



Analyse der Auswirkungen räumlicher Komplexitätsreduktion auf die Verteilnetzausbauplanung mit Flexibilitäten

Fakultät III - Prozesswissenschaften
der Technischen Universität Berlin
Institut für Energietechnik
Fachgebiet: Energieverfahrenstechnik und
Umwandlungstechniken regenerativer Energien
Studiengang: Elektrotechnik

von

Malte Vinzent Arthur Jahn
Matrikelnummer: 378747

Masterarbeit

Betreuung

Prof. Dr. rer. nat. Frank Behrendt
Prof. Dr.-Ing. Julia Kowal

Berlin, den 7. Juli 2022

Abstract

The use of new, diverse flexibilities increases the complexity of simulating grid operation and expansion. In this thesis, the impact of spatial complexity reduction on distribution grid expansion planning considering flexibilities is analyzed.

For this purpose, existing spatial complexity reduction methods are adapted to the distribution grid. Two methods are adopted from the transmission grid. One method uses K-Means clustering, the other additionally uses Dijkstra's algorithm for network reduction. A method is also adopted from the literature that reduces networks to their main feeders. In addition, a separate method is developed. This method reduces the network based only on the network graph and distributes the nodes present after the reduction equidistantly on the main feeder. Another method has been developed that allows parts of the network area to be reduced by the reduction methods to varying degrees depending on the expected network expansion.

The reduction methods are applied to 15 representative synthetically created distribution grid areas. First, effects of spatial complexity reduction on network topology and load flow calculation results are analyzed. Then, the impact of these changes on flexibility deployment and grid expansion costs is examined. Battery electric vehicles that use a grid-serving charging strategy are considered as flexibility. In each case, it is also evaluated how the complexity reduction affects the computation time of the simulations. It was found that different reduction methods should be preferred for the calculation of flexibility and grid expansion costs. For the calculation of network expansion costs, the specially developed method for equidistant distribution of nodes should be preferred. With this method, a time saving of 66.1 % of the calculation time could be achieved with a deviation of 1.3 % in the expansion cost. If the flexibility deployment is studied, the K-Means-Dijkstra method should be applied to the main feeders of the networks. This can reduce the computation time for calculating the flexibility deployment by 89.9 %, with a Root Mean Square Error (RMSE) of the aggregated charging power of 3.7 %.

Zusammenfassung

Die Nutzung neuer, vielfältiger Flexibilitäten lässt die Komplexität der Simulation von Netzbetrieb und -ausbau immer weiter steigen. In dieser Arbeit werden die Auswirkungen räumlicher Komplexitätsreduktion auf die Verteilnetzausbauplanung unter Berücksichtigung von Flexibilitäten analysiert.

Dafür werden bestehende räumliche Komplexitätsreduktionsmethoden auf das Verteilnetz angepasst. Es werden zwei Methoden aus dem Übertragungsnetz übernommen. Eine Methode verwendet ein K-Means-Clustering, die andere verwendet zusätzlich den Dijkstra-Algorithmus zur Netzreduktion. Außerdem wird eine Methode aus der Literatur übernommen, die Netze auf ihre Hauptstränge reduziert. Zusätzlich wird eine eigene Methode entwickelt, die das Netz nur auf Basis des Netzgraphen reduziert und die nach der Reduktion vorhandenen Knoten äquidistant auf dem Hauptstrang verteilt. Es wurde außerdem eine Methode entwickelt, die es erlaubt, dass Teile des Netzgebiets durch die Reduktionsmethoden in Abhängigkeit vom erwarteten Netzausbaubedarf unterschiedlich stark reduziert werden.

Die Reduktionsmethoden werden auf 15 repräsentative synthetisch erstellte Verteilnetzgebiete angewendet. Es werden zuerst Auswirkungen der räumlichen Komplexitätsreduktion auf die Netztopologie und die Ergebnisse der Lastflussberechnungen analysiert. Dann wird untersucht, wie sich diese Veränderungen auf den Einsatz der Flexibilität und die Netzausbaukosten auswirken. Als Flexibilität werden batterieelektrische Fahrzeuge betrachtet, die eine netzdienliche Ladestrategie verwenden. Es wird zudem jeweils ausgewertet, wie sich die Komplexitätsreduktion auf die Rechenzeit der Untersuchungen auswirkt.

Es wurde herausgefunden, dass für die Untersuchung der Flexibilität und der Netzausbaukosten unterschiedliche Reduktionsmethoden zu bevorzugen sind. Für die Berechnung der Netzausbaukosten ist die eigens entwickelte Methode zur äquidistanten Verteilung der Knoten zu bevorzugen. Mit der Methode konnte eine Zeitersparnis von 66,1 % der Rechenzeit bei einer Abweichung der Ausbaukosten von 1,3 % erreicht werden. Wird der Flexibilitätseinsatz untersucht, sollte die Methode K-Means-Dijkstra auf die Hauptstränge der Netze angewendet werden. Dadurch kann die Rechenzeit zur Berechnung des Flexibilitätseinsatzes um 89,9 % gesenkt werden, bei einem RMSE der aggregierten Ladeleistung von 3,7 %.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	XI
Tabellenverzeichnis	XV
Abkürzungsverzeichnis	XVII
Symbolverzeichnis	XIX
1 Einleitung	1
1.1 Einordnung	2
1.2 Zielsetzung	2
1.3 Aufbau der Arbeit	3
2 Theorie	5
2.1 Komplexitätsreduktion	5
2.2 Stromnetz	8
2.2.1 Topologiearten	9
2.2.2 Verteilnetz	10
2.2.3 Elektrische Flexibilität	12
2.2.4 Netzausbauplanung im Verteilnetz	13
2.3 Graphen	14
2.3.1 Dijkstra	15
2.3.2 Breitensuche	15
2.4 K-Means-Clustering	16
2.5 Umwegfaktor	18
3 Daten	19
3.1 Netztopologie	20
3.2 Zeitreihen	21
3.3 Hochlauf von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen	22
3.4 Untersuchte Szenarien	23

4	Methodik	25
4.1	Vorbereitung der Netzgebiete	26
4.1.1	Pseudo-Koordinaten	26
4.1.2	Aggregation von typgleichen Anlagen	27
4.2	Gruppierung	29
4.2.1	Gruppierungsgebiete	29
4.2.2	Berechnung der Anzahl reduzierter Knoten	30
4.2.3	Reduktionsmethoden	33
4.3	Netzreduktion	38
4.4	Angewendete Reduktionen	41
4.5	Angewendete Untersuchungen	43
4.5.1	Lastflussberechnung	43
4.5.2	Flexibilitätseinsatz	43
4.5.3	Netzausbau	44
4.6	Auswertung der Ergebnisse	46
4.6.1	Behandlung von fehlgeschlagenen Berechnungen	46
4.6.2	Maß zur Quantifizierung der Abweichung	46
4.6.3	Bewertung der Veränderung der Komplexität	47
5	Ergebnisse	49
5.1	Fehlerbetrachtung	49
5.2	Topologieveränderung	52
5.2.1	Visuelle Auswertung	52
5.2.2	Topologieart	58
5.2.3	Stranganzahl	59
5.2.4	Knotenanzahl und Leitungsanzahl	60
5.2.5	Veränderung der Leitungslänge	62
5.3	Lastflussberechnung	66
5.3.1	Spannung an Knoten	66
5.3.2	Leitungsbelastung	70
5.3.3	Transformatorauslastung	72
5.3.4	Netzverluste	74
5.4	Flexibilitätseinsatz	75

5.4.1	Aggregierte Ladeleistung	75
5.4.2	Veränderung der Ladeleistung an Ladestationen	79
5.5	Netzausbaukosten	80
5.5.1	Veränderung der Netzausbaukosten in den Netzebenen	80
5.5.2	Veränderung der Netzausbaukosten mit Flexibilitätseinsatz	86
5.6	Veränderung der Komplexität	88
5.6.1	Zeiteinsatz in Abhängigkeit der Knotenanzahl	88
5.6.2	Gesamtzeiteinsatz in Abhängigkeit der Reduktionsmethode	90
5.7	Zusammenfassung der Ergebnisse	94
6	Diskussion	97
6.1	Auswirkungen der Komplexitätsreduktion	97
6.1.1	Topologie	97
6.1.2	Lastflussberechnung	102
6.1.3	Flexibilitätseinsatz	104
6.1.4	Netzausbaukosten	105
6.1.5	Veränderung des Rechenzeiteinsatzes	109
6.2	Anwendbarkeit der Komplexitätsreduktion	110
6.3	Übertragbarkeit der Methoden	111
6.4	Bewertung der Aussagekraft der Ergebnisse	113
7	Fazit und Ausblick	117
7.1	Fazit	117
7.2	Ausblick	120
A	Anhang	123
A.1	Verwendete Workstation und Einstellungen	123
A.2	Weitere Ergebnisse	124
	Literaturverzeichnis	135

Abbildungsverzeichnis

2.1	Klassifikation von Ansätzen zur Leistungsverbesserung	6
2.2	Topologiearten von elektrischen Netzen	9
2.3	Modellierung eines elektrischen Netzes durch Graphen	15
2.4	Breitensuche	16
2.5	Beispiel K-Means-Clustering	17
3.1	Prozess zur Erstellung der Daten	19
3.2	Netztopologie eines Mittelspannungsnetzes erstellt mit ding0	21
4.1	Methodik Übersicht	25
4.2	Beispielnetz mit Pseudo-Koordinaten	26
4.3	Methode zur Erstellung der Pseudo-Koordinaten	28
4.4	Ablauf der Gruppierung	29
4.5	Gruppierungsgebiete	30
4.6	Berechnung der Anzahl der Knoten	32
4.7	Reduktionsmethode – Aggregation am Hauptstrang	34
4.8	Reduktionsmethode – K-Means	35
4.9	Auswirkungen der Erhaltung der Transformator-Koordinaten	36
4.10	Reduktionsmethode – K-Means-Dijkstra	37
4.11	Reduktionsmethode – Äquidistante Verteilung der Knoten	38
4.12	Methode zur Netzreduktion	40
4.13	Methode zur Leitungsreduktion im Detail	41
5.1	Erfolgreiche Lastflussberechnung der Netzgebiete in Szenario STD	50
5.2	Erfolgreicher Netzausbau der Netzgebiete in Szenario STD	51
5.3	Erfolgreicher Netzausbau der Netzgebiete in Szenario FLEX	51
5.4	K-Means auf Netz	53
5.5	K-Means-Dijkstra auf Netz	53

5.6	K-Means auf Strang	53
5.7	K-Means-Dijkstra auf Strang	54
5.8	Aggregation der Knoten am Hauptstrang	54
5.9	Äquidistante Verteilung der Knoten	55
5.10	K-Means auf Hauptstrang	55
5.11	K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang	55
5.12	K-Means-Dijkstra auf Strang für einen MS-Strang	56
5.13	Aggregation auf Hauptstrang, exemplarisch für einen MS-Strang . . .	57
5.14	K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang für einen MS-Strang	57
5.15	Netztopologie nach der Reduktion	58
5.16	Veränderung der Stranganzahl relativ zum unreduzierten Fall	59
5.17	Veränderung der Knotenanzahl relativ zum unreduzierten Fall	61
5.18	Veränderung der Leitungsanzahl relativ zum unreduzierten Fall . . .	61
5.19	Veränderung der MS-Leitungslänge relativ zum unreduzierten Fall . .	63
5.20	Veränderung der NS-Leitungslänge relativ zum unreduzierten Fall . .	63
5.21	Veränderung der MS-Hauptstranglänge relativ zum unreduzierten Fall	65
5.22	Veränderung der NS-Hauptstranglänge relativ zum unreduzierten Fall	65
5.23	Mittlerer RMSE der minimalen Knotenspannung der MS-Netze . . .	67
5.24	Mittlerer RMSE der maximalen Knotenspannung der MS-Netze . . .	67
5.25	Mittlerer RMSE der minimalen Knotenspannung der NS-Netze	69
5.26	Mittlerer RMSE der maximalen Knotenspannung der NS-Netze	69
5.27	Mittlerer RMSE der maximalen Leitungsbelastung der MS-Netze . .	71
5.28	Mittlerer RMSE der maximalen Leitungsbelastung der NS-Netze . . .	71
5.29	RMSE der maximalen Transformatorauslastung der HS/MS-Ebene . .	73
5.30	RMSE der maximalen Transformatorauslastung der MS/NS-Ebene . .	73
5.31	Abweichung der Netzverluste relativ zum unreduzierten Fall	74
5.32	Aggregierte Ladeleistung unreduziert, unoptimierter Fall	76
5.33	Aggregierte Ladeleistung unreduziert, optimierter Fall	76
5.34	Abweichung der Ladeleistung, unoptimierten Fall	76
5.35	RMSE aggregierte Wirkleistung der Ladepunkte	77
5.36	Abweichung der Ladeleistung für verschiedene Reduktionen	78
5.37	Mittlerer RMSE des Einsatzes der Ladepunkte	79

5.38	Relative Abweichung der Kosten des Netzausbaus in der MS-Ebene	81
5.39	Boxplot Abweichung der MS-Ausbaukosten	82
5.40	Relative Abweichung der Kosten des Netzausbaus in der MS/NS-Ebene	83
5.41	Boxplot Abweichung der MS/NS-Ausbaukosten	83
5.42	Relative Abweichung der Kosten des Netzausbaus in der NS-Ebene	84
5.43	Boxplot Abweichung der NS-Ausbaukosten	85
5.44	Relative Abweichung der Gesamtkosten des Netzausbaus	85
5.45	Relative Abweichung der Netzausbaukosten zum optimierten Fall	86
5.46	Relative Abweichung der Netzausbaukosten zum unoptimierten Fall	87
5.47	Zeitersparnis des Lastflusses in Abhängigkeit der Knotenanzahl	89
5.48	Zeitersparnis des Netzausbaus in Abhängigkeit der Knotenanzahl	89
5.49	Zeitersparnis Optimierung in Abhängigkeit der Knotenanzahl	89
5.50	Mittlere Reduktionszeit für ein Netzgebiet	90
5.51	Relative Abweichung der Gesamtrechenzeit des Lastflusses	91
5.52	Relative Abweichung der Gesamtrechenzeit des Netzausbaus	92
5.53	Relative Abweichung der Gesamtrechenzeit der Optimierung	93
6.1	Entstehung eines neuen Strangs	100
A.1	Boxplot Abweichung minimalen Knotenspannung MS-Netze	124
A.2	Boxplot Abweichung maximalen Knotenspannung MS-Netze	124
A.3	Boxplot Abweichung der minimalen Knotenspannung NS-Netze	125
A.4	Boxplot Abweichung minimalen Knotenspannung NS-Netze	125
A.5	Abweichung der maximalen Leitungsbelastung der MS-Netze	126
A.6	Abweichung der maximalen Leitungsbelastung der NS-Netze	126
A.7	Boxplot Abweichung Transformatorbelastung HS/MS-Ebene	127
A.8	Boxplot Abweichung Transformatorbelastung MS/NS-Ebene	127
A.9	RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 176	128
A.10	RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 177	128
A.11	RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 1056	128
A.12	RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 1690	129
A.13	RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 1811	129
A.14	RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 2534	129

A.15 RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 176	130
A.16 RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 177	130
A.17 RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 1056	130
A.18 RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 1690	131
A.19 RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 1811	131
A.20 RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 2534	131
A.21 Relative Abweichung der Rechenzeit des Lastflusses	132
A.22 Relative Abweichung der Rechenzeit des Netzausbaus	132
A.23 Relative Abweichung der Rechenzeit der Optimierung	133

Tabellenverzeichnis

3.1	Übersicht über die in den Szenarien verwendeten Netzgebiete	24
3.2	Verwendete Hochlaufzahlen für Deutschland je Szenario	24
4.1	Skalierungsfaktoren in der NS und MS	32
4.2	Busmap Beispiel	33
4.3	Übersicht der angewendeten Reduktionen	42
4.4	Zulässiges Spannungsband	44
4.5	Angesetzte Netzausbaukosten je nach Betriebsmittel	45
5.1	Verteilung der Netzausbaukosten auf die Netzebenen	80
5.2	Legende für Zusammenfassung der Ergebnisse	94
5.3	Zusammenfassung der Ergebnisse	95
A.1	Daten verwendete Workstation	123
A.2	Verteilung der Rechenkapazitäten je Szenario	123

Abkürzungen

ATC	Available Transfer Capacity
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
HS	Hochspannung
IQR	Interquartilsabstand
MS	Mittelspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
PTDF	Power Transfer Distribution Factors
PV	Photovoltaik
RMSE	Root-Mean-Square-Error
Szenario STD	Standard Szenario ohne Flexibilität
Szenario FLEX	Szenario mit Flexibilität

Reduktionsmethoden

AaHS	Aggregation an Hauptstrang
ÄVDK	Äquidistante Verteilung der Knoten
ÄVDK _{mF}	Äquidistante Verteilung der Knoten mit Fokus
KMa _N	K-Means auf Netz
KMa _S	K-Means auf Strang
KMa _{SmF}	K-Means auf Strang mit Fokus
KMa _{HS}	K-Means auf Hauptstrang
KMa _{HSmF}	K-Means auf Hauptstrang mit Fokus
KMDa _N	K-Means-Dijkstra auf Netz
KMDa _S	K-Means-Dijkstra auf Strang
KMDa _{SmF}	K-Means-Dijkstra auf Strang mit Fokus
KMDa _{HS}	K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang
KMDa _{HSmF}	K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang mit Fokus

Symbole

C	Cluster
E	Menge der Kanten
e	Kante
G	Graph
$RMSE$	Root-Means-Square-Error
V	Menge der Knoten
v	Knoten
μ_i	Mittelwerte der Datenpunkte eines Clusters
$d_{\text{Äquidistant}}$	Äquidistanter Abstand zwischen zwei Knoten
$k_{\text{Reduktion}}$	Reduktionsfaktor
k_{Umweg}	Umwegfaktor
$l_{\text{Hauptstrang}}$	Länge des Hauptstrang
l_{Leitung}	Leitungslänge
$l_{\text{Luftdistanz}}$	Strecke Luftdistanz
n	Anzahl
n_{Cluster}	Anzahl der Cluster
n_{Knoten}	Knotenanzahl vor der Reduktion
$n_{\text{ReduzierteKnoten}}$	Anzahl der Knoten nach der Reduktion
$x_{\text{ref},i}$	Referenzwert
x_i	Vergleichswert

Einleitung

Die Folgen des Klimawandels werden immer sichtbarer. Um diese abzumildern, ist die Einsparung von Treibhausgasen essenziell. Die Bundesregierung plant dafür die Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 65 % bis zum Jahre 2030 (gegenüber 1990) und eine Treibhausgas-Neutralität bis 2045 [1].

Der dafür nötige Umbau der Energieversorgung von fossilen Energieträgern zu erneuerbaren Energien stellt die Versorgungsinfrastruktur vor neue Herausforderungen. Die Dekarbonisierung muss in allen Sektoren: Wärme, Elektrizität, Verkehr und Industrie geschehen. Durch die Dekarbonisierung der Sektoren ist zu erwarten, dass Gas- und Öl-Heizungen durch Wärmepumpen und Kraftfahrzeuge mit Verbrennungsmotor durch elektrische Fahrzeuge ersetzt werden. Zusätzlich wird die Anzahl der Erzeugungsanlagen, die von erneuerbaren Energien gespeist werden, stark steigen. [2] Genau diese Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen werden vorrangig im elektrischen Verteilnetz angeschlossen. Dies belastet die Verteilnetze stark [3].

Der Ausbau der Infrastruktur muss möglichst wirtschaftlich gestaltet werden und dennoch eine hohe Versorgungssicherheit aufweisen. Die Kombination von Sicherheit und Ökonomie ist nur durch verbesserte Netzplanungsmethoden zu erreichen. Durch ihren Einsatz kann das Potenzial des Netzes und der installierten elektrischen Anlagen besser ausgenutzt werden. [4]

Eine Möglichkeit, die Netzausbaukosten zu reduzieren, ist die Verwendung einer elektrischen Flexibilität. Durch sie wird eine zeitliche Verschiebung der Leistungsanforderung erreicht und auf diese Weise können Überlastungen im Stromnetz minimiert werden [5].

Um die Auswirkung von Flexibilitäten auf die Netzausbauplanung zu modellieren, müssen die Stromnetze mit einem sehr hohen Detailgrad betrachtet werden. Dies führt zu einem Anstieg der Komplexität und damit zu einem Anstieg der Berechnungsdauer. Durch Komplexitätsreduktion kann dem entgegengewirkt werden. Unter

den das Modell reduzierenden Komplexitätsmethoden kann zwischen zeitlichen und räumlichen Komplexitätsreduktionsmethoden unterschieden werden. Methoden zur räumlichen Komplexitätsreduktion werden bisher primär im Übertragungsnetz angewendet. [6, 7]

Die Auswirkung von Methoden zur räumlichen Komplexitätsreduktion auf das Verteilnetz ist wenig erforscht. Deshalb sollen in dieser Arbeit die Anwendung von räumlichen Komplexitätsreduktionsmethoden auf Verteilnetze erforscht werden.

1.1 Einordnung

Die Arbeit wird im Kontext des Forschungsprojekts *eGoⁿ* am Reiner-Lemoine-Institut geschrieben. Das Projekt *eGoⁿ* untersucht die Auswirkungen von Sektorenkopplung auf das Stromnetz [8]. In dem Projekt wird das Planungsinstrument *eGo* des Projekts *open_eGo* weiterentwickelt. Dabei handelt es sich bei *eGo* um ein netzebenenübergreifendes Planungsinstrument des Stromsystems, mit dem volkswirtschaftlich günstige Netzausbau-Szenarien bestimmt werden können [9]. Ein Teil von *eGo* ist das vom Reiner-Lemoine-Institut entwickelte Programm *eDisGo*. Dabei handelt es sich um ein Nieder- und Mittelspannung übergreifendes Planungsinstrument zur Optimierung des Netzausbaus und der Speicherpositionierung [4].

Im aktuellen Forschungsprojekt wird in *eDisGo* der Einsatz von Elektromobilität als Flexibilität berücksichtigt. Ziel ist es, durch netzdienliche Ladestrategien die Netzausbaukosten zu reduzieren. Durch die hohe Auflösung der untersuchten Verteilnetze und die Berücksichtigung der Flexibilität steigt die Rechenzeit. Diesem Anstieg der Rechenzeit soll durch Komplexitätsreduktionsmethoden entgegengewirkt werden.

Eine zeitliche Komplexitätsreduktion wurde bereits in Vorarbeiten der Forschungsgruppe untersucht [10]. Eine räumliche Komplexitätsreduktionsmethode wurde in der Projektgruppe nur für das Übertragungsnetz untersucht, in [11, 12]. Durch den Anstieg der Komplexität der Untersuchungen im Verteilnetz soll nun auch dort die Anwendung einer räumlichen Komplexitätsreduktionsmethode geprüft werden.

1.2 Zielsetzung

Ziel dieser Arbeit ist es, die Auswirkungen der räumlichen Komplexitätsreduktion auf die Verteilnetzausbauplanung mit Flexibilitäten zu analysieren. Im Fokus steht die richtige Abbildung der Netzausbaukosten und des Flexibilitätseinsatzes.

Um das Ziel zu erreichen, werden bereits in der Literatur erfolgreich angewendete Methoden zur räumlichen Komplexitätsreduktion auf die Verteilnetzebene übertragen. Zusätzlich wird eine eigene Methode entwickelt und die anderen Methoden verbessert. Die Methoden werden dann auf synthetische Verteilnetzgebiete angewendet, die die Mittel- und Niederspannung umfassen. Im Anschluss wird die Veränderung des Einsatzes der Flexibilität und der Netzausbaukosten untersucht. In der Arbeit sollen die folgenden Forschungsfragen geklärt werden:

1. Wie verändert der Einsatz räumlicher Komplexitätsreduktion den Flexibilitätseinsatz?
2. Wie verändern sich durch die Anwendung räumlicher Komplexitätsreduktion die Netzausbaukosten in den einzelnen Netzebenen des Verteilnetzes und wodurch wird dies ausgelöst?
3. Wie stark kann die Rechenzeit durch die räumliche Komplexitätsreduktion gesenkt werden, ohne die Ergebnisse zu stark zu verändern?

1.3 Aufbau der Arbeit

Im Kapitel 2 wird der Stand der Wissenschaft für die räumliche Komplexitätsreduktion beschrieben. Im Anschluss werden die theoretischen Grundlagen erklärt, die für diese Arbeit nötig sind. Danach werden in Kapitel 3 die verwendeten Daten und deren Ursprung beschrieben. Die Methodik zur Bearbeitung des Themas wird in Kapitel 4 erklärt. Es werden die verwendeten Methoden zur räumlichen Komplexitätsreduktion beschrieben. Danach wird die Methode zur Berechnung des Flexibilitätseinsatzes und der Netzausbaukosten vorgestellt. In Kapitel 5 werden die Ergebnisse der Anwendung der Methodik auf die Daten ausgewertet und analysiert. Danach folgt in Kapitel 6 eine ausführliche Diskussion der Ergebnisse. Als Letztes wird in Kapitel 7 die Arbeit zusammengefasst und ein Ausblick zur Weiterführung der Forschung gegeben.

Theorie

In diesem Kapitel werden die theoretischen Grundlagen erklärt, die zur Bearbeitung des Themas notwendig sind. Zuerst wird das Thema Komplexitätsreduktion beschrieben, dann wird für die räumliche Komplexitätsreduktion der aktuelle Stand der Wissenschaft beschrieben. Im zweiten Abschnitt werden die Grundlagen des Stromnetzes kurz erläutert, mit Schwerpunkt auf der Netztopologie, dem Verteilnetz und dem Netzausbau. Danach werden die Grundlagen und verwendeten Algorithmen der Graphentheorie vorgestellt. Im Anschluss wird der verwendete Clustering-Algorithmus erklärt. Im letzten Abschnitt wird der Umwegfaktor erläutert.

2.1 Komplexitätsreduktion

Bei der Modellierung von Energiesystemen ist eine ansteigende Komplexität zu verzeichnen. Dies hat verschiedene Ursachen. Zum einen steigt die Anzahl der verschiedenen modellierten Technologien. [6]

Als Beispiel sind Speicher und Erzeugungsanlagen mit variablem Leistungsfaktor zu nennen, die zusätzlich zu Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen mit festem Leistungsfaktor modelliert werden.

Außerdem steigt die Anzahl der modellierten Komponenten, denn Energiesysteme werden immer detaillierter modelliert. Zudem werden innovative Strategien simuliert, die zu einem niedrigeren Umwelteinfluss und niedrigeren Kosten des Energiesystems führen sollen. Dazu zählt unter anderem der Einsatz von elektrischen Flexibilitäten, um Netzbelastungen zu reduzieren und die Nutzung von erneuerbaren Energien zu steigern. Diese Veränderungen führen zu einer erhöhten Komplexität. [6]

Die Komplexität eines Energiesystem-Optimierungsmodells ist mathematisch in drei Dimensionen unterteilbar: Modellgröße, Problemklasse und Konnektivität. Die Mo-

dellgröße wird durch die Größe des modellierten Energiesystems und dessen räumliche und zeitliche Auflösung bestimmt. Die Problemklasse ist durch die Art des Optimierungsproblems, zum Beispiel, ob ein lineares oder quadratisches Optimierungsproblem verwendet wird, gegeben. Die Konnektivität des Modells ist von der Dichte der Beschränkungsmatrix des Optimierungsproblems abhängig. [6]

Es besteht die Möglichkeit, dass ein Problem nicht lösbar ist, da nicht genügend Rechenressourcen zu Verfügung stehen [7]. Der Einsatz einer hohen Rechenleistung bringt nur bedingt Vorteile, denn die Taktfrequenz heutiger Prozessoren ist begrenzt und die Berechnung der Energiesystemmodelle lässt sich nicht trivial parallelisieren [6]. Es ist deshalb sinnvoll, eine Komplexitätsreduktion vorzunehmen, um ein Problem lösbar zu machen oder schneller zu lösen. Abbildung 2.1 zeigt mögliche Ansätze.

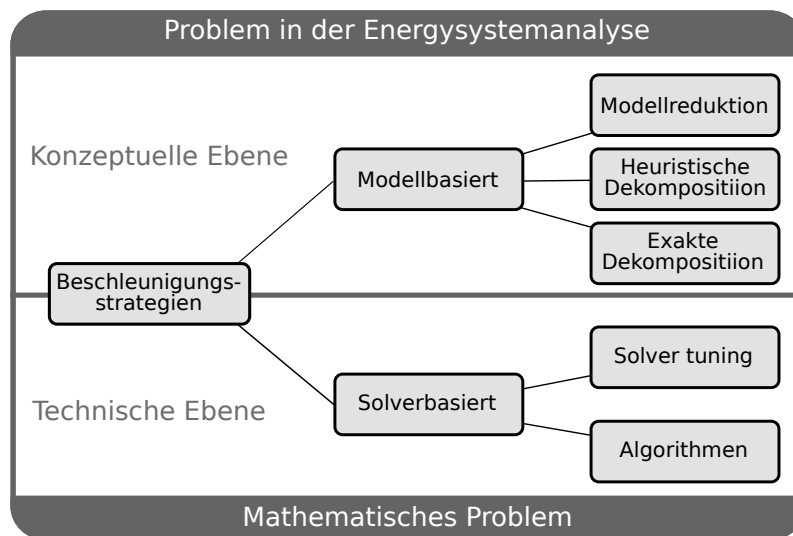


Abbildung 2.1: Klassifikation von Ansätzen zur Leistungsverbesserung, übersetzt aus [7]

Die in dieser Arbeit betrachtete räumliche Komplexitätsreduktion verfolgt den Ansatz einer Modellreduktion. Die Modellgröße wird reduziert, indem die örtliche Auflösung reduziert wird. Es gibt verschiedene Methoden zur räumlichen Komplexitätsreduktion.

Eine Variante ist die Verwendung von Netzäquivalenten. Dafür wird das Netz in mehrere Teile aufgespalten. Die nicht betrachteten Abschnitte werden als Netzäquivalente abgebildet. Der zu reduzierende Abschnitt wird in interne Knoten, Verbindungsknoten und externe Knoten eingeteilt. Die externen Knoten werden durch ein kleineres Äquivalenznetz ersetzt, sodass sich das Verhalten an den Verbindungsstellen möglichst wenig verändert. [13]

Die räumliche Auflösung des Netzes wird dadurch ungleichmäßig verändert. Der Ein-

satz von Netzäquivalenten erhält nur das elektrische Verhalten des Netzes, jedoch nicht die Eigenschaften der einzelnen Komponenten des Netzes. In der aktuellen Forschung wird der Einsatz von künstlichen neuronalen Netzen als Netzäquivalent untersucht, siehe [14].

Ein anderer Ansatz ist die Aggregation von Knoten. Es werden durch verschiedene Verfahren Gemeinsamkeiten zwischen den Knoten gefunden. Die Knoten werden dann zusammengefasst.

Die größtmögliche Aggregation ist die vollständige Reduktion eines Netzes auf einen Knoten. Bei der Verwendung von mehreren Netzebenen können die untergeordneten Netze vollständig aggregiert betrachtet werden. Dieser Ansatz wird in [15] verfolgt. Nach [16] lassen sich diese Methoden zur räumlichen Komplexitätsreduktion, die Knoten auf Basis von Gemeinsamkeiten gruppieren, in system- und marktbasierter Methoden einteilen.

Systembasierte Methoden sollen dabei physikalische Eigenschaften des Netzes möglichst gut abbilden [16]. In [17] wird auf Basis der geographischen Distanz von Knoten ein K-Means-Clustering durchgeführt. Im Anschluss werden die Knoten aus den gefundenen Clusterzentren zusammengefasst. Diese Komplexitätsreduktionsmethode wird auch im Projekt *open_eGo* [4] verwendet. Der K-Means Ansatz von [17] wird in [12] aufgegriffen und die Zuordnung von Knoten zu den Clusterzentren durch die Verwendung des Dijkstra-Algorithmus verbessert. In [7] werden Regionen eines Übertragungsnetzes durch ein hierarchisches Clustering zusammengefasst. Die Arbeit [18] nutzt ein spektrales Clustering, um bei der Reduktion die elektrischen Distanzen zwischen den Knoten zu berücksichtigen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, verschiedene Clustering-Methoden zu mischen. In [19] wird zur Reduktion ein K-Means-Clustering und ein genetischer Algorithmus verwendet, als Maß der Nähe wird die elektrische Distanz verwendet.

Gegenüberstellend sollen marktbasierter Methoden möglichst gut Eigenschaften abbilden, die für ökonomische Untersuchungen entscheidend sind [16]. Ein marktbasierter Ansatz ist der Versuch, die „Power Transfer Distribution Factors“ (PTDF) möglichst gut abzubilden [20].

Die PTDF werden genutzt, um die Änderung von Lastflüssen über Leitungen zu berechnen. Dabei ist die Änderung des Leistungsflusses einer Leitung das Produkt von PTDF und der Änderung der Einspeisung eines Netzknoten. Dadurch kann eine iterative Lastflussberechnung umgangen werden, die zeitaufwendig ist. Dies ermöglicht eine schnelle Berechnung der Änderung von Leistungsflüssen. Der Nachteil ist, dass keine Aussage getroffen wird, ob Betriebsgrenzen wie Spannungsbänder über-

schritten werden. [21]

Für ökonomische Betrachtungen stehen jedoch die Änderung der Leistungsflüsse im Vordergrund. Dies wird in [20] ausgenutzt. Dort werden Knoten so zusammengefasst, dass die PTDF-Matrix des Netzes möglichst gut abgebildet wird.

Eine andere Möglichkeit ist ein kombinierter Ansatz von markt- und systembasierten Methoden. Ein Beispiel für solch einen Ansatz ist die Verwendung der „Available Transfer Capacity“ (ATC). In [16] wird das Netz so gruppiert, dass die ATC-Matrix gut abgebildet wird. Die ATC bildet die verfügbare Übertragungskapazität, die für kommerzielle Aktivitäten übrig bleibt, ab [22]. Dadurch wird eine ökonomisch wichtige Größe mit einer technischen Beschränkung verbunden.

Nach [17] sind in der Netzausbauplanung die marktbasieren Komplexitätsreduktionsmethoden nicht relevant und es ist entscheidend, bei der Untersuchung des Netzausbaus die geografische Distanz zu verwenden, da diese für die Kosten des Netzausbaus ausschlaggebend sind, denn die Netzausbaukosten von Leitungen hängen von der ausgebauten Länge ab. Deshalb sollte das Clustering unabhängig von existierenden Netzkapazitäten und den elektrischen Eigenschaften sein, da diese durch den Netzausbau verändert werden. [17]

Für die Anwendung der räumlichen Komplexitätsreduktion in der Verteilnetzebene gibt es in der Literatur nur wenige Untersuchungen. Mit der Integration von steuerbaren Elementen und deren Einsatzberechnung kommt es jedoch auch im Verteilnetz zu komplexen Modellen. In [3] werden zwei verschiedene Methoden zur räumlichen Komplexitätsreduktion im Verteilnetz angewendet. In der ersten Methode werden die Netze auf ihren Hauptstrang reduziert. Dabei werden alle Netzknoten an dem Hauptstrang aggregiert. Die zweite Methode baut auf dem Ergebnis auf und reduziert den Hauptstrang. Dieser wird durch eine Leitung mit Punktlast am Ende ersetzt. Als Leitungslänge wird die halbe Hauptstranglänge verwendet. Dieses reduzierte Netz wird dann für weitere Untersuchungen verwendet.

2.2 Stromnetz

Das Stromnetz ist in Übertragungsnetz und Verteilnetz unterteilt. Der Unterschied zwischen den beiden Netzebenen liegt im Aufbau und in der Aufgabe der Netze. Im Übertragungsnetz werden große Mengen elektrischer Energie über weite Entfernungen übertragen. Das Verteilnetz dient der Verteilung der elektrischen Energie. [23]

2.2.1 Topologiearten

Ein Stromnetz kann verschiedene Topologiearten aufweisen. Die Netztopologie lässt sich in verschiedene Grundformen unterscheiden: Strahlennetze, Ringnetze, Strangnetze und Maschennetze. Zusätzlich kann unterschieden werden, ob Netze einfach oder mehrfach gespeist werden. In der Realität kommen meist Mischformen vor. Die ausgewählte Netzform hängt unter anderem von der Netzebene, der Ausfallsicherheit und der Lastdichte ab. Zusätzlich weisen die Netze zwischen den Leitungsteilen Trennstellen auf. Dadurch können einzelne Netzteile im Fehlerfall oder für Wartungsarbeiten freigeschaltet werden. [24] Eine Übersicht der Netztopologien ist in Abbildung 2.2 zu sehen.

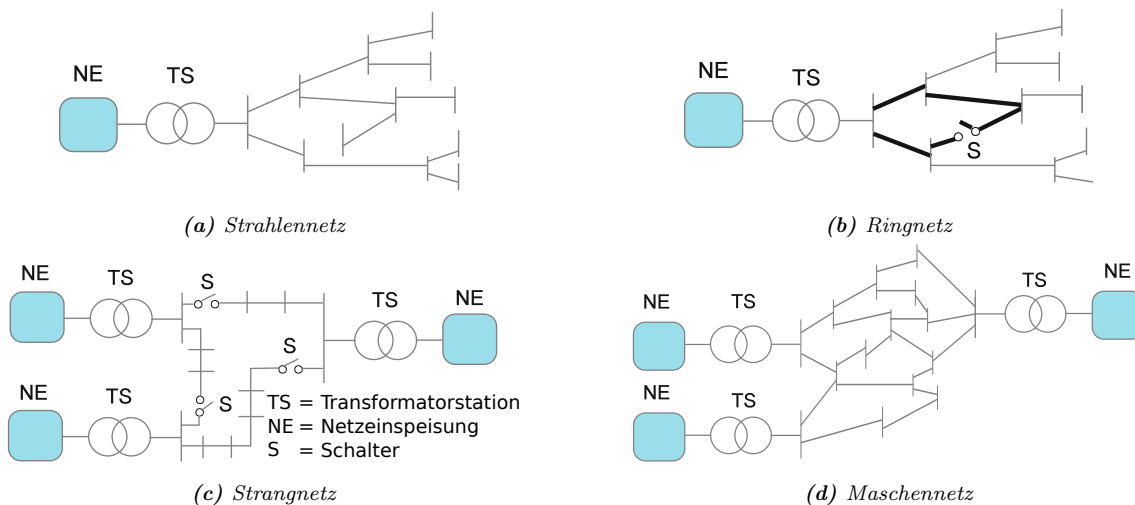


Abbildung 2.2: Topologiearten von elektrischen Netzen [24]

Strahlennetze

Strahlennetze sind die einfachste Netzstruktur. Von der Transformatorstation gehen Leitungen ab, die Anschlussstellen aufweisen. Zwischen zwei Netzknoten gibt es immer nur einen Pfad. Diese Netzform kommt nur einfach gespeist vor. Der Vorteil dieser Netzstruktur ist der geringe Schutzaufwand. Nachteilig ist die Ausfallsicherheit, denn bei einem Netzfehler fallen alle Leitungsteile ab dem ersten betroffenen Leitungsstück aus. [23] Daher werden Strahlennetze in der Regel in Niederspannungsnetzen und in Gebieten mit niedriger Lastdichte eingesetzt. In Gebieten mit einer hohen Lastdichte werden sie mit kurzen Leitungslängen ausgeführt. [24]

Ringnetze

Ringnetze bilden eine einfache Möglichkeit, die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Durch Leitungen werden Ringe gebildet, die an einer Stelle von einer Transformatorstation gespeist werden. Jede Anschlussstelle im Netz kann so von zwei Seiten gespeist werden. Ringnetze weisen im Allgemeinen einen Schalter auf, der den Ring in Halbringe unterteilt. In der Regel werden Ringnetze mit einem offenen Schalter betrieben und verhalten sich dann wie Strahlennetze. Im Fehlerfall wird die fehlerhafte Stelle aus dem Netz getrennt und die restlichen Anschlussstellen werden weiter versorgt, indem der Schalter geschlossen wird. [23]

Strangnetze

Strangnetze verbinden über Leitungen zwei Transformatorstationen miteinander. Es wird ein Schalter zwischen diesen Leitungen positioniert. Im normalen Betrieb werden die Netze mit einem offenen Schalter betrieben. Dann wirken die Netze wie Strahlennetze. Der Vorteil ist, dass durch die zweiseitige Speisung die Versorgungssicherheit erhöht wird. [24]

Maschennetze

In Maschennetzen werden alle Netzknoten von mindestens zwei Seiten versorgt. Der Vermaschungsgrad steigt gegenüber dem von Ringnetzen weiter an. Bei vermaschten Netzen besteht eine hohe Versorgungssicherheit, da auch im normalen Betrieb die Anschlussstellen von mindestens zwei Seiten versorgt werden. [23] Das Netz kann von einer oder mehreren Transformatorstationen gespeist werden. Nachteilig sind die hohen Kosten, die für Maschennetze auftreten. Diese entstehen durch den komplexeren Aufbau. Dieser fordert einen erhöhten Schutzaufwand, um die hohen Kurzschlussströme zu behandeln. Dadurch sind Maschennetze auch aufwendiger zu betreiben und teurer. [24]

2.2.2 Verteilnetz

Das Verteilnetz dient der Verteilung der elektrischen Energie an Endverbraucher. Es umfasst die Niederspannung (NS), Mittelspannung (MS) und die Hochspannung (HS). Die Netzebenen werden durch Umspannwerke bzw. Transformatorstationen verbunden. An diesen Stellen wird die Spannungsebene gewechselt. [23]

Die Leitungen der NS- und MS-Netze werden in der Regel als Erdkabel ausgeführt. In wenig besiedelten Gebieten werden die Leitungen auch als Freileitungen ausgeführt. [25] Da die Arbeit sich auf Verteilnetze der Mittel- und Niederspannung fokussiert, sollen nur diese im Detail vorgestellt werden.

Mittelspannungsnetz

Die Mittelspannung in Deutschland ist im Bereich von 1 kV bis 60 kV definiert [26]. Es kommen jedoch in den Netzen der deutschen Verteilnetzbetreiber nur Spannungen von 10 kV, 20 kV und 30 kV zum Einsatz. Mittelspannungsnetze werden über Umspannstationen an das Hochspannungsnetz angeschlossen. Die Energie wird im Netz an Übergabestellen verteilt. Es ist anzumerken, dass durch den Einsatz von Erzeugungsanlagen und Speichern der Energiefluss auch von den Anschlussstellen zur Umspannstation erfolgen kann. Mittelspannungsnetze werden nach der (n-1)-Regel geplant. Dies bedeutet, dass bei dem Ausfall eines Betriebsmittels die Versorgung weiter gewährleistet sein muss. [3]

An das Mittelspannungsnetz werden direkt größere Verbraucher bis 12 MVA angeschlossen. Außerdem werden kleine konventionelle Kraftwerke, kleine Wasser- und Pumpspeicherkraftwerke und mittlere Erneuerbare-Energie-Anlagen bis 9 MVA an das MS-Netz angeschlossen. [27, 28] Mittelspannungsnetze werden in der Regel als Ringnetze ausgeführt und offen betrieben [29].

Niederspannungsnetz

Die Nennspannung in den Niederspannungsnetzen in Deutschland ist 400 V [30]. Die Netze werden in der Regel nicht mit einer (n-1)-Sicherheit geplant. Die Niederspannungsnetze werden häufig als Strahlennetze ausgeführt, da diese einfach zu betreiben und kostengünstig sind. [3]

An das Niederspannungsnetz werden alle kleinen Endverbraucher angeschlossen. Dazu zählen Haushalte und kleine gewerbliche Verbraucher bis 540 kVA, aber auch kleine Erzeugungsanlagen, wie Blockheizkraftwerke und kleinere Erneuerbare-Energie-Anlagen bis 270 kVA. [27, 28]

Niederspannungsnetze werden über Umspannanlagen an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Dort findet die Spannungsanpassung zwischen Mittel- und Niederspannung statt. Die Anlagen werden als Ortsnetzstationen oder Transformatorstationen bezeichnet. In der Ortsnetzstation (ONS) befindet sich in der Regel ein Transformator, es können jedoch auch mehrere vorhanden sein [3].

Die ONS hat neben der Funktion der Spannungswandlung eine Schutzfunktion. Die ONS wird über einen Lasttrennschalter an das MS-Netz angeschlossen. Bei der Öffnung des Schalters kann die Station vollständig von der MS-Ebene freigeschaltet werden. Danach folgt eine Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherung. Diese dient dem Kurzschlussschutz. Die Niederspannungsstiche werden über Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherungen an den Transformator angeschlossen. Bei einem Fehlerfall im Niederspannungsnetz wird dadurch eine Rückwirkung auf das MS-Netz verhindert. [24]

2.2.3 Elektrische Flexibilität

Durch eine elektrische Flexibilität kann ein Stromnetz vorhergesehenen und unvorhergesehenen Änderungen der Erzeugung und/oder des Verbrauchs widerstehen. Dabei kann Flexibilität, zeitlich und räumlich zur Verfügung gestellt werden. [31] In dieser Arbeit wird eine zeitliche Flexibilität verwendet. Als zeitliche Flexibilität versteht man die Fähigkeit, dass elektrische Anlagen ihren Energiebedarf mit einer zeitlichen Verschiebung der Energienachfrage decken können. Dadurch kann der Energiebedarf an ein fluktuierendes Angebot angepasst werden. Das fluktuierende Angebot entsteht durch den Einsatz von erneuerbaren Energien, deren Erzeugungsleistung nicht beeinflussbar ist. Die Flexibilität führt so zu einer besseren Ausnutzung der erneuerbaren Energien. [5]

Die Kopplung an das fluktuierende Angebot kann auf verschiedene Arten geschehen, marktorientiert und netzdienlich. Bei einer marktorientierten Kopplung ist die Minimierung der Kosten für den Strombezug ausschlaggebend. Bei einem netzdienlichen Einsatz der Flexibilität steht die Engpassvermeidung im Fokus. [23]

Als Beispiele für Technologien, die eine Flexibilität bereitstellen können, sind Wärmepumpen mit einem Wärmespeicher, elektrische Speicher und die Elektromobilität zu nennen. Bei einem hohen Energieangebot wird Energie gespeichert. Wird Energie gebraucht, kann jedoch nicht durch Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden, wird die Energie aus dem Speicher bezogen.

In dieser Arbeit wird die Bereitstellung zeitlicher Flexibilität durch batterieelektrische Fahrzeuge betrachtet. Personenkraftfahrzeuge weisen eine sehr hohe Standzeit auf, häufig werden sie nur zweimal am Tag bewegt [32]. Durch die hohe Standzeit eignen sie sich besonders gut als elektrische Flexibilität, wenn das Fahrzeug an einem Ladepunkt angeschlossen ist. Fahrzeuge können auf verschiedene Arten eine Flexibilität bereitstellen. Eine Möglichkeit ist die Nutzung des Fahrzeugs wie ein im Netz integrierter elektrischer Speicher. Der Nachteil ist dabei, dass der Speicher des

Fahrzeugs stärker belastet wird und dadurch schneller altert [33].

Eine andere Möglichkeit ist die zeitliche Verschiebung des Ladevorgangs innerhalb der Standzeit des Fahrzeugs. Dabei wird der Ladevorgang so verschoben, dass das Fahrzeug zum nächsten geplanten Nutzungszeitpunkt voll geladen ist. Außerdem kann die Ladeleistung im Ladevorgang abgesenkt werden. Dies kann auch als Flexibilität verwendet werden. [34]

2.2.4 Netzausbauplanung im Verteilnetz

Durch den Zubau von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen muss auch das Stromnetz ausgebaut werden. Ziel ist es, das Verteilnetz so ressourceneffizient wie möglich auszubauen, um die volkswirtschaftlichen Kosten niedrig zu halten [4]. Es muss jedoch darauf geachtet werden, dass die Netzsicherheit nicht gefährdet wird, denn die Belastungsgrenzen der Betriebsmittel müssen eingehalten werden. Dazu zählen Spannungsgrenzen und die thermische Belastbarkeit der Komponenten.

Die konventionellen Netzplanungsmethoden erweisen sich als nicht ausreichend bei dem ressourceneffizienten Netzausbau. Deshalb müssen neuartige Netzplanungsverfahren entwickelt werden. [35]

Konventionelle Netzausbauplanung

Die konventionelle Netzausbauplanung betrachtet zur Dimensionierung der Verteilnetze zwei Extremfälle. Zum einen wird der Starklastfall verwendet, bei dem von keiner Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen ausgegangen wird. Der andere Fall ist der Rückspeisefall, bei dem von einer maximalen Einspeiseleistung der Erzeugungsanlagen ausgegangen wird und einer geringen Last. [3]

Der Vorteil ist, dass nur eine geringe Anzahl an Fällen betrachtet werden muss. Der Nachteil ist, dass keine innovativen Methoden zur Netzentlastung abgebildet werden können, da die Modellierung dieser Methoden in der Regel eine Betrachtung von Zeitreihen erfordert [35].

Zeitreihenbasierte Netzausbauplanung

Die zeitreihenbasierte Netzausbauplanung bezieht sich im Gegensatz zu konventionellen Ausbauplanung nicht nur auf wenige statische Fälle, sondern betrachtet Zeitreihen. Für jeden Zeitschritt wird eine Lastflussanalyse durchgeführt und das

Netz auf Überlastungen oder Spannungsbandverletzungen überprüft. Die Länge der Zeitreihen kann dabei beliebig gewählt werden. Die Aussagekraft des zeitreihenbasierten Ansatzes steigt mit der Länge der Zeitreihe, da so eine höhere Anzahl an Belastungssituationen überprüft werden kann. [36]

Ein guter Ansatz ist, eine repräsentative Jahreszeitreihe zu verwenden. Im Gegensatz zur konventionellen Netzplanung werden dadurch keine hypothetischen Netzsituationen angenommen, die vielleicht nie eintreten. Die Extremsituation können außerdem nicht alle Netzsituationen abbilden und so potenzielle Netzprobleme übersehen. [37] Durch den zeitreihenbasierten Ansatz können Kosten eingespart werden und zusätzlich die Häufigkeit von kritischen Netzbelastungen abgebildet werden [36]. Ein Nachteil des zeitreihenbasierten Ansatz ist der hohe Rechenaufwand, denn es muss für jeden Zeitschritt ein Lastfluss berechnet werden. Bei der Simulation von verschiedenen Betriebsführungsstrategien oder der Überprüfung der (n-1)-Sicherheit kann die Komplexität und die Problemlösungszeit signifikant ansteigen. [37]

2.3 Graphen

Die Graphentheorie ist ein Teil der diskreten Mathematik und findet in vielen weiteren wissenschaftlichen und technischen Gebieten Anwendung. Durch Graphen lassen sich Netzwerke mit Knoten und Verbindungen darstellen. Deswegen sind Graphen für die Modellierung von elektrischen Netzen geeignet.

In dieser Arbeit wird nur die einfachste Form von Graphen verwendet, die ungerichteten Graphen. Ein Graph G , setzt sich zusammen aus den Knotenmengen $V = \{v_1, \dots, v_n\}$ und Kantenmengen $E = \{e_1, \dots, e_n\}$, siehe Gleichung 2.1. Jede Kante ist eine Menge von zwei Knoten $e_n = \{v_a, v_b\}$. [38]

$$G = (V, E) \tag{2.1}$$

Die Kanten stellen bei grafischer Veranschaulichung die Verbindungen zwischen den Knoten dar. Zusätzlich ist es möglich, den Kanten Gewichte zuzuordnen. Dann handelt es sich bei den Graphen um gewichtete Graphen [39].

In dem Anwendungsfall dieser Arbeit wird das elektrische Netz als Graph mit gewichteten Kanten angenommen, wobei die Kantengewichte die Leitungslängen widerspiegeln. Abbildung 2.3 zeigt die Zusammenhänge zwischen einem Graphen, einem gewichteten Graphen und einem elektrischen Netz.

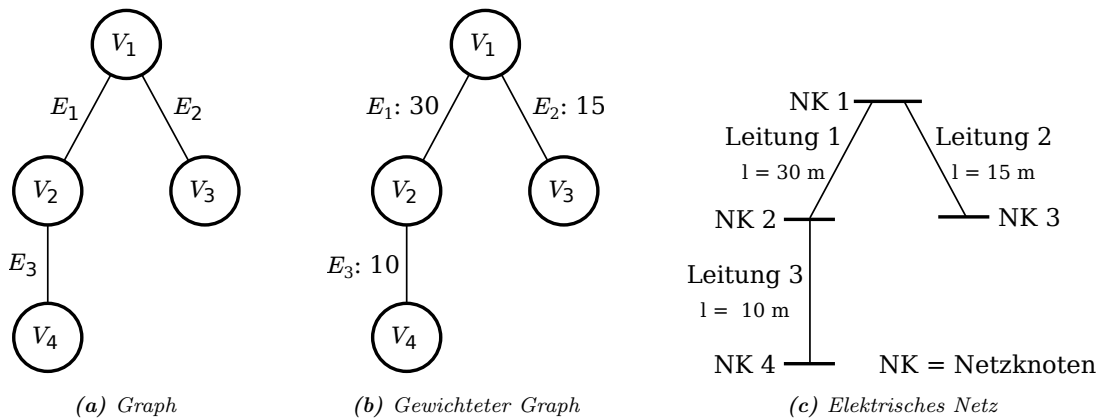


Abbildung 2.3: Modellierung eines elektrischen Netzes durch Graphen

2.3.1 Dijkstra

Es ist in der Arbeit von Interesse, den kürzesten Weg zwischen zwei Knoten zu finden. In der Graphentheorie gibt es verschiedene Algorithmen, um den kürzesten Pfad zu finden. In dieser Arbeit wird der Dijkstra-Algorithmus benutzt.

Der Algorithmus berechnet die kürzesten Wege von einem Knoten zu allen erreichbaren Knoten. Dafür muss ein Graph mit Kantengewichten vorliegen. Für den Dijkstra-Algorithmus müssen die Kantengewichte im Bereich der nicht negativen reellen Zahlen liegen. [40]

Der Algorithmus nutzt aus, dass Knoten, die weiter vom Ausgangsknoten entfernt sind als andere Knoten, Pfade zum Startknoten dieser Knoten weiterführen müssen. Dadurch wird ein durchlaufen aller möglichen Pfade des Graphen vermieden. Dies führt zu einem sehr schnellen und effizienten Algorithmus. [39]

2.3.2 Breitensuche

Die Breitensuche ist ein Algorithmus, um ausgehend von einem Ausgangsknoten den Graphen zu durchsuchen. Dabei wird der Graph in der Breite durchsucht. Die Breitensuche ist das Gegenteil der Tiefensuche. [40]

Die Breitensuche wird in der Arbeit genutzt, um ausgehend von einem Knoten des Graphen einen Knoten zu finden, der Teil einer Menge von gesuchter Knoten ist. Abbildung 2.4 zeigt das Vorgehen des Algorithmus beim Durchsuchen des Graphen. Der Ausgangsknoten ist der Knoten mit der Nummer Null. Es werden zuerst die Nachbarknoten des Ausgangsknotens überprüft, die Knoten mit Nummer Eins und Zwei. Danach werden die Nachbarn der zuletzt durchsuchten Knoten untersucht. Dies wiederholt sich, bis alle Knoten durchsucht wurden oder der gesuchte Knoten gefunden wurde.

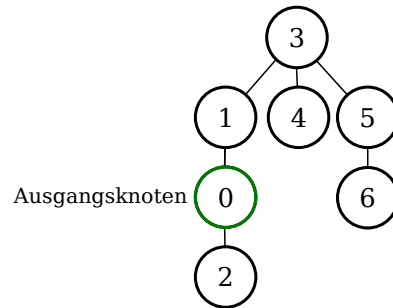


Abbildung 2.4: Reihenfolge bei der Durchsuchung des Graphen mit der Breitensuche

2.4 K-Means-Clustering

Clustering beschreibt das Finden von Gemeinsamkeiten in Datenpunkten und deren Zuordnung zu Gruppen. Die gefundenen Gruppen werden als Cluster bezeichnet. Clustering-Algorithmen werden in vielen Disziplinen angewendet, um Daten zu analysieren. Clustering lässt sich grob in hierarchisches und partitionelles Clustering unterscheiden. Die partitionellen Clustering-Algorithmen unterteilen den Datensatz einmal in Cluster, die hierarchischen Algorithmen hingegen erzeugen eine verschachtelte Unterteilung der Daten in Cluster. [41]

Das K-Means-Clustering verfolgt einen partitionellen Ansatz. Es ist ein sehr einfacher Algorithmus, um große Datenmengen in Cluster zu unterteilen [41]. Die in der Arbeit verwendete Form ist in dem Python-Paket *scikit-learn* implementiert [42]. Der K-Means Algorithmus gruppiert den Datensatz in K Cluster gleicher Varianz. Dabei wird das „Inertia“ minimiert, siehe Gleichung 2.2. [43]

$$\sum_{i=0}^n \min_{\mu_j \in C} (||x_i - \mu_j||^2) \quad (2.2)$$

n : Anzahl an Datenpunkten

C : Cluster

μ_j : Mittelwert der Datenpunkte in einem Cluster

x_i : Datenpunkt

Der Algorithmus basiert auf den folgenden Schritten [43]:

1. Auswählen K zufälliger initialer Clusterzentren aus dem Datensatz.
2. Zuordnung von jedem Punkt zum nächsten Clusterzentrum. Als Berechnung des Abstands zwischen den Punkten wird die euklidische Distanz verwendet.

3. Berechnung des neuen Clusterzentrums aus dem Mittelwert der Datenpunkte eines Clusters.
4. Berechnung der Differenz zwischen alten und neuen Clusterzentren, wenn die Differenz unter einem definiertem Schwellenwert liegt, Ausgabe der Cluster. Bei nicht Erfüllung wieder zu Schritt 2.

