequente **Top-Down-Verfahren** zwischen *eTraGo* und *eDisGo* stellt einen sinnvollen und einfachen Modellierungsansatz dar. Allerdings sollte dieser in zukünftigen Bestrebungen hinterfragt werden und Rückkopplungen zwischen den untergelegten MS-Netzen und den übergeordneten Übertragungsnetzen stattfinden. So wäre es bspw. denkbar, dass sich der Speicherausbau auf andere MS-Netze verteilt und dies dem globalen Optimum zugute käme. Des Weiteren sollte in Zukunft geprüft werden, inwieweit Kosten für die Blindleistungskompensation berücksichtigt werden sollten.

Im Rahmen der **Nutzerfreundlichkeit** ist bei den entwickelten Tools Ausbaupotential insbesondere bezüglich der nicht-wissenschaftlichen Nutzenden vorhanden. Hierbei wäre die Entwicklung von graphischen Nutzeroberflächen eine mögliche Beleicherung. Auch die Entwicklung von Online-Anwendungen inkl. Live-Berechnung⁹⁸ wären denkbar und könnten die Einstiegshürde für interessierte Dritte senken.

Die Sensitivitätsanalyse in Kapitel 7.4.3 zeigt erste Tendenzen auf, welche Simulationsparameter sich stark auf die ermittelten Kosten des Netz- und Speicherausbaus auswirken. Hierbei verändern sowohl methodische Umsetzungen wie die Cross-Border-Kapazitäten, mathematische Lösungsverfahren wie die cycles-Formulierung des linearen, optimalen Lastflusses als auch simulationsspezifische Einstellungen wie der Leistungsfaktor Cosphi im Tool *eDisGo* das Gesamtergebnis der Ausbaukosten. Durch die entwickelte Vielzahl an Simulations- und Einflussparametern werden detaillierte Analysen zum Gegenstand zukünftiger wissenschaftlicher Untersuchungen. Diese zukünftige Bewertung der **Robustheit und Sensitivität der Ergebnisse**

⁹⁸Für PyPSA wurde bereits eine erste kleine derartige Anwendung geschaffen (siehe <https://whobs.org/>)

se ist insbesondere im Zusammenhang mit belastbaren Handlungsempfehlungen für den weiteren Planungsprozess von Netz- und Speicherausbau in Deutschland und Europa von entscheidender Bedeutung.

Des Weiteren zeigen die im Projekt durchgeföhrten Berechnungen über alle Netzebenen in hochaufgelösten Netzmodellen den Bedarf an Komplexitätsreduktionen auf. Dieser Bedarf betrifft weite Bereiche der Energiesystemmodellierung (siehe auch [115, 159]). Das maßgebliche Kriterium für die **Komplexitätsreduktion** ist die Erhaltung einer ausreichenden Simulationsgenauigkeit, dessen Abschätzung mit einer **Validierung des Datenmodells** einhergeht. Sowohl die Weiterentwicklung von Komplexitätsreduktionsmethoden als auch die Validierung der Datenmodelle stellen wichtige zukünftige Forschungsaufgaben dar.

Ein zeitliches Clusteringverfahren zu implementieren, welches intertemporäre Abhängigkeiten (wie in [118]) und Extremstunden sinnvoll modelliert, hat neben der Verbesserung der räumlichen Clustermethoden eine hohe Priorität. Die zeitliche Komplexitätsreduktion bekommt auch dann eine größere Bedeutung, wenn zukünftig mehrere Wetterjahre zusammen mit der Betrachtung sich ändernder Verbrauchstrukturen einbezogen werden. Bezuglich der Wetterjahre haben die Ergebnisse auch gezeigt, dass die Wetterdaten verbessert werden sollten bzw. die Korrektur in einer Weise vorgenommen werden sollte, die extreme Wettersituationen weiterhin abbildet. Auch wäre es interessant, das Bottom-Up-Verfahren zur Erstellung der Lastzeitreihen mittels Curve Fitting so zu modifizieren, dass der globale entso-e-Lastgang besser angenähert wird.

Die Validierung der offenen **Netzmodelle** stellt eine große zukünftige Herausforderung dar. Hier müssen die schon verfügbaren Quellen weiter für Vergleiche genutzt und Fragen der Lizenzierung geklärt werden. Bezuglich der Verwendung von *OSM*-Daten sollten Verbesserungen in den entstandenen Netzmodellen zurückgespielt werden, um die ursprüngliche Datenbasis nachhaltig zu verbessern und auch für andere Modelle nutzbar zu machen. Auch neue Komponenten, wie bspw. Phasenschieber, die großen Einfluss auf die grenzüberschreitenden Flüsse haben, könnten in Zukunft integriert werden. Bezuglich der Modellierung des Auslands weisen die Ergebnisse auch darauf hin, dass hier zum einen eine Berücksichtigung der intra-regionalen Netzengpässe sowie weiterer europäischer Staaten eine wichtige Rolle spielen könnten. Diese ausländischen Zusammenhänge sollten in Zukunft verstärkt untersucht und ggf. ins Modell integriert werden. Die MS- und NS-Netze betreffend sollte das Tool *ding0* in Zukunft auch urbane Netzstrukturen generieren können, da diese im Kontext der Einbindung weiterer Sektoren wie Elektromobilität eine zentrale Rolle einnehmen werden.

Neben den erwähnten stringenten Weiterentwicklungen in der Forschungsrichtung des Projekts, gibt es darüber hinaus Bestrebungen, das Stromsystem um die Berücksichtigung weiterer Energiesektoren wie Wärme und Mobilität zu erweitern. Dieser **sektorübergreifende Ansatz** birgt großes Potenzial für die Erreichung der Klimaziele und einer erfolgreichen ganzheitlichen Energiewende [160]. Die Potenzialermittlungen dieser Kopplungen werden derzeit in verschiedenen wissenschaftlichen Ansätzen untersucht (WindNODE⁹⁹, Norddeutsche Energiewende New 4.0¹⁰⁰, Flex20+ im Rahmen von Designet¹⁰¹, P2X@BerlinAdlershof¹⁰², Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr¹⁰³, Multi-Sektor-Kopplung (MuSeKo)¹⁰⁴, IntegraNET¹⁰⁵ oder SwarmGrid¹⁰⁶). Eine Open-Source-Anwendung zur netzebenen- und sektorenübergreifenden Simulation und Optimierung des Gesamtsystems stellt eine äußerst sinnvolle zukünftige Weiterentwicklung von *open_eGo* dar.

