



Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Masterarbeit

Einfluss von markt- und netzorientierten
Ladevorgängen auf die steigende
Netzbelastung verursacht durch E-
Mobilität

Maximilian Rock, BSc

Mai 2024



EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, den Einsatz von generativen Methoden und Modellen der künstlichen Intelligenz vollständig und wahrheitsgetreu ausgewiesen habe, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich den Satzungsteil „Gute wissenschaftliche Praxis“ der Montanuniversität Leoben gelesen, verstanden und befolgt habe.

Weiters erkläre ich, dass die elektronische und gedruckte Version der eingereichten wissenschaftlichen Abschlussarbeit formal und inhaltlich identisch sind.

Datum 02.05.2024



Unterschrift Verfasser/in
Maximilian Rock

KURZFASSUNG

Die Elektromobilität ist eine vielversprechende Technologie für die Dekarbonisierung unserer Gesellschaft, um die hoch gesteckten Klimaziele zu erreichen. Durch den steigenden Durchdringungsgrad der Elektromobilität steigt jedoch die Netzbelastung zunehmend an.

Das Ziel dieser Arbeit ist aufbauend darauf die Untersuchung der Auswirkungen von markt- und netzorientierten Ladestrategien auf zwei ausgewählte Verteilnetze in der Netzebene 7. Ein ländliches Netz mit nur wenigen Verbrauchern und ein suburbanes Netz mit einer dichteren Besiedelung und mehr Verbrauchern. Die Untersuchung stützt sich auf zwei unterschiedliche Szenarien, ein marktorientiertes Szenario und ein netzorientiertes Szenario. Das marktorientierte Szenario hat das Ziel die Kosten am Hausanschlusspunkt zu minimieren, wobei die Auswirkungen auf das Netz während der Optimierung gänzlich unberücksichtigt bleiben. Im Gegensatz dazu wird im netzorientierten Szenario auf eine optimale Netzsituation hin optimiert, wobei die dabei entstehenden Kosten während der Optimierung keinen Einfluss auf das Ergebnis nehmen.

In einem ersten Schritt wird die Ausgangssituation in den beiden Netzen für das Jahr 2030 und 2040 analysiert und jeweils die Woche des Jahres mit den größten Spannungsproblemen für die weiterführende Optimierung ausgewählt. Im Anschluss erfolgen die markt- und netzorientierten Optimierungen. Hierfür wird mithilfe von Pyomo in Python ein lineares Optimierungsmodell entwickelt das sowohl die markt- als auch die netzorientierte Optimierung durchführen kann und als Multi-Objective Optimierungscode mit Summengewichtungsverfahren verwirklicht wird. Auf Basis der Verfügbarkeit des Elektroautos, gemeinsam mit Zeitreihen zum Hausverbrauch und der Photovoltaikerzeugung, wird anschließend die Optimierung durchgeführt. Die marktorientierte Optimierung orientiert sich dabei am Day-Ahead Marktpreis und die netzorientierte Optimierung an der Gesamtleistung, die am Transformator anliegt. Bei der netzorientierten Optimierung wird zudem ein iterativer Ansatz verfolgt, bei dem sich die Gesamtleistung am Transformator nach jeder Optimierung eines Haushalts aktualisiert, um so die gegenseitige Beeinflussung der Haushalte zu berücksichtigen. Das Optimierungsergebnis wird für jeden Haushalt durch eine Zeitreihe der Ladeleistung repräsentiert. Mithilfe dieser Zeitreihen, in einminütiger Auflösung, wird im Anschluss eine Lastflussberechnung durchgeführt. Das Ergebnis der Lastflussberechnungen stellen Zeitreihen zu Knotenspannungen und Leitungsauslastungen dar. Zudem werden die veränderten Energiekosten auf Basis des Day-Ahead Preises berechnet.

Das Ergebnis des marktorientierten Szenarios sind reduzierte Kosten von bis zu 9,7% und eine verbesserte Netzsituation im Vergleich mit dem Basisszenario in den betrachteten Verteilnetzen. Die verbesserte Netzsituation zeigt sich im Jahr 2040 durch reduzierte maximale Leitungsauslastungen, mit bis zu 150%, und geringere Einbrüche der Knotenspannungen, mit bis zu +20 V. Dies liegt am günstigen Zusammenspiel von geringen Day-Ahead Preisen in den Nächten und gleichzeitig geringer Gesamtbelastung durch nichtflexible Verbraucher, wodurch der Ladevorgang der Elektroautos von den Abendstunden in die Nachtstunden verschoben wird.

Im netzorientierten Szenario wird eine Verbesserung der Netzsituation mit reduzierten maximalen Leitungsauslastungen von bis zu 250% und geringeren Einbrüchen der Knotenspannungen um bis zu +90 V im Jahr 2040 in den betrachteten Verteilnetzen erreicht. Aus Peaks der Leitungsauslastungen und Tälern der Knotenspannungen werden dadurch im netzorientierten Szenario vergleichsweise konstante Bänder. Zudem reduzieren sich die Energiekosten für Haushalte mit Elektroauto im Durchschnitt um bis zu 6,3%, was ebenso eine Folge der günstigen Kombination aus billigem Nachtstrom und gleichzeitig geringer Gesamtbelastung durch nichtflexible Verbraucher ist.

ABSTRACT

E-Mobility is a promising technology for the decarbonization of our society to reach the high set targets to limit the effects of climate change. On the other hand, the increasing penetration of E-mobility leads to grid security issues.

The aim of this master thesis is therefore to investigate the effects of market- and grid-oriented charging strategies on the distribution grid for the grid level 7. For this purpose, two different distribution grids will be investigated. A rural grid with few consumers, and a suburban grid with a denser distribution of customers. The investigation will be based on two scenarios, a market-oriented scenario and a grid-oriented scenario. The market-oriented scenario has the goal to minimize the total cost at the grid connection point, without considering the effects on the grid during optimization. In contrast, the grid-oriented scenario is focused on optimizing the effects on the grid, but the costs incurred during optimization have no influence on the result.

In a first step the base scenario in both grids is analyzed for the years 2030 and 2040 and the worst-case week will be selected for each grid. The worst-case week is chosen by investigating the node-voltages in each grid. After selecting the worst-case week, the market- and grid-oriented optimization is carried out. For this purpose, a linear optimization algorithm is developed in Python and the additional Pyomo module that can be used for both scenarios by using the weighted sum optimization method. Based on the availability of the car, together with time-series of the residential load and the photovoltaic generation, the optimization is performed. The market-oriented optimization is based on the day-ahead price, while the grid-oriented optimization is based on the total grid load at the transformer. In addition, an iterative approach is used for the grid-oriented optimization, in which the total power at the transformer is updated after each optimization of a household to consider the mutual influence of the consumers. The optimization result is represented by a time-series with the charging load for each consumer. Afterwards, a load flow calculation is carried out using these time-series, in one-minute resolution. The results of the load flow calculation represent time-series for node-voltages and line-utilizations. Furthermore, the energy costs are calculated for each scenario based on the day-ahead price.

The market-oriented scenario results in a cost reduction of up to 9.7% and a better grid situation compared with the base scenario in the investigated distribution grids. The better grid situation is shown by reduced maximum line utilization of up to 150% and lower voltage drops of up to +20V at the nodes in the year 2040. This is due to the favorable combination of cheap day-ahead prices during the night hours and the simultaneously low total grid load of non-flexible loads. This results in charging at night instead of in the evening hours.

The grid-oriented scenario improves the grid situation by reducing the maximum line utilizations by up to 250% and lower voltage drops of up to +90 V at the nodes for the year 2040 in the investigated distribution grids. This results in less extreme values for line utilizations and node-voltages, which now show a more constant band. In addition, the average energy costs for a consumer with an electric vehicle are reduced by up to 6.3%, which is a result of the favorable combination of cheap electricity during the night and the simultaneously low total grid load of non-flexible loads.

VORWORT

Der Wandel unseres Energiesystems ist eine besondere Herausforderung für unsere Zukunft. Ein Teilgebiet davon stellt der Umstieg auf Elektromobilität dar, der momentan auch auf gesellschaftlicher Ebene eine enorme Rolle spielt und oft heiß diskutiert wird. Die Entscheidung, meine Masterarbeit mit Bezug zur Elektromobilität zu verfassen und damit meinen eigenen kleinen Teil zur Energiewende beizutragen, viel mir daher besonders leicht.

Ich möchte mich in diesem Zuge insbesondere bei meiner Betreuerin Julia bedanken, die mich von Anfang an mit voller Motivation und all ihrem Wissen beim Verfassen dieser Masterarbeit unterstützt hat. Deine stetige Bereitschaft für lange und vor allem produktive Diskussionen hat mir nicht nur sehr weitergeholfen, sondern sie hat mir auch extra viel Motivation gegeben das Beste aus mir herauszuholen. Vielen Dank!

Ohne Freundinnen und Freunde wäre das Studium nur halb so lustig, daher geht auch ein großer Dank an alle meine Wegbegleiter und Wegbegleiterinnen, denen ich im Laufe meines Studiums begegnet bin. Insbesondere danke ich euch, Betti, Julia, David und Alex, es war eine Freude mit euch gemeinsam zu studieren, zu diskutieren, Ausflüge zu machen und manchmal auch beim Lernen für eine Prüfung zu verzweifeln. Ihr seid zu meinen engsten Freunden geworden.

Tobi, Manuel und Elli, abseits vom kleinen, vertrauten Leoben habt ihr mit mir gemeinsam in den letzten Jahren die Welt erkundet. Von kleinen Ausflügen, über Städtetrips bis hin zu Roadtrips auf anderen Kontinenten war alles dabei und eure Freundschaft hat mir auf so viele unterschiedliche Arten durch mein Studium geholfen. Ich danke euch von ganzem Herzen!

Ein besonderer Dank ergeht an euch, Monika und Christian, meine beiden Eltern. Ihr habt es mir erst ermöglicht hier in Leoben zu studieren. Ihr seid mir stets mit Rat und Tat zur Seite gestanden und ich bin mir sicher ihr werdet es auch weiterhin in meiner beruflichen Laufbahn tun. Ich könnte mir, gemeinsam mit dir Viktoria, keine bessere Familie vorstellen.

Jeder Mensch hat Vorbilder. Für mich waren das von klein auf insbesondere meine beiden Großväter Fritz und Julius. Ihr habt mich mit eurer handwerklichen Begabung als Tischler und eurer Finesse als Kaufmann maßgeblich beeinflusst und zu dem technisch begeisterten jungen Mann gemacht der ich heute bin. Ihr habt beide noch miterlebt wie ich damit begonnen habe diese Masterarbeit zu schreiben und mit Stolz die ersten Schritte verfolgt, ich wünschte ihr könntet auch das Resultat sehen. Daher widme ich diese Arbeit euch, Julius und Fritz, zwei meiner größten Unterstützer und Vorbilder.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	1
2	Aufgabenstellung	2
	2.1 Forschungsziele.....	2
	2.2 Vorgehensweise	2
3	Theoretischer Hintergrund	3
	3.1 Ladeinfrastruktur und Batterietechnologie.....	3
	3.1.1 Ladetechnologien	3
	3.1.2 Batterietechnologien.....	3
	3.1.3 Intelligente Ladeinfrastruktur	4
	3.2 Anforderungen an die Netzinfrastruktur.....	5
	3.2.1 Verfügbare Leitungskapazitäten und Hausanschlussleistung.....	5
	3.2.2 Spannungsband	6
	3.3 Modellierungsgrundsätze	6
	3.3.1 Lineare Programmierung	6
	3.3.2 Multi-Objective Optimierung mit Summengewichtungsverfahren.....	6
4	Modellbeschreibung und Szenarien	8
	4.1 Markt- und netzorientiertes Optimierungsmodell	8
	4.1.1 Grundlegende Modelleigenschaften.....	8
	4.1.2 Python Modul Pyomo.....	9
	4.1.3 Gurobi Solver	9
	4.1.4 Zielfunktionen im Optimierungsmodell	10
	4.1.5 Hausübergabepunkt	11
	4.1.6 Day – Ahead Markt.....	12
	4.1.7 Elektroauto	12
	4.1.8 Frei bestimmbare Variablen.....	15
	4.2 Überprüfung der Pareto Front	16
	4.3 Szenarien	17
	4.3.1 Basisszenario	17
	4.3.2 Marktorientiertes Szenario.....	17
	4.3.3 Netzorientiertes Szenario	17
	4.4 Wahl der Worst-Case Woche.....	18
5	Inputdaten und Basisszenario	20

5.1	Inputdaten	20
5.1.1	Betrachtete Netze.....	20
	Suburbanes Netz	20
	Ländliches Netz	20
5.1.2	Zeitreihen	21
	Hauslast.....	21
	Photovoltaikerzeugung.....	22
	Strompreis	23
	Ladekurve	23
	Gesamtnetzlast	24
5.1.3	Parameter	24
	Batteriekapazität	24
	Selbstentladung der Fahrzeugbatterie.....	25
	Maximale Ladeleistung.....	25
	Sofortladeleistung	25
	Lade- und Entladewirkungsgrad	26
	Leitungskapazität	26
	Levelized Costs of Storage der Fahrzeugbatterie	26
	Netzkosten Energie.....	26
	Netzkosten Leistung.....	26
	MIPGap.....	26
	Gewichtungsfaktoren	27
5.2	Basisszenario zur Auswahl der Worst-Case Woche	27
5.2.1	Suburbanes Netz.....	27
5.2.2	Ländliches Netz	30
6	Auswertung der Szenarien.....	34
6.1	Gesamtleistung am Transformator	34
6.2	Leitungsauslastung	38
6.2.1	Zeitreihenanalyse und Trendbetrachtung der Leitungsauslastungen.....	38
6.2.2	Extremwertbetrachtung und statistische Analyse der einzelnen Leitungen.....	41
6.3	Knotenspannung.....	46
6.3.1	Zeitreihenanalyse und Trendbetrachtung der Knotenspannungen.....	46
6.3.2	Extremwertbetrachtung und statistische Analyse der einzelnen Knoten	49

6.4	Energiekosten.....	54
7	Zusammenfassung & Ergebnisdiskussion	58
7.1	Verbesserte Netzsituation.....	58
7.2	Kostenreduktion.....	60
7.3	Vehicle-To-Grid.....	61
8	Ausblick.....	62
8.1	Netzorientiertes Szenario mit anderer Optimierungsbasis	62
8.2	Multi-Objective Optimierung.....	62
	Markt- und Netzorientiert.....	62
	Netzorientiertes Szenario auf Basis mehrerer Zielfunktionen.....	63
8.3	Weiterentwicklung des Optimierungsmodells	63
	Reales Ladeverhalten im Code einbauen	63
	Glättung der Optimierungsbasis im netzorientierten Szenario	63
	Haushalte mit mehreren Elektroautos.....	64
	Nutzung zusätzlicher Flexibilitäten	64
9	Literaturverzeichnis	65
10	Anhang	68
10.1	Netzpläne	68
10.2	Gesamtleistung am Transformator.....	73
10.3	Leitungsauslastung.....	74
10.4	Knotenspannung.....	78
10.5	Kostendiagramme.....	82

NOMENKLATUR

Abkürzungen

BEÖ	Bundesverband Elektromobilität Österreich
BEV	Battery Electric Vehicle
DA	Day Ahead Markt
E-Mobilität	Elektromobilität
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EV	Electric Vehicle
GCP	Grid Connection Point (Hausanschlusspunkt)
LCOS	Levelized Costs of Storage
MILP	Mixed Integer Linear Programming
PV-Anlage	Photovoltaik Anlage
RL	Residential Load (Hauslast)
SOC	State of Charge (Ladestand)
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
V2G	Vehicle-To-Grid

Indizes

Indizes	Erklärung [Einheit]
C_{DA}	Kosten / Erlös am Day-Ahead Markt [€]
C_{EV}	Kosten im Zusammenhang mit dem Elektroauto [€]
C_{GCP}	Netzkosten gesamt [€]
$C_{GCP,E}$	energiebezogene Netzkosten [€]
$C_{GCP,P}$	leistungsbezogene Netzkosten [€]
C_{tot}	Gesamtkosten / Gesamterlös [€]
$E_t^{EV,drive}$	Energieverbrauch des Autos je Zeiteinheit [kWh]
G_{grid}	Gesamtpunkte netzorientiert [-]
G_{total}	Gesamtpunkte (Minimierungsgröße Multi-Objective) [-]
$P_{G,E}$	Netzkosten je Kilowattstunde [€/kWh]
$P_{G,P}$	Leistungskosten je kW [€/kW]
P_{LCOS}	Levelized Costs of Storage [€/kWh]
p_t^{DA}	Day-Ahead Preis [€/kWh]
$p_t^{DA,buy}$	Bezogene Leistung vom Day-Ahead Markt [kW]
$p_t^{DA,sell}$	Eingespeiste Leistung in Day-Ahead Markt [kW]
$p_t^{EV,c}$	Ladeleistung Elektroauto [kW]
$p_{min}^{EV,c}$	Mindestladeleistung [kW]
$p_t^{EV,d}$	Entladeleistung Elektroauto [kW]
$p_{min}^{EV,d}$	Mindestentladeleistung [kW]
$p_t^{GCP,in}$	Bezogene Leistung am Hausanschlusspunkt [kW]
$p_{max}^{GCP,in}$	Maximal bezogene Leistung [kW]
$p_t^{GCP,out}$	Eingespeiste Leistung am Hausanschlusspunkt [kW]
p_t^{grid}	Gesamtnetzlast am Transformator [kW]
p_t^{PV}	Leistung der Photovoltaikanlage [kW]
p_t^{RL}	Häusliche Last ohne Elektroauto (Residential Load) [kW]

Nomenklatur

$SO C_t^{EV}$	State of Charge (Batterieladestand) [kWh]
Δt	Zeitintervall [h]
T	Zeitindex [-]
w_{cost}	marktorientierter Gewichtungsfaktor [-]
w_{grid}	netzorientierter Gewichtungsfaktor [-]
η_c	Ladewirkungsgrad [%]
η_d	Entladewirkungsgrad [-]
η_{sd}	Eigenentladung der Fahrzeugbatterie je Zeiteinheit [%]
σ_t^{EV}	Verfügbarkeit des Elektroautos (binär) [-]
$\sigma_{max,t}$	Hilfsvariable für Maximalleistung (binär) [-]
$\sigma_t^{c,min}$	Hilfsvariable zu Mindestladeleistung (binär) [-]
$\sigma_t^{d,min}$	Hilfsvariable zu Mindestentladeleistung (binär) [-]

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Jährlicher Fahrzeugbestand von Elektroautos (E-Autos) mit Daten der Statistik Austria, dargestellt in einer Graphik des BEÖ [2]	1
Abbildung 3-1: Peak Clipping and Valley Filling, auch bekannt als Load Shifting in eigener schematischer Darstellung	5
Abbildung 3-2: Graphische Darstellung der Multi-Objective Optimierung mittels Pareto Front, Graphik übernommen von [19]	7
Abbildung 4-1: Überblicksschema der Bestandteile des Optimierungsmodells und mögliche Flussrichtungen des Stroms pro Zeitschritt	8
Abbildung 4-2: Schematische Darstellung der dynamischen Kapazitätsobergrenze und Kapazitätsuntergrenze für fünf verschiedene Fälle (normal, verfrüht, keine Ausfahrt, normal + hohes Ladeziel, verfrüht + hohes Ladeziel)	14
Abbildung 4-3: Ergebnis des Pareto Front Simulationslaufs, die konvexe Kurve weist auf die Zulässigkeit der Methode hin	16
Abbildung 4-4: Häufigkeitsdarstellung erstellt aus den Indizes für die 500 geringsten Spannungswerte je Knoten	19
Abbildung 5-1: Schema des suburbanen Netzes bestehend aus jeweils Verbrauch und der Möglichkeit für Photovoltaikerzeugung pro Haushalt, Darstellung mit NEPLAN	20
Abbildung 5-2: Schema des ländlichen Netzes bestehend aus jeweils Verbrauch und der Möglichkeit für Photovoltaikerzeugung pro Haushalt, Darstellung mit NEPLAN	21
Abbildung 5-3: Darstellung des Hausverbrauchs für eine Woche, beispielhaft für 2 unterschiedliche Haushalte	22
Abbildung 5-4: Stromerzeugung mittels Photovoltaik beispielhaft für 2 unterschiedliche Anlagen über den Zeitraum von einer Woche	22
Abbildung 5-5: Verlauf des Day-Ahead Preises in stündlicher Auflösung für die Jahre 2030 und 2040 ..	23
Abbildung 5-6: Ladekurven für zwei Haushalte im Zeitraum von einer Woche	24
Abbildung 5-7: Marktanalyse der meistverkauften Elektroautos in Europa für April 2023, durchgeführt von CleanTechnica und veröffentlicht auf der Homepage der Europäischen Kommission [30]	25
Abbildung 5-8: Häufigkeitsdarstellung der 500 niedrigsten Spannungen je Knoten für das suburbane Netz im Jahr 2040	27
Abbildung 5-9: Verlauf der Knotenspannungen im Basisszenario für die Worst-Case Woche des suburbanen Netzes	28
Abbildung 5-10: Darstellung aller Knotenspannungen im suburbanen Netz für das Basisszenario im Jahr 2040 in der Worst-Case Woche	29
Abbildung 5-11: Leitungsauslastung der Worst-Case Woche im suburbanen Netz für das Jahr 2040	29
Abbildung 5-12: Darstellung aller Leitungsauslastungen im Basisszenario des suburbanen Netzes für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche	30
Abbildung 5-13: Häufigkeitsdarstellung der 500 niedrigsten Spannungen je Knoten für das ländliche Netz	31
Abbildung 5-14: Spannungsverlauf mit 10-min Mittelwerten des ländlichen Netzes für die 27 Knoten in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	31
Abbildung 5-15: Darstellung aller Knotenspannungen im ländlichen Netz für das Basisszenario im Jahr 2040 für die Worst-Case Woche	32

Abbildung 5-16: Leitungsauslastungen für das ländliche Netz für die Worst-Case Woche im Jahr 2040	33
Abbildung 5-17: Darstellung aller Leitungsauslastungen im Basisszenario des ländlichen Netzes für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche	33
Abbildung 6-1: Gesamtleistung am Transformator des suburbanen Netzes in der Worst-Case Woche im Jahr 2030 im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung	34
Abbildung 6-2: Gesamtleistung am Transformator des suburbanen Netzes in der Worst-Case Woche im Jahr 2040 im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung gemeinsam mit dem Day-Ahead Preis	35
Abbildung 6-3: Gesamtleistung am Transformator des ländlichen Netzes für die Worst-Case Woche im Jahr 2040 im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung gemeinsam mit dem Day-Ahead Preis	37
Abbildung 6-4: Ladekurve des Elektroautos in Haushalt 2 des ländlichen Netzes für einen Ladezyklus im Jahr 2040 im Basisszenario und markt-, sowie netzorientierten Szenario	37
Abbildung 6-5: Leitungsauslastung im suburbanen Netz im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2030	38
Abbildung 6-6: Leitungsauslastung im suburbanen Netz im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	39
Abbildung 6-7: Leitungsauslastung im ländlichen Netz im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	40
Abbildung 6-8: Leitungsauslastung je Leitung im suburbanen Netz für das Basisszenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	41
Abbildung 6-9: Leitungsauslastung je Leitung im suburbanen Netz für das marktorientierte Szenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	42
Abbildung 6-10: Leitungsauslastung je Leitung im suburbanen Netz für das netzorientierte Szenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	43
Abbildung 6-11: Leitungsauslastung je Leitung im ländlichen Netz für das Basisszenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	44
Abbildung 6-12: Leitungsauslastung je Leitung im ländlichen Netz für das marktorientierte Szenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	44
Abbildung 6-13: Leitungsauslastung je Leitung im ländlichen Netz für das netzorientierte Szenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	45
Abbildung 6-14: Knotenspannungen des suburbanen Netzes im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2030	46
Abbildung 6-15: Knotenspannungen des suburbanen Netzes im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	47
Abbildung 6-16: Knotenspannungen des ländlichen Netzes im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	48
Abbildung 6-17: Darstellung aller Knotenspannungen im suburbanen Netz im Basisszenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche	49
Abbildung 6-18: Darstellung aller Knotenspannungen im suburbanen Netz im marktorientierten Szenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche	50
Abbildung 6-19: Darstellung aller Knotenspannungen im suburbanen Netz im netzorientierten Szenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche	51

Abbildung 6-20: Darstellung aller Knotenspannungen im ländlichen Netz im Basisszenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche	52
Abbildung 6-21: Darstellung aller Knotenspannungen im ländlichen Netz im marktorientierten Szenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche	52
Abbildung 6-22: Darstellung aller Knotenspannungen im ländlichen Netz im netzorientierten Szenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche	53
Abbildung 6-23: Kostenentwicklung für 25 Haushalte des suburbanen Netzes im markt-, sowie netzorientierten Szenario für die Jahre 2030 und 2040 in der jeweiligen Worst-Case Woche .	55
Abbildung 6-24: Kostenentwicklung aller Haushalte des ländlichen Netzes im markt-, sowie netzorientierten Szenario für die Jahre 2030 und 2040 in der jeweiligen Worst-Case Woche .	56

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 4-1: Vom Optimierungsprogramm frei bestimmbare Variablen, deren Definition, Typ und Grenzwerteigenschaften	15
Tabelle 6-1: Überblick der Änderungen der Knotenspannungen im suburbanen Netz in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	51
Tabelle 6-2: Überblick der Änderungen der Knotenspannungen im ländlichen Netz im Jahr 2040 in der Worst-Case Woche	54
Tabelle 6-3: Kostenveränderungen im suburbanen Netz je Szenario in der jeweiligen Worst-Case Woche	55
Tabelle 6-4: Kostenveränderungen im ländlichen Netz je Szenario in der jeweiligen Worst-Case Woche	57
Tabelle 7-1: Übersicht über die Leitungsauslastungen in den beiden betrachteten Netzen in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	59
Tabelle 7-2: Übersicht über die Knotenspannungen in den beiden betrachteten Netzen in der Worst-Case Woche im Jahr 2040	59
Tabelle 7-3: Relative durchschnittliche Kostenänderung je Haushalt mit Elektroauto in den beiden betrachteten Netzen in der jeweiligen Worst-Case Woche	60

1 EINLEITUNG

Die Dekarbonisierung spielt in unserer Gesellschaft momentan eine entscheidende Rolle, um die hoch gesteckten Klimaziele zu erreichen.[1] Im Zuge dessen etabliert sich auch die Elektromobilität (E-Mobilität) mehr und mehr. Dies spiegelt auch die Abbildung 1-1 des Bundesverband Elektromobilität Österreich (BEÖ) mit den jährlichen steigenden Bestandszahlen wider.

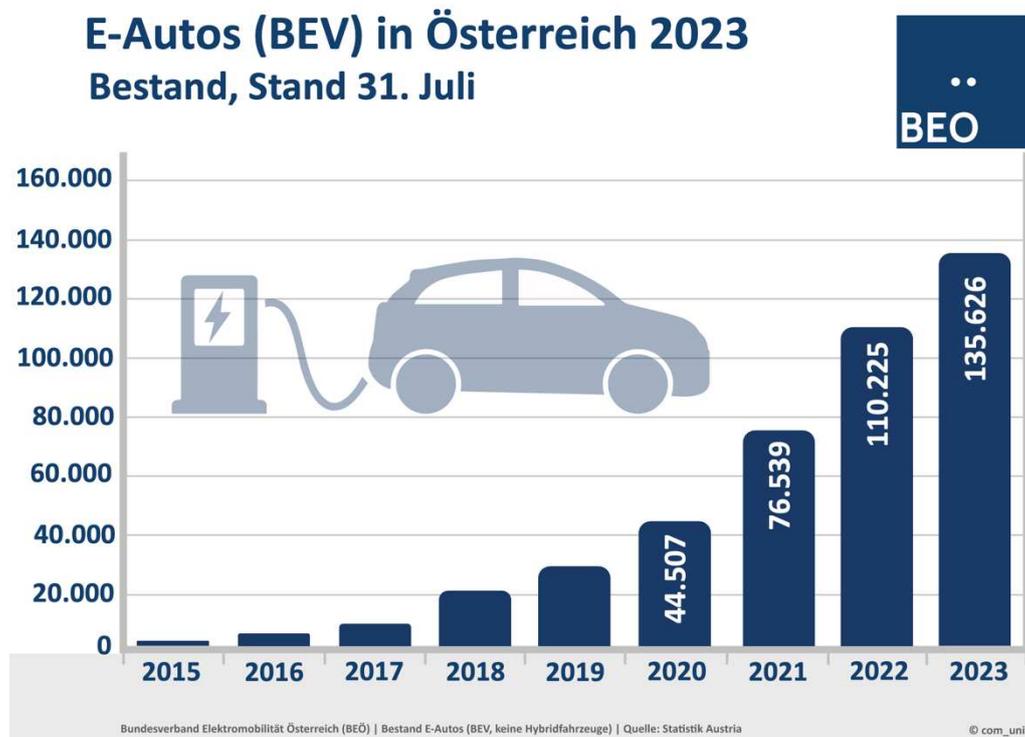


Abbildung 1-1: Jährlicher Fahrzeugbestand von Elektroautos (E-Autos) mit Daten der Statistik Austria, dargestellt in einer Graphik des BEÖ [2]

Der Mobilitätsmasterplan 2030 für Österreich, veröffentlicht vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat zum Ziel, dass der Personenverkehr ab 2030 zu 100% klimaneutral ist. Dies lässt darauf schließen, dass sich der steigende Trend der E-Mobilität im Individualverkehr fortsetzt. [3]

Dadurch finden unterschiedliche Ladetechnologien, wie Stromtankstellen mit Schnellladetechnologien und hohen Leistungen oder Wallboxen mit geringeren Leistungen und weiten Anwendungsmöglichkeiten, immer mehr Verbreitung. Damit einher geht jedoch eine steigende Belastung des Stromnetzes, vom Verteilernetz bis zum Übertragungsnetz. [4]

Die ständigen Weiterentwicklungen der Ladetechnologien und Stromnetze, wie etwa die Einführung von Smart-Metern, eröffnen neue Potenziale für die Steuerbarkeit des Ladevorgangs von Elektroautos. Durch die Nutzung flexibler Strompreise kann in Abhängigkeit des Strompreises geladen werden. Andererseits wird durch intelligente Lade- und Entladetechnologien die Möglichkeit geboten Elektroautos als Speicher oder flexible Lasten zu betrachten, um das Stromnetz zu entlasten. [4]

2 AUFGABENSTELLUNG

Die momentan gängige Ladetechnologie für die E-Mobilität setzt auf monodirektionales, zeitlich nicht gesteuertes Laden. Weiterentwicklungen im Bereich der Ladetechnologie hin zu Smart-Charging und in weiterer Folge zu bidirektionalen Lade- und Entladeeinrichtungen erlauben mehr Flexibilität und Möglichkeiten zur Netzentlastung, sowie im Optimalfall auch Kostenersparnisse für Endkunden.

2.1 Forschungsziele

Im Zuge dieser Arbeit sollen die Auswirkungen auf die Gesamtkosten und Netzsituation beim Einsatz von Smart-Charging für ein suburbanes und ein ländliches Netz untersucht werden. Ein wichtiges Ziel ist hierbei die Entwicklung eines Optimierungsmodells um in Abhängigkeit externer Einflussfaktoren, wie Kostenkurven und Netzleistungen, möglichst kostenschonend sowie möglichst netzschonend zu Laden. In weiterer Folge wird hierbei vom marktorientierten und netzorientierten Laden gesprochen. Wichtig hierbei ist auch das Zusammenspiel zwischen optimalen Ladebedingungen und optimalen Kosten näher zu untersuchen.

Das marktorientierte Modell hat hierbei zum Ziel Ladekurven zu finden, die möglichst geringe Kosten für den Endkunden verursachen und dabei die physikalischen Grenzen nicht verletzen. Als wichtiges Ergebnis für weitere Projekte wird hier eine Lade- und Entladekurve für den modellierten Zeitraum angesehen. Beim Zielwert handelt es sich um die variablen Gesamtkosten, daher ist ein nicht Ziel dieser Arbeit ein ökonomisches Kostenmodell zu erstellen.

Das netzorientierte Modell hat zum Ziel Ladekurven zu finden, die den Einfluss auf das Netz möglichst minimieren. Hierbei werden ebenso die Lade- und Entladekurven für den modellierten Zeitraum als wichtiges Ergebnis für Folgeprojekte angesehen.

2.2 Vorgehensweise

Zur Erreichung der Ziele ist das Schreiben eines Optimierungsprogramms notwendig. Hierfür wird auf die Programmiersprache Python zurückgegriffen. Zu Beginn wird durch eine Recherche ein geeignetes Optimierungsmodul für Python ausgewählt und im Anschluss werden die erforderlichen mathematischen und physikalischen Zusammenhänge des Modells definiert. Danach wird mit dem Schreiben eines Basis-Codes begonnen, dem im Anschluss zunehmend weitere Randbedingungen und Einschränkungen vorgegeben werden. Diese Vorgehensweise ist notwendig, um Fehlern vorzubeugen, da bei Optimierungsalgorithmen ein Zeile-für-Zeile Debuggen oft nicht möglich ist. Nach Vervollständigung des Codes werden die zwei Optimierungsszenarien, marktorientiert und netzorientiert, definiert und die Auswirkungen des Optimierungsvorgangs auf die beiden Verteilnetze durch eine Lastflussberechnung in Neplan [5] analysiert.

3 THEORETISCHER HINTERGRUND

In diesem Kapitel wird der Stand der Technik zu Ladeinfrastruktur und Batterietechnologie erläutert, sowie auf die Netzinfrastruktur und Modellierungsgrundsätze näher eingegangen.

3.1 Ladeinfrastruktur und Batterietechnologie

Die folgenden Unterkapitel behandeln die aktuellen Ladetechnologien, die für die Elektromobilität Anwendung finden, sowie die zugehörige Batterietechnologie. Im Anschluss erfolgt eine Analyse der intelligenten Ladeinfrastruktur.

3.1.1 Ladetechnologien

Die momentan verfügbaren Ladetechnologien lassen sich unterteilen in Schnelllader mit hohen Leistungen, die zudem bereits Gleichstrom liefern und Wallboxen mit geringeren Leistungen die üblicherweise Wechselstrom zur Verfügung stellen. [4]

Wallboxen werden in vielen Bereichen, wie etwa in Garagen von Eigenheimen, Tiefgaragen von Wohnbauten und Hotels, aber auch freistehend auf Parkplätzen von etwa Unternehmen zum Laden der Firmenflotte oder der Elektroautos von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, eingesetzt. Die im Vergleich zu Schnellladern deutlich geringere Leistung von üblicherweise nur 11 kW bis zu 22 kW führt dazu, dass die Autos länger am Stromnetz angeschlossen sind, wodurch sie auch für Smart-Charging und Vehicle-To-Grid (V2G) Anwendungen verfügbar sind. [6]

Eine Marktrecherche zum Thema handelsüblicher Wallboxen ergab jedoch, dass die vorherrschende Technologie auf monodirektionales Laden ausgerichtet ist. Auch Wallboxen von österreichischen Herstellern, wie zum Beispiel Keba, unterstützen derzeit bidirektionales Laden nicht, wodurch V2G aktuell in der Praxis nicht umgesetzt werden kann. Laut der Website des Herstellers hat dies mitunter rechtliche Gründe, die zuvor vom Gesetzgeber geändert werden müssten. Für den verbreiteten Einsatz von V2G ist somit zuvor eine Umstellung auf eine bidirektionale Ladeinfrastruktur notwendig. [7]

Der Einsatz von **Schnellladern** beschränkt sich üblicherweise auf Stromtankstellen nahe stark befahrenen Verkehrsrouten. Durch die kurze Ladezeit mit hohen Leistungen haben sie zwar einen merkbaren Einfluss auf das Stromnetz, jedoch werden sie im Vergleich zu Wallboxen seltener verwendet und bieten aufgrund der kurzen Stehzeit keine realistische Anwendung von Smart-Charging und V2G. Aus diesem Grund werden Schnelllader im Verlauf dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt. [6], [8]

3.1.2 Batterietechnologien

Die momentan vorherrschende Technologie unter den Batterien für Elektroautos ist Lithium basiert. Dies liegt an den vergleichsweise hohen Energiedichten, die mit Lithium-Ionen-Batterien erreichbar sind. Aktuell, in Fahrzeugmodellen wie etwa dem VW ID.3, verbaute Batterien bewegen sich im Bereich von 130-241 Wh/kg mit einer angegebenen Lebensdauer von etwa 1000-2000 Zyklen. Die Batterie eines Tesla Model 3 bewegt sich im Hinblick auf die Energiedichte im Bereich von etwa 200-310 Wh/kg mit einer Lebensdauer von etwa 500 Zyklen. [9]

Die Lebensdauer ist insbesondere für Vehicle-To-Grid Anwendungen von hoher Relevanz. Denn wird die Batterie für mehr als zur Abdeckung des Fahrbedarfs verwendet, so verschleißt diese auch schneller. Dies bedeutet, dass V2G durch die vermehrte Nutzung der Fahrzeugbatterie zusätzliche Kosten für einen etwaig früher notwendigen Batterietausch verursacht. Die Kosten für den Verschleiß der Batterie bewegen

sich nach Berechnungen von Mustafizur Rahman et.al. in [10] für einen Nissan Leaf im Bereich von 0,084 \$/kWh, was umgerechnet in etwa 0,077 €/kWh entspricht.

Die Lebensdauer einer Lithium-Ionen-Batterie ist mitunter abhängig vom verwendeten Kapazitätsbereich der Batterie. So zeigen diverse Studien, dass die Lebensdauer einer Batterie verlängert werden kann, wenn Tiefenentladung und sehr hohe Ladungen vermieden werden. Kostopoulos E. et. al. liefert hierzu in „Real-world study for the optimal charging of electric vehicles“ eine gute Übersicht der vorhandenen Studien. Zudem zeigt die Studie, dass die Ladegeschwindigkeit aufgrund des Constant-Voltage – Constant-Current Ladeverfahrens bei hohen Ladeständen deutlich abnimmt. [11]

3.1.3 Intelligente Ladeinfrastruktur

Die technologische Weiterentwicklung der Wallboxen und Stromnetze, sowie die zunehmende Digitalisierung ermöglichen die Entwicklung intelligenter Ladeinfrastruktur. Dadurch wird die Möglichkeit geboten den Ladevorgang der Elektroautos als flexible Last oder in weiterer Folge Elektroautos als mobile Speicher anzusehen. Es ergeben sich zwei primäre Ziele, Kostenreduktion und verringerte Auswirkungen auf das Netz. Diese Ziele können etwa durch Smart-Charging (Reduktion und zeitliche Verschiebung der Ladeleistung) und Vehicle-To-Grid erreicht werden.

Von besonderer Relevanz für die Einführung intelligenter Ladeinfrastruktur ist dabei das Nutzungsverhalten von Autos. Laut Robledo et al. in [12] steht ein Elektroauto im Schnitt zu 95% der Zeit ungenutzt auf einem Parkplatz und könnte somit in diesem Zeitraum als Flexibilität zur Verfügung stehen. Zudem ist für den Fahrbedarf selten täglich die volle Batteriekapazität notwendig. Die Organisation „VCÖ – Mobilität mit Zukunft“, erläutert in ihrem „VCÖ – Factsheet“ den täglichen Kilometerbedarf der Bevölkerung. So waren im Jahr 2017 etwa zwei Drittel des täglichen Fahrbedarfs kürzer als 10 km. Dies zeigt, dass in vielen Fällen nicht die vollständige Batterieladung benötigt wird, wodurch eine mögliche Anwendung von intelligenten Ladestrategien infrage kommt. [13]

Smart-Charging behandelt die Thematik die durch den Ladevorgang der Elektroautos entstehenden Lasten bestmöglich zu verschieben. Im Vergleich dazu bietet **Vehicle-To-Grid** die Möglichkeit gespeicherten Strom aus Fahrzeugbatterien mithilfe von bidirektionalen Ladeeinrichtungen wieder ins Netz einzuspeisen. Mit der zunehmenden Anzahl an verfügbaren Elektroautos hat sich diese Thematik in den vergangenen Jahren als spannende Forschungsfrage etabliert.

Smart-Charging und Vehicle-To-Grid können vorrangig zwei Zielen dienen, einem marktorientierten Ziel, um dadurch die eigenen Kosten zu senken oder einem netzorientierten Ziel, um etwa Leitungen zu entlasten.

Beim **marktorientierten Ziel** besteht das Bestreben die Kosten für den Endverbraucher oder die Endverbraucherin zu minimieren. In dieser Arbeit werden die Stromkosten als flexibel angenommen, wodurch sich vom Strompreis abhängige dynamische Lade- und Entladekurven ergeben. Ist das Auto verfügbar und der Strompreis gering, so wird Strom bezogen und im Auto gespeichert. V2G bietet im Gegensatz zu Smart-Charging bei entsprechender Verfügbarkeit des Elektroautos zudem die Möglichkeit bei einem hohen Strompreis die Energie wieder zu verkaufen. Dadurch können die Kosten noch weiter reduziert werden.

Das **netzorientierte Ziel** dient der Entlastung des Netzes. Im Zuge dieser Arbeit wird als Definition hierfür „Peak Clipping and Valley Filling“ der Leistungskurve verwendet, was bedeutet, dass Leistungsspitzen gekappt und damit Leistungstäler gefüllt werden. Im Gesamten wird dies auch als Load Shifting (deutsch: Lastverschiebung) bezeichnet. Eine schematische Darstellung des Prozesses erfolgt in Abbildung 3-1.

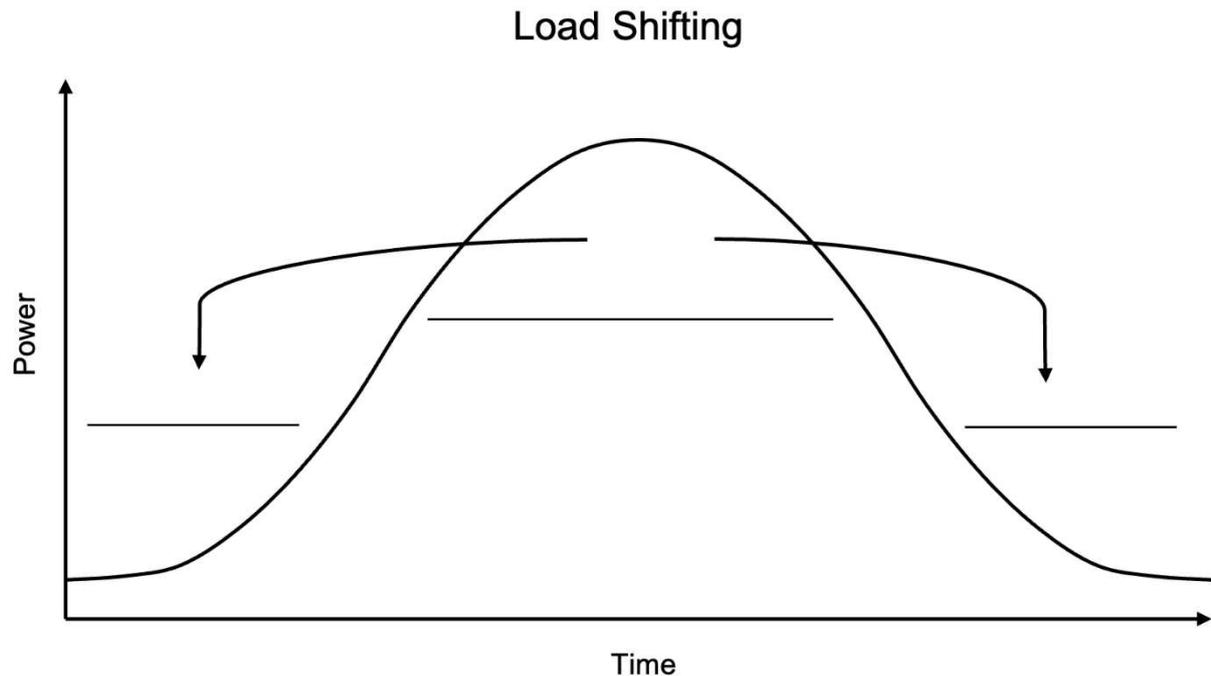


Abbildung 3-1: Peak Clipping and Valley Filling, auch bekannt als Load Shifting in eigener schematischer Darstellung

3.2 Anforderungen an die Netzinfrastruktur

Der Ausbau der Ladeinfrastruktur benötigt auch eine entsprechende Netzinfrastruktur, die die steigenden Leistungen unterstützen kann. In den folgenden Unterpunkten werden die vorhandenen Leitungskapazitäten gemeinsam mit der Hausanschlussleistung und dem erlaubten Spannungsband analysiert.

3.2.1 Verfügbare Leitungskapazitäten und Hausanschlussleistung

Leitungskapazitäten spielen eine wichtige Rolle im Zuge von Diskussionen zu Netzbelastung und Netzausbau. Insbesondere die letzten Teilstücke der Verteilnetze wurden in der Vergangenheit nicht auf den starken Anstieg von PV und E-Mobilität ausgelegt, wodurch Spannungsbandprobleme auftreten können. Eine typische Hauszuleitung wurde in der Vergangenheit dreiphasig mit je 25 A abgesichert, wodurch eine Leistung von etwa 17 kW ermöglicht wird. In der heutigen Zeit hat sich dieser Wert bereits auf 32 A erhöht, wodurch bis zu 22 kW Leistungsbezug möglich sind. Daraus resultiert, dass 11 kW Ladeleistung üblicherweise kein Problem darstellen, vorausgesetzt es gibt sonst keine Großverbraucher im Haushalt. Für 22 kW Ladeleistung wäre bei älteren Anlagen ein Ausbau erforderlich. [14]

Neben den rein technischen Kriterien spielt auch die erworbene Hausanschlussleistung, also das bezahlte Netzbereitstellungsentgelt, eine Rolle für Endverbraucher. Ein üblicher 15-minütiger Leistungsmittelwert liegt hierbei bei 4 kW, wie etwa bei der Wiener Netz GmbH für einen Hausanschluss ohne Leistungsmessung und unter 15.000 kWh bezogener Energie. [15]

In Zeiten von E-Mobilität und PV-Anlagen ist dies jedoch häufig zu wenig, da eine handelsübliche Wallbox eine Dauerleistung zwischen 11 kW und 22 kW besitzt. Daraus resultiert, dass einerseits eine höhere Hausanschlussleistung über das Netzbereitstellungsentgelt erworben werden muss und andererseits auch die Leitungen und Sicherungen eine ausreichende Dimension benötigen. Beidem wird vorausgesetzt, dass die freien Kapazitäten des vorgelagerten Verteilnetzes ausreichend sind, um das Spannungsband durch die erhöhte Leistung nicht zu verletzen.

3.2.2 Spannungsband

Die Aufrechterhaltung der Spannung stellt eine essenzielle Anforderung an die Netzinfrastruktur dar, denn bei Verletzung der Grenzen kann es zu Beschädigungen der Betriebsmittel und Netzausfällen kommen. Die Norm DIN EN 50160 gibt hierzu die Betrachtung von 10-Minuten-Mittelwerten vor. Diese müssen zu 95% einer Woche im zulässigen Spannungsband von +/-10% des Effektivwerts der Versorgungsspannung liegen. Das zulässige Spannungsband wird von der Mittelspannungsebene und der Niederspannungsebene geteilt, da in den Umspannwerken auf die Mittelspannungsebene die letzte Möglichkeit besteht die Spannung zu regeln. Die Umspannung von Mittelspannung auf Niederspannung in der Netzebene 6 erfolgt demnach starr. Demzufolge müssen auch die zulässigen Spannungsänderungen auf das Mittelspannungs- und das Niederspannungsnetz aufgeteilt werden. [16], [17]

Ein Verbraucher am Leitungsende führt durch die Impedanz der Leitung zu einem Spannungsabfall, ein Erzeuger hingegen zu einer Spannungserhöhung. Um auch am letzten Netzausläufer das Spannungsband für Verbraucher einzuhalten, wird demnach von Verteilnetzbetreibern über die Stufenstellung am Transformator in Netzebene 6 eine Spannung eingestellt, die über der Nennspannung liegt. Dies resultiert darin, dass für Spannungserhöhungen und Spannungsabfälle unterschiedliche Grenzwerte vorliegen. Auf Basis der Erfahrungen vorangegangener Arbeiten wird daher das zulässige Spannungsband der Niederspannungsebene in dieser Arbeit mit 93,5% bis 104,5% definiert. [17], [18]

3.3 Modellierungsgrundsätze

In den folgenden Unterkapiteln werden die für diese Arbeit angewandten Modellierungsgrundsätze behandelt. Dabei geht es um die lineare Programmierung und die Multi-Objective Optimierung mit dem Summengewichtungsverfahren.

3.3.1 Lineare Programmierung

Im Zuge dieser Arbeit wird auf lineare Programmierung, genau genommen Mixed Integer Linear Programming (MILP), zurückgegriffen. Bei MILP können Variablen als ganzzahlig oder kontinuierlich definiert werden. Ganzzahlige Variablen werden üblicherweise als binäre Entscheidungsvariablen mit 0 und 1 definiert. Der große Vorteil dieser Methode, gegenüber nichtlinearen Methoden, besteht darin, dass das lokale und globale Optimum zusammenfallen.