Die Anzahl der zu berechnenden Cluster muss selbst gewählt werden. Abbildung 2.5 zeigt die Zuordnung von Punkten zu den farblich markierten Clustern. Die Clusterzentren sind mit einem roten Punkt markiert. Es ist zu sehen, dass ein Clusterzentrum nicht in dem zu analysierenden Datensatz vorkommen muss, da diese die Mittelwerte von Punkten sind. Das Ergebnis ist stark von der Anzahl der gewählten Clusterzentren abhängig. Die besten Ergebnisse liefert das Clustering, wenn die gewählte Anzahl an Clusterzentren zu den Daten passt. Dies ist in der Abbildung der Fall für fünf Clusterzentren. Zusätzlich ist das Ergebnis abhängig von der zufällig gewählten initialen Position der Clusterzentren. Deshalb ist das Ergebnis in der Regel nur ein lokales Minimum. Daher wird das Clustering mehrfach durchgeführt und nur das beste Ergebnis verwendet. Die Standardeinstellungen von *scikit-learn* berechnet zehn Durchläufe. Die Datenpunkte können außerdem gewichtet werden, wodurch bei der Berechnung diese Punkte die Wahl des Clusterzentrums stärker beeinflussen. [43]

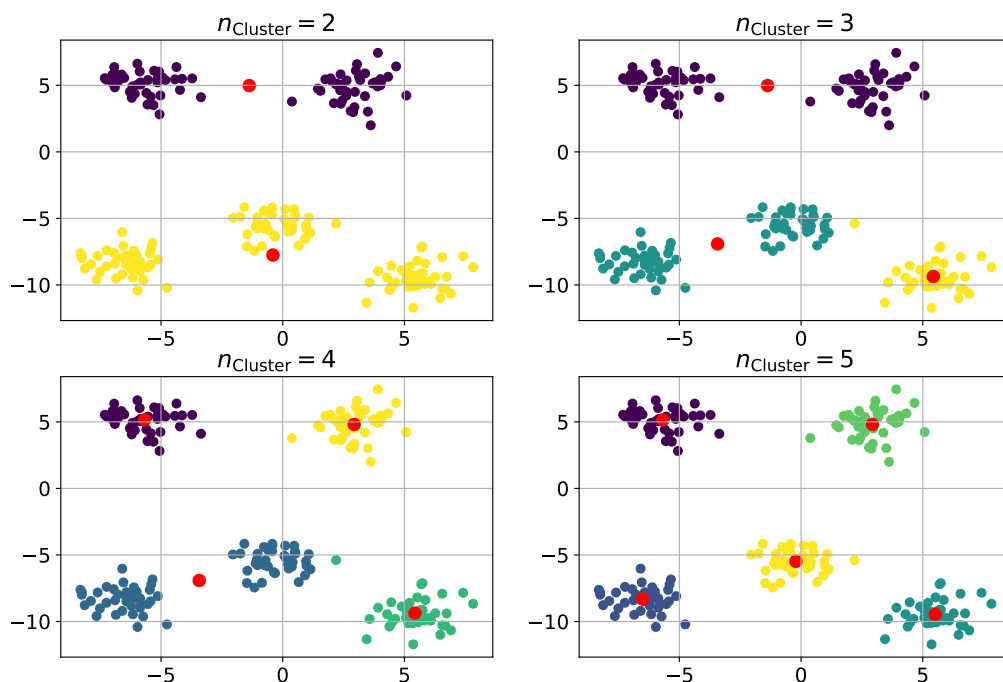


Abbildung 2.5: Clustering eines Datensatzes durch K-Means mit einer unterschiedlichen Anzahl an Clusterzentren, orientiert an [43]

2.5 Umwegfaktor

Mit dem Umwegfaktor wird der Weg, der zwischen zwei Punkten zurückgelegt werden muss, mit der Luftdistanz in Relation gebracht wird. In dieser Arbeit wird er bei der Berechnung der Leitungslängen verwendet. Dies ist nötig, da Leitungen häufig nicht auf dem direktesten Weg verlegt werden können, sondern ein Umweg eingeplant werden muss. Gleichung 2.3 zeigt die Berechnung der Leitungslänge.

$$l_{\text{Leitung}} = k_{\text{Umweg}} \cdot l_{\text{Luftdistanz}} \quad (2.3)$$

Daten

In diesem Kapitel werden die verwendeten Daten und deren Ursprung beschrieben. Abbildung 3.1 zeigt zusammengefasst den Prozess, in dem die Daten, die in der Arbeit verwendet werden, gewonnen werden. Frei verfügbare Daten werden aufbereitet in der *Open Energy Data Base (oedb)* zur Verfügung gestellt. Mit dem Python-Paket *ding0* wird aus den Daten die Netztopologie erstellt. Die Netztopologie wird an das Programm *eDisGo* gegeben. In *eDisGo* werden Anlagen, für einen angenommenen Hochlauf von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen, an das Netz angeschlossen. Dann werden die Zeitreihen den Anlagen zugeordnet, dafür werden die Daten von *demandlib*, der *oedb* und *SimBEV* verwendet. Zusätzlich werden die Ladebedarfsdaten und Standzeiten der Elektromobilität abgespeichert. Das Netzgebiet ist dann in einem Zustand, in dem keine Netzverstärkungen vorgenommen wurden, aber neue Anlagen angeschlossen sind.

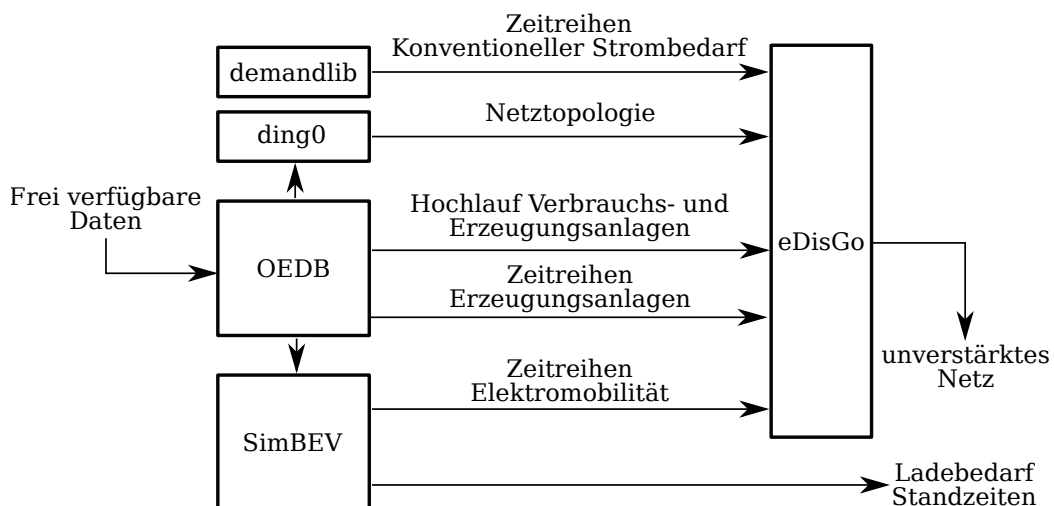


Abbildung 3.1: Prozess zur Erstellung der Daten

3.1 Netztopologie

Die Netztopologie wird mit dem Python-Paket *Distribution Network GeneratOr* (*ding0*) erstellt. *Ding0* ist ein Tool, das im *open_eGo*-Projekt entstanden ist [4]. Mit *ding0* wird die Topologie von Verteilnetzen der MS- und NS-Ebene synthetisch erstellt. Das Programm wurde entwickelt, um dem Mangel an räumlich hochaufgelösten Infrastrukturdaten von Verteilnetzen entgegenzuwirken und so die Forschungsmöglichkeiten zu verbessern [44]. Das Tool greift zur Erstellung der Netztopologien auf Daten der *oedb* zurück. Die *oedb* enthält frei nutzbare Daten, die in verschiedenen Projekten gesammelt und zur Verfügung gestellt wurden.

Die Netztopologie der Mittelspannung wird basierend auf Geoinformationssystem-Daten erstellt. Es werden räumlich hochaufgelöste Daten von Lastgebieten, Landnutzung, Energieverbrauch und Bevölkerungsdichte verwendet. Als Netztopologie wird eine offene Ringtopologie und eine Strahlentopologie eingesetzt. Die Erstellung der Netztopologie wird dabei als kapazitätsbeschränktes Tourenplanungsproblem angesehen. Es werden aktuell gültige Planungsprinzipien der Mittelspannung berücksichtigt. Das erstellte Netzgebiet wird durch Lastflussberechnungen validiert. [25,44] Die Methodik ist ausführlich in [25,44] beschrieben. Die Netzknoten der MS-Netze sind georeferenziert.

Die Niederspannungsnetztopologie wird auf Basis von Niederspannungs-Typnetzen für verschiedene Sektoren erstellt. Dabei kommt die Strahlennetztopologie zum Einsatz. Es werden abgebildet: Haushaltssektor, Landwirtschaft, Industrie und Einzelhandel. [45] Die Knoten der NS-Netze sind derzeit nicht georeferenziert.

Durch *ding0* können 3608 synthetische Mittelspannungsnetzgebiete für Deutschland erstellt werden. Die Netzgebiete bilden die elektrischen Verteilnetze in Deutschland ab. Dies wurde durch den Vergleich mit realen Netzdaten bestätigt. [25]

Die synthetischen Verteilnetze sind keine realen Netze. Die Netze lassen sich jedoch aufgrund der Ähnlichkeit mit realen Infrastrukturdaten zu Forschungszwecken verwenden. Abbildung 3.2 zeigt exemplarisch ein MS-Netzgebiet, das mit *ding0* erstellt wurde.

Da eine Betrachtung aller Netzgebiete den Rahmen der Arbeit übersteigen würde, wird lediglich eine Auswahl an Netzen untersucht. Um möglichst repräsentative Netze zu wählen, wird ein Clustering Verfahren angewendet. Dieses wurde im *open_eGo* Projekt entwickelt [4].

In dieser Arbeit werden repräsentative Netze verwendet, die in [46] ermittelt wurden. Dabei wurden die Netze nach dem Ausbau von Wind- und PV-Kapazitäten

sowie dem Zuwachs an Verbrauch durch batterieelektrischen Fahrzeugen und Wärmepumpen geclustert. Die Anzahl repräsentativer Netze wurde auf 15 festgelegt. Die verwendeten Netzgebiete lassen sich in vier Typen unterteilen: Wind dominiert, PV dominiert, Last dominiert und andere. [46]

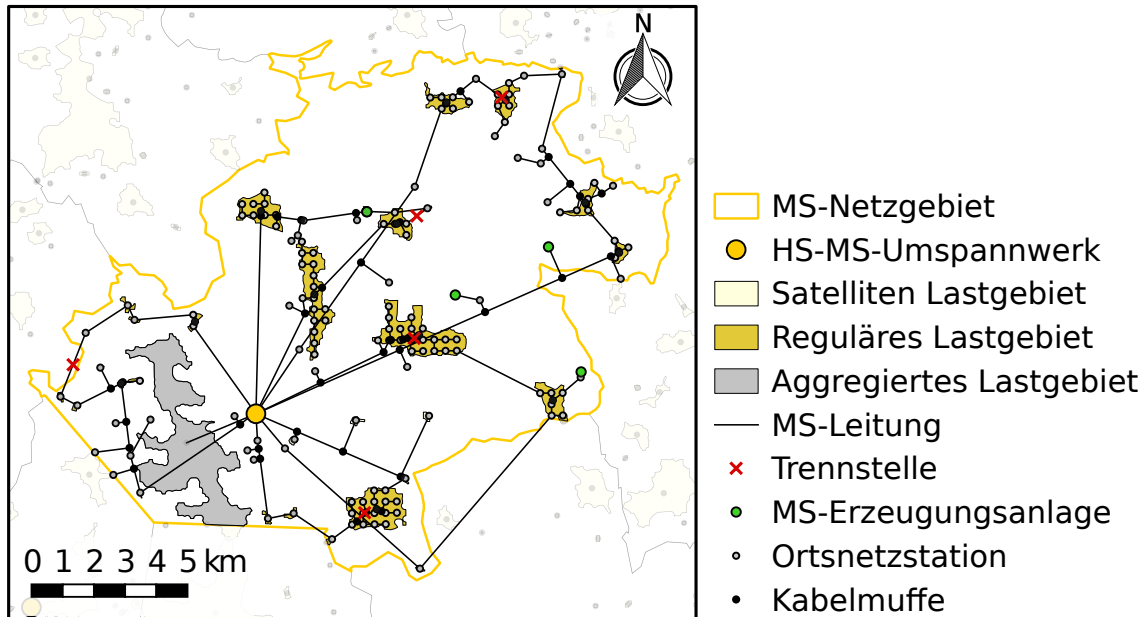


Abbildung 3.2: Netztopologie eines mit `ding0` erstellten Mittelspannungsnetz, übersetzt aus [25]

3.2 Zeitreihen

Dem Netzgebiet werden für die einzelnen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen Zeitreihen zugeordnet. Die Zeitreihen sind zur Berechnung des Flexibilitätseinsatzes notwendig. Für den Netzausbau werden auch Zeitreihen verwendet, um eine Überdimensionierung durch den konventionellen Netzausbau zu verhindern.

In der Arbeit werden eine Vielzahl von Reduktionsmethoden untersucht. Damit dies möglich ist, muss die Rechenzeit in einem akzeptablen Bereich liegen. Als akzeptabel wird festgelegt, dass die Untersuchungen der Arbeit nicht länger als eine Woche dauern sollen. Da die Netzausbauplanung maßgeblich von Extremsituationen im Netz abhängt, werden zwei Extremwochen ausgewählt. Es wird für jedes Netzgebiet jeweils die Woche mit der höchsten und niedrigsten Residuallast verwendet. Dadurch kann eine hohe Aussagekraft der Untersuchungen gewährleistet werden, bei einem effizienten Zeiteinsatz.

Erzeugungsanlagen

Die Zeitreihen für die Erzeugungsanlagen stammen aus der *oedb*. Der Datensatz für die Zeitreihen der Erzeugungsanlagen basiert auf verschiedenen frei verfügbaren Daten und wurde mit dem Python-Paket *data_processing* im *open_eGo*-Projekt erstellt [47]. Es wird dabei für die konventionellen Erzeugungsanlagen auf Daten der Bundesnetzagentur, des Umweltbundesamtes und des Open-PowerSystem-Data-Projekts zurückgegriffen [48]. Für die regenerativen Erzeugungsanlagen werden Daten von Netztransparenz.de, des Open-Power-System-Data Projekts und dem Marktstammdatenregister verwendet [49].

Konventioneller Strombedarf

Die Lastdaten werden mit dem Python-Paket *demandlib* erstellt. Das Tool skaliert dabei Standardlastprofile vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), es wird zwischen elf Lastprofilen unterschieden. Es gibt ein Haushalts-Lastprofil, drei Landwirtschafts- und sieben Gewerbe-Lastprofile. [50]

Elektromobilität

Die Daten der Elektromobilität wurden im Projekt *open_BEA* gewonnen. Dort wurde das Tool *SimBEV* entwickelt. *SimBEV* dient der Erstellung von räumlich und zeitlich hochaufgelösten Zeitreihen für den Individualverkehr von batterieelektrischen Fahrzeugen. Dabei wird der Ladebedarf von Fahrzeugen bestimmt und Ladepunkte werden bedarfsgerecht im Netzgebiet positioniert. [46] Die Ergebnisse basieren auf der Befragung Mobilität in Deutschland 2017 [51].

Als Daten aus dem Projekt werden die Elektromobilität-Zeitreihen für ein ungesteuertes Laden, die Standorte der angenommenen Ladestationen, sowie der Ladebedarf und die Standzeiten der Fahrzeuge an den einzelnen Ladepunkten verwendet. Der Ladebedarf und die Standzeiten werden in der Arbeit verwendet, um optimierte Zeitreihen für die Ladestationen zu erstellen.

3.3 Hochlauf von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen

In der Arbeit werden zwei verschiedene Annahmen zum zukünftigen Hochlauf neuer Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen verwendet. Zum einen wird der Hochlauf *ego100*

verwendet. Der angenommene Hochlauf wurde im Rahmen des *open_eGo*-Projekt entworfen. Es wird davon ausgegangen, dass Deutschland mit 100 % erneuerbaren Energien versorgt wird und im Ausland nur limitierte Gaskraftwerkkapazitäten zu Verfügung stehen [4]. Der andere angenommene Hochlauf stammt aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2035. Daraus wird der Hochlauf *NEP C 2035* verwendet. Dort wird von einem hohen Zubau erneuerbarer Energien, Elektroautos und Wärmepumpen ausgegangen [2].

3.4 Untersuchte Szenarien

Es werden in der Arbeit zwei verschiedene Szenarien untersucht. Diese unterscheiden sich in den betrachteten Netzgebieten und im angenommenen Hochlauf der Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen.

Tabelle 3.1 zeigt zusammengefasst Informationen über die in den Szenarien betrachteten Netzgebiete. In Tabelle 3.2 ist der Hochlauf der einzelnen Technologien für die Szenarien abgebildet. Die Hochlaufzahlen gelten für Deutschland und werden wie in [4, 46] beschrieben auf die einzelnen Netzgebiete verteilt.

Szenario STD

Das Erste, in der Arbeit untersuchte Szenario, ist das Standardszenario. Es werden alle repräsentativen Netzgebiete verwendet und es wird die Auswirkung der Komplexitätsreduktion auf den Lastfluss und die Netzausbaukosten untersucht. Dieses Szenario wird nachfolgend als Szenario STD bezeichnet. Für das Szenario STD wird der angenommene Hochlauf *eGo 100* verwendet, da keine Flexibilität der Elektromobilität betrachtet wird.

Szenario FLEX

Im zweiten Szenario werden die Auswirkungen der Komplexitätsreduktion auf die Flexibilität und die Netzausbaukosten untersucht. Dieses Szenario wird nachfolgend als Szenario FLEX bezeichnet. Für das Szenario FLEX werden für die Netzgebietstypen PV-, Wind- und Last-dominiert, die jeweils zwei repräsentativsten Netzgebiete ausgewählt. Es werden nur diese sechs Netzgebiete verwendet, da die Untersuchung der Flexibilität sehr lange dauert und der Zeitaufwand im Rahmen gehalten werden muss.

In dem Szenario wird der angenommene Hochlauf der Erzeugungsanlagen aus dem Hochlauf *eGo 100* verwendet. Zusätzlich wird ein Ausbau von Wärmepumpen und privater Elektromobilität aus dem Hochlauf *NEP C 2035* verwendet.

Tabelle 3.1: Übersicht über die in den Szenarien verwendeten Netzgebiete

	Szenario STD	Szenario FLEX
MS-Netze	15	6
Summe MS-Netzknoten	3.813	1.984
MS-Leitungslänge	3487,8 km	2085,2 km
NS-Netze	2.189	1.052
Summe NS-Netzknoten	146.226	67.229
NS-Leitungslänge	3442,7 km	1838,2 km
Wind-Kapazitäten	558,5 MW	278,1 MW
PV-Kapazitäten	538,0 MW	263,4 MW
Wasserkraft und Biomasse	162,8 MW	95,2 MW
Spitzenlast ohne Elektrofahrzeuge	314,5 MW	200,0 MW
Spitzenlast Elektrofahrzeuge	0 MW	275,0 MW
Untersuchte Netzgebiete	176, 177, 566, 1056, 1423, 1574, 1690, 1811, 1839, 2079, 2095, 2534, 3008, 3267, 3280	176, 177, 1056, 1690, 1811, 2534

Tabelle 3.2: Verwendete Hochlaufzahlen für Deutschland je Szenario

Technologie	Szenario STD	Szenario FLEX
Wind Onshore	98,4 GW	98,4 GW
Wind Offshore	27,0 GW	27,0 GW
PV	97,8 GW	97,8 GW
Biomasse	27,8 GW	27,8 GW
Wasserkraft	3,2 GW	3,2 GW
Wärmepumpen		21,0 GW
Elektro-Pkw		14 Mio.

Methodik

In diesem Kapitel wird die Methodik beschrieben, mit der die Komplexitätsreduktion durchgeführt wird und die Auswirkungen der Reduktion analysiert werden. Abbildung 4.1 zeigt eine Übersicht über die methodische Vorgehensweise, die in diesem Kapitel ausführlich beschrieben wird. Zuerst werden die Netzgebiete vorbereitet. Dafür werden Pseudo-Koordinaten für die NS-Netze erstellt. Dann findet eine Aggregation der Anlagen gleichen Typs statt. Im zweiten Schritt wird die Methode zur Komplexitätsreduktion angewendet. Diese besteht aus zwei Schritten. Zuerst werden die Knoten gruppiert, dabei werden die alten Knoten des Netzes einem neuen Netzknoten mit einer neuen Position im Netz zugewiesen. Es werden dafür verschiedene Methoden implementiert, die als Reduktionsmethoden bezeichnet werden. Danach wird auf der Basis der Ergebnisse der Gruppierung das Netzgebiet reduziert. Dies geschieht mit einer Netzreduktionsmethode. Dann wird im Szenario STD für die verschiedenen Komplexitätsreduktionsmethoden der Lastfluss berechnet und der Netzausbaubedarf bestimmt. Der Netzausbaubedarf entsteht durch den Hochlauf der Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen. Im Szenario FLEX wird der Einsatz der Elektromobilität optimiert und der Netzausbaubedarf bestimmt. Im Anschluss folgt die Analyse der Auswirkungen der Komplexitätsreduktion.

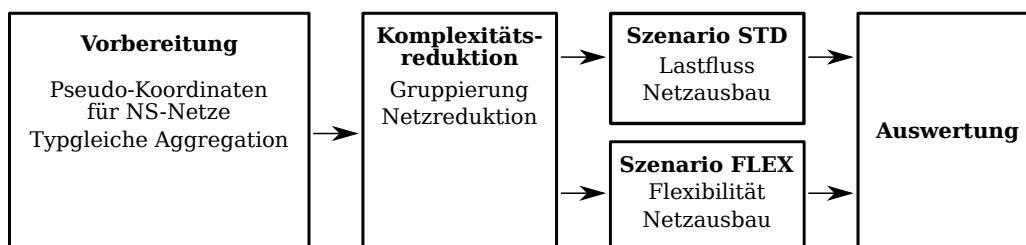


Abbildung 4.1: Methodik Übersicht

4.1 Vorbereitung der Netzgebiete

Im ersten Schritt werden die Netzgebiete vorbereitet. Dies ist notwendig, um die Ausgangsvoraussetzungen für die Komplexitätsreduktion zu schaffen und die Aussagekraft der Auswertungen zu erhöhen.

4.1.1 Pseudo-Koordinaten

Einige der Methoden zur Gruppierung der Netzknoten und die Netzreduktionsmethode verwenden Koordinaten. Die NS-Netze sind im Gegensatz zu den Netzen der Mittelspannung nicht georeferenziert. Deshalb wurde eine Methode entwickelt, um anhand des Graphen der NS-Netze Koordinaten zu erstellen. Die erstellten Koordinaten werden nachfolgend Pseudo-Koordinaten genannt, da diese keinen Bezug zu real vorkommenden Orten haben. Die Methode wird auf alle NS-Netze angewendet.

Die Methode versucht, die Knoten des Netzes möglichst weit voneinander zu positionieren. Dadurch sollen gute Voraussetzungen für das K-Means-Clustering geschaffen werden. Abbildung 4.2 zeigt die angewendete Methode auf ein NS-Netz.

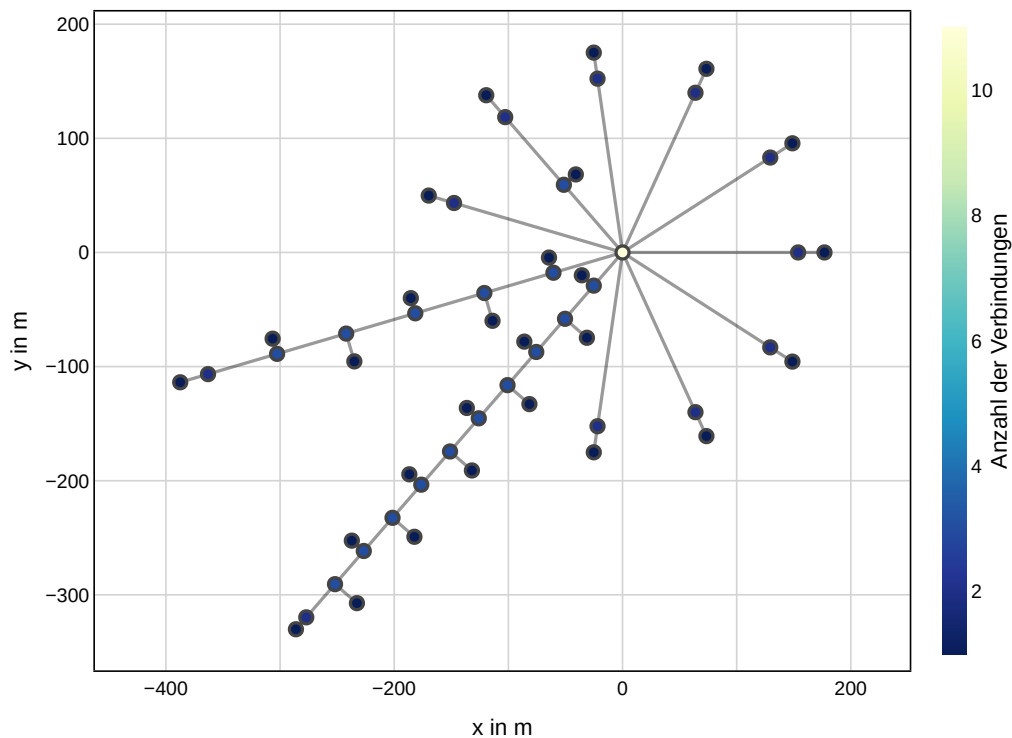


Abbildung 4.2: Beispielnetz mit Pseudo-Koordinaten

Die Methode ist so ausgelegt, dass die Hauptstränge im Netz so weit wie möglich voneinander entfernt platziert werden. Die Abgänge vom Hauptstrang sollen auch mit größtmöglicher Entfernung platziert werden. Der Ablauf soll nur kurz beschrieben werden. Der ausführliche Ablauf des Algorithmus ist in Abbildung 4.3 zu sehen. Dem Transformator-knoten werden die aus dem MS-Netz bekannten Koordinaten der ONS zugewiesen. Danach werden die Hauptstränge identifiziert. Diese sind die längsten Stränge, ausgehend vom Transformator-knoten. Zur Berechnung der Länge wird der Dijkstra-Algorithmus benutzt. Dann werden die Nachbarknoten des Transformator-Knoten gleichwinklig um diesen verteilt. Der Abstand vom Ursprungsknoten ist der Quotient aus der Leitungslänge und dem Umwegfaktor. Dabei wird der Umwegfaktor verwendet, der auch von *dingo* zur Modellierung der Mittelspannungsnetze genutzt wird. Dies ist nötig, damit in der weiteren Untersuchung die richtige Leitungslänge aus dem Abstand der Knoten bestimmt werden kann. Im nächsten Schritt werden ausgehend von den platzierten Knoten die Nachbarknoten positioniert. Ist ein Knoten im Hauptstrang, wird der Hauptstrang verlängert. Ist ein Knoten nicht im Hauptstrang, wird er wechselseitig am Hauptstrang angeordnet.

4.1.2 Aggregation von typgleichen Anlagen

In der Methodik zur Netzreduktion werden Knoten zusammengefasst. Dabei werden alle Lasten und Erzeuger einem neuen Knoten zugeordnet und dann nach Typ aggregiert. Im Ausgangsnetz liegen diese Elemente nicht aggregiert vor, sondern es können beispielsweise mehrere Lasten gleichen Typs an einem Knoten angeschlossen sein. Wird die Komplexitätsreduktion angewendet, würde die Rechenzeit im Vergleich zum unreduzierten Fall durch zwei Effekte verkürzt. Auf der einen Seite durch die Aggregation Anlagen gleichen Typs. Auf der anderen Seite durch die Zusammenfassung von Netzknoten. Um die Ergebnisse nicht zu verfälschen, werden deshalb die typgleichen Anlagen vor der Untersuchung einmal aggregiert.

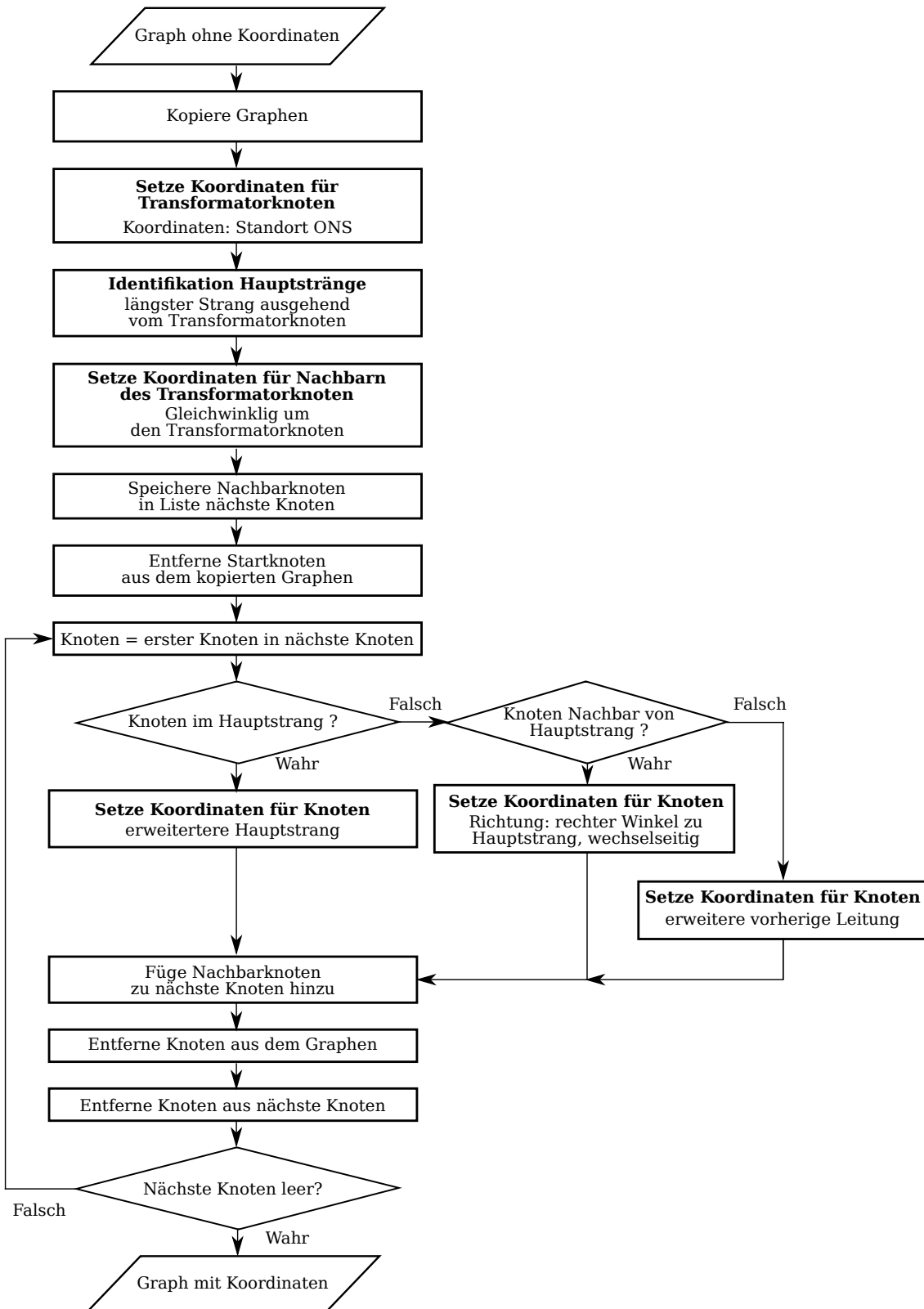


Abbildung 4.3: Methode zur Erstellung der Pseudo-Koordinaten

4.2 Gruppierung

Bei der Gruppierung ist es Ziel, Knoten, die nah aneinander sind, zu einem Knoten zusammenzufassen. Als Maß der Nähe wird dafür der euklidische Abstand und/oder der Weg im Graphen verwendet. Der Ablauf ist in Abbildung 4.4 zu sehen. Das Netzgebiet wird dafür in Gruppierungsgebiete aufgetrennt. Auf jedes dieser Gebiete wird dann eine Reduktionsmethode angewendet. Es kann zwischen verschiedenen Reduktionsmethoden gewählt werden. Bis auf eine Methode benötigen alle Methoden als Eingabe die Knotenanzahl, die das Gruppierungsgebiet nach der Reduktion haben soll. Diese Knotenanzahl wird aus dem Gruppierungsgebiet und einem oder mehreren Reduktionsfaktoren bestimmt. Das Gruppierungsgebiet und die Anzahl der reduzierten Netzknöten werden dann an die Reduktionsmethode gegeben. Die Methode erstellt daraus eine Busmap, dies ist eine Tabelle, in der jedem Knoten vor der Reduktion ein Knoten des reduzierten Netzes zugeordnet wird.

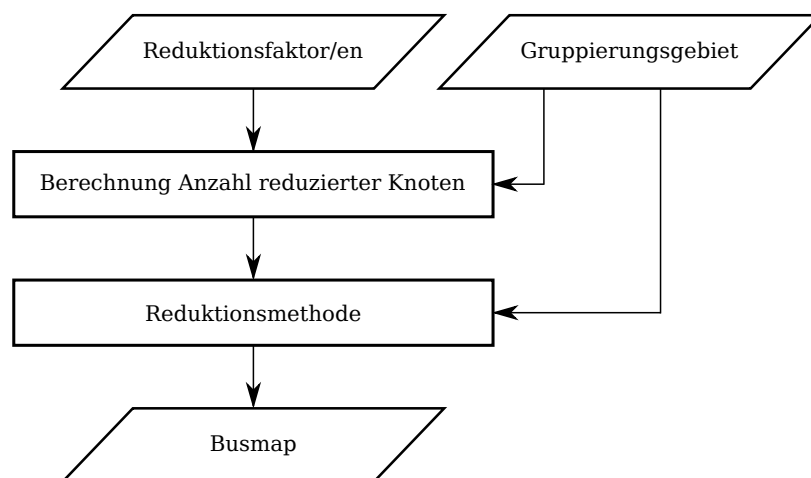


Abbildung 4.4: Ablauf der Gruppierung

4.2.1 Gruppierungsgebiete

Die Gruppierung der Knoten kann auf verschiedene Gebiete angewendet werden. In der Arbeit werden drei verschiedene Gebietstypen untersucht. Die einzelnen Gruppierungsgebiete werden exemplarisch in Abbildung 4.5 an einem NS-Netz gezeigt.

Die größte Gruppierungsebene ist die Auswahl der Netzebene. Dabei wird die Gruppierung auf alle Knoten im Netz angewendet. Von dem zu untersuchenden Netzgebiet wird das MS-Netz und die einzelnen NS-Netze separat betrachtet.

Die nächste Gruppierungsebene ist die Strangebene. Dafür werden die Netze in ihre Stränge aufgetrennt. Jeder Strang ist dann ein Gruppierungsgebiet. In der Abbildung

ist ein Strang gekennzeichnet, dieser besteht aus den Strangknoten, blau dargestellt und dem Transformator-knoten, rot gekennzeichnet.

Die feinste Ebene, auf der gruppiert werden kann, ist die Hauptstrangebene. In dieser Arbeit wird, wie in [3], der längste Weg ausgehend vom Transformator-knoten im Strang, als Hauptstrang festgelegt. In der Abbildung ist ein Hauptstrang markiert. Zum Hauptstrang gehören die grün dargestellten Hauptstrangknoten und der rote Transformator-knoten.

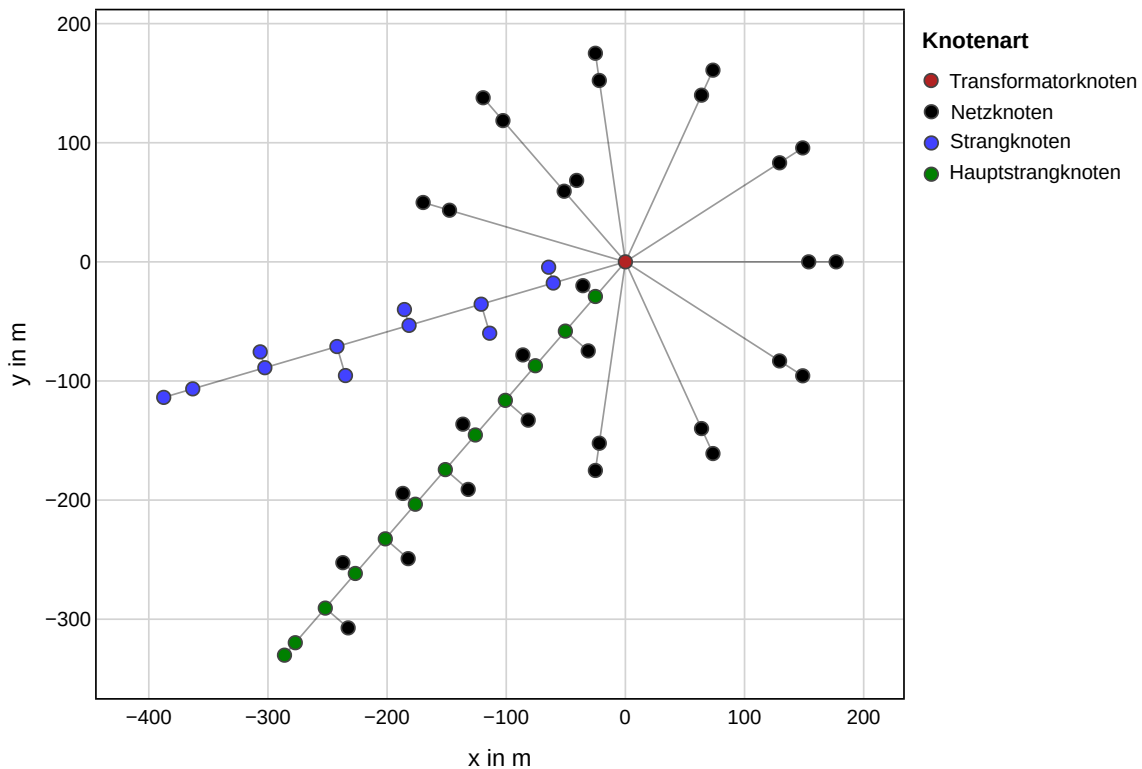


Abbildung 4.5: Gruppierungsgebiete

4.2.2 Berechnung der Anzahl reduzierter Knoten

Bis auf eine Reduktionsmethode benötigen alle Methoden eine Anzahl an Knoten, auf die das Gruppierungsgebiet reduziert werden soll. Die Anzahl an Knoten muss kleiner sein als die Anzahl der Ausgangsknoten. Die Knotenanzahl wird durch einen oder zwei Reduktionsfaktoren bestimmt. Diese müssen größer als null und kleiner als eins sein. Sie bestimmen, wie stark das Netzgebiet reduziert wird. Die Faktoren werden immer für das gesamte Netzgebiet gewählt.

Die reduzierte Knotenanzahl muss für jedes Gruppierungsgebiet einzeln berechnet werden. Dies kann ausgenutzt werden, denn die Kosten des Netzausbaus sind von den ausgetauschten oder neu installierten Betriebsmitteln abhängig. Dieser Ausbau

kann sich in der Theorie auf einzelne Netzteile beschränken, wie die beschriebenen Gruppierungsgebiete. Deshalb bietet es sich an, Gruppierungsgebiete unterschiedlich stark zu reduzieren. Gebiete, in denen kein Ausbau erwartet wird, werden stark reduziert. Gebiete mit einem erwarteten Netzausbau werden schwach reduziert. Die Verwendung von verschiedenen Reduktionsfaktoren, um Gebiete mit einem höheren erwarteten Netzausbaubedarf weniger zu reduzieren, wird nachfolgend als Fokus-Methode bezeichnet.

Abbildung 4.6 zeigt den Ablauf zur Bestimmung der Anzahl reduzierter Knoten. Es wird ein Reduktionsfaktor gewählt. Ist die Fokus-Methode ausgewählt, werden zwei Reduktionsfaktoren gewählt.

Bei Verwendung der Fokus-Methode werden zuerst die Netzprobleme identifiziert. Dafür wird eine Worst-Case-Analyse für das Netzgebiet durchgeführt. Für die Worst-Case-Analyse werden Netzprobleme für zwei Netzzustände, den Starklastfall und den Rückspeisefall identifiziert. Die Leistungen der Erzeuger und Verbraucher für die Netzzustände werden mit den Skalierungsfaktoren in der Tabelle 4.1 berechnet. Diese stammen bis auf die Faktoren für die Elektromobilität aus der Denaverteilnetzstudie [3]. Für die Elektromobilität wird vereinfacht der Faktor 0,1 gewählt, da dies den maximalen Wert darstellt, bei dem die Lastflussrechnung für alle Netzgebiete konvergiert ist. Ohne die Ergebnisse der Lastflussberechnung ist die Fokus-Methode nicht möglich. Alle Knoten, die an eine überlastete Leitung grenzen oder selbst eine Spannungsbandverletzung aufweisen, werden als Knoten von Interesse abgespeichert. Die Belastungsgrenzen der Betriebsmittel werden später in Abschnitt 4.5.3 beschrieben.

Im nächsten Schritt wird für jedes Gruppierungsgebiet überprüft, ob Knoten von Interesse vorhanden sind. Gibt es eine Übereinstimmung, wird der höhere, sonst der niedrigere Reduktionsfaktor gewählt.

Im Anschluss wird die reduzierte Knotenanzahl für jedes Gruppierungsgebiet bestimmt. Der dem Gruppierungsgebiet zugeordnete Reduktionsfaktor wird mit der Anzahl der Knoten des Gruppierungsgebiets multipliziert. Das Ergebnis wird auf die nächste ganze Zahl aufgerundet. Wenn das Ergebnis kleiner als zwei ist, wird es auf zwei gesetzt. Dadurch ist gewährleistet, dass jedes Gruppierungsgebiet mindestens eine Leitung besitzt.

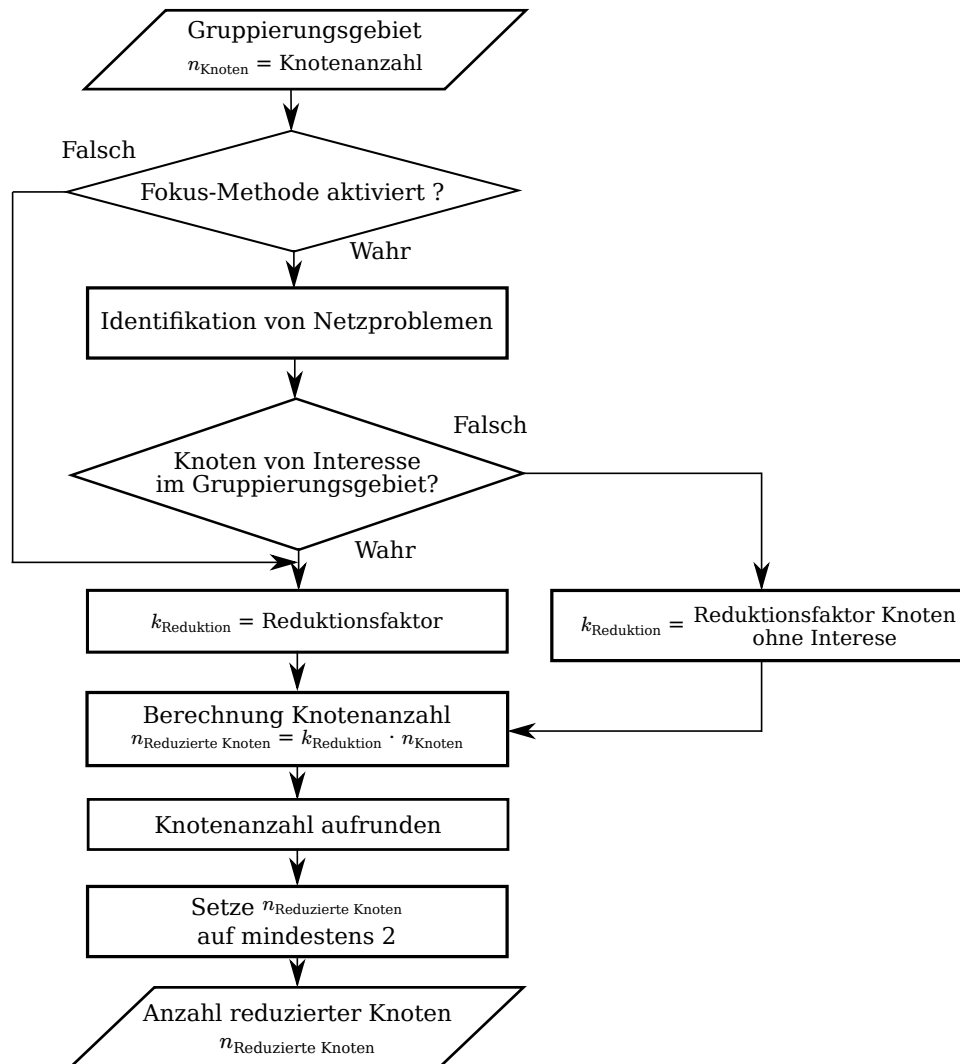


Abbildung 4.6: Berechnung der Anzahl der Knoten

	Niederspannung		Mittelspannung	
	Starklastfall	Rückspeisefall	Starklastfall	Rückspeisefall
Last (ohne Ladepunkte)	100 %	10 %	100 %	10 %
Ladepunkte	10 %	0 %	10 %	0 %
Wind	0 %	100 %	0 %	100 %
PV	0 %	85 %	0 %	85 %
Biomasse	0 %	100 %	0 %	100 %
Wasserkraft	100 %	100 %	100 %	100 %

Tabelle 4.1: Skalierungsfaktoren in der NS und MS bezogen auf die installierte Leistung [3]

4.2.3 Reduktionsmethoden

Die Reduktionsmethoden fassen mehrere Knoten zu einem neuen Knoten zusammen. Als Ergebnis der Methoden entsteht eine Busmap. Die Busmap ist eine Tabelle, die alle Knoten des unreduzierten Netzes den Knoten im reduzierten Netz zuordnet. Tabelle 4.2 zeigt exemplarisch eine Busmap. Ein oder mehrere Knoten werden einem neuen Knoten zugeordnet. Dies geschieht über den Knotennamen. Dem neuen Knoten, der im reduzierten Netz vorhanden ist, werden außerdem Koordinaten zugeordnet. Die Position des neuen Knotens kann dabei je nach Methode schon existieren oder es kann eine neue Position verwendet werden.

Es wurden für die Arbeit vier Reduktionsmethoden eigenständig in *eDisGo* implementiert. Die einzelnen Reduktionsmethoden werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Tabelle 4.2: Busmap Beispiel

Knotenname alt	Knotenname neu	Koordinaten neu (x,y)
Knoten_1	Knoten_1	(1,0)
Knoten_2	Knoten_1	(1,0)
Knoten_3	Knoten_2	(1,2)
...

Aggregation am Hauptstrang

Die einfachste Reduktionsmethode ist die Methode *Aggregation am Hauptstrang*. Diese Methode wurde in [3] angewendet und im Rahmen dieser Arbeit eigenständig implementiert. Diese Methode wird verwendet, um das Gruppierungsgebiet *Hauptstrang* zu bestimmen. Für diese Methode ist kein Reduktionsfaktor notwendig.

Abbildung 4.7 zeigt die Vorgehensweise. Das Netz wird in die Reduktionsmethode gegeben. Dann werden die Hauptstränge identifiziert. Es wird in jedem Strang der längste Pfad ausgehend vom Transformator-knoten gesucht. Dafür wird der Dijkstra-Algorithmus verwendet. Alle Knoten in diesem Pfad bilden den Hauptstrang.

Nun wird die Busmap erstellt. Es wird für jeden Knoten des Netzes überprüft, ob der Knoten im Hauptstrang ist. Ist der Knoten im Hauptstrang, wird der neue Knotenname gleich dem alten Knotennamen gesetzt und die Koordinaten des alten Knotens werden übernommen. Ist der Knoten nicht im Hauptstrang, wird der nächste Knoten im Hauptstrang über das Breitensuchverfahren bestimmt. Dem alten Knoten wird

dann in der Busmap der Name des Knotens, der der nächste im Hauptstrang ist, sowie dessen Koordinaten, zugeordnet.

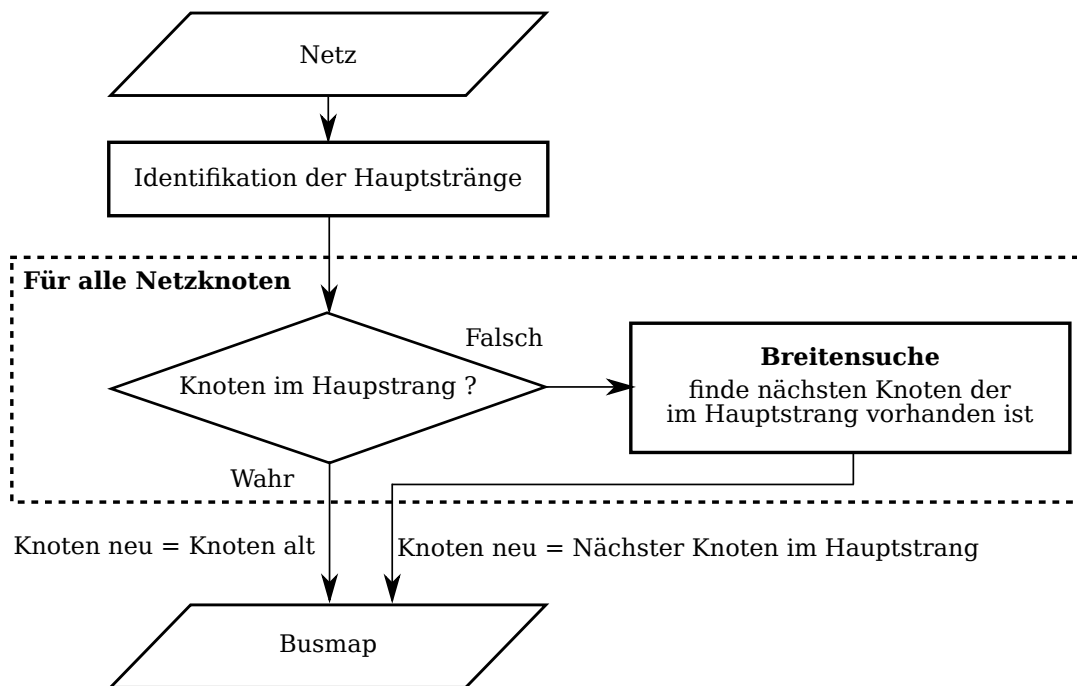


Abbildung 4.7: Reduktionsmethode – Aggregation am Hauptstrang

K-Means

Die Reduktionsmethode *K-Means* wurde schon in [17] zur Komplexitätsreduktion von Übertragungsnetzen im Kontext der Netzausbauplanung erfolgreich verwendet. Die Methode wurde für diese Arbeit auf das Verteilnetz angepasst implementiert, vorgenommene Änderungen werden beschrieben und begründet.

Abbildung 4.8 zeigt den Ablauf der Methode. Zunächst wird für alle Knoten im betrachteten Gruppierungsgebiet ein Gewichtungsfaktor bestimmt. Jeder Knoten wird mit eins gewichtet, addiert mit der angeschlossenen Spitzenleistung von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen. Die Gewichtungsfaktoren werden von der Ursprungsmethode wie folgt geändert: In der Mittelspannung wird als Gewichtung zusätzlich die maximale Leistung der angeschlossenen MS/NS-Transformatoren verwendet, da die Knoten der ONS sonst nur mit einer Gewichtung von eins einfließen würden. Die Leistung wird mit 1 kW bzw. 1 kVA als eine Gewichtungseinheit umgerechnet. Die Gewichtungsfaktoren werden nun mit den Netzknoten und der Knotenanzahl nach der Reduktion, in das K-Means-Clustering gegeben. Die Knotenanzahl nach der Reduktion definiert die Anzahl der Clusterzentren.

Das Clustering gibt die Clusterzentren mit den zugehörigen Koordinaten aus. Nun

wird jeder Knoten dem nächsten Clusterzentrum zugeordnet. Als Maß für die Nähe wird der euklidische Abstand verwendet. Diese Zuordnung wird für jeden Knoten in der Busmap abgespeichert.

Als weitere Änderung von der Ursprungsmethode werden die Koordinaten des neuen Transformator-knotens mit den alten Koordinaten des Transformators überschrieben. Dadurch wird eine Veränderung der Position des Transformators verhindert. Dies ist wichtig, da die Leitungen später durch die Netzreduktionsmethode neu berechnet werden. Wird der Transformator-knoten verschoben, weil andere Knoten mit ihm gruppiert werden, kommt es im Vergleich zu den Nachbarknoten zu einer Leitungslängenveränderung. Dadurch wird die Spannung an den Knoten falsch eingeschätzt und es kommt zu einer Veränderung des Netzausbaus. Abbildung 4.9 zeigt die Auswirkungen, wenn die Position des Transformators nicht erhalten wird.

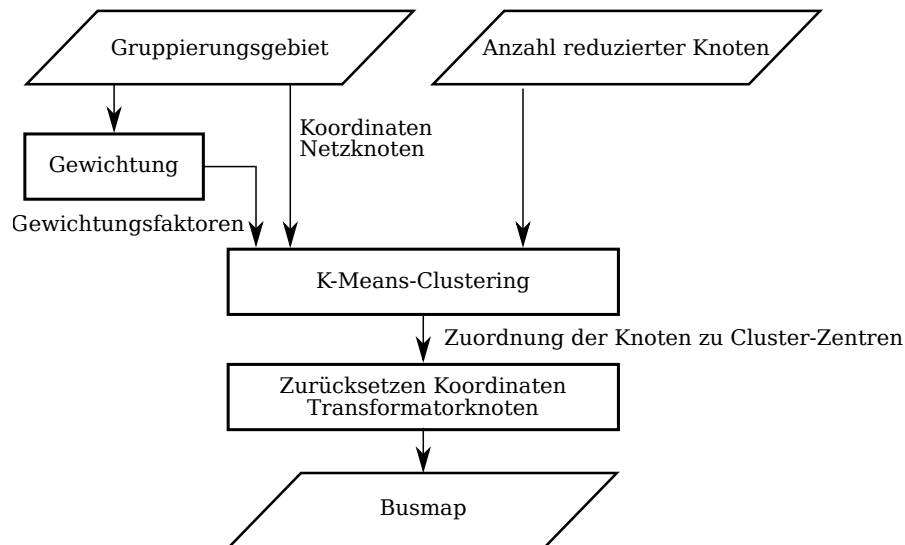


Abbildung 4.8: Reduktionsmethode – K-Means

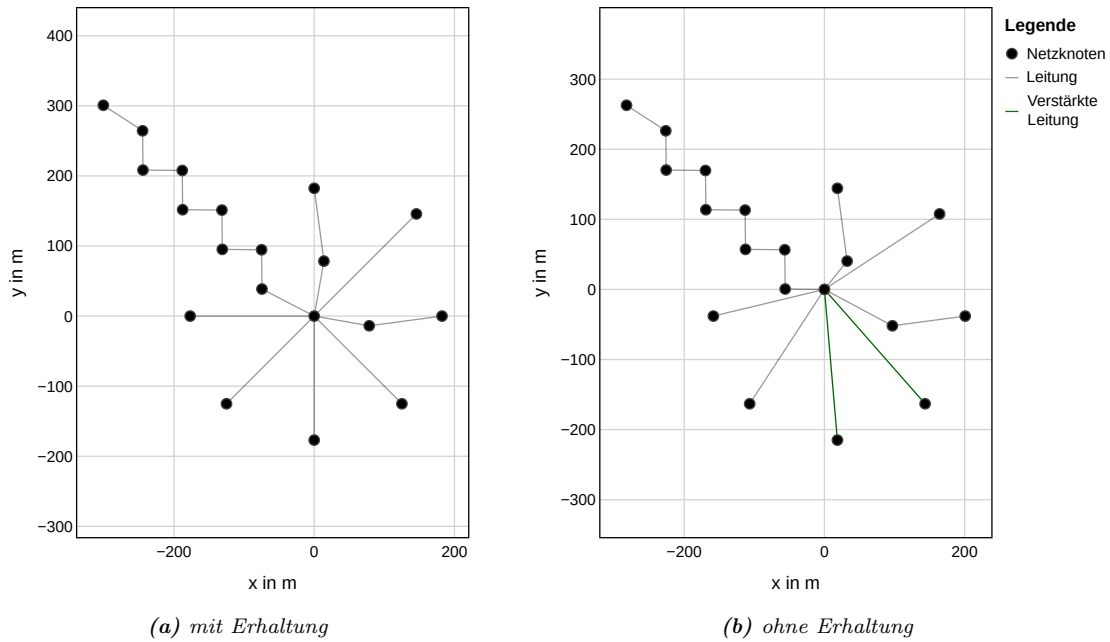


Abbildung 4.9: Vergleich der reduzierten Niederspannungsnetztopologien bei Anwendung des *K-Means* mit und ohne Erhaltung der Transformator-Koordinaten für ein Beispielnetz

K-Means-Dijkstra

Die Methode *K-Means-Dijkstra* wurde in [12] aus der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Reduktionsmethode *K-Means* aus [17] entwickelt. Die Methode wird übernommen und auf das Verteilnetz angepasst implementiert.

Die Methode baut auf der Busmap bzw. den Clusterzentren der *K-Means*-Methode auf. Abbildung 4.10 zeigt den methodischen Ablauf nach der Durchführung des *K-Means*-Clustering. Es wird zu jedem Clusterzentrum der nächste Knoten gefunden und es wird wieder die euklidische Distanz als Maß der Nähe verwendet. Die Clusterzentren werden jetzt mit diesen Knoten ausgetauscht. Dadurch sind die Clusterzentren nun Knoten, die im Graphen des Gruppierungsgebiets existieren. Jetzt wird der Abstand im Graphen zwischen den Knoten und Clusterzentren über den Dijkstra-Algorithmus bestimmt. Die Knoten werden nun dem Clusterzentrum zugeordnet, zu dem der kürzeste Abstand im Pfad besteht. Dies ist der Unterschied zur reinen *K-Means*-Methode, bei der die Zuordnung über die euklidische Distanz bestimmt wird. Die Zuordnung wird nun in die Busmap übertragen. Alle Knoten im reduzierten Netz weisen in dieser Methode also Koordinaten von Knoten des unreduzierten Netzes auf.