⁹⁹<http://www.windnode.de/>

¹⁰⁰<https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&v=10&q=verteilnetze%20sektorkopplung&id=24576354>

¹⁰¹<https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&v=10&q=sektorkopplung&id=24574213>

¹⁰²<http://www.power-to-heat.eu/forschung/p2hberlinadlershof/>

¹⁰³<https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&v=10&id=2984436&q=0325444&m=1>

¹⁰⁴http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-47514/

¹⁰⁵https://www.prozesswaerme.net/fileadmin/Prozesswaerme/Dateien_Redaktion/Forschung_aktuell/gwi_2017_01_Forschung_aktuell_GWI.pdf

¹⁰⁶<http://www.ifht.rwth-aachen.de/projektstart-swarmgrid-sicherer-betrieb-von-energienetzen-durch-nutzerschwarm-systemdienstleistungen/>

Literaturverzeichnis

- [1] Hülk L, Wienholt L, Cußmann I, Müller U P, Matke C and Koetter E 2017 Allocation of annual electricity consumption and power generation capacities across multi voltage levels in a high spatial resolution *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* **13** 79–92 URL <https://doi.org/10.5278/ijsepm.2017.13.6>
- [2] Müller U, Wienholt L, Kleinhans D, Cussmann I, Bunke W D, Pleßmann G and Wendiggensen J 2018 The eGo grid model: An open source approach towards a model of German high and extra-high voltage power grids *SciGRID International Conference on Power Grid Modelling* URL <https://doi.org/10.1088/1742-6596/977/1/012003>
- [3] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) 2015 Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Tech. rep. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber URL https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2025_1_Entwurf_Teil1_0.pdf
- [4] Agricola A C, Höflich B, Richard P, Völker J, Rehtanz C, Greve M, Gwisdorf B, Kays J, Noll T, Schwippe J, Seack A, Teuwsen J, Brune-kreeft G, Meyer R and Liebert V 2012 Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie): Endbericht Tech. rep. Deutsche Energie-Agentur GmbH Berlin URL https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf
- [5] Büchner J, Katzfey J, Flörcken O and Moser A 2014 Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie) Tech. rep. E-Bridge, IAEW, OF-FIS URL <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html>
- [6] Wiese F, Bökenkamp G, Wingenbach C and Hohmeyer O 2014 An open source energy system simulation model as an instrument for public participation in the development of strategies for a sustainable future *Wiley Interdisciplinary*

- Reviews: Energy and Environment* **3** 490–504 ISSN 20418396 URL <https://doi.org/10.1002/wene.109>
- [7] Kaldemeyer C, Söthe M, Hilpert S and Wingenbach C 2017 (Fl)ensburg (En)ergy (S)cenarios - NEP Scenarios for 2014/2025/2035 URL <https://osf.io/rz7fq/>
- [8] Gerbaulet C and Kunz F 2016 Data provided by Open Power System Data - Data Package Conventional power plants, version 2016-02-08. Primary data from BNetzA Kraftwerksliste, Umweltbundesamt Datenbank Kraftwerke in Deutschland URL <http://open-power-system-data.org/>
- [9] Bunke W D 2016 Data provided by Open Power System Data - Data Package Renewable power plants, early version 2016-02-10. Primary data from BNetzA, BNetzA_PV, TransnetBW, TenneT, Amprion, 50Hertz, Netztransparenz.de, Postleitzahlen Deutschland, Energinet.dk, Energistyrelsen, GeoNames, French Ministry of the Environment, Energy and the Sea, OpenDataSoft, Urzad Regulacji Energetyki (URE) URL <http://open-power-system-data.org/>
- [10] ENTSO-E 2015 Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2014-2030 Dataset Tech. rep. ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity URL www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2014-2030/Pages/default.aspx
- [11] ENTSO-E e-Highway2050 Project Group 2015 e-HIGHWAY 2050 Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050 - database per country URL http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/e-Highway_database_per_country-08022016.xlsx
- [12] Wingenbach M 2018 *Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Energiesystemmodellierung - am Beispiel von Entwicklungspfaden für den Windenergieausbau in Deutschland* Dissertation Europa-Universität Flensburg URL <https://www.zhb-flensburg.de/fileadmin/content/spezial-einrichtungen/zhb/dokumente/dissertationen/wingenbach/wingenbach-dissertation.pdf>
- [13] Bunke W D, Söthe M, Christ M and Kaldemeyer C 2017 (Fl)ensburg (En)ergy (S)cenarios - open_eGo Scenarios for 2014/2035/2050 URL <https://osf.io/bpf36/>
- [14] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie BMWi 2017 Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi (Sheet 20) Tech. rep. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy URL <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>