3.3.2 Multi-Objective Optimierung mit Summengewichtungsverfahren

Aufgabenstellungen mit mehr als einer Zielfunktion werden als Multi-Objective Optimierung bezeichnet. Dadurch wird die Lösung eines Problems merkbar erschwert da sich die jeweiligen Optima gegenseitig beeinflussen. Abhilfe kann hierbei das Summengewichtungsverfahren schaffen, welches aufgrund der Einfachheit eines der meistverbreiteten Verfahren darstellt. Hierbei werden die Zielfunktionen mit einem entsprechenden Gewichtungsfaktor multipliziert und aufsummiert, wodurch sich ein Single-Objective Problem mit einer gemeinsamen Zielfunktion ergibt.

Gewichtungsfaktoren $w = (w_1, w_2, \dots, w_n)$ sind stets positiv und unterliegen dem in Gleichung (3-1) dargestellten Zusammenhang.

$$\sum_i^n w_i = 1, \quad w_i \in (0,1) \tag{3-1}$$

Über die Gewichtungsfaktoren kann das Optimum entsprechend gesteuert werden. Im Sinne dieser Arbeit bedeutet dies beispielsweise die Kombination des markt- und netzorientierten Modells. Wird dem marktorientierten Teil der Zielfunktion ein höherer Gewichtungsfaktor zugewiesen so verlagert sich das Optimum in Richtung eines rein marktorientierten Modells, jedoch weiterhin unter Einfluss eines rein netzorientierten Modells und umgekehrt. Die Schwierigkeit besteht darin geeignete Gewichtungsfaktoren zu finden. Um nicht einer Zielfunktion höheren Einfluss als der anderen Zielfunktion zu geben, ist es essenziell, dass die Inputdaten normalisiert und skaliert werden. Nach einem Start mit gleichen Faktoren kann mithilfe von Versuch und Irrtum bei veränderten Gewichtungsfaktoren versucht werden die Lösung zu beeinflussen. Die optimale Lösung ist in diesem Fall jedoch zum Teil subjektiv, da alle Kombinationen an Gewichtungsfaktoren mathematisch eine optimale Lösung des gerade untersuchten Modells darstellen. Aus diesem Grund muss das Ergebnis auf Basis anderer Faktoren beurteilt werden, um abzuschätzen, ob es sich um eine erwünschte Lösung handelt. Ein wichtiger Begriff ist hierbei auch die Pareto Front die in Abbildung 3-2 dargestellt wird. Diese stellt den Zusammenhang zwischen der Lösung von Funktion 1 und Funktion 2 graphisch dar, wobei die Pareto Front hierbei schematisch durch eine Gerade dargestellt wird. [19]

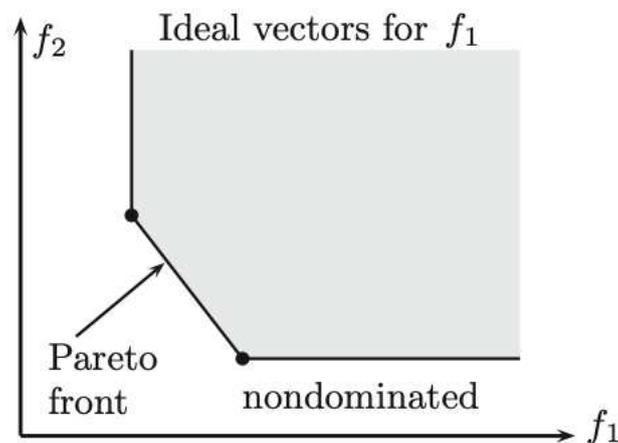


Abbildung 3-2: Graphische Darstellung der Multi-Objective Optimierung mittels Pareto Front, Graphik übernommen von [19]

Die Anwendbarkeit des Summengewichtungsverfahrens ist an Probleme mit konvexer Pareto Front gebunden, daher muss vor der Anwendung des entwickelten Modells die Pareto Front überprüft werden. [19]

4 MODELLBESCHREIBUNG UND SZENARIEN

Dieses Kapitel behandelt die Methodik der Modellerstellung und die Definition der zu untersuchenden Szenarien.

4.1 Markt- und netzorientiertes Optimierungsmodell

Im folgenden Unterkapitel wird genauer auf den mathematischen Hintergrund des markt- und netzorientierten Multi-Objective Gesamtmodells eingegangen. Durch eine entsprechende Wahl der Gewichtungsfaktoren ist es möglich das Modell auf das gewünschte Verhalten zu trimmen, so auch rein marktorientiert oder rein netzorientiert.

Ein Teil der mathematischen Formulierungen des marktorientierten Hintergrunds basiert auf der Arbeit von Carlo Corinaldesi et. al [20] und wurde im Zuge der Arbeit weiterentwickelt und den Anforderungen des Modells dieser Arbeit angepasst.

Die einzelnen Bestandteile des Modells werden in den folgenden Unterkapiteln genauer erläutert. Die Grundstruktur des Modells wird in Abbildung 4-1 dargestellt. Einer Beschreibung von links nach rechts folgend, kann Strom vom Netz zugekauft oder verkauft werden, am Zähler gemessen werden, durch eine Photovoltaikanlage erzeugt, durch die Hauslast verbraucht und durch das Elektroauto verbraucht oder gespeichert und rückerneuert werden. Die Variablen der Skizze werden in weiterer Folge in den Unterkapiteln genauer definiert.

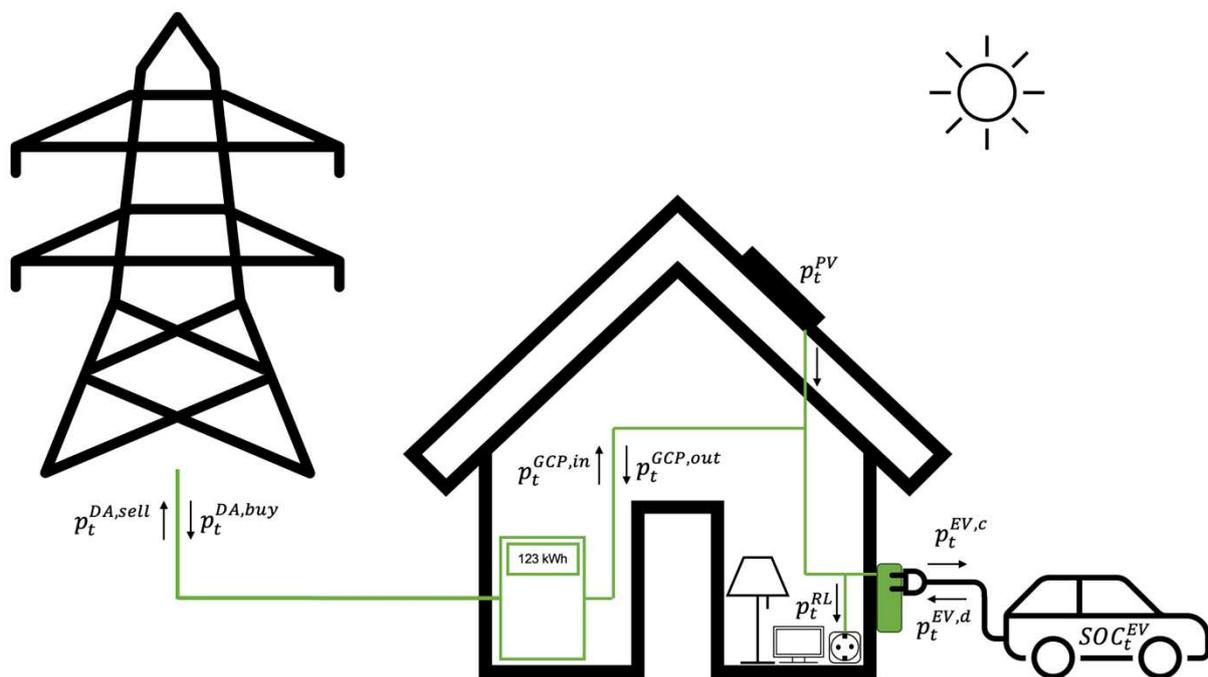


Abbildung 4-1: Überblicksschema der Bestandteile des Optimierungsmodells und mögliche Flussrichtungen des Stroms pro Zeitschritt

4.1.1 Grundlegende Modelleigenschaften

Die zugrundeliegende Basis für das Modell stellen Zeitreihen in 15-minütiger oder einminütiger Auflösung dar. Die Gesamtlänge dieser Zeitreihen wird in weiterer Folge mit T angenommen. Als Programmiersprache wurde aufgrund der weiten Verfügbarkeit von Open-Source Material Python gewählt. Eine wichtige Erweiterung ist hierbei das Modul Pyomo, welches in Kapitel 4.1.2 näher erläutert wird. Zur

Lösung des Modells wird der Solver Gurobi verwendet. Die Datenverarbeitung und Darstellung erfolgt mithilfe von Pandas sowie Matplotlib. Das Ziel der Optimierung ist eine optimale Lade- und Entladekurve für die Batterie des Elektroautos zu finden, die das Bedürfnis der geforderten Zielfunktionen erfüllt die in Kapitel 4.1.4 genauer erläutert werden.

4.1.2 Python Modul Pyomo

Pyomo ist ein open-source Modellierungspaket für Python. Eine genauere Beschreibung von Pyomo erfolgt im Buch „Pyomo – Optimization Modeling in Python“ von Michael L. Bynum [21], sowie im Artikel „Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python“ von William E. Hart et al. [22], beide veröffentlicht vom Springer Verlag. Die Onlinedokumentation [23], sowie eine Pyomo spezifische Website der TU Berlin [24] haben sich als besonders hilfreich für den Einstieg in Pyomo herausgestellt. Um ein Optimierungsmodell aufzusetzen, greift die Sprache auf verschiedene Komponenten zurück, die in den folgenden Absätzen etwas genauer ausgeführt werden.

Sets werden in Pyomo zur Indexierung von etwa Variablen verwendet. Dies können im simpelsten Fall fortlaufende Nummern sein, aber auch Zeitschritte oder eine andere Art der Indexierung. Wichtig dabei ist, dass ein Set keine Duplikate enthalten darf. [23]

Parameter stellen im Fall von Pyomo Konstanten oder Datensätze dar, die dem Modell zur Verfügung gestellt werden müssen, um ein Optimum zu finden. Im Falle eines Modells für Smart-Charging Anwendungen kann dies beispielsweise eine Zeitreihe der Stromkosten über den Optimierungszeitraum sein. Indexiert werden solche Zeitreihenparameter üblicherweise mit Sets. [23]

Variablen sind am Beginn der Optimierung undefiniert und stellen somit veränderliche Werte dar, um ein Optimum zu finden. Variablen kann ein bestimmter Typ vorgegeben werden, wie etwa binär, positive reelle Zahlen oder natürliche Zahlen. Zusätzlich kann der Variable eine Ober- und Untergrenze vorgegeben werden. Diese können entweder konstant oder abhängig von der Indexierung sein. So ist es möglich eine Zeitreihe zu verwenden, um die Grenzen der Variablen zu definieren, als Beispiel kann genannt werden, dass die Obergrenze der Ladeleistung nur dann ungleich 0 sein kann, wenn das Auto auch an der Ladestation steckt. Um undefinierten Werten nach der Optimierung vorzubeugen kann jede Variable auch mit einem Wert für jeden Zeitschritt initialisiert werden. [23]

Als **Objective** wird die Zielfunktion des Codes verstanden. Dies ist, im Prinzip, ein mathematischer Ausdruck in Abhängigkeit definierter Variablen, der im Anschluss von einem Solver, wie etwa Gurobi, maximiert oder minimiert werden kann. In der Zielfunktion selbst muss dabei nicht jede Variable selbst vorkommen, mithilfe von Einschränkungen (engl. Constraints) können umfassende Abhängigkeiten formuliert werden. [23]

Einschränkungen der Variablen werden in Pyomo als **Constraints** bezeichnet. Diese können Gleichungen oder Ungleichungen darstellen. Ein simples Beispiel hierfür wäre eine Energiebilanz am Hausanschlusspunkt. Mithilfe der Einschränkungen wird es ermöglicht komplexe Zusammenhänge zu formulieren und dabei ungewollte Verhaltensweisen des Modells zu unterbinden. [23]

4.1.3 Gurobi Solver

Mithilfe von Python und Pyomo wird grundsätzlich ein Optimierungsmodell erstellt. Die eigentliche Optimierung erfolgt im Anschluss jedoch von etablierten Solvoren. Im Zuge dieser Arbeit wird auf die kostenpflichtige Gurobi Software zurückgegriffen, die bereits am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik angewandt wird und im Verlauf dieser Arbeit auch als Academic License zur Verfügung steht. [25]

Ein wichtiger Parameter für die Lösung des Modells ist der sogenannte MIPGap. Dieser Wert kontrolliert die mindestens zu erreichende Qualität der Lösung, was im Umkehrschluss bedeutet, dass die tatsächliche Lösung am Ende einen kleineren MIPGap besitzen kann. Berechnet wird der MIPGap stets nach Formel (4-1) mit den Parametern „Objective Bound“ als bester bekannter Grenzwert der optimalen Lösung und „Objective Value“ als Ergebnis des letzten Durchlaufs. [26]

$$MIPGap = \frac{|ObjBound - ObjVal|}{|ObjVal|} \quad (4-1)$$

4.1.4 Zielfunktionen im Optimierungsmodell

Die Zielfunktion stellt den Kern eines Optimierungsmodells dar. Eine Zielfunktion wird meist entweder minimiert oder maximiert, um eine optimale Lösung des Gesamtsystems zu finden. Im Zuge des kombinierten Gesamtmodells dieser Arbeit, welches sowohl markt- als auch netzorientiert arbeiten soll, gibt es jedoch mehr als eine Zielfunktion. Ein Vorhandensein mehrerer Zielfunktionen führt dazu, dass sich diese gegenseitig negativ beeinflussen. Dies bedeutet, dass das Optimum der einen Zielfunktion nicht dem Optimum der anderen Zielfunktion entspricht. Diesem Problem wird, wie bereits in Kapitel 3.3.2 erläutert, mit dem Summengewichtungsverfahren entgegnet.

Die Zielfunktion des marktorientierten Teils stellt Kosten dar und ist wie folgt definiert: Die Gesamtkosten (C_{tot}) setzen sich, wie in Gleichung (4-2) zu sehen, aus den Kosten oder dem Erlös des Handels am Day-Ahead Markt (C_{DA}), den Netzkosten am Hausübergabepunkt (C_{GCP}) (engl. Grid Connection Point, kurz GCP) und den Kosten für das Elektroauto (C_{EV}) zusammen, wobei die genaue Definition der einzelnen Kostenbestandteile später im Kapitel folgt.

$$C_{tot} = C_{DA} + C_{GCP} + C_{EV} \quad (4-2)$$

Dieses Modell stellt keine ökonomische Betrachtung dar, da Investitionskosten, die keinen Einfluss auf das Ergebnis hätten, unberücksichtigt bleiben.

Die Definition einer geeigneten Zielfunktion für den netzorientierten Teil stellt sich als größere Herausforderung dar. Im Gegensatz zu Gesamtkosten gibt es keine offensichtliche Minimierungsgröße, die ausgewählt werden kann. Die Gesamtenergie bleibt beispielsweise in jedem Fall konstant, lediglich Zeitverschiebungen sind möglich. Um diesem Problem zu entgegnen wird ein Punktesystem definiert, wobei für jeden Zeitschritt eine Punktzahl errechnet wird. Die Summe dieser Gesamtpunkte kann, gleich wie die Kosten beim marktorientierten Modell, minimiert werden. Die Punkte (G_{grid}) errechnen sich, wie in Gleichung (4-3) dargestellt, aus der aktuellen Gesamtnetzlast am Transformator (p_t^{grid}), die zuvor normalisiert und skaliert wird, multipliziert mit der aktuell bezogenen ($p_t^{GCP,in}$) oder eingespeisten ($p_t^{GCP,out}$) Leistung am Hausanschlusspunkt. Die Skalierung der Eingangsdaten ist notwendig, um eine unverhältnismäßig große Beeinflussung durch den netzorientierten Teil zu verhindern. Diese Definition hat zur Folge, dass zu Zeiten hoher Gesamtnetzlast mehr Punkte für eine große bezogene Leistung anfallen als zu Zeiten geringer Gesamtnetzlast. Für eine Einspeisung gilt der umgekehrte Zusammenhang, da hierbei das Vorzeichen negativ wird.

$$G_{grid} = \sum_t^T (p_t^{grid} * (p_t^{GCP,in} - p_t^{GCP,out})) \quad t \in T \quad (4-3)$$

Als finale Zielfunktion des Gesamtmodells ergibt sich die in Gleichung (4-4) dargestellte Funktion mit den Gesamtpunkten aus markt- und netzorientiertem Teil (G_{total}), die anschließend minimiert wird. Die jeweiligen Gesamtsummen werden dabei mit dem Gewichtungsfaktor für marktorientiert (w_{cost}) oder netzorientiert (w_{grid}) multipliziert.

$$\min (G_{total} = C_{tot} * w_{cost} + G_{grid} * w_{grid}) \quad (4-4)$$

4.1.5 Hausübergabepunkt

Der Hausübergabepunkt, laut Gleichung (4-5), stellt eine wichtige Energiebilanz dar. Auf der linken Seite der Bilanz steht die Leistung, die über den Hausanschluss bezogen ($p_t^{GCP,in}$) oder in das Netz eingespeist ($p_t^{GCP,out}$) wird. Auf der rechten Seite der Bilanz folgen die Erzeuger und Verbraucher des Hauses. Diese setzen sich zusammen aus der Lade- und Entladeleistung der Batterie des Elektroautos ($p_t^{EV,c}$ sowie $p_t^{EV,d}$), multipliziert mit der binären Variable der Verfügbarkeit des Elektroautos (σ_t^{EV}), der häuslichen Last (engl. Residential Load, kurz RL) (p_t^{RL}) sowie der Erzeugung mittels der Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) (p_t^{PV}). In der Gleichung werden Leistungen verwendet, da sich das Zeitdelta herauskürzt. Die Hauslast und PV-Erzeugung werden durch fixe Zeitreihen als Parameter vorgegeben.

$$p_t^{GCP,in} - p_t^{GCP,out} = (p_t^{EV,c} - p_t^{EV,d}) * \sigma_t^{EV} + p_t^{RL} - p_t^{PV} \quad t \in T \quad (4-5)$$

Die Netzkosten, welche im Zuge dieser Arbeit als Kosten für den Hausanschluss (C_{GCP}) betrachtet werden, setzen sich zusammen aus den energiebezogenen Netzkosten ($C_{GCP,E}$) sowie den leistungsbezogenen Netzkosten ($C_{GCP,P}$), wie in der folgenden Gleichung (4-6) erkennbar.

$$C_{GCP} = C_{GCP,E} + C_{GCP,P} \quad (4-6)$$

Eine nähere Aufschlüsselung der energiebezogenen Netzkosten erfolgt in Gleichung (4-7). Wobei ($P_{G,E}$) für die Netzkosten je Kilowattstunde steht.

$$C_{GCP,E} = \sum_t^T p_t^{GCP,in} * \Delta t * P_{G,E} \quad t \in T \quad (4-7)$$

Die leistungsbezogenen Netzkosten errechnen sich, wie in Gleichung (4-8) ersichtlich, aus dem Maximalwert der bezogenen Netzleistung multipliziert mit den Netzkosten pro Kilowatt ($P_{G,P}$).

$$C_{GCP,P} = \max(p_t^{GCP,in}) * P_{G,P} \quad t \in T \quad (4-8)$$

Der notwendige Maximalwert für die bezogene Netzleistung widerspricht jedoch der Linearität des Modells, wodurch ein Big-M Ansatz notwendig wird, um das Problem zu linearisieren. Die folgenden drei Gleichungen ((4-9) bis (4-11)) zeigen die Linearisierung des $\max()$ Teils der Gleichung (4-8), welcher durch $p_{max}^{GCP,in}$ ersetzt werden kann. Zu diesem Zweck wird auch eine binäre Hilfsvariable ($\sigma_{max,t}$) eingeführt, die 1 im Falle der maximalen Leistung in diesem Zeitschritt und ansonsten 0 beträgt.

$$\sum_t^T \sigma_{max,t} = 1 \quad t \in T \quad (4-9)$$

$$p_{max}^{GCP,in} \leq p_t^{GCP,in} + M * \left(\sum_j \sigma_{max,j} - \sigma_{max,t} \right) \quad t \in T, j \in T \quad (4-10)$$

$$P_{max}^{GCP,in} \geq p_t^{GCP,in} \quad t \in T \quad (4-11)$$

4.1.6 Day – Ahead Markt

Zur Minimierung der Kosten ist eine gewisse Variabilität des Strompreises erforderlich. Im Zuge dieser Arbeit wird daher auf die Day-Ahead (DA) Marktpreise zurückgegriffen, die dem Modell als Zeitreihe (p_t^{DA}) zur Verfügung stehen.

Die am DA-Markt gekaufte ($p_t^{DA,buy}$) und verkaufte ($p_t^{DA,sell}$) Strommenge muss der Menge über den Hausanschluss entsprechen, daher ist die folgende Energiebilanz aus Gleichung (4-12) notwendig.

$$p_t^{GCP,in} - p_t^{GCP,out} = p_t^{DA,buy} - p_t^{DA,sell} \quad t \in T \quad (4-12)$$

Zusätzlich wird die vom Netz über den Hausanschluss bezogene Energie ($p_t^{GCP,in}$) der gekauften Strommenge ($p_t^{DA,buy}$) gleichgesetzt, um die Fehlerfreiheit des Programms zu gewährleisten. Es sei in diesem Fall erwähnt, dass es sich bei den Werten in der Bilanzgleichung um Leistungen und nicht Energie handelt, da sich das Zeitdelta herauskürzt.

Die Summe über die gehandelte Strommenge stellt im Anschluss die Kosten oder den Erlös aus dem DA-Markt dar, wie in Gleichung (4-13) ersichtlich.

$$C_{DA} = \sum_t^T (p_t^{DA} * (p_t^{DA,buy} - p_t^{DA,sell})) * \Delta t \quad t \in T \quad (4-13)$$

4.1.7 Elektroauto

Die Batterie des Elektroautos stellt im Zuge dieses Optimierungsprogramms die einzige Speichermöglichkeit dar. Ein wichtiger Faktor hierfür ist die Verfügbarkeit des Autos, daher wird extern vorgegeben wie die Fahrzyklen in der betrachteten Zeitspanne aussehen. Die notwendigen Informationen hierfür sind Abfahrtszeit, verbrauchte Energiemenge und Ankunftszeit je Ausfahrt. Infolge der Datenaufbereitung wird dann eine Zeitreihe erstellt, die die Verfügbarkeit des Autos, sowie den aktuellen Verbrauch je Zeiteinheit beinhaltet. Der aktuelle Verbrauch je Zeiteinheit wird benötigt um den Batterieladestand während Ausfahrten entsprechend anzupassen und um die Dauer der Ausfahrten auf Plausibilität zu prüfen, da diese auf Basis von Zufallszahlen ermittelt wird. Bei einem zu hohen Verbrauch je Zeiteinheit wird so lange nach neuen Zufallszahlen für die Dauer der Ausfahrt gesucht bis das Kriterium eines Maximalverbrauchs von 25 kWh/h erfüllt ist.

Über die nachfolgenden Gleichungen wird das Elektroauto im Optimierungscode berücksichtigt:

Die Kosten aufgrund der Batterieabnutzung werden in der folgenden Gleichung (4-14) über die Levelized Costs of Storage (P_{LCOS}) berücksichtigt.

$$C_{EV} = \sum_t^T p_t^{EV,c} * \Delta t * P_{LCOS} \quad t \in T \quad (4-14)$$

Der Batterieladestand (SOC_t^{EV} , State of Charge) wird zum Zeitpunkt $t=0$ mit der halben Maximalkapazität der Batterie initialisiert, für die nachfolgenden Zeitschritte gilt die Gleichung (4-15). Wobei in der Gleichung auch die Eigenentladung der Batterie (η_{sd}), Lade- und Entladewirkungsgrad (η_c sowie η_d), die Verfügbarkeit des Autos (σ_t^{EV}) und der Verbrauch ($E_t^{EV,drive}$) während der Ausfahrt berücksichtigt werden.

$$SOC_t^{EV} = SOC_{t-1}^{EV} * (1 - \eta_{sd}) + \left(p_t^{EV,c} * \eta_c - \frac{p_t^{EV,d}}{\eta_d} \right) * \Delta t * \sigma_t^{EV} - E_t^{EV,drive} * (1 - \sigma_t^{EV}) \quad t \in T \quad (4-15)$$

Für den Lade- beziehungsweise Entladevorgang des Autos wird dem Modell ein Mindestwert vorgegeben. Dafür sind jeweils die beiden Gleichungen (4-16) und (4-17) notwendig. Wobei die Mindestladeleistung ($p_{min}^{EV,c}$) als externer Parameter vorgegeben wird. Bei ($\sigma_t^{c,min}$) handelt es sich um eine binäre Hilfsvariable die immer dann 0 wird, wenn die Ladeleistung unter der Mindestladeleistung liegt. Für den Entladefall werden ein eigenständiger Parameter ($p_{min}^{EV,d}$) für die Mindestentladeleistung sowie eine eigenständige binäre Hilfsvariable ($\sigma_t^{d,min}$) definiert und ersetzen gemeinsam mit der Entladeleistung ($p_t^{EV,d}$) ihre Gegenstücke in dem Gleichungsduo. Somit sind in Summe für die Randbedingung vier Gleichungen notwendig.

$$p_{min}^{EV,c} * \sigma_t^{c,min} \leq p_t^{EV,c} \quad t \in T \quad (4-16)$$

$$p_t^{EV,c} = p_t^{EV,c} * \sigma_t^{c,min} \quad t \in T \quad (4-17)$$

Im Zuge des Einlesens der Fahrdaten werden diese aufbereitet und Zeitreihen für die Grenzen der Ladeleistung- sowie Entladeleistung ($p_t^{EV,c}$ sowie $p_t^{EV,d}$), der aktuellen Kapazität (SOC_t^{EV}) und der Verfügbarkeit des Elektroautos (σ_t^{EV}) erstellt. Die Zeitreihe der Ober- und Untergrenze der Batteriekapazität wird durch die folgende Logik bestimmt:

Smart-Charging und Vehicle-To-Grid können im Kapazitätsbereich zwischen 40 und 85% durchgeführt werden, da, wie in Kapitel 3.1.3 erläutert, zwei Drittel der täglichen Ausfahrten unter 10 km sind, wodurch in dieser Arbeit angenommen wird, dass alle unerwarteten Ausfahrten mit 40% Ladestand absolviert werden können. Bei hohen Ladeständen nimmt zudem die Lade- und Entladegeschwindigkeit merkbar ab und die Lebensdauer der Batterie leidet überdurchschnittlich. Aus diesem Grund wird 85% als Obergrenze für Vehicle-To-Grid festgelegt. Dies bedeutet, dass das Auto zu jedem Zeitpunkt mindestens 40% Ladestand besitzt, ausgenommen es wird im Zuge einer Ausfahrt tiefer entladen. Wird das Auto bei einer Ausfahrt tiefer als 40% entladen, so erfolgt eine sofortige Ladung bis 40%, sobald das Auto an die Ladestation angesteckt wird. Das Ladeziel beträgt zwischen 80 und 85% an Fahrtagen zur durchschnittlichen Abfahrtszeit. Da es eine Mindestladeleistung gibt, wodurch auch eine Mindestmenge an Energie je Zeiteinheit geladen wird, muss mathematisch ein Bereich als Obergrenze festgelegt werden, da nicht sichergestellt werden kann, dass die Obergrenze genau erreicht wird.

Zur durchschnittlichen Abfahrtszeit wird die Untergrenze auf 80% für diesen Zeitschritt angehoben. Das erlaubt dem Solver des Optimierungsmodells für diesen Zeitschritt nur Werte zwischen 80 und 85% SOC. Von diesem Zeitpunkt an bis zur Abfahrt kann das Auto dann weder geladen noch entladen werden. Dies

soll darstellen, dass das Auto jederzeit abfahren könnte. Wird ein Tag mit hoher Fahrleistung erwartet, so wird das Ladeziel auf 95 bis 100% angehoben. Die Obergrenze wird dabei, je nach maximaler Batteriekapazität, ein bis zwei Stunden vor dem Ladeziel erhöht, um dem Solver die Möglichkeit zu geben das erforderliche Ladeziel zu erreichen. Die Idee dahinter folgt dem Gedankengang, dass die Person am Tag zuvor eine hohe erwartete Fahrleistung angibt. Selbiges gilt für den Fall, dass das Auto früher oder deutlich später als üblicherweise abfährt. In diesem Fall wird das Ladeziel auf eine Stunde vor der angegebenen Abfahrt festgelegt. Diese Maßnahmen dienen dazu das reale Nutzerverhalten besser abzubilden.

Das Resultat dieser Logik ist eine SOC-Zeitreihe mit dynamischen Ober- und Untergrenzen. Ein Beispiel für fünf Tage wird in Abbildung 4-2 dargestellt, wobei Zeiträume an denen die Untergrenze auf 0 liegt eine Ausfahrt des Autos darstellen. Die Peaks der Untergrenze stellen den Zeitpunkt des Ladeziels dar, ab welchem das Auto den erforderlichen Ladestand bis zur Abfahrt halten muss. Tag eins ist dabei ein normaler Fahrtag mit Ladeziel um 6:45 Uhr für eine Abfahrt um 7:00 Uhr, Tag zwei stellt den Fall einer verfrühten Abfahrt dar, wobei das Ladeziel auf eine Stunde vor Abfahrt verschoben wird, wodurch die bereits zuvor genannte Pufferzone von einer Stunde für die Abfahrt entsteht. Am dritten Tag wird das Ladeziel zuvor deaktiviert, da das Auto nicht gebraucht wird. Tag vier und fünf stellen Tage mit großen Fahrleistungen dar, einmal mit durchschnittlicher Abfahrtszeit, einmal mit verfrühter Abfahrtszeit. Im Vergleich zu den anderen Tagen wird hier die maximale Kapazität bereits vor dem Ladeziel auf 100% erhöht und die minimale Kapazität zur Zeit des Ladeziels auf 95% gesetzt. Der für den Solver zulässige Bereich des SOC ist im Diagramm farblich hinterlegt.

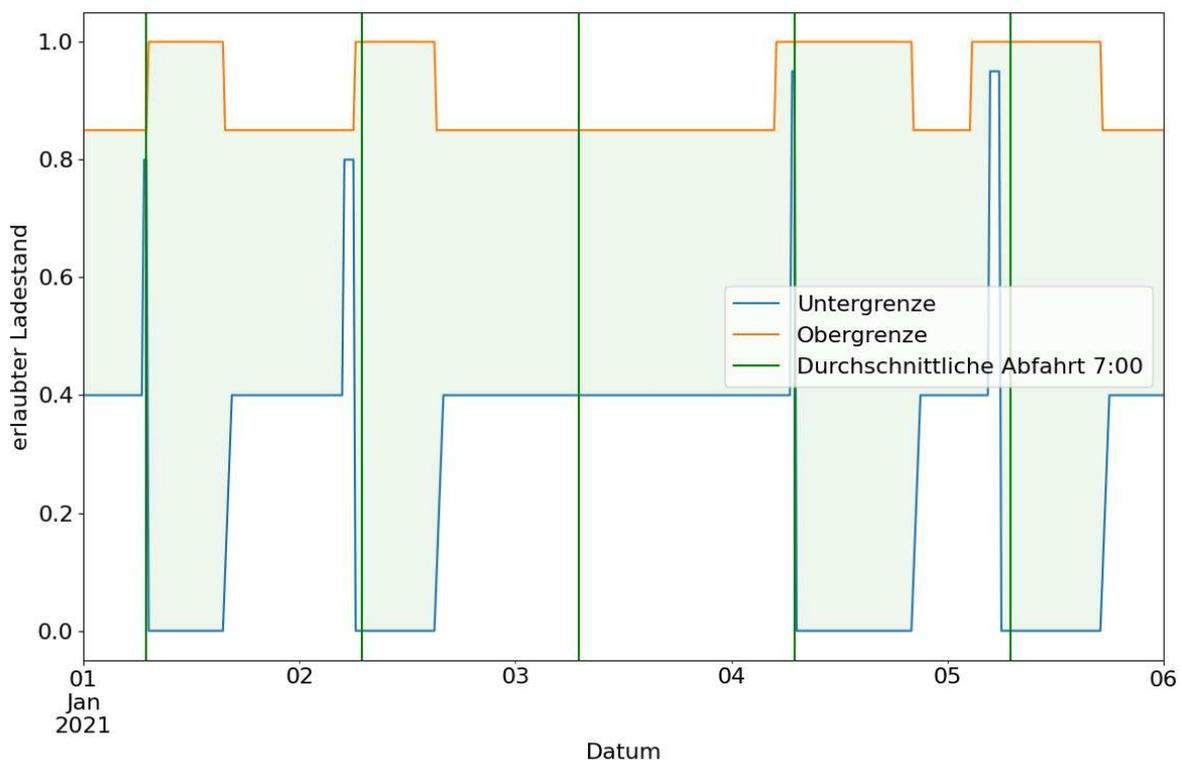


Abbildung 4-2: Schematische Darstellung der dynamischen Kapazitätsobergrenze und Kapazitätsuntergrenze für fünf verschiedene Fälle (normal, verfrüht, keine Ausfahrt, normal + hohes Ladeziel, verfrüht + hohes Ladeziel)

Die Zeitreihe der Lade- und Entladeleistungsgrenze deckt den Fall der sofortigen Ladung bei einem Ladestand unter 40% nach Ankunft ab. Zudem wird darüber die verfügbare Leitungskapazität

berücksichtigt. Für die sofortige Ladung werden die Ober- und Untergrenze der Ladeleistung so lange auf denselben Wert gesetzt, bis der für intelligentes Laden vordefinierte Mindestladestand von 40% erreicht wird. Die Ladeleistung hierfür kann dem Programm als fixer Parameter, genannt Sofortladeleistung, vorgegeben werden. Diese Logik erlaubt dem Solver beim Lösen des Optimierungsmodells bei einem Ladestand von unter 40% keine Flexibilität der Ladeleistung, weder zeitlich noch in ihrer Höhe. Einzig die maximal verfügbare Leitungskapazität, die sich für jeden Zeitschritt aus der Größe der Hausanschlussleitung abzüglich der nicht flexiblen Verbraucher im Haushalt und zuzüglich der Photovoltaikerzeugung errechnet, kann die Sofortladeleistung für einen Zeitschritt reduzieren. Für alle Zeitschritte mit einem Ladestand von über 40% bestimmen die verfügbare Leitungskapazität oder die Maximalleistung der Ladestation die Obergrenze der Ladeleistung. Es verbleibt in diesem Fall die Flexibilität ob und mit wie viel Leistung zwischen Mindestladeleistung und Obergrenze in jedem Zeitschritt geladen wird.

Die binäre Zeitreihe der Verfügbarkeit des Elektroautos ergibt sich aus der bereits zuvor beschriebenen Logik für die Grenzen der Kapazität und Ladeleistung. Zu Zeitpunkten an denen das Auto geladen oder entladen werden kann wird der Wert auf 1 gesetzt, zu Zeiten, an denen das Auto das Ladeziel erreicht hat oder unterwegs ist wird der Wert auf 0 gesetzt.

4.1.8 Frei bestimmbare Variablen

Das Optimierungsprogramm hat die Möglichkeit die Werte der Variablen, unter Berücksichtigung der jeweiligen Grenzwerte, für jeden Zeitpunkt frei zu bestimmen. Dabei handelt es sich um die in Tabelle 4-1 aufgelisteten Variablen. Die Grenzwerte können dabei entweder fixiert, also für jeden Zeitschritt gleich, als Zeitreihe, also für jeden Zeitschritt extern vordefiniert oder unbestimmt vorliegen.

Tabelle 4-1: Vom Optimierungsprogramm frei bestimmbare Variablen, deren Definition, Typ und Grenzwerteigenschaften

Variable	Definition	Typ	Grenzwerte
$p_t^{DA,buy}$	Zugekaufte Leistung zum Zeitpunkt t [kW]	float	fixiert
$p_t^{DA,sell}$	Verkaufte Leistung zum Zeitpunkt t [kW]	float	fixiert
$p_t^{GCP,in}$	Bezogene Leistung zum Zeitpunkt t [kW]	float	fixiert
$p_t^{GCP,out}$	Eingespeiste Leistung zum Zeitpunkt t [kW]	float	fixiert
$\sigma_{max,t}$	Indikator für maximale Leistung zum Zeitpunkt t [-]	binär	keine
$p_{max}^{GCP,in}$	Maximal bezogene Leistung über gesamten Zeitraum [kW]	float	keine
$p_t^{EV,c}$	Ladeleistung zum Zeitpunkt t [kW]	float	als Zeitreihe
$p_t^{EV,d}$	Entladeleistung zum Zeitpunkt t [kW]	float	als Zeitreihe
$\sigma_t^{c,min}$	Hilfsvariable zur Mindestladeleistung [-]	binär	keine
$\sigma_t^{d,min}$	Hilfsvariable zur Mindestentladeleistung [-]	binär	keine

$SOCh_t^{EV}$	State of Charge zum Zeitpunkt t [kWh]	float	als Zeitreihe
C_{DA}	Gesamtkosten oder -erlöse am DA [€]	float	keine
C_{GCP}	Gesamtnetzkosten [€]	float	keine
$C_{GCP,E}$	Gesamtnetzkosten Energieteil [€]	float	keine
$C_{GCP,P}$	Gesamtnetzkosten Leistungsteil [€]	float	keine
C_{EV}	Gesamte LCOS E-Auto Batterie [€]	float	keine
C_{tot}	Gesamtkosten [€]	float	keine
G_{grid}	Gesamtnetzknoten [-]	float	keine
G_{total}	Gesamtoptimierungsknoten [-]	float	keine

4.2 Überprüfung der Pareto Front

Zur Validierung des Multi-Objective Optimierungsmodells mit der Methode der Summengewichtung muss, wie bereits in Kapitel 3.3.2 erläutert, die Pareto Front überprüft werden. Nur wenn diese sich als konvex erweist liefert das Modell auch gute Ergebnisse. Die Vorgehensweise ist dabei das Modell mit denselben Inputzeitreihen und Parametern mehrfach mit unterschiedlichen Kombinationen an Gewichtungsfaktoren auszuwerten und die jeweiligen Ergebnisse für Gesamtkosten und Gesamtnetzknoten zu speichern. Als Startwert für den Gewichtungsfaktor der marktorientierten Seite wird 0% gewählt, wodurch sich ein Gewichtungsfaktor für die netzorientierte Seite von 100% ergibt. In weiterer Folge wird das Modell mit einer Schrittweite von 1% ausgewertet. Das Ergebnis des Simulationslaufs zur Erstellung der Pareto Front wird in Abbildung 4-3 dargestellt.

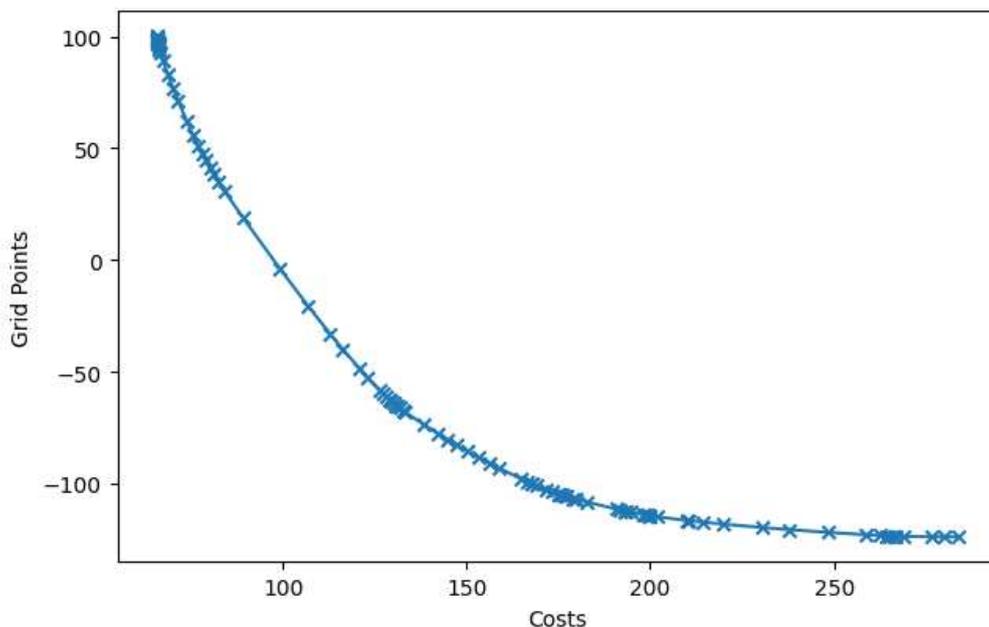


Abbildung 4-3: Ergebnis des Pareto Front Simulationslaufs, die konvexe Kurve weist auf die Zulässigkeit der Methode hin

Die Abbildung zeigt einen konvexen Verlauf der Pareto Front. Dies bedeutet, dass die gewählte Variante des Summengewichtungsverfahrens zulässig ist. Interessant am Verlauf ist jedoch die ungleichmäßige Verbreitung der Ergebnisse auf der Pareto Front. Im Bereich von 25 Grid Points und 70 € bis zu 50 Grid Points und 115 € sind etwa nur sehr wenige Ergebnisse angesiedelt. Da die Sprungweite der Gewichtungsfaktoren je Simulationslauf mit 1% jedoch konstant ist weist dies auf einen sehr empfindlich auf Änderung der Gewichtungsfaktoren reagierenden Bereich hin. Dies ist so weit unbedenklich, es sollte jedoch bei der Auswahl der Gewichtungsfaktoren berücksichtigt werden, dass sich die Ergebnisse des Modells in diesem Bereich sehr schnell verändern können. Die korrekte Auswahl der Gewichtungsfaktoren bleibt weiterhin subjektiv und ist dem Anwender oder der Anwenderin überlassen, denn jedes Ergebnis auf dieser Kurve gilt als pareto-optimales Ergebnis und stellt somit ein Lösungsminimum dar. Höhere Kosten deuten lediglich darauf hin, dass das Modell eher netzorientiert eingestellt wurde, wohingegen höhere Grid Points auf ein marktorientiert eingestelltes Modell hinweisen. Es stellt sich daher als empfehlenswert heraus, nach der Wahl der Gewichtungsfaktoren und dem ersten Simulationslauf, stets auch eine Sensitivitätsanalyse durch leichte Variation der Gewichtungsfaktoren durchzuführen.

4.3 Szenarien

Im Zuge dieser Masterarbeit werden nun aufbauend auf der Entwicklung des Optimierungsmodells diverse Szenarien betrachtet, die in weiterer Folge genauer beschreiben werden. Eine Gemeinsamkeit aller Szenarien ist die Betrachtung der beiden Jahre 2030 und 2040 im Vergleich mit dem Basisszenario ohne Optimierung. Die Durchdringungsgrade der Elektromobilität und Photovoltaikerzeugung werden aufbauend auf dem TYNDP (Ten Year Network Development Plan) der ENTSO-E und ENTSOG festgelegt. Im Jahr 2030 besitzen 50% der Haushalte eine Photovoltaikanlage und 20% der Haushalte ein Elektroauto. Diese Durchdringungsgrade steigen im Jahr 2040 auf 85% für Photovoltaikanlagen und 50% für Elektromobilität. [27]

4.3.1 Basisszenario

Das Basisszenario dient zum Vergleich mit dem Status-Quo ohne intelligente Ladesysteme. Hierbei werden die Elektroautos stets direkt nach der Rückkehr zum Ladepunkt im Haushalt mit der maximal verfügbaren Leistung von 11 kW gänzlich aufgeladen. Dieses Szenario benötigt somit keine Optimierung da die Ladeleistung weder zeitlich noch in ihrer Höhe verändert werden kann.

4.3.2 Marktorientiertes Szenario

Für die marktorientierte Optimierung wird das Optimierungsmodell auf geringste Kosten getrimmt. Dies bedeutet, dass ausgenommen der begrenzten Anschlussleistung jedes Haushalts, keine weiteren netztechnischen Einschränkungen aktiv sind. Das primäre Ziel dieses Szenarios ist also eine Kostensenkung je Haushalt. Zudem soll jedoch die Netzsituation durch Betrachtung der Gesamtleistung am Transformator, der Leitungsauslastungen und der Knotenspannungen analysiert werden. Die Optimierungen der Haushalte haben in diesem Szenario keinen Einfluss auf den Day-Ahead Preis, wodurch eine gegenseitige Beeinflussung der Haushalte nicht berücksichtigt wird.

4.3.3 Netzorientiertes Szenario

Die netzorientierte Optimierung erfolgt mit auf Netzschonung getrimmtem Modell. Dies bedeutet, dass die Kosten im Laufe der Optimierung keinen Einfluss besitzen, da der marktorientierte Gewichtungsfaktor auf 0 gesetzt wird. Um eine extreme Kostenerhöhung in diesem Szenario zu vermeiden, da die Kosten bei der Optimierung unberücksichtigt bleiben, wird Vehicle-To-Grid in diesem Szenario gänzlich deaktiviert.

Das primäre Ziel dieses Szenarios ist eine Verbesserung der Netzsituation. Die Bewertung hierzu erfolgt durch eine Betrachtung der Gesamtleistung am Transformator, der Leitungsauslastungen und der Knotenspannungen. Nebenbei soll untersucht werden, wie sich die Kosten in diesem Szenario entwickeln. In diesem Szenario wird zudem die gegenseitige Beeinflussung der Optimierung der Haushalte berücksichtigt, indem die Gesamtnetzlast nach der Optimierung jedes Haushalts neu berechnet wird.

4.4 Wahl der Worst-Case Woche

Da die Rechenleistung der verfügbaren Computer auf 32 GB Arbeitsspeicher und eine 8-Kern CPU, beziehungsweise auf 128 GB Arbeitsspeicher und eine 32-Kern CPU, beschränkt ist, müssen für die Optimierungen einige Einschränkungen getroffen werden. So benötigt ein Modell mit einminütiger Auflösung für eine Woche bereits annähernd 25 GB Arbeitsspeicher. Während dem Optimierungslauf steigt dieser Wert deutlich auf teils 60 GB Arbeitsspeicher. Weiters sind sehr viele Single-Core Berechnungsschritte notwendig, wodurch die Rechenzeit hauptsächlich durch die Geschwindigkeit eines einzelnen Kerns des jeweiligen Computers beeinflusst wird. Die Möglichkeit paralleler Berechnungen wird durch die Verfügbarkeit des Arbeitsspeichers limitiert. Dies führt dazu, dass die Optimierung für eine Woche in einminütiger Auflösung in etwa 20 bis 25 Minuten dauert. Die Laufzeit steigt exponentiell mit der Datenlänge. So bräuchte die Optimierung für zwei Wochen bereits mehrere Stunden für einen einzelnen Lauf, was einem Haushalt entspricht. Abhilfe kann hierbei für schnelle Abschätzungen der Umstieg auf Viertelstundenwerte schaffen, da dann die Datenmenge um den Faktor 15 geringer ist und auch die Berechnungen in wenigen Sekunden für den Zeitraum von ein bis zwei Wochen erledigt sind. Im Gegenzug liegt dafür jedoch eine zu geringe Datenauflösung für die Lastflussberechnung vor.

Um diesem Problem nun zu entgegnen, wird für Berechnungen in einminütiger Auflösung eine Maximaldauer von einer Woche festgelegt, wobei eine Woche im Sinne der Optimierung aus neun Tagen besteht, um keine Auswirkungen der Einlauf- und Auslaufphase der Optimierung in den Ergebnissen vorzufinden.

Die Auswahl der Worst-Case Woche erfolgt durch Auswertung der Lastflussberechnung aus dem Basisszenario. Dabei werden insbesondere die 10-min Durchschnittsspannungen betrachtet. Der Worst-Case wird definiert als ein Zeitraum, in dem möglichst viele Knoten gleichzeitig niedrige Spannungen besitzen. Dies stellt jedoch nicht explizit den Fall mit der generell niedrigsten Spannung des ganzen Jahres dar.

Für die Auswahl wird daher folgende Methodik angewandt: Die Zeitreihen aller Knotenspannungen sind indiziert. Alle Spannungsreihen werden einzeln aufsteigend sortiert und die 500 Indizes mit den niedrigsten Werten separat abgespeichert. Aus der Gesamtheit dieser 500 schlechtesten Zeitpunkte jedes Knotens wird ein Histogramm erstellt, das die Häufung der Indizes und somit der niedrigsten Spannungen darstellt. Dies lässt auf die Gleichzeitigkeit von niedrigen Knotenspannungen in einem gewissen Zeitraum rückschließen. Die Zahl 500 hat sich in Versuchen dabei als guter Wert zwischen der Betrachtung von reinen Extremwerten und reinen Wochendurchschnitten für die Spannung herausgestellt. Die folgende Abbildung 4-4 zeigt beispielhaft ein Ergebnis für die beschriebene Vorgehensweise.