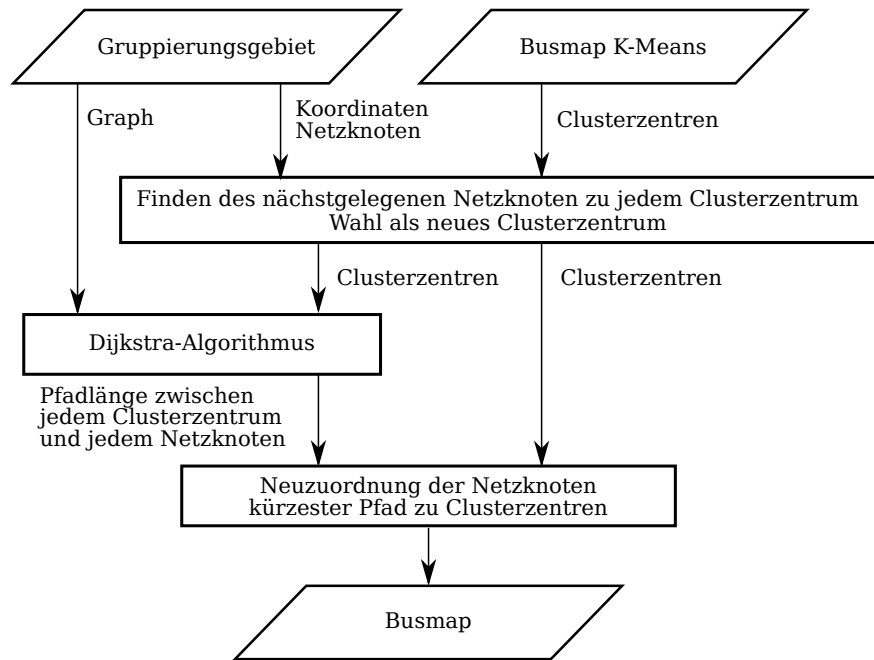


Abbildung 4.10: Reduktionsmethode – K-Means-Dijkstra

Äquidistante Verteilung der Knoten

Die Reduktionsmethode *Äquidistante Verteilung der Knoten* wurde eigenständig entwickelt und implementiert. Die Methode gruppiert die Netzknoten nicht auf Basis von Koordinaten, sondern nur auf Basis des Graphen. Abbildung 4.11 zeigt das Vorgehen. Als Gruppierungsgebiet muss bei dieser Methode der Hauptstrang verwendet werden. Es wird die Länge des Hauptstrangs ausgelesen. Die vorgegebene reduzierte Knotenanzahl wird nun äquidistant auf der Länge des Hauptstrangs verteilt. Dann wird für jeden Knoten die Distanz vom Transformator-knoten ausgehend berechnet, dafür wird der Weg im Pfad verwendet. Die Ausgangsknoten werden nun dem Knoten zugeordnet, der sich im Abstand vom Transformator am wenigsten unterscheidet. Die Zuordnung wird nun in der Busmap abgespeichert und es werden wie in Abschnitt 4.1.1 beschrieben Pseudo-Koordinaten für die Clusterzentren erzeugt, da die Netzreduktionsmethode nur mit Koordinaten funktioniert.

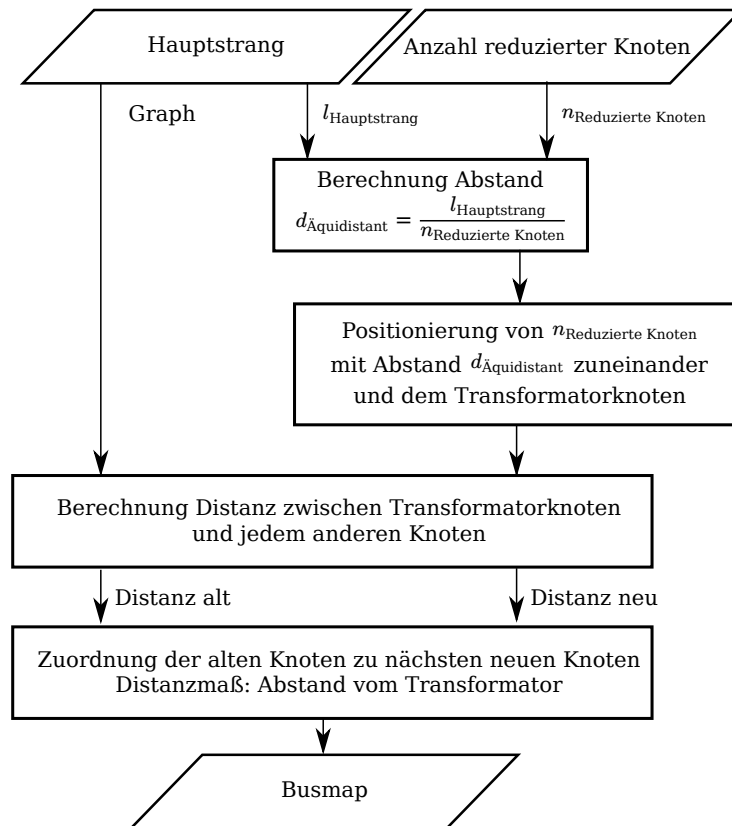


Abbildung 4.11: Reduktionsmethode – Äquidistante Verteilung der Knoten

4.3 Netzreduktion

In diesem Schritt findet die eigentliche Netzreduktion statt. Das vom Programm verwendete Objekt, in dem das Netzgebiet abgespeichert ist, wird reduziert. Dafür wurde die Methode aus [17] in abgewandelter Form in das Programm *eDisGo* implementiert. Die Methode wird wie folgt verändert: Es wird der Umwegfaktor der *ding0*-Netze verwendet und eine Kompatibilität mit Schaltern hergestellt. Außerdem wird die Erstellung einer Linemap hinzugefügt. Mit dieser lässt sich ein Bezug zwischen den Leitungen des reduzierten Netzes und des Ursprungsnetzes herstellen.

Abbildung 4.12 zeigt den Ablauf der Methode zur Netzreduktion. Es werden in die Methode das unreduzierte Netzgebiet-Objekt und die Busmap gegeben. In *eDisGo* wird das Netzgebiet durch mehrere Tabellen dargestellt. Die erste Tabelle speichert Informationen über die Netzknoten ab, unter anderem die Namen der Netzknoten und deren Koordinaten. Die Daten der weiteren Komponenten sind jeweils auch in Tabellen abgespeichert. Den Komponenten Leitung, Schalter und Transformator sind jeweils zwei Netzknoten zugeordnet. Die Komponenten, Lasten und Erzeuger sind einem Netzknoten zugeordnet.

Im ersten Schritt werden die Netzknoten durch die neuen Knoten aus der Busmap ersetzt. Danach wird die Busmap auf alle Netzkomponenten angewendet. Dabei werden die Netzknoten, an denen die Komponenten angeschlossen sind, durch die zugehörigen Knoten, die in der Busmap eingetragen sind, ersetzt.

Im nächsten Schritt werden die Leitungen aggregiert. Dabei werden zuerst alle Leitungen entfernt, die mit sich selbst verbunden sind, also auf beiden Seiten am selben Netzknoten angeschlossen sind. Danach wird für jede Leitung die Länge neu berechnet. Diese ergibt sich aus der euklidischen Distanz der verbundenen Netzknoten und der Multiplikation mit dem Umwegfaktor. Es wird wieder der Umwegfaktor von *ding0* verwendet. Nach einer Veränderung der Leitungslänge werden die elektrischen Parameter, Wirkwiderstand und Blindwiderstand, neu berechnet. Die elektrischen Parameter ergeben sich aus den längenbezogenen Datenblattangaben des verwendeten Leitungstyps und der neuen Leitungslänge. Dann werden die Leitungen, die eine Verbindung zwischen den gleichen Netzknoten aufweisen, zusammengefasst. Dabei wird die maximal erlaubte Leitungsbelastung aus der Summe der zusammengefassten Leitungen gebildet. Die elektrischen Eigenschaften der neuen Leitung wird als Parallelschaltung der zusammengefassten Leitungen angenommen. Im Anschluss wird eine Linemap erstellt. Hierbei wird, wenn die Leitung nicht entfernt wurde, der alte Name der Leitung und der neue Name der Leitung in einer Tabelle abgespeichert.

Als nächster Schritt der Netzreduktion werden die Lasten und Erzeuger, die am gleichen Knoten angeschlossen sind, aggregiert. Dabei werden alle typgleichen Erzeugungsanlagen bzw. Lasten zusammengefasst, indem dazu ihre Nominalleistung bzw. Spitzenlast addiert wird. Die Ladepunkte sind von dem Vorgehen ausgeschlossen, da diese für die Betrachtung der Flexibilität nicht verändert werden sollen. Danach werden von den aggregierten Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen die Zeitreihen aggregiert. Am Schluss werden die Schalter des MS-Netzes reduziert. Dafür werden Schalter, die auf beiden Seiten am selben Netzknoten angeschlossen sind, entfernt. Dann wird das reduzierte Netzgebiet und die Linemap ausgegeben.

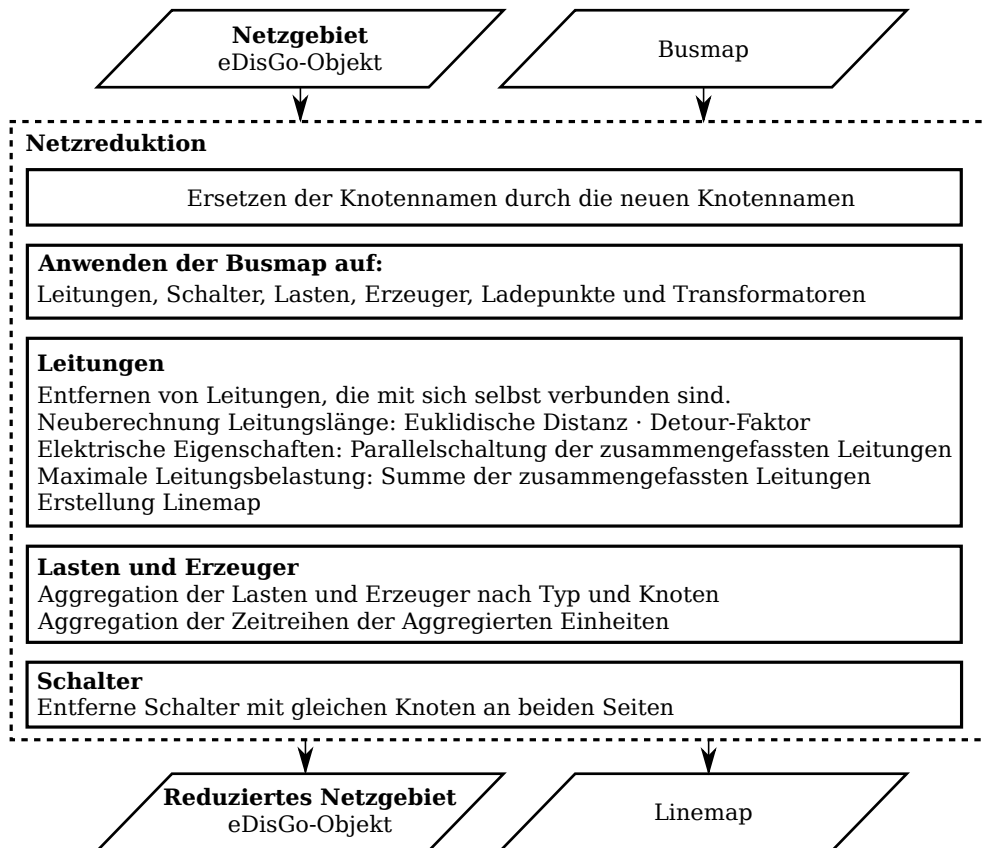


Abbildung 4.12: Methode zur Netzreduktion

In der Abbildung 4.13 wird anhand eines Beispiels die Aggregation der Leitungen detailliert erklärt. In der linken Abbildung ist das Ausgangsnetz zu sehen, in der rechten das reduzierte Netz.

Die Knoten K_2 und K_3 werden durch den Knoten K'_2 ersetzt. Dadurch wird Leitung L_1 und Leitung L_2 zu Leitung L'_1 zusammengefasst. Die Leitung L'_1 hat nun die elektrischen Eigenschaften einer Parallelschaltung der Leitungen.

Die Knoten K_4 und K_6 werden durch den Knoten K'_3 ersetzt. Dabei entfällt die Leitung L_5 .

Die Leitung L_3 wird zu Leitung L'_2 und die Leitung L_4 zu Leitung L'_3 . Die Leitungslängen werden neu berechnet.

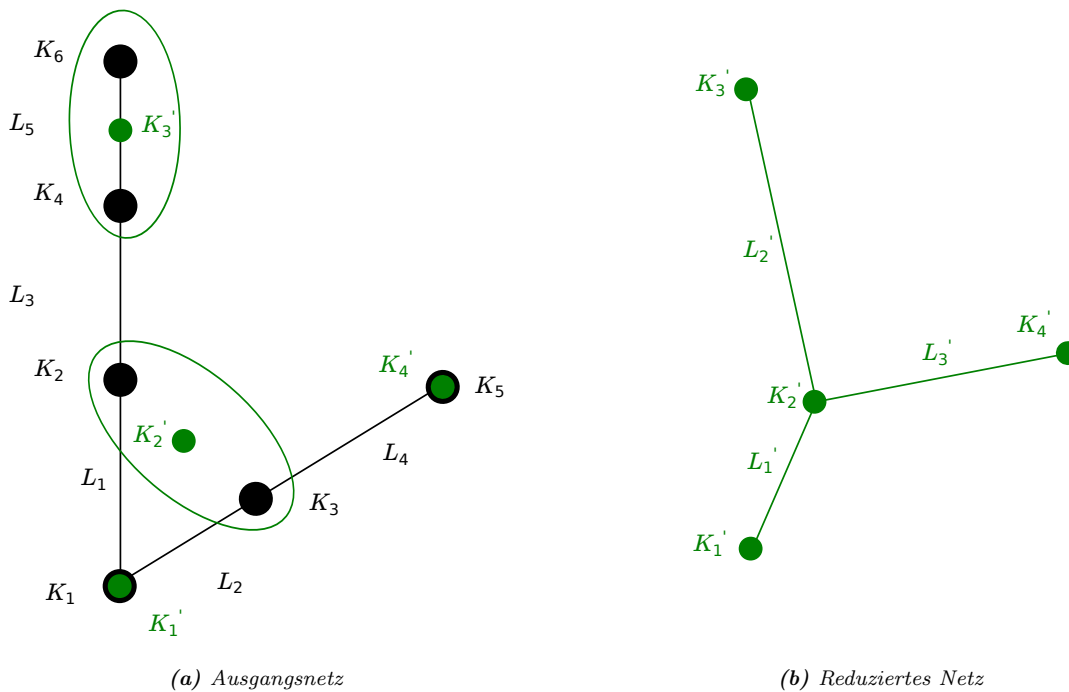


Abbildung 4.13: Methode zur Leitungsreduktion im Detail

4.4 Angewendete Reduktionen

Tabelle 4.3 zeigt die untersuchten Reduktionsmethoden für beide Szenarien. Es werden die einzelnen Reduktionsmethoden auf die möglichen Gruppierungsgebiete Netz, Strang und Hauptstrang angewendet. Es werden die Reduktionsfaktoren 0,1 bis 0,9 in Abstufungen von 0,1 verwendet. Für die Methoden, die als Gruppierungsgebiet den Strang oder Hauptstrang verwenden, wird zusätzlich die Anwendung der Fokus-Methode untersucht. Als Reduktionsfaktor für Knoten ohne Interesse wird 0,1 verwendet. Im Szenario FLEX kann die K-Means-Methode nicht angewendet werden, da diese zu einer Maschenbildung führt und deshalb mit der Optimierung inkompatibel ist. Deshalb werden für dieses Szenario weniger Reduktionsmethoden untersucht.

Tabelle 4.3: Übersicht der angewendeten Reduktionen

Reduktionsmethode	Abkürzung	Reduktionsfaktor	Gruppierungs- ebene	Reduktionsfaktor für Knoten ohne Interesse	Szenario STD	Szenario FLEX
Aggregation an Hauptstrang	AaHS	-	Netz	-	✓	✓
Äquidistante Verteilung der Knoten	ÄVDK	0,1; 0,2; ...; 0,9	Hauptstrang	-	✓	✓
Äquidistante Verteilung der Knoten mit Fokus	ÄVDKmf	0,1; 0,2; ...; 0,9	Hauptstrang	0,1	✓	✓
K-Means auf Netz	KMaN	0,1; 0,2; ...; 0,9	Netz	-	✓	-
K-Means auf Strang	KMaS	0,1; 0,2; ...; 0,9	Strang	-	✓	-
K-Means auf Strang mit Fokus	KMaSmF	0,1; 0,2; ...; 0,9	Strang	0,1	✓	-
K-Means auf Hauptstrang	KMaHS	0,1; 0,2; ...; 0,9	Hauptstrang	-	✓	-
K-Means auf Hauptstrang mit Fokus	KMaHSmF	0,1; 0,2; ...; 0,9	Hauptstrang	0,1	✓	-
K-Means-Dijkstra auf Netz	KMDaN	0,1; 0,2; ...; 0,9	Netz	-	✓	✓
K-Means-Dijkstra auf Strang	KMDaS	0,1; 0,2; ...; 0,9	Strang	-	✓	✓
K-Means-Dijkstra auf Strang mit Fokus	KMDaSmF	0,1; 0,2; ...; 0,9	Strang	0,1	✓	-
K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang	KMDaHS	0,1; 0,2; ...; 0,9	Hauptstrang	-	✓	✓
K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang mit Fokus	KMDaHSmF	0,1; 0,2; ...; 0,9	Hauptstrang	0,1	✓	✓

4.5 Angewendete Untersuchungen

Es werden für die unreduzierten und reduzierten Netzgebiete Untersuchungen durchgeführt. Es wird der Lastfluss, der Flexibilitätseinsatz und der Netzausbaubedarf untersucht. Der Netzausbaubedarf und der Flexibilitätseinsatz werden untersucht, da im Projekt *eGoⁿ* für verschiedene Zukunftsszenarien untersucht werden soll, inwiefern der Einsatz von Flexibilitäten den Netzausbaubedarf verändert. Durch den Vergleich der Ergebnisse der Untersuchungen für den reduzierten und unreduzierten Fall kann so die Güte der Reduktionsmethoden beurteilt werden. Der Lastfluss wird untersucht, um die Auswirkungen der Komplexitätsreduktion besser zu verstehen.

4.5.1 Lastflussberechnung

Bei der Lastflussberechnung wird für das Szenario STD der Lastfluss für die zwei Extremwochen durchgeführt. Die Lastflussberechnung wird nur für das Szenario STD durchgeführt, da in dem Szenario mehr Netzgebiete enthalten sind.

4.5.2 Flexibilitätseinsatz

Das Laden von Elektrofahrzeugen kann optimiert werden, dafür wird die Optimierung aus [34] benutzt. Die Methode ist bereits in dem Tool *eDisGo* implementiert und soll kurz vorgestellt werden. Die Methode kommt nur im Szenario FLEX zum Einsatz.

Die Optimierung setzt eine netzdienliche Ladestrategie um. Als Eingangsdaten für die Optimierung wird der Ladebedarf, sowie Informationen zu Standzeiten von Fahrzeugen an den einzelnen Ladepunkten der Elektroautos im Netzgebiet verwendet. Es wird eine quadratische Optimierung verwendet, um die Zeitreihen unter Einbeziehung der Netzbelastungsgrenzwerte zu berechnen. Die verwendete Methodik ist nur mit Strahlennetzen bzw. offenen Ringnetzen kompatibel. Es wird der Abregelungsbedarf von Erzeugungsanlagen und Verbrauch zur Einhaltung von Anforderungen an Leitungsbelastungen und Spannungsgrenzen sowie die Residuallast im Netz minimiert. Bei der Optimierung werden für jeden Tag und jeden MS-Strang, die Ladepunktzeitreihen mit einer Überlappung von sechs Stunden zum nächsten Tag optimiert. [34]

Es wird zur Lösung des Optimierungsproblems der Solver *Gurobi* verwendet.

4.5.3 Netzausbau

Im Folgenden wird die in der Arbeit verwendete Methodik zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs erläutert. Die Methode ist in das Python-Paket *eDisGo* [52] implementiert und orientiert sich an den Planungsgrundsätzen der Denaverteilnetzstudie [3].

Zur Erklärung der Methodik werden zuerst die Betriebsgrenzen erläutert, dann die Ausbaumethodik und dann die Bestimmung der Netzausbaukosten.

Betriebsgrenzen

Bei den Betriebsgrenzen wird zwischen Überlastungen von Betriebsmitteln und Spannungsbandverletzungen unterschieden. Eine Leitung gilt als überlastet, wenn der Strom über die Leitung größer wird als die maximale Stromtragfähigkeit der Leitung. Ein Transformator gilt als überlastet, wenn die Nennleistung des Transformators überschritten wird. Die Spannungsbandverletzungen orientieren sich an der Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg [53]. Das erlaubte Spannungsband für die Netzebenen zeigt Tabelle 4.4. [54]

Tabelle 4.4: Zulässiges Spannungsband [53]

Spannungsebene	Lastfall	Rückspeisefall
MS	-1,5 %	+5,0 %
MS/NS	-2,0 %	+1,5 %
NS	-6,5 %	+3,5 %

Netzausbaumethodik

Die Netzausbaumethodik arbeitet folgende Verstärkungen ab [54]:

1. Verstärke Transformatorstationen und Leitungen aufgrund von Überlastung.
2. Verstärke MS-Leitungen aufgrund von Spannungsproblemen
3. Verstärke Transformatorstationen in der MS-/NS-Ebene aufgrund von Spannungsproblemen
4. Verstärke Niederspannungsleitungen aufgrund von Spannungsproblemen
5. Verstärke Transformatorstationen und Leitungen aufgrund von Überlastung

Die Verstärkung von Transformatorstationen wegen Überlastungen wird zweimal durchgeführt, da das Verstärken der Betriebsmittel zwischen den Ausführungen zu einer neuen Überlastung führen kann. Bei einer überlasteten Leitung werden parallele Leitungen vom selben Typ hinzugefügt, bis die Überlastung beseitigt ist. Um Transformatorüberlastungen zu beseitigen, werden parallel Transformatoren der gleichen Größe installiert. Bei Spannungsproblemen von Knoten wird in dem Strang zuerst das Spannungsproblem des Knotens mit der größten Spannungsabweichung behandelt. Dafür wird der Strang in der Länge von 2/3 aufgetrennt und ein paralleles Kabel von dem Transformator aus gelegt. Falls der Knoten mit dem Spannungsproblem schon direkt mit dem Transformator verbunden ist, wird eine typgleiche Leitung parallel verbaut. Spannungsprobleme an der ONS werden erst nach der Behandlung von Mittelspannungsproblemen behoben. Dies geschieht, damit Spannungsbandverletzungen in der Mittelspannung nicht den Ausbau der Transformatoren verfälscht. Am Ende werden die Netzausbaukosten aus den verbauten Komponenten berechnet. [54]

Netzausbaukosten

Für die Netzausbaukosten werden die Kosten in Tabelle 4.5 angesetzt. Die Kosten für die Transformatoren werden je nach Spannungsebene gewählt. Für die Leitungen wird nicht nach Typ unterschieden, sondern nach Spannungsebene und zusätzlich nach Netzgebiet. Es wird zwischen Gebieten mit einer Bevölkerungsdichte von unter und über 500 Einwohner je Quadratkilometer unterschieden. [55] Dadurch werden höhere Kosten für Erdarbeiten in dicht besiedelten Gebieten berücksichtigt. Da die Kosten für die Verlegungsarbeiten deutlich höher sind als Leitungskosten, werden als Vereinfachung immer die Kosten für den Standardleitungstyp der Netzebene und die Kosten der Verlegung verwendet [3].

Tabelle 4.5: Angesetzte Netzausbaukosten je nach Betriebsmittel [3]

Betriebsmittel	Investitionskosten	
	Bevölkerungsdichte	Bevölkerungsdichte
	≤ 500 Personen/km ²	> 500 Personen/km ²
HS/MS-Transformator	1.000.000 €	
MS/NS-Transformator	10.000 €	
MS-Kabel	80.000 €/km	140.000 €/km
NS-Kabel	60.000 €/km	100.000 €/km

4.6 Auswertung der Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Methoden beschrieben, mit denen die Ergebnisse der Untersuchung bewertet werden.

4.6.1 Behandlung von fehlgeschlagenen Berechnungen

Bei der Untersuchung kann es vorkommen, dass Netzgebiete für einzelne Reduktionen nicht berechenbar sind. Dies bedeutet, dass kein Lastfluss, keine Optimierung oder kein Netzausbau möglich ist. Um trotzdem eine Vielzahl von Netzgebieten zu betrachten, fließen alle Ergebnisse, außer die Ergebnisse der fehlgeschlagenen Reduktionen, in die Untersuchung ein. In den Untersuchungen wird entweder der Gesamtwert aller erfolgreichen Reduktionen oder der Durchschnittswert der einzelnen Reduktionen mit dem unreduzierten Fall verglichen. Es werden für den Vergleich immer nur die zu den erfolgreichen Reduktionen gehörenden unreduzierten Netzgebiete ausgewählt.

4.6.2 Maß zur Quantifizierung der Abweichung

Es werden die Abweichungen der Ergebnisse untersucht. Um die Abweichung zu quantifizieren, werden drei verschiedene Methoden angewendet. Es wird die relative Abweichung, der Root-Mean-Square-Error (RMSE) und Boxplots verwendet. Die Vor- und Nachteile des RMSE werden kurz vorgestellt.

Der RMSE ist ein Maß für die Prognosegüte eines Modells. Es werden die Werte der unreduzierten Netzgebiete mit den durch die Reduktion prognostizierten Ergebnissen verglichen. Der RMSE berechnet sich wie in Gleichung 4.1. [56]

$$RMSE(x) = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_{\text{ref},i} - x_i)^2} \quad (4.1)$$

RMSE : Root-Mean-Square-Error

n : Anzahl der Datenpunkte

$x_{\text{ref},i}$: Referenzwert an Stelle *i*

x_i : Vergleichswert an Stelle *i*

Bei diesem Fehlerindikator fallen größere Abweichungen stärker ins Gewicht, da die Abweichung quadratisch in den Gesamtfehler eingeht. Durch das Quadrieren fällt

das Vorzeichen des Fehlers weg. Der RMSE ist stark von den verwendeten Datensätzen abhängig. Damit eine Vergleichbarkeit besteht, müssen die Daten normiert vorliegen. Der RMSE trifft keine Aussage über die Verteilung und Richtung der Abweichung. [56]

Die Ergebnisse, für die der RMSE bestimmt wird, liegen entweder bereits normiert vor oder es wird im Ergebnisteil (Kapitel 5) erklärt, wie die Normierung durchgeführt wird. Eine Normierung liegt vor, wenn eine Spannung im Per-Unit-System betrachtet wird oder die Größen prozentual vorliegen. Die Spannung im Per-Unit-System ist auf die Nennspannung normiert. Die prozentualen Größen sind auf 100 % normiert, wobei 100 % die maximale mögliche Belastung ist oder ein auftretender Maximalwert.

Damit eine Aussage über die Verteilung und Abweichung der untersuchten Daten getroffen werden kann, wird für ausgewählte Untersuchungen eine Analyse der Daten mit Boxplots durchgeführt.

4.6.3 Bewertung der Veränderung der Komplexität

Um die Reduktion der Komplexität zu beurteilen, wird die jeweilige Rechenzeit ausgewertet. Dabei wird die real verstrichene Zeit verwendet. Es werden für die einzelnen methodischen Schritte Komplexitätsreduktion, Lastflussberechnung, Optimierung und Netzausbau die Zeiten gemessen.

Um eine Vergleichbarkeit der Zeiten zu schaffen, werden die Rechenressourcen für den Berechnungsprozess eines Netzgebiets auf ausgewählte Rechenkerne begrenzt. Die verwendete Workstation hat 32 Kerne. Im Szenario STD wird ein Netzgebiet auf drei Rechenkernen gerechnet. Es werden bis zu fünf Netzgebiete parallel gerechnet. Im Szenario FLEX werden für jedes Netzgebiet acht Rechenkerne verwendet und maximal drei parallele Berechnungen durchgeführt. Die Lastflussberechnung und der Netzausbau sind nicht parallelisierbar implementiert. Deshalb wird für das Szenario STD eine niedrige Kernanzahl ausgewählt. Der in der Optimierung verwendete Solver im Szenario FLEX kann die Berechnung parallelisieren und deshalb wird dem Szenario eine höhere Anzahl an Kernen zugeordnet. In Szenario STD sind also 17 Rechenkerne und im Szenario FLEX 16 Kerne ungenutzt. Durch die Untersuchungen wird der Computer so nie vollständig ausgelastet. Hintergrundprozesse des Computers werden auf freie Ressourcen ausgelagert und verfälschen dadurch nicht den Berechnungsprozess. Es wird der Arbeitsspeichereinsatz überwacht, um auszuschließen, dass die Ergebnisse durch einen begrenzten Arbeitsspeicher verfälscht werden. Die Leistungsdaten des Computers und verwendeten Einstellungen sind im Anhang in den Tabellen A.1 und A.2 zu finden.

Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse präsentiert. Zuerst wird eine Fehlerbetrachtung durchgeführt. Danach wird die Topologieveränderung, die durch die Komplexitätsreduktion entsteht, beschrieben. Im Anschluss wird die Veränderung der Lastflussergebnisse beschrieben. Dann werden die Auswirkungen der Methoden auf den Flexibilitätseinsatz ausgewertet. Als Nächstes werden die Auswirkungen auf die Netzausbaukosten beschrieben. Darauf folgt die Betrachtung der Zeitersparnis durch die Komplexitätsreduktion. Als Letztes werden die Ergebnisse zusammengefasst.

5.1 Fehlerbetrachtung

Bei der Anwendung der Reduktionsmethoden sind für einzelnen Reduktionen von Netzgebieten Fehler aufgetreten. Aufgetretene Fehler sind: Reduktion, Lastfluss, Netzausbau oder Optimierung fehlerhaft. Die aufgetretenen Fehler werden kurz erklärt und ihre Ursachen geschildert.

Eine Reduktion gilt als nicht erfolgreich, wenn das Programm zur Reduktion abbricht. Dies geschieht, wenn die Gruppierung oder die Netzreduktionsmethode nicht anwendbar ist. Der Lastfluss ist fehlerhaft, wenn die Lastflussberechnung nicht für das unausgebaute Netzgebiet konvergiert. Ein nicht konvergierender Lastfluss tritt in der Regel auf, wenn die Last oder die Einspeisung zu hoch für den Netzausbauzustand ist. Der Netzausbau gilt als fehlerhaft, wenn die Netzprobleme nicht durch den Ausbau behoben werden können oder die Lastflussberechnung, die beim Netzausbau durchgeführt wird, nicht konvergiert. Die Optimierung gilt als fehlerhaft, wenn das Optimierungsproblem nicht gelöst werden kann. Der Lastfluss, Netzausbau und die Optimierung sind auch nicht möglich, wenn kein reduziertes Netzgebiet vorliegt.

Im Szenario STD konnten für 14 von 15 Netzgebieten alle Reduktionen durchgeführt werden. Für das Netzgebiet 566 konnten alle Reduktionen, die nicht die Fokus-Methode verwenden, berechnet werden. Die Anwendung der Fokus-Methode war nicht möglich, da der Worst-Case-Lastfluss für das Netzgebiet nicht konvergiert ist.

Die Lastflussberechnung war für fast alle reduzierten Netzgebiete möglich, siehe Abbildung 5.1. Nur für die Methoden, die auf dem K-Means-Clustering basieren und als Gruppierungsgebiet Netz oder Strang verwenden, konnte der Lastfluss für ein Netzgebiet bei einem Reduktionsfaktor von 0,4 bis 0,6 nicht berechnet werden.

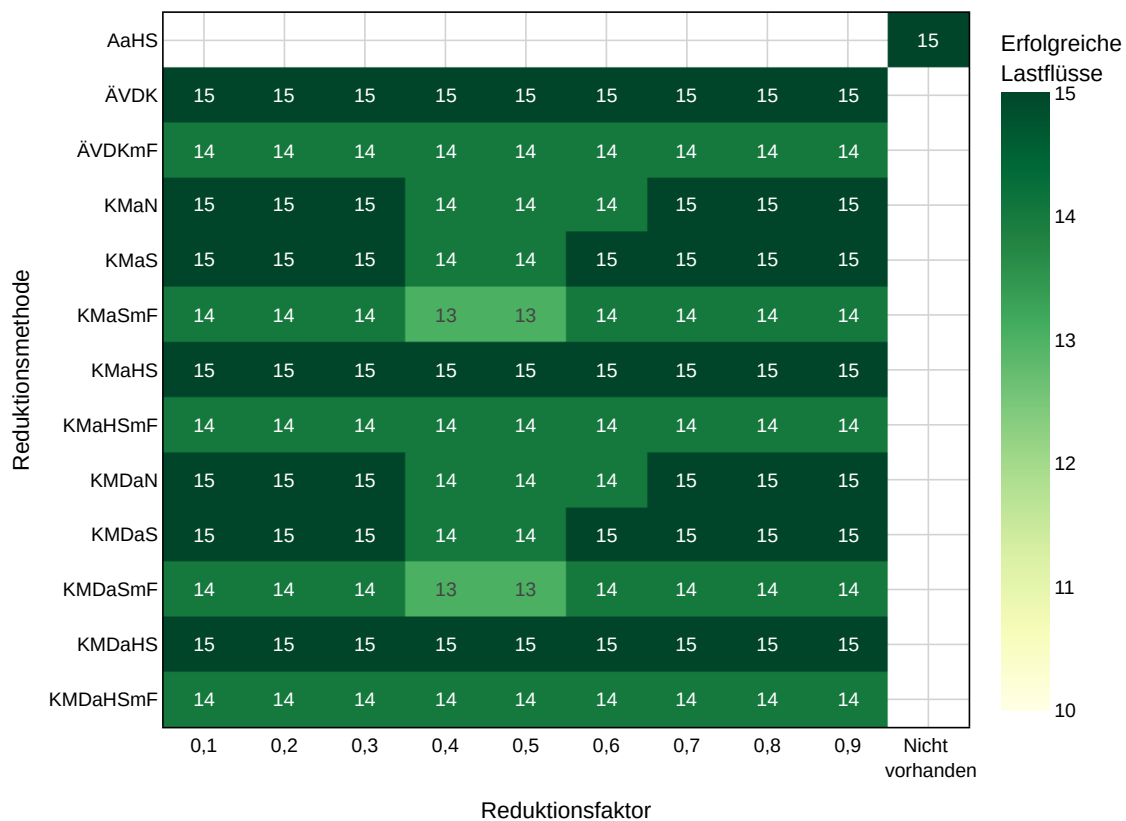


Abbildung 5.1: Anzahl der Netzgebiete für die eine erfolgreiche Lastflussberechnung durchgeführt werden konnte in Szenario STD

Der Netzausbau war für fast alle reduzierbaren Netzgebiete möglich. Abbildung 5.2 zeigt die Anzahl der erfolgreich ausgebauten Netzgebiete. Es ist für bis zu drei Netzgebiete kein Ausbau möglich. Für die Methoden K-Means auf Netz und Strang treten die Fehler für Reduktionsfaktoren von 0,4 bis 0,6 auf. Für K-Means-Dijkstra auf Netz und Strang treten die Fehler für Reduktionsfaktoren von 0,3 bis 0,7 auf.

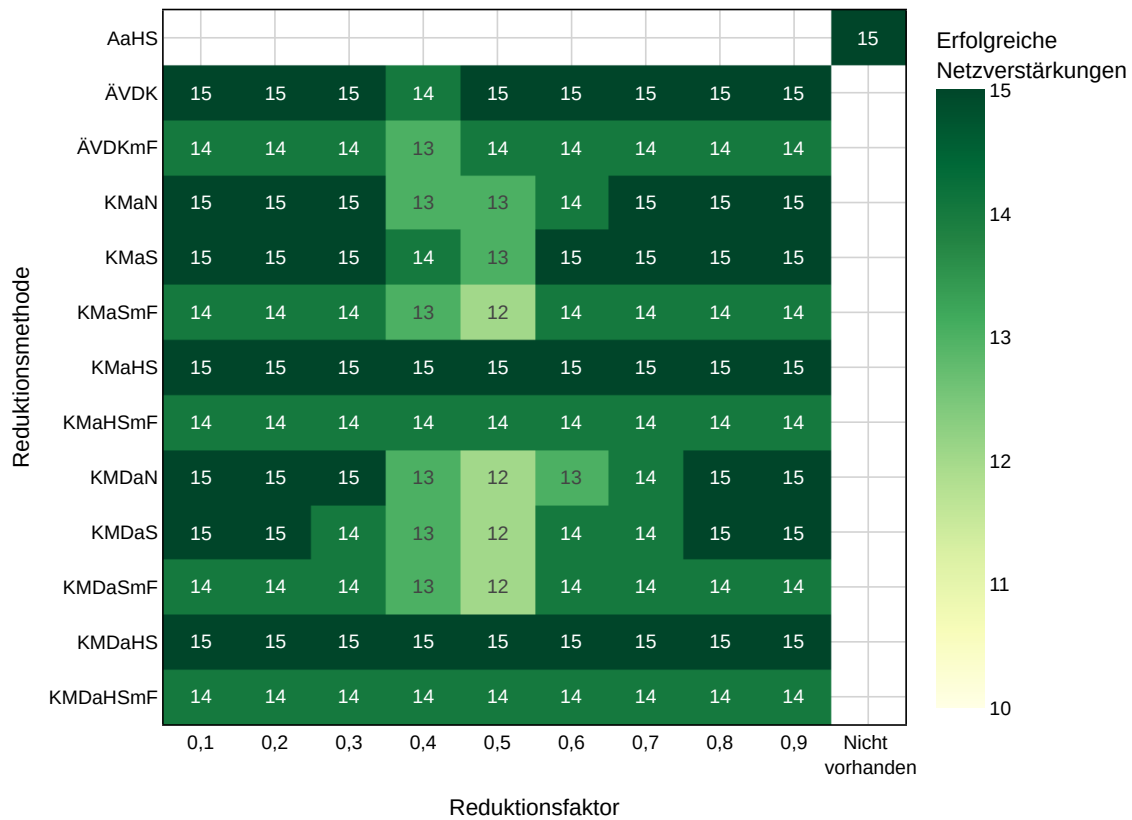


Abbildung 5.2: Anzahl der Netzgebiete für die ein erfolgreicher Netzausbau durchgeführt werden konnte in Szenario STD

Im Szenario FLEX waren alle Reduktionen und Optimierungen erfolgreich, der Lastfluss wurde im Szenario nicht untersucht. Abbildung 5.3 zeigt die Anzahl der erfolgreich ausgebauten Netzgebiete. Fehler sind nur für die Methoden K-Means-Dijkstra auf Netz und Strang aufgetreten. Für Reduktionsfaktoren von 0,4 bis 0,7 konnten bis zu drei Netzgebiete nicht ausgebaut werden.

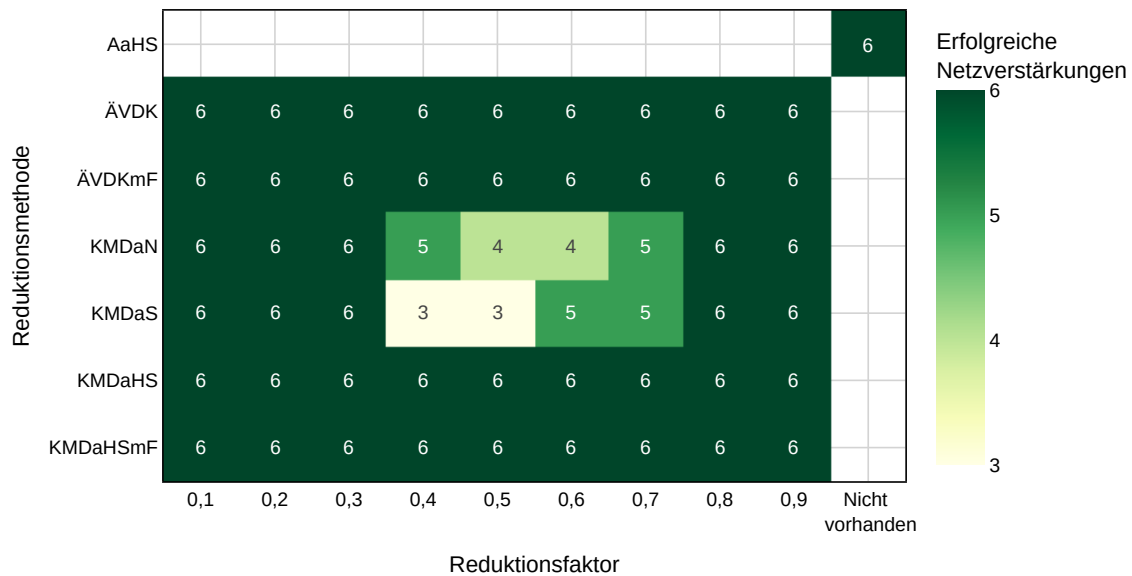


Abbildung 5.3: Anzahl der Netzgebiete für die ein erfolgreicher Netzausbau durchgeführt werden konnte in Szenario FLEX

5.2 Topologieveränderung

Durch die Methoden der räumlichen Komplexitätsreduktion wird die Netztopologie verändert. Es werden Knoten gruppiert und neu angeordnet. Auch Leitungen werden zusammengefasst, entfernt oder verändert. Für die Untersuchung werden die Ergebnisse aus dem Szenario STD verwendet. Die Netzebenen werden zusammen betrachtet, wenn gleiche Ergebnisse für Mittel- und Niederspannung auftreten. Bei unterschiedlichen Ergebnissen werden diese separat betrachtet.

Es wird zuerst eine visuelle Untersuchung der reduzierten Netze durchgeführt. Im Anschluss wird die Veränderung der Topologieart ausgewertet. Danach wird die Auswirkung auf die Knoten-, Leitungs- und Stranganzahl untersucht. Als Letztes wird die Veränderung der Leitungs- und Hauptstranglänge analysiert.

5.2.1 Visuelle Auswertung

Es wird eine visuelle Auswertung der Auswirkungen der Komplexitätsreduktion auf die Netzgebiete durchgeführt. Hier wird exemplarisch ein NS-Netz und ein MS-Strang verwendet.

Es werden als Erstes die Auswirkungen auf ein NS-Netz beschrieben. Die für das NS-Netz beschriebenen Beobachtungen sind auf die anderen NS-Netze übertragbar. Die Abbildungen 5.4 bis 5.11 zeigen die Anwendung der Reduktionsmethoden auf das NS-Netz 489468 des Netzgebiets 2534. Auf der linken Seite der Abbildungen ist das unreduzierte Netz zu sehen, auf der rechten das reduzierte Netz. Knoten mit der gleichen Farbe gehören dem gleichen Clusterzentrum an bzw. sind das Clusterzentrum. Die Farben wurden zufällig für jedes Clusterzentrum gewählt. Deshalb kann es vorkommen, dass ähnliche Farben nebeneinander auftreten. Es wird verzichtet, die Methoden mit der Fokus-Methode zu zeigen, da der einzige Unterschied verschiedene Reduktionsfaktoren für einzelne Stränge sind. Das NS-Netz besitzt 111 Knoten und es wird ein Reduktionsfaktor von 0,4 verwendet.

Abbildung 5.4 und Abbildung 5.5 zeigen die Reduktionsmethoden *K-Means auf Netz* und *K-Means-Dijkstra auf Netz*. Beide Methoden weisen die gleiche Anzahl an Clusterzentren auf. Die Zuordnung der Knoten zu den Clusterzentren und die Positionen der Knoten stimmen jedoch nicht immer überein. Außerdem sind die Verbindungen der Leitungen unterschiedlich. Bei *K-Means auf Netz* kommt es zu einer Maschenbildung im längsten Strang und zwischen Strängen. Dies geschieht für *K-Means-Dijkstra auf Netz* nicht. Für beide Methoden ist im zweitlängsten Strang zu sehen, dass die Leitungen im Vergleich zum nicht reduzierten Strang in einem Zickzack-Muster verlaufen.

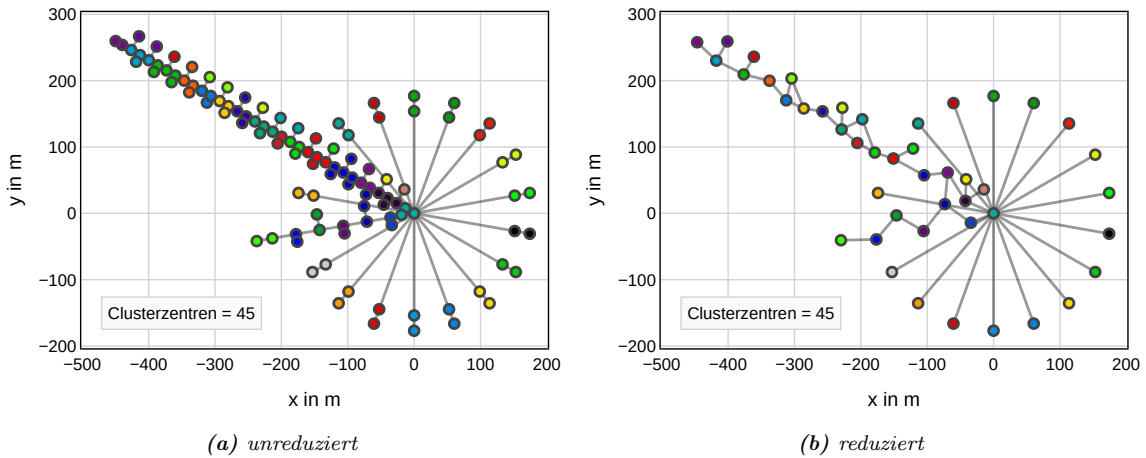


Abbildung 5.4: Anwendung K-Means auf Netz mit einem Reduktionsfaktor von 0,4

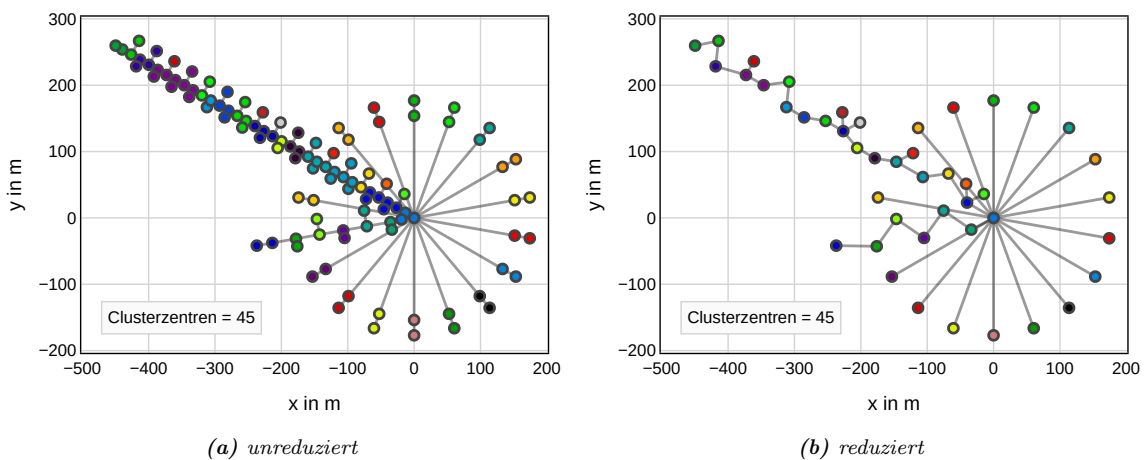


Abbildung 5.5: Anwendung K-Means-Dijkstra auf Netz mit einem Reduktionsfaktor von 0,4

Bei der Anwendung der Methoden *K-Means auf Strang* (Abbildung 5.6) und *K-Means-Dijkstra auf Strang* (Abbildung 5.7) tritt keine Vermaschung zwischen den Strängen auf. Innerhalb eines Strangs kann es bei *K-Means auf Strang* allerdings zu Vermaschung kommen, was im Falle von *K-Means-Dijkstra auf Strang* nicht auftritt. Die Zickzack-Leitungsführung ist bei *K-Means-Dijkstra auf Strang* stärker ausgeprägt, als bei *K-Means auf Strang*.

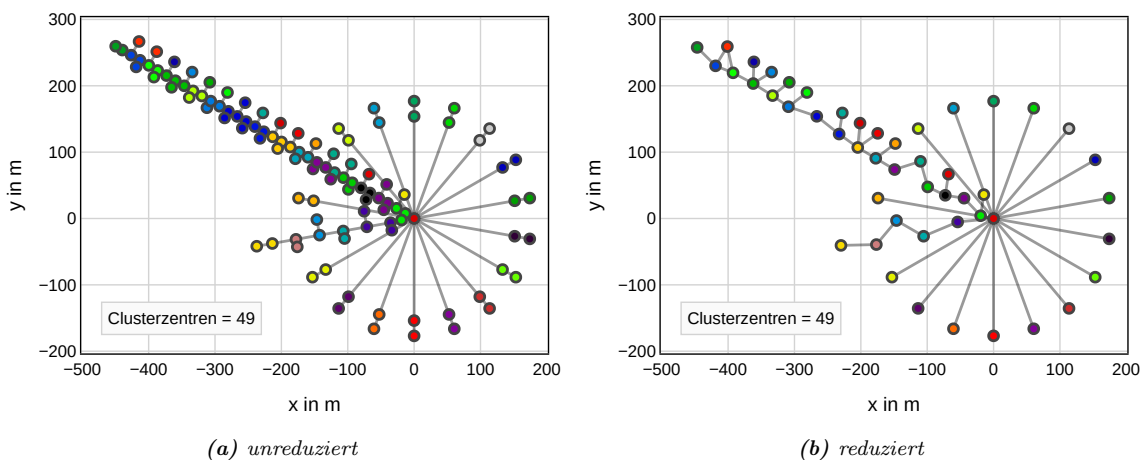


Abbildung 5.6: Anwendung K-Means auf Strang mit einem Reduktionsfaktor von 0,4

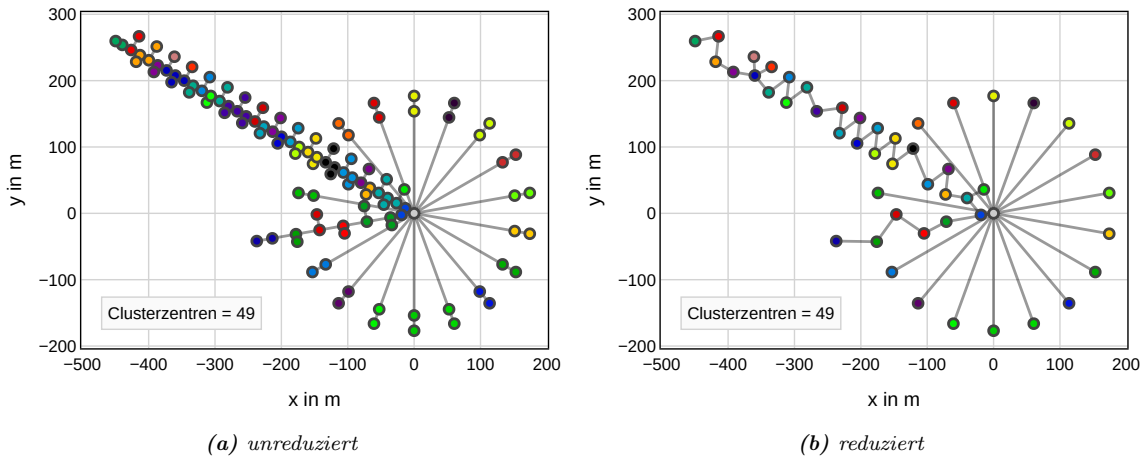


Abbildung 5.7: Anwendung *K-Means-Dijkstra* auf Strang mit einem Reduktionsfaktor von 0,4

Die Reduktionsmethoden, die auf den Hauptstrang angewendet werden, sind in Abbildung 5.8 bis 5.11 zu sehen. Das Ergebnis der Methode zur Ermittlung des Hauptstrangs ist in Abbildung 5.8 zu sehen. Alle Knoten werden dem nächsten Knoten im Hauptstrang zugeordnet. Es entstehen dadurch Netze, die vom Transformator-knoten aus in einer geraden Linie verlaufen. Dieses Netz ist das Ausgangsnetz für die weiteren Methoden.

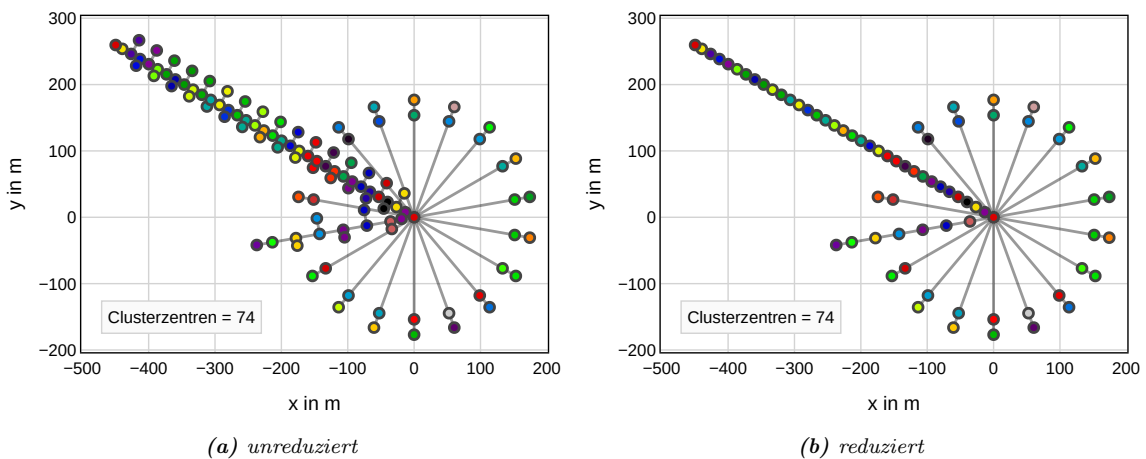


Abbildung 5.8: Aggregation der Knoten am Hauptstrang

Bei Anwendung der Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* (Abbildung 5.9) werden die Knoten mit gleichen Abständen verteilt. Bei der Anwendung von *K-Means auf Hauptstrang* (Abbildung 5.10) und *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* (Abbildung 5.11) weisen die Knoten unterschiedliche Abstände auf, da ihre Position über das gewichtete Clustering bestimmt wird. Die Knoten von *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* weisen Positionen des unreduzierten Netzes auf.

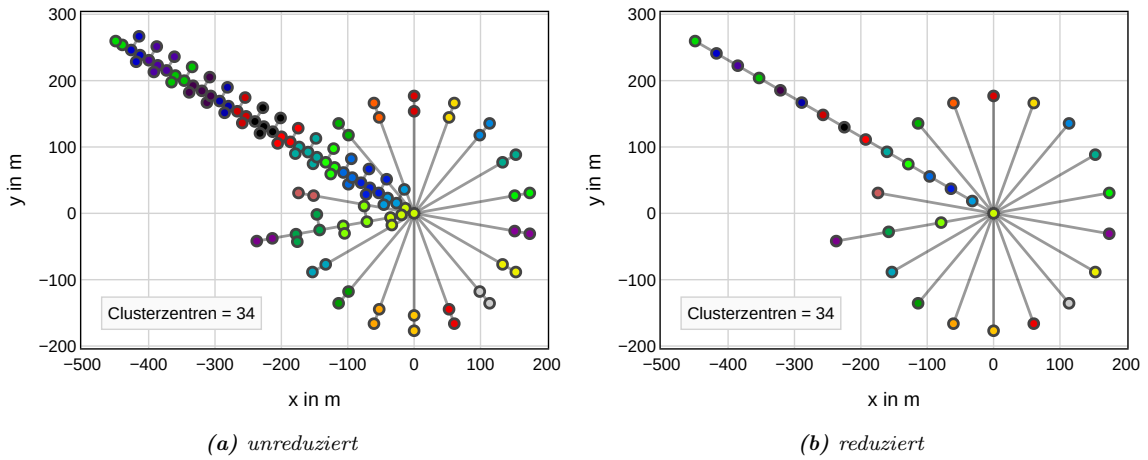


Abbildung 5.9: Äquidistante Verteilung der Knoten mit einem Reduktionsfaktor von 0,4

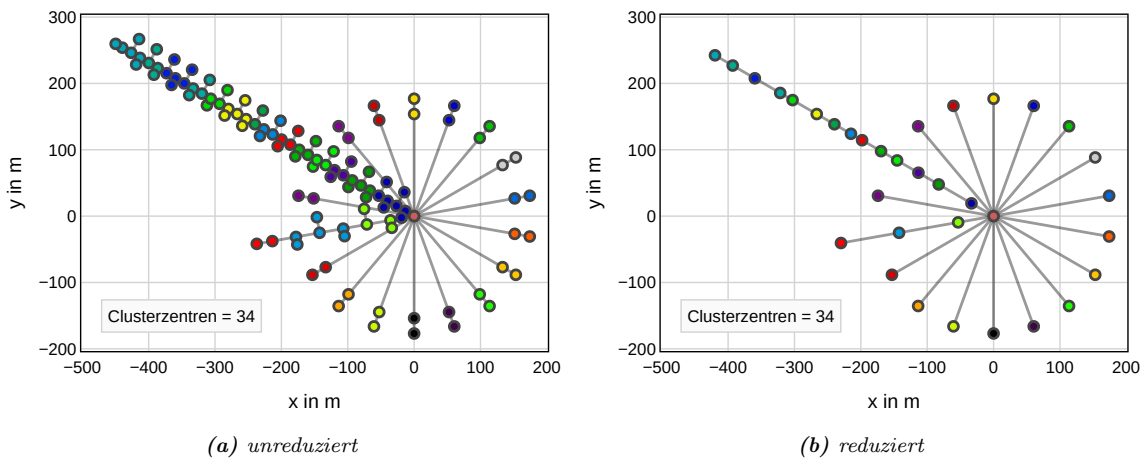


Abbildung 5.10: K-Means auf Hauptstrang mit einem Reduktionsfaktor von 0,4

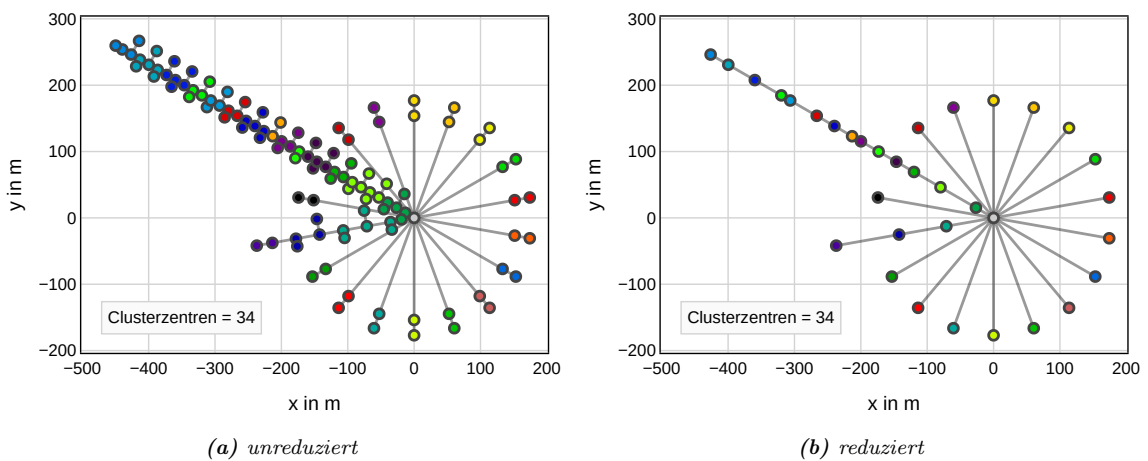


Abbildung 5.11: K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang mit einem Reduktionsfaktor von 0,4

Für die MS-Netze wird ein Strang des MS-Netzes aus Netzgebiet 1690 untersucht. Für die Mittelspannung können ähnliche Beobachtungen gemacht werden, wie für die NS-Netze. Auch hier kommt es zu einer Zickzack-Leitungsführung. Diese ist jedoch im Vergleich zu den NS-Netzen nur sehr leicht ausgeprägt. Abbildung 5.12 zeigt die Anwendung von *K-Means-Dijkstra auf Strang* mit einem Reduktionsfaktor von 0,3 für einen MS-Strang. Es ist zu sehen, wie sich der Verlauf des Hauptstrangs ändert. Knoten aus den Seitensträngen werden zu Clusterzentren, durch die der Hauptstrang geführt hat. Der Verlauf des Hauptstrangs weist nach der Reduktion einen weniger geradlinigen Verlauf auf. Eine leichte Zickzack-Leitungsführung ist zu erkennen.