- [15] acatech Deutsche Akademie der Technikwissenschaften 2015 Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge URL <http://www.acatech.de/Publikation/flexibilitaetskonzepte-fuer-die-stromversorgung-2050-technologien-szenarien-systemzusammenhaenge/>
- [16] Consentec GmbH 2006 Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft Tech. rep. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/GA_AnalytischeKostenmodelle.pdf
- [17] Fürsch M, Hagspiel S, Jägemann C, Nagl S, Lindenberger D and Tröster E 2013 The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050 *Applied Energy* **104** 642–652
- [18] Ackermann T, Cherevatskiy S, Brown T, Eriksson R, Samadi A, Ghandhari M, Söder L, Lindenberger D, Jägemann C, Hagspiel S *et al.* 2013 Smart modeling of optimal integration of high penetration of pv-smooth pv *Final Report for Smooth PV Project under PV ERA NET Call*
- [19] Erlach B, Lunz B and Merzkirch M 2015 Energiespeicher Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 Tech. rep. Acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.
- [20] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz 2005 Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV Anlage 1. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 Satz 1) Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern. BGBl. I 2005, 2236 - 2237. URL https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/anlage_1.html
- [21] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz 2005 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - §27). URL <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf>
- [22] OpenStreetMap Wiki contributors 2017 Editing Standards and Conventions accessed 23 August 2017 URL http://wiki.openstreetmap.org/wiki/Editing_Standards_and_Conventions
- [23] van Leeuwen T, Dierkes S, Verheggen L, Schuster H, Köhne F and Moser A 2014 Ermittlung von Transitflüssen im Hochspannungsnetz durch mehrere Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz *13. Symposium Energieinnovationen*

- on, 12.-14.2.2014, Graz/Austria URL https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/-kf/KFvanLeeuwen.pdf
- [24] Müller U P, Cussmann I, Wingenbach C and Wendiggensen J 2016 AC Power Flow Simulations within an Open Data Model of a High Voltage Grid *Advances and New Trends in Environmental Informatics* ed Wohlgemuth V, Fuchs-Kittowski F and Wittmann J (Springer International Publishing Switzerland) pp 181–191
- [25] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz 2005 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV). URL <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/index.html>
- [26] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e V 2008 Technischer Bericht 302, Ein Werkzeug zur Optimierung der Störungsbeseitigung für Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen Tech. rep. Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V.
- [27] Sissimatos E 2005 *Technik und Einsatz von hochtemperatur-supraleitenden Leistungstransformatoren* Dissertation Universität Hannover
- [28] OpenStreetMap contributors 2017 OpenStreetMap accessed 23 August 2017 URL <https://openegoproject.wordpress.com/>
- [29] Mei J, Goude Y, Hebrail G and Kong N 2016 Spatial estimation of electricity consumption using socio-demographic information *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2016 IEEE PES Asia-Pacific* (IEEE) pp 753–757
- [30] Statistisches Bundesamt (Destatis) 2016 Ergebnisse des Zensus 2011 - Bevölkerung im 100 Meter-Gitter Tech. rep. Statistisches Bundesamt URL <https://www.zensus2011.de/SharedDocs/Aktuelles/Ergebnisse/DemografischeGrunddaten.html>
- [31] Länderarbeitskreis Energiebilanzen 2015 Energiebilanz der Länder URL <http://www.lak-energiebilanzen.de/laenderbilanzen/>
- [32] Leuthold F U 2009 *Economic Engineering Modeling of Liberalized Electricity Markets: Approaches, Algorithms, and Applications in a European Context* Dissertation Technischen Universität Dresden
- [33] Mackensen R 2011 *Herausforderungen und Lösungen für eine regenerative Elektrizitätsversorgung Deutschlands* Dissertation Universität Kassel

- [34] Robinius M, Stein F T, Schwane A and Stolten D 2017 A Top-Down Spatially Resolved Electrical Load Model *Energies* **10** 361 URL <https://doi.org/10.3390/en10030361>
- [35] Rathke C 2013 *Entwicklung eines Modells für die integrierte Simulation der europäischen Übertragungsnetze und Strommärkte* Dissertation Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover
- [36] Rendel T 2015 *Erweiterung und Plausibilisierung eines Modells für die integrierte Simulation des europäischen Verbundnetzes und Strommarktes* Dissertation Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover
- [37] Andersen F M, Larsen H V, Juul N and Gaardestrup R B 2014 Differentiated long term projections of the hourly electricity consumption in local areas. The case of Denmark West *Applied Energy* **135** 523–538 URL <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.075>
- [38] Statistisches Bundesamt 2016 VGR der Länder - Bruttoinlandsprodukt / Bruttowertschöpfung in den Kreisen URL https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen/AlteAusgaben/VGR_KreisergebnisseBand1Alt.html
- [39] Bundesnetzagentur 2015 Kraftwerksliste URL http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html
- [40] Degel M, Christ M, Becker L, Grünert J and Wingenbach C 2016 VerNetzen – Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende Tech. rep. Europa-Universität Flensburg URL <http://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/vernetzen-2016-endbericht-online.pdf>
- [41] EWE Netz 2013 Lastprofile URL <http://www.ewe-netz.de/strom/1988.php>
- [42] oemof developer group 2016 The oemof demandlib (oemof.demandlib) URL <https://doi.org/10.5281/zenodo.438786>
- [43] Schachler B 2014 *Bewertung des Einsatzes von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen hinsichtlich einem CO₂-Emissionen bei wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien* Masterarbeit Technische Universität Berlin

- [44] Knorr K, Zimmermann B, Kirchner D, Speckmann M, Spieckermann R, Widdel M, Wunderlich M, Mackensen R, Rohrig K, Steinke F, Wolfrum P, Leveringhaus T, Lager T, Hofmann L, Filzek D, Göbel T, Kusserow B, Nicklaus L and Ritter P 2014 Kombikraftwerk 2 – Abschlussbericht
- [45] Geyer B and Rockel B 2013 coastDat-2 COSMO-CLM Atmospheric Reconstruction. World Data Center for Climate (WDCC) at DKRZ URL https://doi.org/10.1594/WDCC/coastDat-2_COSMO-CLM
- [46] Geyer B 2014 High-resolution atmospheric reconstruction for Europe 1948–2012: coastDat2 *Earth System Science Data* **6** 147
- [47] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) 2014 Netzentwicklungsplan 2014. Zweiter Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom der Übertragungsnetzbetreiber Tech. rep. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber URL http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20141103_nep_2014_2_entwurf_teil1.pdf
- [48] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) 2012 Netzentwicklungsplan 2012. Erster Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom der Übertragungsnetzbetreiber Tech. rep. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber URL http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2012_1_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf
- [49] Krien U and oemof developing group 2016 feedinlib – time series of pv or wind power plants URL <https://github.com/oemof/feedinlib>
- [50] Fraunhofer IEE 2018 Windmonitor (IEE): Marktanteile der wichtigsten Offshore-Windenergieanlagenhersteller weltweit nach Zahl der Anlagen im Jahr 2016 Tech. rep. Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) Kassel uRL http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/4_Offshore/2_technik/4_anlagenhersteller_weltweit/
- [51] Wirth H 2018 Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland URL www.pvfakten.de
- [52] Wiese F 2015 *renpass - Renewable Energy Pathways Simulation System - Open Source as an approach to meet challenges in energy modeling* Dissertation Europa-Universität Flensburg URL http://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/dissertationen/Dissertation_Frauke_Wiese.pdf