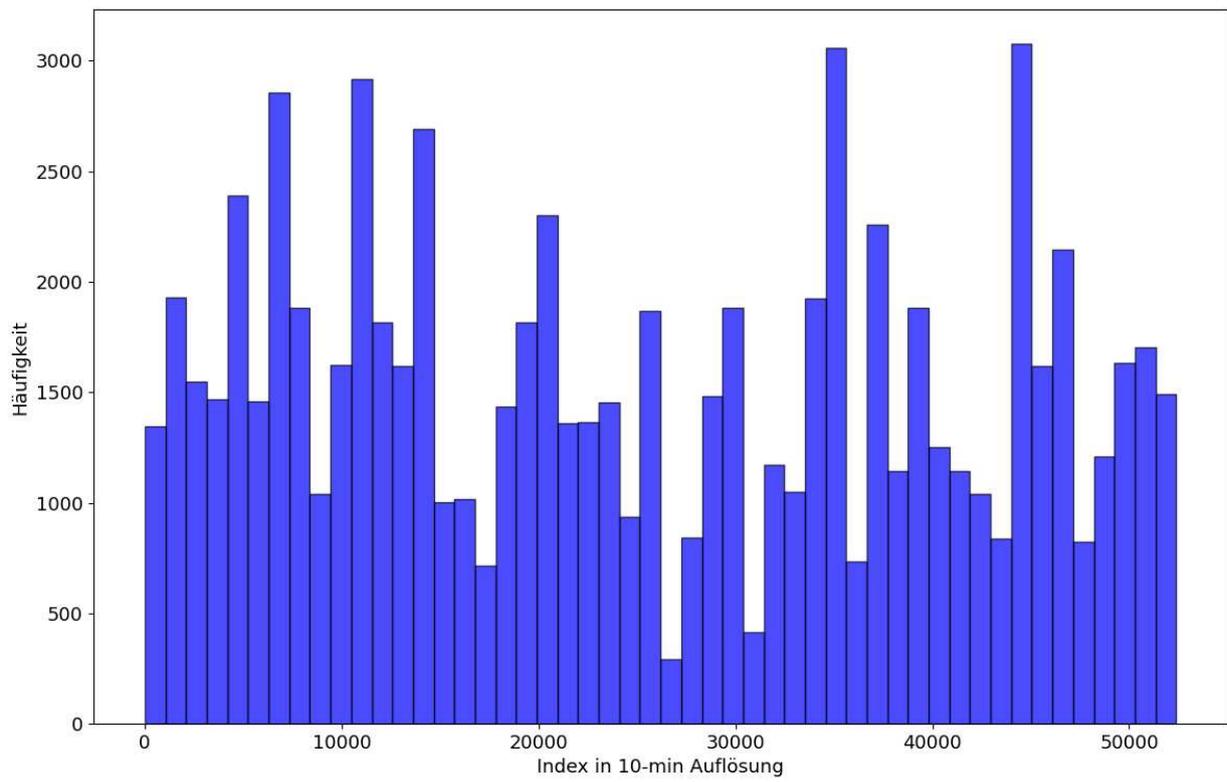


Abbildung 4-4: Häufigkeitsdarstellung erstellt aus den Indizes für die 500 geringsten Spannungswerte je Knoten

5 INPUTDATEN UND BASISSENARIO

In diesem Kapitel werden die Inputdaten für die Betrachtung der Szenarien erläutert, bevor die Worst-Case Woche für die beiden Netze ausgewählt und die Situation im Basisszenario näher analysiert wird.

5.1 Inputdaten

Im Zuge der Auswertung des Modells werden die in den folgenden Unterkapiteln genauer beschriebenen Inputdaten verwendet.

5.1.1 Betrachtete Netze

Suburbanes Netz

Das suburbane Netz stellt eine dicht besiedelte Ortschaft dar. In Summe teilt sich das Netz nach dem Transformator auf vier Hauptstränge und fünf direkte Abgänge auf. Es sind 87 Verbraucher am Netz angeschlossen, die über 158 Leitungen versorgt werden. Zudem besitzt das Netz 156 Knoten. Die folgende Abbildung 5-1 zeigt eine Übersicht über den Netzaufbau. Im Anhang unter Kapitel 10.1 erfolgt ein detaillierterer Netzplan mit Knoten-, Leitungs- und Verbrauchernummern.

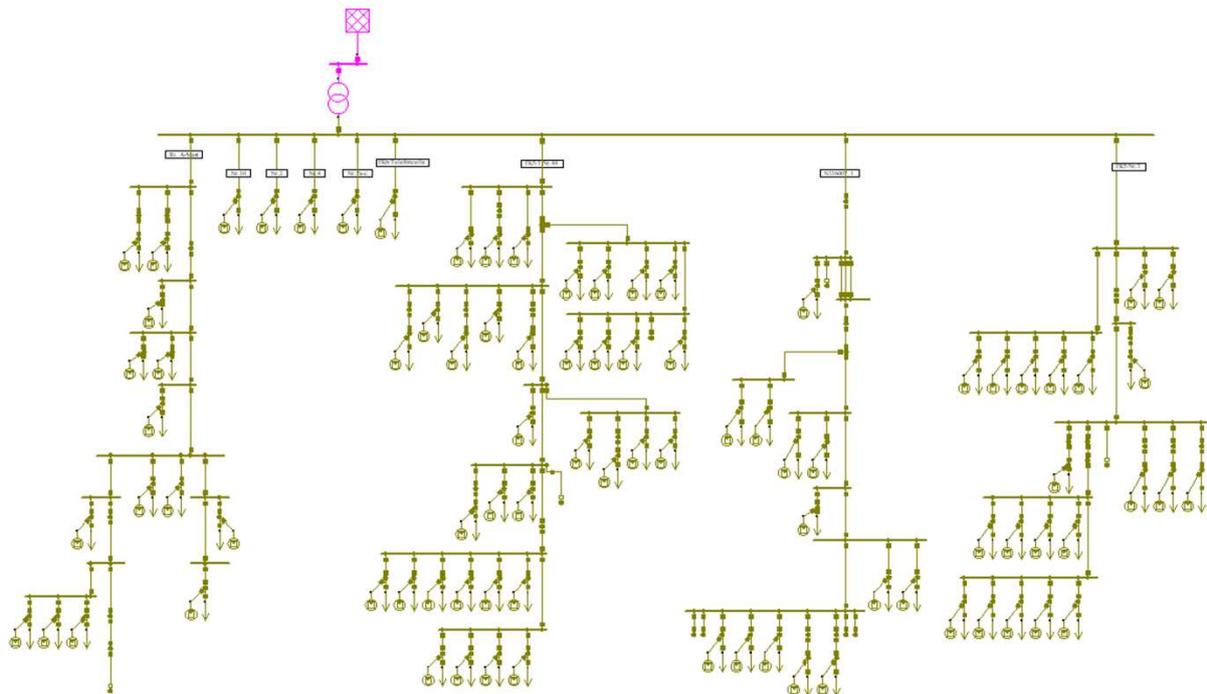


Abbildung 5-1: Schema des suburbanen Netzes bestehend aus jeweils Verbrauch und der Möglichkeit für Photovoltaikerzeugung pro Haushalt, Darstellung mit NEPLAN

Ländliches Netz

Das ländliche Netz besteht aus 18 Hausanschlüssen, sowie 28 Knoten und Leitungen in einem dünn besiedelten Areal. Die 18 Hausanschlüsse verteilen sich dabei, wie in Abbildung 5-2 erkennbar, auf drei Stränge. Ein Detailplan mit Leitungs-, Knoten- und Verbrauchernummern liegt im Anhang unter Kapitel 10.1 bei.

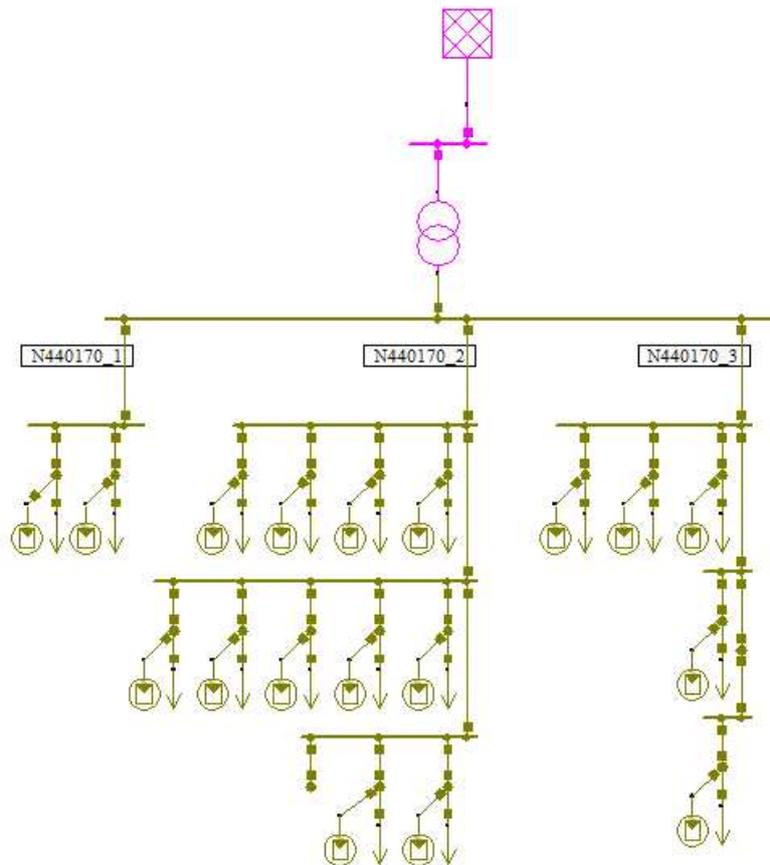


Abbildung 5-2: Schema des ländlichen Netzes bestehend aus jeweils Verbrauch und der Möglichkeit für Photovoltaikerzeugung pro Haushalt, Darstellung mit NEPLAN

5.1.2 Zeitreihen

Die Zeitreihen stellen als Inputdaten die Basis der Analysen dar. Erstellt wurden sie aufbauend auf der Arbeit von Bernd Thormann in [18], [28] als eine Kombination aus Messwerten und synthetischen Lastprofilen. Die Daten für die Hauslast, Photovoltaikanlage und Ladeleistung liegen dabei in einminütiger, die Strompreise in stündlicher Auflösung vor. Diese hohe Datenauflösung ist in späterer Folge notwendig, um die Spannungen der Knoten und Leitungen in der Lastflussberechnung zu ermitteln.

Hauslast

Unter Hauslast wird im Zuge dieser Arbeit alles zusammengefasst das im Haushalt Leistung benötigt, exklusive dem Laden eines Autos. In der folgenden Abbildung 5-3 werden beispielhaft die Verläufe für zwei Haushalte für je eine Woche dargestellt. Dabei gut erkennbar sind die täglichen Schwankungen im Tag-Nacht Zyklus. Da es sich hierbei um Daten in einminütiger Auflösung handelt sind die Leistungsspitzen sehr ausgeprägt, aber von kurzer Dauer und bewegen sich bei bis zu 10 kW.

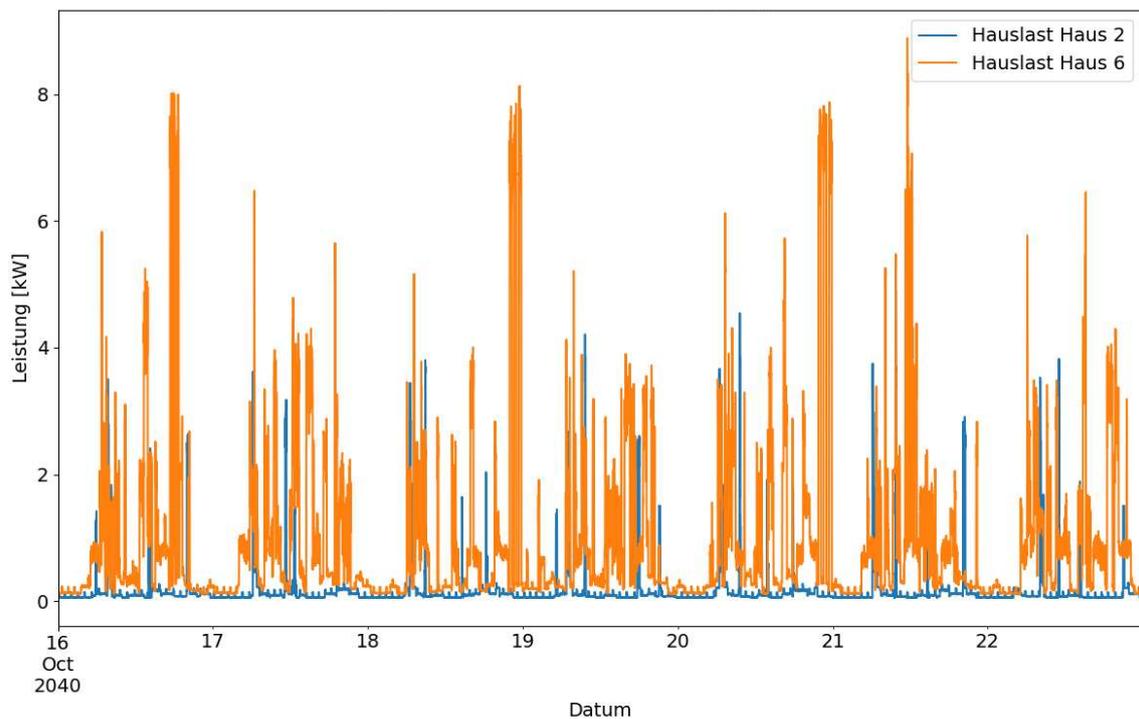


Abbildung 5-3: Darstellung des Hausverbrauchs für eine Woche, beispielhaft für 2 unterschiedliche Haushalte

Photovoltaikerzeugung

Wie bereits bei der Hauslast wird auch für die Zeitreihen der Photovoltaikerzeugung auf synthetische Erzeugungskurven zurückgegriffen. In der folgenden Abbildung 5-4 wird beispielhaft die Erzeugung von zwei Photovoltaikanlagen für eine Woche dargestellt. Darin erkennbar sind auch die unterschiedlichen Maximalleistungen der Photovoltaikanlagen.

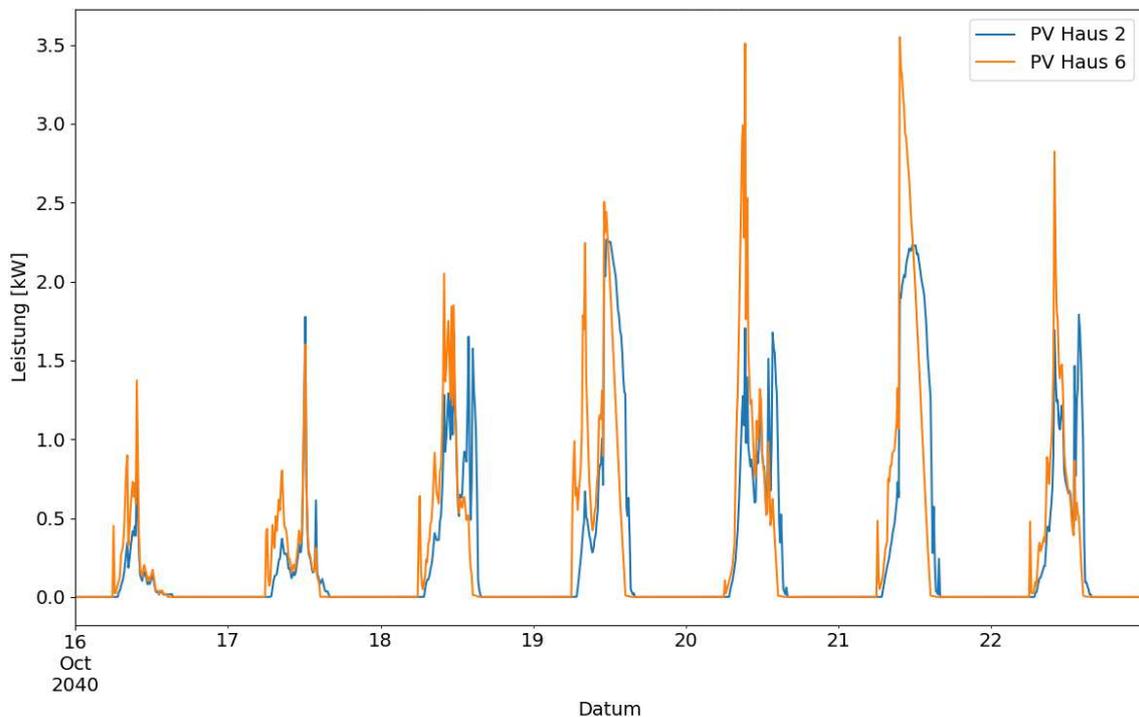


Abbildung 5-4: Stromerzeugung mittels Photovoltaik beispielhaft für 2 unterschiedliche Anlagen über den Zeitraum von einer Woche

Strompreis

Für den Strompreis wird auf simulierte Jahreskurven für den Day-Ahead Markt der Jahre 2030 und 2040 zurückgegriffen. Die Auflösung ist dabei im Vergleich zu den Last- und Erzeugungskurven in einstündiger Auflösung, da am Day-Ahead Markt mit stündlichen Produkten gehandelt wird. Diese Kurve ist jedoch nur für die Optimierung und nicht für die Lastflussberechnung relevant, daher ist diese Auflösung ausreichend. Die beiden Kurven werden in der folgenden Abbildung 5-5 dargestellt und basieren auf der Arbeit von Loschan C. et. al in [29] in Kombination mit dem TYNDP (Ten Year Network Development Plan) der ENTSO-E und ENTSOG. [27]

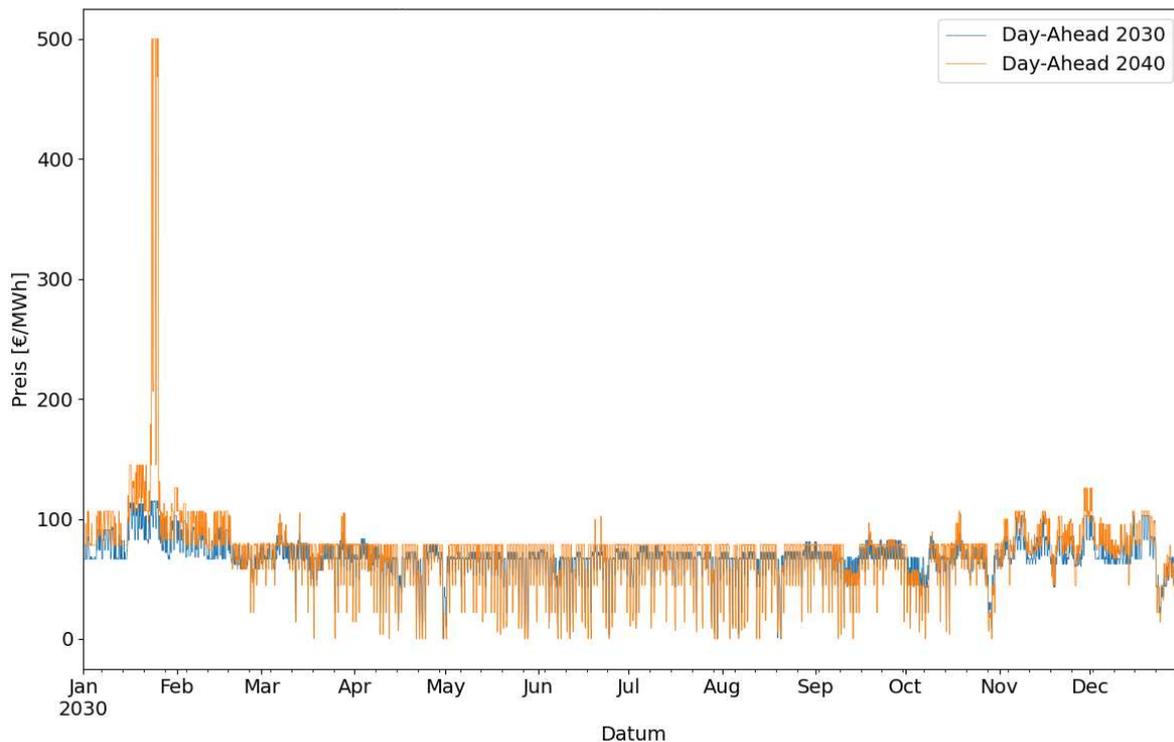


Abbildung 5-5: Verlauf des Day-Ahead Preises in stündlicher Auflösung für die Jahre 2030 und 2040

Ladekurve

Die Ladekurve stellt jenen Datensatz dar, der schlussendlich durch die Optimierung verändert wird. Während die Erzeugung der Photovoltaikanlage und der Verbrauch im Haushalt nicht verschoben werden können, bietet das Aufladen der Fahrzeugbatterie Potenzial für zeitliche Verschiebungen. Als Input für die Berechnungen steht hierbei eine Zeitreihe zur Verfügung bei der das Auto direkt nach Ankunft angesteckt und vollgeladen wird, ohne Rücksicht auf Kosten oder Netz. In der nachfolgenden Abbildung 5-6 werden die Ladekurven zweier Haushalte im Basisszenario dargestellt, wobei Haus 6 zwei Elektroautos besitzt.

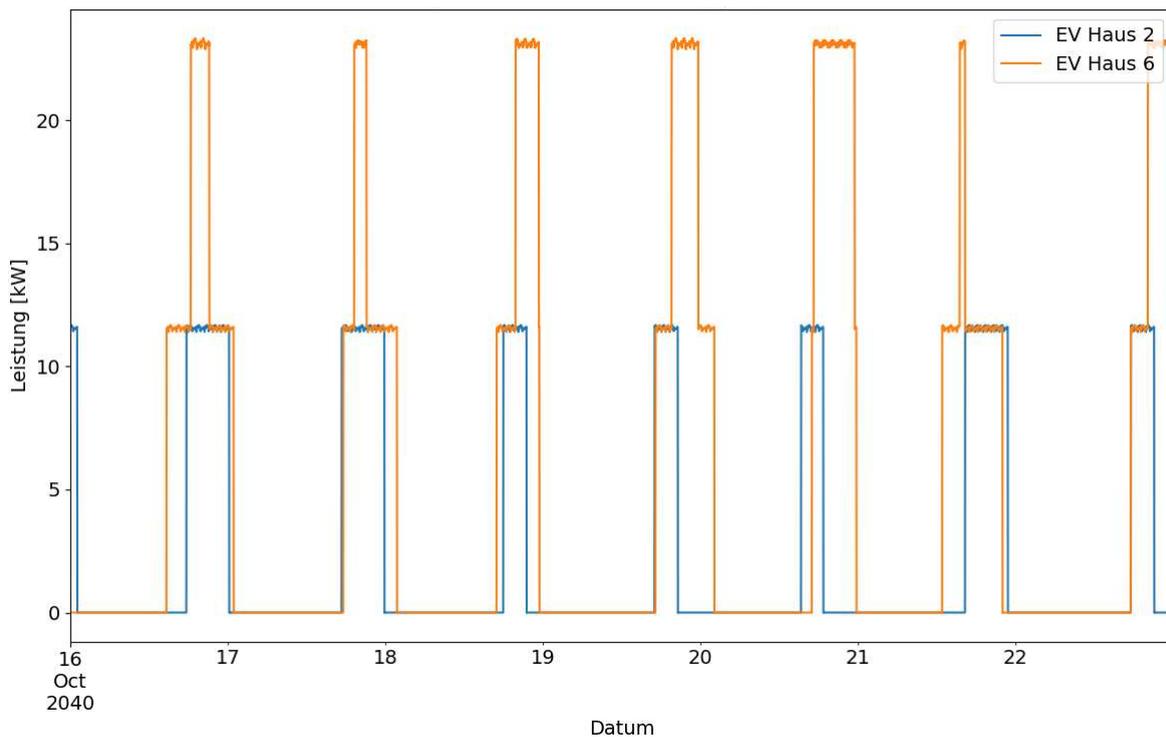


Abbildung 5-6: Ladekurven für zwei Haushalte im Zeitraum von einer Woche

Gesamtnetzlast

Die Gesamtnetzlast stellt die am Transformator je Zeiteinheit anliegende Last dar. Die netzorientierte Optimierung orientiert sich an dieser Gesamtkurve. Die Gesamtnetzlast wird nach jeder Optimierung eines Haushalts aktualisiert, um so die Veränderungen durch die Optimierung für den nächsten Haushalt zu berücksichtigen. Sie stellt die verlustlose Summation der Leistung aller Hausübergabepunkte im Netz je Zeitschritt dar.

5.1.3 Parameter

Die folgenden Parameter sind als Ergänzung zu den Zeitreihen notwendig.

Batteriekapazität

Als Basis für die batteriespezifischen Parameter werden aufgrund der momentan starken Verbreitung, wie in Abbildung 5-7 zu erkennen, ein Tesla Model Y und ein VW ID.4 gewählt. [30]

Für die Batteriekapazität wird aufgrund der gut verfügbaren Herstellerdaten der VW ID.4 verwendet. Die vier unterschiedlichen Grundmodellkonfigurationen auf der Website des Herstellers besitzen eine Kapazität von 52 kWh für das günstigste Modell Austria bis hin zu 77 kWh für die Modelle Pro Performance 150 kW, Pro 4MOTION 195 kW und GTX 4MOTION 220 kW. [31]

Im Sinne der Idee dieser Arbeit mit der Verwendung der Fahrzeugbatterie als potenziellen Zwischenspeicher wird im Zuge der Simulationen die größtmögliche Batteriekapazität von 77 kWh gewählt.



Abbildung 5-7: Marktanalyse der meistverkauften Elektroautos in Europa für April 2023, durchgeführt von CleanTechnica und veröffentlicht auf der Homepage der Europäischen Kommission [30]

Selbstentladung der Fahrzeugbatterie

Für die Selbstentladung der Batterie wird auf Daten des Tesla Model Y zurückgegriffen, da in dessen Handbuch die Selbstentladung mit bis zu einem Prozent pro Tag angegeben wird. Grund dafür ist mitunter die Bordelektronik. Im Zuge der Simulation wird daher ein Wert von 0,042 %/h angenommen. [32]

Maximale Ladeleistung

Die maximale Ladeleistung gilt als Grenzwert im Optimierungsmodell der nicht überschritten werden kann. Das Ergebnis der maximalen Ladeleistung nach der Optimierung kann daher nur darunter liegen. Ladestationen müssen üblicherweise beim Netzbetreiber gemeldet und freigegeben werden. Bei Ladestationen bis 11 kW reicht meist eine simple Meldung ohne notwendige Freigabe aus, daher wird auch im Zuge des Modells ein Maximalwert von 11 kW gewählt. [33]

Sofortladeleistung

Die Sofortladeleistung ist jene Leistung, mit der das Elektroauto geladen wird, wenn der Batterieladestand nach Ankunft des Autos unter 40% liegt. Bis das Auto den Grenzwert von 40% überschreitet ist somit auch kein V2G oder Smart-Charging möglich. Diese Leistung kann nur durch einen Leitungsengpass reduziert werden. Im Zuge der Simulation wird ein Wert von 7,4 kW gewählt, um so Spielraum für die Wahl der tatsächlichen maximalen Ladeleistung durch den Solver überzulassen, jedoch auch nicht zu lange für die Ladung bis 40% zu benötigen.

Lade- und Entladewirkungsgrad

Der Ladewirkungsgrad wird auf Basis der Studie „Measurement of power loss during electric vehicle charging and discharging“, von Elpiniki Apostolaki-Iosifidou et. al, ohne die Transformatorverluste mit etwa 90% angenommen. [34]

In derselben Studie wird auch der Entladewirkungsgrad untersucht. Basierend auf den Ergebnissen dieser Studie wird für diese Arbeit in weiterer Folge ein Entladewirkungsgrad von 77% ohne Transformatorverluste angenommen. [34]

Leitungskapazität

Als Beschränkung der Leitungskapazität werden, aufgrund der Erläuterungen zu Hausanschlussleistungen für Einfamilienhäuser in Kapitel 3.2.1, 22 kW angenommen. Für Haushalte mit hohem Verbrauch, also beispielsweise Mehrfamilienhäuser, wird eine Leitungskapazität von 10 kW über der maximalen Hauslastspitze der Woche angenommen.

Levelized Costs of Storage der Fahrzeugbatterie

Für die LCOS wird ein Wert von 0,08 €/kWh angenommen. Dies in Anlehnung an die Arbeit von Mustafizur Rahman et.al. in [10], wo für einen Nissan Leaf ein Wert von 0,084 \$/kWh, was umgerechnet in etwa 0,077 €/kWh entspricht, ermittelt wird.

Netzkosten Energie

Die Netzkosten für Energie fallen für jede bezogene Kilowattstunde Strom an. Als Basis für den gewählten Wert gilt die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018, Fassung vom 01.03.2023 für den Raum Steiermark. [35]

Die variablen Kosten der Netzebene 7 setzen sich darin zusammen aus dem Netznutzungsentgelt und dem Netzverlustentgelt. Für das Netznutzungsentgelt wird der Mittelwert aus Sommer-Hochtarif (4,76 Cent/kWh), Winter-Hochtarif (4,76 Cent/kWh), Sommer-Niedertarif (3,68 Cent/kWh) und Winter-Niedertarif (4,76 Cent/kWh) von 4,22 Cent/kWh für den Raum Steiermark verwendet. Das Netzverlustentgelt für den Raum Steiermark für Einspeiser und Verbraucher beträgt 2,004 Cent/kWh für alle Tarife auf Netzebene 7. Daraus errechnet sich ein Gesamtwert von 6,224 Cent/kWh. Die Netzkosten liegen hierbei im Vergleich zu den anderen Bundesländern auf der höheren Seite, daher wird für die Berechnung auf eine Summe von 6 Cent/kWh abgerundet.

Netzkosten Leistung

Das Optimierungsmodell berücksichtigt die Kosten für die maximal bezogene Leistung, auch wenn es für private Haushalte auf Netzebene 7 momentan nicht üblich ist. Für die Berechnung wird auch hier auf die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 in der Fassung vom 01.03.2023 zurückgegriffen. Auf Netzebene 7 für das Bundesland Steiermark fallen hierbei 5,088 €/kW an. [35]

MIPGap

Der MIPGap wird auf einen Wert von 0,03% gesetzt. Dieser Wert hat sich beim Testen von ein- bis zweiwöchigen Zeitreihen als Wert mit akzeptabler Rechenzeit erwiesen. Eine Beschreibung der Bedeutung des MIPGap erfolgt in Kapitel 4.1.3.

Gewichtungsfaktoren

Die Gewichtungsfaktoren werden entsprechend der beiden zu berechnenden Szenarien gewählt. Beim markt-, sowie netzorientierten Szenario handelt es sich jeweils um einen der beiden Extremfälle der Multi-Objective Optimierung. Hierbei wird jeweils einer der beiden Gewichtungsfaktoren auf 1 gesetzt, wodurch sich jeweils wieder ein reines Single-Objective Modell ergibt.

5.2 Basisszenario zur Auswahl der Worst-Case Woche

Das Basisszenario dient zur Auswahl der Worst-Case Woche, die in weiterer Folge für mehrere Szenarien betrachtet wird. Die Auswahl der Worst-Case Woche erfolgt dabei jeweils für das Jahr 2040 für das suburbane und das ländliche Netz separat. Das Jahr 2040 wird aufgrund des höheren Durchdringungsgrades der Elektromobilität gewählt. In den folgenden Unterpunkten wird zudem die Ausgangssituation genauer erläutert.

5.2.1 Suburbanes Netz

Die Analyse zur Auswahl der Worst-Case Woche erfolgt wie bereits in Kapitel 4.4 erläutert. Aufgrund der in Abbildung 5-8 dargestellten Häufigkeiten wird als Worst-Case Woche die Woche von Freitag, 16.03.2040 bis Donnerstag, 22.03.2040 gewählt. Dies entspricht in der untenstehenden Graphik dem Index von 10.500 bis 11.800.

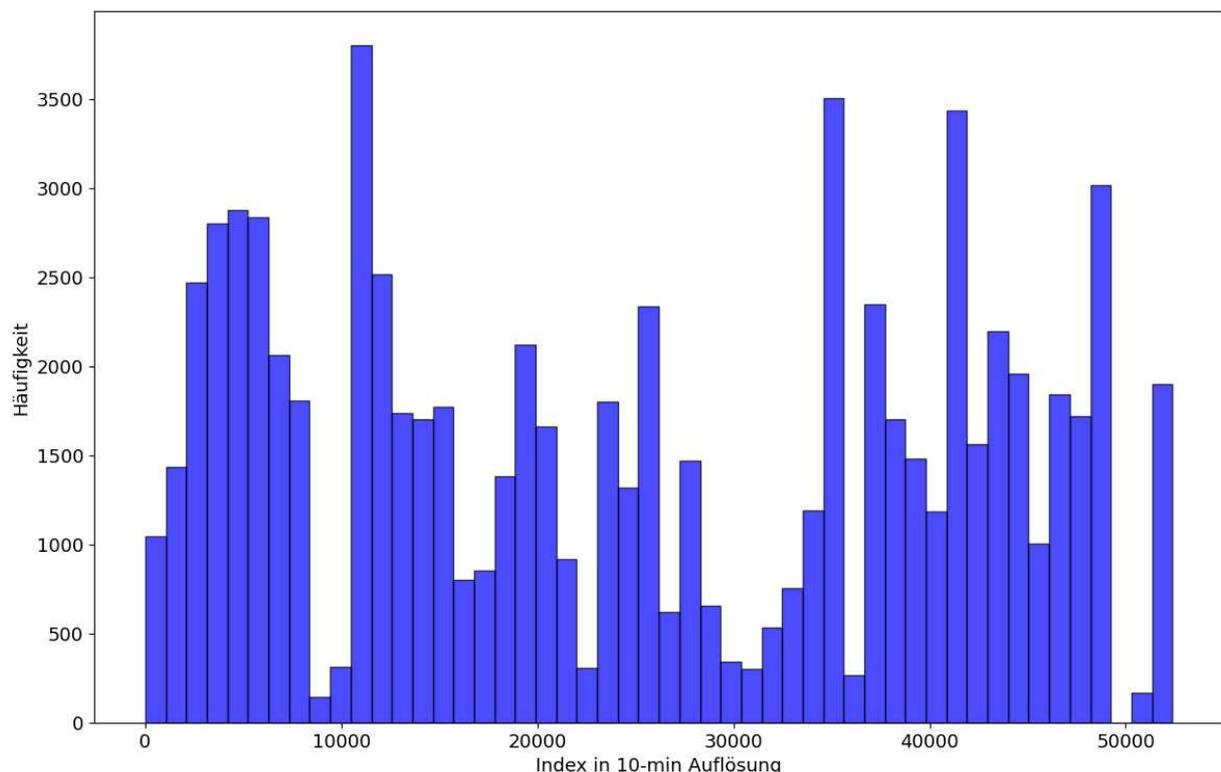


Abbildung 5-8: Häufigkeitsdarstellung der 500 niedrigsten Spannungen je Knoten für das suburbane Netz im Jahr 2040

In weiterer Folge wird in Abbildung 5-9 das Spannungsverhalten für die ausgewählte Woche noch explizit dargestellt. Dabei werden die 10-Minuten-Mittelwerte der Spannungen aller Knoten des Netzes in gleicher Farbe übereinandergelegt, um generell den Trend des Spannungsverlaufs abschätzen zu können. Das zulässige Spannungsband gemäß der Definition in Kapitel 3.2.2 wird in roter Farbe dargestellt.

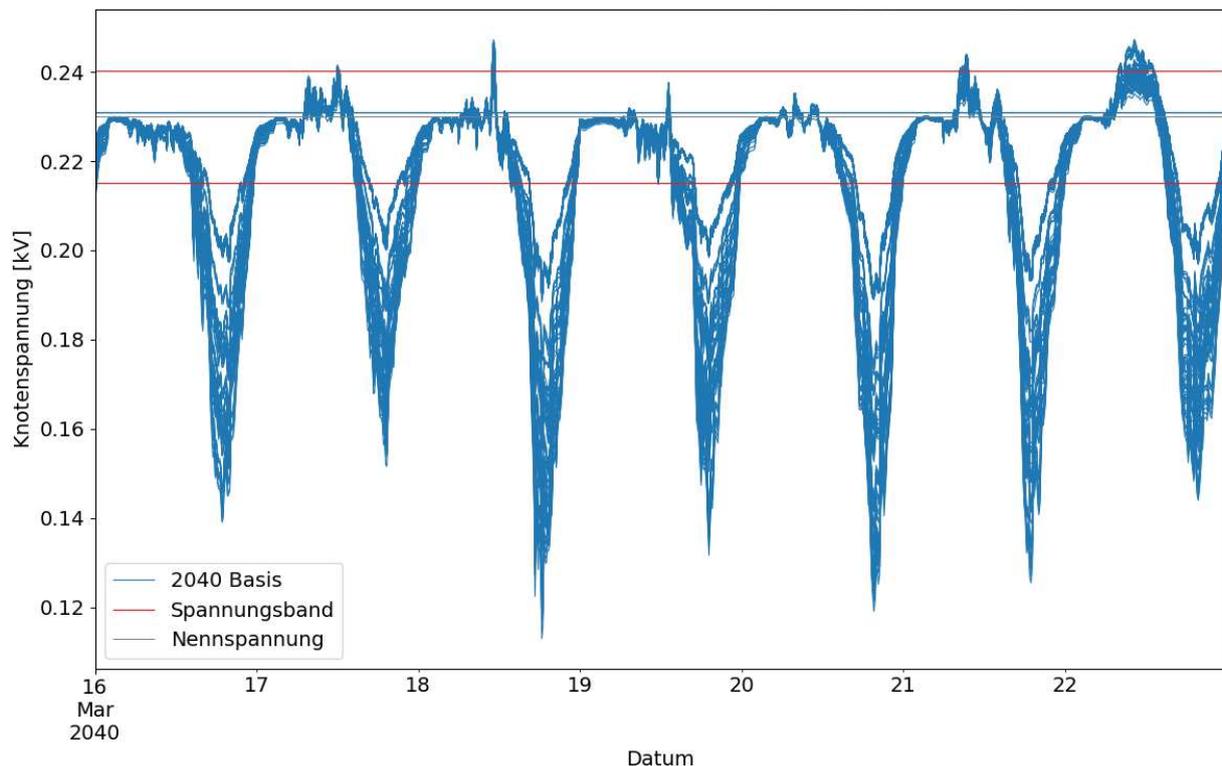


Abbildung 5-9: Verlauf der Knotenspannungen im Basisszenario für die Worst-Case Woche des suburbanen Netzes

Wie in der Abbildung 5-9 erkennbar, wird in der Ausgangssituation im Jahr 2040 das erlaubte Spannungsband täglich in den Abendstunden von allen Knotenspannungen deutlich unterschritten. Am Tag mit dem größten Spannungseinbruch wird dabei eine Minimalspannung von 115 V erreicht, was einer Unterschreitung der Nennspannung von 50% bedeutet. Vereinzelt wird aufgrund der Photovoltaik-Einspeisung auch die Obergrenze des Spannungsbandes, mit einem Maximalwert von bis zu 250 V, vergleichsweise geringfügig überschritten.

Zur besseren Übersicht über die Über- und Unterschreitungen des Spannungsbandes der einzelnen Knoten, werden in Abbildung 5-10 alle Knoten als Boxplots dargestellt. Die Boxplots zeigen, dass alle Knoten das zulässige Spannungsband verletzen und dies auch mit entsprechender Häufigkeit, wie durch die Überlappung des Bereichs Median bis unteres Quartil vieler Knoten mit der Grenze des Spannungsbandes vernehmbar. Der Median aller Knoten bewegt sich jedoch innerhalb des Spannungsbandes. Teils sind zudem sehr hohe Streuungen der Spannungen erkennbar, wie etwa bei den Knoten im Bereich der Nummern von 3 bis 13 und etwa 70 bis 145, was den Strängen zwei und vier entspricht. Die drei Knoten ohne Boxplot sind jeweils an einem Leitungsende und unbelastet.

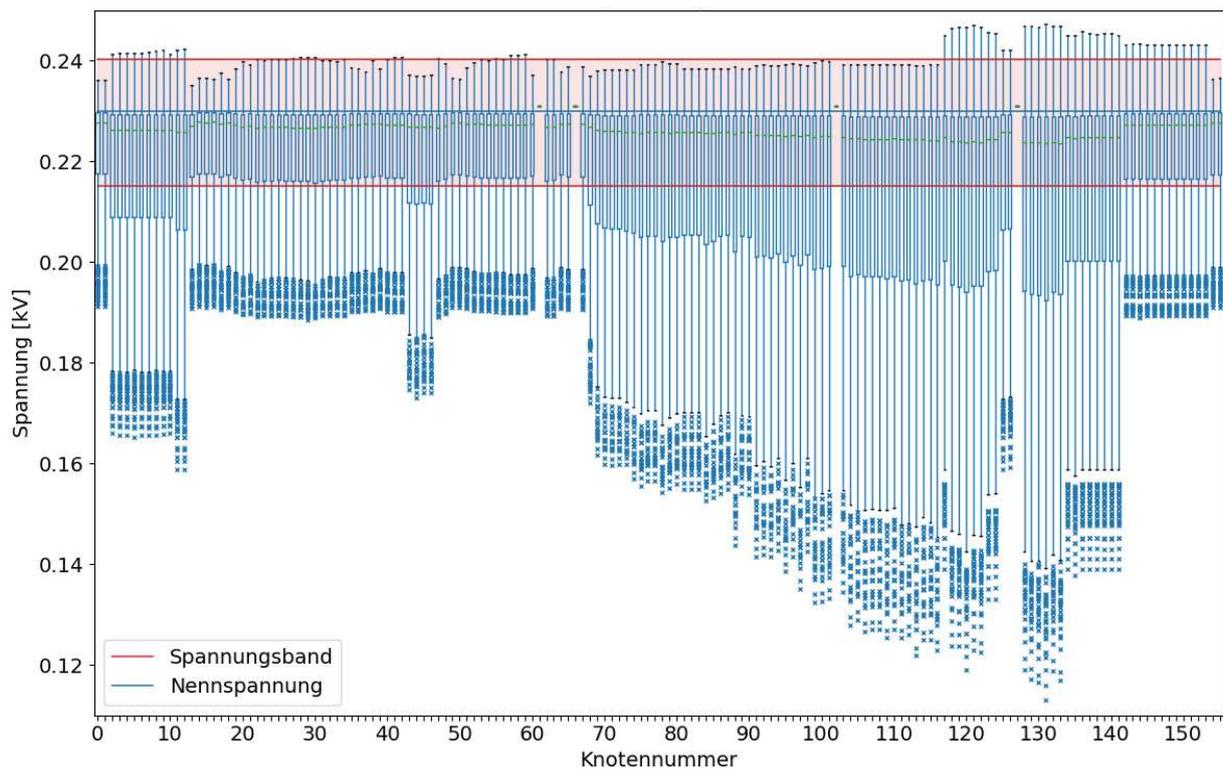


Abbildung 5-10: Darstellung aller Knotenspannungen im suburbanen Netz für das Basisszenario im Jahr 2040 in der Worst-Case Woche

In der nachfolgenden Abbildung 5-11 wird die Leitungsauslastung, wie bereits zuvor die Knotenspannung, für alle Leitungen gesamtheitlich dargestellt. Dabei werden die einzelnen Verläufe der Auslastungen in derselben Farbe übereinandergelegt, um einen generellen Trend zu erhalten.

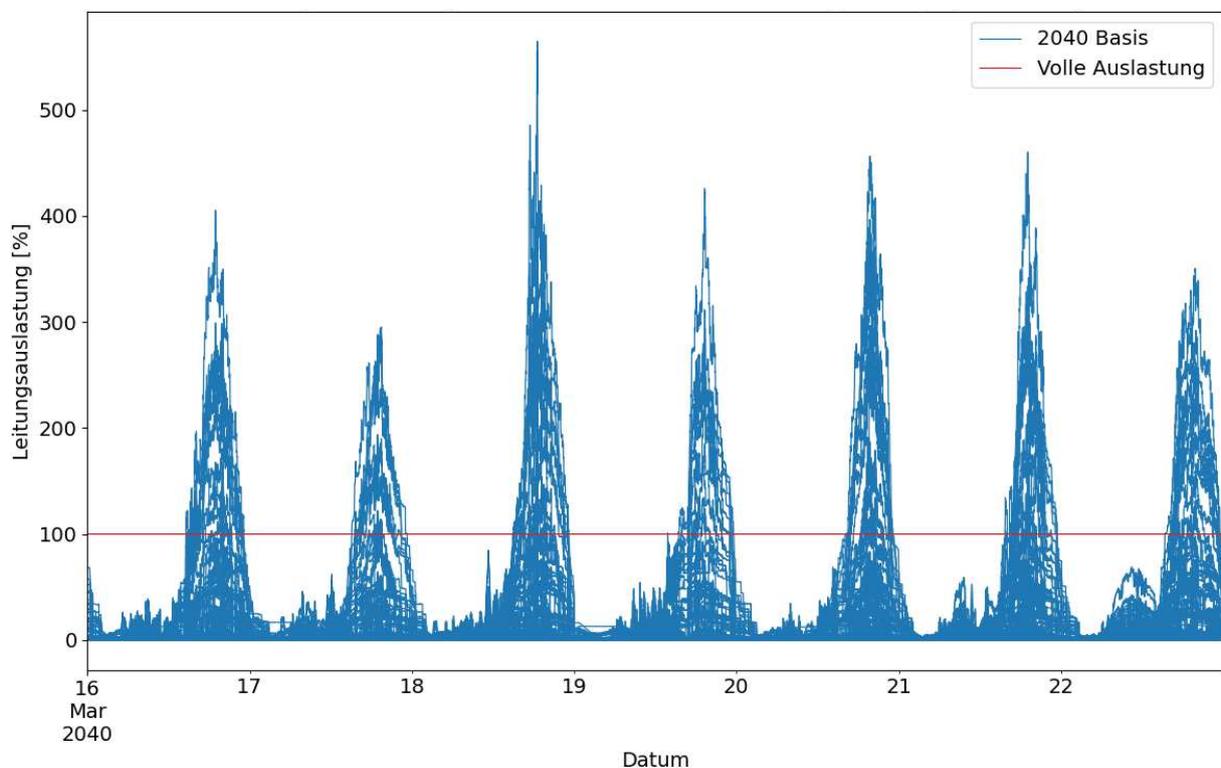


Abbildung 5-11: Leitungsauslastung der Worst-Case Woche im suburbanen Netz für das Jahr 2040

Die sehr hohen Auslastungsspitzen in Abbildung 5-11, mitunter verursacht durch den Durchdringungsgrad der Elektromobilität von 50% im Jahr 2040, von bis zu 550%, korrelieren mit den tiefen Spannungseinbrüchen. Dabei zeigt sich auch hier eine einzelne tägliche Spitze, typischerweise in den Abendstunden, die auf eine hohe Gleichzeitigkeit der Lasten schließen lässt. Um ein besseres Bild über die einzelnen Leitungen zu erhalten, erfolgt in Abbildung 5-12 eine Darstellung aller Leitungsauslastungen als Boxplots für das Jahr 2040.

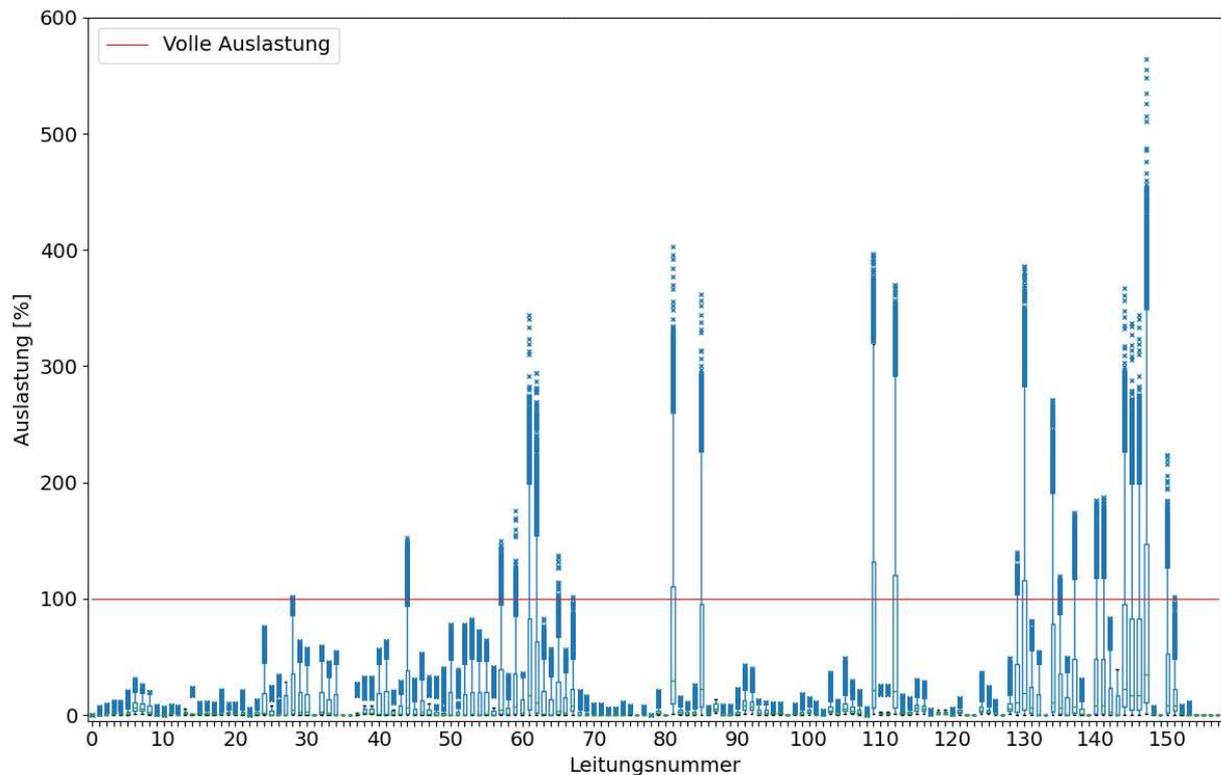


Abbildung 5-12: Darstellung aller Leitungsauslastungen im Basisszenario des suburbanen Netzes für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche

Aus dem obenstehenden Diagramm lässt sich herauslesen, dass in Summe 25 Leitungen zumindest kurzzeitig überlastet sind, davon drei jedoch nur sehr knapp. Eine Überschneidung des Bereichs Median bis oberes Quartil mit der Grenze von 100% erfolgt bei fünf Leitungen, was auf Überlastungen in zumindest 25% der Zeit hindeutet.