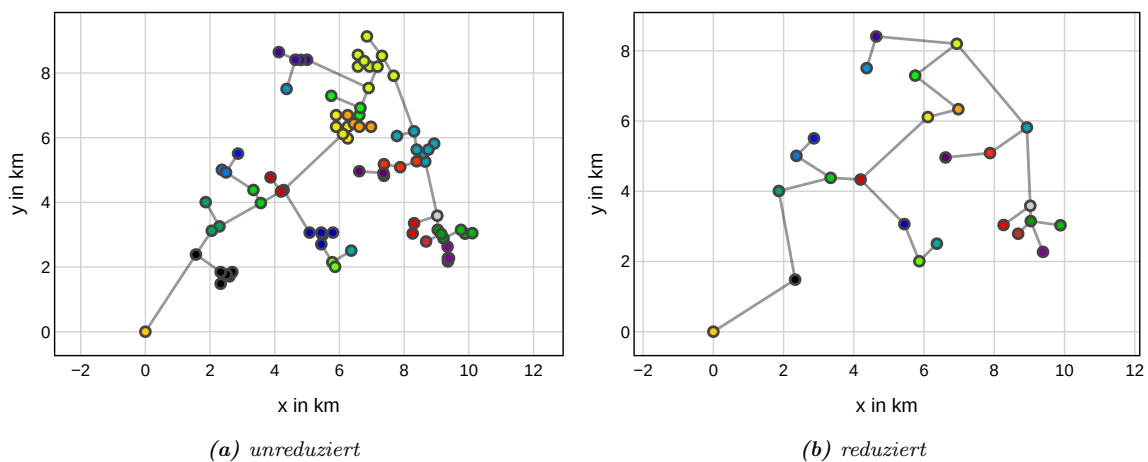


Abbildung 5.12: *K-Means-Dijkstra auf Strang* mit einem Reduktionsfaktor von 0,3, exemplarisch für einen MS-Strang

Die nächste Beobachtung ist, dass die Verwendung einer Methode, die auf den Hauptstrang gruppiert, zu einem Wegfall von Seitensträngen führt, siehe Abbildung 5.13. Die Seitenstränge sind dabei verglichen mit den NS-Netzen sehr groß. Im Gegensatz zur Niederspannung bestehen sie aus mehreren Knoten. Durch die Anwendung des *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* wird der MS-Strang gerader (Abbildung 5.14) und dadurch gehen Details, wie Ecken, verloren.

Außerdem wurde bei Verwendung von *K-Means auf Netz* festgestellt, dass es zu einer Auflösung der offenen Ringtopologie kommt. Die Knoten, zwischen denen der Schalter installiert ist, weisen dieselbe Position auf. Aus diesem Grund werden sie demselben Clusterzentrum zugewiesen. Durch das Zusammenfassen der Knoten am Schalter zu einem Knoten wird der Schalter entfernt und der Ring somit geschlossen. Eine Darstellung des Phänomens ist nicht ohne Weiteres möglich, da die Knoten zwischen denen der Schalter angebracht ist, die gleichen Koordinaten haben.

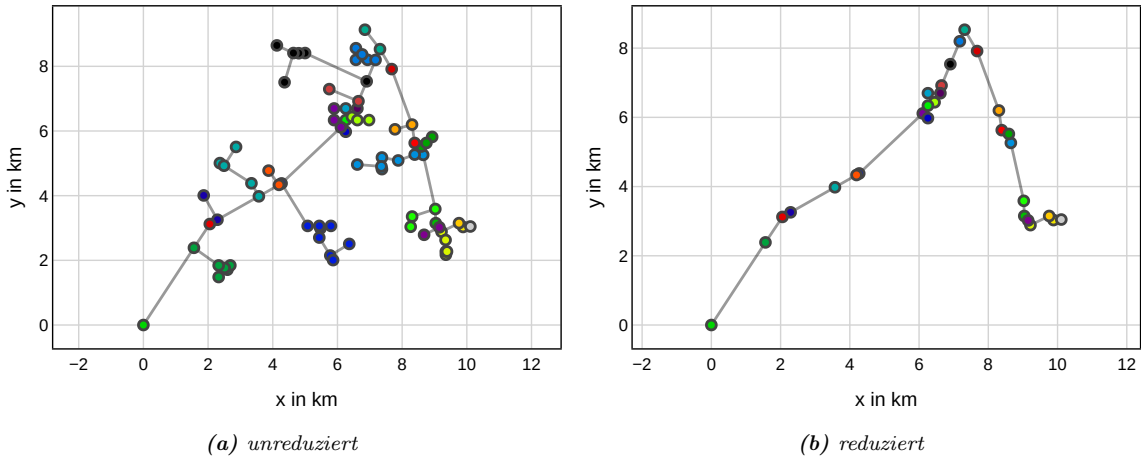


Abbildung 5.13: Aggregation auf Hauptstrang, exemplarisch für einen MS-Strang

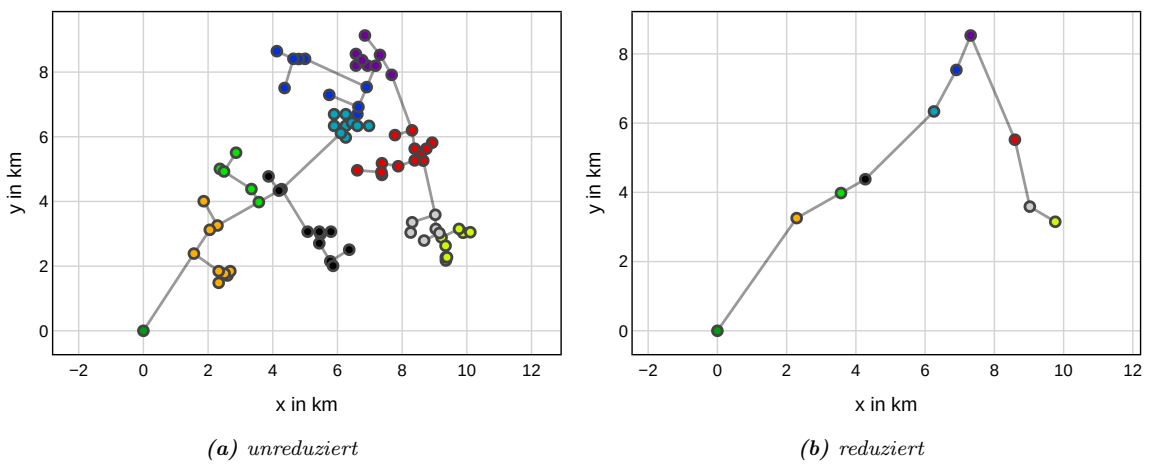


Abbildung 5.14: K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang mit einem Reduktionsfaktor von 0,3, exemplarisch für einen MS-Strang

5.2.2 Topologieart

Es wird die Veränderung der Topologieart untersucht. Es wird überprüft, ob ein Strahlennetz bzw. offenes Ringnetz oder ein Maschennetz vorliegt. Die unreduzierten Netzgebiete weisen keine Maschen auf, sie sind Strahlennetze oder offene Ringnetze. Es wird für jedes Netz untersucht, ob mindestens eine Masche vorhanden ist. Enthält ein Netz der reduzierten Netzgebiete mindestens eine Masche, wird die gesamte Reduktion gekennzeichnet. Abbildung 5.15 zeigt die Ergebnisse der Untersuchung. Alle Methoden, die das K-Means-Clustering ohne Dijkstra verwenden, führen zu einer Maschenbildung. Bei Gruppierung auf den Hauptstrang wird die Wahrscheinlichkeit jedoch gesenkt, dass es zu einer Maschenbildung kommt. Bei Verwendung der Methode *K-Means auf Hauptstrang* treten nur in den MS-Netzen Maschen auf. Alle anderen Reduktionsmethoden verhindern eine Maschenbildung.

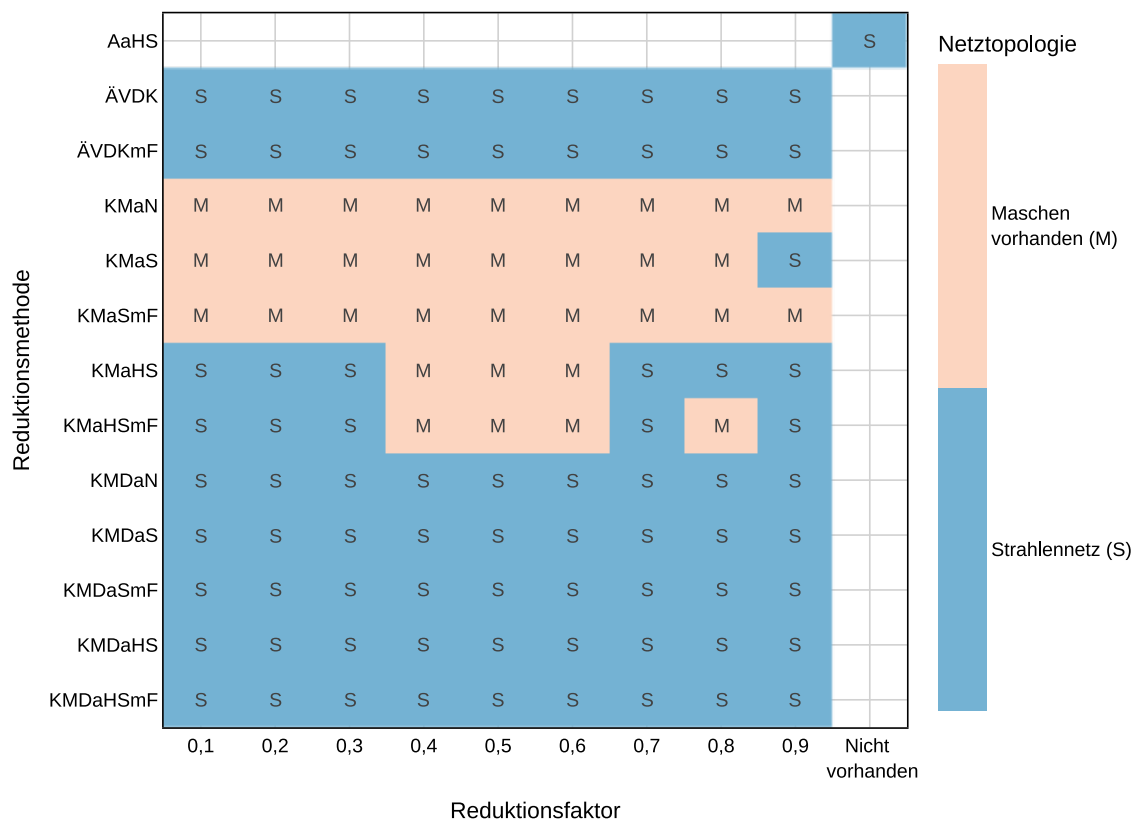


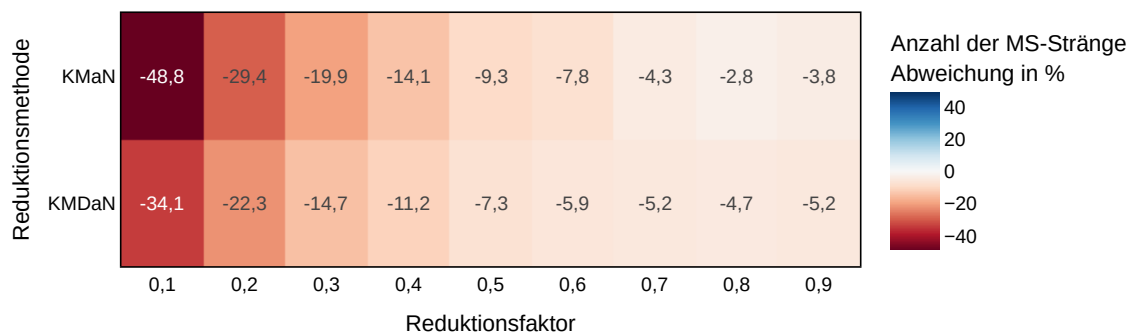
Abbildung 5.15: Netztopologie nach der Reduktion

5.2.3 Stranganzahl

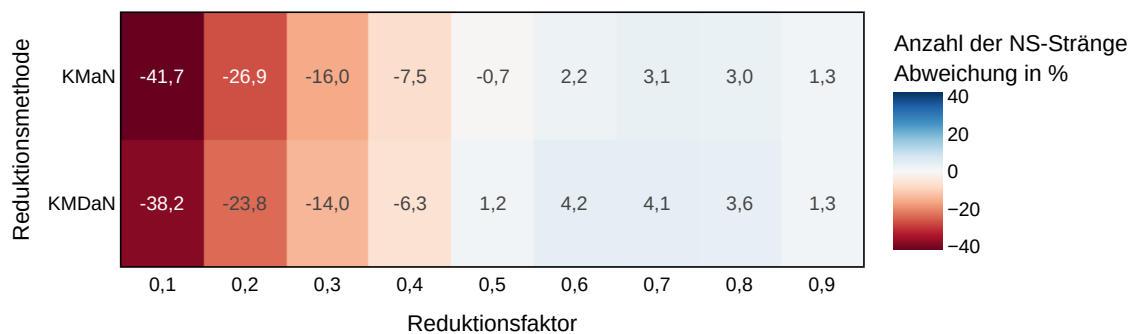
Es wird die Veränderung der Stranganzahl untersucht. Die Stranganzahl ist definiert als die Anzahl der Knoten, die eine Verbindung mit dem Transformator-knoten haben. Dafür wird die Gesamtanzahl der Stränge der reduzierten Netzgebiete relativ zur Summe der nicht reduzierten Netzgebiete betrachtet. Es treten unterschiedliche Ergebnisse für Mittel- und Niederspannung auf. Abbildung 5.16 zeigt die Veränderung der Stranganzahl in den MS- und NS-Netzen. In der Mittel- und Niederspannung verändert sich die Stranganzahl nur für die Methoden, die als Gruppierungsgebiet das Netz verwenden.

Die Stranganzahl reduziert sich in der Mittelspannung bei einem Reduktionsfaktor von 0,9 um ca. 4-5 %, dann sinkt sie bei einem Reduktionsfaktor 0,1 um 34,1 % bei *K-Means-Dijkstra auf Netz* und um 48,8 % bei *K-Means auf Netz*. Bei Reduktionsfaktoren von 0,1 bis 0,3 ist die Veränderung der Abweichung stärker ausgeprägt als für Reduktionsfaktoren von 0,5 bis 0,9.

In der Niederspannung ist wie in der Mittelspannung ein Absinken der Stranganzahl für Reduktionsfaktoren von 0,1 bis 0,4 zu beobachten. Für Reduktionsfaktoren von 0,5 bis 0,9 ist jedoch ein Anstieg der Stranganzahl zu verzeichnen. Die maximale Erhöhung der Stränge um 4,2 % tritt bei *K-Means-Dijkstra auf Netz* auf.



(a) Veränderung der MS-Stranganzahl



(b) Veränderung der NS-Stranganzahl

Abbildung 5.16: Veränderung der Stranganzahl relativ zum unreduzierten Fall

5.2.4 Knotenanzahl und Leitungsanzahl

Es wird die Veränderung der Knoten- und Leitungsanzahl untersucht. Dafür wird die Summe der Knoten bzw. Leitungen aller Netzgebiete einer Reduktion relativ zur Gesamtanzahl der Knoten bzw. Leitungen der unreduzierten Netzgebiete untersucht. Die Ergebnisse für Mittel- und Niederspannung sind gleich, deshalb werden sie zusammen betrachtet. Abbildung 5.17 zeigt die Veränderung der Anzahl der Knoten. Die Veränderung der Leitungsanzahl ist in Abbildung 5.18 zu sehen. Die Veränderung der Leitungsanzahl findet für jede Reduktion in der gleichen Größenordnung statt, wie die Veränderung der Knotenanzahl.

Die Reduktion der Anzahl der Knoten bzw. Leitungen ist für die einzelnen Methoden bei einem Reduktionsfaktor von 0,9 am geringsten. Mit einem sinkendem Reduktionsfaktor steigt die Anzahl der reduzierten Knoten bzw. Leitungen und gleicht sich bis zu einem Reduktionsfaktor von 0,1 immer weiter an. Die Abweichung ist vorwiegend abhängig vom Gruppierungsgebiet und ob die Fokus-Methode angewendet wird. Bei Verwendung des Gruppierungsgebiets Netz und Strang ist eine Reduktion um ca. 9 % zu beobachten. Wird auf den Hauptstrang reduziert, wird die Anzahl der Knoten bzw. Leitungen um rund 50 % reduziert. Bei zusätzlicher Anwendung der Fokus-Methode sinkt die Anzahl um ca. 74 % bis 84 %. Wird ein Reduktionsfaktor von 0,1 verwendet, reduziert sich die Anzahl für alle Methoden um ca. 90 %. Für die Reduktionsfaktoren zwischen 0,1 und 0,9 ist eine gleichmäßige Abstufung zu beobachten.

Des Weiteren fällt auf, dass die Leitungsanzahl in der Regel immer etwas stärker reduziert wird als die Knotenanzahl. Nur für die Methoden K-Means ohne Dijkstra ist dies nicht immer der Fall.

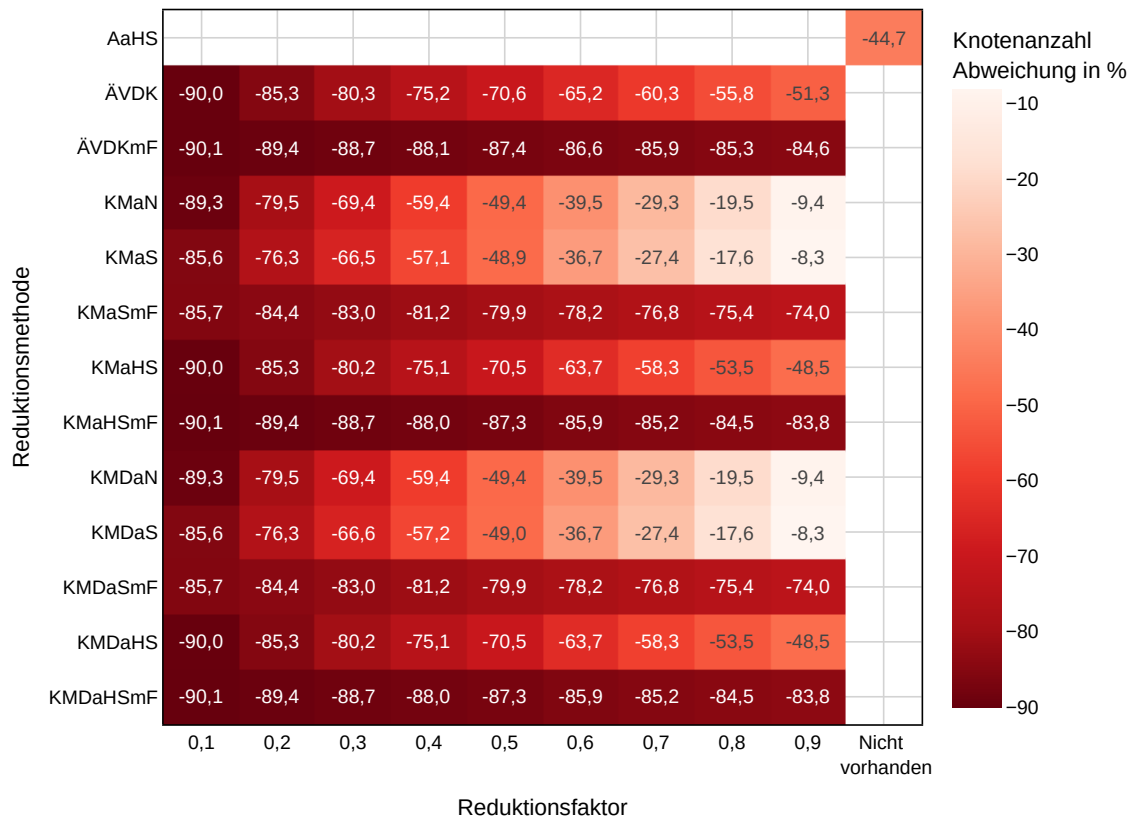


Abbildung 5.17: Veränderung der Knotenanzahl relativ zum unreduzierten Fall

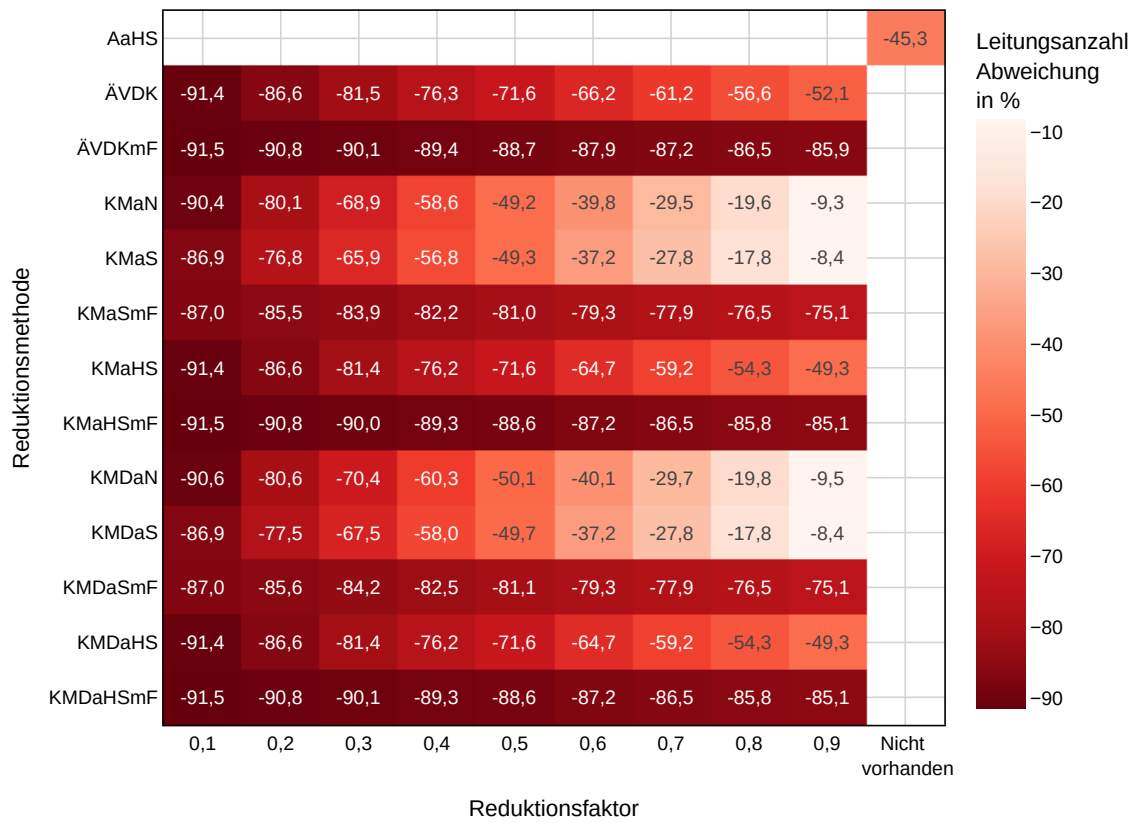


Abbildung 5.18: Veränderung der Leitungsanzahl relativ zum unreduzierten Fall

5.2.5 Veränderung der Leitungslänge

Es wird die Veränderung der Leitungslänge untersucht. Dabei wird zwischen der Gesamtleitungslänge und der Hauptstranglänge unterschieden. Da unterschiedliche Ergebnisse für die Mittel- und Niederspannung auftreten, werden die Netzebenen differenziert betrachtet. Es wird die Summe der Leitungslängen aller Netzgebiete einer Reduktion relativ zu der Summe der Leitungslängen der nicht reduzierten Netzgebiete betrachtet. Dasselbe Vorgehen wird für die Untersuchung der Hauptstranglänge gewählt.

Abbildungen 5.19 und 5.20 zeigen die Veränderung der Gesamtleitungslänge der MS- und NS-Netze. Zuerst werden die auftretenden Gemeinsamkeiten der Leitungslängenveränderung in der Mittel- und Niederspannung beschrieben. Die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* hat über alle Reduktionsfaktoren eine konstante Reduktion der Leitungslänge. Die Abweichung beträgt in der Mittelspannung 35,1 % und in der Niederspannung 31,8 %. Die Methode *Aggregation am Hauptstrang* weist die gleiche Abweichung auf. Durch die Verwendung der Fokus-Methode wird die Leitungslänge zusätzlich zu der jeweiligen Basis-Methode deutlich reduziert, außer bei der Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten*. Die Reduktion der Leitungslänge liegt in einem Bereich zwischen 0,2 % und 55,5 %. Bei Gruppierung auf das Netz oder den Strang ist die Längenveränderung bei einem Reduktionsfaktor von 0,9 nahe 0 %, während sie bei Gruppierung auf den Hauptstrang ca. 30 % beträgt. Die Veränderung der Abweichung der Leitungslänge ist für Reduktionsfaktoren von 0,1 bis 0,4 stärker ausgeprägt als für Reduktionsfaktoren von 0,5 bis 0,9. Bei den auf dem K-Means-Clustering basierenden Methoden sinkt in der Regel die Leitungslänge mit einem abfallendem Reduktionsfaktor.

Nun muss zwischen Mittel- und Niederspannung unterschieden werden. Die maximale Reduktion der Leitungslänge tritt in der Niederspannung bei Gruppierung des gesamten Netzes auf. Dabei wird die Leitungslänge um ca. 55 % reduziert. Dies geschieht für *K-Means auf Netz* und *K-Means-Dijkstra auf Netz*. Die Ergebnisse zwischen K-Means und K-Means-Dijkstra unterscheiden sich nur leicht. In der Mittelspannung hingegen wird die Leitungslänge für K-Means weniger reduziert, als für K-Means-Dijkstra. Bei *K-Means-Dijkstra auf Netz* sinkt sie um 52,1 %, bei *K-Means-Dijkstra auf Netz* sinkt sie nur um 39,8 %.

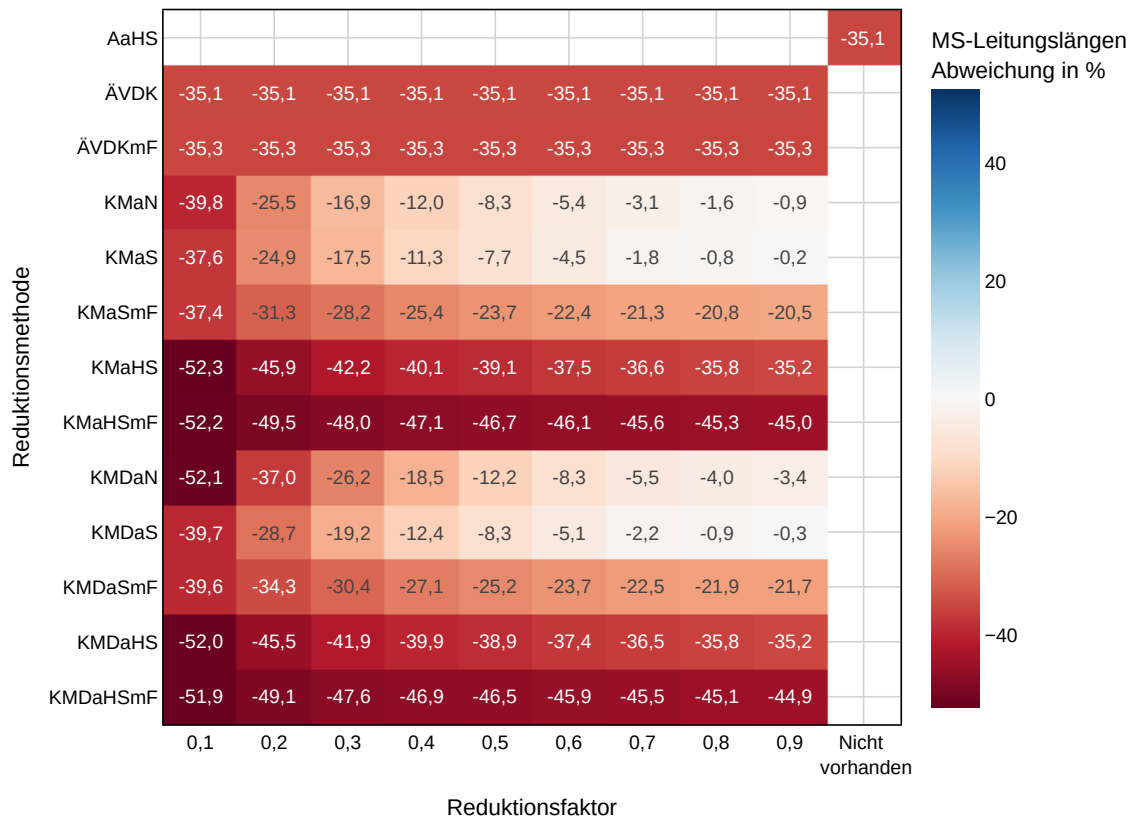


Abbildung 5.19: Veränderung der MS-Leitungslänge relativ zum unreduzierten Fall

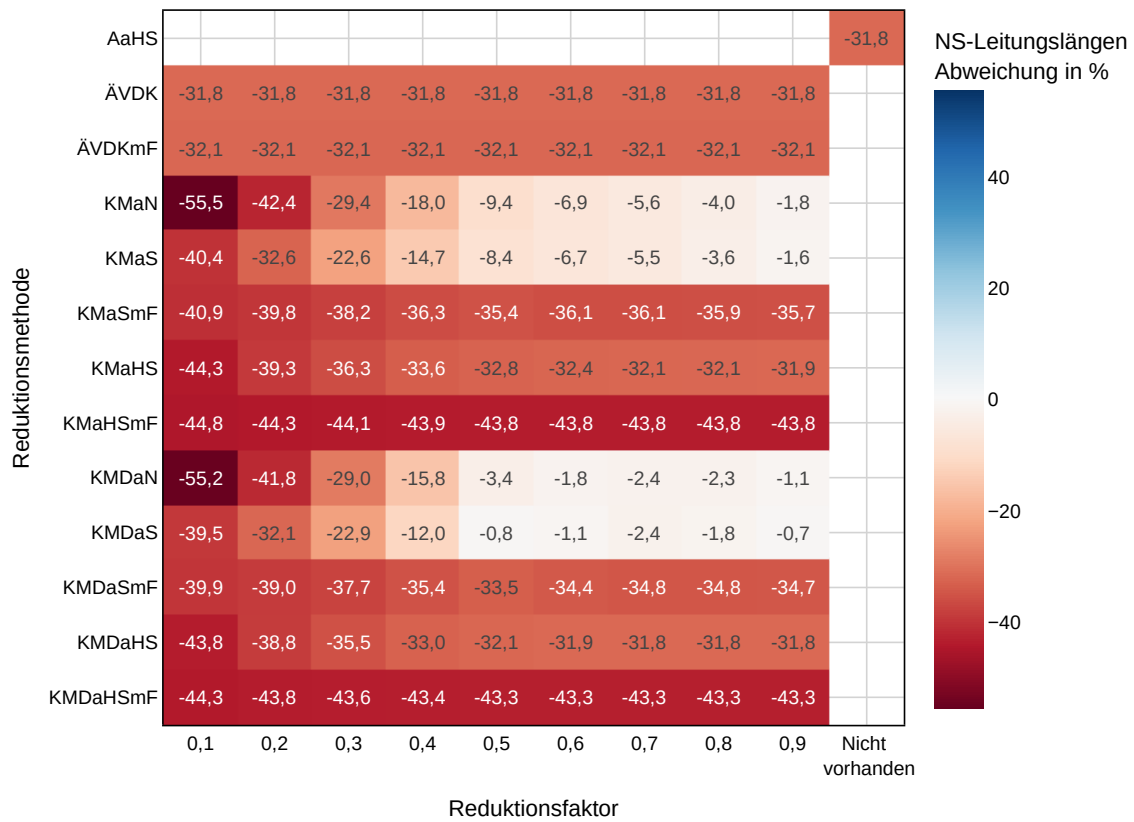


Abbildung 5.20: Veränderung der NS-Leitungslänge relativ zum unreduzierten Fall

Abbildungen 5.21 und 5.22 zeigen die Veränderung der Hauptstranglänge der MS- und NS-Netze. Der Hauptstrang wird wie in Abschnitt 4.4 beschrieben identifiziert, dann wird die Länge der enthaltenen Leitungen summiert.

Es gibt folgende Gemeinsamkeiten zwischen der Mittel- und Niederspannung. Die Methoden *Aggregation am Hauptstrang* und *Äquidistante Verteilung der Knoten* verändern die Hauptstranglänge nicht, auch nicht bei Einsatz der Fokus-Methode. Des Weiteren ist zu beobachten, dass die Absenkung der Abweichung der Hauptstranglänge für kleine Reduktionsfaktoren niedriger ist, als für hohe. Die verstärkte Veränderung tritt bei Reduktionsfaktoren zwischen 0,1 und 0,3 auf. Für die auf dem K-Means-Clustering basierenden Methoden verstärkt die Anwendung der Fokus-Methode die Verkürzung der Hauptstranglänge.

In der Mittelspannung sinkt die Hauptstranglänge mit absteigendem Reduktionsfaktor, wenn eine Methode verwendet wird, die auf dem K-Means-Clustering basiert. Die Ausnahme bildet die Methode *K-Means auf Netz*. Bei einem Reduktionsfaktor von 0,9 ist die Veränderung der Hauptstranglänge mit einer Absenkung von 54 % am größten. Bis zu einem Reduktionsfaktor von 0,2 wird die Abweichung geringer. Dann steigt die Abweichung auf $-38,6$ %, bei einem Reduktionsfaktor von 0,1.

In der Niederspannung kommt es bei den Methoden, die auf dem K-Means-Clustering basieren und als Gruppierungsgebiet das Netz oder den Strang verwenden, zu einer Erhöhung der Hauptstranglänge. Die Erhöhung der Hauptstranglänge hat ihr Maximum bei einem Reduktionsfaktor von 0,5. Sie ist für *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang* stärker ausgeprägt als für *K-Means auf Netz/Strang*. Werden die Methoden *K-Means auf Hauptstrang* oder *K-Means mit Dijkstra auf Hauptstrang* eingesetzt, steigt die Hauptstranglänge nicht an. Bei diesen Methoden ist für einen Reduktionsfaktor von 0,4 bis 0,9 eine maximale Abnahme der Hauptstranglänge von 2,6 % zu beobachten.

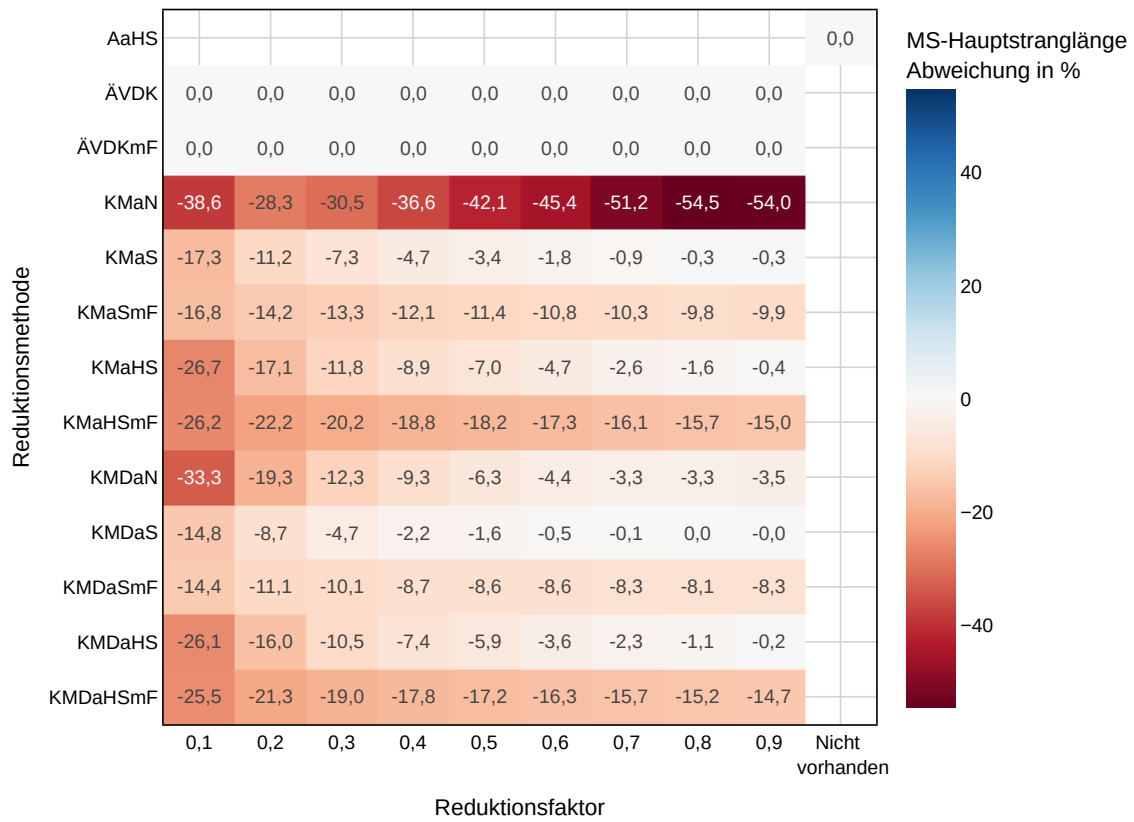


Abbildung 5.21: Veränderung der MS-Hauptstranglänge relativ zum unreduzierten Fall

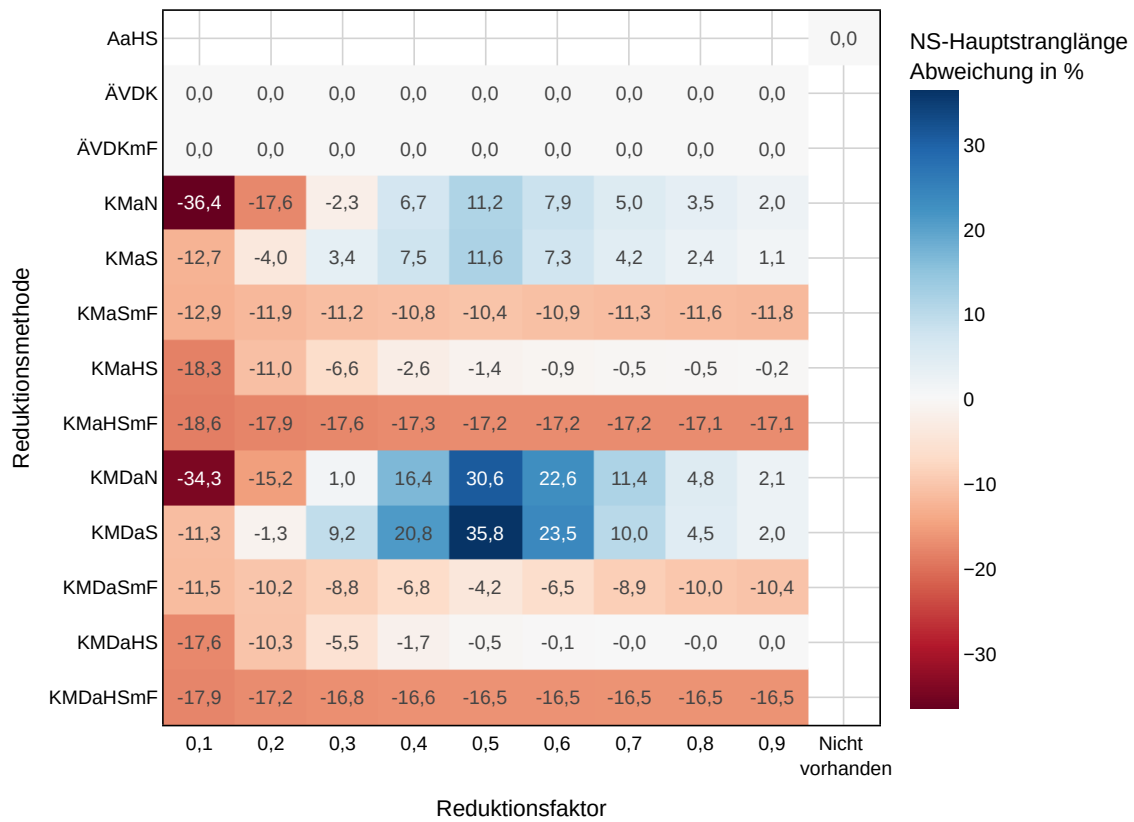


Abbildung 5.22: Veränderung der NS-Hauptstranglänge relativ zum unreduzierten Fall

5.3 Lastflussberechnung

In diesem Abschnitt wird die Genauigkeit der Lastflussberechnung untersucht. Die Ergebnisse stammen aus dem Szenario STD. Es wird die minimale und maximale Spannung an den Netzknoten, die maximale Leitungs- und Transformatorbelastung, sowie die Änderung der Netzverluste untersucht.

Die Genauigkeit der Lastflussergebnisse wird durch den RMSE und eine Detailanalyse dargestellt, außer für die Netzverluste. Der RMSE wird für jedes Netzgebiet einzeln bestimmt und dann wird der Mittelwert gebildet. Die Detailanalyse verwendet Boxplots. In die Boxplots geht die Abweichung aller untersuchten Netzknoten bzw. Betriebsmittel der Netzgebiete einer Reduktion ein. Die Boxplots werden verwendet, um die Häufigkeit der Abweichungen abzubilden, deren absoluten Wert, sowie deren Vorzeichen zu untersuchen. Der Boxplot ist wie folgt aufgebaut: Der Mittelstrich ist der Median, das untere bzw. obere Ende des Kastens die 5. bzw. 95. Perzentile. Die Antennen bilden die maximale negative bzw. positive Abweichung ab. Aufgrund der hohen Anzahl der Werte ist keine sinnvolle Darstellung eines Boxplots mit der Darstellung von Ausreißern möglich.

In der Detailanalyse werden die Methoden, die K-Means ohne Dijkstra verwenden, nicht untersucht, da diese Methoden zu starken Abweichungen führen. Die Fokus-Methode wird nicht im Detail untersucht, da diese nur die Basis-Methode mit gemischten Reduktionsfaktoren ist. Die Detailanalyse ist im Anhang zu finden, da die Ergebnisse vorwiegend genutzt werden, um die Ergebnisse des RMSE zu bestätigen.

5.3.1 Spannung an Knoten

Es wird untersucht, wie gut die minimale und die maximale Spannung der Netzknoten abgebildet wird. Durch die Netzreduktion werden Knoten eliminiert. Deshalb muss das reduzierte Netz mit dem unreduzierten Netz über die Busmap in Bezug gesetzt werden. Es wird die Spannung jedes unreduzierten Knotens mit dem in der Busmap zugeordneten Knoten verglichen. Dies bedeutet, dass Knoten des reduzierten Netzes mehrfach verwendet werden. Bei der Untersuchung treten Unterschiede zwischen MS-Netzen und NS-Netzen auf, deshalb werden diese unabhängig voneinander betrachtet.

Der RMSE für die minimale und maximale Knotenspannung in den MS-Netzen ist in Abbildung 5.23 und Abbildung 5.24 zu sehen. Der RMSE ist für die maximale Knotenspannung etwas größer, als für die minimale Knotenspannung. Die Fehler befinden sich in einem Bereich von 0,0005 pu bis 0,006 pu. Die Methoden, die den Dijkstra einsetzen, bilden die Knotenspannungen besser ab, als die Methoden, die nur auf K-Means basieren. Die Methode *K-Means auf Netz* schneidet insgesamt am

schlechtesten ab. Eine Verwendung der Fokus-Methode führt in der Regel zu einem größeren Fehler.

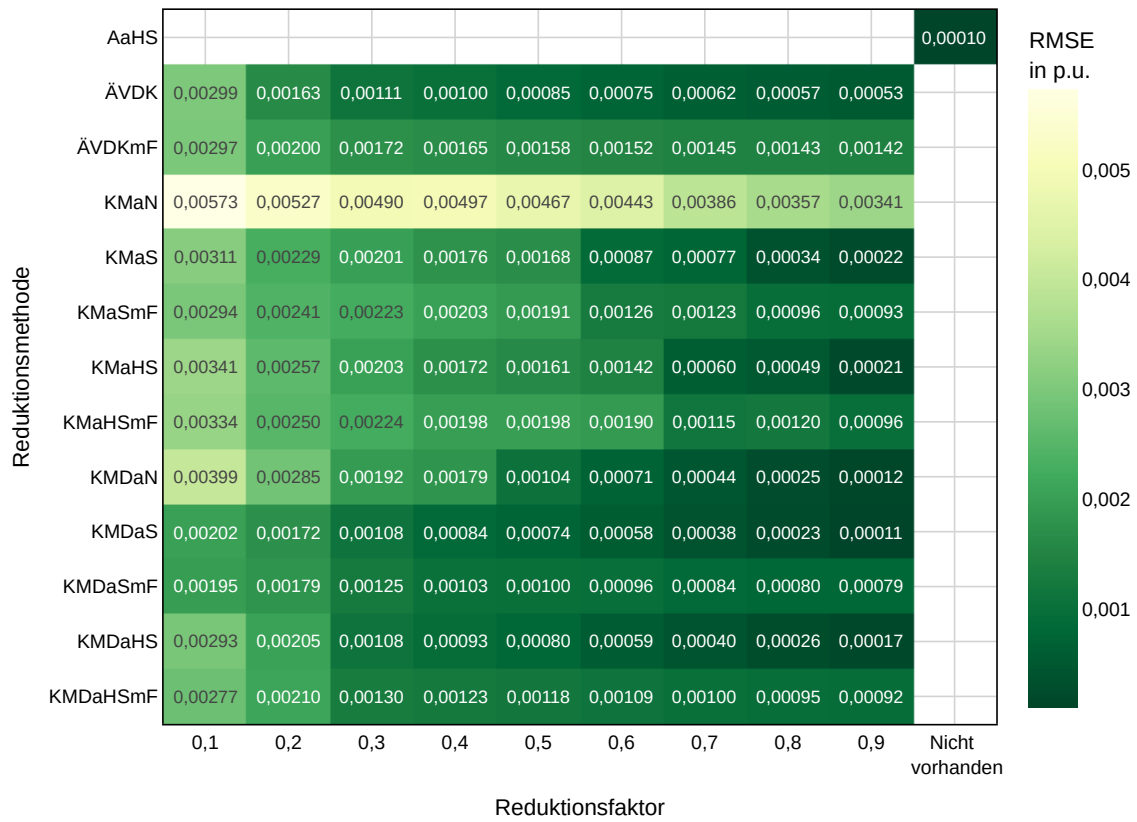


Abbildung 5.23: Mittlerer RMSE der minimalen Knotenspannung der MS-Netze

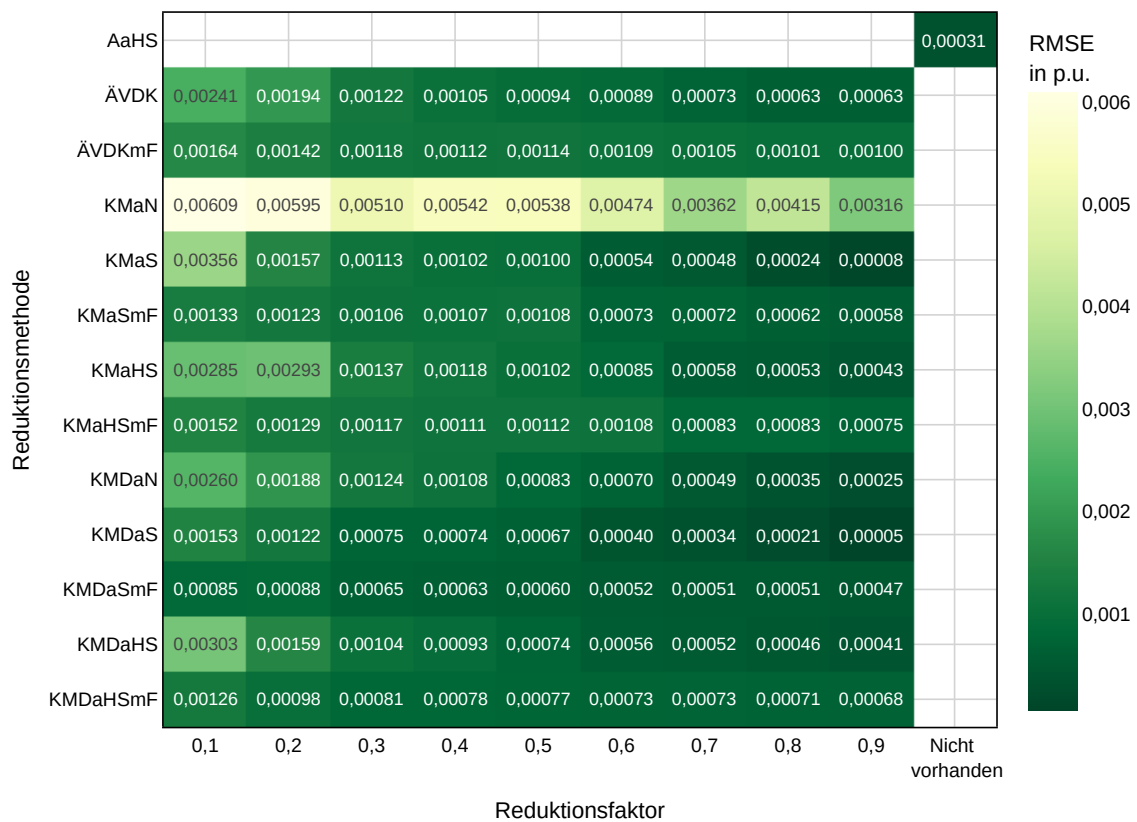


Abbildung 5.24: Mittlerer RMSE der maximalen Knotenspannung der MS-Netze

Die Detailanalyse bestätigt die Ergebnisse des RMSE, vergleiche Abbildung A.1 und A.2. Methoden mit einem hohen RMSE haben auch größere Abweichungen in der Detailanalyse. Die Werte der 5. bis 95. Perzentile liegen meistens im Bereich zwischen $-0,002$ pu und $0,002$ pu. Die maximalen Abweichungen der maximalen Knotenspannung sind ungefähr zehnmal so groß, wie der Bereich der 5. bis 95. Perzentile. Die maximalen Abweichungen der minimalen Knotenspannungen sind nur etwa fünfmal so groß. Die Methoden weisen keine eindeutige Über- oder Unterschätzung der Spannungen auf.

Der RMSE für die minimale Knotenspannung (Abbildung 5.25) und die maximale Knotenspannung (Abbildung 5.26) in der Niederspannung sind größer als die der Mittelspannung. Der RMSE ist für die minimale Knotenspannung etwa doppelt so groß, wie für die maximale Knotenspannung. Die Fehler befinden sich in einem Bereich von $0,00029$ pu bis $0,021$ pu. In der Niederspannung bilden die Methoden, die *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang*, die Spannungen schlechter ab, als die Methoden *K-Means auf Netz/Strang*. Der Fehler ist für Reduktionsfaktoren um einen Reduktionsfaktor von $0,5$ besonders stark erhöht. Bei Gruppierung auf dem Hauptstrang tritt dieses Verhalten nicht auf und der Fehler wird gesenkt. Die Methode *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* erzeugt geringere Fehler als die Methode *K-Means auf Hauptstrang*. Durch die Fokus-Methode steigt der RMSE in der Regel an. Für Methoden, die auf K-Means basieren und auf Strang gruppieren, wird der Fehler zum Teil jedoch deutlich kleiner.

Die Detailanalyse bestätigt die Ergebnisse des RMSE, vergleiche Abbildung A.3 und A.4. Reduktionen mit einem kleinem RMSE haben in der Detailanalyse auch geringe Abweichungen. Für die auf den Hauptstrang gruppierenden Methoden liegt die 5. bis 95. Perzentile im Bereich von $-0,004$ pu und $0,005$ pu. Die maximale Abweichung liegt in einem Bereich von $-0,07$ pu bis $0,05$ pu. Für die Methoden *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang* liegt die 5. bis 95. Perzentile im Bereich von $-0,01$ pu bis $0,015$ pu. Die maximale Abweichung liegt im Bereich von $-0,10$ pu bis $0,14$ pu. Die Methoden *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang* führen zu einer Überschätzung der maximalen Spannung und zu einer Unterschätzung der minimalen Spannung. Für die anderen Methoden ist keine klare Überschätzung oder Unterschätzung zu erkennen.

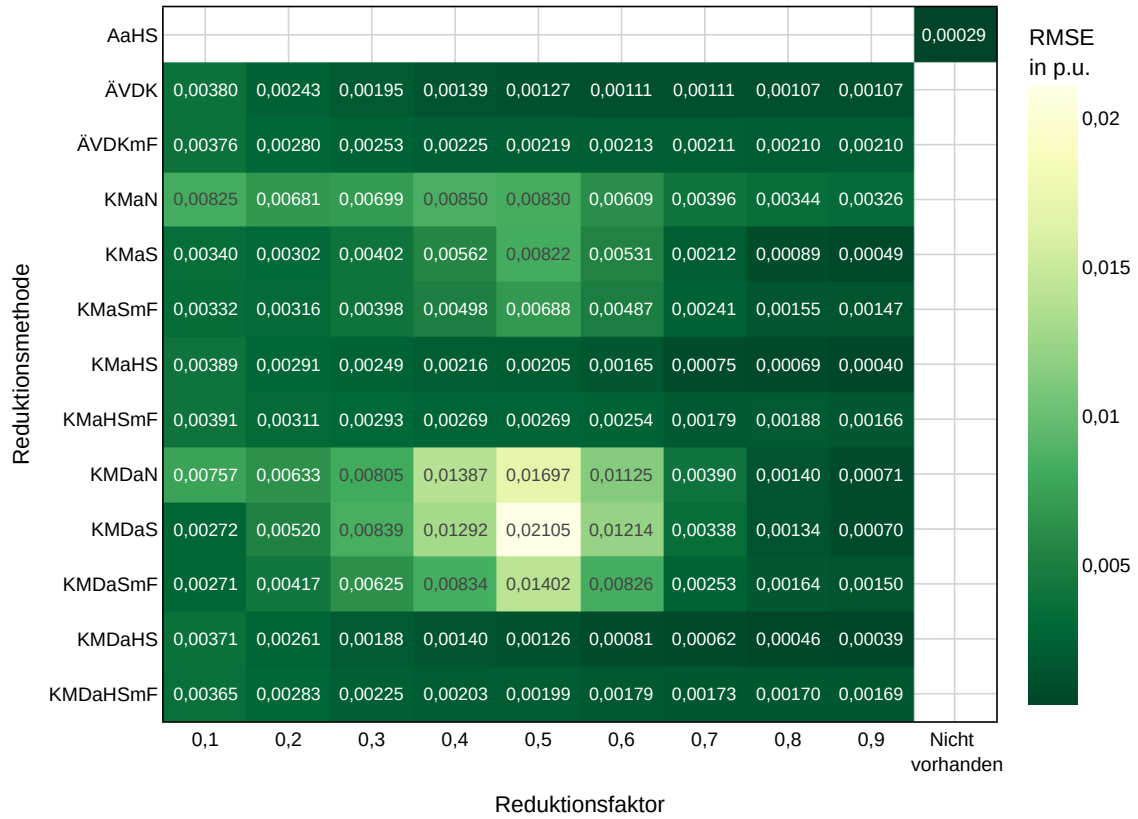


Abbildung 5.25: Mittlerer RMSE der minimalen Knotenspannung der NS-Netze

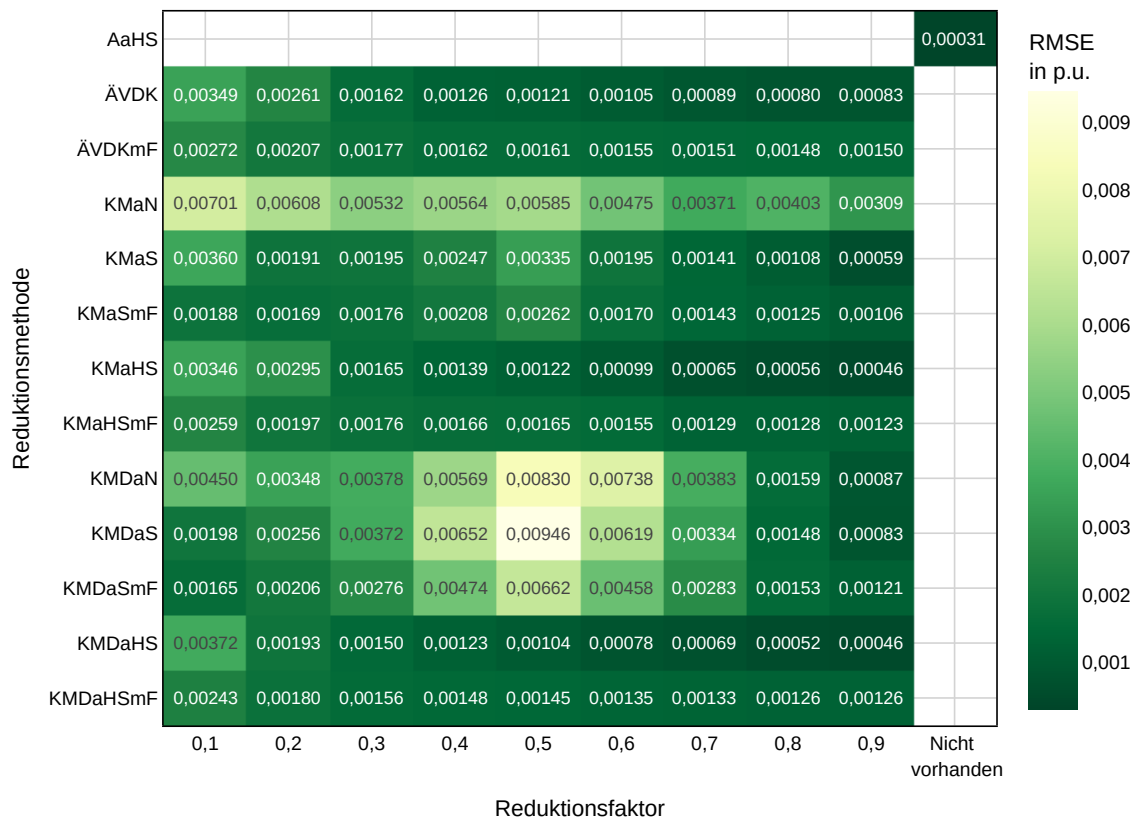


Abbildung 5.26: Mittlerer RMSE der maximalen Knotenspannung der NS-Netze

5.3.2 Leitungsbelastung

Es werden die Ergebnisse der Untersuchung der maximalen Leitungsbelastung präsentiert. Durch die Netzreduktion werden einzelne Leitungen entfernt, zusammengefasst oder bleiben erhalten. Das reduzierte Netz wird mit dem unreduzierten Netz durch die Linemap in Bezug gesetzt. Die Leitungsbelastung der neuen Leitungen werden mit der Leitungsbelastung der alten Leitung verglichen. Bei den zusammengefassten Leitungen wird die Leitungsbelastung der neuen Leitung mit der Summe der Leitungsbelastungen der alten Leitungen verglichen. Die entfernten Leitungen können bei dem Vergleich nicht mehr betrachtet werden. Es werden also weniger Leitungen in den Vergleich einbezogen, als Leitungen vor der Reduktion existiert haben. Die Ergebnisse werden für die Mittel- und Niederspannung getrennt betrachtet, da es zu Unterschieden kommt.