- [53] Hansen M 2018 *Simulation von Einspeisemanagementeinsätzen in Schleswig-Holstein* Masterarbeit Europa Universität Flensburg
- [54] ENTSO-E 2015 ENTSO-E Historical data (until December 2015) URL <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/>
- [55] Matke C, Medjroubi W and Kleinhans D 2016 SciGRID - An Open Source Reference Model for the European Transmission Network (v0.2) URL <http://www.scigrid.de>
- [56] Scharf M 2015 *Entwicklung eines Modells des deutschen Übertragungsnetzes auf Basis der offenen Geodatenbank OpenStreetMap* Bachelorarbeit Fachhochschule Flensburg
- [57] Büttner C 2018 *Offene Modellierung des geplanten Leitungsausbau in Deutschland* Bachelorarbeit Hochschule Flensburg
- [58] Brakelmann H 2004 Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? URL http://www.ets.uni-duisburg-essen.de/download/public/Freileitung_Kabel.pdf
- [59] Schwab A 2012 *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie* (Springer-Verlag)
- [60] Flosdorff R and Hilgarth G 2005 *Elektrische Energieverteilung* 9th ed (Wiesbaden: Vieweg+Teubner)
- [61] Brown T, Hörsch J and Schlachtberger D 2017 PyPSA - Python for Power System Analysis URL <https://www.pypsa.org>
- [62] Konstantin P 2009 *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt* (Springer Science & Business Media)
- [63] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) 2015 Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 (O-NEP 2025), Version 2015 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Tech. rep. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber URL https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/ONEP_2025_1_Entwurf_Teil1.pdf
- [64] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2017 Ostsee Offshore-Windparks Pilotgebiete URL https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Nutzungskarten/_Anlagen/Downloads/Ostsee-OffshoreWindparksPilotgebiete.pdf?__blob=publicationFile&v=2

- [65] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2017 Nordsee Offshore-Windparks Pilotgebiete URL https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Nutzungskarten/_Anlagen/Downloads/Nordsse-OffshoreWindparksPilotgebiete.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [66] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) 2015 Salzstrukturen in Norddeutschland URL <https://produktcenter.bgr.de/terraCatalog/DetailResult.do?fileIdentifier=338136ea-261a-4569-a2bf-92999d09bad2>
- [67] ACER/CEER 2016 Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015 Tech. rep. Agency for the Cooperation of Energy Regulators and the Council of European Energy Regulators URL http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202015%20-ELECTRICITY.pdf
- [68] ABB 2018 Kontek - Zealand's second international interconnection. URL <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/kontek>
- [69] ABB 2018 Baltic Cable - An HVDC cable links Sweden with Germany. URL <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/baltic-cable>
- [70] Forschungsstelle für Energiewirtschaft eV 2014 Kurzgutachten zum Kostenvergleich Stromtransport - Hybridnetz (Power-to-Gas) vs. HGÜ-Leitung URL https://www.ffe.de/attachments/article/527/Kurzgutachten_Kostenvergleich%20Stromtransport.pdf
- [71] Vespermann M 2017 *Entwicklung einer Methodik zur Betriebsmittel-Parametrisierung im Rahmen eines offenen Stromnetzmodells der Höchst- und Hochspannungsebene Deutschlands* Masterarbeit Europa Universität Flensburg
- [72] LEW Verteilnetz GmbH 2014 LVN Netzplan URL <https://www.lew-verteilnetz.de/media/5655/netzplan.pdf>
- [73] Medjroubi W, Müller U P, Scharf M, Matke C and Kleinhans D 2017 Open data in power grid modelling: New approaches towards transparent grid models *Energy Reports* **3** 14–21 URL <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2016.12.001>
- [74] Amme J, Pleßmann G, Bühler J, Hülk L, Kötter E and Schwaegerl P 2018 The ego grid model: An open-source and open-data based synthetic medium-voltage grid model for distribution power supply systems *Journal of Phy-*

- sics: Conference Series **977** 012007 URL <http://stacks.iop.org/1742-6596/977/i=1/a=012007>
- [75] Rui H, Arnold M and Wellssow W H 2012 Synthetic Medium Voltage Grids for the Assessment of Smart Grid Techniques *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)* (Berlin: IEEE) pp 1–8 URL <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465639>
- [76] Pilo F *et al.* 2014 *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources* (Conseil international des grands réseaux électriques. Comité d'études C6) ISBN 9782858732708
- [77] Kerber G 2011 *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen* Dissertation Technische Universität München
- [78] Scheffler J 2002 *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten* Dissertation TU Chemnitz
- [79] Bretschneider P, Karstädt F and Flemming S 2014 Studie zu lokalen Energiespeicherbedarfen - Analyse und Prognose der Technologien und Anwendungsfelder thermischer und elektrischer Energiespeicher auf Nieder- und Mittelspannungsebene Tech. rep. ThEGA, Fraunhofer IOSB URL http://www.thega.de/fileadmin/thega/pdf/projekte/energiespeicherstudie/ThEGA-Studie_MSN-NSN-Speicherpotenziale.pdf
- [80] Energietechnische Gesellschaft, Arbeitskreis Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV, Deutschland 2012 *Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH) : eine Bestandsaufnahme mit einer Zusammenfassung der ETG-Umfrage STE 2010, Verfahren der Erdschlusskompensation und selektiven Erdschlusserfassung* ETG-Fachbericht (VDE-Verl.) ISBN 9783800734160
- [81] Heuck K and Dettmann K D 2013 *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Transport und Verteilung Elektrischer Energie für Studium und Praxis* (Springer-Verlag)
- [82] Tao X, Haubrich H J and Maurer C 2006 Automatisierte Grundsatzplanung für Mittelspannungsnetze *ET. Energiewirtschaftliche Tagesfragen* **56** 8–11
- [83] Strunz K *et al.* 2014 *Planning and Optimization Methods for Active Distribution Systems* (Conseil international des grands réseaux électriques. Comité d'études C6)