5.2.2 Ländliches Netz

Im ländlichen Netz erfolgt die Analyse zur Worst-Case Woche analog zum suburbanen Netz. Basierend auf dem Histogramm der nachfolgenden Abbildung 5-13 wird der Zeitraum von Dienstag, 16.10.2040 bis Montag, 22.10.2040, was in etwa dem Indexzeitraum 41.000 bis 42.500 entspricht, gewählt. Es wird diese Woche, und nicht die erste Woche des Jahres gewählt, um einen Vorlauftag für den Optimierungsprozess hinzufügen zu können.

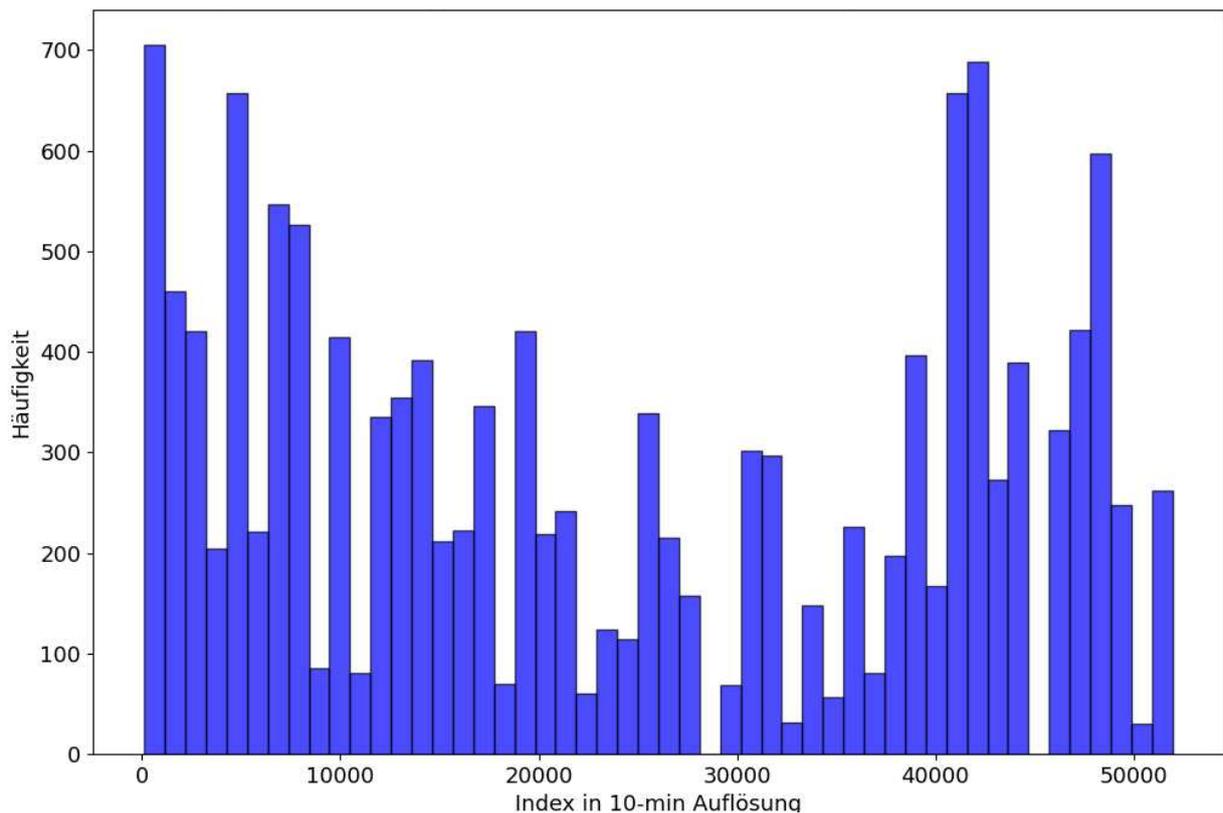


Abbildung 5-13: Häufigkeitsdarstellung der 500 niedrigsten Spannungen je Knoten für das ländliche Netz

Die nachfolgende Abbildung 5-14 zeigt den Spannungsverlauf für die 28 Knoten über die ausgewählte Woche. Dabei zeigt sich, dass es im Verlauf der Woche Spannungseinbrüche von bis zu 25% gibt. Wie im suburbanen Netz, findet auch hier der Spannungseinbruch täglich in den Abendstunden statt.

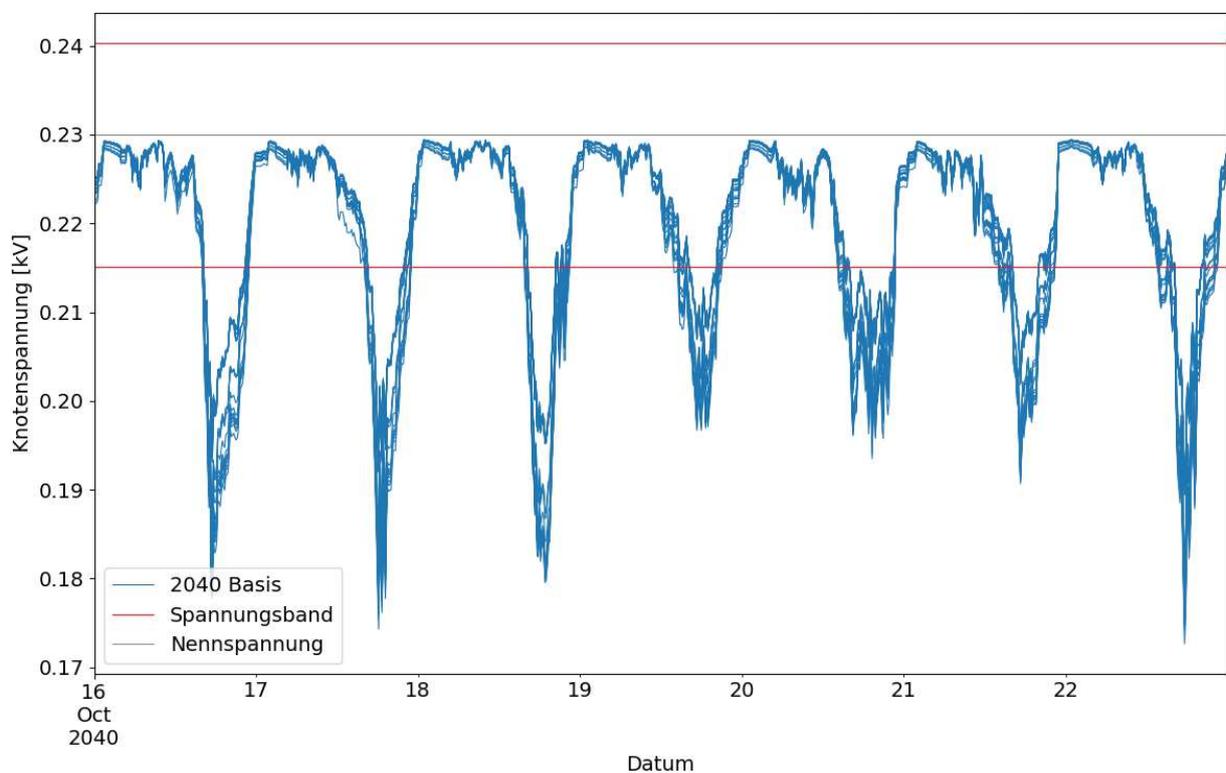


Abbildung 5-14: Spannungsverlauf mit 10-min Mittelwerten des ländlichen Netzes für die 27 Knoten in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

Die Photovoltaikanlagen führen in diesem Netz zu keiner überhöhten Spannung. Die gewählte Worst-Case Woche hat zudem, wie am Spannungsverlauf erkennbar, drei Tage mit sehr großen Spannungseinbrüchen, gefolgt von drei Tagen mit etwas geringeren Spannungseinbrüchen. Damit kann repräsentiert werden, was in beiden Fällen durch die Optimierung verändert wird. Zur besseren Verdeutlichung der Spannungssituation der einzelnen Knoten erfolgt in Abbildung 5-15 eine Darstellung der Spannung der einzelnen Knoten als Boxplots.

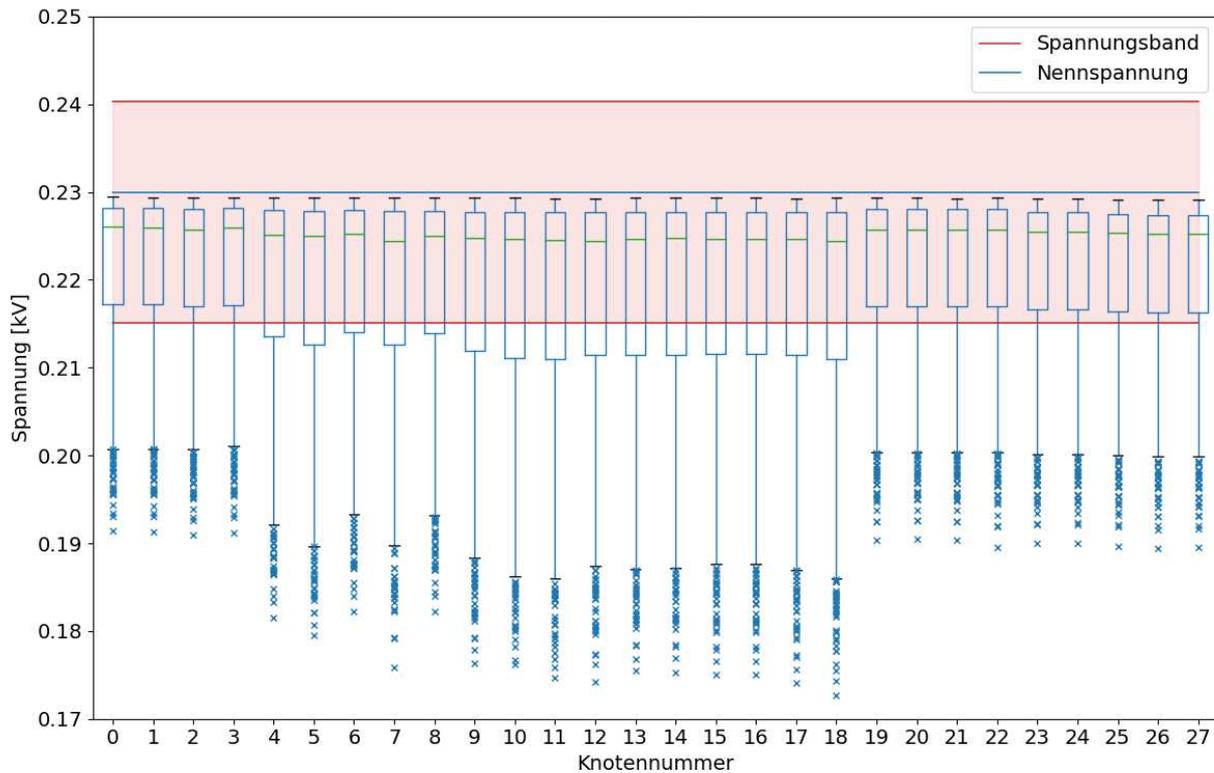


Abbildung 5-15: Darstellung aller Knotenspannungen im ländlichen Netz für das Basisszenario im Jahr 2040 für die Worst-Case Woche

Wie schon im suburbanen Netz haben hier alle Knoten Spannungen außerhalb des zulässigen Spannungsbands. Bei den Knoten 4 bis 18, was dem mittleren Strang im Gesamtüberblick (Abbildung 5-2) entspricht, schneidet auch jeweils der Bereich Median bis unteres Quartil die Grenze des Spannungsbands, was mit Unterschreitungen in mehr als 25% der Zeit auf häufigere, beziehungsweise längere Spannungseinbrüche hindeutet.

Bei der Betrachtung der Leitungsauslastung für das ländliche Netz in Abbildung 5-16 ist eine hohe Auslastung mit über 130% für eine einzelne Leitung erkennbar. In Korrelation zum Verlauf der Knotenspannungen zeigt sich bei den Leitungsauslastungen eine tägliche Abendspitze.

Zur besseren Übersicht erfolgt in Abbildung 5-17 zudem eine Darstellung aller Leitungsauslastungen des ländlichen Netzes im Jahr 2040 als Boxplots. In diesem Diagramm wird der kritische mittlere Strang im Netz durch die höheren Auslastungen im Bereich der Leitungen 4 bis 18 verdeutlicht. Leitung 15 ist an einem Ende offen und daher unbelastet.

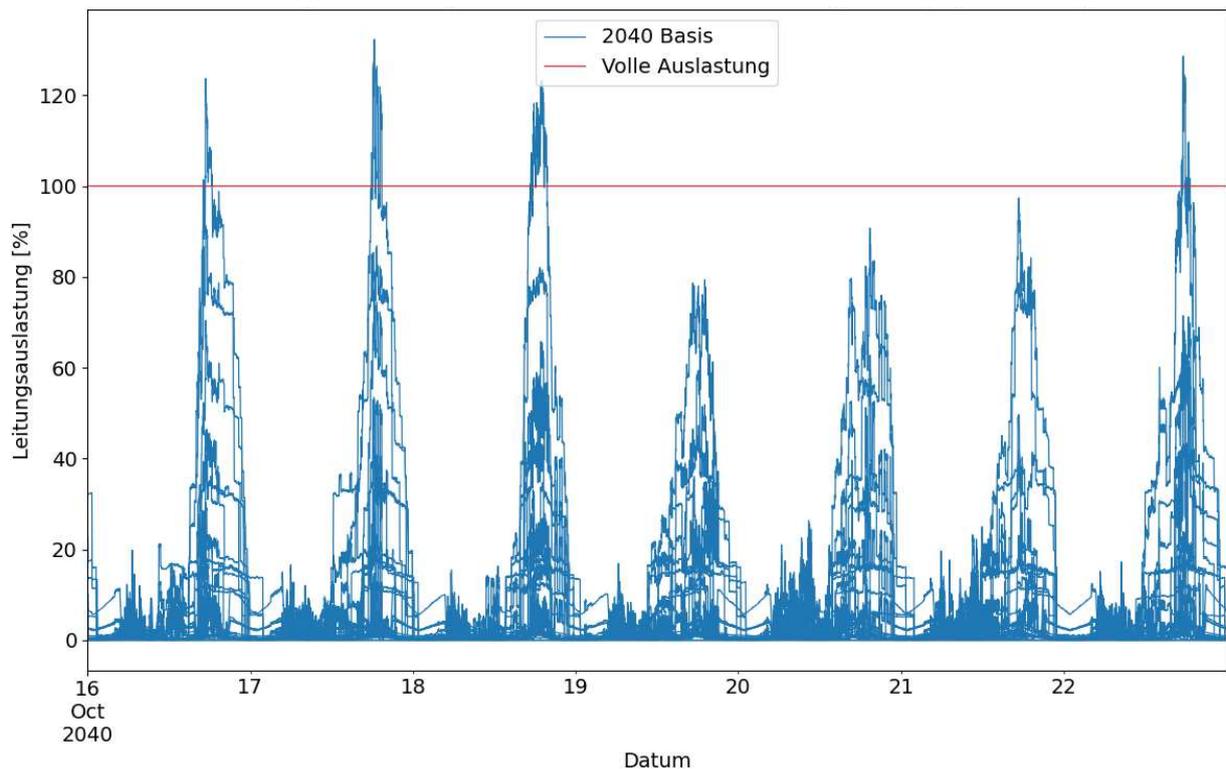


Abbildung 5-16: Leitungsauslastungen für das ländliche Netz für die Worst-Case Woche im Jahr 2040

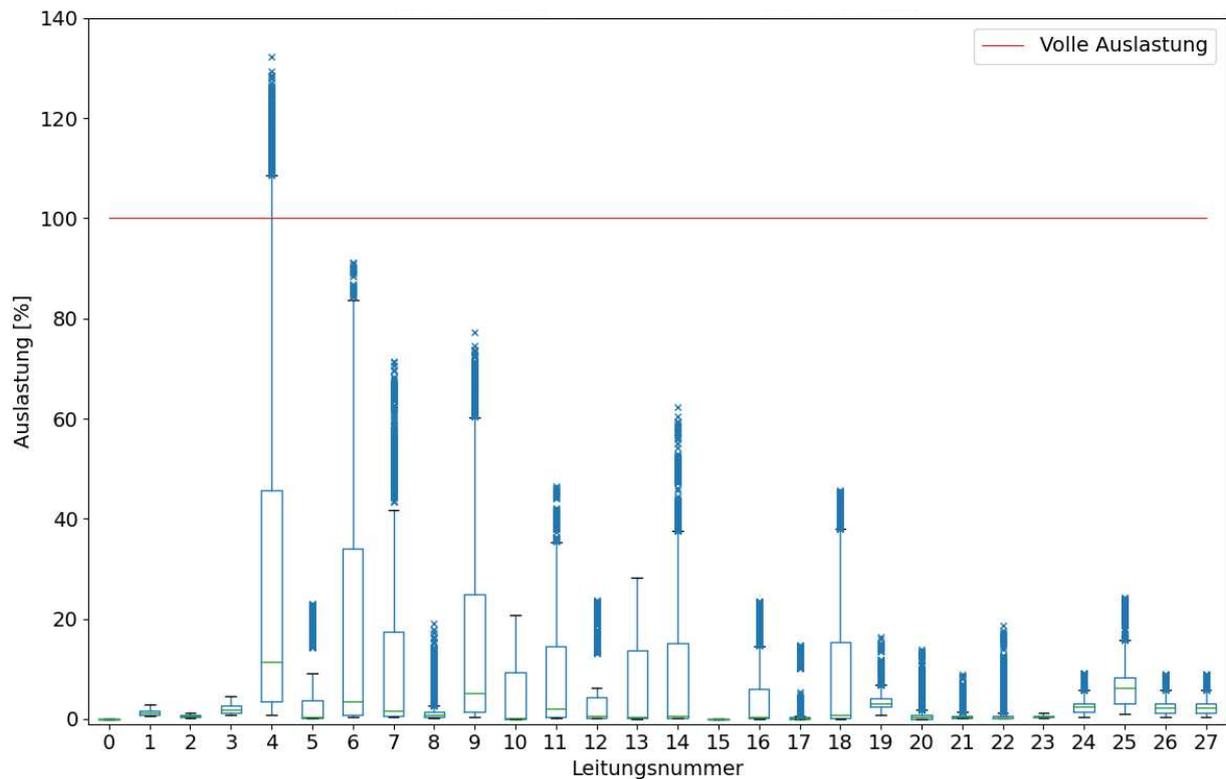


Abbildung 5-17: Darstellung aller Leitungsauslastungen im Basisszenario des ländlichen Netzes für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche

In weiterer Folge werden nun die Auswirkungen der Optimierungen auf die Leitungsauslastung, das Spannungsband und indirekt die Gleichzeitigkeit in den unterschiedlichen Szenarien betrachtet.

6 AUSWERTUNG DER SZENARIEN

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse aus der Optimierung und den Netzsimulationen für die beiden Szenarien dargestellt und analysiert. Dabei wird auf die Gesamtleistung am Transformator, die Leitungsauslastung, die Knotenspannung und schlussendlich auf die Energiekosten eingegangen. Zur besseren Vergleichbarkeit werden die Ergebnisse des markt- und des netzorientierten Szenarios, sofern möglich, gemeinsam mit dem Basisszenario in einem Diagramm dargestellt. Außerdem werden die Ergebnisse des suburbanen und des ländlichen Netzes in den folgenden Unterpunkten jeweils gemeinsam analysiert, um so auf Gemeinsamkeiten der Optimierungen in unterschiedlich großen Netzen besser eingehen zu können. Es hat sich zudem bei der Auswertung des marktorientierten Szenarios gezeigt, dass Vehicle-To-Grid nicht zur Anwendung kommt, wodurch die Ergebnisse des marktorientierten Szenarios mit und ohne aktiviertem Vehicle-To-Grid Modul ident wären. Aus diesem Grund stellen die Ergebnisse sowohl des markt- als auch des netzorientierten Szenarios einen Fall von Smart-Charging dar. Eine Detailanalyse dazu, wieso Vehicle-To-Grid nicht zur Anwendung kommt, erfolgt in der Diskussion.

6.1 Gesamtleistung am Transformator

In einem ersten Schritt wird die Gesamtleistung am Transformator für die beiden Netze betrachtet. Diese ist ein guter Indikator für die Gleichzeitigkeit der Lasten und stellt die Basiskurve für die netzorientierte Optimierung dar. In der nachfolgenden Abbildung 6-1 erfolgt eine Darstellung des suburbanen Netzes im Jahr 2030.

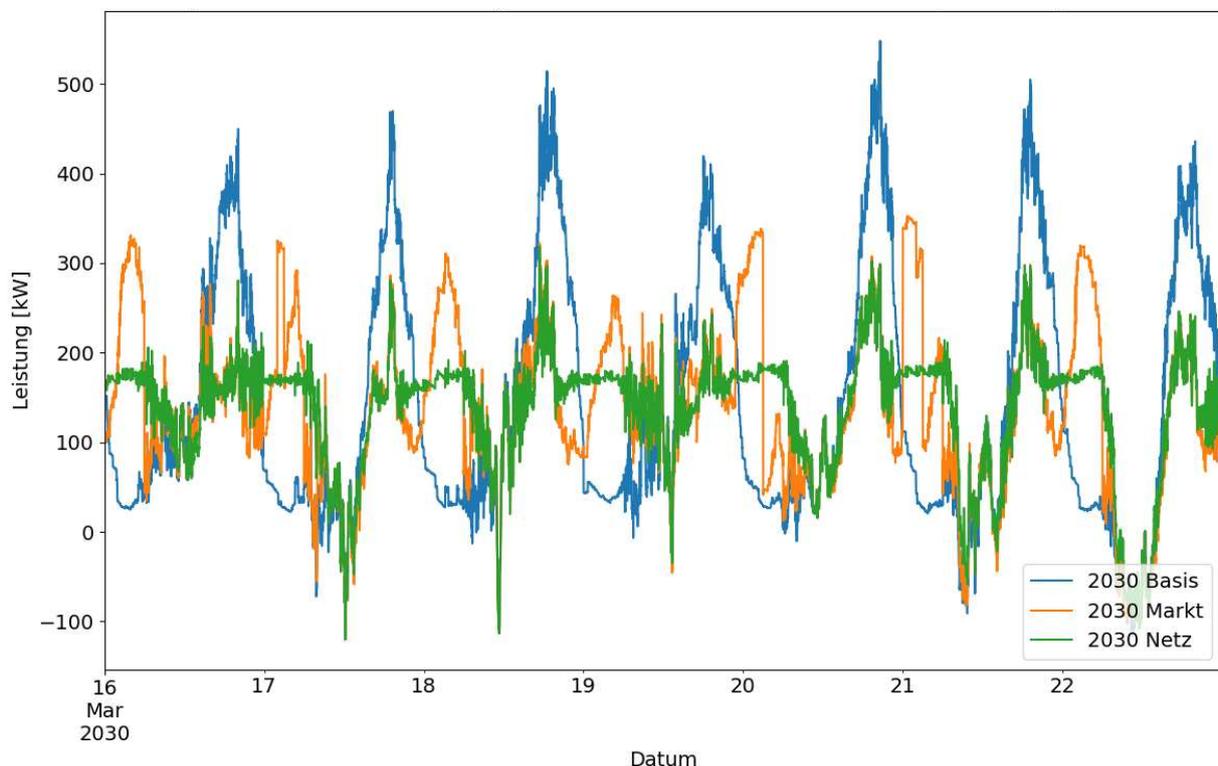


Abbildung 6-1: Gesamtleistung am Transformator des suburbanen Netzes in der Worst-Case Woche im Jahr 2030 im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung

Eine erste Betrachtung des Diagramms zeigt bereits die signifikanten Unterschiede zwischen dem Basisszenario und den beiden optimierten Szenarien. Das Basisszenario besteht aus einer täglichen Abendspitze mit bis zu 550 kW, verursacht durch den typischen Haushaltsverbrauch und die Ladevorgänge, die im Basisszenario direkt nach Ankunft des Elektroautos gestartet werden. Im Vergleich

dazu beinhaltet die Gesamlastkurve nach der marktorientierten Optimierung zwei tägliche Lastspitzen. Eine davon in den Abendstunden, jedoch um etwa 40% geringer als im Basisszenario, eine zweite in den Nachtstunden mit bis zu 330 kW. Die Vermutung liegt nahe, dass die Nachtspitze durch die verschiebbaren Ladevorgänge verursacht wird. Aus diesem Grund folgt in Abbildung 6-2 eine Darstellung der Gesamtleistung am Transformator im suburbanen Netz für das Jahr 2040 gemeinsam mit dem Day-Ahead Preis im Jahr 2040. Interessant ist insbesondere die Tatsache, dass auch im marktorientierten Szenario eine Reduktion der Gesamlast am Transformator und somit der Gleichzeitigkeit, möglich ist.

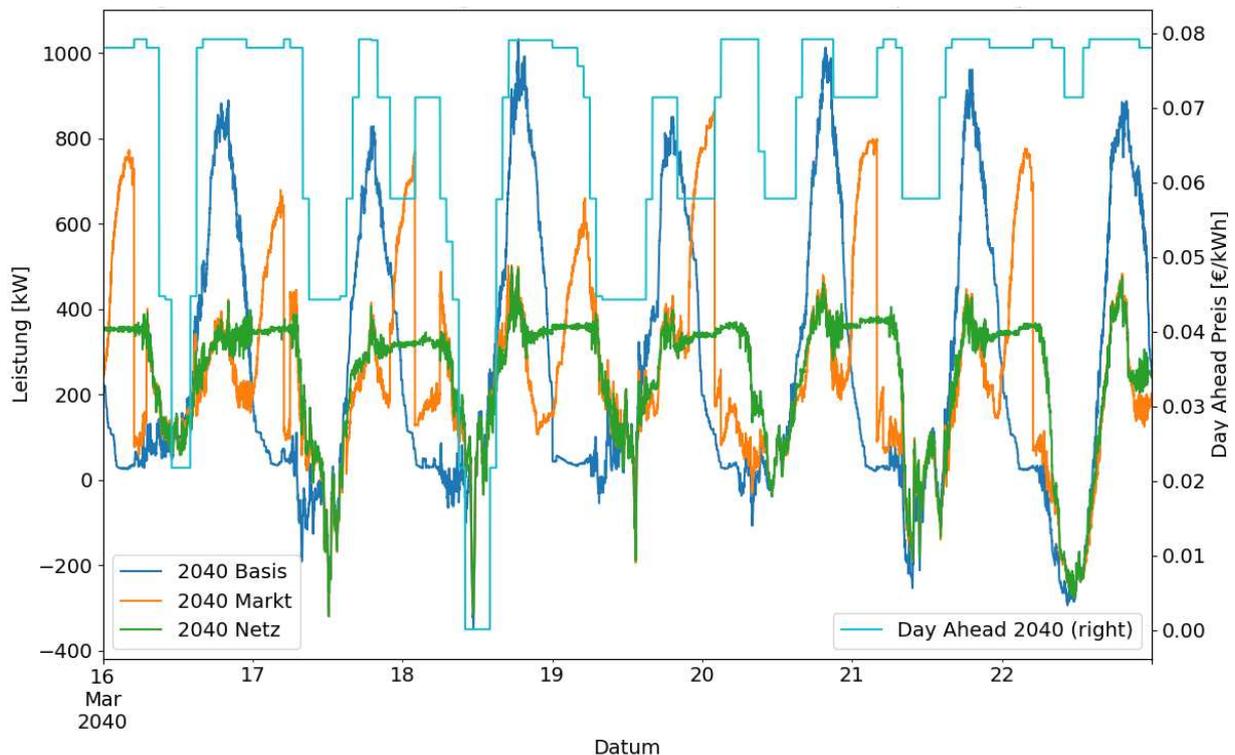


Abbildung 6-2: Gesamtleistung am Transformator des suburbanen Netzes in der Worst-Case Woche im Jahr 2040 im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung gemeinsam mit dem Day-Ahead Preis

Bei Überlagerung mit dem Day-Ahead Preis wird das Verhalten der marktorientierten Optimierung deutlich. Die Optimierungsbasis stellen hierbei die Gesamtkosten dar, dadurch spielt auch der Day-Ahead Preis, gemeinsam mit dem Potenzial der verschiebbaren Lasten, eine entscheidende Rolle. Bei Betrachtung der orangenen Ergebniskurve wird deutlich, dass die Leistung bei merkbarem Preisanstieg sofort einbricht. Dies ist etwa sehr gut am 20. März 2040 erkennbar. Derselbe Effekt kann jedoch auch bei einer kurzzeitigen Preissteigerung beobachtet werden. So etwa am 17. März 2040, wo die Leistungskurve in Korrelation mit einer minimalen Preisänderung kurzzeitig für eine Stunde komplett einbricht und dann wieder sprunghaft steigt. Dies zeigt auch, dass die im Jahr 2040 bis zu 800 kW hohe Nachtspitze rein aus verschiebbaren Lasten besteht und somit durch die Ladung der Elektroautos verursacht wird. Die Reduktion der maximalen Gesamtleistung am Transformator im marktorientierten Szenario ergibt sich aus eben jener Tatsache, dass die Day-Ahead Preise üblicherweise nachts günstiger sind als abends, wodurch sich die flexiblen Lasten in die Nachtstunden verschieben. Eine Reduktion der Last ist im marktorientierten Szenario nicht selbstverständlich. Das zeigt die Nacht von 19. Auf 20. März 2040. Hierbei kommt es lediglich zu einer zeitlichen Verschiebung der Last, nicht jedoch zu einer Reduktion der Lastspitze.

Interessant ist auch der Zusammenhang zwischen Einspeisespitzen und Day-Ahead Preis im marktorientierten Szenario. Zu den Zeiten mit der höchsten Einspeisung ist der Preis üblicherweise an

einem Tiefpunkt, wie etwa am 18. März 2040 erkennbar. Eine Beeinflussung der Zeit der Einspeisung wäre jedoch nur über eine Speicherung möglich, was aufgrund der Verschiebung zwischen Photovoltaikerzeugung und Verfügbarkeit des Elektroautos nur in sehr geringem Maß möglich ist. Weitere Speicher sind im Modellaufbau nicht enthalten. Generell kann im marktorientierten Szenario im Jahr 2040 die absolute Spitze von etwa 1 MW auf 850 kW gesenkt werden.

Bei der Betrachtung der Ergebniskurve des netzorientierten Szenarios wird deutlich, dass sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2040 im suburbanen Netz nachts eine Bandlast in Erscheinung tritt. Im Gegensatz zu den Nachtspitzen im marktorientierten Szenario mit bis zu 800 kW hat diese Bandlast im Jahr 2040 im netzorientierten Szenario eine Höhe von 300 kW bis 400 kW. Dies kann auf die Optimierungsstrategie im netzorientierten Szenario zurückgeführt werden. Hierbei wird die Gesamtnetzlast aus dem Basisszenario als Ausgangskurve zur Optimierung des ersten Haushalts verwendet. Nach der Optimierung des ersten Haushalts wird die Gesamtlast am Transformator aktualisiert und stellt die Optimierungskurve für den zweiten Haushalt dar. Durch diesen iterativen Ansatz wird die gegenseitige Beeinflussung der Optimierungen berücksichtigt. Die korrekte Funktionsweise dieses Ansatzes wird durch die Entstehung einer Bandlast in den Nachtstunden bestätigt. Die Tatsache, dass die Kosten bei der netzorientierten Optimierung gänzlich unberücksichtigt bleiben, zeigt die Lastkurve etwa in den Nachtstunden von 17. auf 18. März 2040. Hierbei erfolgt, wie bereits zuvor analysiert, ein Einbruch der Leistung im marktorientierten Szenario aufgrund eines sprunghaften Anstiegs des Day-Ahead Preises. Im netzorientierten Szenario hat dieser Sprung in den Kosten jedoch keine Auswirkung auf die Gesamtlast am Transformator.

Die Abendspitze im netzorientierten Szenario entspricht annähernd jener des marktorientierten Szenarios, was erneut zeigt, dass hier vorwiegend nicht verschiebbare Lasten verbleiben. Diese nicht verschiebbare Last setzt sich zusammen aus der Last verursacht durch die sofortige Ladung der Elektroautos mit 7,4kW bei Ankunft bis zum Erreichen von 40% Ladestand und typischen Haushaltslasten wie Küchengeräten, Beleuchtung und Entertainmentsystemen. Die Gesamtspitze wird daher üblicherweise von einer Abendspitze verursacht und liegt im Jahr 2040 bei etwa 500 kW, was gegenüber den 1 MW im Basisszenario einer Halbierung entspricht.

Für das ländliche Netz, dargestellt für 2040 in Abbildung 6-3, ergibt sich ein ähnliches Verhalten der Gesamtlast am Transformator nach den Optimierungen. Einzig die maximale Leistung ist aufgrund des kleineren Netzes geringer und liegt bei etwa 240 kW. Auch hier zeigt sich das sprunghafte Verhalten der Leistung nach der marktorientierten Optimierung. So etwa in den frühen Morgenstunden des 17. Oktobers 2040 durch einen kurzen Einbruch des Day-Ahead Preises. Nach der marktorientierten Optimierung verbleibt in diesem Netz ebenfalls eine Abendspitze mit bis zu 150 kW durch die nicht verschiebbaren Lasten, gefolgt von einer Nachtspitze mit bis zu 190 kW durch die Ladung der Elektroautos.

Das Verhalten der Gesamtlast am Transformator nach der netzorientierten Optimierung stellt an den meisten Tagen eine Abendspitze mit bis zu 150 kW, gefolgt von einer Bandlast im Bereich von etwa 50 kW bis 100 kW dar. Ein erkennbarer Unterschied im Vergleich zum suburbanen Netz ist die Höhe der Abendspitze, die im ländlichen Netz häufig in einem ähnlichen Bereich liegt wie die darauffolgenden Bandlasten, so etwa von 20. bis 22. Oktober 2040. Dieser Trend ist im suburbanen Netz nur an einem Tag erkennbar, an den anderen Tagen übersteigt die Abendspitze die Höhe der Bandlast.

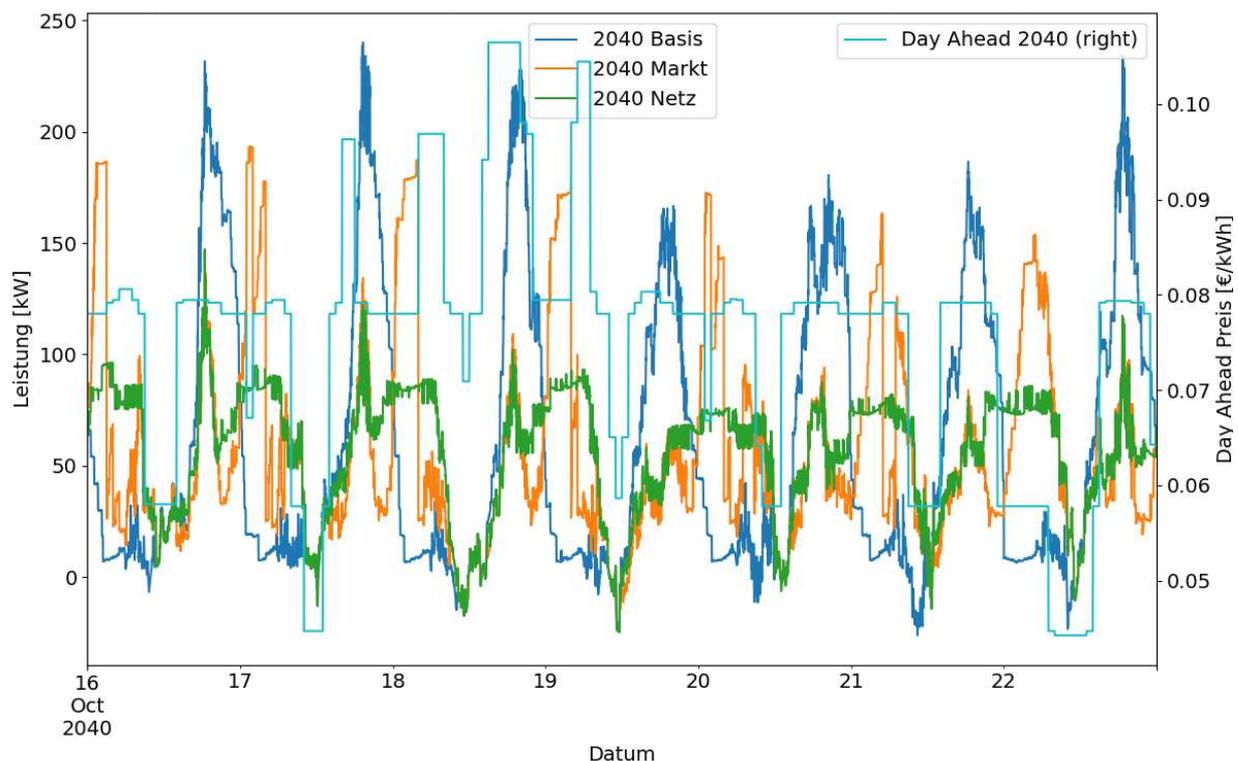


Abbildung 6-3: Gesamtleistung am Transformator des ländlichen Netzes für die Worst-Case Woche im Jahr 2040 im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung gemeinsam mit dem Day-Ahead Preis

Ein gemeinsamer Trend der netzorientierten Optimierung in beiden Netzen ist, dass die Ladekurven der einzelnen Elektroautos deutlich stärker pendeln als etwa im Basisszenario und im marktorientierten Szenario, was einem ständigen Start und Abbruch der Ladung entspricht. Dies liegt an der einminütigen Auflösung der Gesamtlast am Transformator die als Optimierungsbasis dient. Dadurch werden dem Solver, im Vergleich zum marktorientierten Fall mit stündlich konstanten Day-Ahead Preisen, mehr Anreize gegeben die Ladung zu starten oder zu stoppen. In der Gesamtbetrachtung am Transformator hebt sich dieser Effekt jedoch gegenseitig wieder auf, wodurch kein Pendeln in der Gesamtnetzlast verbleibt. Veranschaulicht wird der Effekt für einen Ladezyklus im Haushalt 2 des ländlichen Netzes für das Jahr 2040 in Abbildung 6-4.

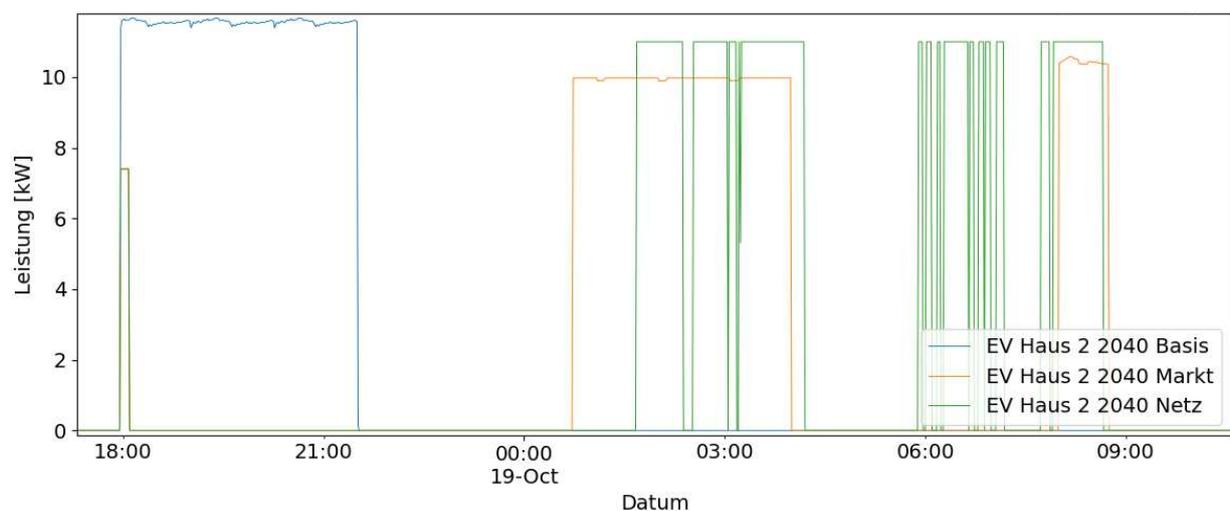


Abbildung 6-4: Ladekurve des Elektroautos in Haushalt 2 des ländlichen Netzes für einen Ladezyklus im Jahr 2040 im Basisszenario und markt-, sowie netzorientierten Szenario

6.2 Leitungsauslastung

Im nächsten Schritt erfolgt eine Betrachtung der Leitungsauslastungen nach der markt- und netzorientierten Optimierung. Die Grenze von 100% stellt hierbei die thermische Auslastungsgrenze der einzelnen Leitungen dar. In einem ersten Schritt werden die Zeitreihen der Auslastungen gesamtheitlich für die beiden Netze näher betrachtet. Im Anschluss erfolgt eine statistische Analyse der Extremwerte der einzelnen Leitungen der beiden Netze.

6.2.1 Zeitreihenanalyse und Trendbetrachtung der Leitungsauslastungen

Um die durch die markt- und netzorientierten Optimierungen verursachten Lastverschiebungen, und somit auch Verschiebungen der Auslastungen näher zu betrachten, erfolgt in Abbildung 6-5 eine Darstellung aller Leitungsauslastungen im suburbanen Netz für das Jahr 2030. Dabei werden die Leitungen je Szenario in gleicher Farbe überlagert, um so einen gesamtheitlichen Trend abzubilden.

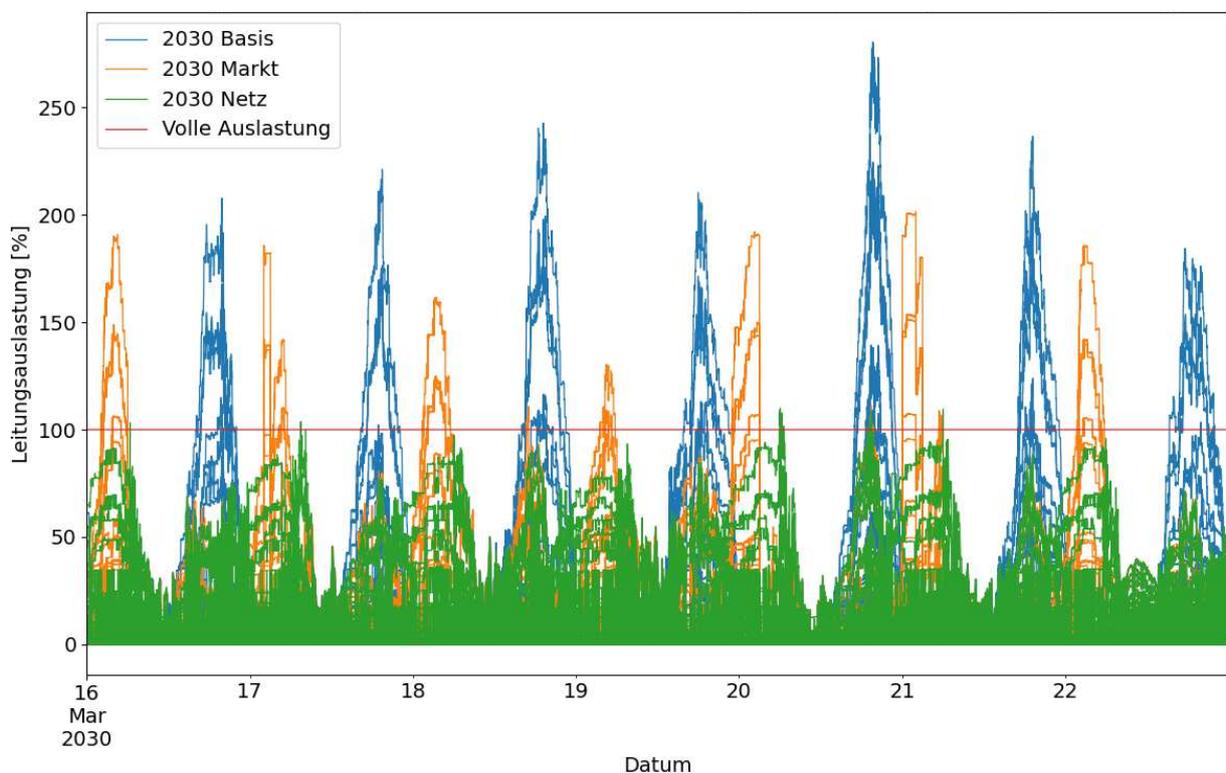


Abbildung 6-5: Leitungsauslastung im suburbanen Netz im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2030

Eine erste Betrachtung des Diagramms zeigt, dass sich wie bereits zuvor bei der Gesamtlast am Transformator in Kapitel 6.1, hier sowohl bei der markt-, als auch bei der netzorientierten Optimierung Verschiebungen ergeben.

Wird das Jahr 2030 des suburbanen Netzes näher betrachtet, so zeigt sich durch die marktorientierte Optimierung bereits eine Reduktion der maximalen Auslastungen von einem Maximalwert mit etwa 280% auf 190%. Zudem ergibt sich durch die Optimierung eine Aufteilung der Abendspitzen in jeweils eine Abend- und eine Nachtspitze. Die Abendspitzen liegen bei maximal 110% und die Nachtspitzen bei bis zu 190%. Dies korreliert auch mit der bereits im vorangegangenen Kapitel analysierten Gesamtlast am Transformator.

Die netzorientierte Optimierung führt im Jahr 2030 zu geringen Überlastungen mit bis zu 110%, im Vergleich zu 280% im Basisszenario. Die Verschiebungen der Auslastungsspitzen korrelieren dabei mit

jenen der Gesamtlast am Transformator nach der netzorientierten Optimierung. Im Vergleich mit dem marktorientierten Szenario gibt es keine eindeutige Nachtspitze, sondern einen sehr breiten, annähernd konstanten Auslastungsbereich in den Nachtstunden. Die Überlastungen sind gering und von kurzer Dauer, wodurch die Gesamtsituation nach der Optimierung im Hinblick auf die Leitungsauslastungen gut ist.

Im Jahr 2030 ist jedoch der gewählte Durchdringungsgrad der Elektromobilität mit 20% deutlich geringer als im Jahr 2040 mit 50%. Dies führt, durch den erhöhten Bedarf der Elektromobilität, zu deutlich höheren Leitungsauslastungen im Jahr 2040 mit einem Spitzenwert von etwa 550%, wie in Abbildung 6-6 zu sehen. Neben dem Basisszenario werden auch die Leitungsauslastungen der beiden Optimierungsszenarien in Abbildung 6-6 für das suburbane Netz im Jahr 2040 dargestellt.

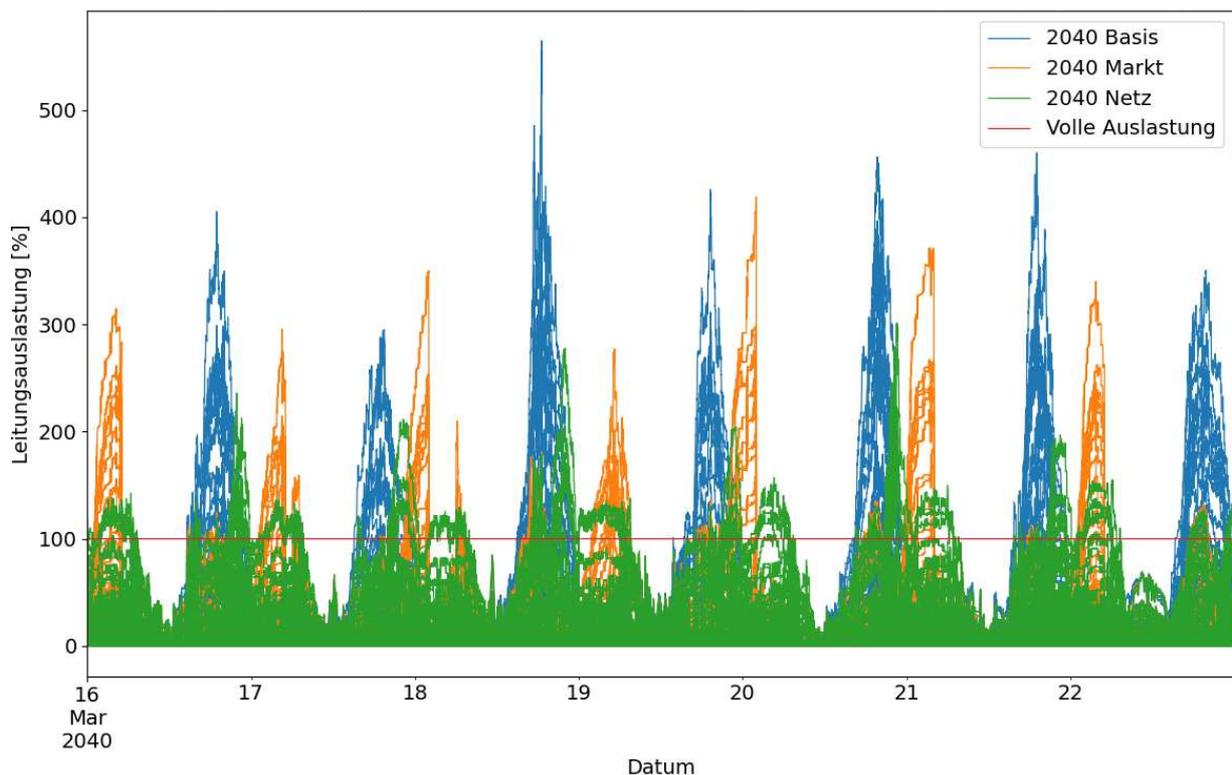


Abbildung 6-6: Leitungsauslastung im suburbanen Netz im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

Im Jahr 2040 zeigen sich im marktorientierten Szenario geringere maximale Leitungsauslastungen an vier Tagen der Woche. Insbesondere hervorzuheben ist dabei die Verbesserung von 18. auf 19. März 2040, wo die zuvor im Basisszenario auftretende maximale Auslastung von 550% auf 280% reduziert wird. Bei der Betrachtung der Spitzenwerte ergibt sich nur an einem Tag eine Verschlechterung der Situation, dies in der Nacht von 17. auf 18. März 2040 mit einem Anstieg von etwa 300% im Basisszenario auf 350% im marktorientierten Szenario. Die markanten Sprünge der Leitungsauslastungen in den Nachtspitzen verdeutlichen die Abhängigkeit des marktorientierten Szenarios von den Day-Ahead Preisen.