Abbildung 5.27 zeigt den mittleren RMSE der maximalen Leitungsauslastung für die MS-Netze. Der Fehler befindet sich in einem Bereich zwischen 0,01 % und 28,89 %. Die schlechtesten Ergebnisse liefern die Methoden, die K-Means ohne Dijkstra verwenden. Am schlechtesten schneidet die Methode *K-Means auf Netz* ab. Dort entstehen Abweichungen von 18 % bis 28 %. Die Methoden, die auf *K-Means mit Dijkstra* basieren, erzeugen Ergebnisse mit einer Abweichung von 0,1 % bis 1,32 %. Durch eine Anwendung der Fokus-Methode sinkt der RMSE in der Regel.

Die Detailanalyse bestätigt die Ergebnisse des RMSE, vergleiche Abbildung A.5. Die Abweichungen liegen in der Regel bis auf Ausnahmen in einem Bereich von $-0,05\%$ bis $0,5\%$. Die maximale Abweichung der maximalen Leitungsbelastungen liegen in einem Bereich von -7% bis 40% . Für Reduktionsfaktoren von 0,5 bis 0,9 liegen die maximalen Abweichungen in einem Bereich von -5% bis 6% . Es ist eine Überschätzung der Leitungsüberlastung zu erkennen.

Der mittlere RMSE der maximalen Leitungsbelastung der NS-Netze ist in Abbildung 5.28 zu sehen. Wie in der Mittelspannung ist der Fehler für die Methoden, die auf *K-Means* ohne *Dijkstra* basieren, am größten, außer es wird auf der Hauptstrangebene gruppiert. Bei *K-Means auf Hauptstrang* und *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* sind die Fehler in etwa gleich groß. Der maximale RMSE ist 3,79 % und damit deutlich kleiner als in der Mittelspannung. Die Methoden mit Dijkstra, die auf Netz- und Strangebene gruppieren, weisen jedoch im Gegensatz zu den MS-Netzen auch einen größeren Fehler auf. Der Einsatz der Fokus-Methode erhöht und senkt teilweise den Fehler. Es ist kein eindeutiger Trend erkennbar.

Die Detailanalyse bestätigt die Ergebnisse des RMSE, vergleiche Abbildung A.6. Die 5. bis 95. Perzentile der Methoden, die auf den Hauptstrang gruppieren, liegt in einem Bereich zwischen $-0,01\%$ und $0,1\%$. Die maximalen Abweichungen befinden sich zwischen -3% und 10% . Die Methoden *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang*

weisen etwa fünfmal so hohe Abweichungen auf. Es ist eine Überschätzung der Leitungüberlastung zu erkennen.

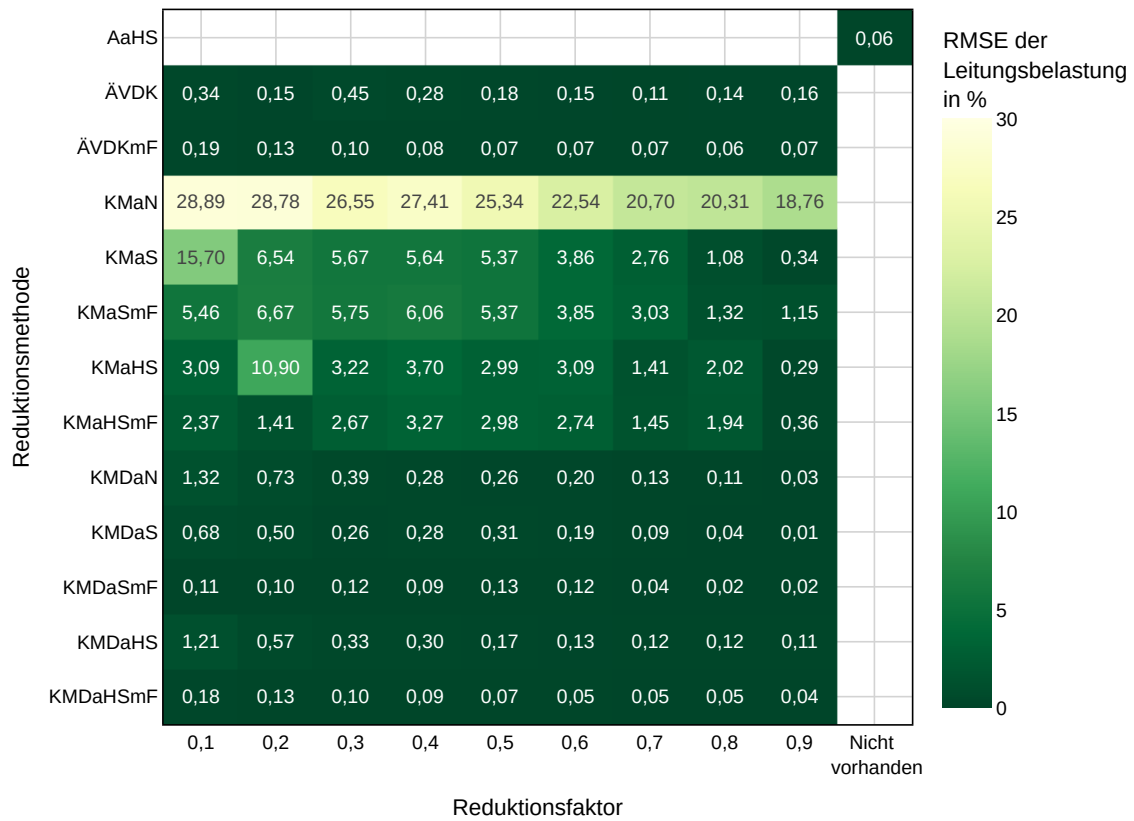


Abbildung 5.27: Mittlerer RMSE der maximalen Leitungsbelastung der MS-Netze

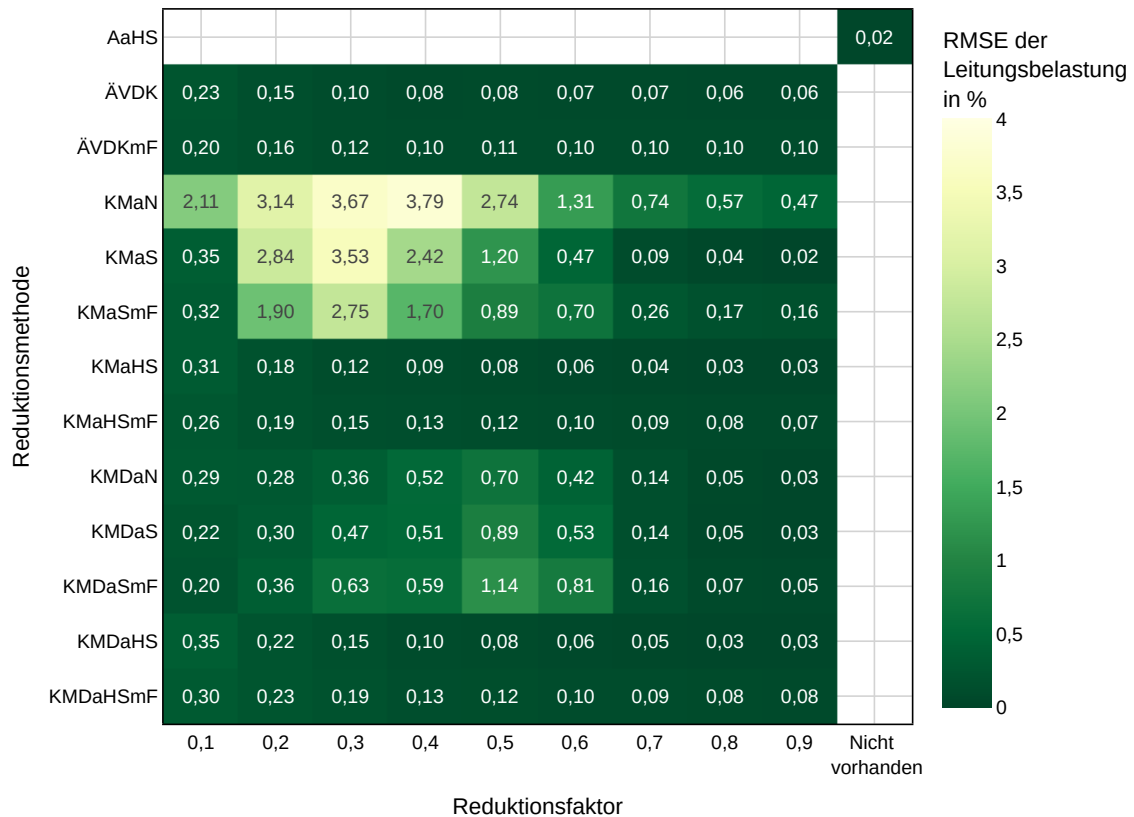


Abbildung 5.28: Mittlerer RMSE der maximalen Leitungsbelastung der NS-Netze

5.3.3 Transformatorauslastung

Es wird die maximale Transformatorauslastung untersucht. Durch die Reduktion werden die Transformatoren nicht verändert. Deshalb kann die Auslastung direkt verglichen werden. Die Ergebnisse werden nach Spannungsebenen aufgetrennt, da sich die Ergebnisse unterscheiden.

Der mittlere RMSE der maximalen Transformatorauslastung für die HS/MS-Ebene der Netzgebiete ist in Abbildung 5.29 zu sehen. Der höchste RMSE mit 0,72 % tritt für die Methode *K-Means mit Dijkstra auf Netz* bei einem Reduktionsfaktor von 0,1 auf. Der niedrigste Fehler ist 0,01 % und tritt bei hohen Reduktionsfaktoren auf. Die Methode *K-Means auf Netz* erzielt deutlich schlechtere Ergebnisse, als die anderen Methoden. Bei Anwendung der Fokus-Methode sinkt der Fehler.

Die Detailanalyse bestätigt die Ergebnisse der RMSE, vergleiche Abbildung A.7. Die Fehler liegen in einem Bereich zwischen -1% und 1% . Die Analyse zeigt keine klare Über- oder Unterschätzung der maximalen Transformatorauslastung.

Abbildung 5.30 zeigt den mittleren RMSE der maximalen Transformatorauslastung für die MS/NS-Ebene. Der Fehler ist im Vergleich zu HS/MS-Ebene größer. Die Fehler liegen in einem Bereich von ca. $0,2\%$ bis $2,7\%$. Die Fehler sind damit immer noch gering. Der größte Fehler tritt für die Methode *K-Means-Dijkstra auf Netz* für einen Reduktionsfaktor von 0,1 auf. Des Weiteren treten hohe Fehler für *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang* für Reduktionsfaktoren von 0,3 bis 0,7 auf, die ihr Maximum bei einem Reduktionsfaktor von 0,5 haben. Für K-Means ohne Dijkstra existieren die Fehler auch, fallen jedoch geringer aus. Durch Anwendung der Fokus-Methode sinkt der RMSE.

Die Detailanalyse (Abbildung A.8) bestätigt die Ergebnisse des RMSE. Sie zeigt keine eindeutige Unter- oder Überschätzung der maximalen Transformatorauslastung. Die 5. bis 95. Perzentile liegt in der Regel in einem Bereich zwischen $-1,5\%$ und $1,5\%$. Bei niedrigen Reduktionsfaktoren und der Methode *K-Means-Dijkstra auf Netz* kommt es zu größeren Abweichungen der 5. und 95. Perzentile. Die maximalen Abweichungen liegen in einem Bereich von -26% bis 30% , für die Methoden, die auf den Hauptstrang gruppieren, liegen sie vorwiegend zwischen -10% und 5% .

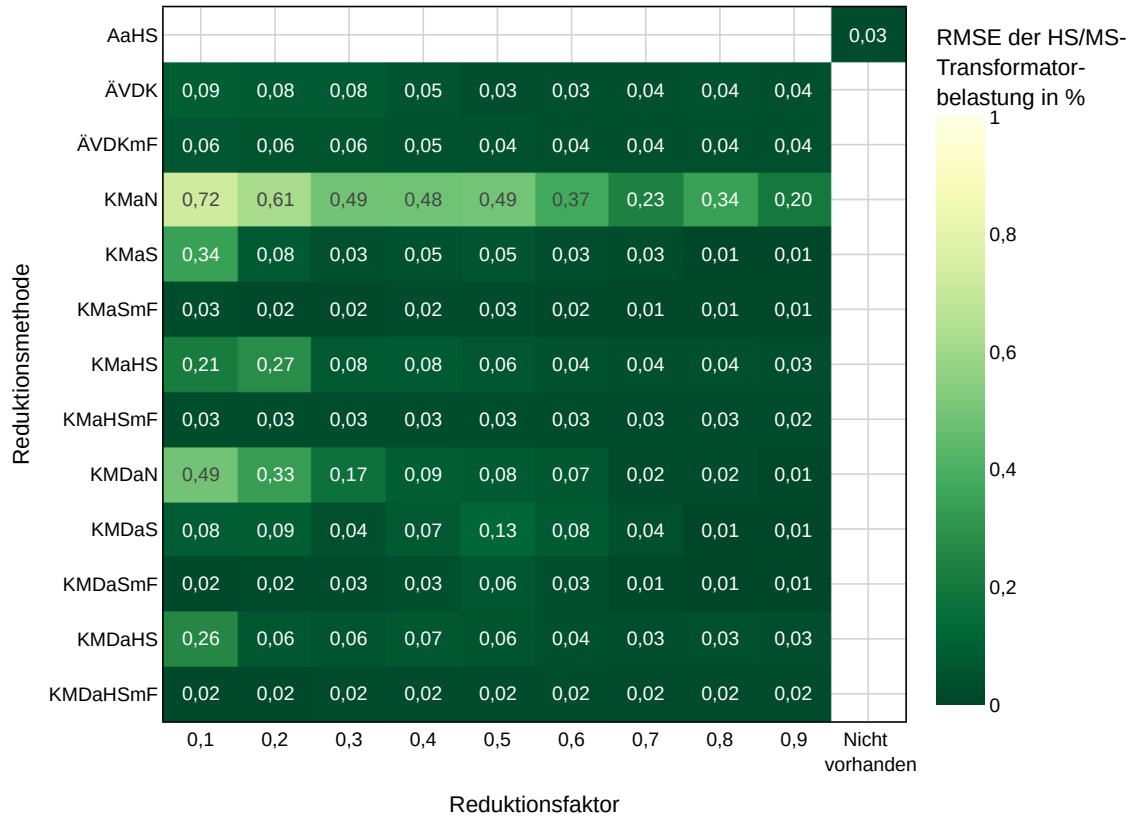


Abbildung 5.29: Mittlerer RMSE der maximalen Transformatorauslastung der HS/MS-Ebene

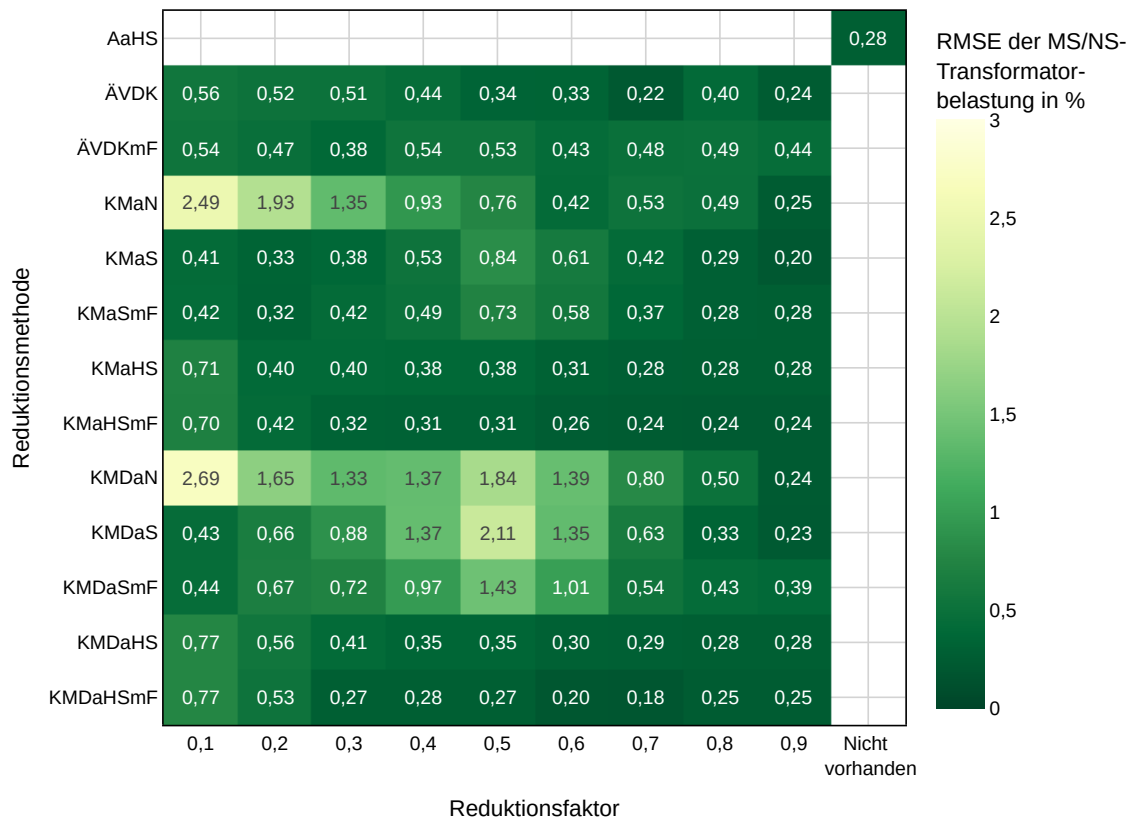


Abbildung 5.30: Mittlerer RMSE der maximalen Transformatorauslastung der MS/NS-Ebene

5.3.4 Netzverluste

Es werden die Netzverluste untersucht. Dafür wird die relative Abweichung gebildet. Es wird die Summe der Netzverluste der Netzgebiete einer Reduktion relativ zum unreduzierten Fall betrachtet. Abbildung 5.31 zeigt die relativen Netzverluste. Die Netzverluste nehmen für alle Reduktionen ab, außer bei *K-Means auf Strang* und *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang*, dort kommt es zum Teil zur Erhöhung der Netzverluste. Die maximalen Netzverluste treten für einen Reduktionsfaktor von 0,6 auf. Der Anstieg der Netzverluste ist maximal 8,1 %. Die Netzverluste steigen für *K-Means-Dijkstra* stärker als für *K-Means*. Die stärkste Absenkung der Netzverluste weist *K-Means auf Netz* mit $-33,7\%$ auf. Bei dieser Methode sinken die Netzverluste für alle Reduktionsfaktoren am stärksten.

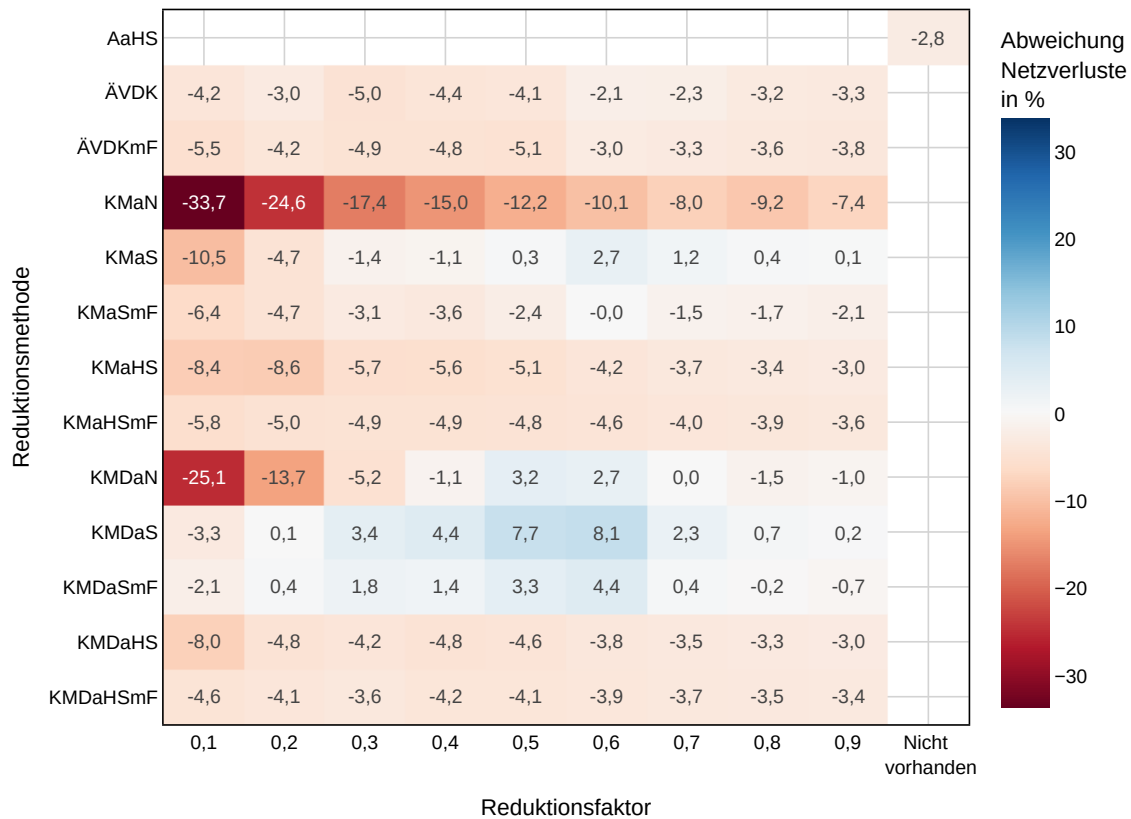


Abbildung 5.31: Abweichung der Netzverluste relativ zum unreduzierten Fall

5.4 Flexibilitätseinsatz

Im folgenden Abschnitt wird der Flexibilitätseinsatz untersucht. Die Ergebnisse des Szenario FLEX werden verwendet. Zuerst wird die aggregierte Ladeleistung der Netzgebiete untersucht. Danach wird die Abweichung des Ladens an den einzelnen Ladepunkten analysiert.

5.4.1 Aggregierte Ladeleistung

In den Abbildungen 5.32 bis 5.36 wird die aggregierte Ladeleistung je Zeitschritt der Netzgebiete betrachtet. In den Zeitverläufen wird die Summe der Ladeleistungen gebildet. Die Wirkleistung ist auf der y-Achse abgebildet. Diese wird auf die maximal vorkommende Ladeleistung des optimierten, unreduzierten Falls normiert. Die maximal auftretende Ladeleistung ist 19,6 MW. Auf der x-Achse ist die Zeit abgebildet. Es werden 24 Stunden abgebildet, mit einer Auflösung von 15 Minuten. Insgesamt werden 14 Tage untersucht. Die Linie ist der Mittelwert der 14 Zeitschritte zur jeweils selben Tageszeit. Die untere bzw. obere Begrenzung der grauen Fläche ist die 5. bzw. 95. Perzentile.

Abbildung 5.32 zeigt den Verlauf der Wirkleistung für den unreduzierten, unoptimierten Fall. Die Ladeleistung ist in der Nacht sehr gering. Ab 6 Uhr steigt die Ladeleistung stark an und erreicht seinen Spitzenwert um ca. 7:30 Uhr. Danach verweilt die Ladeleistung von ca. 10 bis 16 Uhr auf einem Plateau und erreicht dann um 18 Uhr das abendliche Hoch. Der Spitzenwert am Morgen entsteht, da bei dem verwendeten Hochlauf von Elektroautos von vielen Firmenparkplätzen ausgegangen wird [46]. Die erhöhte Ladeleistung am Abend entsteht durch das vermehrte Laden der Elektroautos nach dem Heimweg von der Arbeit.

Der Zeitverlauf der aggregierten Ladeleistung für den unreduzierten, optimierten Fall ist in Abbildung 5.33 zu sehen. Die Differenz zwischen dem optimierten und unoptimierten Fall ist in Abbildung 5.34 dargestellt. Durch die Optimierung können die Spitzenwerte der Ladeleistung gesenkt werden. Der Spitzenwert der Ladeleistung liegt nicht mehr bei 7:30 Uhr, sondern bei 14 Uhr. In der Nacht nimmt die Ladeleistung um ca. 40 % zu, während um 8 Uhr die Ladeleistung um 50 % gesenkt werden kann. Nachmittags nimmt die Ladeleistung um ca. 30 % zu und abends nimmt sie um 20 % ab. Die Autos werden nun vermehrt in Tageszeiten geladen, in denen eine niedrige Residuallast auftritt. Außerdem wird der Ladevorgang aus Bereichen verschoben, in denen eine hohe Residuallast auftritt. In der optimierten Zeitreihe bilden sich Stufen. Die aggregierte Ladeleistung verändert sich zwischen Ende und Beginn einer vollen Stunde stärker als im Verlauf der vollen Stunde.

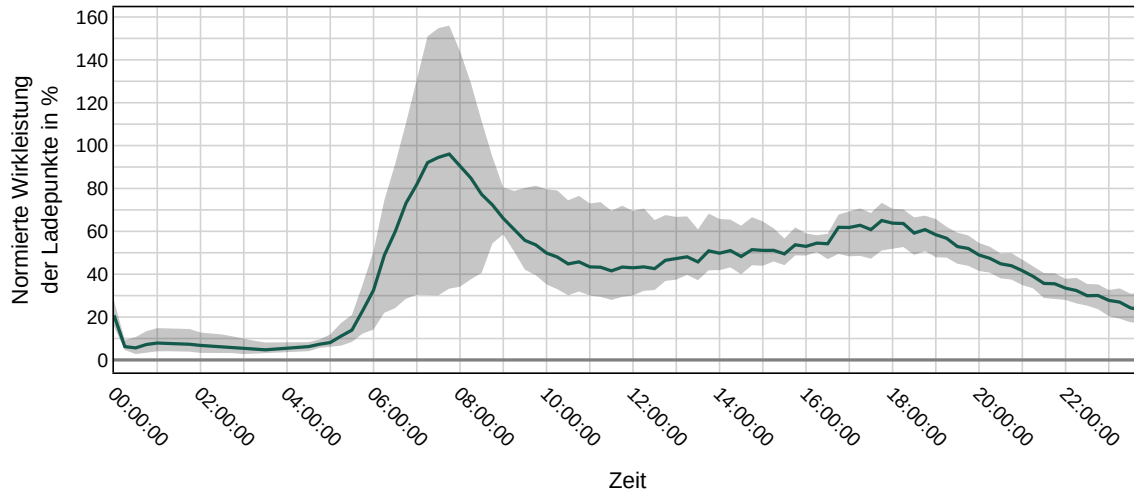


Abbildung 5.32: Zeitverlauf der aggregierten Ladeleistung für den unreduzierten, unoptimierten Fall

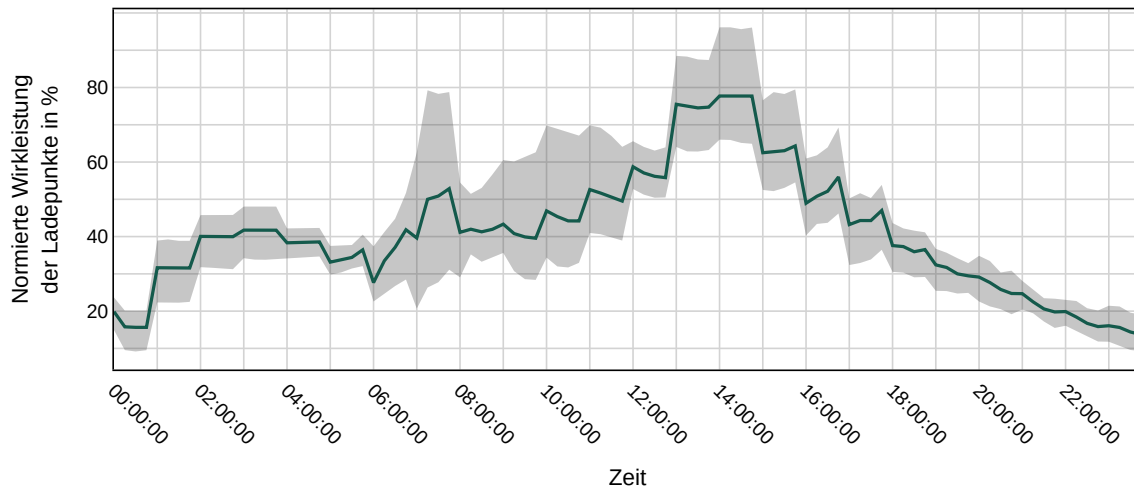


Abbildung 5.33: Zeitverlauf der aggregierten Ladeleistung für den unreduzierten, optimierten Fall

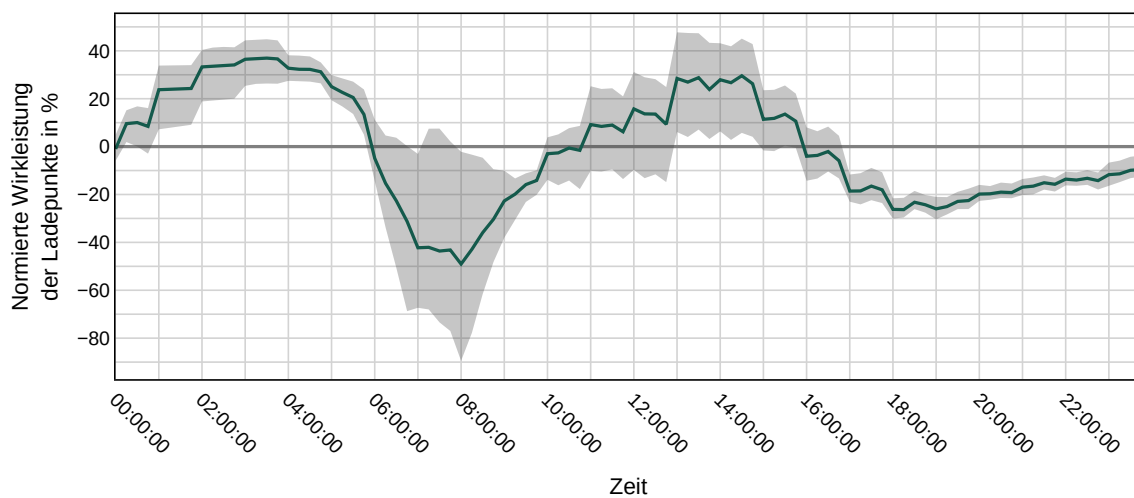


Abbildung 5.34: Differenz der aggregierten Ladeleistung des optimierten und unoptimierten Falls

In der Heatmap in Abbildung 5.35 ist der mittlere RMSE der von der aggregierten normierten Wirkleistung des unreduzierten, optimierten Falls und den Zeitreihen der Reduktionen abgebildet. Die Fehler für jedes einzelne Netzgebiet sind im Anhang in Abbildung A.9 bis A.14 dargestellt.

Den geringsten RMSE mit 1,85 % weist die Methode *Aggregation am Hauptstrang* auf. Die Methode *K-Means mit Dijkstra auf Netz* erzeugt die Zeitreihe mit dem größten Fehler. Der RMSE steigt mit einer stärkeren Reduktion an. Der maximale RMSE mit 10,22 % wird bei einem Reduktionsfaktor von 0,1 erreicht. Die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* liefert für hohe Reduktionsfaktoren Fehler von ca. 5 %. Bei einem Reduktionsfaktor von 0,1 steigt der Fehler auf 8,3 % an. Mit einem niedrigeren Reduktionsfaktor steigt bei dieser Methode der Fehler.

Die Methoden *K-Means-Dijkstra auf Strang* und *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* weisen einen RMSE im Bereich von ca. 3,7 % bis 5 % auf. Der Fehler ist also über alle Reduktionsfaktoren relativ konstant. Bei diesen Methoden ist kein offensichtlicher Zusammenhang zwischen Reduktionsfaktor und RMSE zu erkennen. Der kleinste Fehler von 3,5 % tritt bei Verwendung der Methode *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang mit Fokus* bei einem Reduktionsfaktor von 0,2 auf. Der Einsatz der Fokus-Methode reduziert bei dieser Gruppierungsmethode den Fehler. Bei der Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* ist das Gegenteil zu sehen und der Fehler steigt an. Die Ergebnisse der einzelnen Netzgebiete zeigen, dass es keine Ausreißer der Fehler gibt, außer bei der Methode *K-Means-Dijkstra auf Netz*. Bei dieser Methode entstehen je nach Netzgebiet große Unterschiede.

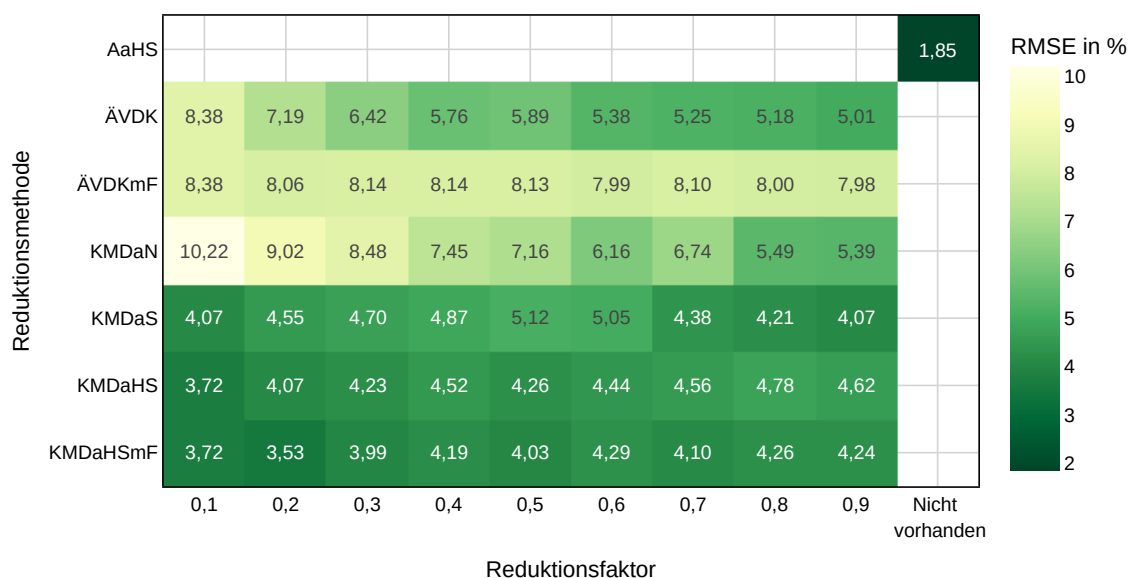


Abbildung 5.35: Mittlerer RMSE der aggregierten Wirkleistungs-Zeitreihe der Ladepunkte

Der Verlauf der Abweichung der Zeitreihen für verschiedene Reduktionen wird untersucht. Die Abweichungen sind für den kleinsten, einen mittleren und den größten RMSE abgebildet. Abbildung 5.36 zeigt die Abweichungen der Mittelwerte der aggregierten Ladeleistung des optimierten, unreduzierten Falls und der aggregierten Ladeleistung für verschiedene Reduktionen. Für die Methode *Aggregation am Hauptstrang* (blau) ist die Abweichung am geringsten. Die maximale Abweichung des Mittelwerts von der unreduzierten, optimierten Zeitreihe liegt bei ca. 2,5 %. Für die Reduktion mit *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* mit einem Reduktionsfaktor von 0,5 (grün) steigt die maximale Abweichung des Mittelwerts auf 7,5 %. Bei der Verwendung von *K-Means-Dijkstra auf Netz* mit einem Reduktionsfaktor von 0,1 (rot) steigt die maximale Abweichung auf 19 %.

Der Verlauf der Abweichung ist gegenläufig zu der Differenz vom unoptimierten und optimierten Referenzfall (Abbildung 5.34). Diese Veränderung des Flexibilitätseinsatzes ist auch bei den anderen Reduktionen zu beobachten. Mit einem größeren RMSE steigert sich diese der Optimierung gegenläufige Abweichung. Dies bedeutet, dass ein größerer RMSE die Spitzenleistung weniger stark reduziert und zu einem geringeren Flexibilitätseinsatz führt.

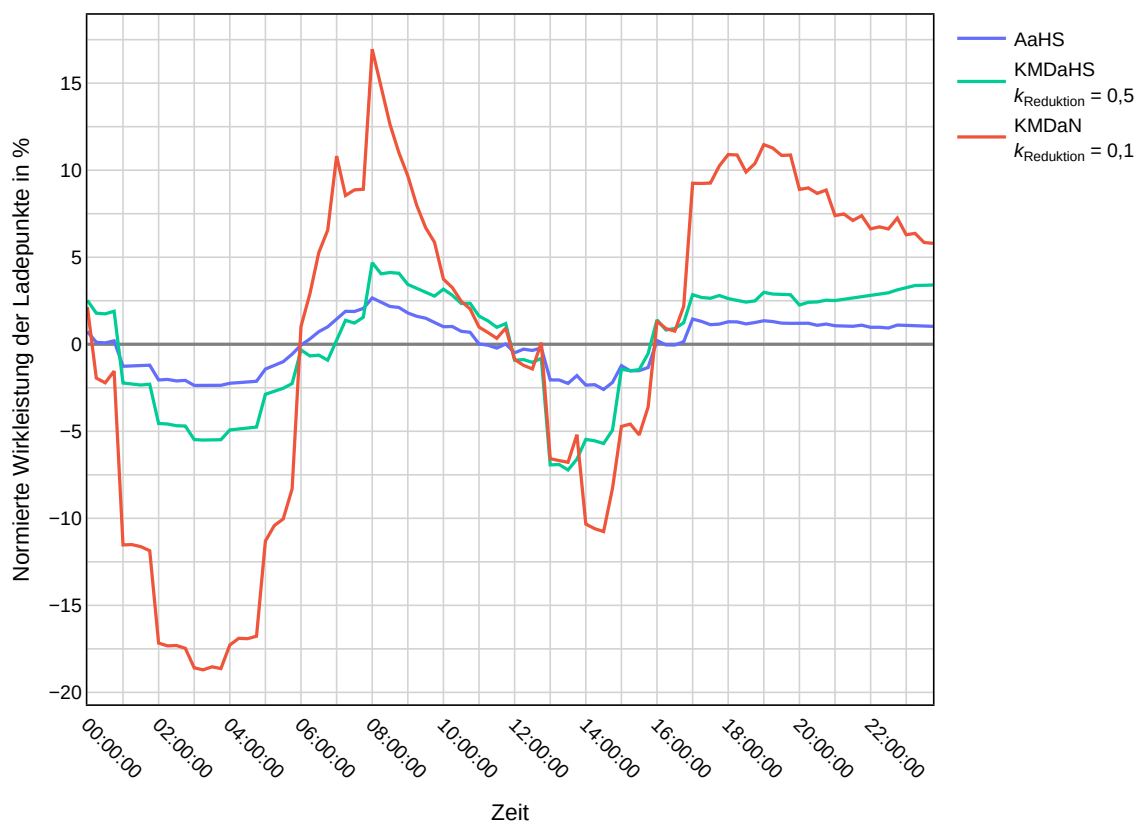


Abbildung 5.36: Differenz der aggregierten Ladeleistung des optimierten unreduzierten Falls und der aggregierten Ladeleistung von verschiedenen Reduktionen

5.4.2 Veränderung der Ladeleistung an Ladestationen

Es wird die Abweichung des Einsatzes der Ladepunkte untersucht. Dabei wird für jeden Ladepunkt zu jedem Zeitschritt die Auslastung in Prozent berechnet. Dann wird der RMSE zwischen dem unreduzierten und dem reduzierten Fall gebildet. Abbildung 5.37 zeigt den Mittelwert der Ergebnisse der einzelnen Netzgebiete. Im Anhang Abbildung A.15 bis A.20 sind die detaillierten Ergebnisse der Netzgebiete dargestellt. Der RMSE des Ladepunkteinsatzes verhält sich qualitativ wie der RMSE der aggregierten Ladeleistung. Dies bedeutet, wenn der RMSE der aggregierten Ladeleistung gering ist, ist auch der Fehler des Ladepunkteinsatzes gering und andersherum. Der RMSE befindet sich in einem Bereich zwischen 2,66 % und 10,31 %.



Abbildung 5.37: Mittlerer RMSE des Einsatzes der Ladepunkte

5.5 Netzausbaukosten

Die Netzausbaukosten werden für die Szenarien getrennt untersucht. Es werden die Summe der Netzausbaukosten der reduzierten Netzgebiete relativ zu den Gesamtausbaukosten der unreduzierten Netzgebiete betrachtet. Für das Szenario STD werden die einzelnen Netzebenen untersucht. Für das Szenario FLEX werden nur die Netzausbaukosten für das gesamte Netz untersucht. Zusätzlich wird untersucht, ob die Veränderung der Netzausbaukosten durch den Einsatz der Flexibilität auch abgebildet werden kann.

5.5.1 Veränderung der Netzausbaukosten in den Netzebenen

Es werden die Netzausbaukosten für die 15 Netzgebiete im Szenario STD untersucht. Dafür werden die HS/MS, MS, MS/NS und NS-Ebene gesondert betrachtet. Danach wird die Gesamtabweichung der Netzausbaukosten untersucht. Es wird eine Detailanalyse für folgende Methoden durchgeführt: *Aggregation am Hauptstrang*, *Äquidistante Verteilung der Knoten* und *K-Means-Dijkstra*. Für die Methoden werden alle Gruppierungsgebiete, sowie der Fokus-Modus betrachtet. In der Detailanalyse werden Boxplots verwendet, um die Streuung der Abweichung der Netzausbaukosten zu untersuchen.

Da der Aufbau des Boxplots sich von dem zur Auswertung der Lastflussanalyse verwendeten Boxplots unterscheidet, werden die Unterschiede kurz vorgestellt. Die Antennen des Boxplot stellen den ersten bzw. letzten Wert dar, der eine Entfernung des 1,5-fachen des Interquartilsabstand zum Median hat. Ausreißer, die außerhalb des 1,5-fachen Interquartilsabstand liegen, werden als Punkte dargestellt.

Die Verteilung der Netzausbaukosten auf die einzelnen Netzebenen ist in Tabelle 5.1 zu sehen. Die Gesamtnetzausbaukosten betragen 61,1 Mio. €. Davon entsteht über die Hälfte der Kosten in der MS-Ebene. Danach kommt mit 29,4 % die NS-Ebene. Der geringste Teil der Kosten wird mit 1,6 % in der HS/MS-Ebene verursacht.

Tabelle 5.1: Verteilung der Netzausbaukosten auf die Netzebenen

Netzebene	Kosten	Anteil an Gesamtkosten
HS/MS	1,0 Mio. €	1,6 %
MS	34,5 Mio. €	56,5 %
MS/NS	7,6 Mio. €	12,4 %
NS	18,0 Mio. €	29,5 %
Gesamt	61,1 Mio. €	100 %

Für die HS/MS-Ebene gibt es keine Abweichungen der Netzausbaukosten. Für jede Reduktion und jedes Netzgebiet werden Netzausbaukosten richtig abgebildet.

MS-Ebene

Die Abweichung der Netzausbaukosten in der Mittelspannung sind in Abbildung 5.38 zu sehen. Die Fehler bei den MS-Ausbaukosten reichen von einer Überschätzung von 28,4 % bis zu einer Unterschätzung von 82,8 %. Die beste Näherung ist eine Unterschätzung von 0,1 %

Die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* neigt zu einer Überschätzung der Kosten, die mit einer stärkeren Reduktion zunimmt. Die Methoden, die das K-Means-Clustering ohne Dijkstra verwenden, erzielen deutlich schlechtere Ergebnisse als die mit Dijkstra. In der Mittelspannung funktioniert die Gruppierung auf Hauptstrangebene schlechter als die Gruppierung auf Strangebene bei Verwendung der *K-Means-Dijkstra*-Methode. Die besten Ergebnisse über einen großen Bereich von Reduktionsfaktoren liefern die Methoden *K-Means-Dijkstra auf Strang* und *Äquidistante Verteilung der Knoten*. Die Anwendung der Fokus-Methode beeinflusst das Ergebnis der Netzausbaukosten nur minimal.

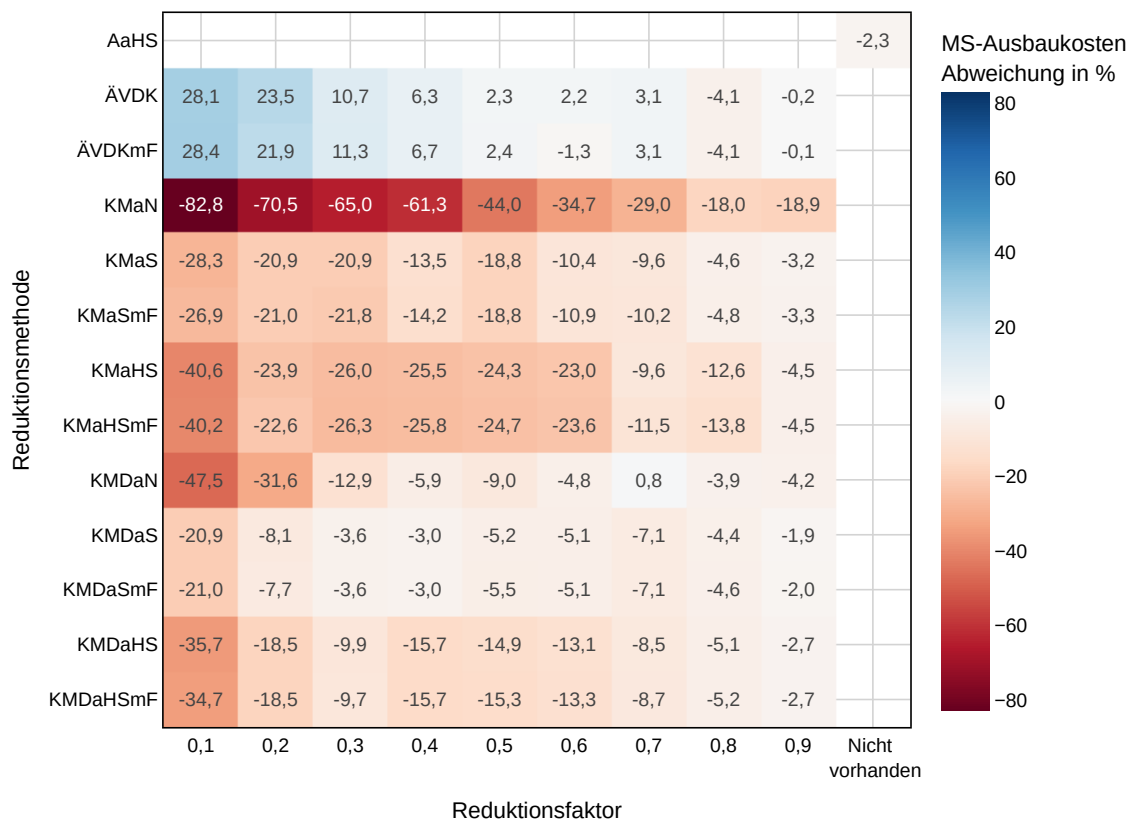


Abbildung 5.38: Relative Abweichung der Kosten des Netzausbaus in der MS-Ebene

Abbildung 5.39 zeigt die Häufigkeit der Abweichung der MS-Netzausbaukosten für die Netzgebiete. Mit einer steigenden Reduktion nimmt die Streuung der Methoden zu. Auch nimmt die Anzahl der Netzgebiete zu, bei denen durch die Reduktion die Netzausbaukosten auf 0 % gesenkt wird. Besonders betroffen von der Streuung ist die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* und *K-Means-Dijkstra auf Netz*. Der Einsatz der Fokus-Methode führt zu keiner nennenswerten Veränderung der Ergebnisse.

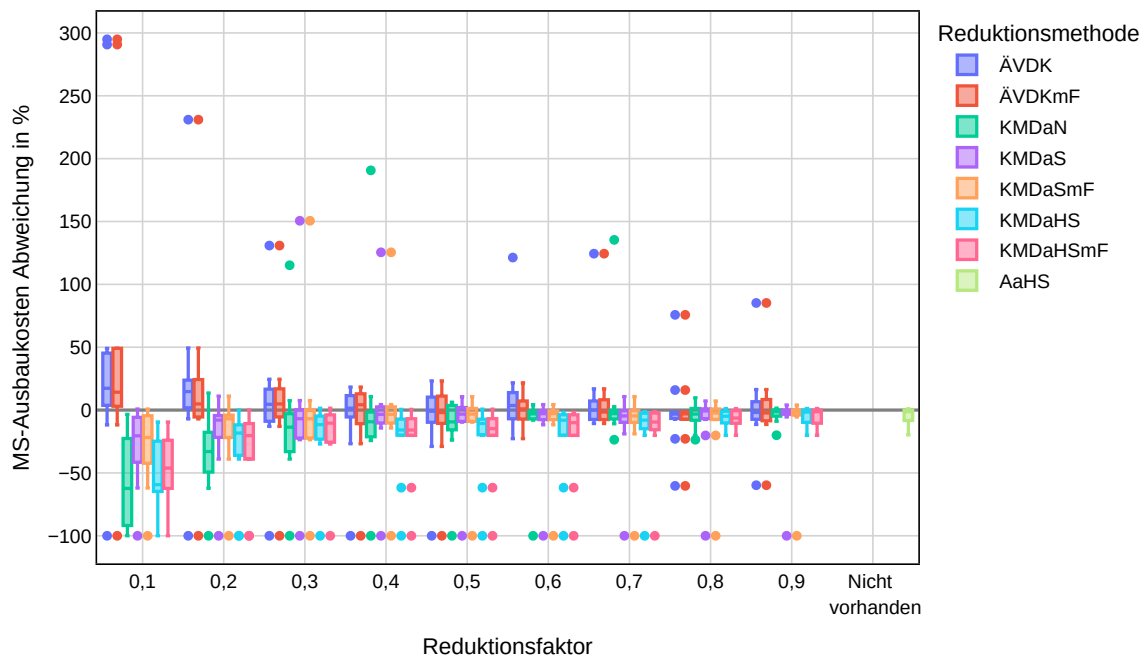


Abbildung 5.39: Boxplot der Abweichung der MS-Ausbaukosten der einzelnen Netzgebiete

MS/NS-Ebene

Die Veränderung der Netzausbaukosten der MS/NS-Ebene ist in Abbildung 5.40 abgebildet. Die Abweichung der Ausbaukosten liegt in einem Bereich von -4,1 % bis 1,1 %. Für viele Reduktionen ist keine Abweichung festzustellen. Die Ausbaukosten werden vor allem von den Methoden K-Means mit/ohne Dijkstra auf Netz/Strang für Reduktionsfaktoren von 0,3 bis 0,7 überschätzt.

Die Detailanalyse der Häufigkeit der Abweichungen ist in Abbildung 5.41 zu sehen. Die Streuung fällt am stärksten für die Methoden *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang* aus. Für die anderen Methoden liegen die Streuungen mit Ausreißern zwischen -6 % und 2 %. Es ist insgesamt nur eine geringe Streuung vorhanden, da für viele Reduktionen die Antennen der Boxplots auf 0 % liegen.

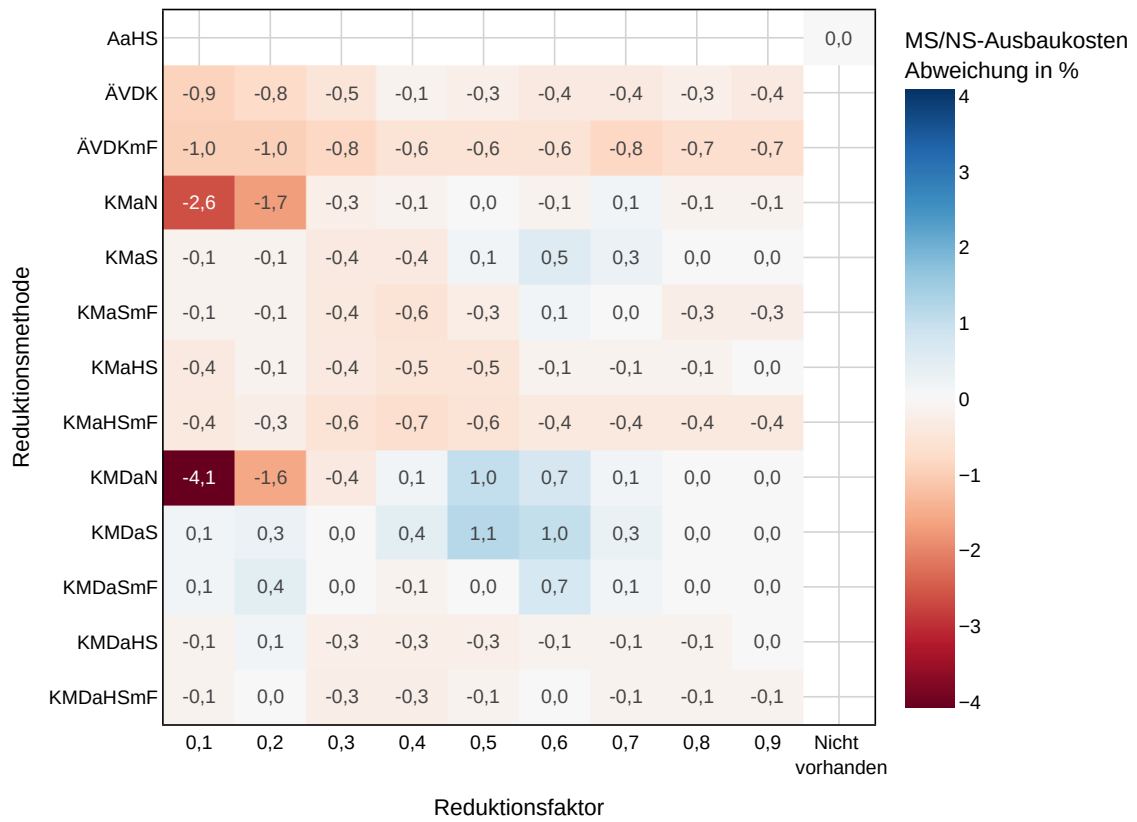


Abbildung 5.40: Relative Abweichung der Kosten des Netzausbaus in der MS/NS-Ebene

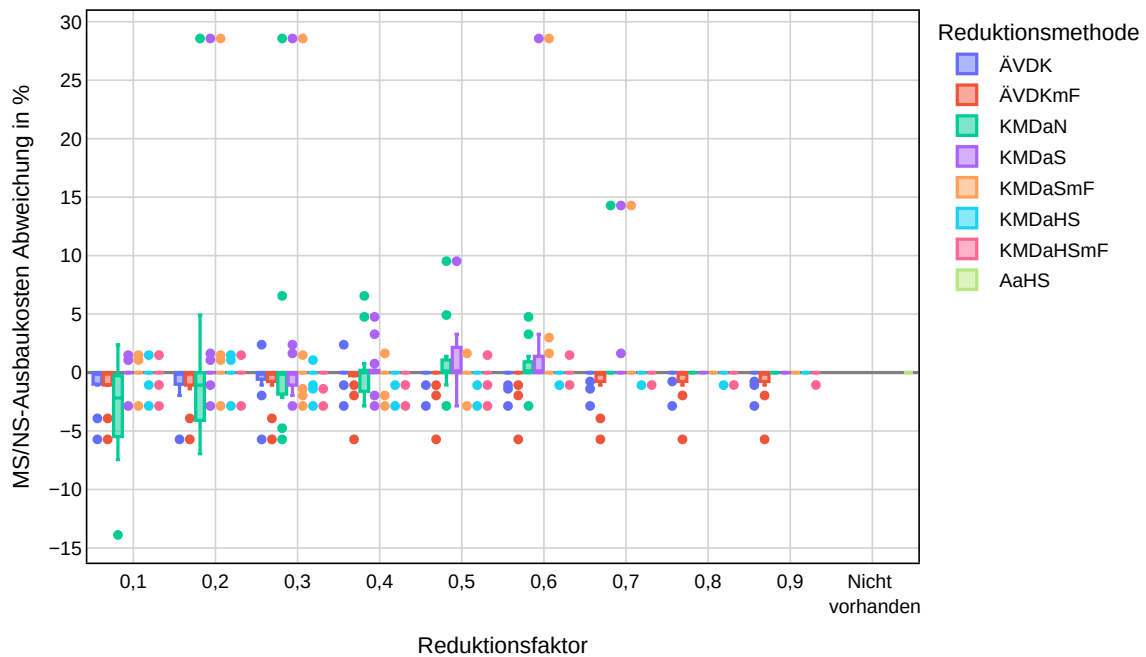


Abbildung 5.41: Boxplot der Abweichung der MS/NS-Ausbaukosten der einzelnen Netzgebiete

NS-Ebene

Die Abweichung der Netzausbaukosten in der NS-Ebene ist in Abbildung 5.42 zu sehen. Dabei bilden die Methoden, die den Hauptstrang als Gruppierungsgebiet benutzen, die Netzausbaukosten deutlich besser ab, als die anderen. Eine klare Über- oder Unterschätzung tritt bei diesen Methoden nicht auf. Bei den Methoden, die als Gruppierungsgebiet das Netz und den Strang benutzen, kommt es zu einer starken Überschätzung der Netzausbaukosten. Eine besonders starke Unterschätzung tritt nur für die Gruppierung auf Netzebene ein. Die Fokus-Methode hat keinen starken Einfluss auf die Netzausbaukosten.