- [84] Harnisch S, Steffens P, Thies H, Monscheidt J, Münch L, Böse C and Gembjäger B 2016 Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen Tech. rep. Bergische Universität Wuppertal URL <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-5651/eaw0216.pdf>
- [85] Clarke G and Wright J W 1964 Scheduling of Vehicles from a Central Depot to a Number of Delivery Points *Operations Research* **12** 568–581
- [86] Heuck K, Dettmann K D and Schulz D 2010 *Elektrische Energieversorgung* 8th ed (Wiesbaden: Vieweg+Teubner)
- [87] Boomgaarden C 2007 *Dynamische Tourenplanung und -steuerung* Dissertation Universität Passau
- [88] LEW Verteilnetz GmbH 2016 *open_eGo* workshop: Method and data basis for generation of medium- and low-voltage grids (private communication)
- [89] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft eV (BDEW) 2008 Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
- [90] German Institute for Standardisation (DIN) 2011 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks; German version EN 50160:2010 + Cor.: 2010
- [91] Mohrmann M, Reese C, Hofmann L and Schmiesing J 2012 Untersuchung von Niederspannungsverteilnetzen anhand von synthetischen Netzstrukturen *VDE Kongress 2012 Smart Grid: Intelligente Energieversorgung der Zukunft* (VDE)
- [92] Bodach M 2006 *Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen* Dissertation Technische Universität Chemnitz
- [93] Statistisches Bundesamt (Destatis) 2011 Entwicklung der Privathaushalte bis 2030 Tech. rep. Statistisches Bundesamt
- [94] Demirel K 2013 *Modellierung von Referenznetzen in der Niederspannung* Masterarbeit Hochschule Köln
- [95] Bretschneider P, Karstädt F, Flemming S and Pflugradt S 2014 Studie zu lokalen Energiespeicherbedarfen: Analyse und Prognose der Technologien und Anwendungsfelder thermischer und elektrischer Energiespeicher auf Nieder und Mittelspannungsebene Tech. rep. AST des Fraunhofer IOSB

- [96] Gutter J 2017 *Modellierung deutscher Niederspannungsverteilnetze auf Grundlage von OpenStreetMap-Daten* Masterarbeit Friedrich-Schiller-Universität Jena, Institut für Geographie, Lehrstuhl für Geoinformatik
- [97] Seack A, Kays J and Rehtanz C 2014 Generating low voltage grids on the basis of public available map data *Challenges of implementing Active Distribution System Management (CIRED) Workshop - Rome, 11-12 June 2014* URL <https://pdfs.semanticscholar.org/b5ea/1a0c3739fb52cfb9922548858d7c9f6502d1.pdf>
- [98] Linsenmeier M 2017 *Estimating costs of extending electricity distribution networks in Germany* Masterarbeit HU Berlin
- [99] Bundesnetzagentur 2016 Monitoringbericht 2016 URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf;jsessionid=63005C9469CA815143063966F11BCA67?__blob=publicationFile&v=2
- [100] EUROSTAT 2011 European Statistics Code of Practice - reserved edition 2011 URL <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3859598/5921861/KS-32-11-955-EN.PDF/5fa1ebc6-90bb-43fa-888f-dde032471e15>
- [101] Hochschule | Europa-Universität Flensburg, Zentrum für Nachhaltige Energiesysteme and DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme 2016-2018 eTraGo - electrical Transmission Grid optimization URL <https://github.com/openego/eTraGo>
- [102] Purchala K, Meeus L, Van Dommelen D and Belmans R 2005 Usefulness of dc power flow for active power flow analysis *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE* 454–459
- [103] Scharf M 2017 *Inter-voltage-level correlations of congestions in the German electricity network* Masterarbeit Europa Universität Flensburg
- [104] Eickmann J F 2015 *Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb* Dissertation RWTH Aachen
- [105] Brown T, Schlachtenberger D, Kies A, Schramm S and Greiner M 2018 Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable european energy system URL <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.222>
- [106] Hörsch J, Ronellenfitsch H, Witthaut D and Brown T 2018 Linear Optimal Power Flow Using Cycle Flows *Electric Power Systems Research* **158** 126–135

- [107] Vélez Gutiérrez J M 2018 *Evaluation and comparison of methods to reduce the computational cost of power system simulations* Masterarbeit Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
- [108] Gurobi GmbH 2018 Gurobi Optimizer URL <http://www.gurobi.com/>
- [109] IBM Corporation 2018 CPLEX Optimizer URL <https://www.ibm.com/analytics/cplex-optimizer>
- [110] Makhorin A 2018 GNU linear programming Kit URL <https://www.gnu.org/software/glpk/>
- [111] Milano F 2010 *Power System Modelling and Scripting* (Springer, Berlin, Heidelberg) URL <https://doi.org/10.1007/978-3-642-13669-6>
- [112] Oeding D and Oswald B R 2011 *Elektrische Kraftwerke und Netze* (Springer)
- [113] Andersson G 2008 Modelling and Analysis of Electric Power Systems, Lecture 227- 0526-00 URL https://web.archive.org/web/20170215042633/http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethylstudies/modelling_hs08_script_02.pdf
- [114] Pedregosa F, Varoquaux G, Gramfort A, Michel V, Thirion B, Grisel O, Blondel M, Prettenhofer P, Weiss R, Dubourg V *et al.* 2011 Scikit-learn: Machine learning in python *Journal of machine learning research* **12** 2825–2830
- [115] Hörsch J and Brown T 2017 The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for European highly renewable scenarios *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)* URL <https://ieeexplore.ieee.org/document/7982024/>
- [116] Kotzur L, Markewitz P, Robinius M and Stolten D 2016-2018 tsam - Time Series Aggregation Module URL <https://pypi.org/project/tsam>
- [117] Kotzur L, Markewitz P, Robinius M and Stolten D 2018 Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design *Renewable Energy* **117** 474 – 487 ISSN 0960-1481 URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117309783>
- [118] Kotzur L, Markewitz P, Robinius M and Stolten D 2018 Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage *Applied Energy* **213** 123 – 135 ISSN 0306-2619 URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918300242>
- [119] Morera O R 2018 *Temporal complexity reduction techniques and their use in power system modelling* Masterarbeit Universität Oldenburg (durchgeführt am DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme)