Die Ergebnisse der netzorientierten Optimierung zeigen für das Jahr 2040 den gleichen Trend wie für das Jahr 2030 im suburbanen Netz. Im Vergleich zum marktorientierten Szenario gibt es keine Nachtspitzen, sondern konstante Auslastungen in den Nachtstunden. Der Durchdringungsgrad der Elektromobilität liegt im Jahr 2040 jedoch bei 50%, im Vergleich zu 20% im Jahr 2030. Das führt dazu, dass das Auslastungsband in den Nachtstunden im Jahr 2040 bei bis zu 150% liegt. Es ist jedoch erneut anzumerken, dass es sich hierbei um eine Überlagerung aller Leitungen in derselben Farbe je Szenario

handelt, daher stellt der Höchstwert in jedem Fall immer nur die am stärksten belastete Leitung aus der Gesamtheit aller Leitungen im Netz dar.

Interessant ist die Tatsache, dass die netzorientierte Optimierung im Hinblick auf die täglichen Maximalwerte nicht immer besser ist als die marktorientierte Optimierung, so etwa erkennbar in der Nacht von 18. auf 19. März 2040 in Abbildung 6-6. Hier liegt der Spitzenwert nach den beiden Optimierungen auf einem ähnlichen Niveau von etwa 280%, wenn auch zeitlich verschoben und im Fall der netzorientierten Optimierung mit einer etwas schlankeren Spitze.

Die Ergebnisse des ländlichen Netzes nach den Optimierungen werden für das Jahr 2040 in Abbildung 6-7 dargestellt. Die deutlich bessere Ausgangssituation, mit Überlastungen von nur einer Leitung und bis zu 130%, im ländlichen Netz spiegelt sich auch in den Optimierungsergebnissen wider. So kann etwa bereits durch die marktorientierte Optimierung die Spitzenauslastung so weit gesenkt werden, dass die Grenze knapp nicht mehr verletzt wird.

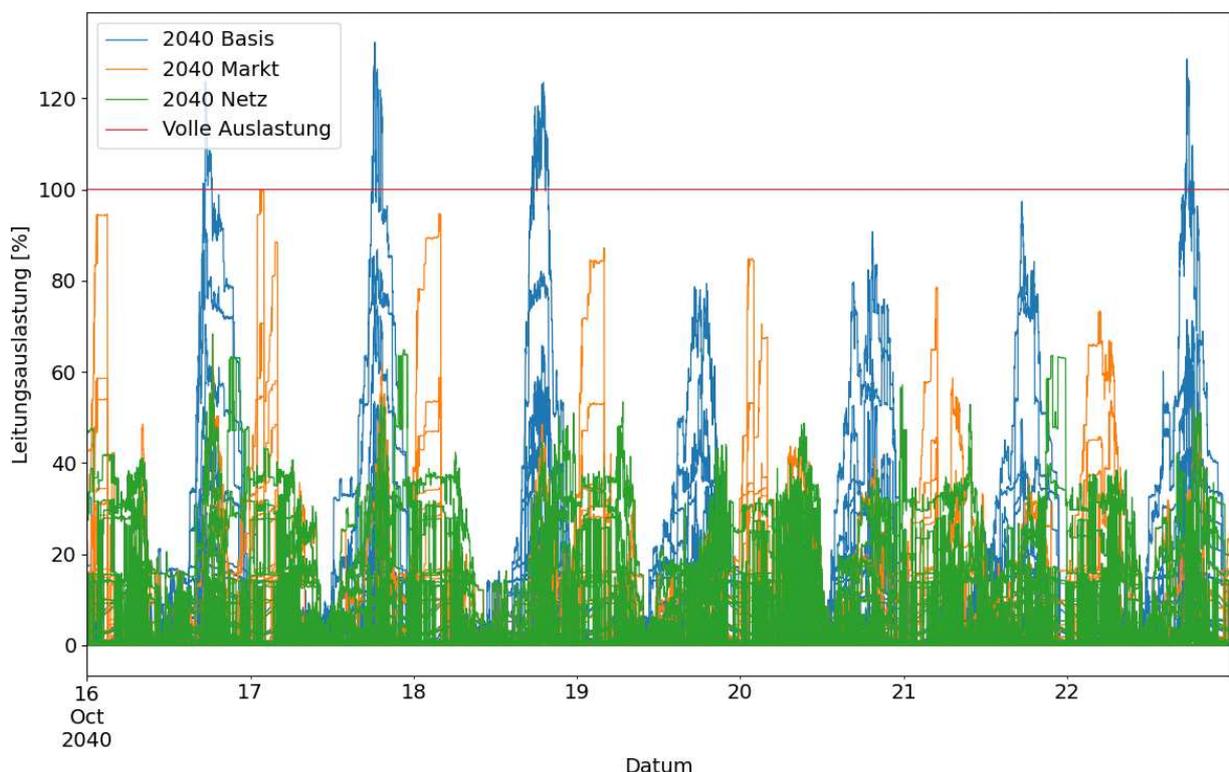


Abbildung 6-7: Leitungsauslastung im ländlichen Netz im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

Es zeigt sich jedoch auch im ländlichen Netz, dass die marktorientierte Optimierung keineswegs eine Garantie für eine Verbesserung der Auslastungssituation darstellt, so etwa erkennbar in der Nacht von 19. auf 20. Oktober 2040. Hier gibt es einen Anstieg von 5% bei der Auslastungsspitze der am stärksten ausgelasteten Leitung. Dennoch verbleibt die Spitze an diesem Tag mit einem Maximalwert von 85% unter der Auslastungsgrenze.

Durch die netzorientierte Optimierung werden die Maximalwerte der Spitzen deutlich reduziert. Hierbei ist es möglich die Auslastungsspitzen von zuvor 125% auf Maximalwerte von bis zu 70% zu senken. Das nächtliche Band bewegt sich bei etwa 35% bis 40% für die am stärksten ausgelasteten Leitungen.

Wie bereits bei der Gesamtleistung am Transformator diskutiert, ist die marktorientierte Optimierung keine Garantie für eine Reduktion der Leitungsauslastung. Dennoch ist im Gesamtbild eine Verbesserung erkennbar, sowohl im suburbanen als auch im ländlichen Netz. Dies ist zurückzuführen auf die Korrelation

von Leitungsauslastung, Gesamtleistung am Transformator und Day-Ahead Preis. Durch die Lastverschiebung und gleichzeitige Reduktion der maximalen Last, ergibt sich eine Verringerung der maximalen Leitungsauslastung.

6.2.2 Extremwertbetrachtung und statistische Analyse der einzelnen Leitungen

Es ist wichtig zwischen der Gesamtsituation, wie etwa der Gesamtleistung am Transformator, und der Überlagerung vieler Einzelsituationen, wie etwa bei der Zeitreihenanalyse der Leitungsauslastungen, zu unterscheiden. Während sich die Situation der Gesamtleistung verbessern kann, muss dies nicht zwangsläufig auch für jede einzelne Leitung im Netz gelten. Dies gilt für die marktorientierte Optimierung genauso wie für die netzorientierte Optimierung, denn beide Optimierungen werden mit Hinblick auf Day-Ahead Preis, beziehungsweise Gesamtlast am Transformator auf Basis einer Gesamtsituation optimiert und nicht auf Basis der jeweiligen Einzelsituation, wie sie etwa im netzorientierten Szenario die Anschlussleitung je Haushalt darstellen könnte. Aus diesem Grund erfolgt in diesem Unterkapitel eine Betrachtung der statistischen Werte jeder einzelnen Leitung.

Zuerst erfolgt in Abbildung 6-8 eine Darstellung der Ausgangssituation für das suburbane Netz. Auf eine Darstellung der Situation im Jahr 2030 wird aufgrund der Übersichtlichkeit an dieser Stelle verzichtet, da die Situation aufgrund des höheren Durchdringungsgrades der Elektromobilität im Jahr 2040 kritischer ist. Die Diagramme für das Jahr 2030 werden dem Anhang unter Kapitel 10.3 beigelegt.

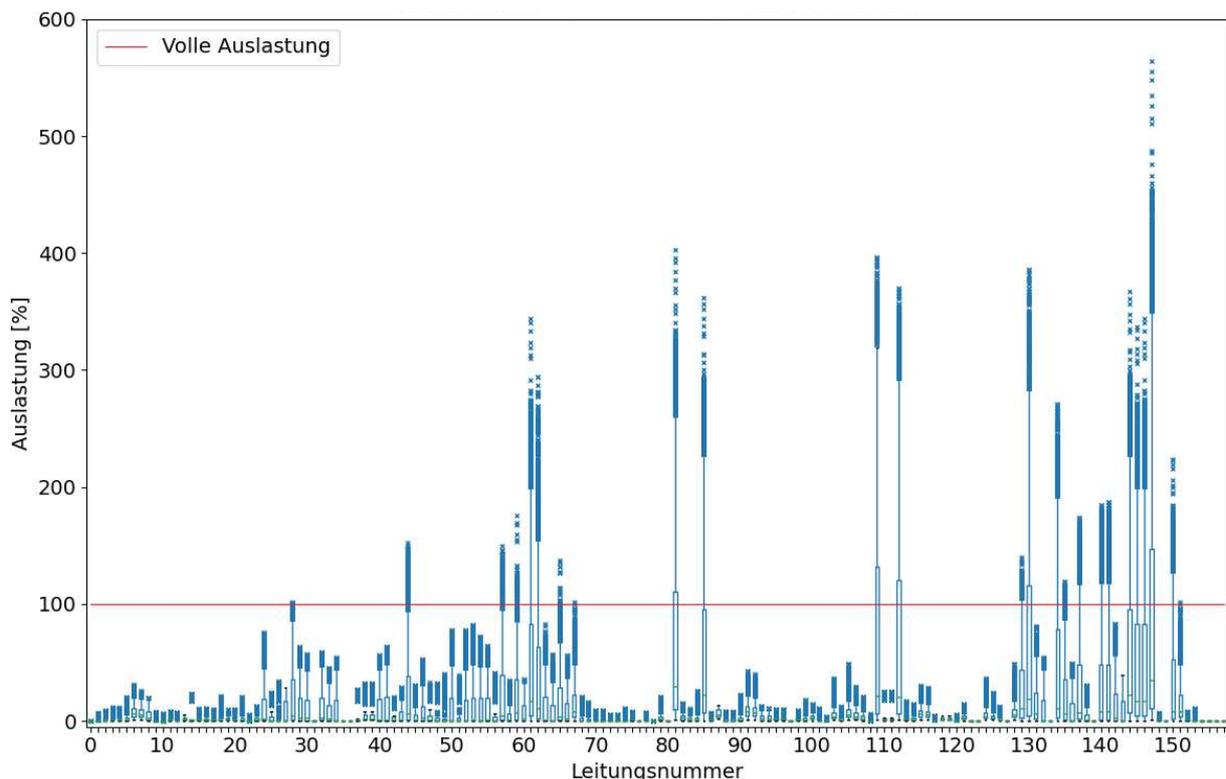


Abbildung 6-8: Leitungsauslastung je Leitung im suburbanen Netz für das Basisszenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

Wie bereits zuvor beim Zeitreihenüberblick ist hier die maximale Spitze von etwa 550% im Basisszenario erkennbar. In diesem Diagramm ist zudem die betroffene Leitung 147 identifizierbar. Beim Blick auf das Gesamtschema (Anhang Kapitel 10.1) des Netzes stellt diese Leitung im Strang 4 eine der Hauptleitungen dar. Wie schon bei der Beschreibung des Basisszenarios in Kapitel 5.2.1 kurz angemerkt, sind in Summe

25 Leitungen überlastet. Drei davon jedoch nur mit den Ausreißern knapp an der Grenze zur maximalen Auslastung.

In Abbildung 6-9 erfolgt eine Darstellung der Situation im suburbanen Netz nach der marktorientierten Optimierung im Jahr 2040. Bei der Betrachtung der einzelnen Leitungen zeigt sich eine Verbesserung der Situation. So fällt beim Blick auf Leitung 147 auf, dass sich die Spitze von etwa 550% auf knapp über 400% reduziert. Gleichzeitig senkt sich auch der obere Whisker, was 99,65% aller Werte entspricht, von etwa 350% auf 210%. Das obere Quartil der Leitung reduziert sich von etwa 150% auf 100%, dies bedeutet, dass die Leitung zu etwa 75% der Zeit nicht überlastet ist.

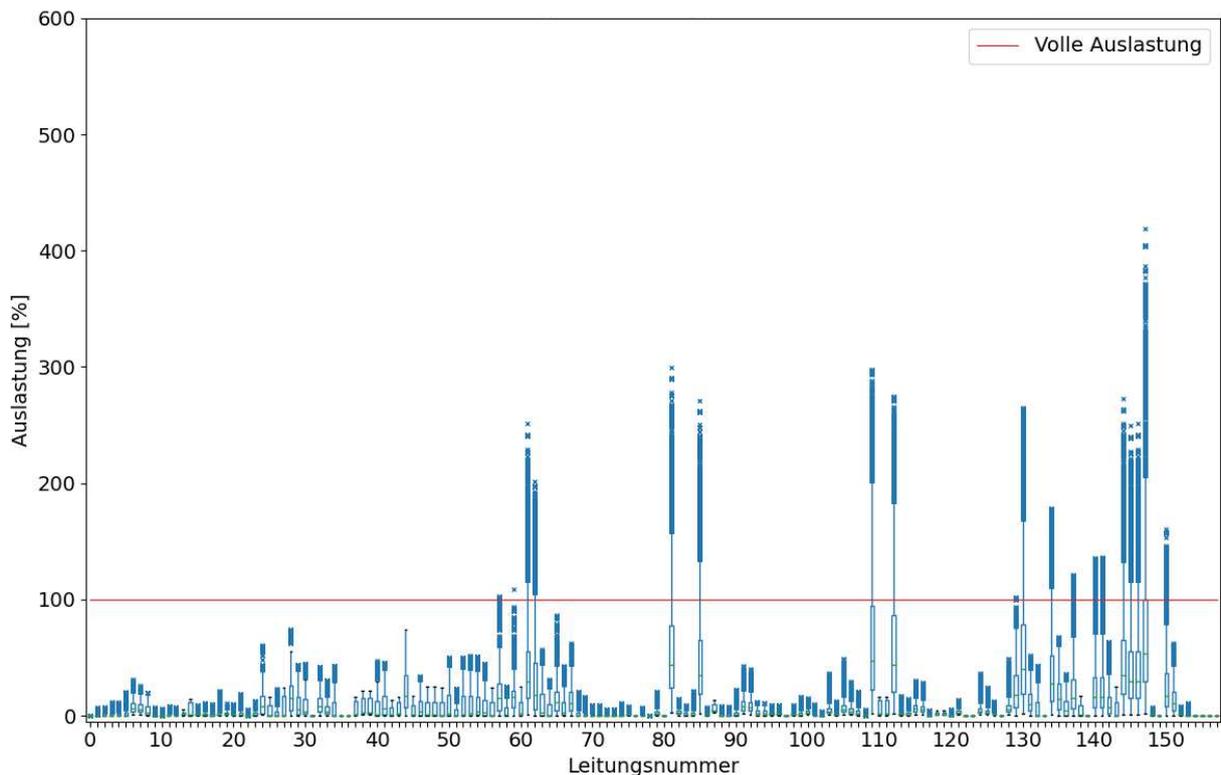


Abbildung 6-9: Leitungsauslastung je Leitung im suburbanen Netz für das marktorientierte Szenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

Ein Blick auf alle anderen zuvor überlasteten Leitungen liefert ein ähnliches Bild, tatsächlich ist keine Leitung zu mehr als 25% der Zeit überlastet. In Summe verbleiben 19 überlastete Leitungen. Drei dieser Leitungen sind mit einzelnen Ausreißern knapp an der Auslastungsgrenze und somit an nur wenigen Minuten der Woche minimal überlastet. Dies lässt den Schluss zu, dass sich im Fall der marktorientierten Optimierung im suburbanen Netz tatsächlich die Gesamtsituation der Leitungsauslastungen verbessert, denn einerseits reduzieren sich die Spitzen, andererseits jedoch auch die Dauer der Überlastungen und dies ist für alle zuvor überlasteten Leitungen der Fall.

In der folgenden Abbildung 6-10 erfolgt die Darstellung der Situation nach der netzorientierten Optimierung im Jahr 2040 für das suburbane Netz. Im netzorientierten Szenario ist eine deutliche Reduktion der Leitungsauslastungen vorhanden. Der Maximalwert von Leitung 147 kann hier auf 300% reduziert werden und liegt somit unter dem Wert des marktorientierten Szenarios. Der obere Whisker liegt bei einer Auslastung von etwa 175%. Dies bedeutet, dass 99,65% der Zeit die Auslastung unter 175% liegt, dies stellt eine merkbare Verbesserung zu den etwa 350% im Basisszenario dar.

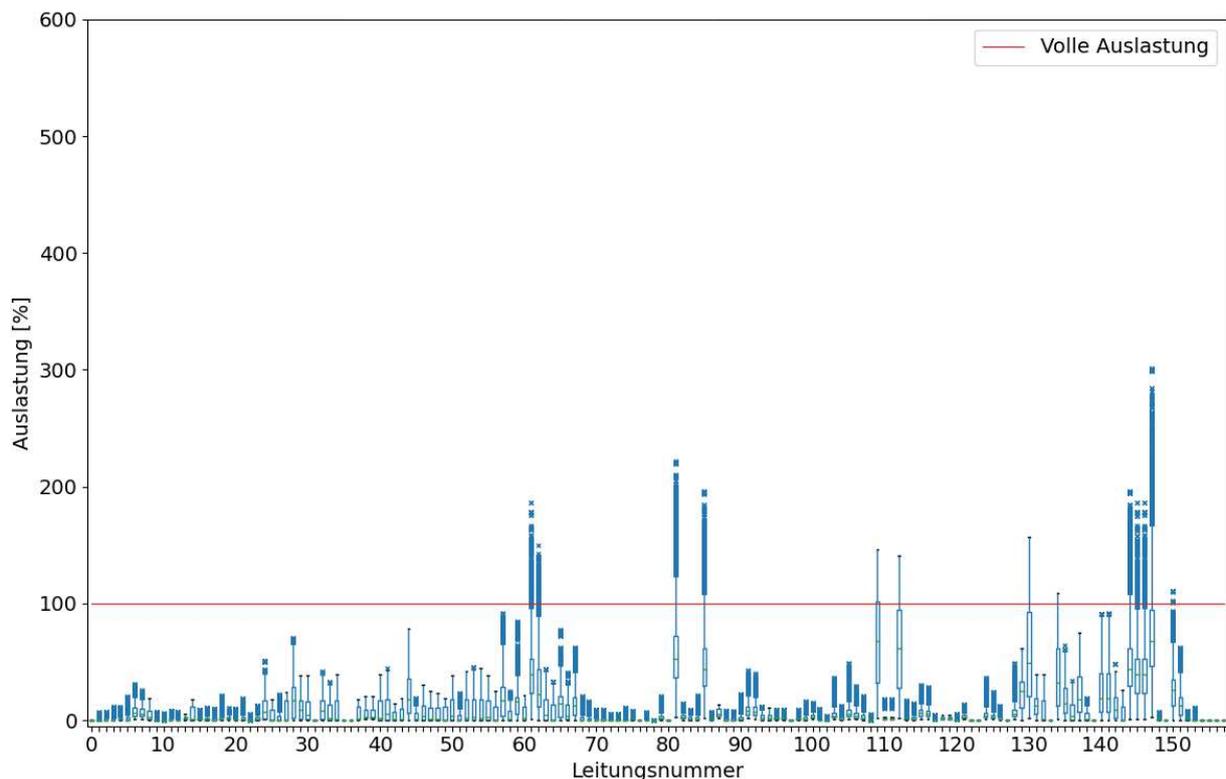


Abbildung 6-10: Leitungsauslastung je Leitung im suburbanen Netz für das netzorientierte Szenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

Gesamtheitlich betrachtet sind nach der netzorientierten Optimierung 13 Leitungen, von zuvor 25 Leitungen, überlastet. Davon überschreiten fünf Leitungen die Auslastungsgrenze nur mit Ausreißern, die 0,35% des Zeitraums repräsentieren, somit sind diese Leitungen zu 99,65% der Zeit nicht überlastet. Die Leitungen 109, 112, 130, 134 und 137 stellen dabei vom Transformator startend in der angegebenen Reihenfolge die Hauptleitungen des zweiten Strangs dar. Die Leitungen 81, 85, 147, 144, 145, 61, 146 und 150 stellen vom Transformator startend in dieser Reihenfolge die Hauptleitungen des vierten Strangs dar. Leitung 62 ist mit bis zu 150% die einzige überlastete Hausanschlussleitung. Die Leitung befindet sich am letzten Knoten von Strang vier und die Überlastung der Leitung ist der Tatsache geschuldet, dass dem angeschlossenen Verbraucher 68 im Jahr 2040 sieben Elektroautos zugeordnet werden. Die Stränge eins und drei sind im netzorientierten Szenario unbedenklich. Es zeigt sich in Summe nun auch, dass besonders die Hauptleitungen der Stränge für den hohen Durchdringungsgrad der Elektromobilität zu klein dimensioniert sind und sich somit ein Ausbau nicht vermeiden lassen wird.

Im Anschluss erfolgt eine Betrachtung der Auslastungssituation im ländlichen Netz. In Abbildung 6-11 werden alle Leitungen des Basisszenarios dargestellt. Im Vergleich zum suburbanen Netz ist die Auslastungssituation im ländlichen Netz unkritisch. Im Basisszenario ist lediglich eine Leitung mit einem Maximalwert von etwa 130% überlastet. Diese eine Leitung stellt den ersten Abschnitt der Hauptleitung des mittleren Strangs nach dem Transformator dar.

In Abbildung 6-12 erfolgt eine Darstellung der Ergebnisse nach der marktorientierten Optimierung. Wie schon im vorangehenden Kapitel angeführt, ist es im ländlichen Netz bereits im marktorientierten Szenario möglich die Auslastungen so weit zu reduzieren, dass die Auslastungsgrenze nicht mehr verletzt wird. Die marktorientierte Optimierung stellt jedoch keine Garantie für eine Verbesserung dar. Durch die Korrelation aus nachts niedrigem Day-Ahead Preis, verschiebbaren Lasten und Haushaltsverbrauch ergibt sich allerdings in diesem Fall eine sichtliche Verbesserung mit einem Maximalwert bei Leitung 4 von knapp unter 100%.

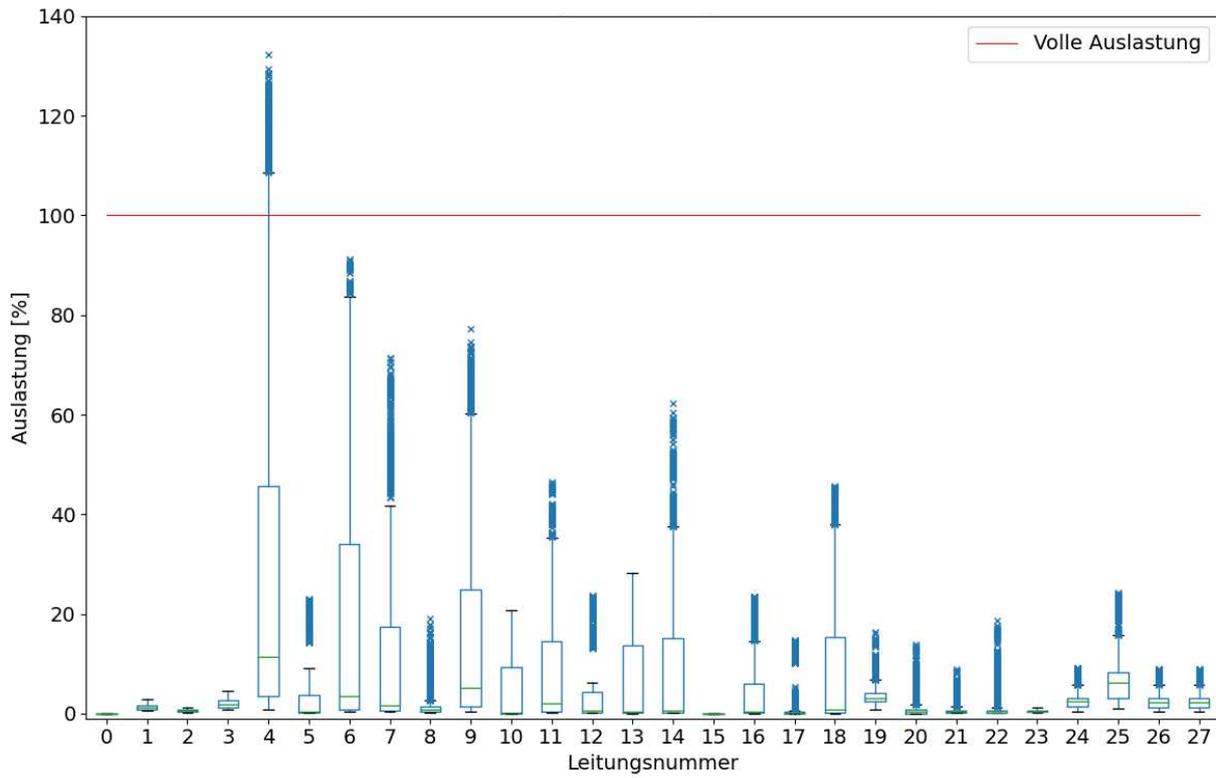


Abbildung 6-11: Leitungsauslastung je Leitung im ländlichen Netz für das Basisszenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

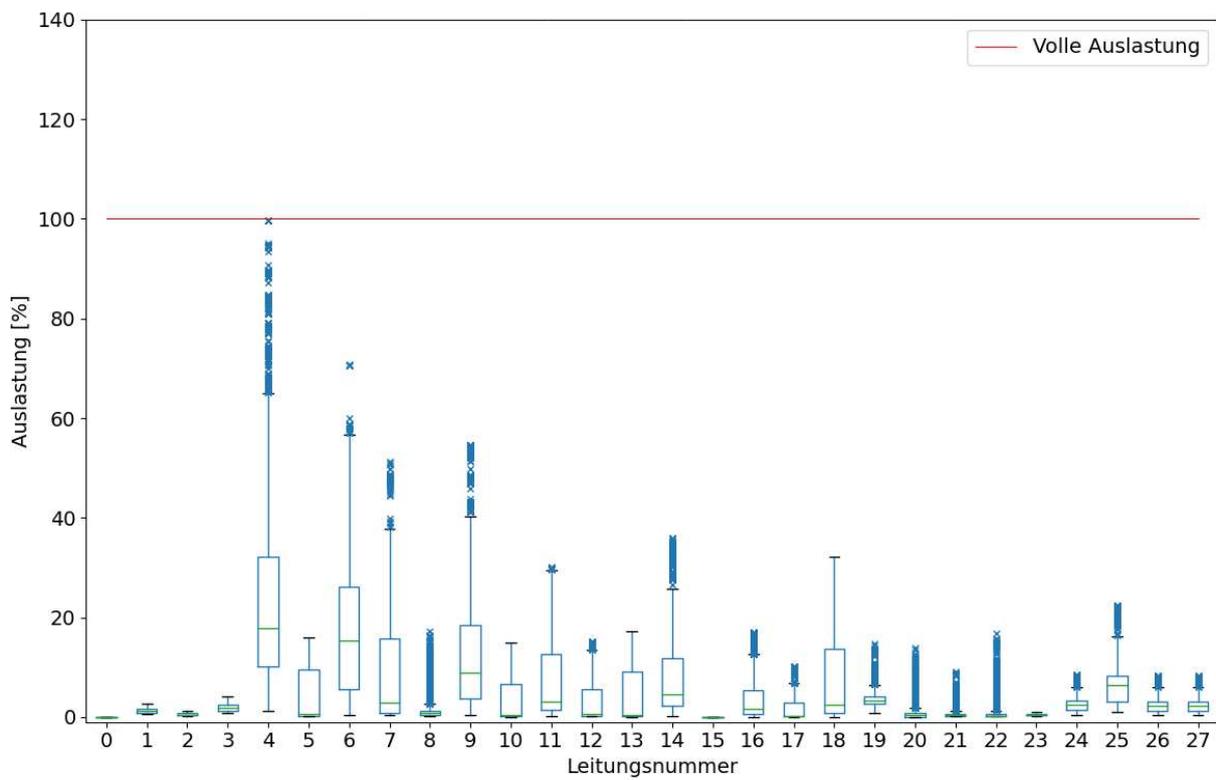


Abbildung 6-12: Leitungsauslastung je Leitung im ländlichen Netz für das marktorientierte Szenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

Die Ergebnisse des netzorientierten Szenarios werden in Abbildung 6-13 dargestellt. Die Situation nach der netzorientierten Optimierung ist im Hinblick auf die Leitungsauslastungen gänzlich unkritisch, denn der Peak liegt bei etwa 70%. Die zweitkritischste Leitung, Leitung 6, stellt eine Hausanschlussleitung im mittleren Strang dar. Diesem Verbraucher (Nummer 11) werden im Jahr 2040 vier Elektroautos zugeordnet, wodurch sich die hohe Leitungsauslastung der Anschlussleitung ergibt.

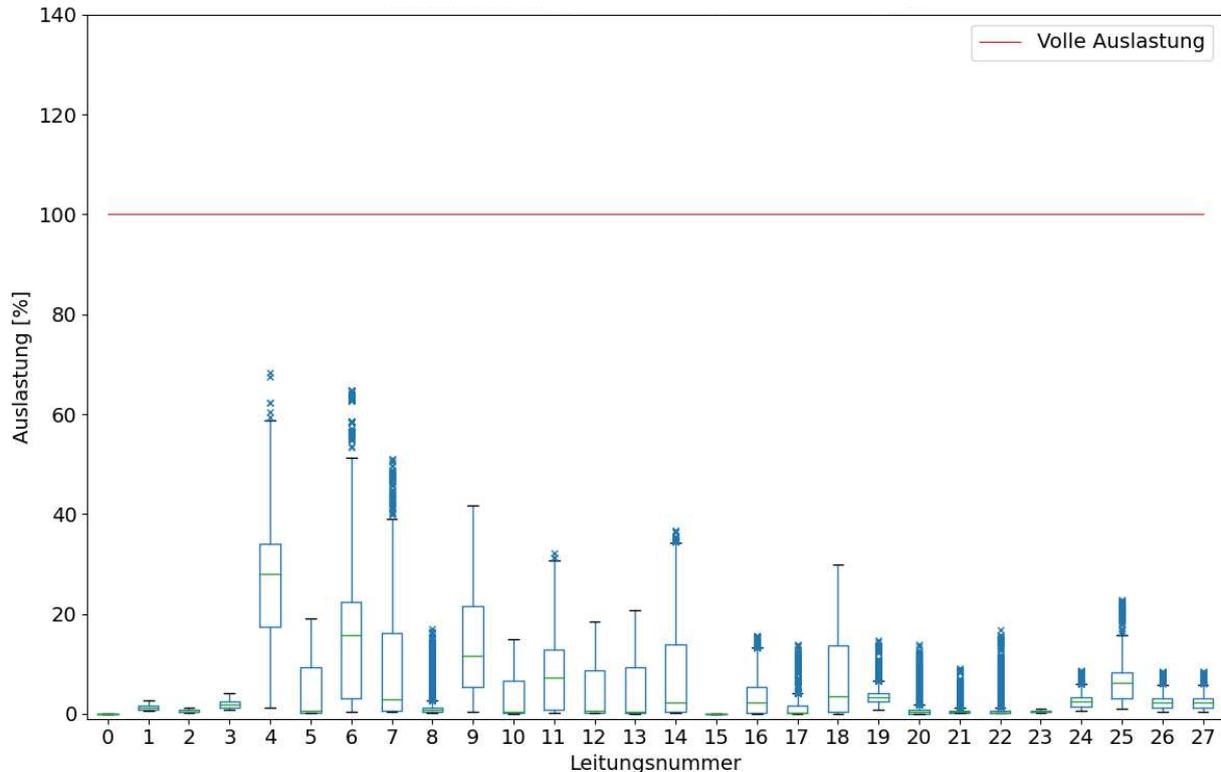


Abbildung 6-13: Leitungsauslastung je Leitung im ländlichen Netz für das netzorientierte Szenario in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

Bei der finalen Betrachtung der Leitungsauslastungen beider Netze und Szenarien zeigt sich, dass die Optimierungen in jedem Fall einen positiven Effekt auf die Auslastungen haben. Insbesondere die netzorientierte Optimierung kann die Leitungsauslastungen merkbar senken und häufig auch die maximalen Auslastungen der besonders kritischen Leitungen nahezu halbieren. So kann die maximale Auslastung der am stärksten belasteten Leitung im suburbanen Netz von 550% auf 300% reduziert werden.

6.3 Knotenspannung

Neben den Leitungsauslastungen stellen die Knotenspannungen den zweiten wichtigen Parameter dar, um die Gesamtsituationen der Netze zu bewerten. Die Auswertung des Basisszenarios in Kapitel 5.2 zeigt bereits die schlechte Ausgangssituation im Hinblick auf die Einhaltung der Spannungsgrenzen. So ist im suburbanen Netz ein Abfall der Spannung auf bis zu 110 V vorhanden. Im ländlichen Netz ist die Situation mit einem Spannungsabfall auf etwa 175 V etwas besser, jedoch dennoch weit vom zulässigen Spannungsband, das im Bereich von 215 V bis 240 V liegt, entfernt. In den folgenden Unterkapiteln wird die Gesamtsituation im Hinblick auf die Zeitreihen genauer analysiert bevor die statistische Analyse der einzelnen Knoten erfolgt.

6.3.1 Zeitreihenanalyse und Trendbetrachtung der Knotenspannungen

Die Zeitreihenanalyse verfolgt den Zweck die durch die Lastverschiebungen in den Szenarien resultierenden zeitlichen Spannungsänderungen näher zu analysieren. In Abbildung 6-14 erfolgt die Darstellung aller Knotenspannungen im suburbanen Netz für das Jahr 2030. Die Knotenspannungen der unterschiedlichen Szenarien werden dabei jeweils in derselben Farbe übereinandergelegt, um den generellen Trend zu analysieren.

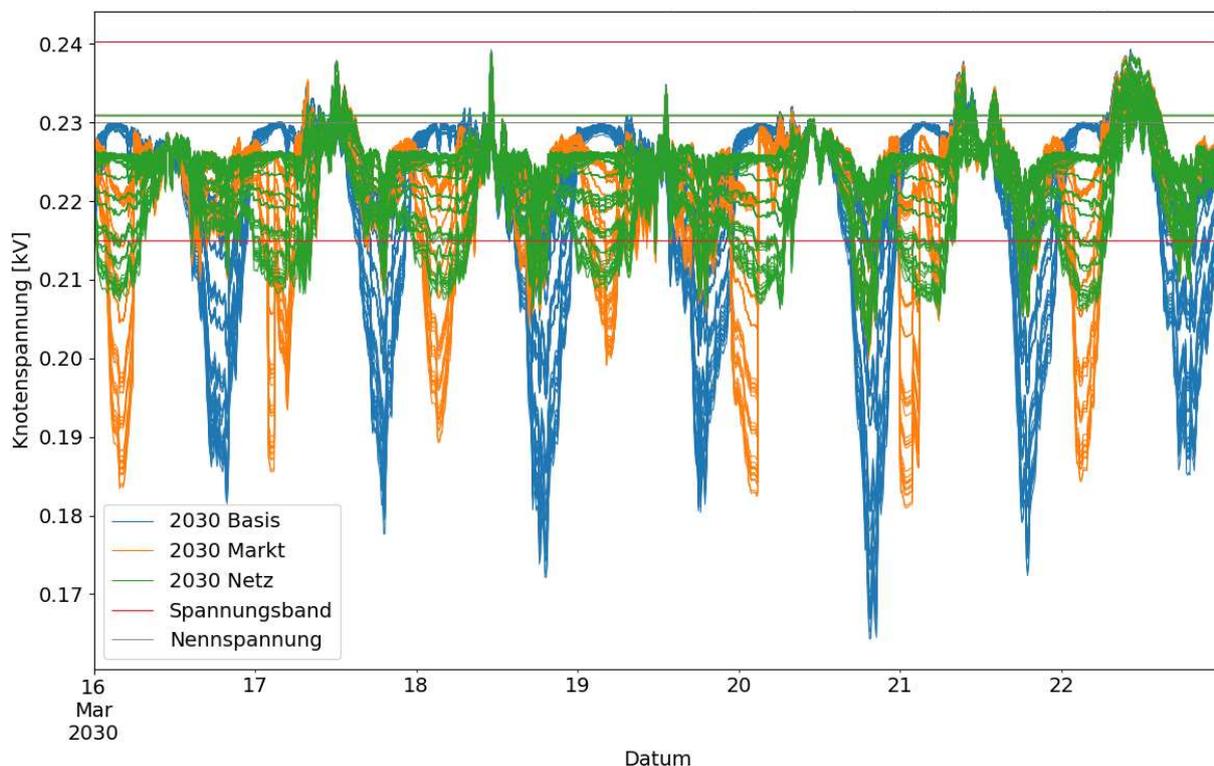


Abbildung 6-14: Knotenspannungen des suburbanen Netzes im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2030

Der Trend der Gesamtleistung am Transformator, sowie der Leitungsauslastungen setzt sich für die Knotenspannungen fort. Im marktorientierten Szenario ergeben sich nach der Optimierung zwei Spannungstäler, eines Abends und eines Nachts. Dies korreliert mit den Leitungsauslastungen vom Kapitel 6.2.1 zuvor und zeigt sehr gut die Abhängigkeit der Knotenspannungen von der jeweils anliegenden Last. Im marktorientierten Szenario ist es bereits möglich die Tiefe der Spannungstäler etwas zu reduzieren. So ist das absolute Spannungstief am Knoten mit dem größten Spannungseinbruch von etwa 165 V im Basisszenario auf etwa 180 V gestiegen. Dennoch kommt es im marktorientierten Szenario

im Jahr 2030 im suburbanen Netz zu sehr markanten Spannungsbandverletzungen, wie in der Darstellung erkennbar.

Im Gegensatz zum marktorientierten Szenario, das auf minimale Kosten abzielt, hat das netzorientierte Szenario ein optimiertes Netz zum Ziel. Im Jahr 2030 zeigt sich für das suburbane Netz dabei eine deutliche Reduktion der Tiefe der Spannungstäler. Das netzorientierte Szenario hat nachts ein konstantes Spannungstief mit einem Minimalwert von 206 V, im Vergleich zu den markanten Spannungseinbrüchen im marktorientierten Szenario auf bis zu 180 V. In den Abendstunden verbleibt ein Spannungseinbruch durch die nicht verschiebbaren Lasten auf bis zu 200 V. Zudem ist aufgrund fehlender Speichermöglichkeiten keine Veränderung der vorhandenen Überspannungen erkennbar. Diese werden durch die Einspeisung der Photovoltaikanlagen verursacht. Dies zeigt erneut die Beeinflussbarkeit der Knotenspannungen von verschiebbaren Lasten. In Summe kann jedoch auch im netzorientierten Szenario, in einer ersten ganzheitlichen Betrachtung, das Spannungsband nicht eingehalten werden.

Im Jahr 2040 ist die Durchdringung der Elektromobilität mit 50% deutlich höher, wodurch der absolute Tiefpunkt im suburbanen Netz, wie in Abbildung 6-15 erkennbar, bei 110 V liegt. Dies entspricht weniger als der Hälfte der Nennspannung von 230 V.

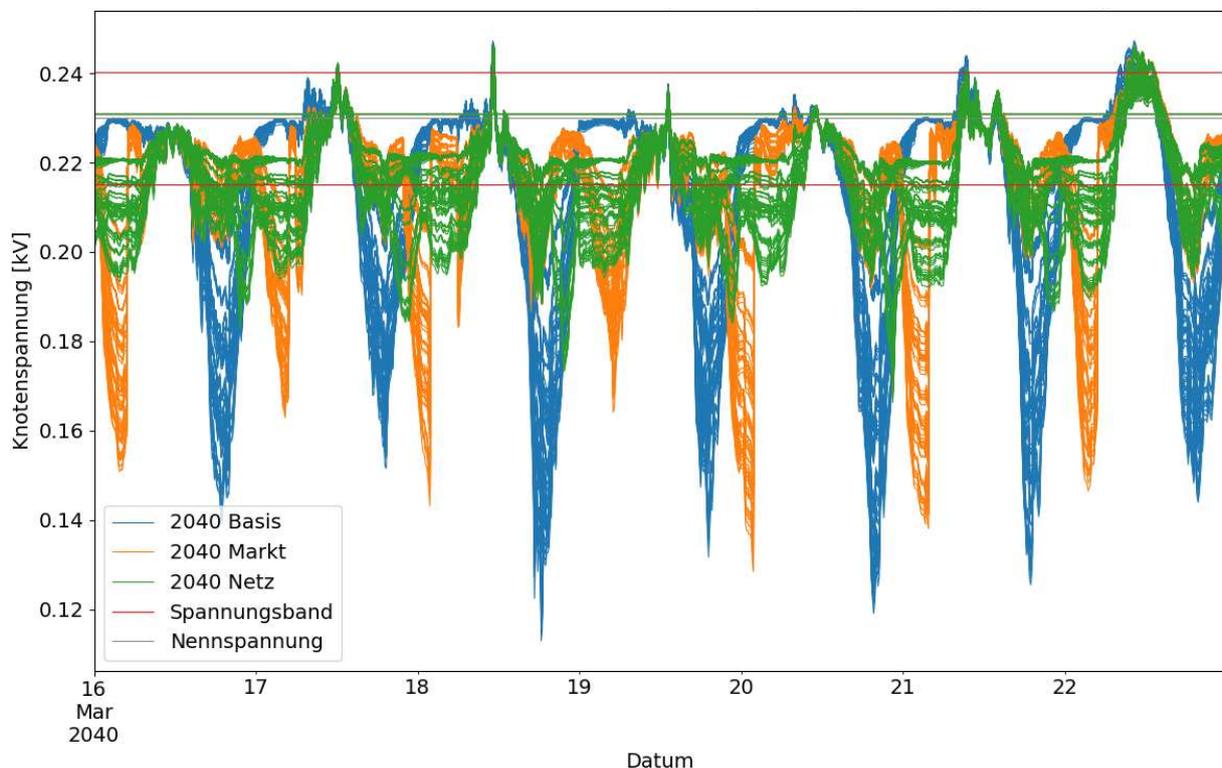


Abbildung 6-15: Knotenspannungen des suburbanen Netzes im Basisszenario und nach mark-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

Das absolute Spannungsminimum befindet sich im marktorientierten Szenario bei etwa 130 V, was eine kleine Verbesserung zu den 110 V im Basisszenario darstellt. Interessant ist die Tatsache, dass am Tag mit dem größten Spannungseinbruch im Basisszenario eine Verbesserung von 110 V auf 165 V erreicht werden kann. Dadurch ist dieser Tag nun mit einem Abstand von 35 V nicht mehr jener mit dem größten Spannungseinbruch.

Das netzorientierte Szenario führt auch im Jahr 2040 zu einer merkbaren Verbesserung der Spannungssituation durch eine Anhebung der Knotenspannungen. Hierbei liegt der tägliche nächtliche Tiefpunkt bei minimal 190 V, im Vergleich zu 110 V im Basisszenario und 130 V im marktorientierten

Szenario. Analog zum Jahr 2030 im suburbanen Netz wird das absolute Spannungstief von nicht verschiebbaren Lasten verursacht, wie es etwa die Ladung des Elektroautos bei unter 40% Ladestand und der Hausverbrauch sind. Dadurch werden Tiefpunkte mit etwa 165 V in den Abendstunden verursacht.

Aufgrund der Übersichtlichkeit wird beim ländlichen Netz auch hier auf eine Darstellung des Jahres 2030 verzichtet (Anhang Kapitel 10.4). In Abbildung 6-16 erfolgt eine Darstellung der Knotenspannungen des ländlichen Netzes im Jahr 2040. Im Jahr 2040 kommt es im ländlichen Netz weder im markt- noch im netzorientierten Szenario zu Überschreitungen der Leitungsauslastungen, wie bereits in Kapitel 6.2 analysiert. Im Hinblick auf die Knotenspannungen zeigen sich in der Abbildung jedoch in beiden Szenarien weiterhin Spannungsbandverletzungen.

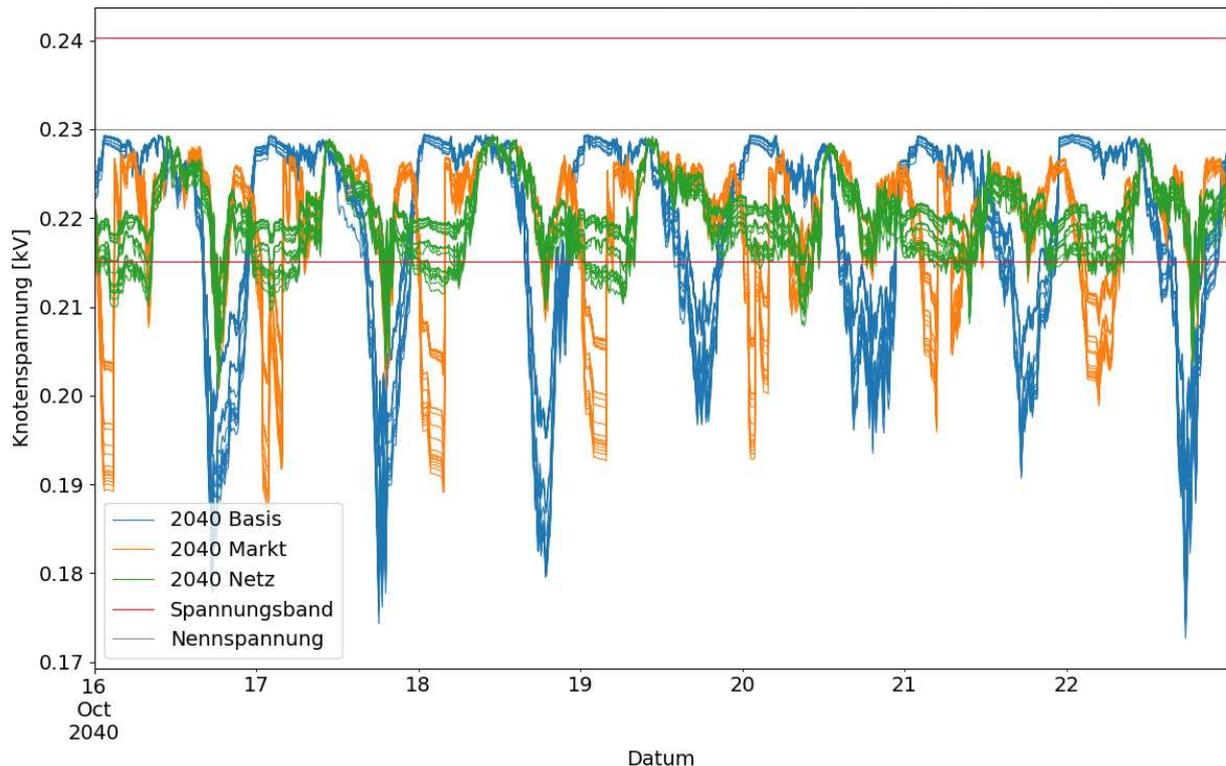


Abbildung 6-16: Knotenspannungen des ländlichen Netzes im Basisszenario und nach markt-, sowie netzorientierter Optimierung in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

Im marktorientierten Szenario treten täglich in allen Knoten durch die Nachttäler Spannungsbandverletzungen auf, auch wenn sich der absolute Tiefpunkt von etwa 175 V auf 185 V verbessert hat. Die Verletzung des Spannungsbands in allen Knoten verdeutlicht die kritische Situation die durch die hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge im marktorientierten Szenario, aber auch im Basisszenario auftritt. Wie bereits in vorangegangenen Kapiteln erläutert, ist die Optimierungsbasis für jeden Haushalt im marktorientierten Szenario mit dem Day-Ahead Preis gleich und bleibt unverändert. Dadurch ist auch der optimale Fall, unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit der Elektroautos, für alle Haushalte gleich wodurch hohe Gleichzeitigkeiten der verschiebbaren Lasten entstehen.

Im netzorientierten Szenario ist auch im ländlichen Netz die Einhaltung des erlaubten Spannungsbands nicht möglich. Ähnlich wie im suburbanen Netz wird hier das absolute Spannungsminimum durch die nicht verschiebbaren Lasten in den Abendstunden verursacht und liegt bei etwa 200 V. In den Nachtstunden verletzen nicht alle Knoten täglich das Spannungsband und die Minima liegen in vielen Fällen über 210 V, mit nur sehr kurzen Tälern mit bis zu 208 V. Dies zeigt die Wirksamkeit der netzorientierten Optimierung im Hinblick auf die Verringerung der Gleichzeitigkeit durch den iterativen Ansatz bei der Optimierung.