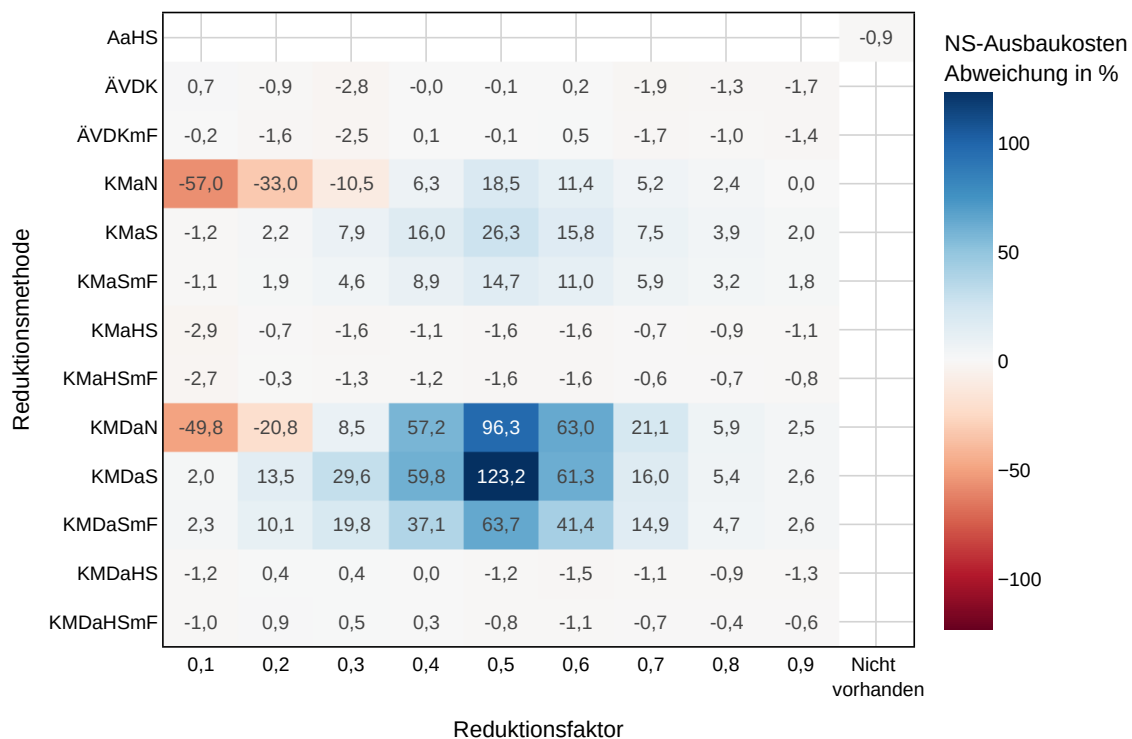


Abbildung 5.42: Relative Abweichung der Kosten des Netzausbaus in der NS-Ebene

In der Detailanalyse werden nur die Methoden untersucht, die auf Hauptstrangebene gruppieren, da die anderen Methoden zu starke Abweichungen aufweisen. Abbildung 5.43 zeigt die Boxplots für die Abweichung der NS-Ausbaukosten. Die Streuung ist in einem Bereich von -17% bis 20% . Die Streuung steigt mit einer stärkeren Reduktion, außer für die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten*. Dort ist auch eine hohe Streuung für schwache Reduktionen vorhanden. Für die Methode *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* mit einem Reduktionsfaktor von 0,3 bis 0,9 liegt die Streuung ohne Ausreißer zwischen -10% und -4% und ist geringer als bei der Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten*. Durch die Anwendung der Fokus-Methode ist keine starke Änderung der Streuung zu beobachten.

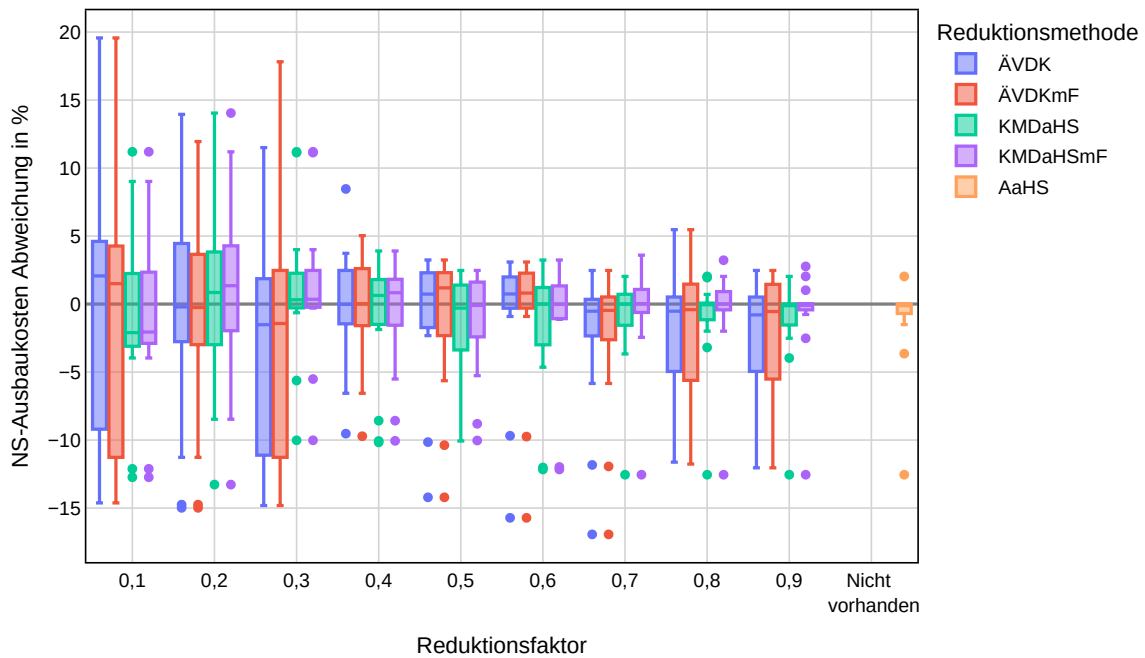


Abbildung 5.43: Boxplot der Abweichung der NS-Ausbaukosten der einzelnen Netzgebiete

Abbildung 5.44 zeigt die Abweichung der Gesamtkosten. In der Gesamtbetrachtung weist die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* die geringsten Abweichungen auf. Danach folgen die Methoden *K-Means auf Strang* und *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang*. Für *K-Means auf Netz* kommt es zu einer starken Unterschätzung der Ausbaukosten. Für *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang* kommt es zu einer starken Überschätzung der Netzausbaukosten für Reduktionsfaktoren von 0,4 bis 0,6.

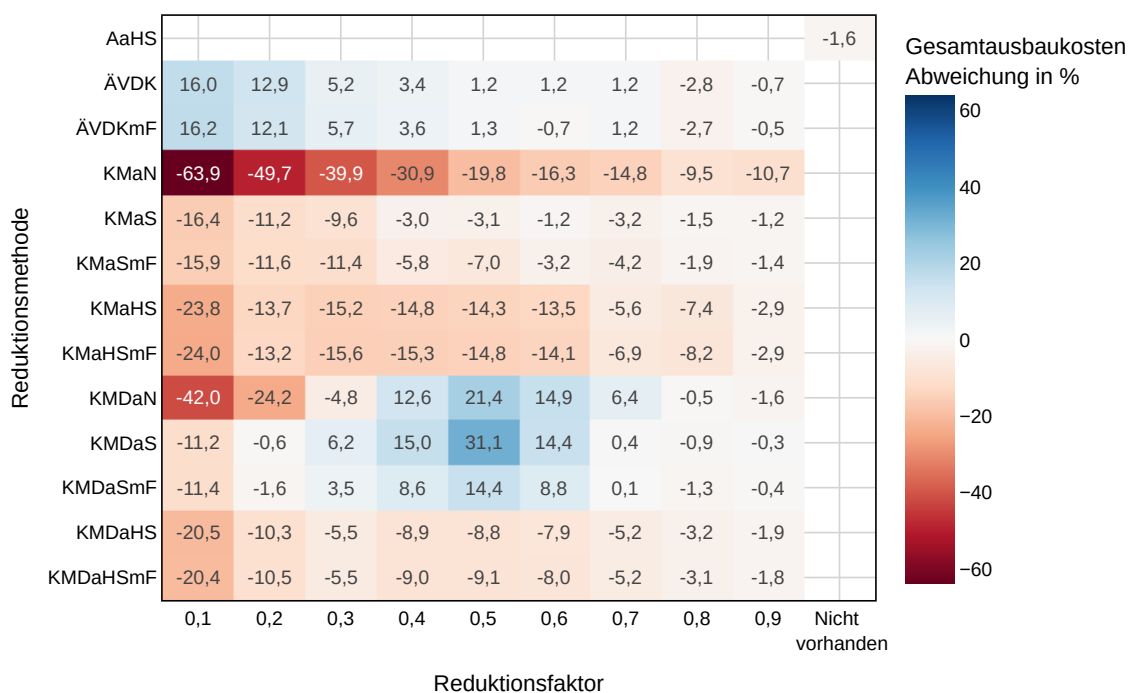


Abbildung 5.44: Relative Abweichung der Gesamtkosten des Netzausbaus

5.5.2 Veränderung der Netzausbaukosten mit Flexibilitätseinsatz

Um die Auswirkungen des durch die Reduktion veränderten Flexibilitätseinsatz auf die Netzausbaukosten zu untersuchen, wird die Abweichung der Netzausbaukosten der optimierten reduzierten Netzgebiete mit den Netzausbaukosten der Referenznetzgebiete verglichen. Dabei werden die Ausbaukosten im Falle eines unoptimierten sowie optimierten Ladens von Elektrofahrzeugen als Vergleichswert herangezogen. Die Verwendung einer Flexibilität hat Auswirkungen auf die Netzausbaukosten. Durch die Optimierung des Ladeverhaltens der Elektromobilität treten für die einzelnen Reduktionen unterschiedliche Ladezeitreihen auf. Diese erzeugen unterschiedliche Netzbelastungen und damit abweichende Netzausbaukosten. Durch die Verwendung des unoptimierten Ladens als Vergleichswert kann eingeschätzt werden, wie gut der Einfluss der Flexibilität auf die Netzausbaukosten trotz Komplexitätsreduktion abgebildet werden kann.

Abbildung 5.45 zeigt die Abweichung der Netzausbaukosten relativ zum optimierten Fall. Die Ergebnisse weichen dabei leicht von den Ergebnissen aus dem Szenario STD ab, siehe Abschnitt 5.5.1. Die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* überschätzt die Netzausbaukosten bei leichten Reduktionen um ungefähr 5 % und damit deutlich stärker. Für die Methoden *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang* ist bei Reduktionsfaktoren von 0,7 bis 0,9 eine Überschätzung der Kosten in Höhe von 0,5 % bis 3,4 % zu verzeichnen. Die Methode *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* führt zu einer Unterschätzung der Netzausbaukosten. Die Abweichung steigt mit abfallenden von Reduktionsfaktoren von -1% auf -16% .

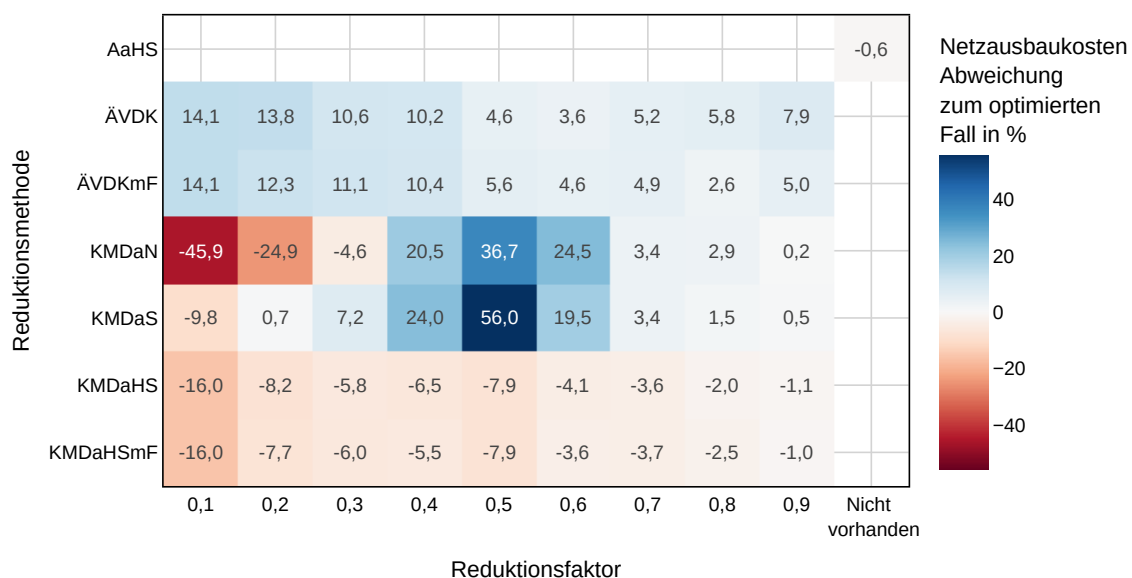


Abbildung 5.45: Abweichung der gesamten Netzausbaukosten relativ zum optimierten, unreduzierten Fall

Abbildung 5.46 zeigt den Vergleich der Netzausbaukosten der Netzgebiete für den optimierten Einsatz der Elektromobilität mit dem unoptimierten, unreduzierten Fall. Dadurch kann eingeschätzt werden, wie gut der Einfluss der Flexibilität auf die Netzausbaukosten abgebildet werden kann. Für die unreduzierten, unoptimierten Netzgebiete betragen die Ausbaukosten 38,5 Mio. €, für den unreduzierten, optimierten Fall 36,3 Mio. €. Durch Einsatz der Flexibilität können die Netzausbaukosten demnach um 5,7 % reduziert werden. Die Methode *Aggregation am Hauptstrang* und die Methode *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* sind die einzigen Methoden, die für alle Reduktionen Ausbaukosten aufweisen, die näher am unreduzierten, optimierten Fall liegen, als am unreduzierten, unoptimierten Fall. Bei der Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* liegt die Abweichung der Netzausbaukosten in der Regel näher an dem unoptimierten Fall, als an dem unreduzierten, unoptimierten Fall. Die Ausbaukosten werden sogar häufig überschätzt. *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang* erreicht lediglich für Reduktionsfaktoren von 0,8 und 0,9 eine Abweichung, die näher am optimierten reduzierten Fall liegt. Sonst weichen die Ausbaukosten wie schon im Szenario STD beschrieben stark ab.

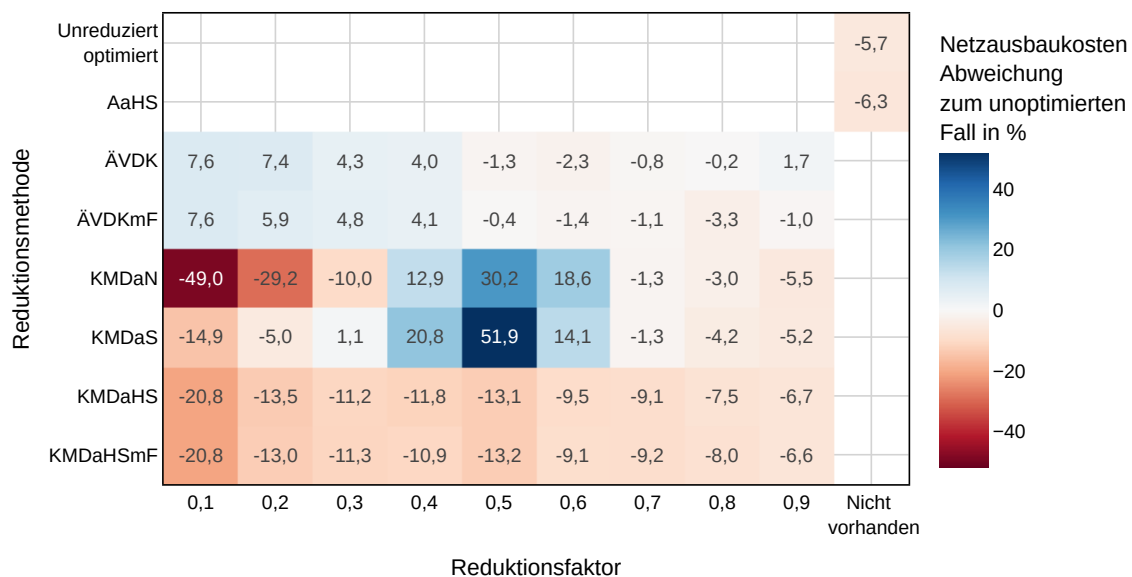


Abbildung 5.46: Abweichung der gesamten Netzausbaukosten relativ zum unoptimierten, unreduzierten Fall

5.6 Veränderung der Komplexität

Die Komplexität wird nach der vergangenen Zeit beurteilt, die für die Berechnung aufgewendet werden musste. Es wird zuerst untersucht, wie sich der Zeitaufwand für den Lastfluss, den Netzausbau und die Optimierung in Abhängigkeit von der Knotenanzahl verändert. Danach wird untersucht, welche Gruppierungsmethode zu was für einer Zeiteinsparung führt. Es wird für jede Reduktion und jeden Reduktionsfaktor die Zeit der durchgeführten Untersuchungen relativ zu den dazugehörigen unreduzierten Untersuchungen verglichen. Im Szenario STD sind insgesamt 150039 Netzknoten vorhanden. Die Berechnung des Lastflusses dauert für die 15 Netzgebiete 15,3 min, die Berechnung des Netzausbaus 211 min. Für das Szenario FLEX besitzen die sechs untersuchten Netzgebiete 69213 Netzknoten und die Optimierung dauert insgesamt 23,7 h.

5.6.1 Zeiteinsatz in Abhängigkeit der Knotenanzahl

In Abbildung 5.47 bis 5.49 ist die relative Veränderung der Rechenzeit gegen die Anzahl der Netzknoten relativ zum unreduzierten Fall aufgetragen. Die Zeit für die Berechnung der Reduktion fließt nicht mit ein. In den Verläufen ist deutlich zu sehen, dass die Rechenzeit durch eine Absenkung der Netzknoten reduziert werden kann. Bei der reinen Lastflussberechnung ist der Zusammenhang linear, siehe Abbildung 5.47. Bei einer Reduktion auf 10 % der Knoten sinkt die Rechenzeit auf 20 % des unreduzierten Falls.

Für den Netzausbau ist die Abhängigkeit der Rechenzeitabweichung zur Knotenanzahl auch annähernd linear (Abbildung 5.48). Bei Reduktionen bis auf 50 % der Knotenanzahl fällt der Rechenzeiteinsatz jedoch nicht so stark, wie bei Reduktionen im Bereich von 10 % bis 50 % der Knoten. Es gibt für einzelne Reduktionsmethoden bei einer Reduktion auf 50 % der Ausgangsknoten leichte Ausreißer. Auch bei dem Netzausbau ist eine Reduktion des Zeiteinsatzes auf 20 % möglich.

Die Optimierung weist auch einen annähernd linearen Verlauf auf, siehe Abbildung 5.49. Bei der Optimierung ist bei einer Reduktion auf 10 % der Knoten eine Reduktion des Rechenzeiteinsatzes um 93 % möglich. Die Streuung der Ergebnisse ist jedoch höher im Vergleich zur Lastflussberechnung.

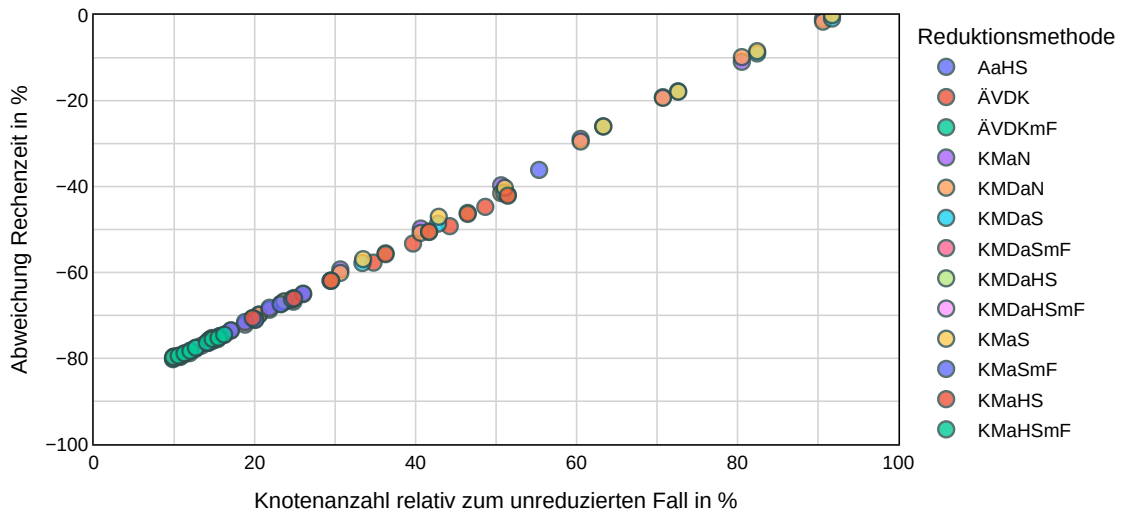


Abbildung 5.47: Abweichung der Rechenzeit des Lastflusses in Abhängigkeit der Knotenanzahl

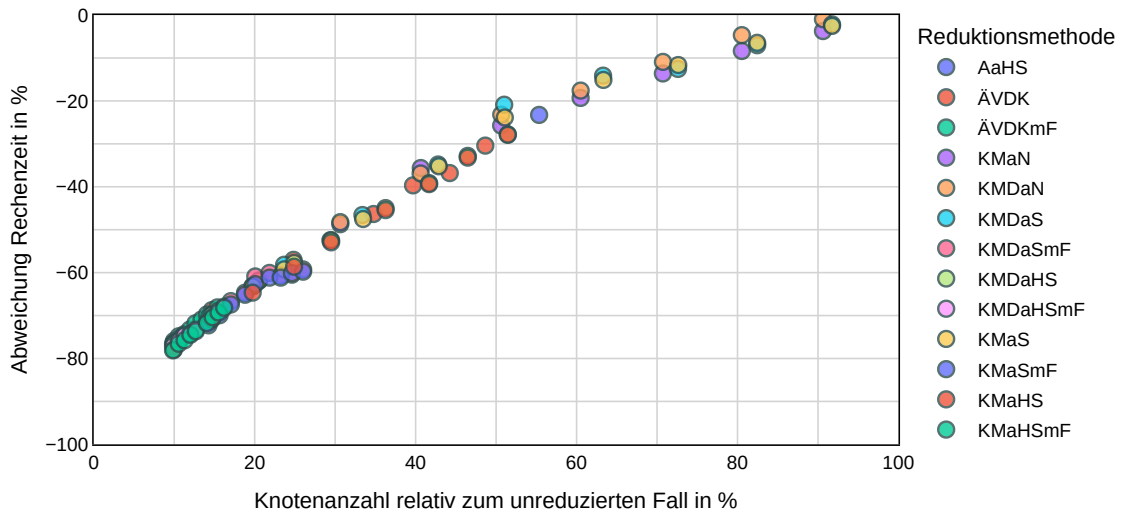


Abbildung 5.48: Abweichung der Rechenzeit des Netzausbaus in Abhängigkeit der Knotenanzahl

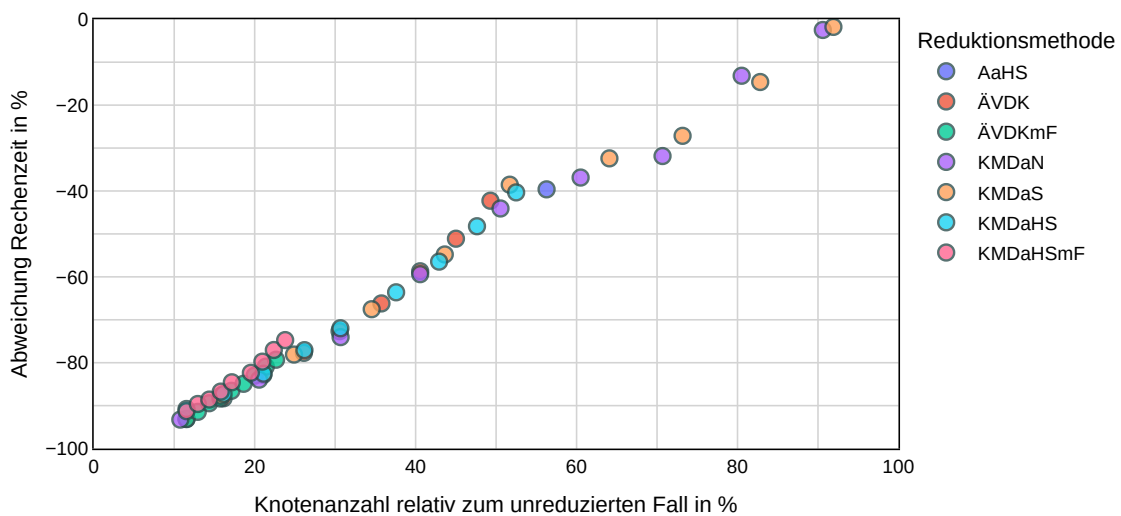


Abbildung 5.49: Abweichung der Rechenzeit der Optimierung in Abhängigkeit der Knotenanzahl

5.6.2 Gesamtzeiteinsatz in Abhängigkeit der Reduktionsmethode

Der Einsatz einer Komplexitätsreduktionsmethode ist nur sinnvoll, wenn der Einsatz eine reale Zeitersparnis bringt. Dafür wird untersucht, was für einen Zeitaufwand die Reduktionsmethoden haben und wie sich der Gesamtzeitaufwand für die Netzuntersuchung verändert.

Zeitaufwand der Reduktion

Der Zeitaufwand für einen Reduktionsvorgang wird für das Szenario STD untersucht. Abbildung 5.50 zeigt die mittlere Reduktionszeit für ein Netzgebiet in Abhängigkeit von der Reduktionsmethode. Die durchschnittliche Reduktionszeit beträgt 70,9s. Den geringsten Zeitaufwand weist die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* auf. Die Methoden, die den Dijkstra-Algorithmus verwenden, brauchen mehr Zeit, als die zugehörige Methode, die nur auf *K-Means* basiert. Durch die Fokus-Methode steigt die Reduktionszeit an. Mit einem kleineren Reduktionsfaktor sinkt die Reduktionszeit. Die Methoden, die auf den Hauptstrang gruppieren, sind für Reduktionsfaktoren von 0,5 bis 0,9 schneller, als die zugehörigen Methoden, die auf Netz oder Strang gruppieren.

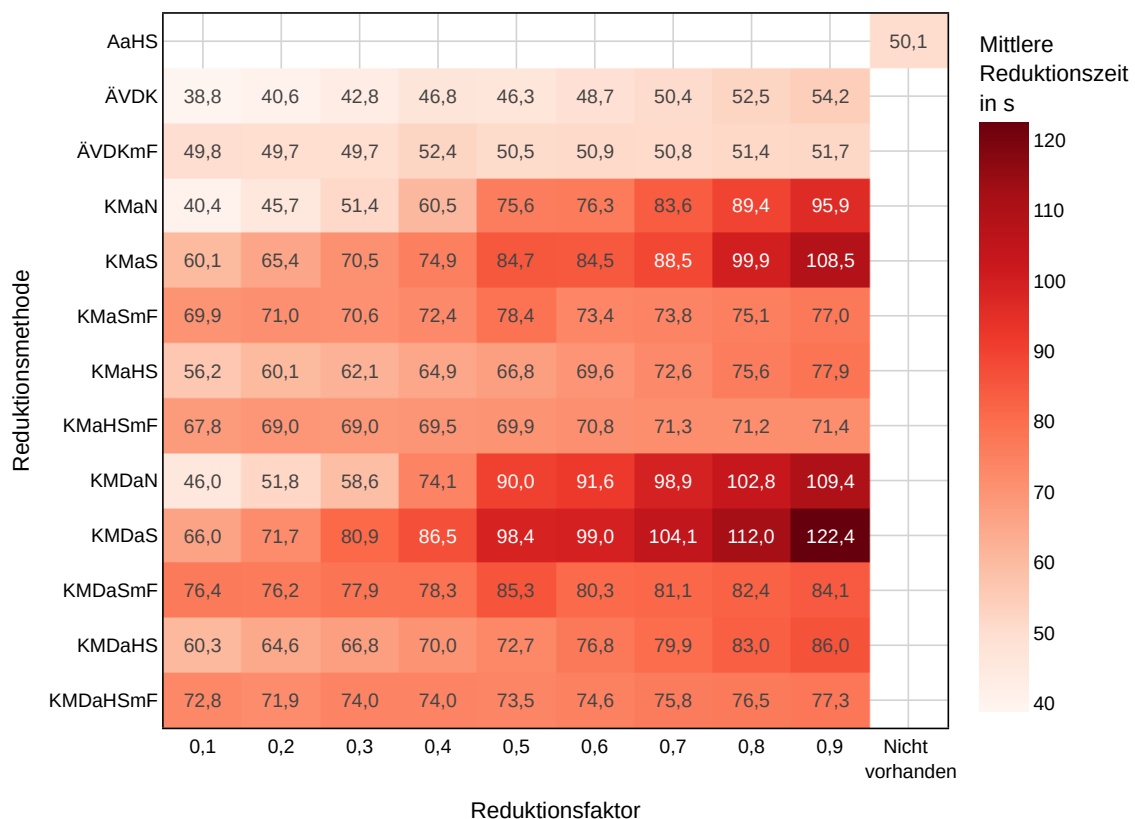


Abbildung 5.50: Mittlere Reduktionszeit für ein Netzgebiet

Veränderung Rechenzeit Lastfluss

Die Abweichung der Gesamtzeit für die Lastflussberechnung und Reduktion relativ zur Zeit des unreduzierten Falls ist in Abbildung 5.51 zu sehen. Es ist eine maximale Zeitersparnis von 16,4 % zu erreichen, wenn die *Äquidistante Verteilung der Knoten* angewendet wird. Für Methoden, die auf K-Means basieren, ist nur bei Gruppierung auf Netzebene eine Zeitersparnis erreichbar. Der Einsatz der Fokus-Methode verschlechtert die Zeitersparnis. Für schwache Reduktionen ist eine Verdreifachung der Gesamtzeit möglich. Eine Absenkung der Rechenzeit ist nicht über alle Reduktionsmethoden und Reduktionsfaktoren möglich.

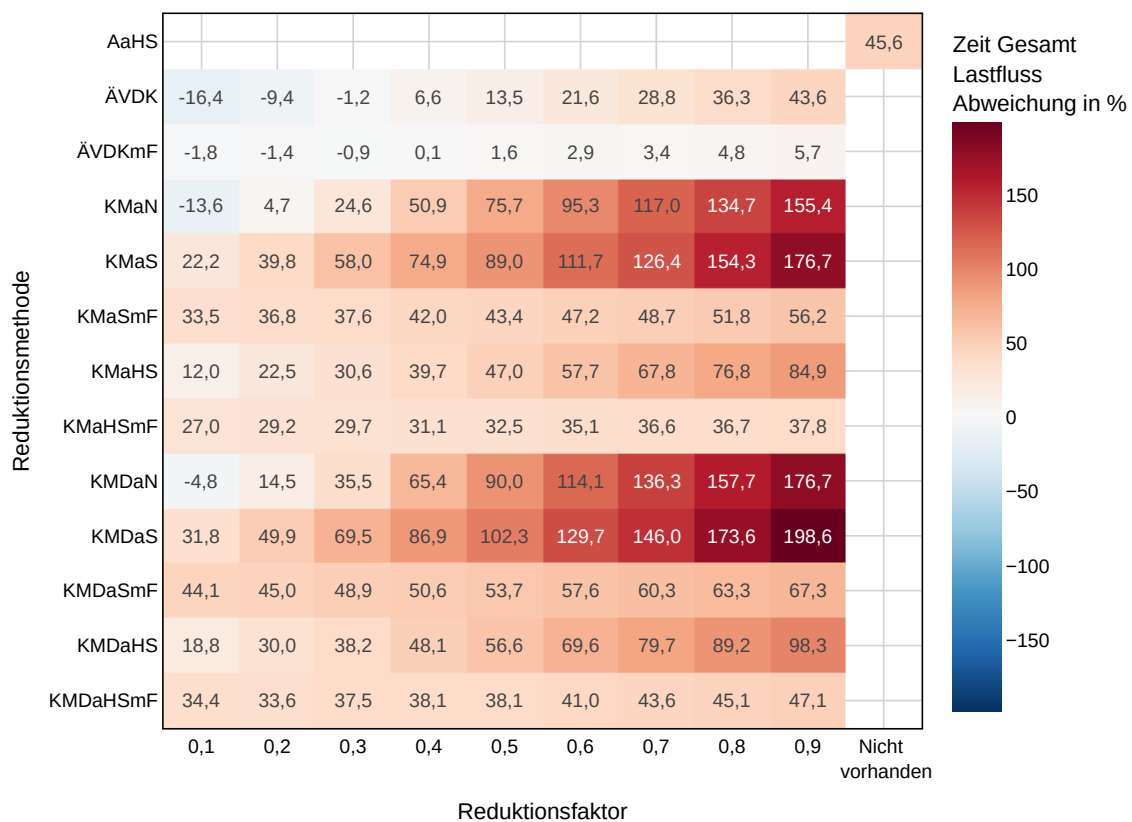


Abbildung 5.51: Abweichung des Zeiteinsatzes der Lastflussberechnung mit Berücksichtigung der Reduktionszeit relativ zum unreduzierten Fall

Veränderung Rechenzeit Netzausbau

Abbildung 5.52 zeigt die Abweichung des Zeiteinsatzes für den Netzausbau zuzüglich der Reduktionszeit relativ zum Referenzfall. Im Gegensatz zur Lastflussberechnung ist eine Zeitersparnis für alle Reduktionsmethoden und für viele Reduktionsfaktoren möglich. Jede Reduktionsmethode führt zu einer Reduktion des Zeiteinsatzes für einen Reduktionsfaktor von 0,1 bis 0,6. Methoden, die als Gruppierungsgebiet den Hauptstrang verwenden, erreichen eine Zeitersparnis von mindesten 17,3 %. Durch den Einsatz der Fokus-Methode kann die minimale Zeitersparnis auf ca. 50 % erhöht werden.

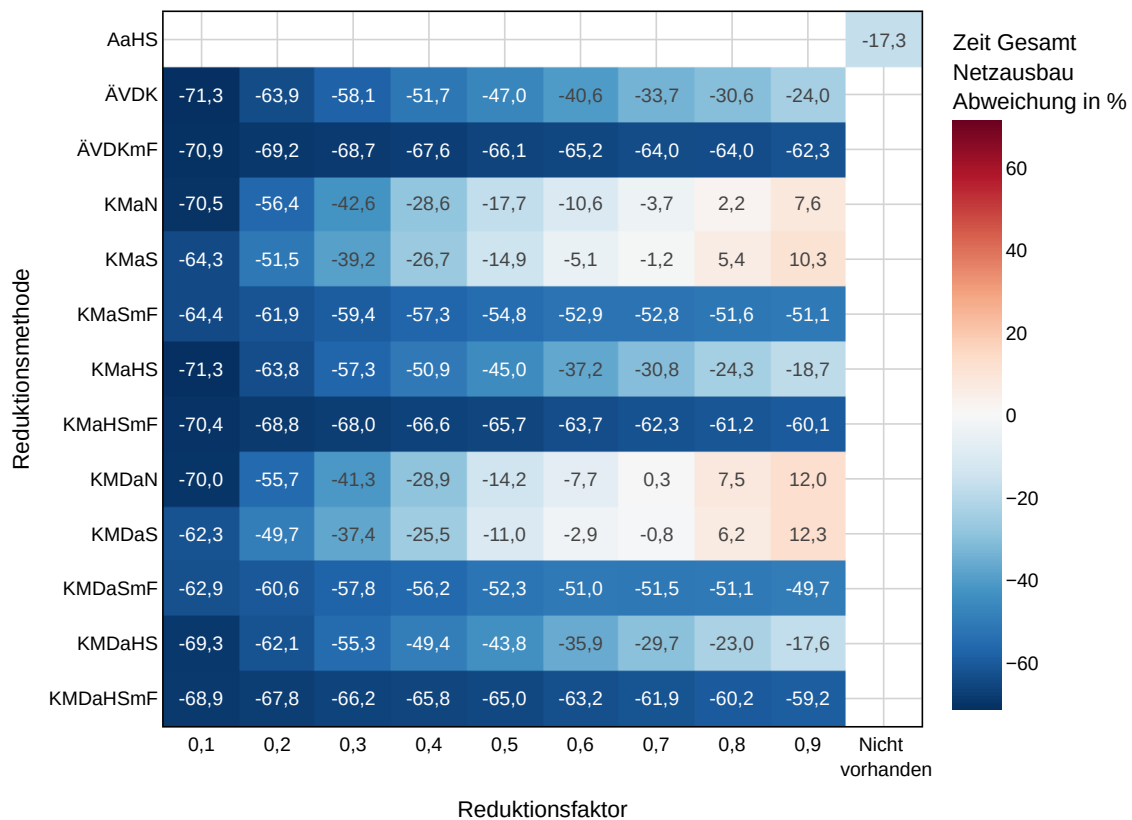


Abbildung 5.52: Abweichung des Zeiteinsatzes des Netzausbaus mit Berücksichtigung der Reduktionszeit relativ zum unreduzierten Fall

Veränderung Rechenzeit Flexibilitätseinsatz

Beim Einsatz der Optimierung ist die mögliche Zeitersparnis am stärksten ausgeprägt, siehe Abbildung 5.53. Da die Optimierung im Referenzfall eine Rechenzeit von 23,7h aufweist, ist auch die absolute Zeitersparnis am höchsten. Für alle Reduktionsmethoden und Reduktionsfaktoren kann eine Zeitersparnis erzielt werden. Für einen Reduktionsfaktor von 0,9 bei Verwendung von *K-Means-Dijkstra* auf Netz und Strangebene ist die relative Zeitersparnis mit maximal 1,4 % gering. Die Methoden, die als Gruppierungsebene den Hauptstrang verwenden, erreichen eine Zeitreduktion von mindestens 39,2 %. Durch den Einsatz der Fokus-Methode ist die niedrigste Zeitersparnis 73,7 %. Die größte Zeitersparnis mit 92,8 % entsteht bei der Anwendung von *Äquidistante Verteilung der Knoten* mit einem Reduktionsfaktor von 0,9.

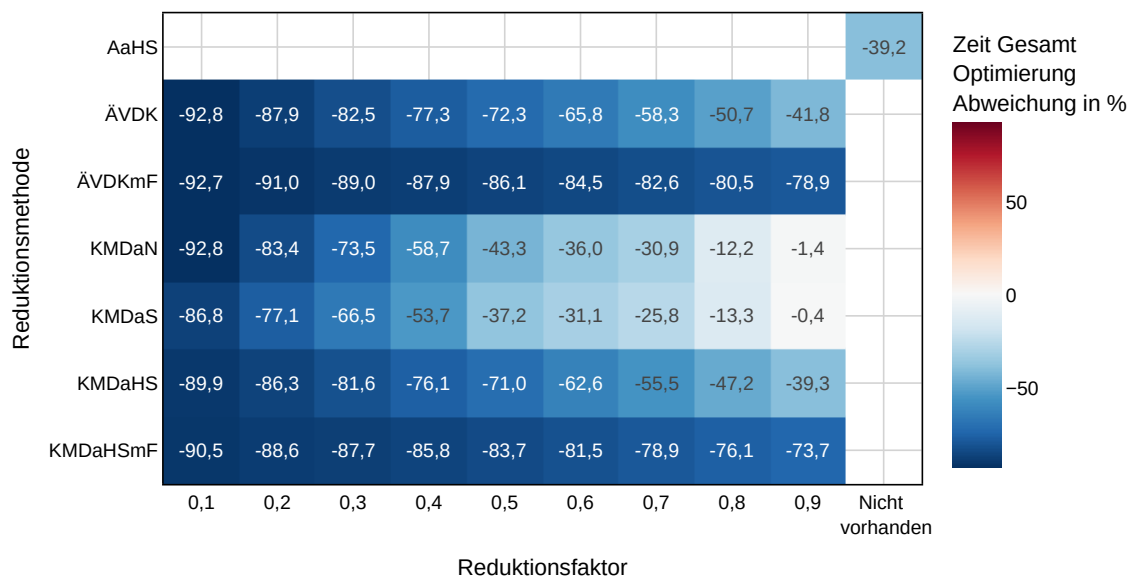


Abbildung 5.53: Abweichung des Zeiteinsatzes der Optimierung mit Berücksichtigung der Reduktionszeit relativ zum unreduzierten Fall

5.7 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchungen werden zusammengefasst in Tabelle 5.3 dargestellt. Dafür werden für jede Methode die Ergebnisse bewertet. Die Legende ist in Tabelle 5.2 zu sehen.

Tabelle 5.2: *Legende für Zusammenfassung der Ergebnisse*

Symbol	Bedeutung
++	Sehr gutes Ergebnis
+	Gutes Ergebnis
o	Zufriedenstellendes Ergebnis
–	Schlechtes Ergebnis
--	Sehr schlechtes Ergebnis

Die Methoden, die einen Reduktionsfaktor erfordern, werden für einen Reduktionsfaktor bewertet, bei dem auch eine deutliche Zeitersparnis beim Netzausbau vorhanden ist. Als deutliche Zeitersparnis wird eine Reduktion des gesamten Zeiteinsatzes von 25 % definiert.

Bei der Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* wird die Methode für einen Reduktionsfaktor von 0,1 bis 0,8 bewertet. Die K-Means basierenden Methoden, die auf Netz oder Strang gruppieren, werden für Reduktionsfaktoren von 0,1 bis 0,4 bewertet. Bei der Gruppierung des Hauptstrang werden die Reduktionsfaktoren 0,1 bis 0,7 verwendet. Bei Anwendung der Fokus-Methode ist die Zeitersparnis immer nutzbar.

Eine Methode wird negativ bewertet, wenn die Ergebnisse nicht über die Reduktionsfaktoren annähernd konstant auftreten. Als Beispiel ist zu nennen, das starke Abfallen der Netzausbaukosten bei *K-Means auf Netz* im Bereich 0,1 und 0,2. Oder die starke Erhöhung der Netzausbaukosten für einen Bereich von 0,4 bis 0,7 bei *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang*.

Als Platzierung der Knoten wird negativ bewertet, wenn die Position der reduzierten Knoten keinen Bezug zu den ursprünglichen Knoten des Netzes hat. Dies ist nur für *Äquidistante Verteilung der Knoten* nicht der Fall.

Bei den Lastflussergebnissen werden alle Ergebnisse für eine Netzebene bewertet. Es fließen also die Abbildung der Spannung, der Leitungsbelastung und der Transformatorbelastung mit in die Bewertung ein.

Als Kosten Flex wird bewertet, wie gut die Reduktion der Netzausbaukosten durch den Flexibilitätseinsatz abgebildet wird.

Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus Kapitel 5 diskutiert. Dafür werden zuerst die Auswirkungen der Komplexitätsreduktion diskutiert und wenn möglich mit anderen Arbeiten verglichen. Dann wird die Übertragbarkeit der Methoden auf andere Netzebenen und andere Eingangsdaten diskutiert. Als Letztes werden die Methoden und Ergebnisse kritisch hinterfragt.

6.1 Auswirkungen der Komplexitätsreduktion

Es werden die Auswirkungen der Komplexitätsreduktion diskutiert. Zuerst wird die Veränderung der Topologie diskutiert, danach der Einfluss auf die Ergebnisse der Lastflussberechnung. Im Anschluss folgt die Diskussion der Auswirkung auf den Flexibilitätseinsatz. Als Letztes werden die Auswirkungen auf die Netzausbaukosten beschrieben.

6.1.1 Topologie

Es wird die Veränderung der Topologie durch die räumliche Komplexitätsreduktion diskutiert.

Topologieart

Die Erhaltung der Topologieart ist wünschenswert, da eine möglichst geringe Topologieveränderung auftreten soll. Die Methoden *K-Means auf Netz/Strang/Hauptstrang* verändern als einzige die Topologieart. Die Strahlennetze bzw. offenen Ringe erhalten durch die Komplexitätsreduktion Maschen. Der Einsatz der Fokus-Methode

führt zum gleichen Ergebnis, wie die zugehörigen Basis-Methoden. Die Ursache der Maschenbildung liegt an der Zuordnung der Knoten zu den Clusterzentren. Diese werden bei *K-Means* ohne Dijkstra dem nach dem euklidischem Abstand nächsten Knoten zugeordnet. Durch die Verwendung des Dijkstra kann die Maschenbildung verhindert werden. Dies liegt an der Zuordnung der Knoten zu den Clusterzentren durch die Entfernung im Graphen. Dadurch können Knoten, die sich räumlich nahe sind, aber im Graphen weit voneinander entfernt sind, nicht demselben Clusterzentrum zugeordnet werden. In den NS-Netzen wird auch durch eine Gruppierung auf den Hauptstrang die Entstehung von Maschen verhindert. Dies liegt an der geradlinigen Ausrichtung der Hauptstränge, die durch die Pseudo-Koordinaten entsteht. Durch *K-Means auf Strang/Hauptstrang* kann gegenüber der Gruppierung auf Netzebene die ungewollte Schließung der Ringe und die Vermaschung von mehreren Strängen untereinander verhindert werden.

Bei der Verwendung von *K-Means-Dijkstra auf Netz* ist es auch nicht möglich, dass Knoten aus einem Strang einem anderen Strang zugeordnet werden, da der Weg im Pfad zum Transformator-knoten immer kürzer, ist als zu den Knoten eines anderen Strangs.

In [12] wurde die Veränderung des Vermaschungsgrad eines Übertragungsnetzes durch Einsatz der räumlichen Komplexitätsreduktionsmethoden *K-Means auf Netz* und *K-Means-Dijkstra auf Netz* untersucht. Im Gegensatz zu den verwendeten Verteilnetzen, waren schon vor der Reduktion Maschen vorhanden. Beide Methoden haben den Vermaschungsgrad des Übertragungsnetzes erhöht. Es konnte jedoch festgestellt werden, dass *K-Means auf Netz* zu einer stärkeren Erhöhung der Vermaschung führt als *K-Means-Dijkstra auf Netz*. Die durchgeführten Untersuchungen bestätigen die Aussage aus [12], dass *K-Means auf Netz* die Bildung von Maschen verstärkt.

Knoten- und Leitungsanzahl

Durch die Komplexitätsreduktion soll die Knotenanzahl und Leitungsanzahl reduziert werden. Eine hohe Reduktion der Knoten- und Leitungsanzahl ist wünschenswert, da hierdurch die Komplexität gesenkt wird. Die Knotenanzahl wird in derselben Größenordnung reduziert, wie die Leitungsanzahl. In einem reinen Strahlennetz gibt es immer nur einen Netzknoten mehr als Leitungen. Dies bedeutet, dass die Knoten- und Leitungsanzahl in absoluten Zahlen gleich stark reduziert werden muss, wenn die Topologieart erhalten werden soll. Wird die Knotenanzahl stärker reduziert, als die Leitungsanzahl, entstehen Maschen. Da der Unterschied nur leicht ausgeprägt ist, deutet dies nur auf die Bildung von wenig Maschen hin. Bei den

Methoden ohne Maschenbildung fällt die Reduktion der Leitungsanzahl relativ betrachtet größer aus, da es im Ausgangszustand mehr Knoten als Leitungen gibt und so bei gleicher absoluter Veränderung eine andere relative Veränderung auftritt.

Die Verwendung der Fokus-Methode führt zu einer besonders starken Reduktion der Knoten- und Leitungsanzahl über alle Reduktionsfaktoren. Dies ist begründet, da nur Stränge, die Knoten von Interesse beinhalten, hoch aufgelöst werden. Da viele Netzknoten nicht in diesen Strängen liegt, entsteht eine sehr hohe Elimination von Leitungen und Knoten.

Stranganzahl

Damit die Topologie möglichst wenig verändert, soll sich Stranganzahl bei der Komplexitätsreduktion möglichst nicht verändern. Die Stranganzahl wird nicht erhalten durch Methoden, die auf Netzebene gruppieren. Durch das Einsetzen der Methoden *K-Means auf Netz* und *K-Means-Dijkstra auf Netz* werden die Clusterzentren für das ganze Netz berechnet. Dabei werden die Stränge nicht gleichmäßig durch Clusterzentren abgebildet. Es kann vorkommen, dass nicht jeder Strang durch Knoten repräsentiert wird. Dies führt zu einer Reduktion der Stranganzahl. Bei *K-Means auf Netz* ist es auch möglich, dass die jeweils ersten Knoten von zwei verschiedenen Strängen zusammengefasst werden. Dann sinkt die Stranganzahl, da der Transformorknoten einen Nachbarknoten weniger hat. Durch die Verwendung des Gruppierungsgebiet Strang und Hauptstrang wird den Phänomenen entgegengewirkt und die Elimination von Strängen verhindert.

In der Niederspannung kann es vorkommen, dass neue Stränge entstehen. Die neuen Stränge bestehen jedoch nur aus einem Knoten. Sie entstehen, weil der erste Knoten eines Hauptstrangs an den Transformorknoten aggregiert wird. Der Seitenknoten eines Hauptstrangs wird dann zu einem eigenem Strang. In Abbildung 6.1 ist die Bildung von zwei neuen Strängen exemplarisch für ein NS-Netz dargestellt. Der hellblaue Knoten bei den Koordinaten 0,0 ist der Transformorknoten. Auf dem rechten Bild sind die beiden neuen Stränge durch den grauen und dunkelblauen Knoten dargestellt.

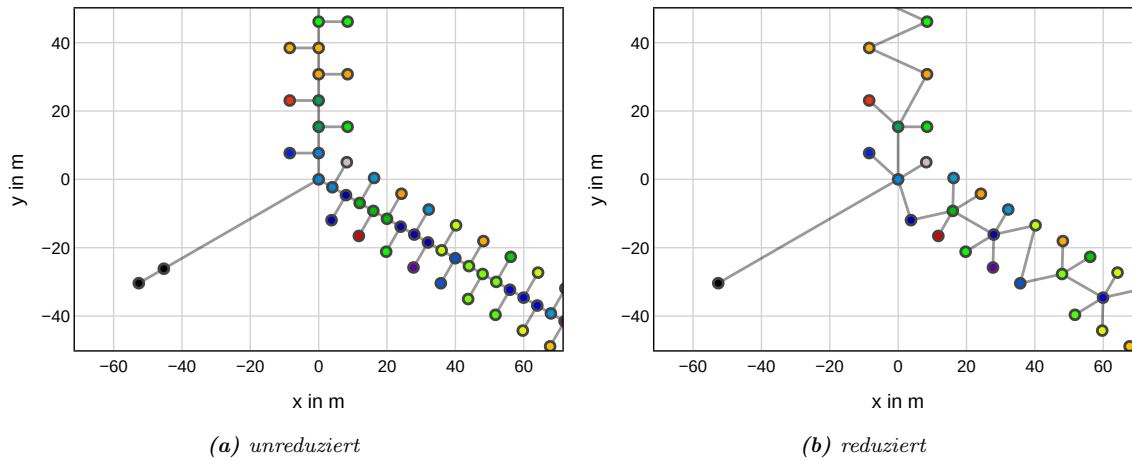


Abbildung 6.1: Entstehung eines neuen Strangs nach Anwendung K-Means-Dijkstra auf Netz mit einem Reduktionsfaktor von 0,6

Leitungs- und Hauptstranglänge

Die elektrischen Eigenschaften eines Netzes sind von den elektrischen Eigenschaften der Leitungen und deren Verschaltung abhängig. Die elektrischen Parameter der Leitungen sind bei gleichem Leitungstyp nur von der Leitungslänge abhängig. Deshalb sollte die Leitungs- und Hauptstranglänge möglichst wenig verändert werden. Die Veränderung der Leitungslänge und Hauptstranglänge ist stark abhängig von der Netzebene, der Reduktionsmethode, dem Gruppierungsgebiet und dem Reduktionsfaktor.

Mit einem kleineren Reduktionsfaktor sinkt die Anzahl der Knoten und Leitungen im Netz. Dadurch sinkt der Detailgrad, mit dem das Netz durch die Leitungen abgebildet wird. Die einzelnen Leitungen werden länger, da der Abstand zwischen den Punkten zunimmt. Bei einer sehr geringen Anzahl an Knoten wird ein Strang jedoch nur noch von wenigen Punkten und Leitungen abgebildet. Dies führt zu einer Reduktion der Leitungslänge und je nach Methode auch zu einer Reduktion der Hauptstranglänge.

Die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* verändert wie erwartet die Hauptstranglänge nicht, denn Ziel der Methode ist dessen Erhaltung. Die Längenveränderung ist die Gleiche wie bei der Methode *Aggregation am Hauptstrang*. Die Reduktion der Leitungslänge ist für beide Methoden nur auf die Länge von Leitungen, die sich nicht im Hauptstrang befinden, zurückzuführen.

Für die Methoden, die das K-Means-Clustering verwenden, muss nun zwischen Mittel- und Niederspannung unterschieden werden.

In der Mittelspannung sinkt die Hauptstranglänge bei Verwendung des Gruppierungsgebiets Hauptstrang gegenüber dem Gruppierungsgebiet Strang etwas stärker. Der Hauptstrang wird durch die Komplexitätsreduktion geradliniger. Dies führt zu einem Sinken der Hauptstranglänge, wie in Abschnitt 5.2.1 beschrieben. Bei Gruppierung auf den Strang werden die Clusterzentren eher weiter weg vom eigentlichem Hauptstrang positioniert. Dadurch sinkt die Hauptstranglänge trotz Reduktion nicht so stark. Zu sehr starken Abweichungen der Leitungs- und Hauptstranglänge kommt es nur bei Verwendung des Gruppierungsgebiets Netz. Diese ist auf die Reduktion der Stranganzahl zurückzuführen.

Eine Ausnahme tritt für die Methode *K-Means auf Netz* auf. Die Verkürzung der Hauptstranglänge für Reduktionsfaktoren von 0,3 bis 0,9 tritt aufgrund einer fehlerhaften Berechnung auf. Die Methode führt zu einer ungewollten Entfernung der Schalter, wodurch eine geschlossene Ringtopologie entsteht. Zusätzlich tritt eine Vermaschung zwischen den Strängen auf. Durch diese Veränderungen der Netztopologie wird die Hauptstranglängenberechnung unterlaufen, die auf offene Ringe bzw. Strahlennetze ausgelegt ist. Bei der Berechnung der Hauptstranglänge wird der Transformator-knoten aus dem Graphen entfernt. Dann wird für die ehemaligen Nachbarknoten des Transformators der im Strang am weitesten entfernten Knoten bestimmt. Danach wird wieder der Graph mit Transformator-knoten betrachtet. Die Pfadlänge vom Transformator-knoten zu den am weitesten entfernten Knoten wird als Hauptstranglänge angenommen. Der weiteste Weg in einem geschlossenen Ring ist von Startknoten zum Zielknoten. Wird der Transformator-knoten aus dem Ring entfernt, ist die längste Strecke zwischen den ehemaligen Nachbarknoten des Transformators. Ein Nachbarknoten des Transformators wird also als am weitesten entfernter Knoten im Strang gewählt. Der Weg von Transformator-knoten zum Nachbarknoten ist deutlich kürzer, als die ursprüngliche Hauptstranglänge.

In der Niederspannung kommt es bei Verwendung von auf dem K-Means-Clustering basierenden Methoden mit Gruppierungsgebiet, Netz oder Strang zu einer Erhöhung der Hauptstranglänge. Die Erhöhung tritt bei mittleren Reduktionsfaktoren auf. Diese entsteht durch die in Abschnitt 5.2.1 beschriebene Zickzack-Leitungsführung. Die Zickzack-Leitungsführung ist bei *K-Means-Dijkstra* stärker ausgeprägt, da dort für die Knotenposition kein Mittelwert angenommen wird, sondern ein real existierender Knoten. Dadurch werden die Knoten weiter entfernt von der Strangmitte positioniert. Deswegen werden die Knoten aus der Mitte des Strangs häufig einem Außenknoten zugewiesen. Bleiben nach der Netzreduktion nur Außenknoten übrig, entsteht das Zickzack-Muster. Die Zuweisung zu Außenknoten wird verstärkt, da ein

gewichtetes K-Means-Clustering durchgeführt wird. In den betrachteten NS-Netzen sind an den Außenknoten die Lasten und Generatoren angeschlossen. An die Knoten im Hauptstrang des unreduzierten Netzes sind in der Regel keine Lasten und Generatoren angeschlossen.

Durch die Gruppierung auf dem Hauptstrang kann der Anstieg der Hauptstranglänge verhindert werden, da die Stränge geradlinig ausgerichtet sind und so eine Zickzack-Leitungsführung verhindert wird.