- [120] Pineda S and Morales J M 2018 Chronological time-period clustering for optimal capacity expansion planning with storage *IEEE Transactions on power systems* **33**(6) 7162 – 7170 URL <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8369128>
- [121] Wienholt L, Müller U and Bartels J 2018 Optimal sizing and spatial allocation of storage units in a high-resolution power system model *Energies* **11**(12) 30–45 URL <https://doi.org/10.3390/en11123365>
- [122] Müller U P, Schachler B, Scharf M, Bunke W D, Günther S, Bartels J and Plessmann G 2019 Integrated techno-economic power system planning of transmission and distribution grids *Preprints* 2019040289 URL <https://doi.org/10.20944/preprints201904.0289.v1>
- [123] Müller U, Wienholt L and Cussmann I 2018 The role of the high voltage power level in future power systems and their modelling *Smart Energy Systems and Technologies Conference, SEST 2018* URL <https://doi.org/10.1109/SEST.2018.8495721>
- [124] Hoffrichter A, Barrios H, Massmann J, Venkataramanachar B and Schnettler A 2018 Impact of Considering 110 kV Grid Structures on the Congestion Management in the German Transmission Grid *Journal of Physics: Conference Series* **977** 012004 URL <http://stacks.iop.org/1742-6596/977/i=1/a=012004>
- [125] Bussar C, Stöcker P, Moraes L, Jacqué K, Axelsen H and Sauer D 2017 The Long-Term Power System Evolution – First Optimisation Results *Energy Procedia* **135** 347 – 357 ISSN 1876-6102 11th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2017, 14-16 March 2017, Düsseldorf, Germany URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217346386>
- [126] Pleßmann G and Blechinger P 2017 How to meet EU GHG emission reduction targets? A model based decarbonization pathway for Europe's electricity supply system until 2050 *Energy Strategy Reviews* **15** 19 – 32 ISSN 2211-467X URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X16300530>
- [127] Schleswig-Holstein Netz AG 2018 Einspeisemanagement veröffentlicht URL <https://sh-netz.com/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen.html>
- [128] Schleswig-Holstein Netz AG 2018 Netzkarte Schleswig-Holstein 110kV-Netz mit Engpassregionen URL https://www.sh-netz.com/content/dam/revglobal/sh-netz/Documents/Schleswig-Holstein-Netz/Netzausbau110/NAP110kV/20180802_netzkarte.pdf

- [129] BDEW 2014 Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Kommunikations- und Anwendungs-Leitfaden zur Umsetzung der Systemverantwortung gemäß §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG Tech. rep. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V.
- [130] Stott B, Jardim J and Alsac O 2009 Dc power flow revisited *IEEE Transactions on Power Systems* **24** 1290–1300 ISSN 0885-8950 URL <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2021235>
- [131] Götz P, Henkel J, Lenck T and Lenz T 2014 Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen Tech. rep. Agora Energiewende
- [132] Biener W, Senkpiel C, Shammugam S, Rosas K R G, Linke M and Eibl O 2018 Impact of grid reduction on modelling accuracy of line usage rates *Journal of Physics: Conference Series* **977** 012001 URL <http://stacks.iop.org/1742-6596/977/i=1/a=012001>
- [133] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz 2005 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG).
- [134] Patzak S 2017 *Ermittlung von planungsrelevanten Netznutzungsfällen für elektrische Netze* Dissertation RWTH Aachen
- [135] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik eV (VDE) 2011 VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
- [136] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik eV (VDE) 2011 DIN EN 60076-1: Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers
- [137] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik eV (VDE) 2011 DIN VDE 0276-603: Power cables - Part 603: Distribution cables of rated voltage 0,6/1 kV
- [138] Rehtanz C, Greve M, Häger U, Hagemann Z, Kippelt S, Kittl C, Kloubert M L, Pohl O, Rewald F and Wagner C 2017 Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg Tech. rep. ef.Ruhr GmbH
- [139] Tonkoski R, Lopes L A C and El-Fouly T H M 2011 Coordinated active power curtailment of grid connected pv inverters for overvoltage *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **6**