6.3.2 Extremwertbetrachtung und statistische Analyse der einzelnen Knoten

Die Extremwertbetrachtung der einzelnen Knotenspannungen ist notwendig, um die Gesamtsituation besser beurteilen zu können, da in der Zeitreihenanalyse vor allem die Knoten mit den geringsten Spannungen herausstechen. Aufgrund der Übersichtlichkeit erfolgt die Betrachtung lediglich für das Jahr 2040, die Diagramme für das Jahr 2030 werden im Anhang unter Kapitel 10.4 beigelegt. In der folgenden Abbildung 6-17 wird das Basisszenario für die Knoten des suburbanen Netzes im Jahr 2040 dargestellt.

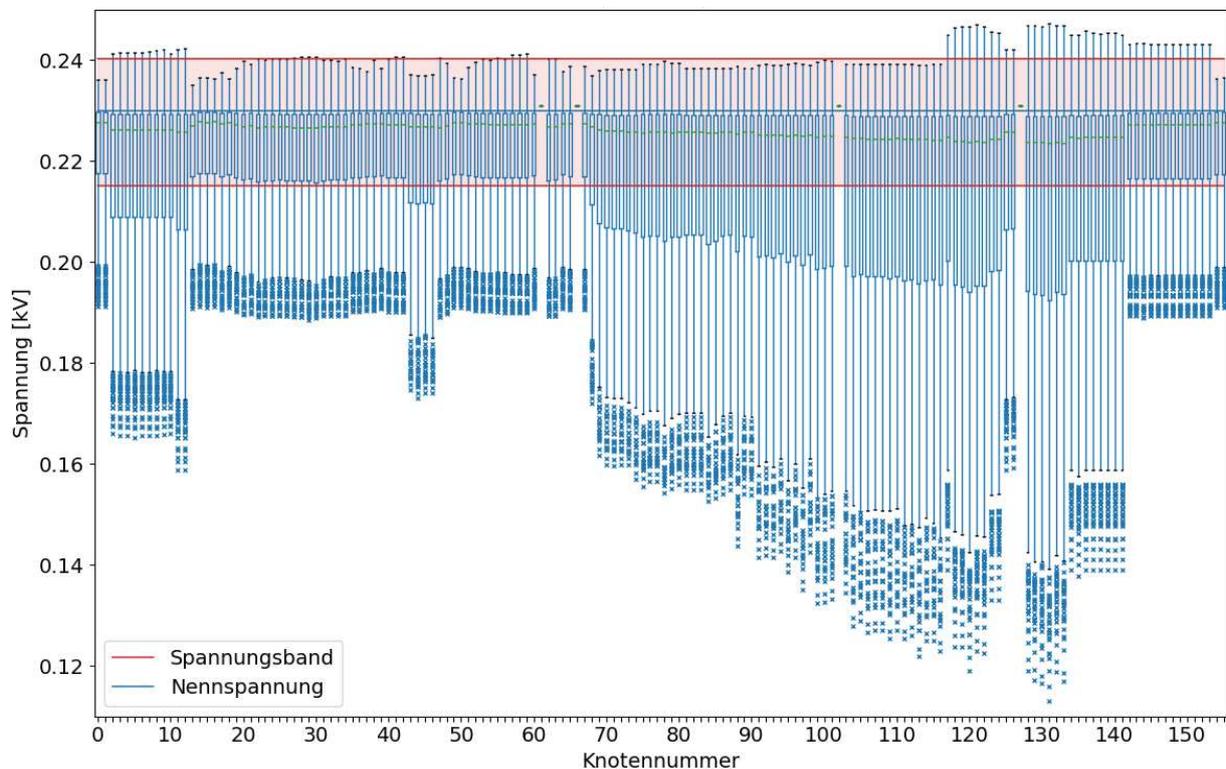


Abbildung 6-17: Darstellung aller Knotenspannungen im suburbanen Netz im Basisszenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche

Das Basisszenario besitzt, wie bereits bei der Analyse in Kapitel 5.2.1 erläutert und im vorhergehenden Unterkapitel 6.3.1 angekündigt, im Jahr 2040 Spannungseinbrüche auf bis zu 110 V. Die Spannungsbandverletzungen stellen im Basisszenario ein gesamtheitliches Problem für alle Knoten dar. In etwa die Hälfte aller Knoten hat zudem Spannungsbandverletzungen in zumindest 25% des Betrachtungszeitraums, wie ein Blick auf die Lage der Interquartilabstände zeigt. Die drei fehlenden Spannungen stellen unbelastete Knoten dar.

In der nächsten Abbildung, Abbildung 6-18, erfolgt eine Darstellung der Knotenspannungen im suburbanen Netz nach der marktorientierten Optimierung. Wie bereits im vorangegangenen Kapitel erläutert, ist zumindest beim Blick auf die Zeitreihen eine leichte Verbesserung der Spannungssituation erkennbar, da sich die Abendtäler auf Abend- und Nachtäler aufteilen und dadurch in den meisten Fällen geringere Spannungseinbrüche vorhanden sind. Aufgrund der großen Menge an Knoten stehen in der Zeitreihenbetrachtung vorwiegend die Knoten mit den größten Spannungseinbrüchen heraus. Bei diesen kann im marktorientierten Szenario eine Verbesserung von etwa 20 V erreicht werden. Die Darstellung aller Knoten als Boxplots ermöglicht hingegen eine Analyse aller Knotenspannungen.

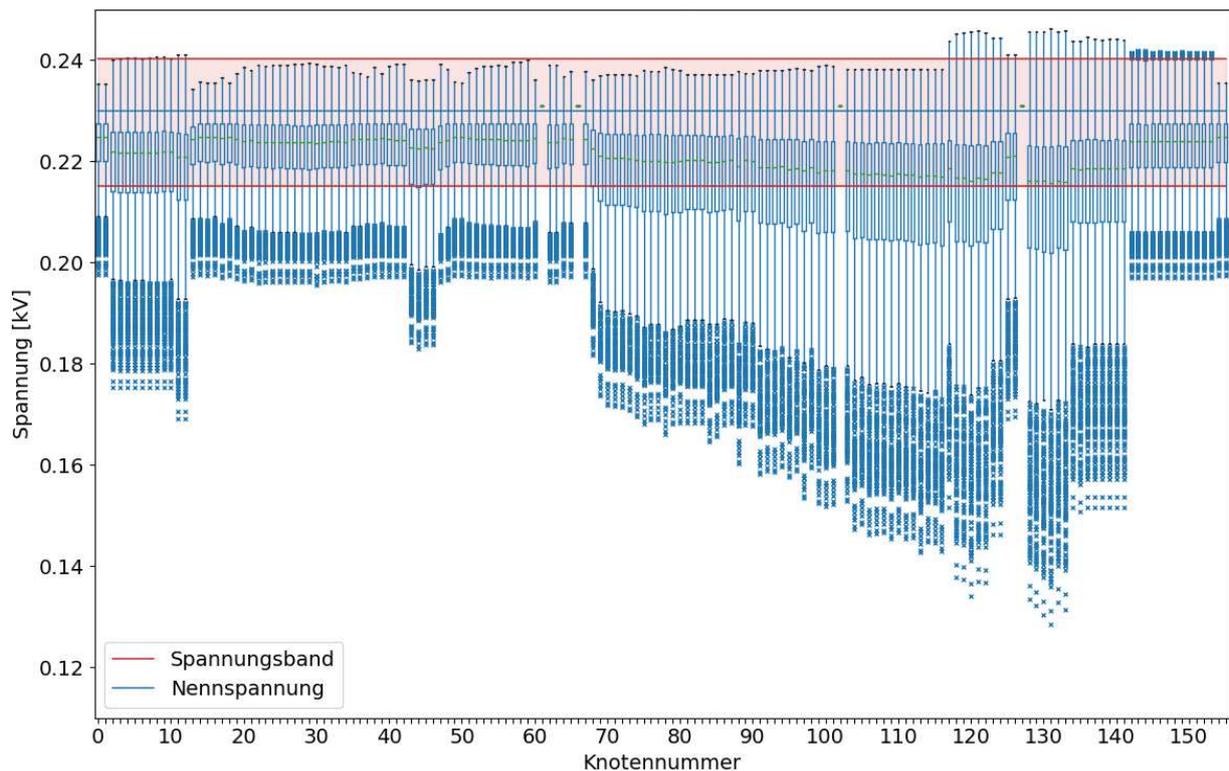


Abbildung 6-18: Darstellung aller Knotenspannungen im suburbanen Netz im marktorientierten Szenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche

Hierbei zeigt sich, dass sich die Verbesserung im marktorientierten Szenario nachhaltig auf alle Knoten bezieht, da die Minima aller Knotenspannungen auf einem etwa 10 V bis 16 V höheren Niveau liegen. Wesentlich an dieser Darstellung ist die Tatsache, dass das Spannungsband jedoch von keinem einzelnen Knoten eingehalten werden kann. Insbesondere beim Blick auf die Knoten 68 bis 141 zeigen sich weiterhin sehr deutliche und lange Überlastungen. Bei jedem dieser Knoten schneidet der Bereich unteres Quartil bis Median die zulässige Spannungsgrenze, was zeigt, dass zwischen 25% und 50% der Zeit bei diesen Knoten eine Spannungsbandverletzung vorliegt. Je näher der Median an der Spannungsgrenze, desto höher auch die Zeit niedriger Spannungen. So sind zum Beispiel die Knoten 128 bis 133 mit einem Median nahe der unteren Spannungsbandgrenze besonders kritisch. Diese liegen am Ende des dritten Stranges. Besonders interessant ist die Tatsache, dass der Median im marktorientierten Szenario im Vergleich zum Basisszenario für alle Knotenspannungen um etwa 2 V bis 10 V niedriger liegt. Dies ist zurückzuführen auf die Tatsache, dass täglich zwei Spannungstäler vorhanden sind, dafür jedoch mit geringeren Tiefen, wodurch sich eine längere Zeitdauer an Spannungsbandverletzungen ergibt.

Das Ergebnis der netzorientierten Optimierung wird in Abbildung 6-19 dargestellt. Die netzorientierte Optimierung führt zu einer deutlichen Verbesserung aller Knotenspannungen. So ist es möglich das Spannungsband für den ersten und dritten Strang annähernd einzuhalten. Lediglich Verletzungen von 1 V bis 3 V unter dem Spannungsband verbleiben bei diesen Strängen im absoluten Extremfall. Beim Blick auf die Knoten 68 bis 141 zeigt sich, dass der Median im netzorientierten Szenario durchwegs entweder sehr knapp über der unteren Spannungsbandgrenze oder teils auch 5 V bis 10 V darunter liegt. Dies bedeutet, dass zu mehr als 50% der Zeit eine Spannungsbandverletzung bei diesen Knoten vorliegt. Gleichzeitig erhöhen sich die Minima in diesen Knoten jedoch mit etwa 50 V sehr deutlich. Dies korreliert mit den im vorangegangenen Unterkapitel 6.3.1 gefundenen Erkenntnissen, dass die Spannungen von tiefen Tälern auf konstante Spannungen wechseln, dafür im Gegenzug jedoch längere Spannungsbandverletzungen vorliegen. Dadurch verschiebt sich der Median aller Knotenspannungen um etwa 6 V bis 14 V nach unten.

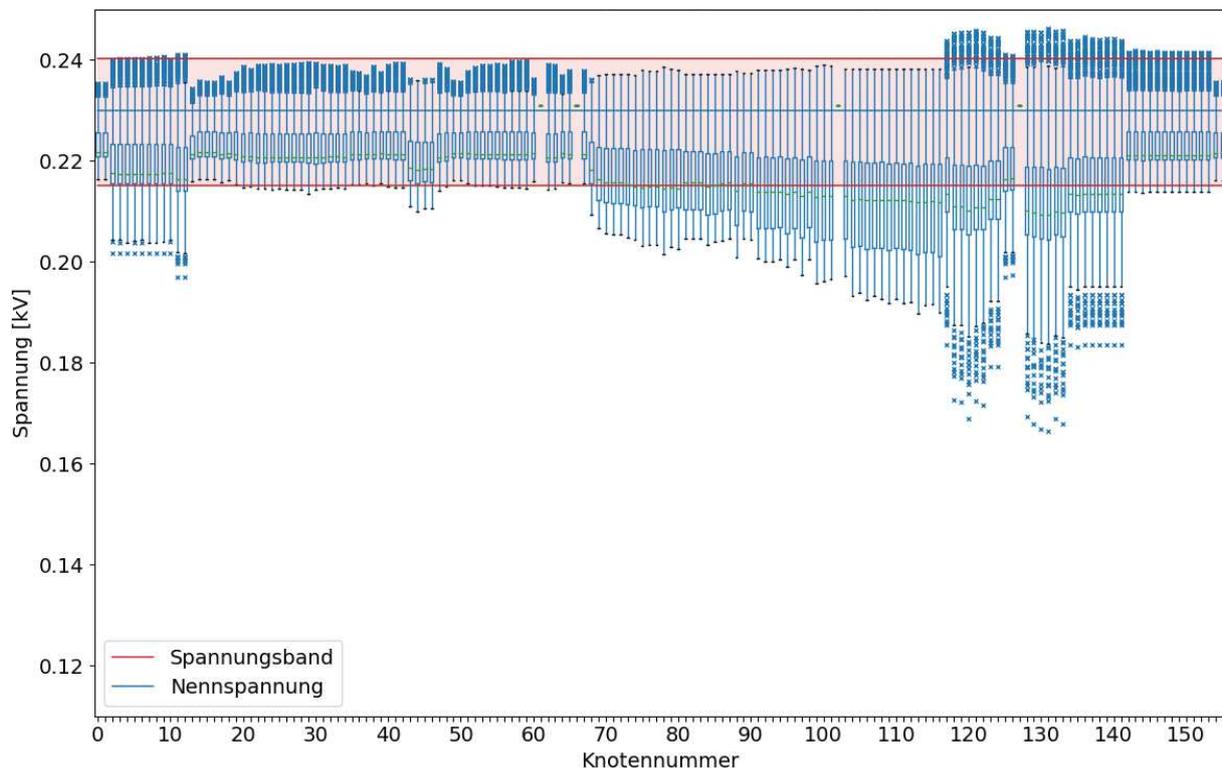


Abbildung 6-19: Darstellung aller Knotenspannungen im suburbanen Netz im netzorientierten Szenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche

Der Interquartilabstand reduziert sich im netzorientierten Szenario zudem auf 6 V bis 18 V von zuvor 13 V bis 36 V im Basisszenario und 7 V bis 21 V im marktorientierten Szenario. Dies verdeutlicht, gemeinsam mit den reduzierten Minima, dass die Knotenspannungen im netzorientierten Szenario konstanter sind als im Basisszenario und im marktorientierten Szenario. Zur besseren Übersicht werden die Änderungen der Knotenspannungen im suburbanen Netz zudem in der nachfolgenden Tabelle 6-1 dargestellt. Dabei werden Anstiege mit positivem Vorzeichen, Abfälle mit negativem Vorzeichen und Differenzen ohne Vorzeichen geschrieben.

Tabelle 6-1: Überblick der Änderungen der Knotenspannungen im suburbanen Netz in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

Szenario	Interquartilabstand	Änderung Median	Änderung Minima
Basis	13 V bis 36 V	-	-
Markt	7 V bis 21 V	-2 V bis -10 V	+10 V bis +16 V
Netz	6 V bis 18 V	-6 V bis -14 V	+26 V bis +54 V

Im nächsten Schritt erfolgt eine Betrachtung des ländlichen Netzes, daher zeigt die folgende Abbildung 6-20 alle Knotenspannungen für das ländliche Netz im Basisszenario des Jahres 2040. Wie bereits zuvor in Kapitel 6.3.1 angekündigt ist die Spannungssituation auch im ländlichen Netz kritisch, da alle Spannungen das Spannungsband verletzen. Für den mittleren Strang (Knoten 4 bis 18) schneidet der Interquartilabstand die untere Grenze des Spannungsbands. Dies bedeutet, dass die Spannungsbandverletzung in zumindest 25% der Zeit auftritt.

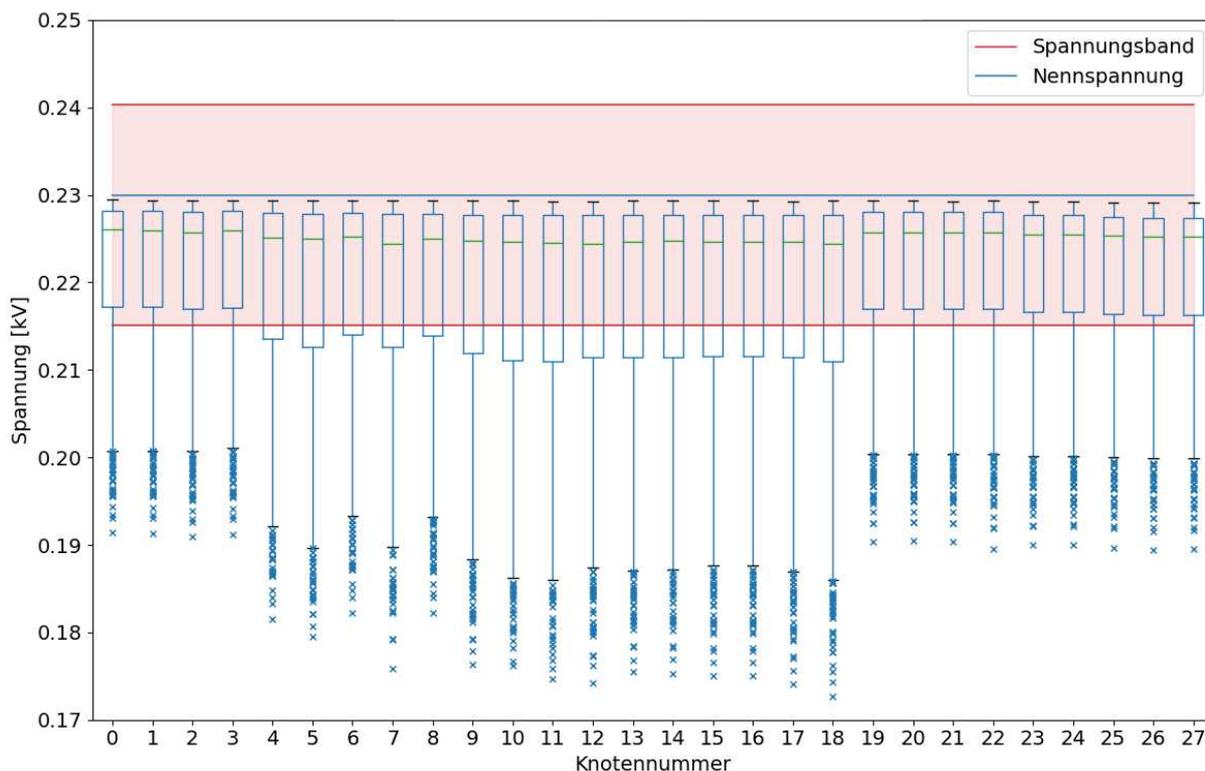


Abbildung 6-20: Darstellung aller Knotenspannungen im ländlichen Netz im Basisszenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche

Die Auswirkungen der marktorientierten Optimierung werden in Abbildung 6-21 dargestellt. Es zeigt sich, wie bereits beim suburbanen Netz, dass der Median im marktorientierten Szenario um etwa 2 V bis 3 V niedriger liegt als im Basisszenario.

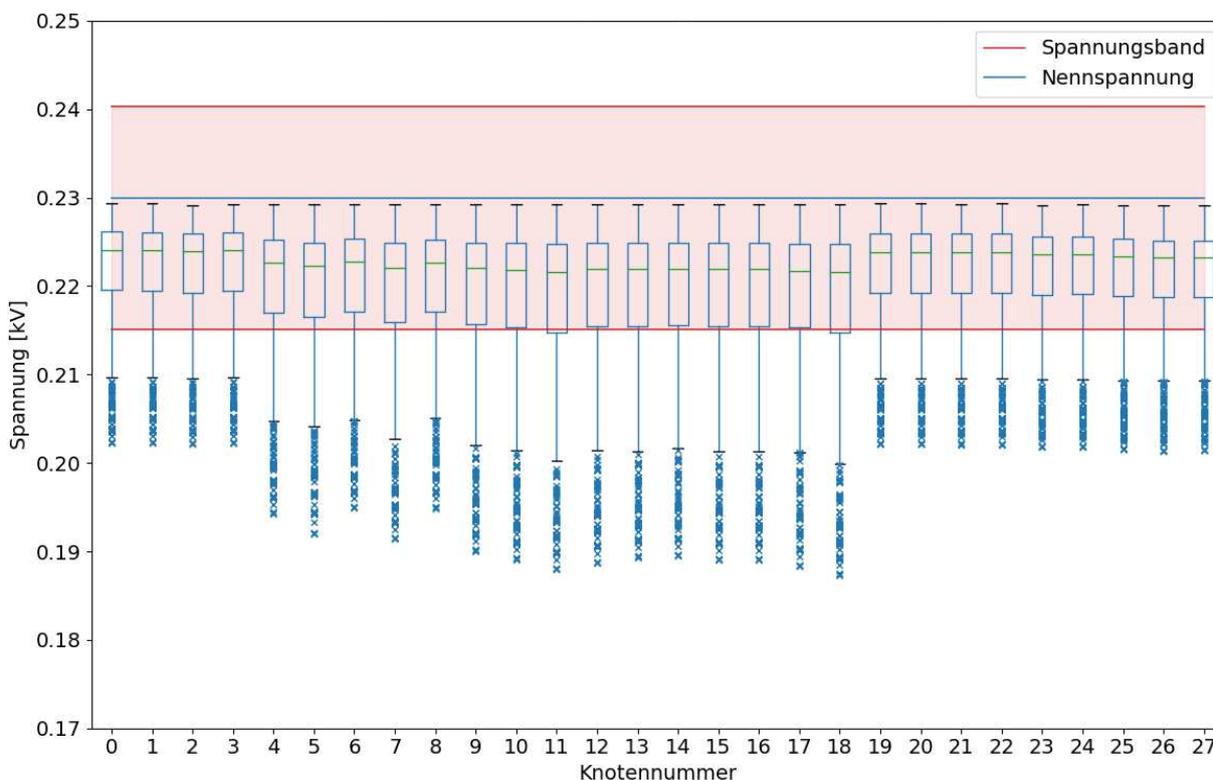


Abbildung 6-21: Darstellung aller Knotenspannungen im ländlichen Netz im marktorientierten Szenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche

Dafür erhöhen sich die Minima der Knotenspannungen merkbar um etwa 10 V bis 18 V. Der Interquartilabstand der einzelnen Knotenspannungen überschreitet die untere Spannungsgrenze lediglich in zwei Fällen sehr knapp. Das bedeutet, dass sich der Median zwar auf einem niedrigeren Niveau befindet, im gesamten die Dauer der Spannungsgrenzeverletzungen jedoch dennoch abnimmt. Die Situation im Hinblick auf die Knotenspannungen im ländlichen Netz ist daher im marktorientierten Szenario besser als im Basisszenario, auch wenn dies nicht das Optimierungsziel dieses Szenarios darstellt.

Die Ergebnisse der netzorientierten Optimierung werden in Abbildung 6-22 dargestellt. Im netzorientierten Szenario sinkt der Median aller Knotenspannungen merkbar ab und liegt im Vergleich zum Basisszenario um 5 V bis 9 V niedriger. Gleichzeitig zeigt sich jedoch eine deutliche Verbesserung bei der Tiefe der Spannungstäler um etwa 20 V bis 25 V.

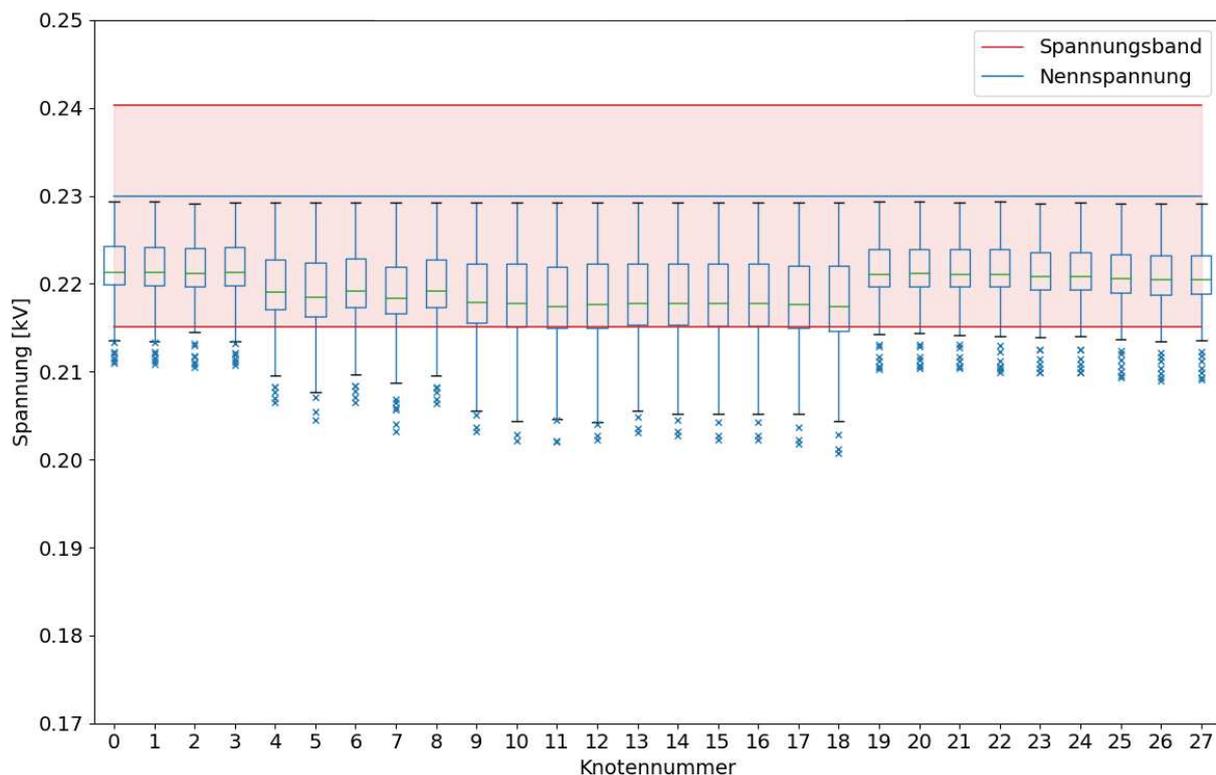


Abbildung 6-22: Darstellung aller Knotenspannungen im ländlichen Netz im netzorientierten Szenario für das Jahr 2040 in der Worst-Case Woche

Interessant ist auch die Tatsache, dass der Interquartilabstand der Knotenspannungen mit 4 V bis 8 V deutlich kleiner ist als im Basisszenario mit 11 V bis 17 V und im marktorientierten Szenario mit 6 V bis 10 V. Das ist gemeinsam mit den höheren Minima, ein Zeichen dafür, dass die Knotenspannungen in diesem Szenario deutlich kontinuierlicher sind, da der Interquartilabstand 50% aller Werte abdeckt. Es bleibt jedoch bei der Tatsache, dass der mittlere Strang des ländlichen Netzes zu etwa 25% der Zeit einen unzulässigen Spannungswert annimmt.

Zur besseren Übersichtlichkeit der Änderungen der Knotenspannungen im ländlichen Netz für die unterschiedlichen Szenarien erfolgt in Tabelle 6-2 eine tabellarische Auflistung. Dabei werden Anstiege mit positivem Vorzeichen, Absenkungen mit negativem Vorzeichen und Differenzen ohne Vorzeichen versehen.

Tabelle 6-2: Überblick der Änderungen der Knotenspannungen im ländlichen Netz im Jahr 2040 in der Worst-Case Woche

Szenario	Interquartilabstand	Änderung Median	Änderung Minima
Basis	11 V bis 17 V	-	-
Markt	6 V bis 10 V	-2 V bis -3 V	+10 V bis +18 V
Netz	4 V bis 8 V	-5 V bis -9 V	+20 V bis +25 V

6.4 Energiekosten

Im folgenden Unterkapitel werden die Energiekosten der Haushalte vor und nach den Optimierungen näher betrachtet. Für eine Umsetzung in die Realität wäre insbesondere dieser Parameter von entscheidender Bedeutung für die Endverbraucher. Für die marktorientierte Optimierung stellen die Kosten das übergeordnete Ziel der Optimierung dar, daher ist eine Kostenbetrachtung hier besonders wichtig. Im netzorientierten Szenario sind die Kostenveränderungen nur eine Nebenerscheinung der bestmöglichen Netzsituation, steigen die Kosten zu sehr ist es jedoch schwierig den Optimierungsprozess in der Realität anzuwenden, daher ist auch hier eine Kostenbetrachtung notwendig. Die Netzkosten je Kilowattstunde sind konstant und Vehicle-To-Grid kommt in beiden Szenarien nicht zur Anwendung, wodurch die Levelized Costs of Storage keinen Einfluss auf das Ergebnis haben. Dementsprechend werden in diesem Kapitel nur die Energiekosten untersucht.

Im Vergleich zu den bisherigen Betrachtungen erfolgt die Betrachtung der Kosten für die vollen neun Tage die optimiert werden. Dies hat den Hintergrund, dass der Optimalfall stets für neun Tage gebildet wird. Bei der Betrachtung von nur sieben Tagen kann es dazu kommen, dass die Energiekosten im netzorientierten Szenario geringer sind als im marktorientierten Szenario. Dies ist jedoch mit Blick auf das Optimierungsmodell technisch nicht möglich, denn das marktorientierte Szenario stellt stets das absolute Kostenminimum dar, jedoch für die vollen neun Tage.

Die Kostenveränderungen für die ersten 25 Haushalte im suburbanen Netz werden in Abbildung 6-23 dargestellt. Auf eine Darstellung aller Haushalte wird aufgrund der Übersichtlichkeit verzichtet, sie werden jedoch dem Anhang unter Kapitel 10.5 angefügt. Bei einer ersten Betrachtung des Diagramms zeigt sich, dass es sowohl im marktorientierten als auch im netzorientierten Szenario zu Kostenreduktionen kommt. Der Trend ist sowohl für das Jahr 2030 als auch für das Jahr 2040 gültig. In den meisten Fällen ergeben sich höhere Energiekosten im Jahr 2040.

Eine Ausnahme stellen hierzu die Haushalte 10, 11 und 24 dar. Die Kostenreduktion zwischen den beiden Betrachtungsjahren wird durch das Hinzukommen einer Photovoltaikanlage begründet. Die Haushalte 18 bis 21 und 23 verdeutlichen die unterschiedlichen Durchdringungsgrade der Elektromobilität in den Jahren 2030 und 2040. Hierbei werden die Kostensprünge zwischen den beiden betrachteten Jahren durch das Hinzukommen von zumindest einem Elektroauto verursacht. Die identen Kosten aller Szenarien für Haushalt 20 im Jahr 2040 sind ein Resultat aus Inputdaten die keine Möglichkeiten für Lastverschiebungen zulassen und somit nicht optimierbar sind. Daher wird die Lastkurve des Basisszenario für die beiden optimierten Szenarien übernommen.

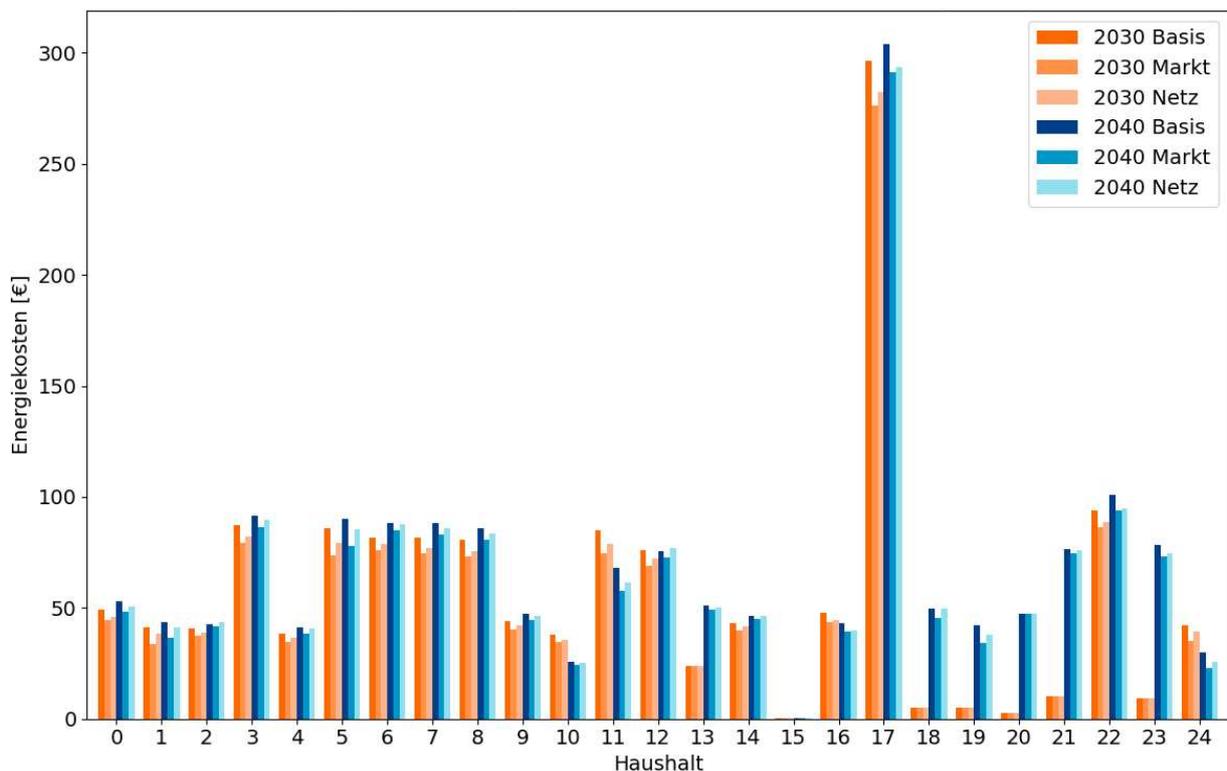


Abbildung 6-23: Kostenentwicklung für 25 Haushalte des suburbanen Netzes im markt-, sowie netzorientierten Szenario für die Jahre 2030 und 2040 in der jeweiligen Worst-Case Woche

Zur besseren Veranschaulichung der Kostenunterschiede im suburbanen Netz in den unterschiedlichen Szenarien werden die Ergebnisse tabellarisch in Tabelle 6-3 als Durchschnittswerte für alle Haushalte, beziehungsweise für alle Haushalte mit Elektroauto aufgelistet. Wie in der Tabelle zu sehen, ist im marktorientierten Szenario durch die Optimierung eine Kostenersparnis je Haushalt mit Elektroauto von 9,7% im Jahr 2030, sowie von 8,1% im Jahr 2040 möglich. In absoluten Werten führt dies zu Einsparungen von 6,77 €, beziehungsweise 6,64 €, über einen Zeitraum von neun Tagen.

Tabelle 6-3: Kostenveränderungen im suburbanen Netz je Szenario in der jeweiligen Worst-Case Woche

Szenario	Relative Kostenreduktion je Haushalt mit E-Auto	Absolute Kostenreduktion je Haushalt mit E-Auto	Durchschnittliche Kosten je Haushalt mit E-Auto	Durchschnittliche Kosten aller Haushalte im Netz
2030 Basis	-	-	75,15 €	22,70 €
2030 Markt	9,7%	6,77 €	68,37 €	21,22 €
2030 Netz	5,6%	4,12 €	71,03 €	21,80 €
2040 Basis	-	-	86,52 €	43,85 €
2040 Markt	8,1%	6,64 €	79,89 €	40,64 €
2040 Netz	4,1%	3,51 €	83,01 €	42,15 €

Auch im netzorientierten Szenario gibt es Kostenreduktionen, welche jedoch weniger stark ausgeprägt sind. So sind im suburbanen Netz im Jahr 2030 im Durchschnitt die Kosten 5,6% geringer als im Basisszenario. Im Jahr 2040 können durchschnittlich 4,1% der Kosten gespart werden. In absoluten Werten sind dies Reduktionen von 4,12 € und 3,51 € für die Worst-Case Woche. Die netzorientierte Optimierung stellt jedoch keineswegs eine Garantie für reduzierte Kosten dar, wie etwa an Haushalt 12 erkennbar. Die sinkenden Kosten resultieren im netzorientierten Szenario hauptsächlich aus der Tatsache, dass die Day-Ahead Preise nachts günstiger sind als abends und durch die Optimierung die Lasten von den teuren Abendstunden in die günstigen Nachtstunden verschoben werden, weil dies auch einen Zeitraum mit niedrigerer Gesamtlast am Transformator darstellt.

Interessant ist die Verdoppelung der durchschnittlichen Energiekosten je Haushalt zwischen den beiden Betrachtungsjahren bei der Betrachtung aller Haushalte im Netz. Dies korreliert mit dem Durchdringungsgrad der Elektromobilität. So besitzen im Jahr 2030 nur 20% der Haushalte ein Elektroauto, im Jahr 2040 sind es bereits 50%. Zusätzlich steigt auch der Durchdringungsgrad der Photovoltaikanlagen im selben Zeitraum von 35% auf 80%.

Bei der Betrachtung der durchschnittlichen Kosten je Haushalt mit Elektroauto muss berücksichtigt werden, dass diese Kosten auch Haushalte mit mehr als einem Elektroauto beinhalten und durch die unterschiedlichen Durchdringungsgrade im Jahr 2040 mehr Haushalte mehr als ein Elektroauto besitzen können. Dadurch, und durch die Tatsache, dass die Day-Ahead Preise im Jahr 2040 etwa fünf Prozent höher sind, ergeben sich die gestiegenen durchschnittlichen Kosten je Haushalt mit Elektroauto, obwohl zeitgleich auch der Durchdringungsgrad der Photovoltaikanlagen zunimmt.

Im ländlichen Netz zeigt sich für die unterschiedlichen Szenarien ein ähnliches Bild. In Abbildung 6-24 erfolgt die Darstellung der Energiekosten für alle Haushalte des ländlichen Netzes. Das kleinere ländliche Netz ermöglicht eine Darstellung aller Haushalte des Netzes in nur einer Abbildung.

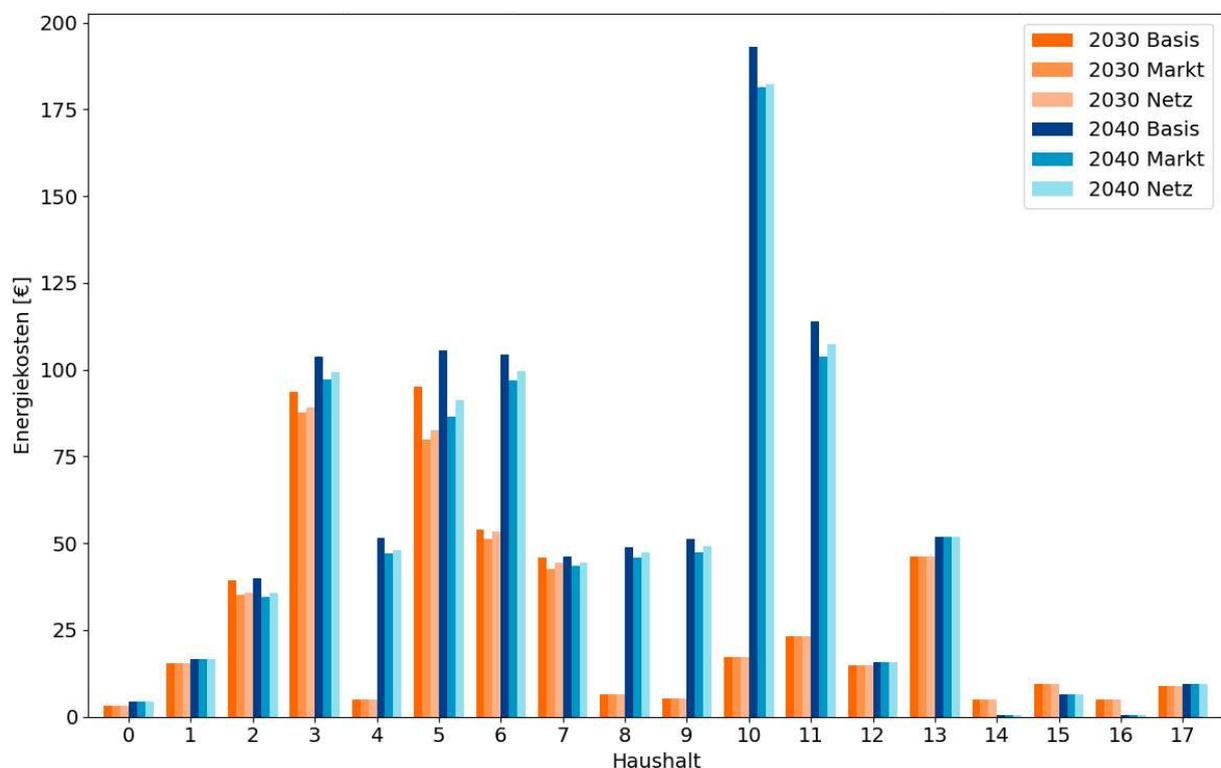


Abbildung 6-24: Kostenentwicklung aller Haushalte des ländlichen Netzes im markt-, sowie netzorientierten Szenario für die Jahre 2030 und 2040 in der jeweiligen Worst-Case Woche

Wie bereits im suburbanen Netz, sind hier die Kostensprünge durch den steigenden Durchdringungsgrad der Elektromobilität zwischen den beiden Betrachtungsjahren erkennbar. So kommt für Haushalt 6 im Jahr 2040 zu einem bestehenden Elektroauto ein weiteres hinzu und Haushalt 4 sowie 8 bis 11 besitzen im Jahr 2040 nun zumindest ein Elektroauto. Haushalt 13 hat bereits nur durch den Hausverbrauch sehr hohe Energiekosten, die auf dem Niveau anderer Haushalte mit einem Elektroauto liegen. Haushalt 14 und 16 besitzen im Jahr 2040 kein Elektroauto, jedoch kommt im Vergleich zum Jahr 2030 eine Photovoltaikanlage hinzu, wodurch sich die Energiekosten reduzieren. Haushalte ohne Elektroauto sind grundsätzlich daran erkennbar, dass die Kosten in allen Optimierungsszenarien gleichbleiben, da es keine verschiebbaren Lasten gibt.

Einen Gesamtüberblick über die Kostenveränderung in den unterschiedlichen Szenarien liefert Tabelle 6-4.

Tabelle 6-4: Kostenveränderungen im ländlichen Netz je Szenario in der jeweiligen Worst-Case Woche

Szenario	Relative Kostenreduktion je Haushalt mit E-Auto	Absolute Kostenreduktion je Haushalt mit E-Auto	Durchschnittliche Kosten je Haushalt mit E-Auto	Durchschnittliche Kosten aller Haushalte im Netz
2030 Basis	-	-	65,59 €	27,39 €
2030 Markt	9,0%	6,24 €	59,34 €	25,65 €
2030 Netz	6,3%	4,51 €	61,07 €	26,13 €
2040 Basis	-	-	85,86 €	53,55 €
2040 Markt	8,8%	7,42 €	78,44 €	49,43 €
2040 Netz	6,2%	5,38 €	80,48 €	50,56 €

Das marktorientierte Szenario führt zu einer durchschnittlichen Kostenreduktion von 9,0% im Jahr 2030, sowie zu 8,8% im Jahr 2040. In Absolutbeträgen sind dies 6,24 €, sowie 7,42 € für eine Dauer von neun Tagen.

Das netzorientierte Szenario führt zu einer durchschnittlichen relativen Kostenreduktion von 6,3% im Jahr 2030, sowie zu 6,2% im Jahr 2040. Dies entspricht einer Reduktion von 4,51 €, sowie 5,38 € in Absolutwerten für eine Dauer von neun Tagen.

Im Hinblick auf die durchschnittlichen Kosten je Haushalt mit Elektroauto und die durchschnittlichen Kosten aller Haushalte ergeben sich im ländlichen Netz dieselben Trends wie bereits für das suburbane Netz beschrieben.

7 ZUSAMMENFASSUNG & ERGEBNISDISKUSSION

Im Zuge dieser Masterarbeit wurde ein Optimierungsmodell zur markt- und netzorientierten Optimierung der Ladevorgänge der Elektroautos entwickelt. Das Modell besteht aus zwei Zielfunktionen, die über das Summengewichtungsverfahren zusammengeführt werden. Marktorientiert bedeutet dabei, dass die Zielfunktion auf Kosten fokussiert ist und die Ladevorgänge der Elektroautos dementsprechend verschoben werden. Netzorientiert bedeutet, dass die Zielfunktion auf eine möglichst geringe Netzbelastung fokussiert ist. Das bedeutet im Zuge dieser Masterarbeit Peak-Clipping und Valley-Filling der Gesamtleistung am Transformator.

Aufbauend auf dem Optimierungsmodell wurden zwei Szenarien definiert. Ein marktorientiertes Szenario und ein netzorientiertes Szenario. Das marktorientierte Szenario hat möglichst geringe Kosten zum Ziel. Der Gewichtungsfaktor der netzorientierten Zielfunktion wird dabei auf 0 gesetzt, wodurch die Netzsituation in diesem Szenario nicht berücksichtigt wird. Das netzorientierte Szenario fokussiert auf eine optimale Netzsituation, während die Kosten unberücksichtigt bleiben. Im Gegensatz zum marktorientierten Szenario wird im netzorientierten Szenario zudem der gegenseitige Einfluss der Optimierungen der einzelnen Haushalte berücksichtigt.

In den folgenden Unterkapiteln werden die zentralen Ergebnisse der einzelnen Szenarien für die beiden betrachteten Netze zusammengefasst. Einerseits wird die gesamte Netzsituation nach den Optimierungen genauer erläutert, was insbesondere für die Netzbetreiber von entscheidender Bedeutung für eine mögliche Anwendung ist. Andererseits wird die Kostensituation nach den Optimierungen diskutiert, was insbesondere für Verbraucher und Verbraucherinnen das wichtigste Kriterium für eine Anwendung darstellt.

7.1 Verbesserte Netzsituation

Entgegen der ursprünglichen Annahme, dass eine marktorientierte Optimierung aufgrund der Erwartung höherer Gleichzeitigkeiten, durch die Koppelung der Optimierung an den Day-Ahead Preis, die Netzsituation verschlechtert, zeigen die Ergebnisse der beiden betrachteten Netze eine verbesserte Netzsituation. Durch die marktorientierte Optimierung ergeben sich zwei Belastungsspitzen, eine Abendspitze und eine Nachtspitze. Die Abendspitze wird durch nicht verschiebbare Lasten verursacht. Aufgrund der Kopplung der Optimierung an den Day-Ahead Preis stellt die Nachtspitze vorwiegend die verschiebbaren Lasten dar, die durch die Ladevorgänge der Elektroautos verursacht werden. Dadurch reduziert sich die absolute Lastspitze im suburbanen Netz im Jahr 2040 von etwa 1 MW auf 800 kW.

Im netzorientierten Szenario verbleibt wie im marktorientierten Szenario eine Abendspitze, die aus nicht verschiebbaren Lasten besteht. In den Nachtstunden ist eine vergleichsweise konstante Last ohne große Spitzen vorhanden die aus den flexiblen Ladevorgängen der Elektroautos besteht. Dies zeigt die Wirksamkeit des iterativen Vorgehens, da die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge reduziert wird. Im Suburbanen Netz wird im Jahr 2040 dadurch eine Halbierung der Maximalleistung am Transformator von 1 MW auf 500 kW erreicht.

In Tabelle 7-1 werden die wichtigsten Ergebnisse zur Leitungsauslastung im Jahr 2040 für die beiden betrachteten Netze zusammengefasst. Im suburbanen Netz kann die Auslastung der am meisten belasteten Leitung von 550% im Basisszenario auf 400% im marktorientierten Szenario und 300% im netzorientierten Szenario gesenkt werden. Die Anzahl der überlasteten Leitungen sinkt von 25 auf 19 im marktorientierten Szenario und 13 im netzorientierten Szenario. Durch die geringere Anzahl an Verbrauchern ist die Situation im Basisszenario des ländlichen Netzes unkritischer. Lediglich eine Leitung

ist mit einem Maximalwert von 130% überlastet. Bereits im marktorientierten Szenario kann die Leitungsauslastung so weit gesenkt werden, dass die thermische Auslastungsgrenze eingehalten wird. Im netzorientierten Szenario sinkt die maximale Auslastung auf einen Spitzenwert von 70%.

Tabelle 7-1: Übersicht über die Leitungsauslastungen in den beiden betrachteten Netzen in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

	Suburbanes Netz	Ländliches Netz
Maximale Auslastung Basis	550%	130%
Maximale Auslastung Markt	400%	100%
Maximale Auslastung Netz	300%	70%
Überlastete Leitungen Basis	25	1
Überlastete Leitungen Markt	19	0
Überlastete Leitungen Netz	13	0

In der nachfolgenden Tabelle 7-2 werden die wichtigsten Ergebnisse im Hinblick auf die Knotenspannungen für die beiden Netze im Jahr 2040 dargestellt. Im suburbanen Netz beträgt die minimale Knotenspannung 110 V im Basisszenario, was weniger als der Hälfte der Nennspannung von 230 V entspricht. Die Ergebnisse des marktorientierten Szenarios zeigen eine Verbesserung auf einen Minimalwert von 130 V. Im netzorientierten Szenario kann eine weitere Verbesserung auf einen Minimalwert von 165 V erreicht werden. Das Basisszenario im ländlichen Netz hat eine minimale Knotenspannung von 175 V. Die marktorientierte Optimierung führt zu einer Verbesserung auf 185 V und die netzorientierte Optimierung zu einer Verbesserung auf 200 V. In beiden Netzen haben annähernd alle Knotenspannungen nach der markt-, sowie netzorientierten Optimierung weiterhin Minimalwerte außerhalb des zulässigen Spannungsbands von 215 V bis 240 V.