Die Fokus-Methode führt im Vergleich zur zugehörigen Basis-Methode zu einem Absinken der Leitungs- und Hauptstranglänge, außer für *Äquidistante Verteilung der Knoten*. Bei der Fokus-Methode wird für die Stränge, die keine Knoten von Interesse enthalten, der Reduktionsfaktor 0,1 verwendet. Da viele Stränge keine Knoten von Interesse enthalten, ist die Anzahl von niedrig aufgelösten Strängen in den Netzen höher, als die Anzahl von hoch aufgelösten Strängen. Dementsprechend ist in den niedrig aufgelösten Strängen die Längenreduktion analog zu der Längenreduktion der zugehörigen Basis-Methode, mit einem Reduktionsfaktor von 0,1. Bei einem Reduktionsfaktor von 0,1 sinkt die Leitungs- und Hauptstranglänge für die Methoden am stärksten. Für die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* kommt es bei der Verwendung der Fokus-Methode nicht zu einer Veränderung der Leitungs- und Hauptstranglänge im Vergleich zur Basis-Methode, da diese Methode die Hauptstranglänge nicht verändert und die Leitungslänge für alle Reduktionsfaktoren gleich stark reduziert.

6.1.2 Lastflussberechnung

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung weisen bei Betrachtung des RMSE vorwiegend eine geringe Abweichung auf. Die Detailanalyse mit den Boxplots hat jedoch ergeben, dass die Abweichung der Ergebnisse sehr stark variiert. Die Werte für die 5. bis 95. Perzentile liegen in der Nähe des RMSE. Die maximale bzw. minimale Abweichung ist jedoch deutlich größer. Sie sind häufig bis zu zehnmal so groß, wie der RMSE, für die maximale Leitungsbelastung sogar bis zu fünfzigmal. Die Ergebnisse des Lastflusses werden also vielfach mit einem geringen Fehler abgebildet. Es kommt jedoch auch für viele Komponenten zu starken Abweichungen.

Die Abweichung der Ergebnisse des Lastflusses haben drei Hauptursachen. Die Bildung von Maschen, die Erhöhung der Hauptstranglänge und eine niedrige Auflösung des Netzes.

Durch die Bildung von Maschen ist ein Anstieg der Fehler zu verzeichnen, da die Netztopologie sehr stark verändert wird. In einem Strahlennetz gibt es für den Strom nur einen Weg zwischen zwei Netzknoten. Durch das Bilden von Maschen entstehen mehrere Pfade, durch den der Strom fließen kann. Dies führt zu einer veränderten Netzbelastung und so zu anderen Lastflussergebnissen. Bei *K-Means auf Netz* entstehen Maschen zwischen einzelnen Strängen. Deshalb sind die Ergebnisse dort am schlechtesten. Die Genauigkeit der Abbildung der Leitungsbelastung wird durch die Bildung von Maschen besonders stark gestört.

Die Hauptstranglänge hat auch einen großen Einfluss auf die Genauigkeit der Lastflussergebnisse. In den Strahlennetzen muss der Strom auf dem Weg zum oder vom Transformator immer den Hauptstrang passieren. Durch die Veränderung der Leitungslänge bei gleicher Belastung verändert sich der Spannungsabfall über die Leitung. Dadurch werden die Ergebnisse der Knotenspannung schlechter abgebildet. Zusätzlich verändern sich die Netzverluste durch die Veränderung der Hauptstranglänge. Die Netzverluste werden vor allem von den Leitungsverlusten verursacht. Deshalb sind die Netzverluste stark abhängig von der Veränderung der Leitungslänge und der Hauptstranglänge. Mit einer steigenden Leitungslänge steigt der Spannungsabfall über die Leitung. Bei einer gleichen übertragenen Leistung steigt also die Verlustleistung. Bei einer Verkürzung der Leitung tritt der gegenteilige Effekt auf und die Netzverluste sinken. Der Strom muss immer den Hauptstrang passieren. Deshalb hat die Veränderung der Hauptstranglänge einen größeren Einfluss auf die Netzverluste als die Veränderung der Gesamtleitungslänge. Dies ist auch in den Ergebnissen zu erkennen. Die Netzverluste steigen für Reduktionen an, in denen die Hauptstranglänge zunimmt, aber die Gesamtleitungslänge abnimmt.

Die Zeitreihen der Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen verändern sich nicht bei der Untersuchung. Deshalb werden die Abweichungen der maximalen Transformatorbelastung von den veränderten Netzverlusten erzeugt. Die MS/NS-Transformatoren werden schlechter abgebildet, als die HS/MS-Transformatoren. Durch die Komplexitätsreduktion sinken in der Mittelspannung die Netzverluste. In den NS-Netzen steigen diese bei Erhöhung der Hauptstranglänge. Die Abweichungen am HS/MS-Transformator werden durch die gegenläufigen Effekte etwas ausgeglichen, an den MS/NS-Transformatoren jedoch nicht. Deswegen sind die Ergebnisse für die HS/MS-Transformatoren besser, als für die MS/NS-Transformatoren.

Durch niedrige Reduktionsfaktoren werden die Ergebnisse auch schlechter. Durch die Reduktion sinkt die Auflösung des Netzes. Mit weniger Knoten werden die Knoten

nicht mehr an der ursprünglichen Position im Netz platziert. Dies führt zu anderen Belastung und damit Abweichungen.

Die Detailanalyse der maximalen Leitungsbelastungen wurde nur für Methoden durchgeführt, die keine Maschen erzeugen. Aus diesem Grund gelten die folgenden Aussagen nur für diese Methoden. Die Leitungsbelastungen werden tendenziell leicht überschätzt, mit einigen Ausreißern. Durch die Leitungsveränderungen verändert sich nicht die Leistung, die über die Leitung transportiert werden soll. Dies liegt an der Strahlentopologie und daran, dass die Zeitreihen nicht verändert werden. Die nach der Reduktion vorhandenen Leitungen werden im Vergleich zu ihren Vorgängern gedehnt. Knoten, die vorher vor bzw. hinter der Leitung waren, sind es nach der Reduktion immer noch. Bei den nicht Maschen bildenden Methoden tritt auch keine Zusammenfassung von Leitungen auf. Die einzige Größe der Leitung, die sich deutlich verändert, ist die Leitungslänge und damit auch der Wirk- und Blindwiderstand. Mit einer längeren Leitungslänge steigen deshalb die Leitungsverluste der Leitung und so nimmt die Leitungsbelastung der Leitung zu.

6.1.3 Flexibilitätseinsatz

Der Flexibilitätseinsatz kann für alle Methoden, außer für die Methoden, die auf K-Means basieren und keinen Dijkstra verwenden, berechnet werden. Die nur auf K-Means ohne Dijkstra basierenden Methoden führen zu einer Maschenbildung. Die Optimierung funktioniert jedoch nur mit Strahlennetzen bzw. offenen Ringnetzen. Es ergeben sich große Unterschiede zwischen den einzelnen Reduktionsmethoden.

Bei Verwendung von *K-Means-Dijkstra auf Netz* wird der Flexibilitätseinsatz am schlechtesten abgebildet. Dies liegt an der Abnahme der Stranganzahl. Die Flexibilitätsmethode optimiert die einzelnen Stränge. Das nicht vorhanden sein eines Strang beeinflusst dementsprechend die Optimierungsergebnisse stark.

Die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* schneidet schlechter ab, als die Methoden, die auf Strang oder Hauptstrang aggregieren. Die Zielgröße der Optimierung ist die Minimierung des Abregelungsbedarfs von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen, sowie die Glättung der Residuallast. Die Residuallast wird durch die Komplexitätsreduktion nicht verändert, bevor die Optimierung durchgeführt wird. Aus diesem Grund muss die Abweichung des Flexibilitätseinsatzes mit der Berechnung des Abregelbedarfs zusammenhängen. Der Abregelbedarf hängt von den Belastungen der Betriebsmittel und dem Einhalten von Knotenspannungen ab. Die Abweichung der Lastflussergebnisse ist für die Methode *Äquidistante Verteilung der*

Knoten ähnlich hoch, wie die von *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* und besser als die von *K-Means-Dijkstra auf Strang*. Die Ursache für die Abweichungen des Flexibilitätseinsatzes konnte also nicht eindeutig bestimmt werden. Eine genauere Untersuchung ist nötig. Es könnte damit begonnen werden zu untersuchen, wie sich das Abregelbedarf durch die Komplexitätsreduktion verändert.

Interessant ist, dass die Abweichung der Ladeleistung der einzelnen Ladepunkte ähnlich gut abgebildet wird, wie die aggregierte Ladeleistung, denn an einem Netzknoten kann mehr als ein Ladepunkt angeschlossen werden. Durch die Reduktion werden die Ladepunkte nicht aggregiert, sondern nur die normalen Lasten und Erzeugungsanlagen. Bei einer starken Reduktion kommt es dazu, dass mehrere Ladepunkte an einem Netzknoten angeschlossen sind. Wenn der Fehler des einzelnen Ladepunkteinsatzes gering ist, wird die Flexibilität von den Ladepunkten verwendet, die auch im unreduzierten Fall verwendet werden. Dadurch ist es also trotz Komplexitätsreduktion möglich, Aussagen über den Flexibilitätseinsatz von einzelnen Ladepunkten zu treffen und nicht nur über die aggregierte Wirkleistung. Dadurch besteht die Möglichkeit einer Disaggregation der Ladeleistungen auf das unreduzierte Netz.

6.1.4 Netzausbaukosten

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen der Komplexitätsreduktion auf die Netzausbaukosten diskutiert.

Auswirkungen auf den Ausbau von Betriebsmitteln

Die Netzausbaukosten hängen von den ausgebauten Transformatoren und Leitungen ab. Den größten Einfluss auf die Netzausbaukosten haben das Auftreten von Maschen, die Veränderung der Hauptstranglänge und die räumliche Auflösung des Netzes. Diese führen zu einer Veränderung der Netzbelastungen und verändern so die Ausbaukosten.

Damit ein Betriebsmittel ausgebaut wird, müssen Netzprobleme auftreten, die durch einen Ausbau des Betriebsmittels behoben werden können. Wo die Netzprobleme auftreten, wird durch die Ergebnisse des Lastflusses bestimmt. Die Methoden, die nur K-Means verwenden, bilden den Lastfluss aufgrund der Maschenbildung schlecht ab. Deshalb haben sie auch schlechtere Ergebnisse bei den Netzausbaukosten.

Die Abbildung der Netzausbaukosten der Transformatoren ist sehr gut. Die Transformatoren werden so gut abgebildet, da die Änderung ihrer Belastung nur von

der Veränderung der Netzverluste abhängt. Die MS/NS-Ausbaukosten werden etwas schlechter abgebildet, als die HS/MS-Ausbaukosten, da dort die Abbildung der maximalen Transformatorauslastung schlechter ist.

Die Abbildung der Leitungskosten hängt davon ab, wie gut die Leitungen durch die Komplexitätsreduktion repräsentiert werden. Es können nur Leitungen ausgebaut werden, die nach der Reduktion noch vorhanden sind. Deswegen führt die Reduktion der räumlichen Auflösung in der Regel zu einer Unterschätzung der Ausbaukosten der Leitungen. Die Reduktion der Stranganzahl hat deshalb einen besonders hohen Einfluss auf die Netzausbaukosten. Daher werden die Netzausbaukosten bei Gruppierung auf Netzebene schlecht abgebildet.

Die Ausbaukosten einzelner Leitungen hängen von der jeweiligen Leitungslänge ab. Die Methode *Aggregation am Hauptstrang* erhält nur den Hauptstrang und hat sehr geringe Abweichungen der Netzausbaukosten. Dies bedeutet, dass der Netzausbau hauptsächlich im Hauptstrang stattfindet. Deshalb hängen die Netzausbaukosten vorwiegend davon ab, wie gut der Hauptstrang abgebildet wird. Eine geringe Abweichung der Hauptstranglänge führt zu einer besseren Abbildung des Hauptstrangs. Mit einer abnehmenden Hauptstranglänge nehmen deshalb in der Regel auch die Netzausbaukosten ab. In der MS funktioniert daher die Methode *K-Means-Dijkstra auf Strang* besser als *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang*.

Obwohl die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* die Hauptstranglänge erhält, kommt es zu Abweichungen. Dies liegt an der fehlerhaften Positionierung der Netzknoten auf dem Hauptstrang. Bei der Methode sind alle Leitungen eines Strangabschnitts gleich lang. Wird nun eine Leitung ausgetauscht, sind die Kosten für den Strangabschnitt immer ein Vielfaches der Kosten eines Leitungsstücks. Bei der Verwendung einer auf K-Means basierenden Version sind die Knoten wegen der Gewichtung näher an den ursprünglichen Positionen der Knoten. Kommt es zu einem Ausbau eines Strangabschnitts, werden eher die richtigen Leitungslängen ausgebaut. Die Wahrscheinlichkeit, dass die Leitungskosten bei *Äquidistante Verteilung der Knoten* über- oder unterschätzt werden, steigt also gegenüber den auf K-Means basierenden Methoden. Deswegen ist die Streuung der Netzausbaukosten, bei *Äquidistante Verteilung der Knoten* im Gegensatz zu den anderen Methoden höher.

In den NS-Netzen werden die Ausbaukosten besser durch *K-Means auf Netz/Strang* als durch *K-Means-Dijkstra auf Netz/Strang*, da die Maschenbildung der Erhöhung der Hauptstranglänge entgegenwirkt.

Auswirkungen der Fokus-Methode

Die Fokus-Methode erzielt sehr gute Ergebnisse, da die Netzauflösung nur in Bereichen reduziert wird, in denen kein Netzausbau stattfindet. Bei den untersuchten Netzen klappt das Vorgehen sehr gut, denn bei dem Worst-Case-Lastfluss wurden in der Regel die richtigen Knoten von Interesse identifiziert. Die Methode ist jedoch im Nachteil, wenn durch die zeitreihenbasierte Netzausbauplanung Leitungen ausgebaut werden, die nicht beim Worst-Case-Lastfluss ausgebaut werden. Dies kann zum Beispiel auftreten, wenn die Gleichzeitigkeit von Lasten- oder Erzeugungsanlagen falsch eingeschätzt wird. In dieser Arbeit könnte dies geschehen, da für die Elektromobilität nur ein Skalierungsfaktor von 0,1 gewählt wurde, siehe Abschnitt 4.2.2. Die Abweichungen der Ausbaurkosten bei Einsatz der Fokus-Methode sind auf dieses Phänomen und die Auswirkungen der Komplexitätsreduktion auf das Netz, die auch für die Basis-Methoden gelten, zurückzuführen.

Auswirkungen der Flexibilität auf die Netzausbaukosten

Durch den Einsatz der Flexibilität kann die Residuallast gesenkt werden und so das Auftreten von Netzproblemen reduziert werden. Die Netzausbaukosten konnten durch den Flexibilitätseinsatz insgesamt um 5,7 % gesenkt werden. Damit trotz Einsatz der Komplexitätsreduktion dieser Effekt abgebildet werden kann, müssen die Netzausbaukosten der reduzierten Netze auch in diesem Bereich liegen.

Die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* kann die Einsparung durch den Flexibilitätseinsatz nicht gut abbilden. Da die Netzausbaukosten näher an dem unoptimierten, unreduzierten Fall sind, als an dem optimierten, unreduzierten Fall. Die Methode führt zu schlechteren Ergebnissen bei den Netzausbaukosten aus den folgenden zwei Gründen. Zum einen wird die Flexibilität schlechter abgebildet. Auf der anderen Seite neigt die Methode zur Überschätzung der Netzausbaukosten.

Am besten bildet die Methode *Aggregation am Hauptstrang* die Einsparungen durch die Flexibilität ab. Es ist zu beachten, dass die Reduktion der Netzausbaukosten für diese Methode durch die Flexibilität überschätzt wird. Der Effekt der Unterschätzung der Ausbaurkosten durch die Komplexitätsreduktion ist stärker, als die Senkung der Netzausbaukosten durch den Flexibilitätseinsatz, da die Netzausbaukosten durch die Komplexitätsreduktion für die Methode unterschätzt werden.

Vergleich mit anderen Arbeiten

Die Veränderung der Netzausbaukosten kann mit anderen Arbeiten verglichen werden. Es wurden zwei Arbeiten identifiziert, in denen die Auswirkungen einer räumlichen Komplexitätsreduktion auf die Netzausbaukosten untersucht wird. Die Arbeiten beziehen sich jedoch auf das Übertragungsnetz.

In [12] wurde der Unterschied der Netzausbaukosten für eine Reduktion des deutschen Übertragungsnetzes mit den Methoden *K-Means auf Netz* und *K-Means-Dijkstra auf Netz* untersucht. Die Methode mit *K-Means-Dijkstra* hat dabei 1,6 % niedrigere Ausbaurkosten bestimmt, als die Methode *K-Means*. Das Netz wurde von 11.305 Knoten auf 300 Knoten reduziert. Dies entspricht einem Reduktionsfaktor von 0,027. Die Ausbaurkosten für den unreduzierten Fall konnten nicht bestimmt werden, da das Problem zu komplex ist.

Für das Verteilnetz konnten diese Beobachtungen nicht gemacht werden. Dort erzielen die Methoden mit Dijkstra höhere Netzausbaukosten, als die Methoden, die nur auf K-Means basieren.

Die Veränderung der Ausbaurkosten für verschiedene Reduktionen mit *K-Means auf Netz* werden in [17] untersucht. Dort wird das europäische Übertragungsnetz mit 7893 Knoten dargestellt und wird für acht Reduktionen mit 37 bis 362 Knoten untersucht. Dies entspricht Reduktionsfaktoren von 0,046 bis 0,0046. Auch in dieser Arbeit konnte das unreduzierte Problem nicht gelöst werden. Es konnte in dieser Untersuchung festgestellt werden, dass mit einer stärkeren Reduktion die Netzausbaukosten abnehmen. Die Kosten waren für Reduktion von 362 bis 90 Knoten nahezu konstant und fielen dann für Knoten von 37 bis 90 Knoten deutlich. Dieselbe Beobachtung, dass die Ausbaurkosten mit einer stärkeren Reduktion sinken, wurde auch in dieser Arbeit gemacht, mit Ausnahme des Anstiegs für mittlere Reduktionsfaktoren in den NS-Netzen. Das Vorhandensein einer Grenze, ab der die Netzausbaukosten deutlich stärker abfallen, wurde auch für das Verteilnetz gemacht. Die Grenze ist im Verteilnetz jedoch schon für deutlich höhere Reduktionsfaktoren erreicht. Diese liegt für *K-Means auf Netz* zwischen 0,4 und 0,5. Bei *K-Means-Dijkstra auf Netz* zwischen 0,2 und 0,3.

6.1.5 Veränderung des Rechenzeiteinsatzes

Der Rechenzeiteinsatz konnte für die untersuchten Probleme Lastfluss, Netzausbau und Optimierung reduziert werden. Es wurde ein annähernd linearer Zusammenhang zwischen der Knotenanzahl und der Rechenzeit festgestellt.

Die Zeitersparnis durch die Komplexitätsreduktion muss bei dem Netzausbau einen ähnlichen Verlauf aufweisen wie bei der Lastflussberechnung, denn durch die Netzausbaumethodik wird mehrmals ein Lastfluss berechnet. Die Gemeinsamkeiten sind beim Vergleich der Verläufe erkennbar. Die auftretenden Abweichungen lassen sich dadurch erklären, dass der Zeitaufwand für die Identifikation der Netzprobleme und der Zeitaufwand für das Lösen der Netzprobleme durch die Netzausbaumaßnahmen nicht im gleichen Maße reduziert wird. Die Zeit für die Identifikation von Netzproblemen nimmt mit einer stärkeren Reduktion ab, da weniger Komponenten auf Probleme überprüft werden müssen. Die Netzausbaumaßnahmen sollen durch die Komplexitätsreduktion jedoch so wenig beeinflusst werden wie möglich. Deshalb wird die Zeit für diese Maßnahmen weniger reduziert. Außerdem kommt es zu Abweichungen bei den ausgebauten Betriebsmitteln, wodurch die Abweichungen noch stärker ausfallen.

In [7] wurde eine räumliche Komplexitätsreduktion für ein Optimierungsproblem im Übertragungsnetz durchgeführt. Es wurde ein Modell des Übertragungsnetzes von Deutschland mit 488 Regionen angenommen und dann für zwölf verschiedene Reduktionen auf eine Region bis zu 450 Regionen untersucht. In der Arbeit konnte auch das unreduzierte Modell berechnet werden. Es ist nur ein Vergleich der Ergebnisse für die Veränderung der Rechenzeit möglich, da die sich die sonst Untersuchungen zu sehr unterscheiden. Ein linearer Zusammenhang zwischen Problemgröße und Lösungszeit eines Optimierungsproblems konnte auch in dieser Arbeit festgestellt werden. Es wurden zwei Szenarien gerechnet. In einem Szenario gab es eine annähernd lineare Reduktion der Rechenzeit, nur für Reduktionen auf 80 % bis 90 % der Regionen, traten Abweichung vom linearen Verlauf auf. Bei dem anderen Szenario war für Reduktionen auf bis zu 60 % der untersuchten Regionen eine lineare Reduktion der Rechenzeit zu beobachten, danach fiel die Rechenzeit nur noch langsam. Es wurden ursprünglich 488 Regionen betrachtet.

In den in untersuchten Verteilnetzen ist die Anzahl der Knoten deutlich höher. Es wäre deshalb zu überprüfen, ob bei einer stärkeren Reduktion auf unter 200 Netzknoten auch nur noch eine langsame Reduktion des Zeiteinsatzes erreicht wird. Eine so starke Reduktion ist jedoch für die Verteilnetzgebiete nicht sinnvoll, da dort die Netzausbaukosten sehr schlecht abgebildet werden würden.

6.2 Anwendbarkeit der Komplexitätsreduktion

Die Methoden der räumlichen Komplexitätsreduktion sind auf das Verteilnetz anwendbar. Der Flexibilitätseinsatz und die Netzausbaukosten können bei Reduktion der Komplexität für verschiedene Methoden weiterhin abgebildet werden. Die Genauigkeit der Abbildung ist jedoch abhängig von der Reduktionsmethode und dem Reduktionsfaktor. Es wird eine Reduktion des Gesamtrechenzeiteinsatzes für die Optimierung des Flexibilitätseinsatzes und des Netzausbaus erreicht. Die Wahl der Reduktionsmethode hängt jedoch aufgrund unterschiedlicher Abweichung der Ergebnisse vom Einsatzfall ab. Es muss unterschieden werden, ob die Flexibilität und/oder die Netzausbaukosten untersucht werden sollen.

In dem Fall, dass nur die Netzausbaukosten betrachtet werden, sollte die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten mit Fokus* mit einem Reduktionsfaktor von 0,5 verwendet werden. Dadurch werden die Netzausbaukosten der Netzgebiete von 1,3 % überschätzt und es kommt zu einer Reduktion der Rechenzeit von 66,1 %. Diese Methode erreicht die geringste Abweichung der Netzausbaukosten bei gleichzeitig höchster Reduktion des Rechenzeiteinsatzes. Für diese Methode werden die Netzausbaukosten in allen Netzebenen gut abgebildet und die Abweichungen in der Detailanalyse sind gering. Außerdem verändern sich die Ergebnisse mit einer leichten Erhöhung bzw. Verringerung nur wenig.

Soll nur der optimale Flexibilitätseinsatz betrachtet werden, sollte die Methode *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* mit einem Reduktionsfaktor von 0,1 verwendet werden. Dabei wird eine sehr hohe Einsparung des Rechenzeiteinsatzes von 89,9 % erreicht, bei einer guten Abbildung der Flexibilität, der RMSE beträgt dort 3,7 %. Muss die Flexibilität sehr genau abgebildet werden ist die Methode *Aggregation am Hauptstrang* zu verwenden, dabei kann die Rechenzeit um 39,2 % gesenkt werden, bei einem RMSE von rund 1,9 %.

Soll der Flexibilitätseinsatz in Kombination mit dem Netzausbau bestimmt werden, muss eine Reduktion gewählt werden, die den Netzausbau auch sehr gut abbildet. Deshalb ist die Methode *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang, mit Fokus* bei einem Reduktionsfaktor von 0,9 zu verwenden. Dadurch können die Netzausbaukosten, die durch den Einsatz der Flexibilität eingespart werden, mit einer Abweichung von -1 % abgebildet werden. Außerdem kann bei der Optimierung die Rechenzeit um 73,7 % verkürzt werden.

Die Methoden sollten immer auf möglichst viele Netzgebiete angewendet werden, da eine Streuung der Genauigkeit der Ergebnisse vorhanden ist. Durch eine Betrachtung von vielen Netzen hält sich der Gesamtfehler in Grenzen.

Es wird nur empfohlen, Methoden anzuwenden, die auf allen Netzebenen für viele Reduktionsfaktoren funktionieren. Dies sind die Methoden, die als Gruppierungsebene den Hauptstrang verwenden. Bei den anderen Methoden ergeben sich für die einzelnen Netzebenen starke Unterschiede. *K-Means auf Strang* ist ein Beispiel dafür. Es werden gute Gesamtergebnisse erzielt, es kommt aber zu einer schlechten Abbildung der Netzausbaukosten des MS- und NS-Ebene. Es wird auch nicht empfohlen, Methoden zu verwenden, die nur auf dem K-Means-Clustering basieren und keinen Dijkstra verwenden. Denn diese Methoden führen aufgrund der Veränderung der Topologieart zu einer schlechteren Abbildung der Netze.

Um die Anwendbarkeit der Methoden zu erhöhen, sollte eine unterschiedliche starke Reduktion der MS- und NS-Netze untersucht werden. Die Netzausbaukosten entstehen vorwiegend in den MS-Netzen (56,5 % der Gesamtkosten). Der Anteil der Knoten der MS-Netze an der Gesamtknotenanzahl ist jedoch mit 2,6 % viel geringer als der Anteil der NS-Knoten an der Gesamtknotenanzahl. Es wurde gezeigt, dass die Zeitersparnis abhängig von der Knotenanzahl ist. Deshalb müsste eine schwächere Reduktion der MS-Netze zu einer geringeren Abweichung der Netzausbaukosten führen, bei einer ähnlichen Zeitersparnis.

6.3 Übertragbarkeit der Methoden

Es wird die Übertragbarkeit der aus der Literatur übernommenen Methoden auf die untersuchten Netze diskutiert. Außerdem wird diskutiert, inwiefern die implementierten Methoden auf andere Daten und Netzebenen anwendbar sind.

Übertragbarkeit vorhandener Methoden

In der Arbeit wurden schon vorhandene Methoden für die räumliche Komplexitätsreduktion im Stromnetz verwendet. Dafür wurde die Methode zur Gruppierung *K-Means auf Netz* und die Netzreduktionsmethode, die das Netz auf Grundlage der Busmap reduziert, aus [17] übernommen. Die Reduktionsmethode *K-Means-Dijkstra auf Netz* stammt aus [12]. Die beiden Methoden wurden vorher im Übertragungsnetz verwendet. Die Reduktionsmethode *Aggregation am Hauptstrang* wurde aus [3] übernommen und dort im Verteilnetz angewendet.

Die Netzreduktionsmethode aus [17] musste nur leicht angepasst werden, um kompatibel mit Schaltern zu sein. Sie erfüllt ihren Zweck und funktioniert auch mit

den neu entwickelten Methoden. Die Methode *K-Means auf Netz* aus [17] lässt sich auf das Verteilnetz anwenden, erzeugt aber wegen der Maschenbildung nicht zufriedenstellende Ergebnisse. Die Methode *K-Means-Dijkstra auf Netz* aus [12] ist auch nicht empfehlenswert, da die Stranganzahl verändert wird. Durch Verwendung anderer Gruppierungsgebiete wird die Methode aber nutzbar und liefert zufriedenstellende Ergebnisse. Die Methode *Aggregation am Hauptstrang* aus [3] funktioniert ohne Änderungen in der Verteilnetzebene. In [3] wurde nicht untersucht, welche Auswirkungen die Komplexitätsreduktion auf die Ergebnisse hat, sondern sie wurde nur angewendet, weshalb kein direkter Vergleich der Ergebnisse möglich ist. Diese Arbeit bestätigt jedoch, dass nur eine geringe Abweichung der Netzausbaukosten entsteht ($-1,6\%$), wenn nur der Hauptstrang der Verteilnetze betrachtet wird.

Übertragbarkeit auf andere Netzebenen

Die Reduktionsmethoden, die auf K-Means basieren und als Gruppierungsgebiet die Netzebene verwenden, werden bereits erfolgreich in der Übertragungsnetzebene verwendet in [4, 12, 17]. Die Übertragbarkeit auf das Übertragungsnetz muss deshalb für diese Methoden nicht diskutiert werden.

Die Methoden, die auf Strang und Hauptstrangebene reduzieren, sind hingegen nicht auf das Übertragungsnetz übertragbar, da die Übertragungsnetze als Maschennetze ausgeführt sind und keine Stränge haben.

Auch die Fokus-Methode ist nicht ohne Abänderung anwendbar, da für die Anwendung einzelne Gruppierungsgebiete vorhanden sein müssen. Das Übertragungsnetz wird jedoch nur als ein Netz angenommen.

Übertragbarkeit auf andere Netzdaten

Als Netzdaten wurden synthetische Netze verwendet, deren Leitungslänge über einen Umwegfaktor bestimmt wurden. Die Netzreduktionsmethode berechnet die Leitungslänge jeder Leitung neu bei der Komplexitätsreduktion. Die Leitungslänge wird mit dem euklidischen Abstand zwischen den Netzknoten der Leitung und einer Multiplikation mit dem Umwegfaktor bestimmt. Die Übertragbarkeit der Netzreduktionsmethode auf Netze, deren Leitungslänge nicht auf diese Art bestimmbar ist, könnte sich als schwierig erweisen. Besteht kein Zusammenhang zwischen Leitungslänge und Abstand über einen Umwegfaktor, ist eine starke Abweichung der Leitungslängen zu erwarten. Dies wiederum führt zu einer schlechten Abbildung des Netzes, wodurch

schlechte Ergebnisse entstehen.

Um dieses Problem zu lösen, könnten die Pseudo-Koordinaten verwendet werden, da diese Knoten entsprechend dem Umwegfaktor und den Leitungslängen positionieren. Eine andere Möglichkeit ist die Anpassung der Netzreduktionsmethode. Die Methode könnte so verändert werden, dass die Leitungslänge über den Weg im Graphen bestimmt wird und nicht über den euklidischen Abstand. Dadurch sollte die Übertragbarkeit auf andere Netzdaten möglich werden.

6.4 Bewertung der Aussagekraft der Ergebnisse

In diesem Abschnitt wird die Aussagekraft der Ergebnisse diskutiert. Dafür wird die Abhängigkeit der Ergebnisse von den Daten und der Vorgehensweise zur Erzeugung der Ergebnisse betrachtet.

Daten

In der Arbeit werden die Kapitel 3 beschriebenen Daten verwendet. Als Daten werden synthetisch erstellte Verteilnetzgebiete verwendet, die mit dem Softwaretool `ding0` erstellt wurden [25]. Als Ausbauszenarien wurden vorgefertigte Szenarien verwendet, die in [4, 46] benutzt werden.

In der Analyse der Auswirkung der Komplexitätsreduktion wurden zwei verschiedene Szenarien untersucht, mit einem unterschiedlich stark ausfallenden Zubau von Erzeugungsanlagen und Lasten. Es wurden im Szenario STD 15 und im Szenario FLEX sechs verschiedene Netzgebiete untersucht. Es konnte für die einzelnen Szenarien eine ähnliche Abweichung der Netzausbaukosten erzielt werden. Dabei wurde auch die Streuung der Ausbaukosten untersucht, die in einem akzeptablen Bereich liegt. Für die Genauigkeit der Flexibilität wurden die Ergebnisse für die einzelnen Netzgebiete bestätigt. Die Netzgebiete sind so ausgewählt, dass sie eine hohe Anzahl an Netzen repräsentieren [46]. Durch diese breit gestreute Untersuchung ist anzunehmen, dass die Methoden auch mit anderen `ding0`-Netzgebieten und anderen Ausbauszenarien funktionieren.

Pseudo-Koordinaten

Die auf K-Means basierenden Reduktionsmethoden finden Clusterzentren auf Basis der Koordinaten der Netzknoten. Die Koordinaten in den MS-Netzen weisen dabei

einen Bezug zu der Realität über *OpenStreetMap*-Daten auf [25]. Für die NS-Netze werden Pseudo-Koordinaten erstellt, die keinen Bezug zur Realität aufweisen. Dies geschieht über eine eigenständig entwickelte Methodik, siehe Abschnitt 4.1.1. Bei der Untersuchung der Ergebnisse ist aufgefallen, dass die Reduktionsmethoden mit dem Gruppierungsgebiet Netz/Strang Fehler erzeugen, deren Ursprung unter anderem auf die Pseudo-Koordinaten zurückzuführen ist. Die wechselseitige Positionierung der Außenknoten des Strangs führt zu der beschriebenen Zickzack-Leitungsführung und der damit einhergehenden Erhöhung der Hauptstranglänge, die zu Abweichungen bei den Lastflussergebnissen und Netzausbaukosten führt. Es ist also die Frage zu beantworten, ob diese Abweichungen auch auftreten würden, wenn reale Koordinaten verwendet werden würden.

NS-Leitungen werden in der Regel parallel zu Straßen verlegt [23]. Sind auf beiden Seiten der Straße elektrische Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen vorhanden, kann es sein, dass diese wechselseitig angeschlossen werden. Die wechselseitige Verteilung von Knoten kann also auch in der Realität auftreten. Das Problem der Erhöhung der Hauptstranglänge könnte also auch mit realen Netzdaten auftreten. Deshalb ist die Anwendung der Pseudo-Koordinaten sinnvoll.

Fehlerbetrachtung

Bei der großen Anzahl der untersuchten Netzgebiete und der hohen Anzahl der untersuchten Reduktionen treten Berechnungsfehler auf, weshalb einige Untersuchungen bei der Berechnung abbrechen. Im Szenario STD wurden, wenn jedes Netzgebiet und jede Reduktion einzeln zählt, 1635 Netzgebiete untersucht und mit den 15 un-reduzierten Netzgebieten verglichen. Damit trotzdem Ergebnisse für möglichst alle Netzgebiete erzeugt werden konnten, wurden die fehlschlagenden Untersuchungen einzelner Netze und Reduktionen ausgelassen. Die Anzahl der fehlschlagenden Untersuchungen ist gering, siehe Abschnitt 5.1.

Die fehlerhaften Untersuchungen werden bei den Ergebnissen ausgeschlossen, indem die relative Abweichung aller fehlerfreien reduzierten Netzgebiete zu den zugehörigen un-reduzierten Netzgebieten gebildet wird. Eine andere Möglichkeit, die verwendet wird, ist, für jedes reduzierte Netzgebiet einzeln die Abweichung zum un-reduzierten Fall zu berechnen und dann den Mittelwert der erfolgreichen Netzgebiete zu bilden. Die erste Möglichkeit gewichtet dabei Netzgebiete nach der untersuchten Netzgröße bzw. dem Anteil an den Gesamtnetzausbaukosten. Die zweite Variante gewichtet jedes Netzgebiet gleich.

Die erste Methode wurde für die Erstellung der Heatmaps der Netztopologie und

der Netzausbaukosten verwendet. Für die Untersuchungen der Netztopologie ist dies akzeptabel, da nicht davon auszugehen ist, dass große Abweichungen zwischen den einzelnen Netzgebieten zu erwarten sind. Dies liegt an der großen Ähnlichkeit im Aufbau der Netze. Für die Netzausbaukosten ist die relative Gesamtabweichung wichtiger, da Netzgebiete, die höhere Kosten erzeugen, auch stärker in die Gesamtkosten eingehen sollen. Würde hingegen der Mittelwert der relativen Abweichungen gebildet werden, würden Netzgebiete, die starke relative Abweichung, aber kleine absolute Abweichungen aufweisen, zu stark gewichtet werden. Um die relative Abweichung der einzelnen Netzgebiete zu beurteilen und deren Streuung zu beurteilen, wurden deshalb Boxplots verwendet. Mit dieser Detailanalyse wird die Aussagekraft der Ergebnisse abgesichert.

Topologieveränderung

Die Veränderungen der Netztopologie wurde für eine Vielzahl von Netzen untersucht, jedoch wurden die Auswirkungen der relativen Veränderungen der Knoten-, Leitungs- und Stranganzahl, sowie der Leitungs- und Hauptstranglänge nur für alle Netzgebiete in der Gesamtheit betrachtet. Aufgrund von Stichproben und der hohen Ähnlichkeit der Netze ist jedoch davon auszugehen, dass die Veränderungen der einzelnen Netze, in der gleichen Größenordnung liegen.

Lastflussrechnung

Es wurden nur Maximalwerte bzw. für die Knotenspannung auch Minimalwerte untersucht. Da diese Werte entscheidend für die Berechnung des Netzausbaubedarfs sind. Die Aussagekraft ist begrenzt auf diese Extremwerte. Um die Aussagekraft auch auf einzelne Zeitschritte auszuweiten, müsste eine neue Untersuchung stattfinden, bei dem der Fehler für einzelne Zeitschritte bestimmt wird. Dies wäre interessant für die Untersuchung des Flexibilitätseinsatzes, da dort jeder Zeitschritt relevant ist.

Flexibilitätseinsatz

Der Flexibilitätseinsatz wurde nur für die Methode aus [34] bestimmt, die in Abschnitt 4.5.2 beschrieben ist. Deshalb ist nur gesichert, dass die Methoden zur räumlichen Komplexitätsreduktion diese Flexibilität richtig abbilden. Bei der verwendeten Optimierung wurde ein netzdienlicher Einsatz der Flexibilität untersucht. Dafür werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung für die Einschätzung des Netzzustandes

genutzt. Es wurde gezeigt, dass die Extremwerte der Lastflussberechnung abbildbar sind. Deswegen sollten andere netzdienliche Methoden auch anwendbar sein. Da Abweichung der Lastflussberechnung nicht für jeden Zeitschritt untersucht wurde, sollte vor der Anwendung anderer Methoden zur Optimierung des Flexibilitätseinsatzes, für diese Methoden trotzdem eine Untersuchung der Genauigkeit der Abbildung der Flexibilität durchgeführt werden.

Netzausbau

In der Arbeit wurde nur untersucht, wie sich die Netzausbaukosten verändern. Es wurde nicht untersucht, ob die gleichen Leitungen oder Transformatoren ausgebaut wurden, die ohne den Einsatz der Komplexitätsreduktion auch ausgebaut worden wären. Die Zuordnung der in den reduzierten Netzen ausgebauten Leitungen zu den in den unreduzierten Netzen ausgebauten Leitungen gestaltet sich als schwer, da kein direkter Zusammenhang über eine Linemap hergestellt werden kann, denn die Linemap setzt nur die vor dem Netzausbau vorhandenen Leitungen des unreduzierten und reduzierten Netzes miteinander in Bezug. Deshalb kann ohne genauere Untersuchungen keine Aussage getroffen werden, ob der Ausbau spezifische Betriebsmittel wirklich notwendig ist. Es konnte jedoch gezeigt werden, dass die Abschätzung der Netzausbaukosten für die einzelnen Netzebenen möglich ist.

Rechenzeiteinsatz

Die Komplexität wurde nur anhand der real verstrichenen Zeit für die Rechenergebnisse bewertet. Dies kann zu einer fehlerbehafteten Einschätzung der reduzierten Komplexität führen. Die Rechenzeit kann durch verschiedene Ursachen beeinflusst werden. Eine Verlangsamung kann durch fehlende Rechenressourcen entstehen. Aufgrund der Parallelisierung der Berechnungen wird diese Gefahr erhöht. Das Risiko ist jedoch einschätzbar, da den einzelnen Reduktionen eigene Rechenkapazitäten zugewiesen wurden und auf der Workstation genügend freie Ressourcen verfügbar gelassen wurden, indem den Untersuchungen spezifischen Rechenkerne zugewiesen wurden. Dadurch konnten Hintergrundprozesse auf die freien Kerne zugreifen und es stand genügend Rechenleistung der Untersuchung zu Verfügung. Dazu kommt, dass die Rechenzeit für den unreduzierten Fall über alle 15 Netzgebiete für den Netzausbau mit 211 min und für die Berechnung des Flexibilitätseinsatzes mit 23,7 h sehr hoch ist. Dadurch wird der Einfluss von kleinen Störungen gesenkt. Die Ergebnisse sind also aussagekräftig. Um die Aussagekraft weiter zu erhöhen, könnte die Reduktion mehrfach hintereinander ausgeführt werden und der Mittelwert der verstrichenen Zeit verwendet werden.

Fazit und Ausblick

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Arbeit zusammengefasst und die Forschungsfragen beantwortet. Im Ausblick wird aufgezeigt, in welchen Bereichen des Themas noch Forschungsbedarf besteht. Außerdem werden Möglichkeiten geschildert, an die Ergebnisse der Arbeit anzuknüpfen.

7.1 Fazit

In dieser Arbeit wurden die Auswirkungen verschiedener räumlicher Komplexitätsreduktionsmethoden auf die Netzausbauplanung mit Flexibilitäten untersucht. Die räumlichen Komplexitätsreduktionsmethoden bestehen aus mehreren Schritten. Im ersten Schritt werden die Netzgebiete in einzelne Gruppierungsgebiete aufgespalten. Als Gruppierungsgebiete sind Netz, Strang und Hauptstrang möglich. Dann wird für jedes Gruppierungsgebiet die Stärke der Reduktion bestimmt. Dabei besteht die Möglichkeit, jedes Gruppierungsgebiet gleich stark zu reduzieren oder eine unterschiedlich starke Reduktion der Gruppierungsgebiete durchzuführen. Für den zweiten Fall wurde eine Methode entwickelt, die Gruppierungsgebiete stärker reduziert, wenn in den Gebieten kein Netzausbaubedarf erwartet wird. Es wird für jedes Gruppierungsgebiet eine Knotenanzahl berechnet, die das Gebiet nach der Reduktion aufweisen soll. Im nächsten Schritt werden die Knoten der Gruppierungsgebiete zu der berechneten Knotenanzahl des reduzierten Gruppierungsgebiets zusammengefasst. Dabei werden die Knoten des unreduzierten Netzes neuen Knoten, mit neuen Koordinaten, zugeordnet. Es wurden drei Methoden zur Gruppierung der Netzknoten aus der Literatur übernommen. Zwei Methoden basieren auf einem K-Means-Clustering. Eine der Methoden verwendet zusätzlich einen Dijkstra-Algorithmus, um eine bessere Gruppierung der Knoten zu ermöglichen. Die dritte Methode aggregiert

die Knoten an den Hauptstrang. Außerdem wurde eine eigene Methode entwickelt, die nur auf Basis des Graphen des elektrischen Netzes die Knoten gruppiert und die nach der Reduktion vorhandenen Knoten auf dem Hauptstrang mit äquidistanten Abständen verteilt. Im letzten Schritt wird das Netzgebiet durch eine Netzreduktionsmethode reduziert. Dabei wird auf Basis der Ergebnisse der Gruppierung das Netzgebiet neu aufgebaut. Es werden überflüssige Leitungen entfernt und die Länge jeder Leitung und deren elektrische Parameter neu berechnet. Die im Netzgebiet vorhandenen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen werden an die neuen Netzknoten angeschlossen. Durch die Kombination der einzelnen Teilschritte konnten so 13 verschiedene Reduktionsmethoden untersucht werden.

Die Methoden wurden dann auf eine repräsentative Auswahl von synthetischen Verteilnetzgebieten angewendet. Dafür wurden 15 MS-Netzgebiete mit insgesamt 2.189 unterlagerten NS-Netzen untersucht. Im Anschluss wurde die Abbildung der Netztopologie, der Lastflussergebnisse, der Abbildung der elektrischen Flexibilität, des Netzausbaubedarfs und der Veränderung der Rechenzeit untersucht.

Es wurde herausgefunden, dass die Methoden den Flexibilitätseinsatz unterschiedlich gut abbilden können. Als Flexibilität wurde der netzdienliche Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen untersucht. Die verwendete Flexibilität soll die Residuallast glätten und den Abregelungsbedarf eines Netzes minimieren, der notwendig ist, um Netzprobleme zu verhindern. Es hat sich herausgestellt, dass durch die Komplexitätsreduktion der Nutzen der Flexibilität verringert wird. Die Residuallast wird im reduzierten Fall nicht so stark geglättet, wie im unreduzierten Fall. Eine Abbildung der Flexibilität mit einer akzeptablen Abweichung ist trotzdem möglich. Die Ursachen für die Abweichungen des Flexibilitätseinsatzes konnten nicht vollständig ermittelt werden. Sie hängen wahrscheinlich mit einer Veränderung des Abregelungsbedarfs des Netzes zusammen.

Am besten bildet die Reduktionsmethode *Aggregation am Hauptstrang* den Flexibilitätseinsatz ab. Die aggregierte Ladeleistung weist bei der Methode einen RMSE von 1,85 % auf.

Die Netzausbaukosten können trotz der Komplexitätsreduktion weiterhin mit akzeptablen Abweichungen abgebildet werden.

Betrachtet man die Netzausbaukosten für die verschiedenen Netzebenen wurde gezeigt, dass die Ausbaukosten der Transformatoren sehr gut abgebildet werden. Auf der HS/MS-Ebene kam es zu keinen und in der MS/NS-Ebene nur zu leichten Abweichungen. Bei den Leitungen der MS- und NS-Netze gab es die größten Abweichungen der Ausbaukosten. Die NS-Ebene konnte gut abgebildet werden, wenn als Grup-

pierungsebene der Hauptstrang verwendet wird. Die MS-Netze konnten schlechter abgebildet werden, da sie eine komplexere Struktur als die NS-Netze aufweisen. Die Ursachen für die veränderten Netzausbaukosten sind vorwiegend auf die Veränderung der Netzverluste und der Hauptstranglänge zurückzuführen.

Die Ergebnisse sind von den verwendeten Methoden abhängig. Die aus dem Übertragungsnetz übernommenen Methoden erzielten die höchsten Abweichungen. Durch die Anpassung der Gruppierungsebene der Methoden von der Netzebene auf den Hauptstrang konnten mit der Methode *K-Means-Dijkstra* aus [12] gute Ergebnisse erzielt werden. Die Eigenentwicklung *Äquidistante Verteilung der Knoten* erzielt die besten Ergebnisse. Für die Methode *K-Means* aus [17] konnten keine zufriedenstellenden Ergebnisse erzeugt werden, da die Methode Maschen erzeugt und so die Topologieart verändert.

Es wurde außerdem festgestellt, dass der Netzausbau zum großen Teil im Hauptstrang stattfindet. Die alleinige Betrachtung des Hauptstrangs führt nur zu einer Unterschätzung der Gesamtnetzausbaukosten von 1,6 %. Die Rechenzeit der Untersuchungen konnte bei einer akzeptablen Abweichung der Ergebnisse erfolgreich reduziert werden. Es wurde ein annähernd linearer Zusammenhang zwischen der Rechenzeit und der Knotenanzahl festgestellt. Dieser Zusammenhang gilt für die Berechnung des Lastflusses, des Netzausbaus und des Flexibilitätseinsatzes. Die stärkste Reduktion der Rechenzeit wird bei der Verwendung der Fokus-Methode erreicht, diese baut auf den anderen Methoden auf und reduziert nur Bereiche des Netzes, in denen kein Netzausbau erwartet wird. Die Bereiche von Interesse werden vorher durch eine Worst-Case-Lastflussberechnung gewonnen. Diese führt eine Lastflussberechnung für zwei Extremfälle durch. Es wird der Starklastfall und der Rückspeisefall betrachtet.

Die Rechenzeit für die Netzausbauplanung ohne Flexibilitäten konnte bei Verwendung der Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten mit Fokus* mit einem Reduktionsfaktor von 0,5 um 66,1 % reduziert werden, bei einer Abweichung der Netzausbaukosten von 1,3 %. Soll nur der Flexibilitätseinsatz berechnet werden, ist eine Zeiteinsparung von 89,9 % möglich, wenn die Reduktionsmethode *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang* mit einem Reduktionsfaktor von 0,1 verwendet wird. Der RMSE der aggregierten Ladeleistung beträgt dann 3,7 %. Sollen Optimierung und Netzausbau zusammen betrachtet werden, funktioniert die Methode *K-Means-Dijkstra auf Hauptstrang mit Fokus* bei einem Reduktionsfaktor von 0,9 am besten. Mit dieser Methode ist eine Reduktion der Rechenzeit um 73,7 % möglich, bei einer Unterschätzung der Netzausbaukosten von 1 %. Der RMSE der aggregierten Ladeleistung erreicht dann 4,0 %.

7.2 Ausblick

Die Ergebnisse wurden nur für eine Methode zur Berechnung des optimalen, netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes, sowie für eine Methode zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs bestimmt untersucht. Es ist deshalb sinnvoll, die Komplexitätsreduktion noch mit anderen Netzausbaumethoden und Methoden zur Bestimmung des Flexibilitätseinsatzes zu testen, als hier betrachtet wurden. Dadurch kann deren Kompatibilität mit der Komplexitätsreduktion bestätigt werden.

Notwendig ist auch die Überprüfung der Kompatibilität von anderen Netzen. Die Methoden wurden bisher nur für die synthetischen Verteilnetze aus *ding0* validiert. Von besonderem Interesse wäre der Test mit realen Netzdaten.

Die Methode *Äquidistante Verteilung der Knoten* und die Netzreduktionsmethode könnten weiterentwickelt werden, da diese Methoden noch ein großes Verbesserungspotenzial haben.

Die Reduktionsmethode *Äquidistante Verteilung der Knoten* ist ein guter Ansatz zur Komplexitätsreduktion, da die Hauptstranglänge im Gegensatz zu den anderen Methoden erhalten bleibt. Dies führt zu den besten Ergebnissen bei der Berechnung der Netzausbaukosten. Ein Nachteil ist jedoch die äquidistante Positionierung der Knoten, da diese Abweichungen verursacht. Aus diesem Grund sollte eine Positionierung der Knoten, ähnlich zu dem K-Means-Clustering vorgenommen werden. Wichtig ist dabei, dass die Hauptstranglänge weiterhin erhalten bleibt.

Es wird nur eine Netzreduktionsmethode in der Arbeit untersucht, auf die alle Reduktionsmethoden zurückgreifen. Bei dieser Methode besteht noch Verbesserungspotenzial, denn die Netzreduktionsmethode führt zu Verfälschungen der Ergebnisse durch eine ungewollte Veränderung der Leitungslänge. Die Abweichung der Leitungslänge tritt wegen der Bestimmung der Leitungslänge der reduzierten Leitungen durch den euklidischen Abstand in Verbindung mit einem Umwegfaktor auf. Ein guter Ansatzpunkt wäre, die Leitungslänge durch den Weg im Graphen zwischen den Clusterzentren zu bestimmen. Dadurch könnte die Netzreduktion auch auf Netzgebiete angewendet werden, deren Leitungslänge nicht auf mit einem Umwegfaktor bestimmbar ist.

Die Ursache der Veränderung des Flexibilitätseinsatzes konnte nicht abschließend geklärt werden. Deshalb sollte diese weiter erforscht werden. Ein Anknüpfungspunkt wäre die Untersuchung des Abregelbedarfs, der von der Optimierung minimiert wird. Als Erstes sollte dafür die Abbildung der Lastflussergebnisse für den zeitlichen Ver-

lauf untersucht werden. Dann sollte untersucht werden, wie sich der Abregelbedarf durch die Komplexitätsreduktion verändert.

Die Netzausbaukosten entstehen vorwiegend in den MS-Netzen. Die Knotenzahl der MS-Netze ist jedoch viel geringer als die Gesamtknotenanzahl der NS-Netze. Da die Zeitersparnis abhängig von der Knotenanzahl ist, müsste eine schwächere Reduktion der MS-Netze zu einer geringeren Abweichung der Netzausbaukosten führen, bei einer ähnlichen Zeitersparnis. Dieser Vorschlag sollte durch eine erneute Durchführung der Untersuchungen validiert werden.

In der Arbeit wurde der Erfolg des Netzausbaus nur anhand der Netzausbaukosten bewertet. Es wurde nicht überprüft, ob dieselben Betriebsmittel ausgebaut werden wie im unreduzierten Fall. Dies wäre aber wichtig zu wissen, wenn tatsächlich Entscheidungen getroffen werden sollen, ob der Netzausbau eines bestimmten Betriebsmittels notwendig ist. Es wäre ein guter Anknüpfungspunkt, dies zu untersuchen.

Anhang

A.1 Verwendete Workstation und Einstellungen

Die Leistungsdaten der für die Berechnungen verwendeten Workstation sind in Tabelle A.1 abgebildet. Die für die Untersuchung zugeordnete Anzahl von CPU-Kernen und Anzahl der parallel untersuchten Netzgebiete sind Tabelle A.2 zu sehen. Die Berechnungen der einzelnen Szenarien wird nacheinander durchgeführt.