- [140] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg) 2011 Eckpunkte der EEG-Novelle 2012 sowie sonstige Neuerungen für erneuerbare Energien
- [141] ZNES Flensburg 2018 eGo - a cross-grid-level electricity grid and storage optimization tool URL <https://github.com/openego/eGo>
- [142] Wißmann T, Haubrock J and Ottensmann A 2015 Optimierung von Mittelspannungsnetzen durch Reduktion der Netzverluste URL <https://doi.org/10.17877/DE290R-7680>
- [143] VDE G 2011 VDE-AR-N 4105: 2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz *Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*
- [144] Haucap J and Pagel B 2013 Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und Struktur der Netznutzungsentgelte *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* vol 39 (Springer) pp 235–253
- [145] BNetzA 2017 Bedarfsermittlung 2017-2030 Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom URL https://data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP_2017-2030_Bestaetigung.pdf
- [146] Resch M, Bühler J, Klausen M and Sumper A 2017 Impact of Operation Strategies of Large Scale Battery Systems on Distribution Grid Planning in Germany *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **74** 1042–1063 URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117302976>
- [147] Meyer B, Mueller H, Koeberle R, Fiedeldey M, Hoffman C and Bamberger J 2013 Impact of large share of renewable generation on investment costs at the example of aüw distribution network *Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on* (IET) pp 1–4
- [148] Zander W *et al.* 2017 dena-Netzflexstudie—Optimierter Einsatz von Speichern für Netz und Marktanwendungen in der Stromversorgung *Deutsche Energie-Agentur GmbH*
- [149] Park H S and Jun C H 2009 A simple and fast algorithm for k-medoids clustering *Expert systems with applications* **36** 3336–3341
- [150] Schlemminger M 2018 *Modellierung von Redispatch-Maßnahmen im deutschen Hoch- und Höchstspannungsnetz* Masterarbeit Europa-Universität Flensburg
- [151] Abdelhafez M K A 2018 *Optimal integration of net-supportive storage systems in distribution networks with a high share of renewable energies* Masterarbeit

Technische Universität Berlin, FG Elektrische Energiespeichertechnik, Institut für Energie und Automatisierungstechnik

- [152] Bremert S 2017 *Analyse des Flexibilitätspotentials in Schleswig-Holstein anhand von Stromnetzsimulationen* Masterarbeit Europa-Universität Flensburg
- [153] Linsenmeier M 2017 *Statistical analysis of a synthetic dataset of the electricity distribution grid in Germany* Hausarbeit Humboldt-Universität Berlin
- [154] Kropshofer M 2017 *Entwicklung einer Methodik zur wirtschaftlichen und technischen Optimierung des deutschen Netzausbau in der Hoch- und Höchstspannungsebene* Masterarbeit Hochschule Flensburg
- [155] Christ M, Soethe M, Clemens Wingenbach C and Hilpert S 2017 Buergen - perspektiven derbürgerbeteiligung an der energiewende unterberücksichtigung von verteilungsfragen - modul 3: Berücksichtigung gesellschaftlicherfaktoren bei der entwicklung der stromnetze URL <https://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/euf-buergen-abschlussbericht-online.pdf>
- [156] Kähler J 2018 *Evaluation einer Abstimmungskaskade zwischen Übertragungs- und Hochspannungsnetzbetreiber* Masterarbeit Fachhochschule Bielefeld
- [157] Brown T, Hörsch J and Schlachtberger D 2018 PyPSA: Python for Power System Analysis *Journal of Open Research Software* **6**(1) (Preprint 1707.09913) URL <https://doi.org/10.5334/jors.188>
- [158] Schlachtberger D, Brown T, Schramm S and Greiner M 2017 The benefits of cooperation in a highly renewable european electricity network *Energy* **134** 469 – 481 ISSN 0360-5442 URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217309969>
- [159] Agapoff S, Pache C, Panciatici P, Warland L and Lumeras S 2015 Snaps-hot selection based on statistical clustering for transmission expansion planning *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven* URL <http://ieeexplore.ieee.org/document/7232393/>
- [160] Quaschning V 2016 Sektorkopplung durch die energiewende URL <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/05/HTW-2016-Sektorkopplungsstudie.pdf>
- [161] Schröder A, Kunz F, Meiss J, Mendelevitch R and Von Hirschhausen C 2013 Current and prospective costs of electricity generation until 2050 Tech. rep. Data Documentation, DIW URL https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf

A Anhang

A.1 Anhang nach Kapitel

Zu Kapitel 3.3

Zur Einordnung der Netz- und Speicherausbaukosten wurden für den exogen angenommen Ausbau an Erzeugungskapazitäten deren Investitionskosten hinzugezogen. Diese unterliegen keiner Optimierung oder weiteren Berechnung, sondern alleinig um den Szenarien basierten Ausbau der Erzeugung für Analysezwecke in Relation zu setzen. In der Tabelle A.1 sind die einzelnen Investitionskosten pro Erzeuger aufgelistet.

Erzeuger	Status Quo	NEP 2035	eGo 100
	EUR/kW	EUR/kW	EUR/kW
Erdgas	1384	1322	1280
Braunkohle	2862	2718	2620
Abfallstoffe	1800	1800	1800
Öl	400	400	400
Kernenergie	6000	6000	6000
Biomasse	2424	2141	1951
Steinkohle	1800	1800	1800
Wasserkraftwerk	3000	3000	3000
Speicherkraftwerk	2000	2000	2000
Pumpspeicher	2000	2000	2000
Photovoltaik	950	555	425
Wind Onshore	1269	1154	1075
Wind Offshore	2868	2396	2093
Geothermie	3982	3216	2740
Sonstige erneuerbare Erzeugung	3982	3216	2740

Tabelle A.1: Investitionskosten nach Energieträger in EUR/kW installierter Leistung, unterschieden in Szenario und Erzeugung/Brennstoff.
Quelle: DIW 2013 [161], Tabelle 33, S.75.

Zu Kapitel 3.7

Zur Übersicht der Dataprocessing Skripte sind diese vollständig in Tabelle A.2 mit dem Namen und der Beschreibung aufgelistet.