Tabelle 7-2: Übersicht über die Knotenspannungen in den beiden betrachteten Netzen in der Worst-Case Woche im Jahr 2040

	Suburbanes Netz	Ländliches Netz
Minimale Spannung Basis	110 V	175 V
Minimale Spannung Markt	130 V	185 V
Minimale Spannung Netz	165 V	200 V

Das Ziel des marktorientierten Szenarios sind minimale Kosten. Dementsprechend sind die Änderungen der Netzsituation im marktorientierten Szenario eine Nebenerscheinung der Optimierung auf geringste Kosten. Dass dennoch eine Verbesserung der Netzsituation erreicht werden kann, liegt an der günstigen Kombination an geringen Day-Ahead Preisen in den Nachtstunden und gleichzeitig geringer Gesamtlast am Transformator. Obwohl durch die marktorientierte Optimierung die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge gegenüber dem Basisszenario erhöht wird, sinkt die Gleichzeitigkeit im Gesamtüberblick etwas, da die flexiblen Lasten von den Abendstunden in die Nachtstunden verschoben werden. Das zeigt einerseits, dass im marktorientierten Szenario ein gewisses Potenzial für Verbesserungen der Netzsituation

vorhanden ist, andererseits ist diese Verbesserung stets von einer passenden Preiskurve abhängig. So würden etwa geringe Preise in den Abendstunden zu einer Erhöhung der Gleichzeitigkeit und somit zu weiteren Lastspitzen führen.

Das primäre Ziel des netzorientierten Szenarios stellt Peak-Clipping und Valley-Filling der Gesamtlast am Transformator dar. In den Ergebnissen zeigt sich dies durch die, im Vergleich zum Basisszenario und marktorientierten Szenario, vorhandene konstante Last durch die flexiblen Verbraucher in den Nachtstunden. Die Ergebnisse der Knotenspannungen und Leitungsauslastungen korrelieren zeitlich und in ihrer Höhe mit der Gesamtlast am Transformator. Dadurch wird gesamtheitlich eine verbesserte Netzsituation erreicht.

Sowohl im markt- als auch im netzorientierten Szenario kann jedoch keine ausreichende Verbesserung erreicht werden. Insbesondere die Spannungshaltung stellt sich in beiden Netzen als besonders kritisch heraus, während die Leitungsauslastungen zum Teil um mehrere hundert Prozent reduziert werden können und im ländlichen Netz in beiden Optimierungsszenarien sogar unbedenklich sind. Durch die netzorientierte Optimierung wird jedoch zumindest eine Verbesserung der Situation garantiert, da es das primäre Ziel der Optimierung darstellt. Dadurch kann der notwendige Netzausbau reduziert werden.

7.2 Kostenreduktion

Das primäre Ziel des marktorientierten Szenarios stellt die Kostenreduktion dar. Die bisher betrachteten Veränderungen in der Netzsituation sind nur Nebeneffekte der marktorientierten Optimierung. Im Vergleich dazu sind die Kostenänderungen im netzorientierten Szenario lediglich eine Nebenerscheinung der optimalen Netzsituation.

In Tabelle 7-3 werden die wichtigsten Ergebnisse zu den Energiekosten für die beiden Netze dargestellt. Mit der marktorientierten Optimierung können die Energiekosten von Haushalten mit Elektroauto um durchschnittlich bis zu 9,7% reduziert werden, wodurch das Ziel der marktorientierten Optimierung erfüllt wird. Da dies das primäre Ziel des marktorientierten Szenarios darstellt, werden für jeden Haushalt in den betrachteten Netzen sinkende Kosten garantiert. Die einzig mögliche Ausnahme hierzu stellt ein bereits optimaler Ladevorgang dar, wobei hierbei die Kosten konstant bleiben würden. Dies ist jedoch aufgrund der vielen Einflussparameter äußerst unwahrscheinlich und ist in den dargestellten Ergebnissen nicht aufgetreten.

Tabelle 7-3: Relative durchschnittliche Kostenänderung je Haushalt mit Elektroauto in den beiden betrachteten Netzen in der jeweiligen Worst-Case Woche

	Suburbanes Netz	Ländliches Netz
2030 Markt	-9,7%	-9,0%
2030 Netz	-5,6%	-6,3%
2040 Markt	-8,1%	-8,8%
2040 Netz	-4,1%	-6,2%

Obwohl es nicht das primäre Ziel der netzorientierten Optimierung darstellt, können in diesem Szenario Kostenreduktionen von durchschnittlich bis zu 6,3% erreicht werden. Da die Kosten bei der Optimierung unberücksichtigt bleiben, wird die Kostenreduktion in diesem Szenario jedoch nicht garantiert. Die sinkenden Kosten ergeben sich als Nebeneffekt der Optimierung aus der Tatsache, dass die Day-Ahead

Preise nachts günstiger sind als abends. Da die Gesamtnetzlast am Transformator jedoch auch nachts einen Tiefpunkt enthält verschieben sich die Lasten in Zeiten mit geringen Ladekosten. Verändert sich die Preiskurve, so könnte dies zu steigenden Kosten im netzorientierten Szenario führen. Im Zuge der betrachteten Netze haben sich Kostenanstiege nur vereinzelt und in sehr geringem Ausmaß gezeigt. Es zeigt jedoch die Abhängigkeit der Kostenreduktion von einer passenden Preiskurve, daher ist die Aussage der sinkenden Kosten an ähnliche Inputparameter und Zeitreihen gebunden wie in den beiden betrachteten Netzen. Die Nutzung von dynamischen Tarifmodellen könnte die Umsetzung der netzorientierten Optimierung erheblich erleichtern indem dadurch eine Entkoppelung vom Day-Ahead Preis geschaffen wird.

7.3 Vehicle-To-Grid

Vehicle-To-Grid erweist sich im Zuge des marktorientierten Szenarios als nicht wirtschaftlich. Es sind hohe tägliche Kostensprünge am Day-Ahead-Markt notwendig, um die Kosten für Vehicle-To-Grid zu überbrücken. Zu diesen Kosten zählen insbesondere die Levelized Costs of Storage und die Netzkosten. Die Netzkosten fallen im Optimierungsmodell für jede bezogene Kilowattstunde Strom an, wodurch sie bei Einspeisung und Wiederbezug von Energie mehrfach anfallen und durch einen möglichen Gewinn am Day-Ahead-Markt abgedeckt werden müssen. Auch im Hinblick auf die Verwendung gemeinsam mit der Photovoltaikanlage zeigt sich keine passende Anwendung, da die Verfügbarkeit des Autos meistens nicht mit dem Erzeugungszeitraum der Photovoltaikanlage zusammenpasst. Sofern es Überschneidungen gibt, wird der im Sinne des Optimierungsmodells kostenlose Photovoltaikstrom zum Laden des Elektroautos verwendet und die Differenz zur benötigten Ladeleistung im Zeitschritt über den Strommarkt gedeckt. Eine Situation, in der eine Zwischenspeicherung über das Elektroauto und ein späterer Verkauf wirtschaftlicher sind als die geladene Energie zum Antrieb des Autos zu verwenden, zeigt sich in den Ergebnissen nicht.

Im netzorientierten Szenario bleiben die Kosten gänzlich unberücksichtigt. Wie bereits bei der Szenariendefinition erläutert, wird daher Vehicle-To-Grid für dieses Szenario deaktiviert. Eine Aktivierung würde zu enormen Kosten führen, da es einen Optimalfall darstellt die Elektroautos als Speicher zu verwenden, um die Gesamtnetzlast weiter abzuflachen. Dadurch würden die Elektroautos ständig geladen und wieder entladen werden. Ein netzorientiertes Szenario mit Vehicle-To-Grid kann also nur in Verbindung mit einem marktorientierten Szenario funktionieren, dass die Kosten berücksichtigt. Hierfür bedarf es jedoch die Bestimmung von passenden Gewichtungsfaktoren für die Multi-Objective Optimierung.

8 AUSBLICK

Die markt-, sowie netzorientierte Optimierung zeigt, welches Potenzial in der Verschiebung flexibler Lasten liegt. Es kann nicht nur die Netzsituation verbessert werden, sondern es werden zumeist auch Kosten gespart. In den bisherigen Szenarien wird jedoch nicht das volle Potenzial des entwickelten Optimierungsmodells ausgenutzt, denn der Code ist so geschrieben, dass mit den Gewichtungsfaktoren der Einfluss der markt-, sowie netzorientierten Optimierung gesteuert werden kann. Das kommt in den beiden Szenarien jedoch nicht zum Einsatz. Zudem zeigt die Ergebnisanalyse, dass gewisse Erweiterungspotenziale vorhanden sind. In den folgenden Unterkapiteln wird daher etwas näher auf mögliche weitere Szenarien und Weiterentwicklungen des Optimierungsmodells eingegangen.

8.1 Netzorientiertes Szenario mit anderer Optimierungsbasis

Für das netzorientierte Szenario stellt die Gesamtleistung am Transformator die Optimierungsbasis dar. Dies bedeutet, dass die flexiblen Lasten in Zeiträume verschoben werden, an denen die Gesamtlast am Transformator gering ist. Die Veränderungen bei den Leitungsauslastungen und Knotenspannungen sind damit nur ein Nebeneffekt und werden nicht direkt optimiert. Es hat sich in der Ergebnisanalyse jedoch gezeigt, dass insbesondere die Knotenspannungen einen besonders kritischen Parameter im Netz darstellen. Dies würde nahelegen, die Optimierungsbasis etwa auf eine der Knotenspannungen im Netz umzustellen oder für jeden Haushalt eine eigene Knotenspannung als Basis zu wählen. Im Vergleich zur Gesamtlast am Transformator ergeben sich dadurch jedoch ein paar Herausforderungen. So ist für die Berücksichtigung des gegenseitigen Einflusses der Haushalte während der Optimierung weiterhin ein iterativer Ansatz notwendig. Die Gesamtlast am Transformator kann hierbei jedoch direkt mit den Optimierungsergebnissen in Python aktualisiert werden. Für die Berechnung der Knotenspannungen ist hingegen eine Lastflussberechnung mit Neplan notwendig. Als Zwischenschritt zwischen Python und Neplan sind diverse Matlab Aufbereitungsskripte notwendig, dies sowohl vor als auch nach der Lastflussberechnung. Bisher gibt es zwischen diesen Skripten und Programmen keine Schnittstellen, die einen geregelten Ablauf ermöglichen, wodurch ein Wechsel auf eine andere Optimierungsbasis mit großem Aufwand verbunden wäre. Eine Umsetzung dieser Schnittstellen würde jedoch das Potenzial des Optimierungsmodells merkbar erweitern und neue Wege der Optimierung erlauben.

8.2 Multi-Objective Optimierung

Der Optimierungsalgorithmus ist als Multi-Objective Optimierungsmodell aufgebaut. Dies bedeutet, dass es zwei Zielfunktionen gibt, eine die auf Kosten ausgerichtet ist und eine die auf eine optimale Netzsituation ausgerichtet ist. Das Optimum einer Zielfunktion stellt jedoch zumeist nicht das Optimum der zweiten Zielfunktion dar, daher wird durch Multiplikation der Zielfunktionen mit einem Gewichtungsfaktor und der Summation daraus eine gemeinsame Zielfunktion erstellt.

Markt- und Netzorientiert

Für die Definition weiterer Szenarien besteht die Möglichkeit die Gewichtungsfaktoren anzupassen. Der gemeinsame Einsatz von markt- und netzorientierter Optimierung erlaubt so etwa den Einsatz von Vehicle-To-Grid bei der netzorientierten Optimierung, da der Kosteneinfluss den Einsatz von Vehicle-To-Grid limitiert. Um die entsprechenden Gewichtungsfaktoren zu ermitteln ist jedoch ein iterativer Ansatz notwendig, bei dem nach jedem Optimierungslauf entschieden wird, ob die Kosten in einem akzeptablen Rahmen sind und dennoch merkbare Netzverbesserungen auftreten. Aus der gemeinsamen Perspektive von Netzbetreiber und Endverbraucher wäre das optimale Ergebnis hierbei eine Kombination, die die

Kosten im Vergleich zum Basisszenario nicht erhöht, jedoch die Netzsituation gleichzeitig merkbar verbessert.

Netzorientiertes Szenario auf Basis mehrerer Zielfunktionen

Bisher sind im Optimierungsmodell zwei Zielfunktionen implementiert. Eine Zielfunktion davon berücksichtigt die Gesamtnetzlast am Transformator und stellt damit jene Zielfunktion dar, die die Netzsituation optimiert, die zweite berücksichtigt die Kosten. Die Ergebnisanalyse zeigt jedoch, dass für die Netzsituation insbesondere die Knotenspannungen besonders kritisch sind. Wie bereits in Kapitel 8.1 erläutert könnte die Umstellung auf eine andere Optimierungsbasis die Netzsituation weiter verbessern. Neben der bisherigen Single-Objective Optimierung, bei der der Gewichtungsfaktor der Kostenfunktion auf 0 gesetzt wird, könnte das Modell jedoch für eine netzorientierte Multi-Objective Optimierung mit weiteren Zielfunktionen erweitert werden. So etwa mit Zielfunktionen zur Berücksichtigung der Knotenspannung und Leitungsauslastung neben der bereits vorhandenen Zielfunktion für die Gesamtlast am Transformator. Neben der Implementierung im Modell ist auch die Definition und Analyse passender Gewichtungsfaktoren notwendig, sofern das Summengewichtungsverfahren dafür angewandt wird und das Optimierungsproblem eine konvexe Pareto-Front aufweist.

8.3 Weiterentwicklung des Optimierungsmodells

Um das Ziel dieser Masterarbeit zu erreichen, wurden sowohl Inhalt als auch Aufgaben des Optimierungsmodells festgelegt. Während der Erstellung des Optimierungsmodells sowie der Analyse der Ergebnisse konnten einige Weiterentwicklungen identifiziert werden, welche in den nachstehenden Unterkapiteln beschrieben werden.

Reales Ladeverhalten im Code einbauen

In der aktuellen Version des Optimierungsmodells wird die tatsächliche Ladekurve eines Elektroautos nicht berücksichtigt. Die Ladecharakteristik von Constant-Voltage/Constant-Current wird dahingehend berücksichtigt, dass die Entladung, sofern möglich, nicht unter 5% Ladestand durchgeführt wird und die Ladung im Normalfall nicht über 80% durchgeführt wird, es sei denn höhere Ladestände sind für die nächste Ausfahrt notwendig. In einer Weiterentwicklung des Codes könnte jedoch die tatsächliche Ladekurve eines Elektroautos implementiert werden, um so eine realitätsnähere Optimierung bei sehr hohen und sehr niedrigen Ladeständen durchzuführen.

Glättung der Optimierungsbasis im netzorientierten Szenario

Wie in Kapitel 6.1 erwähnt, hat die Auswertung der Ergebnisse des netzorientierten Szenarios gezeigt, dass die Ladevorgänge in kurzen Intervallen starten und stoppen. Dies liegt daran, dass die Gesamtlast am Transformator als einminütige Zeitreihe vorliegt. Im Gegensatz zum marktorientierten Szenario, mit den stündlich konstanten Day-Ahead Preisen, hat damit die Optimierungsbasis eine deutlich höhere Auflösung. Dadurch werden dem Solver während dem Lösungsvorgang mehr Anreize geboten den Ladevorgang zu starten und zu stoppen.

Um diesem Verhalten entgegenzuwirken könnte etwa eine Glättung der Optimierungsbasis durchgeführt werden. Eine Möglichkeit hierzu wäre die Mittelwertbildung für je beispielsweise 15 Minuten, wodurch weniger Anreize für den Solver vorliegen die Ladung sprunghaft zu starten oder zu unterbrechen. Eine etwas komplexere Herangehensweise würde die Implementierung einer Dämpfung in das Optimierungsmodell darstellen, um so kurzfristige Änderungen abzufangen.

Haushalte mit mehreren Elektroautos

Das bisherige Optimierungsmodell wurde für die Optimierung von Einfamilienhäusern mit einem Elektroauto entwickelt. Es kann jedoch vorkommen, dass Einfamilienhäuser und insbesondere Mehrfamilienhäuser mehr als ein Elektroauto besitzen. Bisher wird mit solchen Situationen so umgegangen, dass der entsprechende Haushalt mehrfach optimiert wird, wodurch implizit angenommen wird, dass für jedes Elektroauto eine eigene Ladestation zur Verfügung steht. Es empfiehlt sich daher das Optimierungsmodell weiterzuentwickeln, dass mehrere Elektroautos je Haushalt berücksichtigt werden können. Diese Weiterentwicklung stellt einen größeren Eingriff in das vorhandene Optimierungsmodell dar, denn in diesem Fall ist die Implementierung eines weiteren Index notwendig der die unterschiedlichen Elektroautos je Haushalt berücksichtigt.

Nutzung zusätzlicher Flexibilitäten

Bisher wird angenommen, dass in einem Haushalt lediglich die Ladung des Elektroautos eine Flexibilität darstellt. Eine Implementierung weiterer flexibler Lasten, wie etwa Speicher, könnte jedoch das Verbesserungspotenzial durch die Optimierung noch weiter erhöhen.

Die Ergebnisse der beiden Szenarien zeigen, dass die Erzeugung der Photovoltaikanlagen und die Ladung der Elektroautos wenig überlappen. Die Einbindung eines zusätzlichen Haushaltsspeichers könnte diesen Zeitraum überbrücken und so möglicherweise die Netzsituation weiter verbessern. Bei der Implementierung wäre zudem die Entscheidung zu treffen, ob ein solcher Speicher auch Energie aus dem Netz beziehen kann oder nicht. Eine Umsetzung im Code wäre damit verbunden ein paar neue Parameter, wie Speichergröße, Leistung und Kosten je Kilowattstunde zu definieren, sowie Einschränkungen für den Speicher zu implementieren und die Energiebilanzen entsprechend anzupassen. Die Einschränkungen für den Speicher wären dabei ähnlich zu den bereits implementierten Gleichungen des Speichers des Elektroautos.

9 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] BUNDESKANZLERAMT ÖSTERREICH, ED.: *Aus Verantwortung für Österreich: Regierungsprogramm 2020-2024*. Wien, 2020
- [2] BEÖ: *Bestand E-Autos (BEV) in Österreich*. URL <https://www.beoe.at/bestand/>. - abgerufen am 2023-09-26
- [3] BMK: *Mobilitätsmasterplan 2030 für Österreich*. Wien, 2021
- [4] SADEGHIAN, OMID ; OSHNOEI, ARMAN ; MOHAMMADI-IVATLOO, BEHNAM ; VAHIDINASAB, VAHID ; ANVARI-MOGHADDAM, AMJAD: A comprehensive review on electric vehicles smart charging: Solutions, strategies, technologies, and challenges. In: *Journal of Energy Storage* Bd. 54, Elsevier Ltd (2022)
- [5] PSI NEPLAN AG: NEPLAN V559-R3
- [6] BARESCHE, MARTIN ; MOSER, SIMON: Allocation of e-car charging: Assessing the utilization of charging infrastructures by location. In: *Transportation Research Part A: Policy and Practice* Bd. 124 (2019), S. 388–395
- [7] KEBA: *Bidirektionales Laden – Chance und Challenge*. URL <https://www.keba.com/de/news/emobility/bidirektionales-laden>. - abgerufen am 2023-09-26
- [8] CHADHA, SONALI ; JAIN, VAIBHAV ; SINGH, HEMANT RAJ: A review on Smart Charging impacts of Electric Vehicles on Grid. In: *Materials Today: Proceedings* Bd. 63 (2022), S. 751–755
- [9] LIU, WEI ; PLACKE, TOBIAS ; CHAU, K. T.: Overview of batteries and battery management for electric vehicles. In: *Energy Reports* Bd. 8, Elsevier Ltd (2022)
- [10] RAHMAN, MD MUSTAFIZUR ; GEMECHU, ESKINDER ; ONI, ABAYOMI OLUFEMI ; KUMAR, AMIT: The development of a techno-economic model for assessment of cost of energy storage for vehicle-to-grid applications in a cold climate. In: *Energy* Bd. 262, Elsevier Ltd (2023)
- [11] KOSTOPOULOS, EMMANOUIL D. ; SPYROPOULOS, GEORGE C. ; KALDELLIS, JOHN K.: Real-world study for the optimal charging of electric vehicles. In: *Energy Reports* Bd. 6, Elsevier Ltd (2020), S. 418–426
- [12] ROBLEDO, C. B. ; POORTE, M. J. ; MATHIJSSSEN, H. H. M. ; VAN DER VEEN, R. A. C. ; VAN WIJK, A. J. M.: Fuel Cell Electric Vehicle-to-Grid Feasibility: A Technical Analysis of Aggregated Units Offering Frequency Reserves. In: *Intelligent Integrated Energy Systems*. Cham : Springer International Publishing, 2019, S. 167–194
- [13] VCÖ - MOBILITÄT MIT ZUKUNFT: *VCÖ Factsheet - Klimaverträgliche Personenmobilität*, 2017
- [14] ENERGIENETZE STEIERMARK GMBH: *Ausführungsrichtlinien für Niederspannungsanschlüsse*. Graz (2022)
- [15] WIENER NETZE GMBH: *Strom*. URL <https://www.wienernetze.at/stromnetzbedingungen>. - abgerufen am 2024-04-19
- [16] DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Deutsches Institut für Normung (2020)
- [17] PRÜGGLER, W: *Konzeption von Vehicle to Grid bezogenen Entwicklungsstrategien für österreichische Entscheidungsträger*. Wien, 2014

- [18] THORMANN, BERND: *Evaluating the integration of future e-mobility into distribution power networks*, Montanuniversität Leoben, Doctoral Thesis, 2022
- [19] YANG, XIN-SHE: Multi-Objective Optimization. In: *Nature-Inspired Optimization Algorithms* : Elsevier, 2014, S. 197–211
- [20] CORINALDESI, CARLO ; LETTNER, GEORG ; AUER, HANS: On the characterization and evaluation of residential on-site E-car-sharing. In: *Energy* Bd. 246, Elsevier Ltd (2022)
- [21] BYNUM, MICHAEL L. ; HACKEBEIL, GABRIEL A. ; HART, WILLIAM E. ; LAIRD, CARL D. ; NICHOLSON, BETHANY L. ; SIROLA, JOHN D. ; WATSON, JEAN-PAUL ; WOODRUFF, DAVID L.: *Pyomo — Optimization Modeling in Python*. Bd. 67. Cham : Springer International Publishing, 2021 — ISBN 978-3-030-68927-8
- [22] HART, WILLIAM E. ; WATSON, JEAN-PAUL ; WOODRUFF, DAVID L.: Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python. In: *Mathematical Programming Computation* Bd. 3 (2011), Nr. 3, S. 219–260
- [23] SANDIA NATIONAL LABORATORIES: *Pyomo Documentation 6.6.2*. URL <https://pyomo.readthedocs.io/en/stable/index.html>. - abgerufen am 2023-09-26
- [24] NEUMANN, FABIAN: *Introduction to pyomo*. URL <https://fneum.github.io/data-science-for-esm/08-workshop-pyomo.html>. - abgerufen am 2023-09-26
- [25] GUROBI OPTIMIZATION LLC: *Gurobi Optimizer Reference Manual*. URL <https://www.gurobi.com>. - abgerufen am 2024-04-19
- [26] MILTENBERGER, MATTHIAS: *What is the MIPGap?* URL <https://support.gurobi.com/hc/en-us/articles/8265539575953-What-is-the-MIPGap>. - abgerufen am 2024-04-19
- [27] ENTSOG ; ENTSO-E: *TYNDP 2022 Scenario Report | Version. April 2022*, 2022
- [28] THORMANN, BERND ; KIENBERGER, THOMAS: Evaluation of Grid Capacities for Integrating Future E-Mobility and Heat Pumps into Low-Voltage Grids. In: *Energies* Bd. 13 (2020), Nr. 19, S. 5083
- [29] LOSCHAN, CHRISTOPH ; SCHWABENEDER, DANIEL ; MALDET, MATTHIAS ; LETTNER, GEORG ; AUER, HANS: Hydrogen as Short-Term Flexibility and Seasonal Storage in a Sector-Coupled Electricity Market. In: *Energies* Bd. 16, Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI) (2023), Nr. 14
- [30] PONTES, JOSÉ: *European EV Market Analysis: Strong Growth Continues as Plug-in Vehicle Registrations Rise in April*. URL <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/general-information/news/european-ev-market-analysis-strong-growth-continues-plug-vehicle>. - abgerufen am 2023-10-12
- [31] PORSCHE AUSTRIA GMBH & CO OG: *Der ID.4*. URL <https://www.volkswagen.at/id4/id4>. - abgerufen am 2023-10-16
- [32] TESLA: *Tesla Model Y Benutzerhandbuch - Software Version: 2023.32 Europa* (2023)
- [33] ENERGIENETZE STEIERMARK: *E-Ladestationen für eine umweltfreundliche Art der Fortbewegung*. URL <https://www.e-netze.at/Strom/Ladestationen/>. - abgerufen am 2023-10-12
- [34] APOSTOLAKI-IOSSIFIDOU, ELPINIKI ; CODANI, PAUL ; KEMPTON, WILLETT: Measurement of power loss during electric vehicle charging and discharging. In: *Energy* Bd. 127, Elsevier Ltd (2017), S. 730–742

- [35] Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018) - Fassung vom 01.03.2023, 2023

10 ANHANG

10.1 Netzpläne

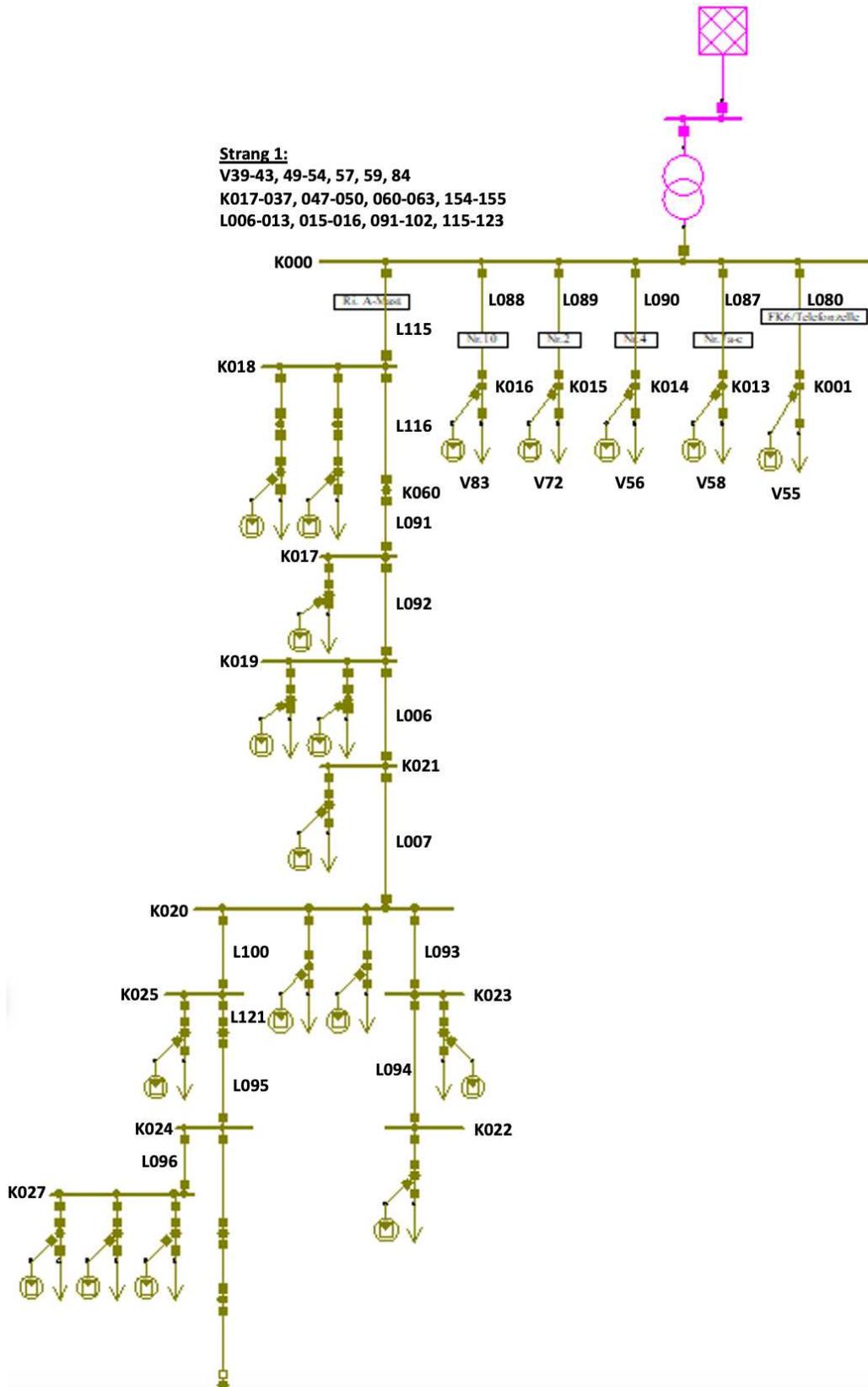


Abbildung A - 1: Netzplan von Strang 1 des suburbanen Netzes inklusive Nummerierungen

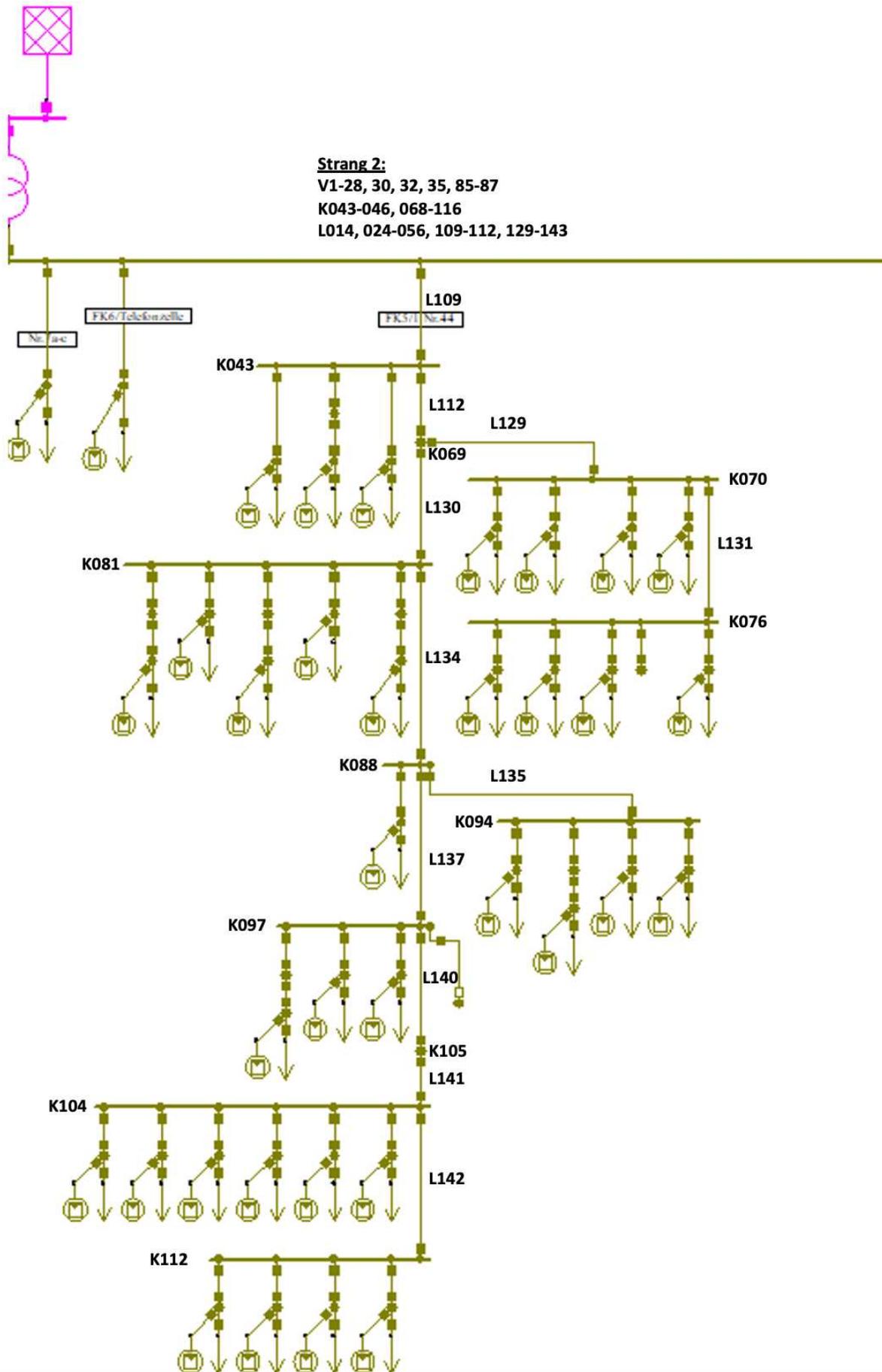


Abbildung A - 2: Netzplan von Strang 2 des suburbanen Netzes inklusive Nummerierungen

Strang 3:

V29, 31, 33-34, 36-38, 77-82

K038-042, 051-059, 064-067, 142-153

L017-023, 074-079, 103-108, 113-114, 124-128, 152-157

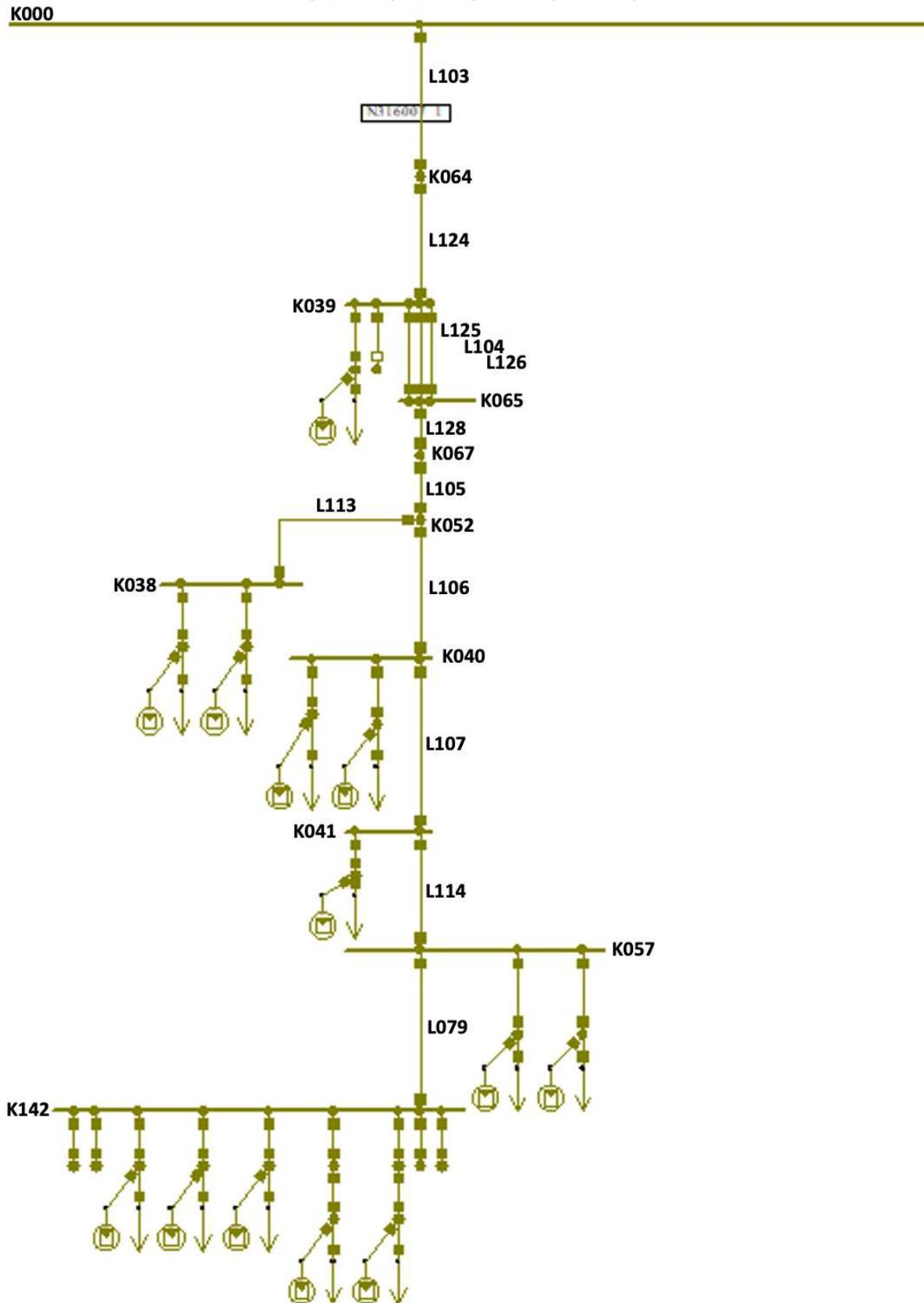


Abbildung A - 3: Netzplan von Strang 3 des suburbanen Netzes inklusive Nummerierungen

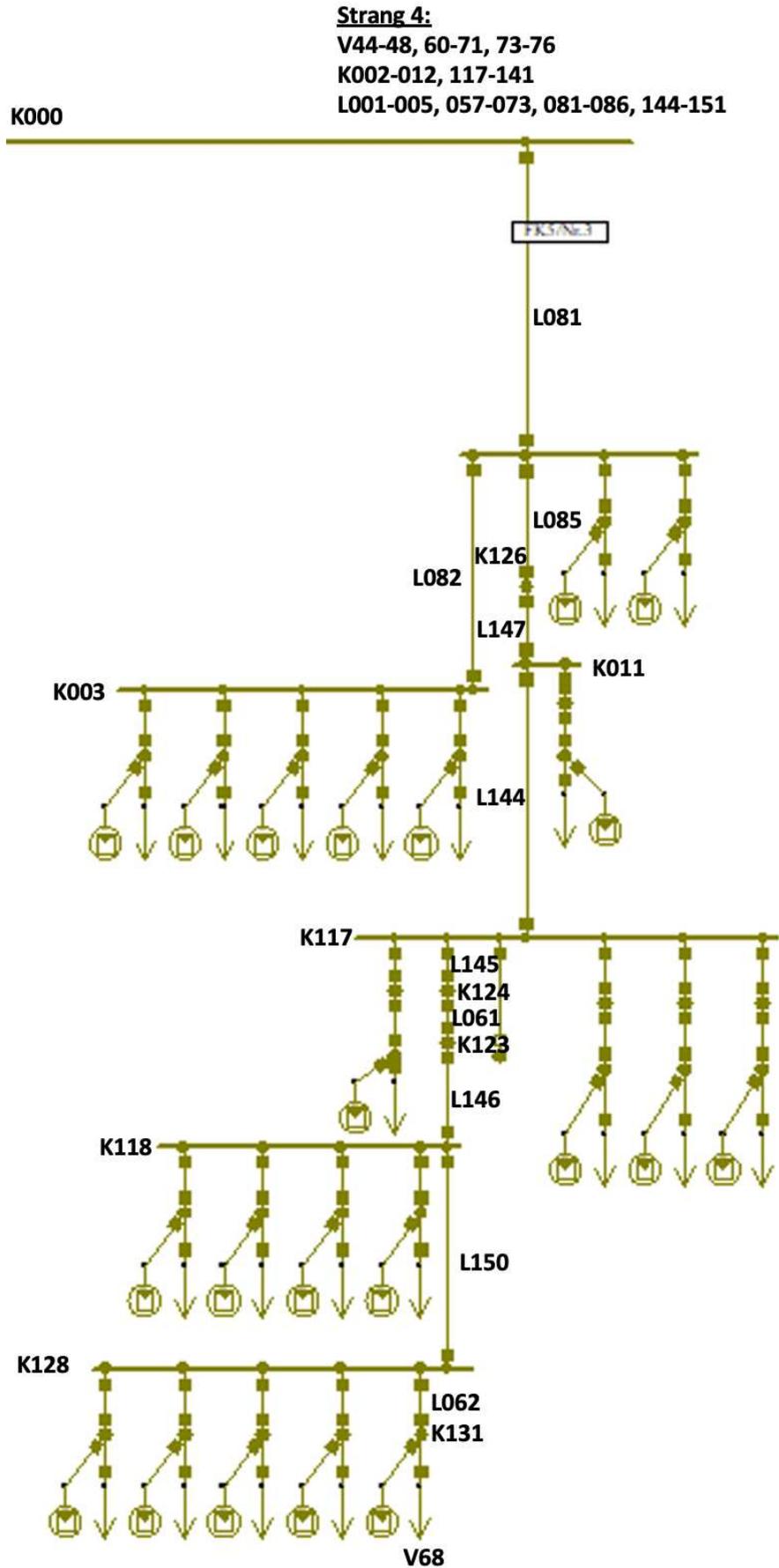


Abbildung A - 4: Netzplan von Strang 4 des suburbanen Netzes inklusive Nummerierungen

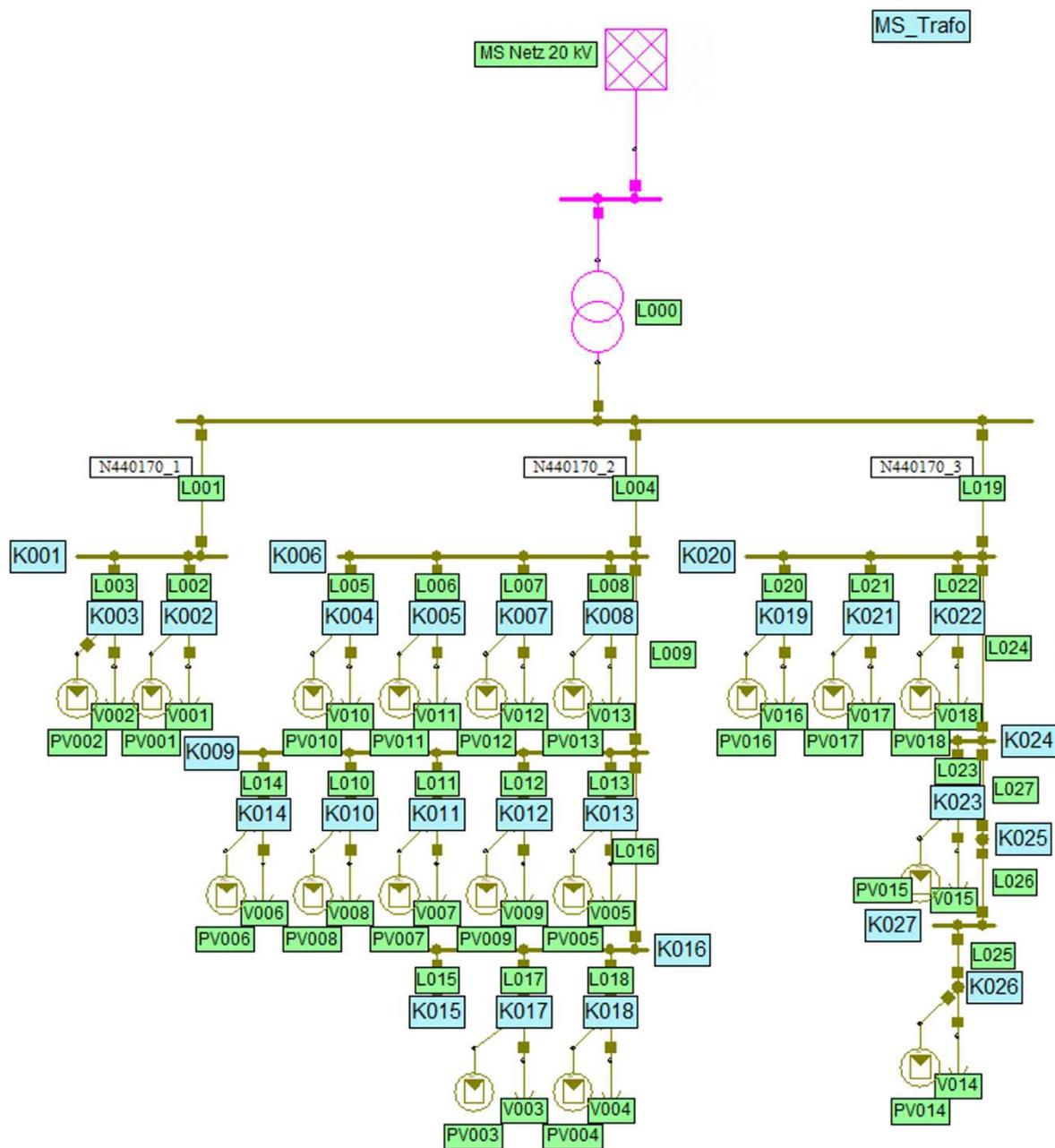


Abbildung A - 5: Netzplan des ländlichen Netzes inklusive Nummerierungen

10.2 Gesamtleistung am Transformator

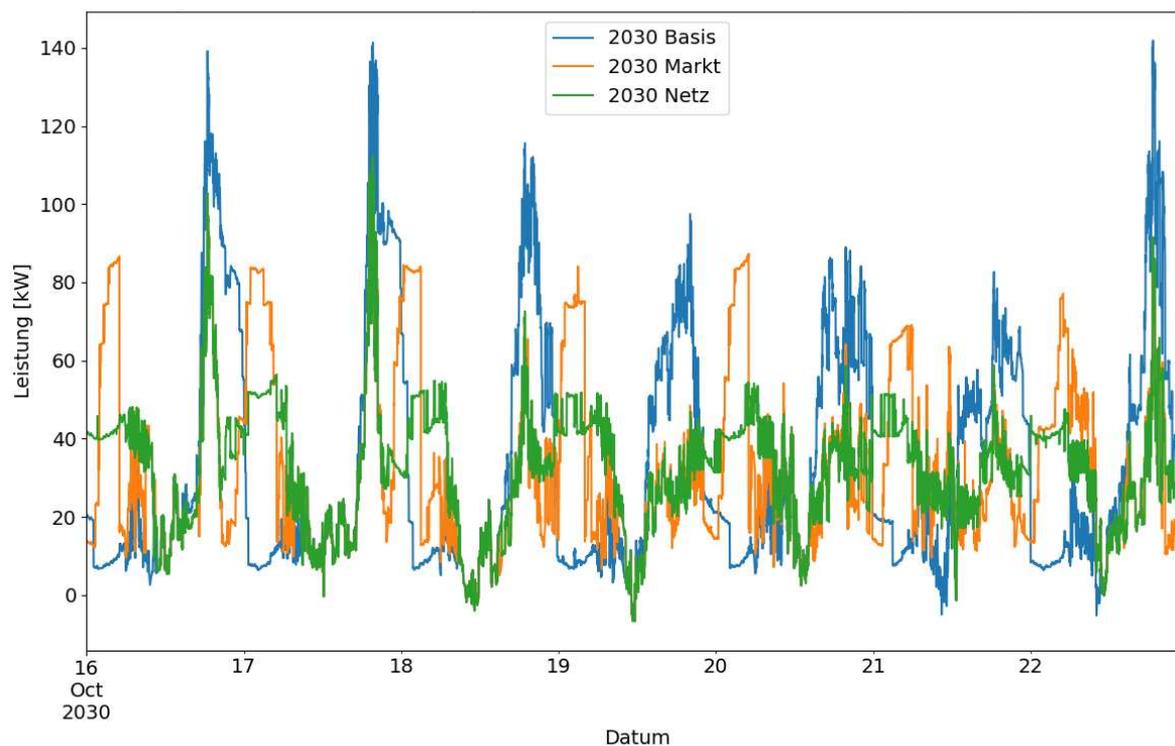


Abbildung A - 6: Gesamtleistung am Transformator des ländlichen Netzes im Jahr 2030 im Basisszenario und nach markt- sowie netzorientierten Optimierung in der Worst-Case Woche

10.3 Leitungsauslastung

Zur besseren Vergleichbarkeit wird bei den Boxplots die Achsenskalierung des Jahres 2040 beibehalten.