Tabelle A.1: Daten verwendete Workstation

Komponente	Name/Spezifikation
Betriebssystem	Ubuntu 20.04.3 LTS
CPU	AMD Ryzen Threadripper 3970X, 32-Cores@3.7GHz, 64 Threads
RAM	256GB
Speicher	2x4 TB HDD in Raid 0

Tabelle A.2: Verteilung der Rechenkapazitäten je Szenario

Szenario	Zugewiesene	Parallele
	Anzahl an CPU-Kernen	Berechnung von Netzgebieten
Szenario STD	3	5
Szenario FLEX	8	3

A.2 Weitere Ergebnisse

Detailanalyse Lastflussberechnung

Knotenspannung

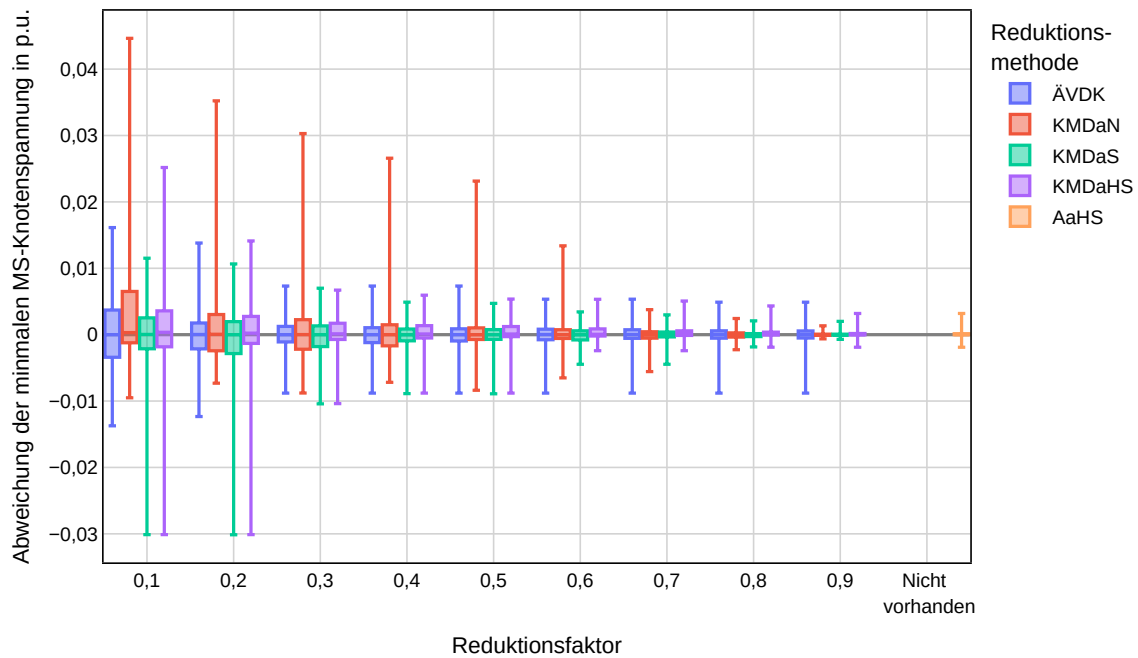


Abbildung A.1: Boxplot der Abweichung der minimalen Knotenspannung der MS-Netze

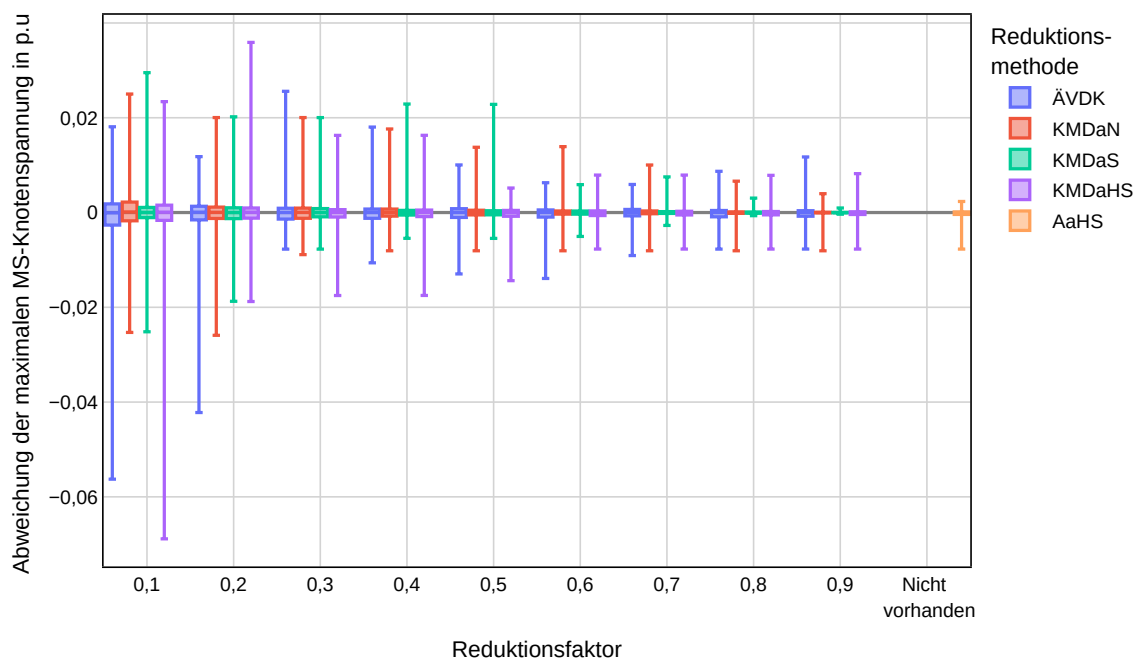


Abbildung A.2: Boxplot der Abweichung der maximalen Knotenspannung der MS-Netze

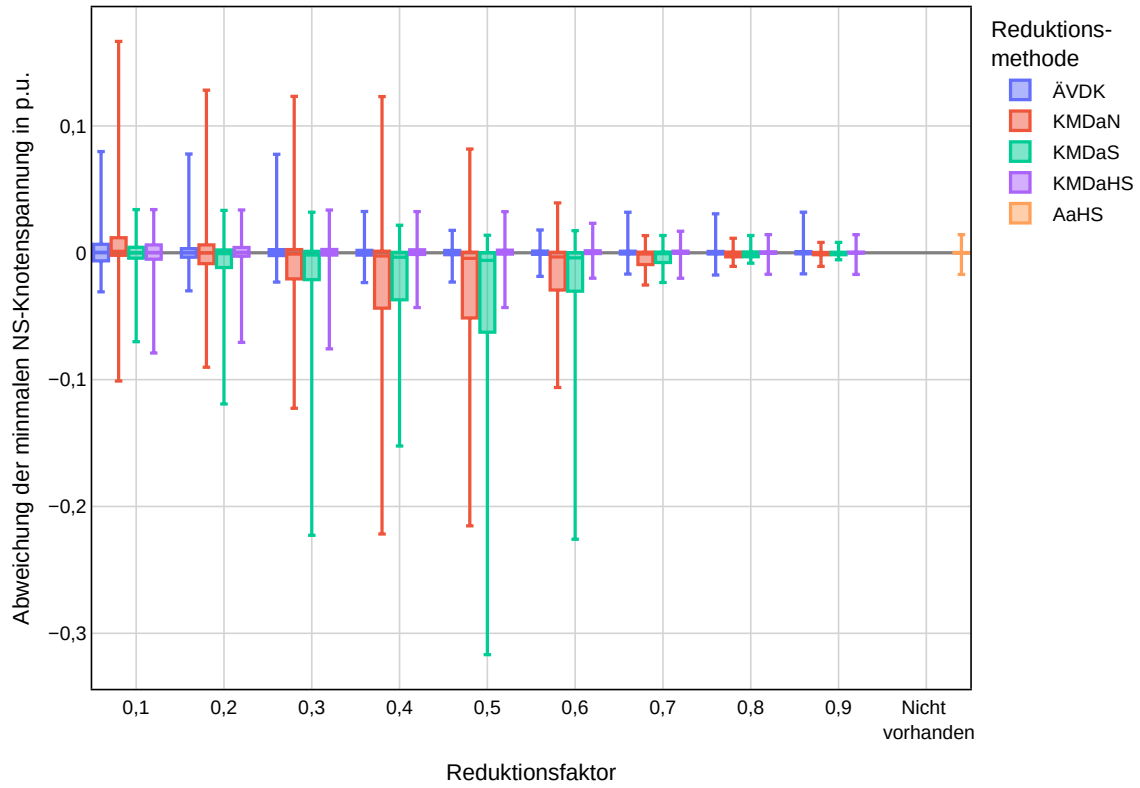


Abbildung A.3: Boxplot Abweichung der minimalen Knotenspannung der NS-Netze

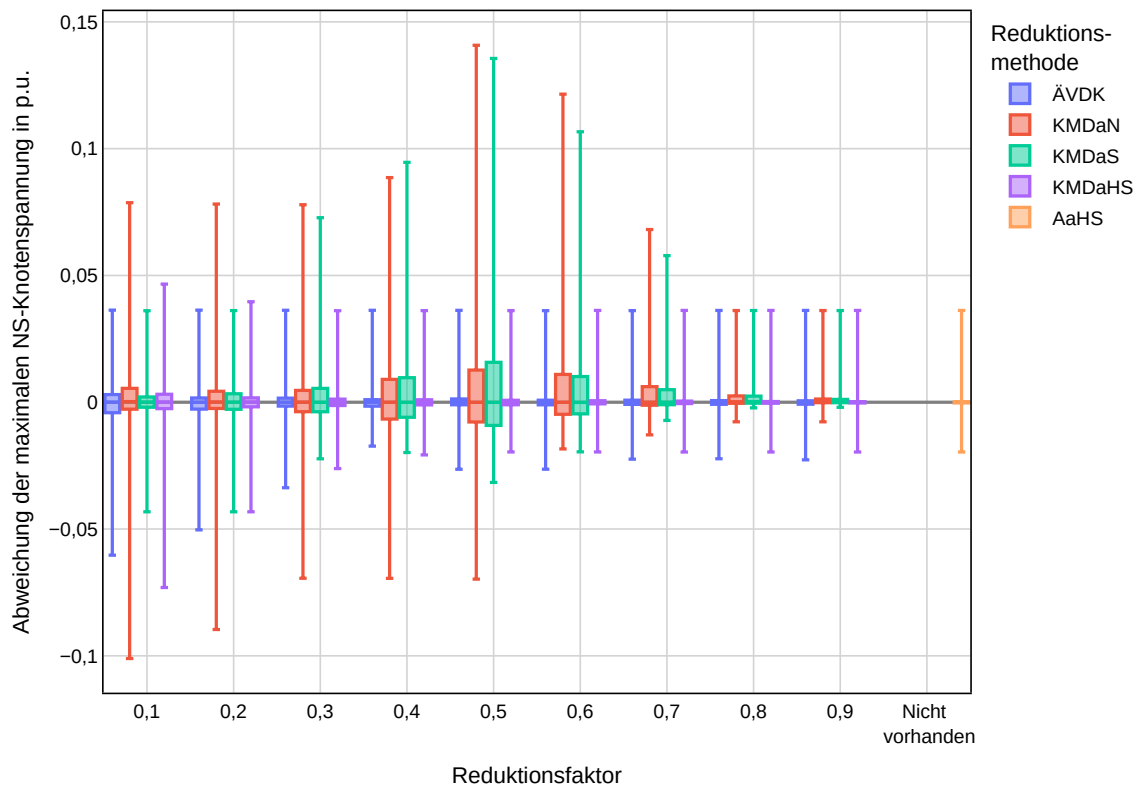


Abbildung A.4: Boxplot der Abweichung der minimalen Knotenspannung der NS-Netze

Maximale Leitungsbelastung

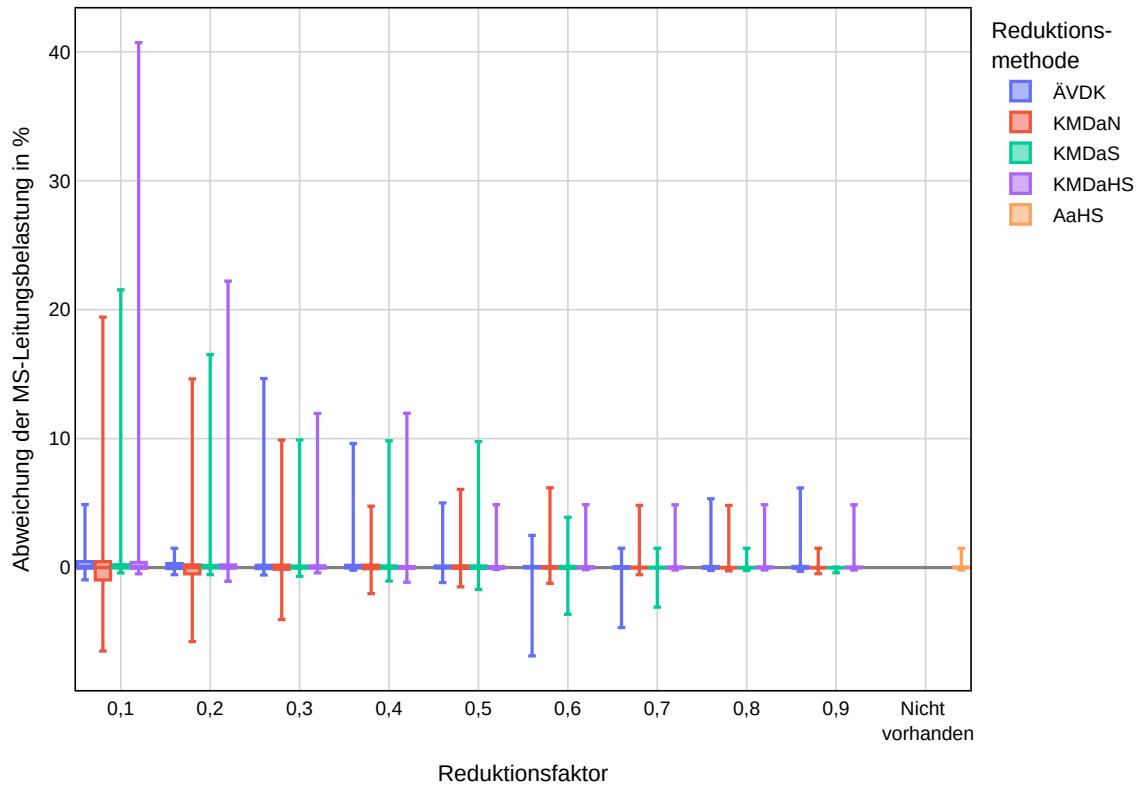


Abbildung A.5: Abweichung der maximalen Leitungsbelastung der MS-Netze

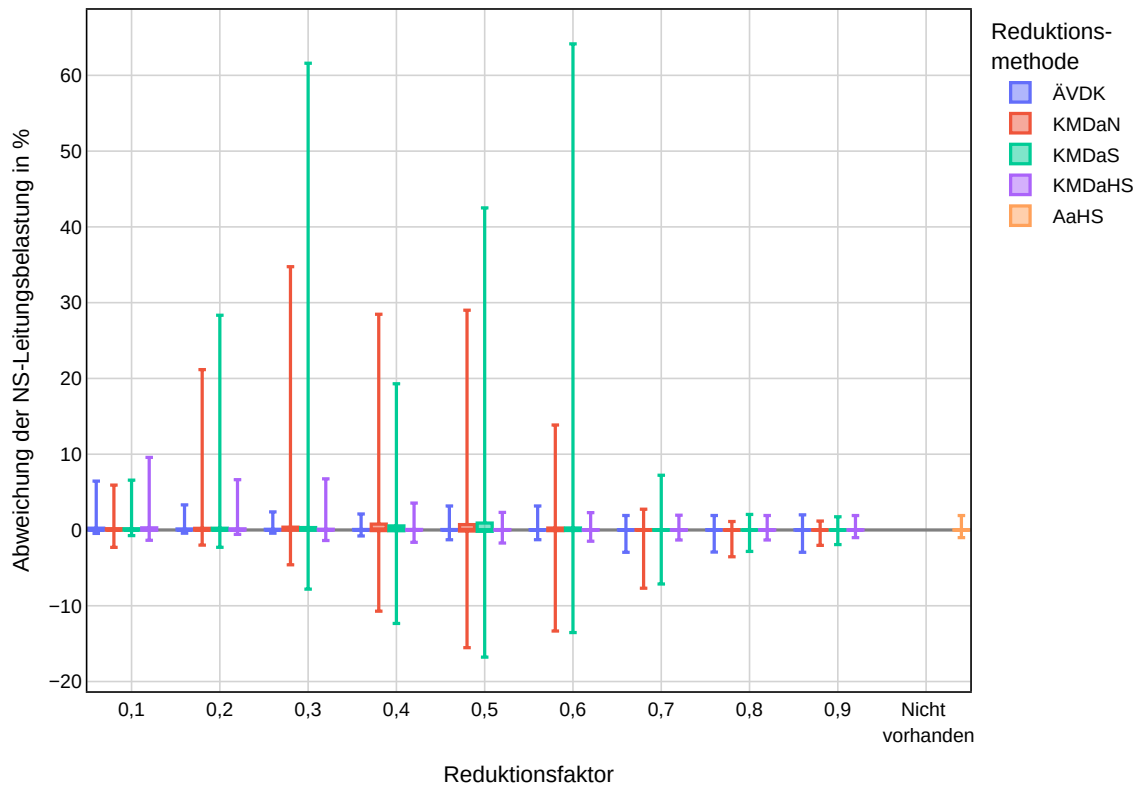


Abbildung A.6: Abweichung der maximalen Leitungsbelastung der NS-Netze

Maximale Transformatorbelastung

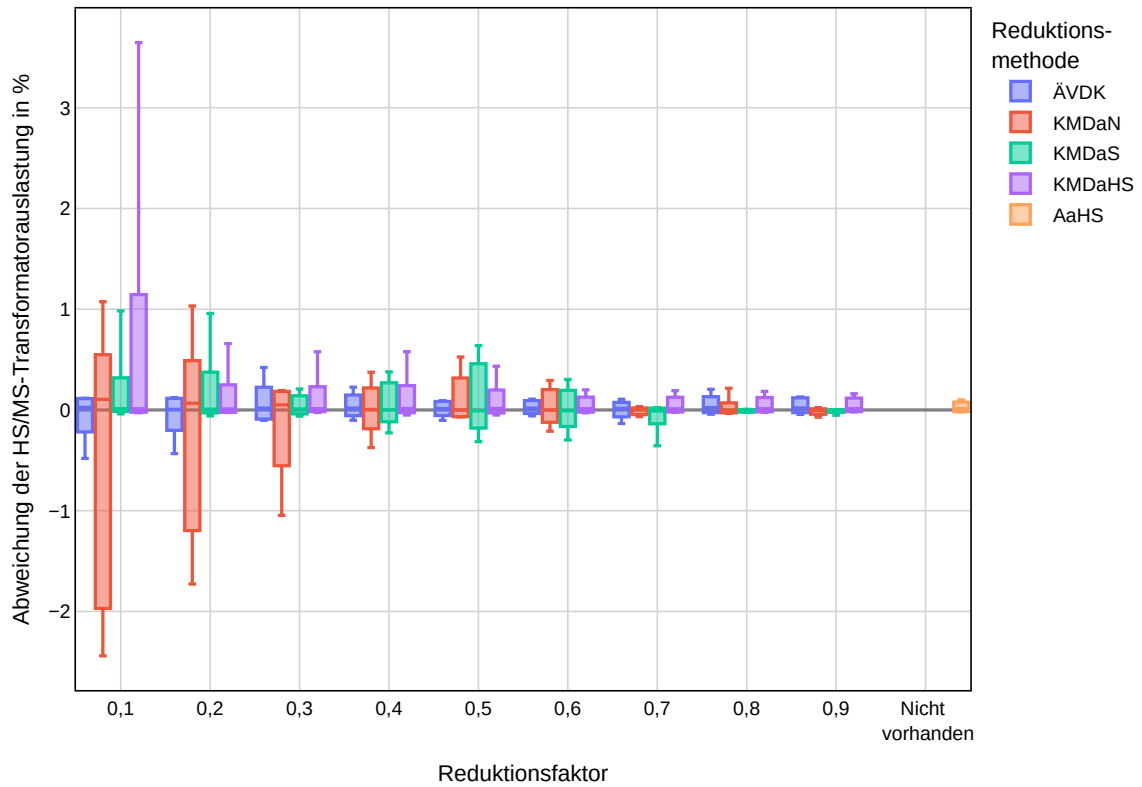


Abbildung A.7: Boxplot Abweichung der maximalen Transformatorbelastung der HS/MS-Ebene

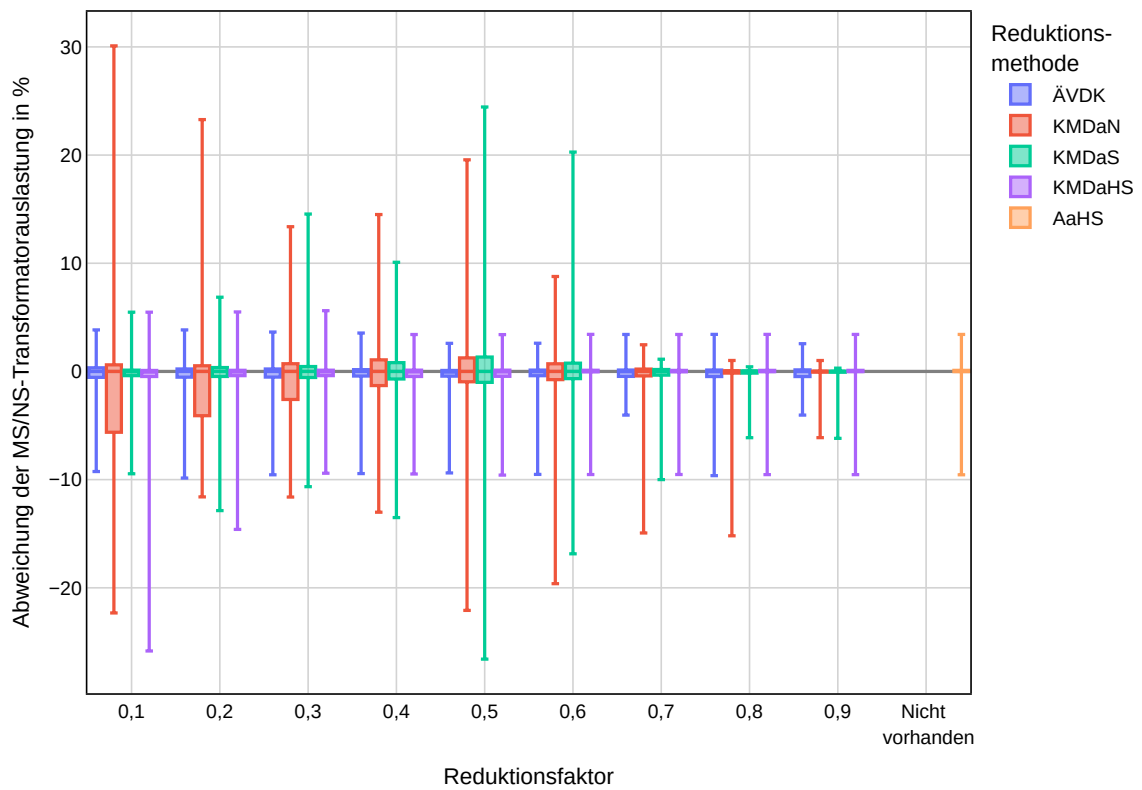


Abbildung A.8: Boxplot Abweichung der maximalen Transformatorbelastung der MS/NS-Ebene

Flexibilität

Aggregierte Ladeleistung

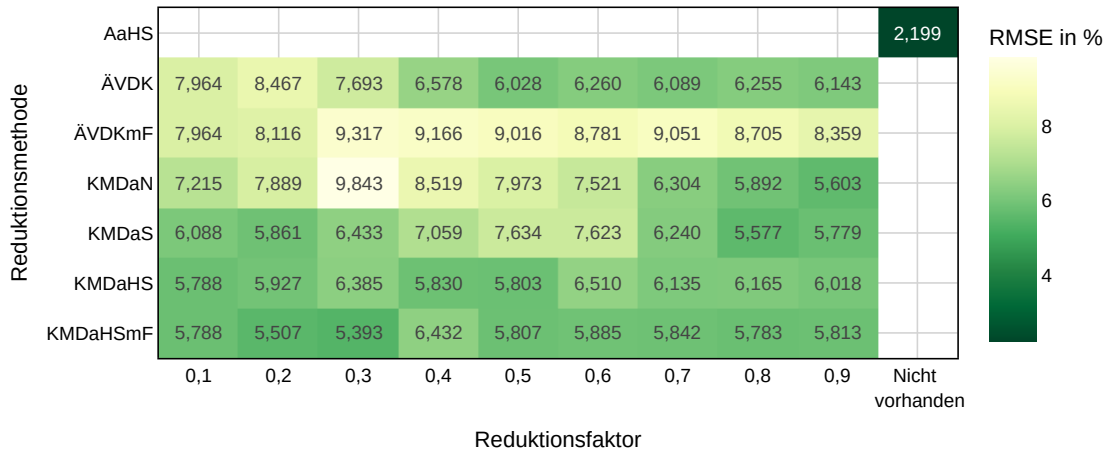


Abbildung A.9: RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 176



Abbildung A.10: RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 177

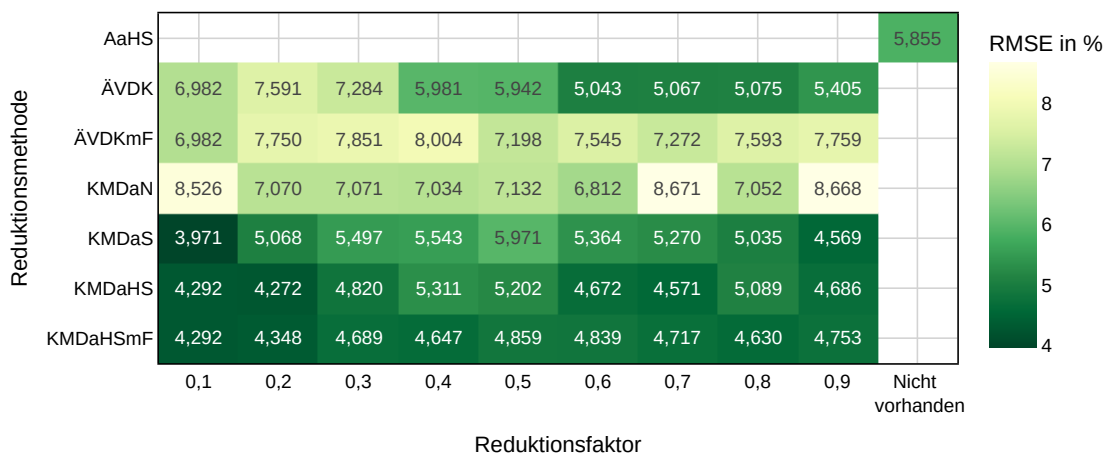


Abbildung A.11: RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 1056

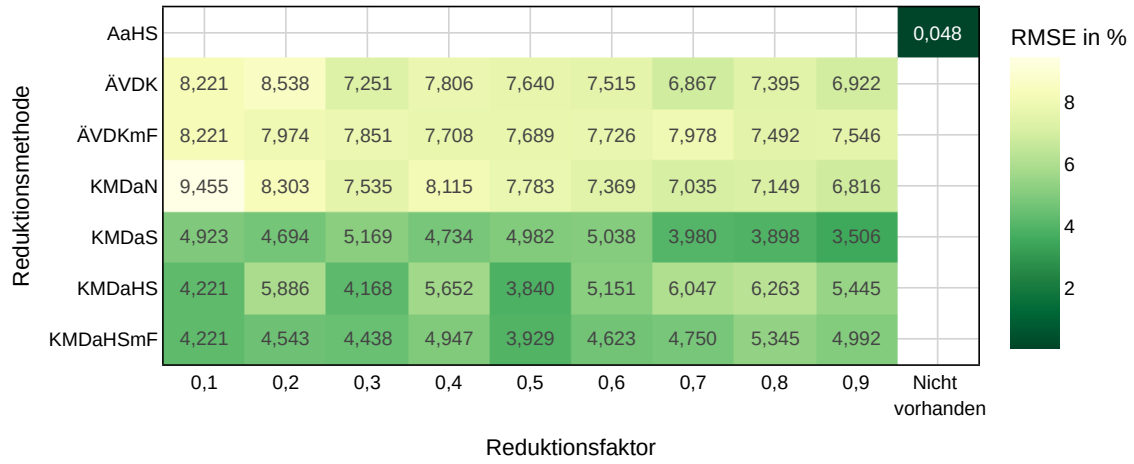


Abbildung A.12: RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 1690

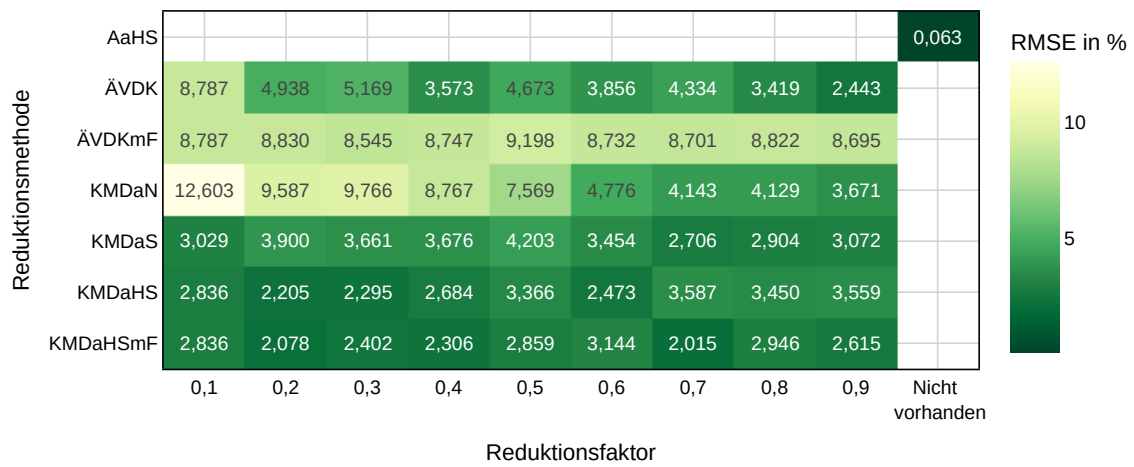


Abbildung A.13: RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 1811

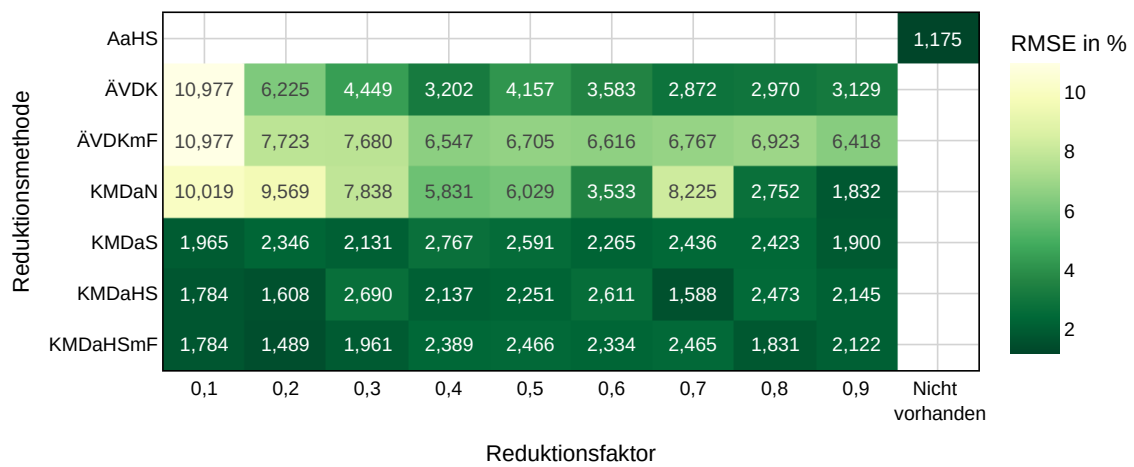


Abbildung A.14: RMSE der aggregierten Ladepunkt-Zeitreihe, Netzgebiet 2534

Ladepunkteinsatz

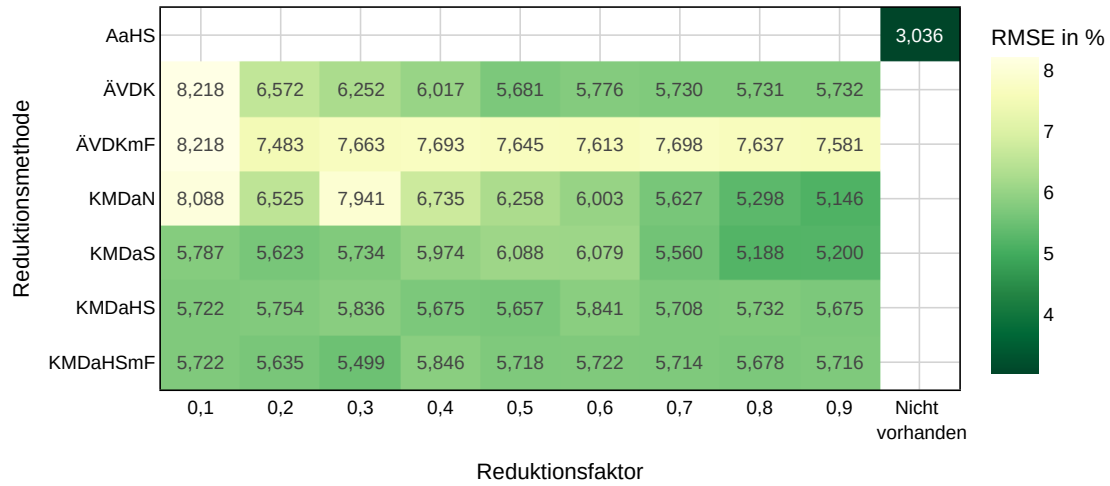


Abbildung A.15: RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 176



Abbildung A.16: RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 177

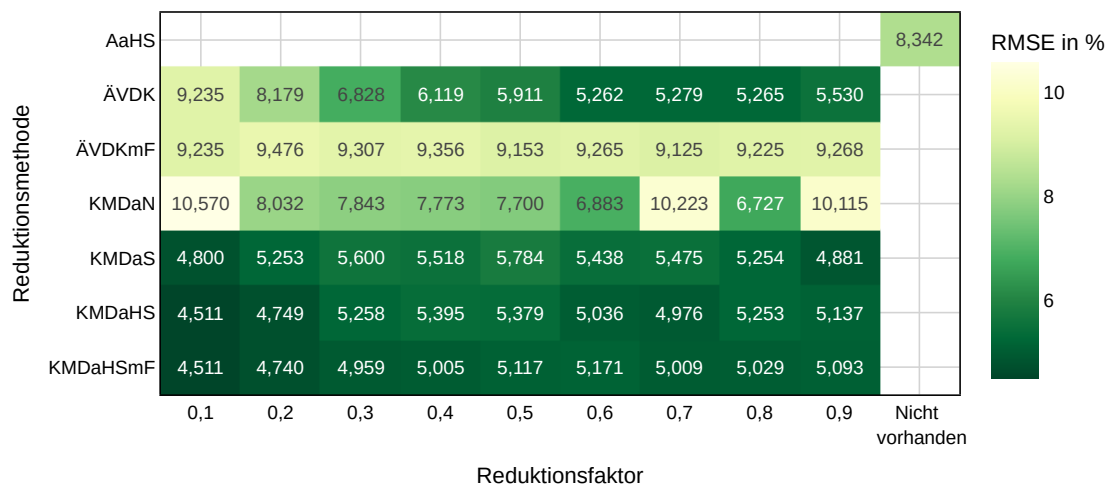


Abbildung A.17: RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 1056



Abbildung A.18: RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 1690



Abbildung A.19: RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 1811

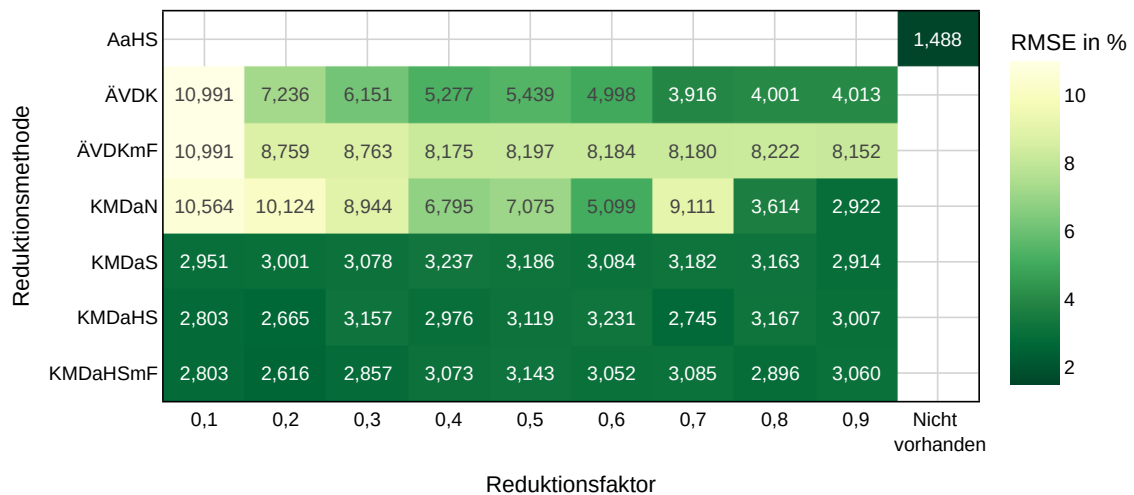


Abbildung A.20: RMSE des Ladepunkteinsatzes, Netzgebiet 2534

Komplexitätsreduktion

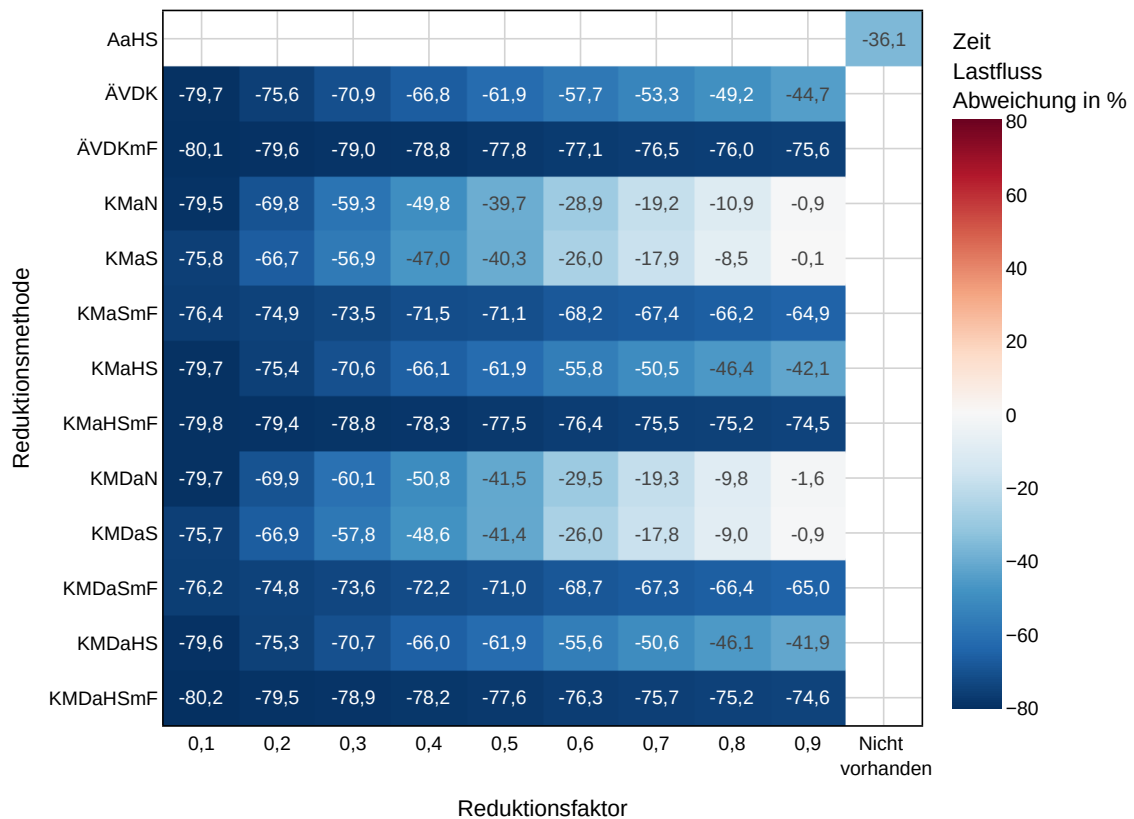


Abbildung A.21: Relative Abweichung der Rechenzeit des Lastflusses

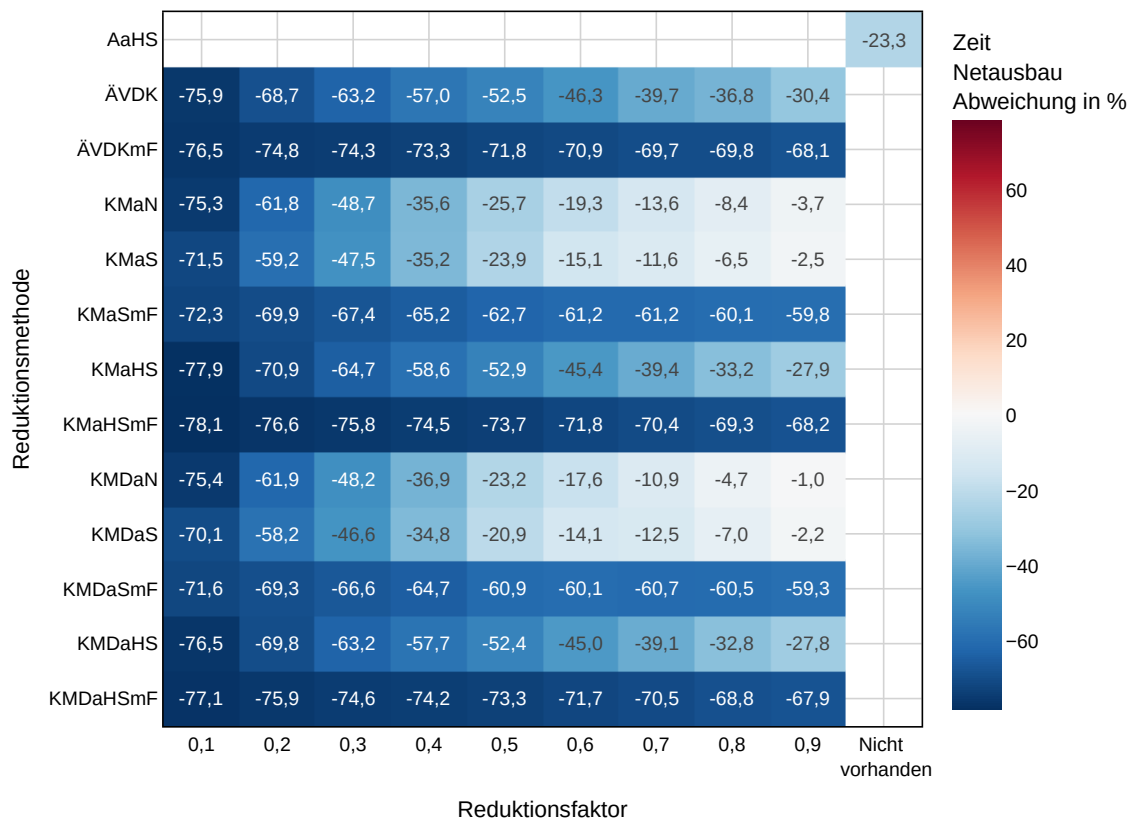


Abbildung A.22: Relative Abweichung der Rechenzeit des Netzausbau

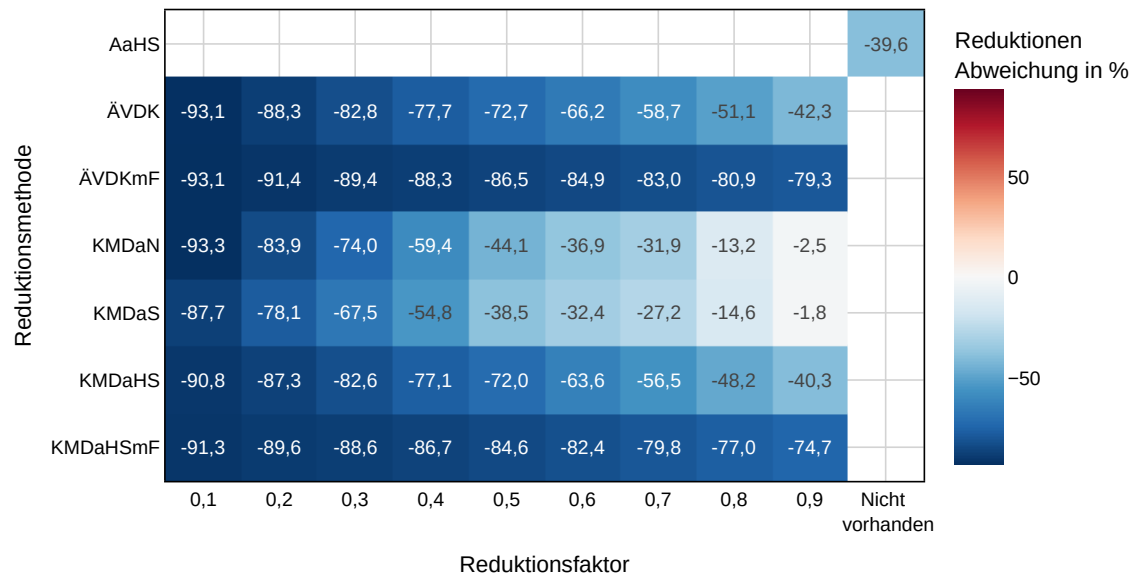


Abbildung A.23: Relative Abweichung der Rechenzeit der Optimierung

Literaturverzeichnis

- [1] PRESSE- UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG: *Klimaschutzgesetz 2021: Klimaneutralität Bis 2045*. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>, Letzter Abruf: 11.05.2022
- [2] AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GMBH ; 50HERTZ TRANSMISSION GMBH: Netzentwicklungsplan Strom 2035. (Version 2021), S. 25-27, 92-93. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf, Letzter Abruf: 11.06.2022
- [3] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: Dena-Verteilnetzstudie - Ausbau Und Innovationsbedarf Der Stromverteilnetze in Deutschland Bis 2030. (2012), S.20-21, 38-39, 88-98, 114-135, 166-167. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf, Letzter Abruf: 11.06.2022
- [4] 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: Netzebenenübergreifendes Planungsinstrument - Zur Bestimmung Des Optimalen Netz- Und Speicherausbaus in Deutschland - Integriert in Einer OpenEnergyPlatform. (2019), S.28-30, 123-125, 130. <https://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/20190426endbericht-openego-fkz0325881-final.pdf>, Letzter Abruf: 11.06.2022
- [5] PROJEKTTRÄGER JÜLICH: *EnArgus Wiki - Flexibilisierungsoption*. <https://www.enargus.de/wiki/?q=Flexibilisierungsoption>, Letzter Abruf: 15.04.2022
- [6] KOTZUR, Leander ; NOLTING, Lars ; HOFFMANN, Maximilian ; GROSS, Theresa ; SMOLENKO, Andreas ; PRIESMANN, Jan ; BÜSING, Henrik ; BEER, Robin ; KULLMANN, Felix ; SINGH, Bismark ; PRAKTIKNJO, Aaron ; STOLTEN, Detlef ; ROBINIUS, Martin: A Modeler's Guide to Handle Complexity in Energy Systems Optimization. In: *Advances in Applied Energy* 4 (2021), 100063. <http://dx.doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100063>. – DOI 10.1016/j.adapen.2021.100063. – ISSN 2666-7924

- [7] CAO, Karl-Kiên ; VON KRBEK, Kai ; WETZEL, Manuel ; CEBULLA, Felix ; SCHRECK, Sebastian: Classification and Evaluation of Concepts for Improving the Performance of Applied Energy System Optimization Models. In: *Energies* 12 (2019), Dezember, Nr. 24, 4656. <http://dx.doi.org/10.3390/en12244656>. – DOI 10.3390/en12244656. – ISSN 1996–1073
- [8] REINER LEMOINE INSTITUT GMBH: *eGon - Offenes, Netzebenen- Und Sektorenübergreifendes Planungsinstrument Für Den Optimalen Einsatz Und Ausbau von Flexibilitätsoptionen in Deutschland*. <https://reiner-lemoine-institut.de/egon/>, Letzter Abruf: 18.04.2022
- [9] ZENTRUM FÜR NACHHALTIGE ENERGIESYSTEME (ZNES): Offenes Netzebenen- Und Sektorenübergreifendes Planungsinstrument Zur Bestimmung Des Optimalen Einsatzes Und Ausbaus von Flexibilitätsoptionen in Deutschland - Gesamtvorhabenbeschreibung eGon. (2019), S. 5
- [10] TROMMER, Elias: *Time Series Reduction for Distribution Grid Expansion Planning with Storage*, Technische Universität Berlin, Masterarbeit, April 2020
- [11] MÜLLER, Ulf P. ; SCHACHLER, Birgit ; SCHARF, Malte ; BUNKE, Wolf-Dieter ; GÜNTHER, Stephan ; BARTELS, Julian ; PLESSMANN, Guido: Integrated Techno-Economic Power System Planning of Transmission and Distribution Grids. In: *Energies* 12 (2019), Mai, Nr. 11, 2091. <http://dx.doi.org/10.3390/en12112091>. – DOI 10.3390/en12112091. – ISSN 1996–1073
- [12] ESTERL, Katharina: *Räumliche Komplexitätsreduktion in eTraGo - Entwicklung Eines k-Medoids Dijkstra Clusterings*, Hochschule Flensburg, Projektarbeit, Juni 2021
- [13] DECKMANN, S. ; PIZZOLANTE, A. ; MONTICELLI, A. ; STOTT, B. ; ALSAC, O.: Studies on Power System Load Flow Equivalencing. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-99 (1980), Nr. 6, S. 2301–2310. <http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1980.319798>. – DOI 10.1109/TPAS.1980.319798
- [14] LIU, Zheng ; BERG, Sebastian Wende-von ; BANERJEE, Gourab ; BORNHORST, Nils ; KERBER, Tobias ; MAURUS, Andrea ; BRAUN, Martin: Adaptive statisches Netzäquivalent mit künstlichen neuronalen Netzen. (2020), 12. https://www.researchgate.net/profile/Zheng-Liu-96/publication/339302399_Adaptives_statisches_Netzaequivalent_mit_kuenstlichen_neuronalen_Netzen/links/5e4a5ea8299bf1cdb931083b/Adaptives-statisches-Netzaequivalent-mit-kuenstlichen-neuronalen-Netzen.pdf, Letzter Abruf: 11.06.2022
- [15] HERNANDO-GIL, Ignacio ; HAYES, Barry ; COLLIN, Adam ; DJOKIC, Sasa: Distribution Network Equivalents for Reliability Analysis. Part 2: Storage and Demand-Side Resources. In: *IEEE PES ISGT Europe 2013*. Lyngby, Denmark : IEEE, Oktober 2013. – ISBN 978–1–4799–2984–9, 1–5

- [16] SHAYESTEH, Ebrahim ; HOBBS, Benjamin F. ; SODER, Lennart ; AMELIN, Mikael: ATC-Based System Reduction for Planning Power Systems With Correlated Wind and Loads. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 30 (2015), Januar, Nr. 1, 429–438. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2326615>. – DOI 10.1109/TPWRS.2014.2326615. – ISSN 0885–8950, 1558–0679
- [17] HÖRSCH, Jonas ; BROWN, Tom: The Role of Spatial Scale in Joint Optimisations of Generation and Transmission for European Highly Renewable Scenarios. In: *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (2017), Juni, 1–7. <http://dx.doi.org/10.1109/EEM.2017.7982024>. – DOI 10.1109/EEM.2017.7982024
- [18] SANCHEZ-GARCIA, Ruben J. ; FENNELLY, Max ; NORRIS, Sean ; WRIGHT, Nick ; NIBLO, Graham ; BRODZKI, Jacek ; BIALEK, Janusz W.: Hierarchical Spectral Clustering of Power Grids. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 29 (2014), September, Nr. 5, 2229–2237. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2306756>. – DOI 10.1109/TPWRS.2014.2306756. – ISSN 0885–8950, 1558–0679
- [19] COTILLA-SANCHEZ, Eduardo ; HINES, Paul D. H. ; BARROWS, Clayton ; BLUMSACK, Seth ; PATEL, Mahendra: Multi-Attribute Partitioning of Power Networks Based on Electrical Distance. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 28 (2013), November, Nr. 4, 4979–4987. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2263886>. – DOI 10.1109/TPWRS.2013.2263886. – ISSN 0885–8950, 1558–0679
- [20] CHENG, Xu ; OVERBYE, T.J.: PTDF-based Power System Equivalents. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 20 (2005), Nr. 4, S. 1868–1876. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2005.857013>. – DOI 10.1109/TPWRS.2005.857013
- [21] WOOD, Allen J. ; WOLLENBERG, Bruce F.: *Power Generation, Operation, and Control*. S.421-424. 2nd ed. New York : J. Wiley & Sons, 1996. – ISBN 978–0–471–58699–9
- [22] ETSO - EUROPEAN TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS: Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Markets. (2001). https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/ntc/entsoe_transferCapacityDefinitions.pdf, Letzter Abruf: 11.06.2022
- [23] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. S.11-14, 545–550, 553–572, 574–575, 813–816. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2017. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-55316-9>. – ISBN 978–3–662–55315–2 978–3–662–55316–9
- [24] CRASTAN, Valentin: *Elektrische Energieversorgung 1*. S.369-372. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2015. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-45985-0>. – ISBN 978–3–662–45984–3 978–3–662–45985–0

- [25] AMME, J ; PLESSMANN, G ; BÜHLER, J ; HÜLK, L ; KÖTTER, E ; SCHWAEGERL, P: The eGo Grid Model: An Open-Source and Open-Data Based Synthetic Medium-Voltage Grid Model for Distribution Power Supply Systems. In: *Journal of Physics: Conference Series* 977 (2018), Februar, 012007. <http://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/977/1/012007>. – DOI 10.1088/1742-6596/977/1/012007. – ISSN 1742-6588, 1742-6596
- [26] VDE - VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel:2018-11 - Technische Regeln Für Den Anschluss von Kundenanlagen an Das Mittelspannungsnetz Und Deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*. November 2018
- [27] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ: *Das Deutsche Stromnetz*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/abbildung-das-deutsche-stromnetz.pdf>, Letzter Abruf: 11.06.2022
- [28] STROMNETZ HAMBURG: *Welche Spannungsebene Empfiehlt Sich Für Welchen Anwendungsfall?* <https://www.stromnetz-hamburg.de/fuer-bauherren/spannungsebenen>, Letzter Abruf: 4.07.2022
- [29] INSTITUT UND LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT (IAEW) ; RWTH AACHEN ; OLDENBURGER INSTITUT FÜR INFORMATIK (OFFIS) ; E-BRIDGE CONSULTING GMBH: *Moderne Verteilernetze Für Deutschland*. (2014), September, S.23. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html>, Letzter Abruf: 11.06.2022
- [30] VDE - VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel:2019-04 - Technische Regeln Für Den Anschluss von Kundenanlagen an Das Niederspannungsnetz Und Deren Betrieb (TAR Niederspannung)*. April 2019
- [31] HEIDER, Anya ; REIBSCH, Ricardo ; BLECHINGER, Philipp ; LINKE, Avia ; HUG, Gabriela: Flexibility Options and Their Representation in Open Energy Modelling Tools. In: *Energy Strategy Reviews* 38 (2021), November, 100737. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2021.100737>. – DOI 10.1016/j.esr.2021.100737. – ISSN 2211467X
- [32] FLORIAN HACKER ; RUTH BLANCK ; FRIEDERIKE HÜLSMANN ; PETER KASTEN ; CHARLOTTE LORECK ; DR. SYLVIE LUDIG ; MORITZ MOTTSCHALL ; DR. WIEBKE ZIMMER: *eMobil 2050 - Szenarien Zum Möglichen Beitrag Des Elektrischen Verkehrs Zum Langfristigen Klimaschutz*. (2014), September, S.106. <https://www.oeko.de/oekodoc/2114/2014-670-de.pdf>, Letzter Abruf: 11.06.2022
- [33] GUENTHER, Clemens ; SCHOTT, Benjamin ; HENNINGS, Wilfried ; WALDOWSKI, Paul ; DANZER, Michael A.: *Model-Based Investigation of Electric Vehicle*

- Battery Aging by Means of Vehicle-to-Grid Scenario Simulations. In: *Journal of Power Sources* (2013). <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.02.041>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2013.02.041
- [34] HEIDER, Anya ; HUG, Gabriela ; HELFENBEIN, Kilian ; SCHACHLER, Birgit ; ROPCKE, Tim: *On the Integration of Electric Vehicles into German Distribution Grids through Smart Charging*. Preprint, 2022
- [35] VOLK, Katharina ; LAKENBRINK, Christian ; RUPP, Linda ; STOLLE, Peter ; ZECH, Daniel ; WIEST, Pascal ; GROSS, Daniel ; EBERLEIN, Simon ; CONTRERAS, Daniel ; MIRBACH, Tobias ; VANCURA, Jakub: Gemeinsamer Abschlussbericht Zum Verbundvorhaben Grid-Control - Advanced Decentral Grid Control. (2019), S.2. https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/5jahPuSzQpCV0TpdoO2ZNR/35a543237b5288ba353e8b6fc21f5ca5/Abschlussbericht_grid-control_final.pdf,
Letzter Abruf: 11.06.2022
- [36] DR. ANDREAS ULBIG ; DR. STEPHAN KOCH ; CHRISTOS ANTONAKOPOULOS: Kosteneffizienter Verteilnetzausbau Dank Zeitreihenbasierter Netzsimulationen. (2020). https://www.adaptricity.com/wp-content/uploads/2020/12/adaptricity_otti_tagungsbeitrag_2017.pdf, Letzter Abruf: 11.06.2022
- [37] WIEST, Pascal: *Probabilistische Verteilnetzplanung Zur Optimierten Integration Flexibler Dezentraler Erzeuger Und Verbraucher*, Universität Stuttgart, Diss., 2018. – S.15-17
- [38] DIESTEL, Reinhard: *Graph Theory*. S.210-215. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2017. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-53622-3>. – ISBN 978-3-662-53621-6 978-3-662-53622-3
- [39] MÖNIUS, Katja ; STEUDING, Jörn ; STUMPF, Pascal: *Algorithmen in der Graphentheorie: Ein konstruktiver Einstieg in die Diskrete Mathematik*. S.18-19, 40-41,45. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-34176-3>. – ISBN 978-3-658-34175-6 978-3-658-34176-3
- [40] HOUGARDY, Stefan ; VYGEN, Jens: *Algorithmische Mathematik*. S.87-89, 118-120. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-47014-5>. – ISBN 978-3-662-47013-8 978-3-662-47014-5
- [41] JAIN, A. K. ; MURTY, M. N. ; FLYNN, P. J.: Data Clustering: A Review. In: *ACM Computing Surveys* 31 (1999), September, Nr. 3, 264-323. <http://dx.doi.org/10.1145/331499.331504>. – DOI 10.1145/331499.331504. – ISSN 0360-0300, 1557-7341
- [42] PEDREGOSA, F. ; VAROQUAUX, G. ; GRAMFORT, A. ; MICHEL, V. ; THIRION, B. ; GRISEL, O. ; BLONDEL, M. ; PRETTENHOFER, P. ; WEISS, R. ; DUBOURG,

- V. ; VANDERPLAS, J. ; PASSOS, A. ; COURNAPEAU, D. ; BRUCHER, M. ; PERROT, M. ; DUCHESNAY, E.: Scikit-Learn: Machine Learning in Python. In: *Journal of Machine Learning Research* 12 (2011), S. 2825–2830
- [43] SCIKIT-LEARN DEVELOPERS: *Scikit-Learn - K-Mean-Clustering*. <https://scikit-learn.org/stable/modules/clustering.html#k-means>, Letzter Abruf: 16.04.2022
- [44] HÜLK, Ludwig ; WIENHOLT, Lukas ; CUSSMANN, Ilka ; MÜLLER, Ulf P. ; MATKE, Carsten ; KÖTTER, Editha: Allocation of Annual Electricity Consumption and Power Generation Capacities across Multiple Voltage Levels in a High Spatial Resolution. In: *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* (2017), September, 79-92 Pages. <http://dx.doi.org/10.5278/IJSEPM.2017.13.6>. – DOI 10.5278/IJSEPM.2017.13.6
- [45] OPEN_LEGO-TEAM: *Ding0 - Theoretical Background*. <https://dingo.readthedocs.io/en/dev/about.html>, Letzter Abruf: 18.04.2022
- [46] KUCEVIC, Daniel ; TEPE, Benedikt ; SCHACHLER, Birgit ; RÖPCKE, Tim ; HELFENBEIN, Kilian ; DOTZAUER, Petra ; HESSE, Holger C. ; JOSSEN, Andreas: Open Battery Models for Electrical Grid Applications : Abschlussbericht open_BEA. (2022), S.99-101, 112, 114–116, 134–135, 147. <http://dx.doi.org/10.2314/KXP:1798888513>. – DOI 10.2314/KXP:1798888513
- [47] REINER LEMOINE INSTITUT GMBH: *eGon - Tools & Data*. https://ego-n.org/tools_data/, Letzter Abruf: 18.04.2022
- [48] OPEN ENERGY PLATFORM: *OEP - Conventional Power Plants in Germany by Scenario*. https://openenergy-platform.org/dataedit/view/supply/ego_dp_conv_powerplant, Letzter Abruf: 18.04.2022
- [49] OPEN ENERGY PLATFORM: *OEP - Renewable Power Plants in Germany by Scenario*. https://openenergy-platform.org/dataedit/view/supply/ego_dp_res_powerplant, Letzter Abruf: 18.04.2022
- [50] OEMOF DEVELOPER GROUP: *Demandlib - BDEW Load Profiles*. <https://demandlib.readthedocs.io/en/latest/bdew.html>, Letzter Abruf: 18.04.2022
- [51] CLAUDIA, Nobis ; TOBIAS, Kuhnimhof: *Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht. Studie von Infas, DLR, IVT Und Infas 360 Im Auftrag Des Bundesministers Für Verkehr Und Digitale Infrastruktur (FE-Nr. 70.904/15)*. http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf. Version: 2018, Letzter Abruf: 11.06.2022
- [52] REINER LEMOINE INSTITUT GMBH: *eDisGo - Optimization of Flexibility Options and Grid Expansion for Distribution Grids Based on PyPSA*. <https://github.com/openego/eDisGo>, Letzter Abruf: 11.06.2022

- [53] PROF. DR.-ING. CHRISTIAN REHTANZ ; DR.-ING. MARCO GREVE ; DR.-ING. ULF HÄGER ; ZITA HAGEMANN, M.Sc. ; DIPL.-WIRT.-ING. STEFAN KIPPELT ; CHRIS KITTL, M.Sc. ; MARIE-LOUISE KLOUBERT, M.Sc. ; OLIVER POHL, M.Sc. ; FLORIAN REWALD, M.Sc. ; CHRISTIAN WAGNER, M.Sc.: Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. (2017), S.38-39. https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf, Letzter Abruf: 11.06.2022
- [54] REINER LEMOINE INSTITUT GMBH: *eDisGo - Features in Detail*. https://edisgo.readthedocs.io/en/dev/features_in_detail.html, Letzter Abruf: 19.04.2022
- [55] REINER LEMOINE INSTITUT GMBH: *eDisGo - Default Configuration Data*. <https://edisgo.readthedocs.io/en/dev/configs.html>, Letzter Abruf: 19.04.2022
- [56] CHAI, T. ; DRAXLER, R. R.: Root Mean Square Error (RMSE) or Mean Absolute Error (MAE)? (2014), Februar. <http://dx.doi.org/10.5194/gmdd-7-1525-2014>. – DOI 10.5194/gmdd-7-1525-2014