Skripte	Beschreibung
Check und Tests	
ego_dp_structure_input_verification.sql	Input-Verifikation der Eingangsdaten
Umspannwerke	
ego_dp_substation_hvmv.sql	Bereite Daten für Umspannwerke der HS-Ebene auf Basis von OSM auf.
ego_dp_substation_ehv.sql	Bereite Daten für Umspannwerke der HöS-Ebene auf Basis von OSM auf.
ego_dp_substation_otg.sql	Ordne die osmTGmod-id den Umspannwerken zu
ego_dp_substation_hvmv_voronoi.sql	Erstelle HVMV Voronoi-Zellen auf Basis der HVMV-Umspannwerke
ego_dp_substation_ehv_voronoi.sql	Erstelle HöS- Voronoi-Zellen auf Basis der HöS-Umspannwerke
Verteilnetz (GridDistrict)	
ego_dp_mv_griddistrict.sql	Erstelle MS GridDistricts auf Basis von Gemeindegrenzen und Voronoi-Zellen
ego_dp_substation_id_to_generator.sql	Zuweisung der UW-ID (subst_id) zu den Erzeugern (Konventionelle und Erneuerbar)
Verbrauchsflächen (Loadarea)	
ego_dp_loadarea_landuse.sql	OSM Flächennutzung pro Sektor
ego_dp_loadarea_industry_consumer.sql	OSM Industrieverbraucher
ego_dp_loadarea_loads.sql	OSM Verbrauch auf Basis der Flächennutzung
ego_dp_loadarea_census.sql	Verbrauch auf Basis vom Census 2011
ego_dp_loadarea_loadmelt.sql	Verbinde Verbrauchdaten von OSM Flächennutzung und Census 2011
ego_dp_loadarea_loadcut_griddistrict.sql	Schneide Verbrauchsflächen mit MS GridDistrict
ego_dp_loadarea_loadcut_voronoi.sql	Schneide Verbrauchsflächen mit MS Voronoi-Zellen
ego_dp_loadarea_consumption.sql	Verteile Verbrauch auf die Verbrauchsflächen
ego_dp_loadarea_peakload.sql	Spitzenlast pro Verbrauchsflächen
ego_dp_loadarea_griddistrict_results.sql	Ergebnisse der MS GridDistrict

Skripte	Beschreibung
ego_dp_loadarea_statistic.sql	Ergebnisse und Statistik der erstellten Daten (eGoDP)
Niederspannung (Lowvoltage)	
ego_dp_lv_substation.sql	MS-NS-UW (ONT)
ego_dp_lv_substation_voronoi.sql	MS-NS-UW Voronoi
ego_dp_lv_loadcut.sql	Schneide NS Verbrauchsflächen
ego_dp_lv_griddistrict.sql	Erstelle NS GridDistrict
ego_dp_lv_consumption_peakload.sql	NS Verbrauch und Spitzenlast
REA Verteilung von kleinen Erzeugungsanlagen	
rea/ego_dp_lattice_500m.sql	Erstelle Rastergitter (Punktnetz) 500m
rea/ego_dp_lattice_50m.sql	Erstelle Rastergitter (Punktnetz) 50m
rea/ego_dp_rea_wpa_per_mvfd.sql	Windpotentialflächen (WPA)
rea/ego_dp_rea_lattice_per_area_500m.sql	Vorbereitung des 500m Rastergitters
rea/ego_dp_rea_lattice_per_area_50m.sql	Vorbereitung des 50m Rastergitters
rea/ego_dp_rea_setup.sql	Setup von Tabellen für die Verteilung von Erzeugern
rea/ego_dp_rea_m1.sql	M1 Biomasse- und Solaranlage verteilt nach OSM Agrarflächen
rea/ego_dp_rea_m2.sql	M2 Windparks
rea/ego_dp_rea_m3.sql	M3 Windanlagen zu Windpotentialflächen WPA verschieben
rea/ego_dp_rea_m4.sql	M4 Andere Anlagen und Restbestände
rea/ego_dp_rea_m5.sql	M5 NS zur Verbrauchsflächen
rea/ego_dp_rea_results.sql	Ergebnisse und Statistiken
Netzmodellerstellung (Powerflow)	
ego_dp_powerflow_hv_setup.sql	Erstelle Schema/Tables für HöS-HS-Powerflow Berechnung
ego_dp_powerflow_osmtgmod_to_pypsa.sql	Füge osmTGmod Daten zum HöS-HS- Powerflow Schema hinzu
ego_dp_powerflow_electrical_neighbour.sql	Erstelle länderübergreifende Leitungen und Umspannpunkte für elektrische Nachbarn

Skripte	Beschreibung
ego_dp_powerflow_fix_-ehv_subnetworks.sql	Behebe topologische Fehler des HöS Netzes
ego_dp_powerflow_grid_-future_scenarios.sql	Füge Netzmodell zu den Szenarien hinzu
ego_dp_powerflow_-assignment_otgid.sql	Weise otg_id den Erzeugerlisten zu
ego_dp_powerflow_-assignment_unid.sql	Erstelle eine eindeutige (unified_id) für alle Erzeuger (res and conv)
ego_dp_powerflow_-create_pp_mvview.sql	Erstelle Mviews zum Darstellen der Erzeugerlisten pro Szenario
ego_dp_powerflow_-assignment_generator.sql	Weise Erzeuger zu den Umspannwerken pro Szenario zu (SQ, NEP2035, eGo100)
ego_dp_powerflow_-assignment_load.sql	Weise Verbrauch zu den Umspannwerken pro Szenario zu
ego_dp_powerflow_-assignment_storage.sql	Weise Speicher zu den Umspannwerken pro Szenario zu
ego_dp_powerflow_-timeseries_generator.sql	Übertrage renpassG!S Ergebnisse zu den Powerflow Tabellen
ego_dp_powerflow_-griddistrict_demand.py	Verbrauch pro MV GridDistrict
ego_dp_powerflow_-timeseries_demand.sql	Füge Verbrauchszeitreihen zu den Powerflow Tabellen pro Szenario hinzu
ego_dp_powerflow_lopf_data.sql	Setze Grenzkosten für die Erzeuger und Speicher
ego_dp_data_check.sql	Überprüfe Powerflow Daten hinsichtlich ihrer Plausibilität
PostProcessing	
ego_pp_nep2035_grid_variations.sql	Erstelle "extension_tables" und füge die NEP Daten hinzu
Versionierung	
ego_dp_versioning.sql	Versioniere die Datenmodelle
ego_dp_versioning_mvviews.sql	Versioniere die Mviews
Bereinigung	
ego_dp_vacuum_full.sql	Bereinigung der Datenbank

Tabelle A.2: Übersicht der Dataprocessing Skripte