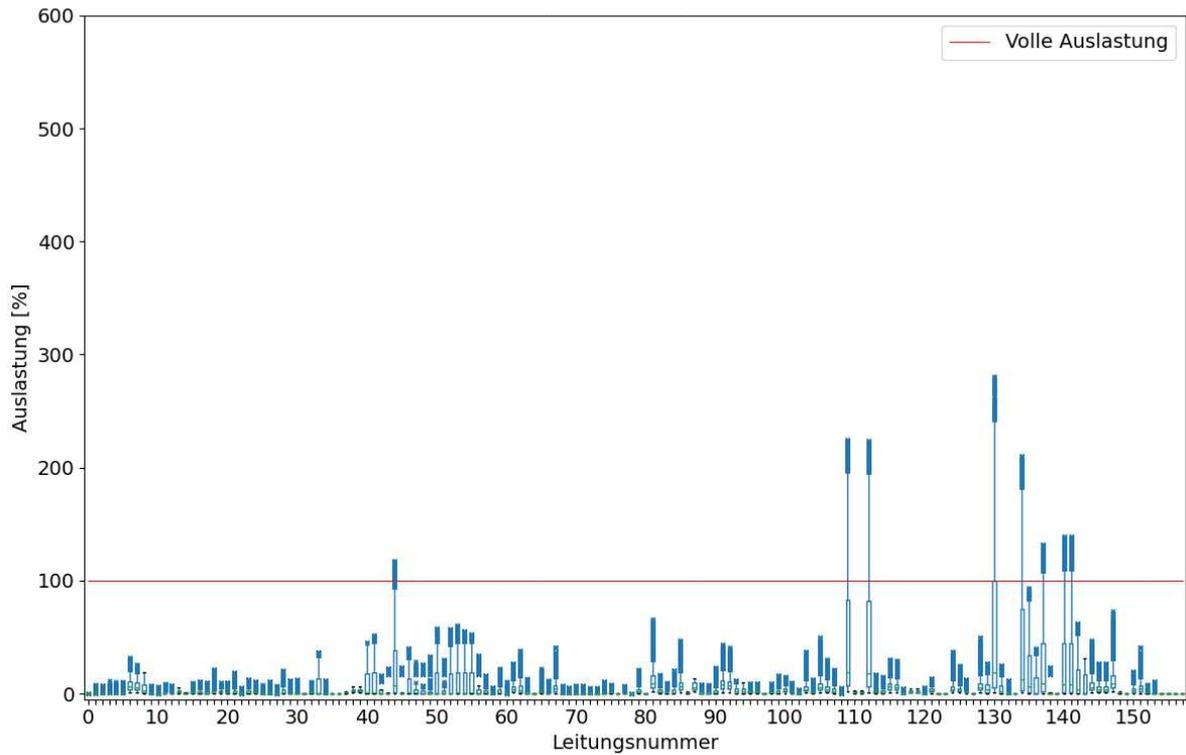


Abbildung A - 7: Leitungsauslastungen der Leitungen im suburbanen Netz in der Worst-Case Woche im Jahr 2030 im Basisszenario

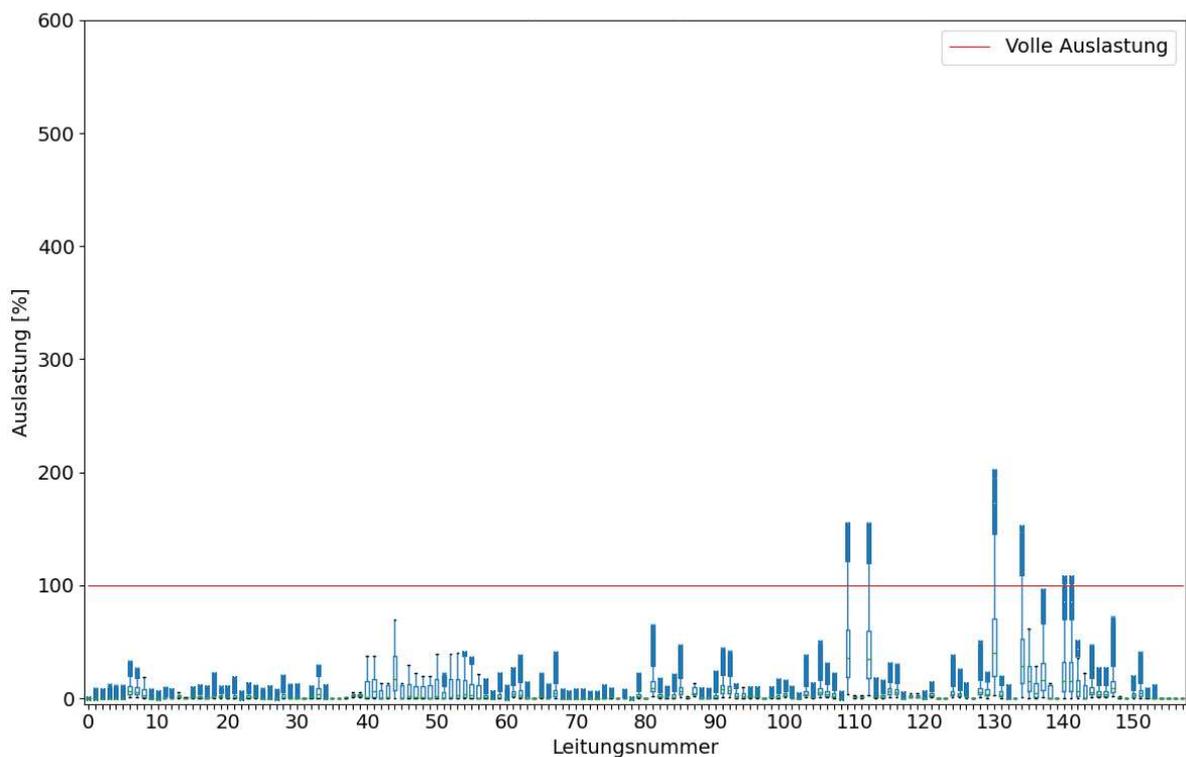


Abbildung A - 8: Leitungsauslastungen der Leitungen im suburbanen Netz in der Worst-Case Woche im Jahr 2030 im marktorientierten Szenario

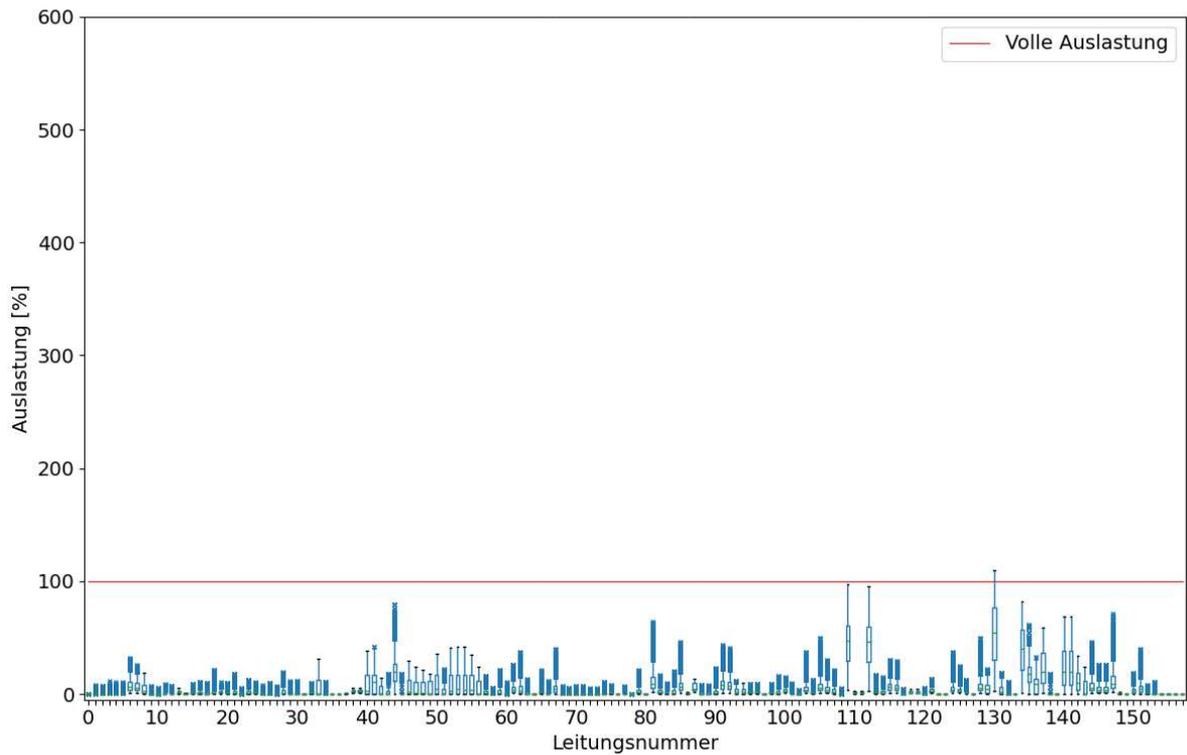


Abbildung A - 9: Leitungsauslastungen der Leitungen im suburbanen Netz in der Worst-Case Woche im Jahr 2030 im netzorientierten Szenario

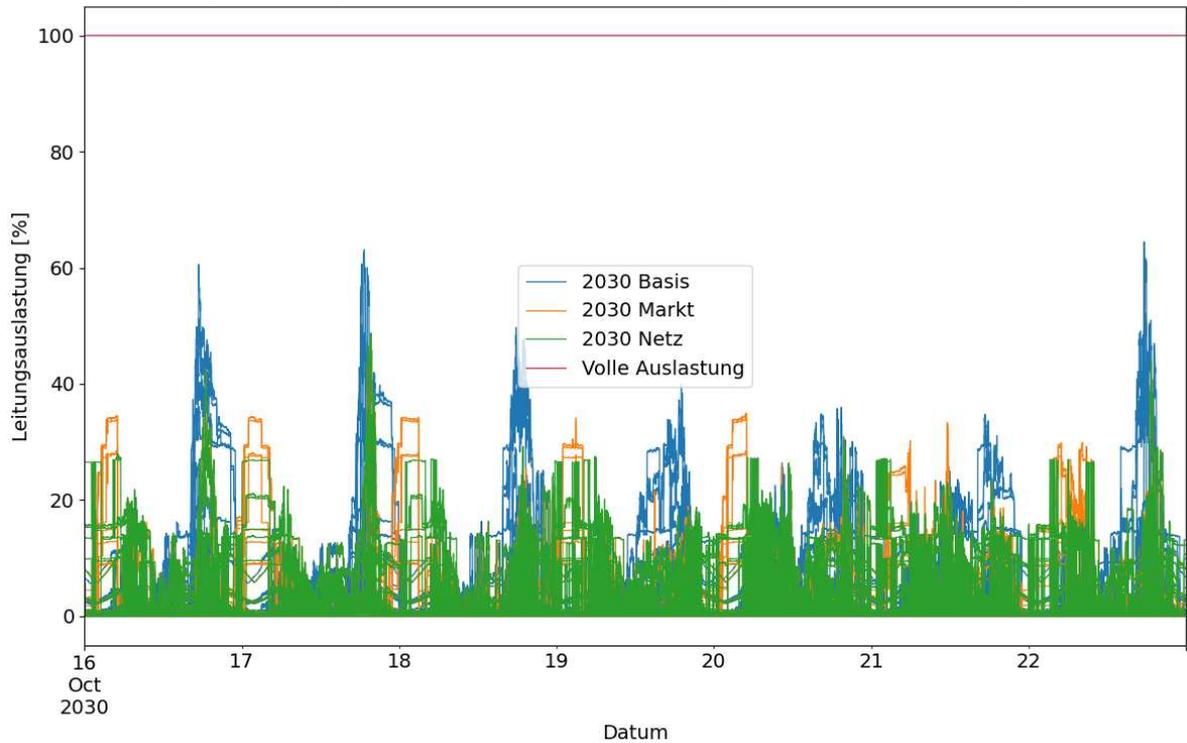


Abbildung A - 10: Leitungsauslastungen im ländlichen Netz in der Worst-Case Woche im Jahr 2030 im Basisszenario und nach markt- sowie netzorientierter Optimierung

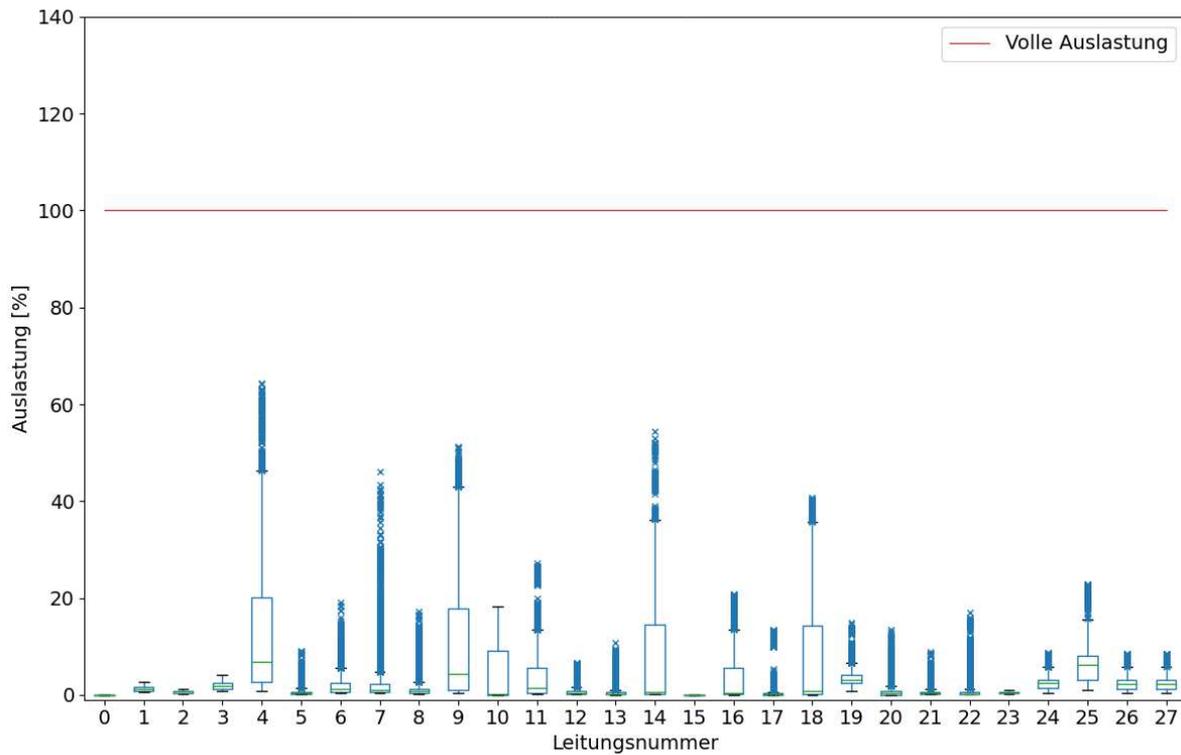


Abbildung A - 11: Leitungsauslastungen der Leitungen im ländlichen Netz in der Worst-Case Woche im Jahr 2030 im Basisszenario

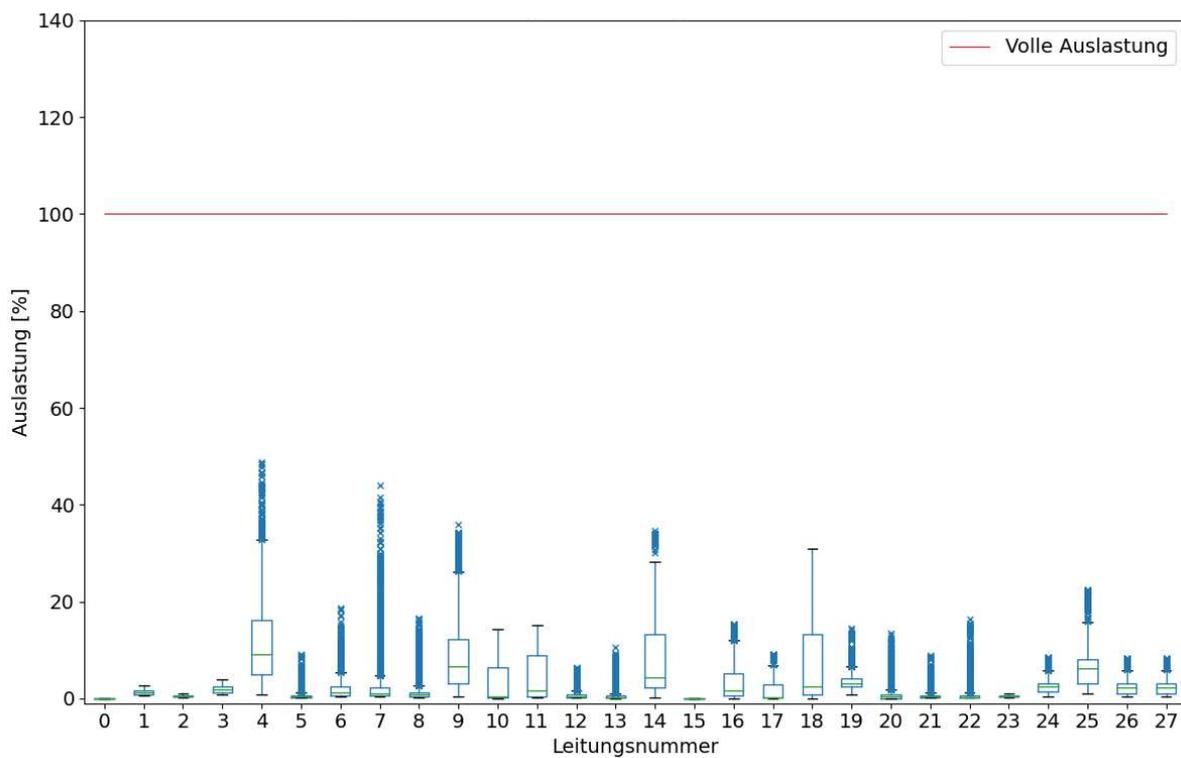


Abbildung A - 12: Leitungsauslastungen der Leitungen im ländlichen Netz in der Worst-Case Woche im Jahr 2030 im marktorientierten Szenario

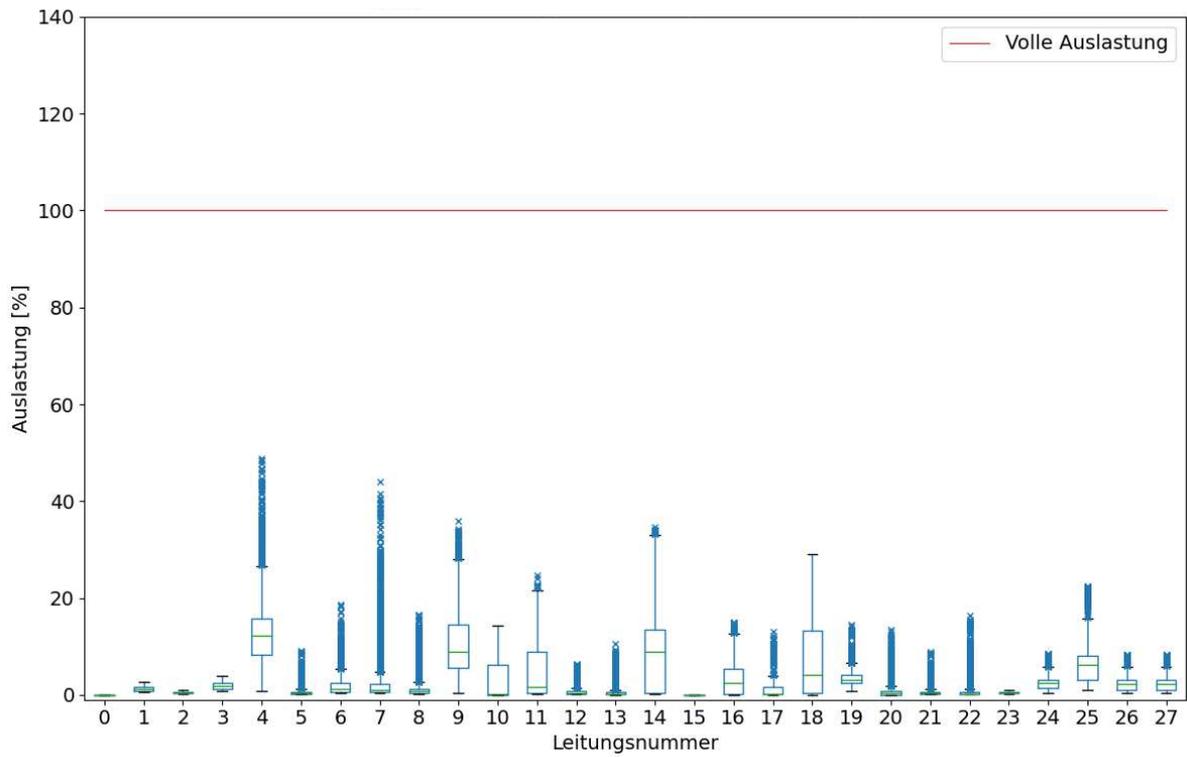


Abbildung A - 13: Leitungsauslastungen der Leitungen im ländlichen Netz in der Worst-Case Woche im Jahr 2030 im netzorientierten Szenario

10.4 Knotenspannung

Zur besseren Vergleichbarkeit wird bei den Boxplots die Achsenskalierung des Jahres 2040 beibehalten.

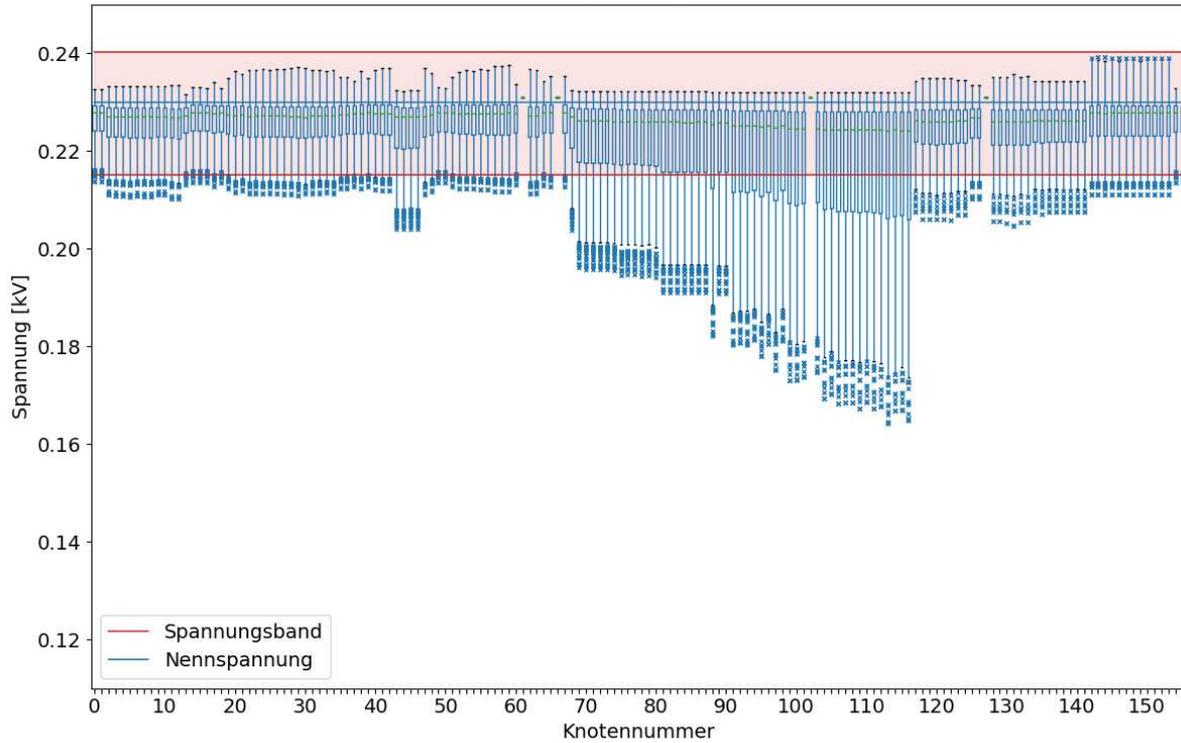


Abbildung A - 14: Knotenspannungen im suburbanen Netz im Basisszenario in der Worst-Case Woche des Jahres 2030

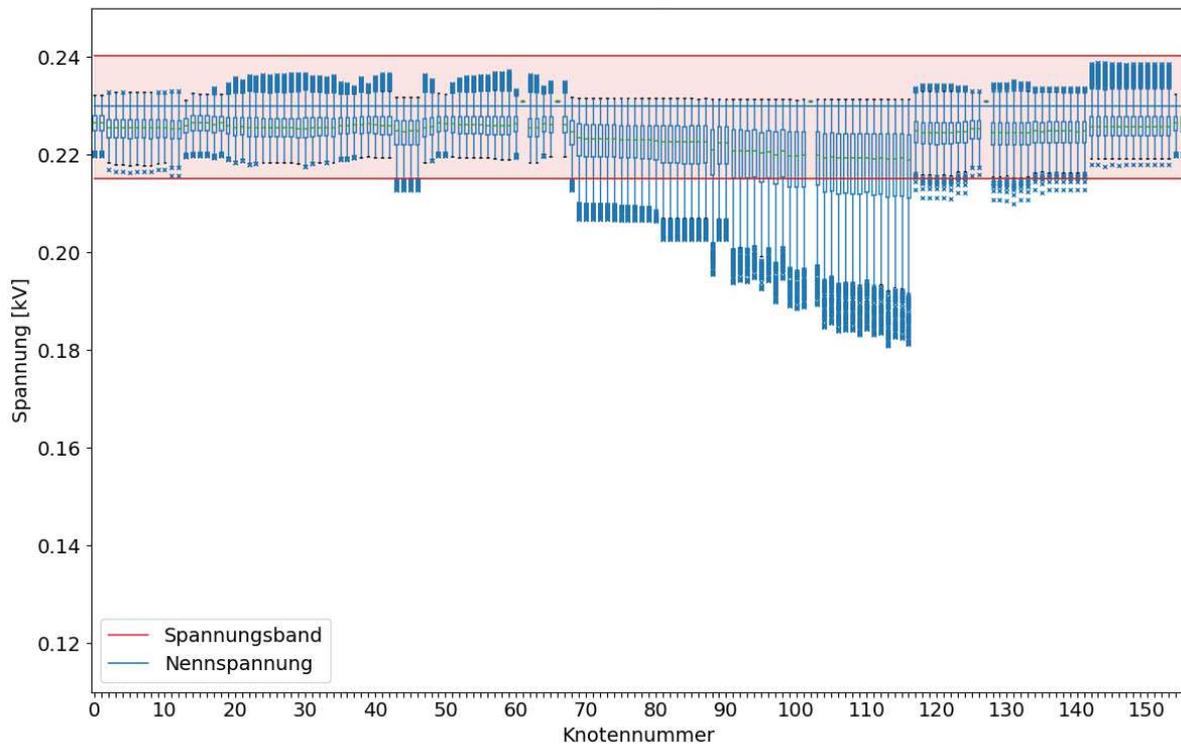


Abbildung A - 15: Knotenspannungen im suburbanen Netz im marktorientierten Szenario in der Worst-Case Woche des Jahres 2030

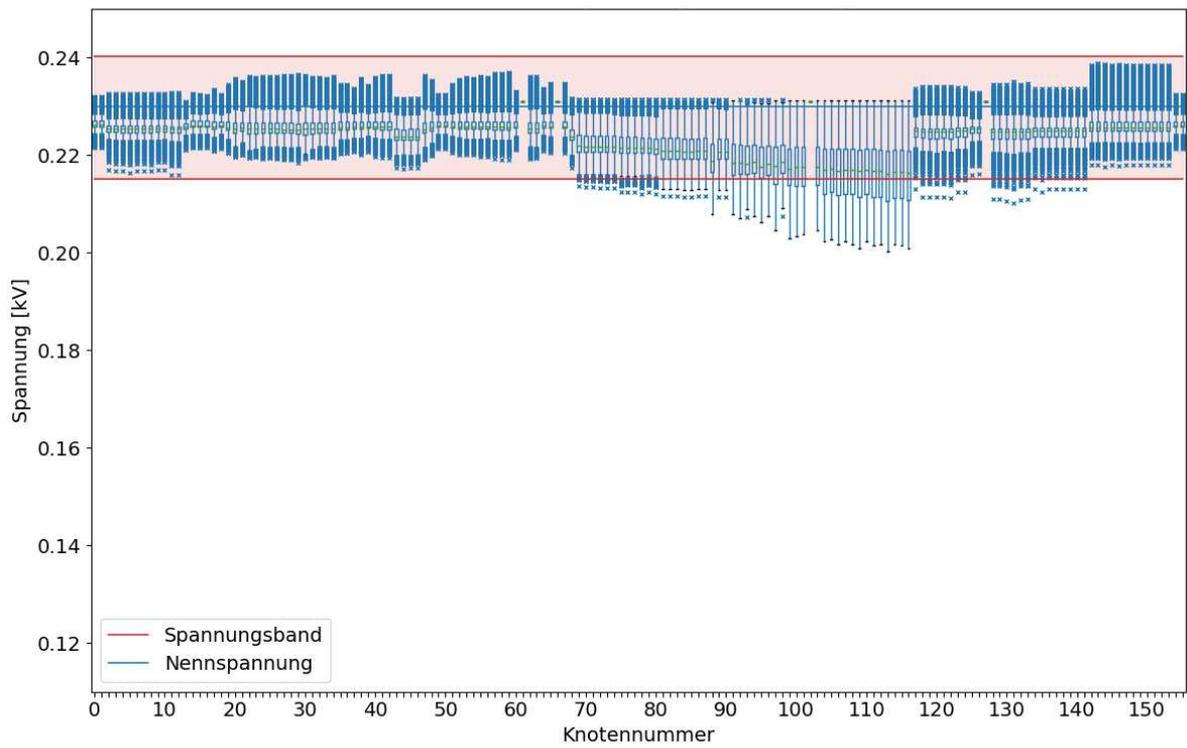


Abbildung A - 16: Knotenspannungen im suburbanen Netz im netzorientierten Szenario in der Worst-Case Woche des Jahres 2030

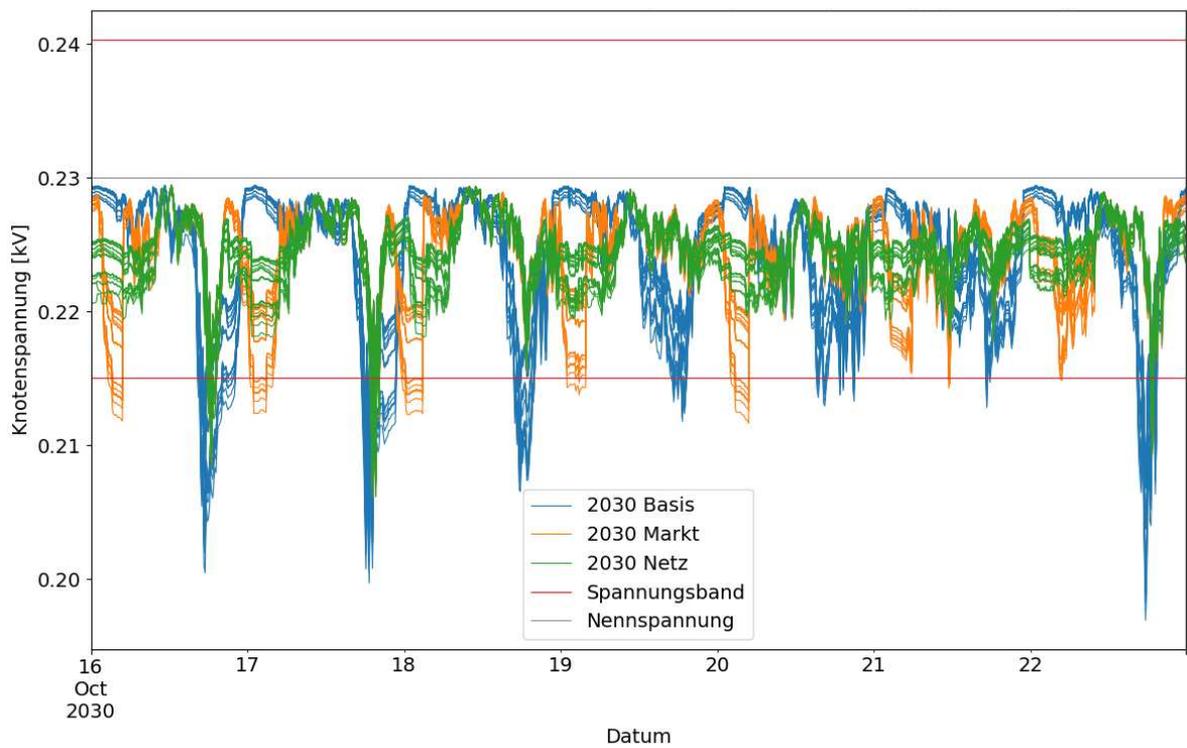


Abbildung A - 17: Knotenspannungen im ländlichen Netz in der Worst-Case Woche im Jahr 2030 im Basisszenario und nach markt- sowie netzorientierter Optimierung

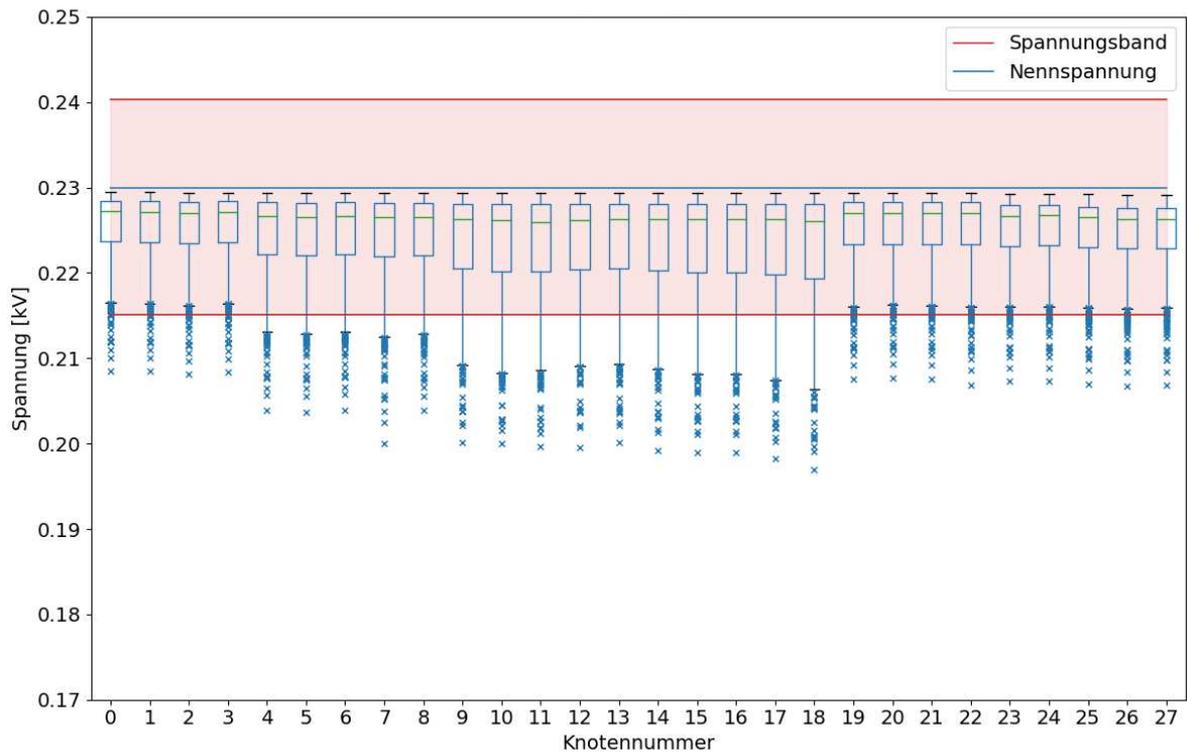


Abbildung A - 18: Knotenspannungen im ländlichen Netz im Basisszenario in der Worst-Case Woche des Jahres 2030

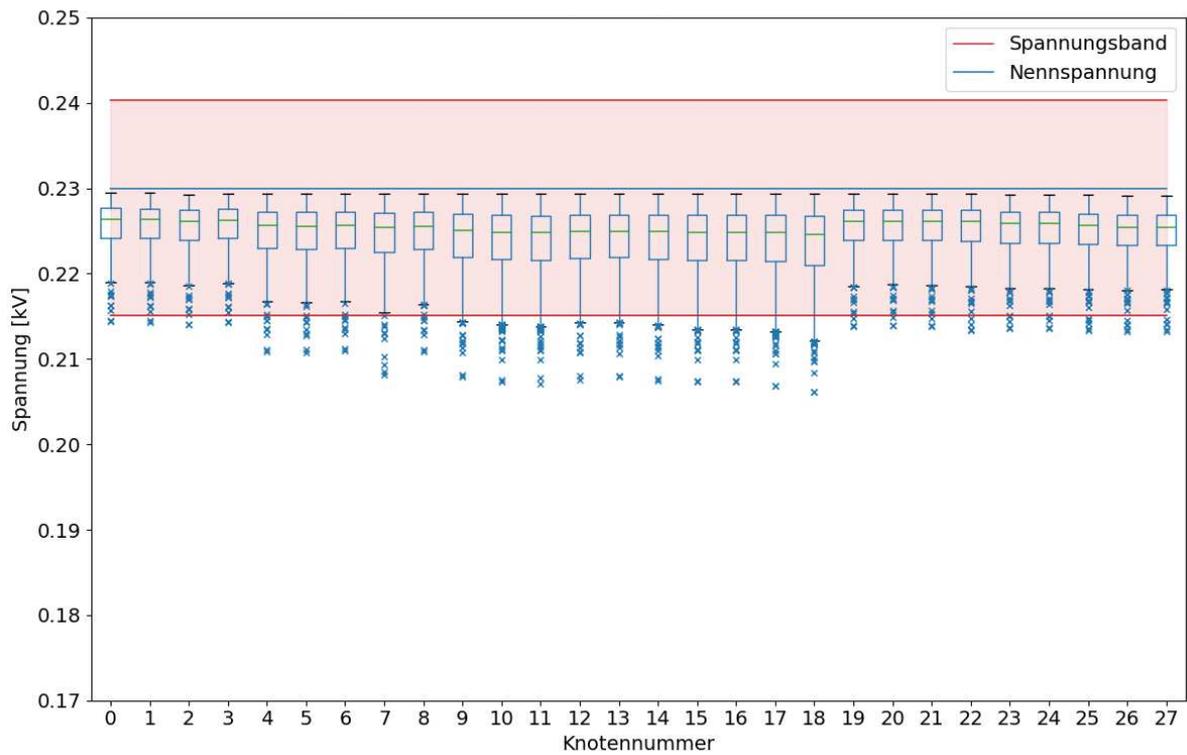


Abbildung A - 19: Knotenspannungen im ländlichen Netz im marktorientierten Szenario in der Worst-Case Woche des Jahres 2030

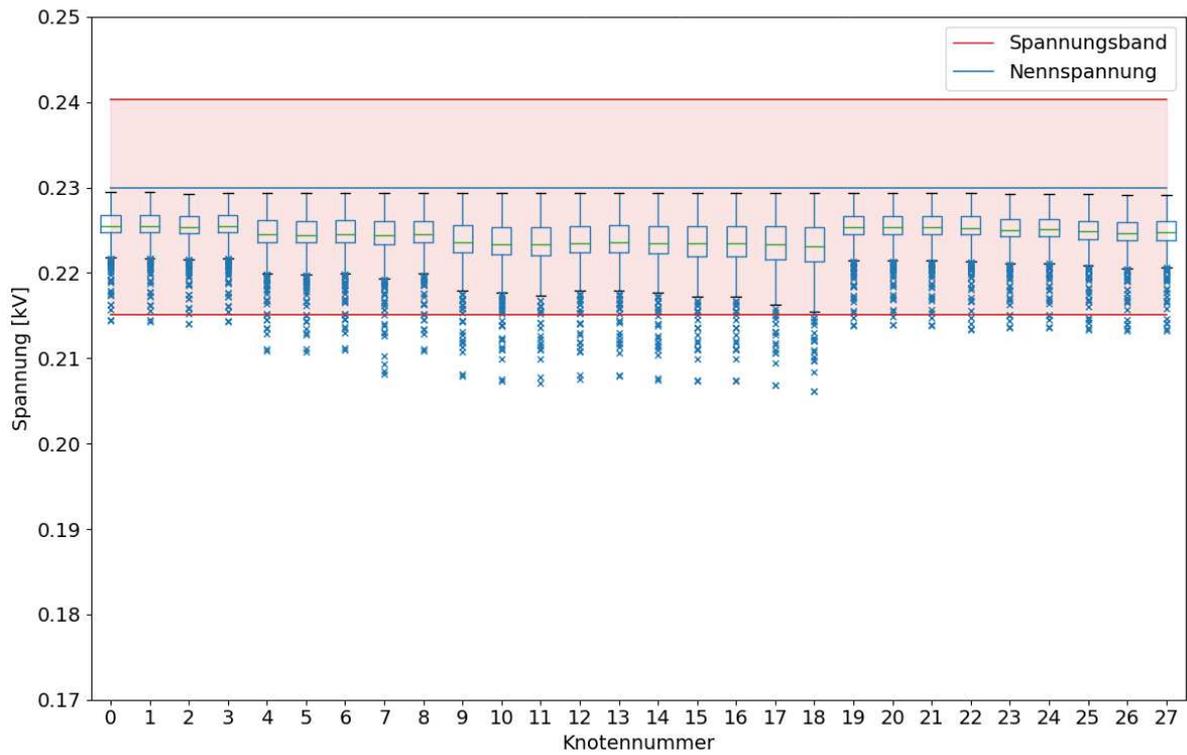


Abbildung A - 20: Knotenspannungen im ländlichen Netz im netzorientierten Szenario in der Worst-Case Woche des Jahres 2030

10.5 Kostendiagramme

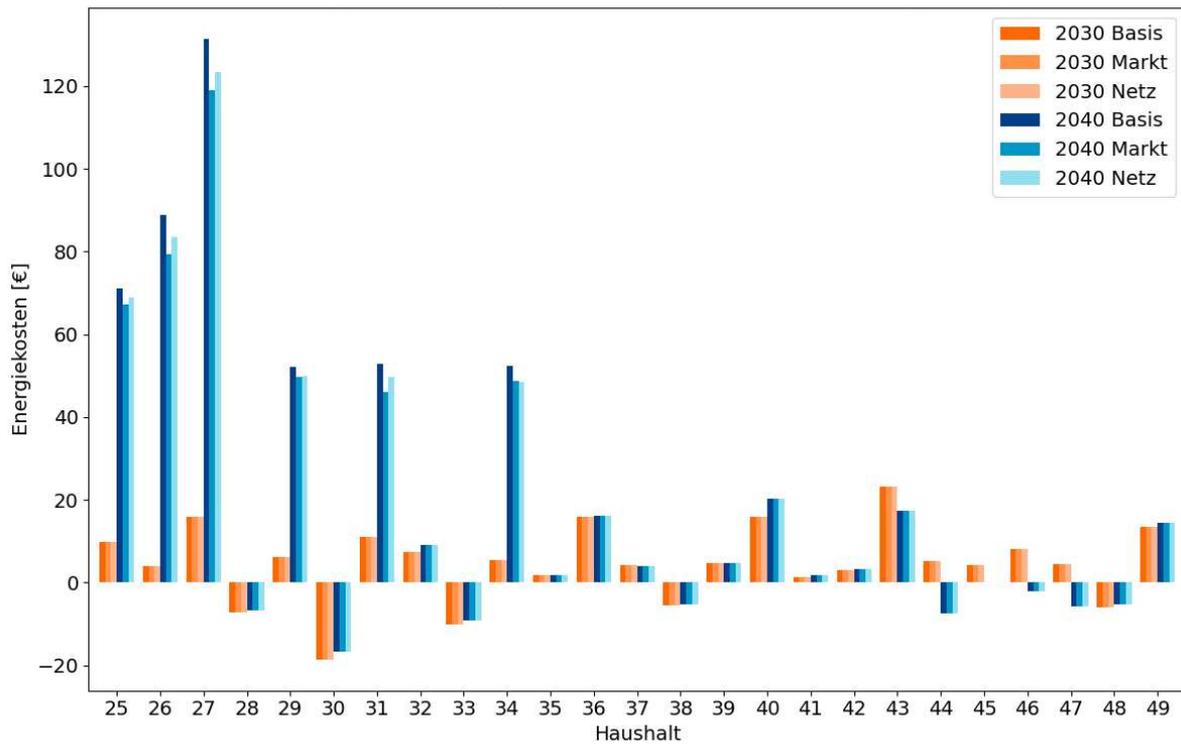


Abbildung A - 21: Kostenentwicklung für Haushalte 25-49 des suburbanen Netzes im markt-, sowie netzorientierten Szenario für die Jahre 2030 und 2040 in der Worst-Case Woche

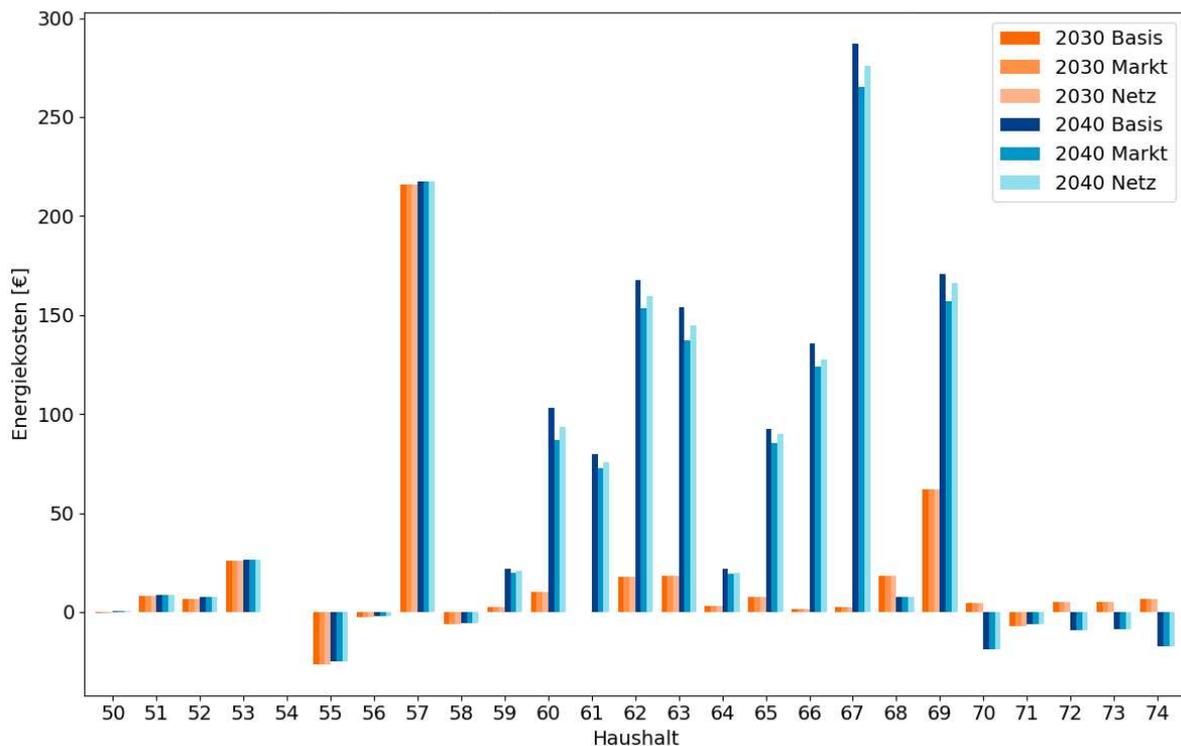


Abbildung A - 22: Kostenentwicklung für Haushalte 50-74 des suburbanen Netzes im markt-, sowie netzorientierten Szenario für die Jahre 2030 und 2040 in der Worst-Case Woche

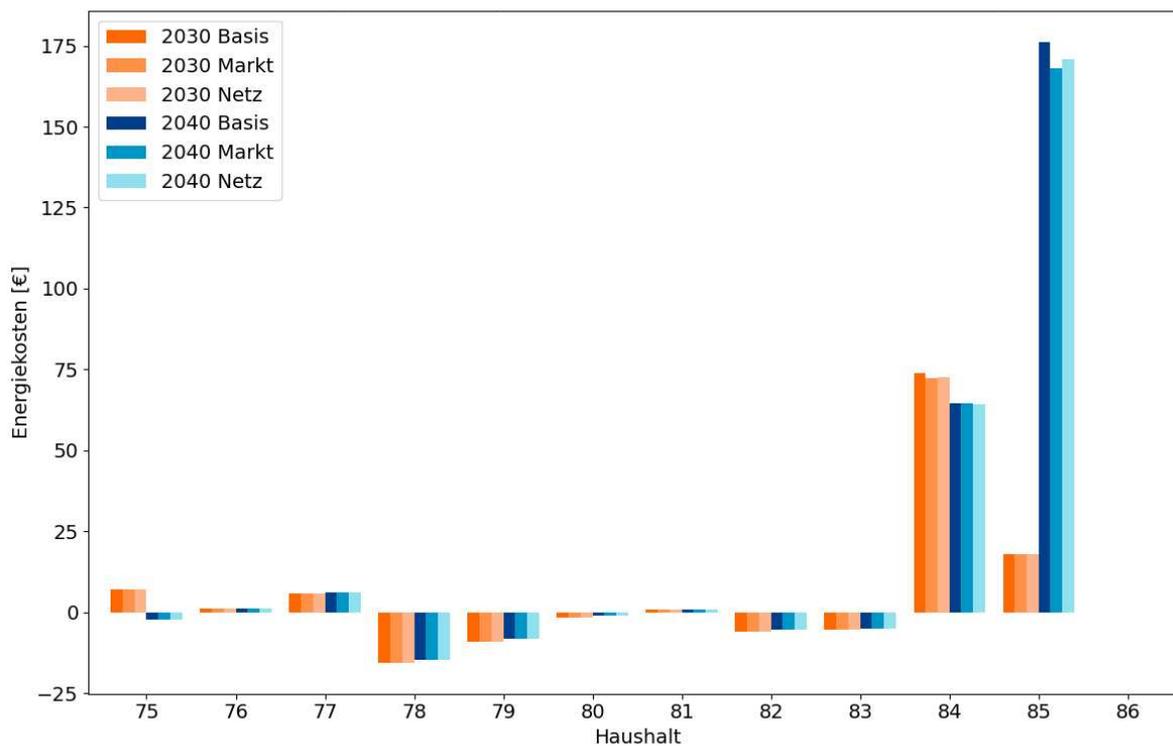


Abbildung A - 23: Kostenentwicklung für Haushalte 75-86 des suburbanen Netzes im markt-, sowie netzorientierten Szenario für die Jahre 2030 und 2040 in der Worst-Case Woche