
Simulation zur koordinierten Netzzustandsbestimmung durch Schaltgeräte von steuerbaren Lasten

Masterarbeit
Leon Philipp Schaaf

Technische Hochschule Köln,
Cologne Institut for Renewable Energy

Betreuer: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt

Ko-Referent: Prof. Dr. Ingo Stadler



Cologne Institute for
Renewable Energy

Technology
Arts Sciences
TH Köln

Erklärungen

Name: Leon Philipp Schaaf
Matrikel-Nummer: 11103911

Erklärung zum eigenständigen Verfassen

Hiermit erkläre ich an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst habe. Ich habe keine anderen, außer den von mir angegebenen Quellen und Hilfsmitteln verwendet.
Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

Köln, 01.03.2021

Leon Philipp Schaaf

Erklärung zur Veröffentlichung

Ich bin damit einverstanden, dass meine Abschlussarbeit ausgeliehen werden darf. Sie darf von meinem Betreuer im Internet veröffentlicht werden.

Köln, 01.03.2021

Leon Philipp Schaaf

Erklärung zu Bildrechten

Außer den im Folgenden genannten, habe ich alle Bilder und Diagramme dieser Abschlussarbeit selbst erstellt.

Die Nutzungsrechte der folgenden Bilder sind mir vom Autor der Bilder per E-Mail erteilt worden:

Abbildung 8: Vermaschtes Netz mit Last-Admittanzen

Abbildung 9: Vermaschtes Netz ohne Last-Admittanzen

Köln, 01.03.2021

Leon Philipp Schaaf

Kurzfassung

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Zustandserfassung elektrischer Niederspannungsnetze. Es wird untersucht, wie genau eine Netzzustandsbestimmung durchgeführt werden kann, wenn die Phasenlage von Knotenströmen und Knotenspannungen nicht bekannt ist.

Netze werden nur anhand der Knoten rekonstruiert, an denen Messwerte vorliegen, wodurch sich die Netztopologie verändert.

Sind alle Lasten und Admittanzen rein reell, kann der Netzzustand einwandfrei bestimmt werden.

Sobald Blindleistung auftritt, weichen die ermittelten Stromwerte von den erwarteten Ergebnissen ab.

Bei sternförmigen Verbraucher-Netzen lassen sich die Leitungsströme mit einer Genauigkeit von 85% bestimmen, wenn der Leistungsfaktor größer als 0,85 ist.

Außerdem müssen Spannungen auf 100 μV genau gemessen werden, um die Netzströme mit einer maximalen Abweichung von 100 mA bestimmen zu können.

Abstract

In this thesis deals with the state determination of electrical low-voltage grids. It is being investigated how exactly a grid state can be determined when the phase angles of currents and voltages at the grid buses is unknown.

Grids are reconstructed with the buses, where measured values are available. This changes the topology of the grid.

If there are no imaginary loads and admittances in the grid, it can be determined perfectly.

As soon as reactive power occurs, the calculated current values deviate from the expected results.

The line currents of star-shaped consumer grids can be determined with an accuracy of 85% if the power factor is higher than 0.85.

Also, voltages must be measured precisely to 100 μV to determine the currents of the grid with a maximal deviation of 100 mA.

Danksagung

Ich möchte mich an dieser Stelle bei allen bedanken, die mich beim Erstellen dieser Arbeit unterstützt haben.

Ein besondere Dank gebührt Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt, der mich während der gesamten Bearbeitungszeit begleitet und unterstützt hat. Ebenso möchte ich Christian Hotz für seine hilfreichen Anmerkungen zu meiner Arbeit danken.

Außerdem danke ich allen, die sich die Zeit genommen haben meine Arbeit Korrektur zu lesen und mir ausführliche Anmerkungen dazu zu machen, sodass ich diese verbessern konnte.

Schließlich möchte ich noch meiner Familie danken, die mich während der Erstellung dieser Arbeit zu jedem Zeitpunkt unterstützt hat.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	7
2.	Stand der Technik	8
3.	Mathematische Hintergründe.....	9
3.1.	Lineare Gleichungssysteme.....	9
3.2.	Newton-Raphson-Verfahren	10
4.	Elektrische Netze	12
4.1.	Das Niederspannungsnetz	12
4.1.1.	Strahlennetze	13
4.1.2.	Maschennetze.....	14
4.1.3.	Ringnetze	15
4.2.	Leitungen.....	17
4.3.	Verbraucher und Einspeiser	18
4.4.	Netzwerkberechnung.....	20
4.4.1.	Bestimmung von Admittanzen und Impedanzen	20
4.4.2.	Aufstellen und Lösen von Netzgleichungssystemen	21
5.	Programmiertechnische Umsetzung	23
5.1.	Entwicklungsumgebung	23
5.2.	Pandapower	24
5.3.	Netzzustandsbestimmung.....	25
5.4.	Berechnungstool.....	27
5.4.1.	Anforderungen	27
5.4.2.	Aufbau.....	27
5.4.3.	Konzept	28
5.4.4.	Funktionsweise.....	29
6.	Referenznetze.....	41
6.1.	Rahmenbedingungen	41
6.2.	Leitungen.....	42
6.3.	Ladestationen.....	43
6.4.	Verbrauch	43
6.5.	Ermittlung der Verbräuche	45
6.6.	Betrachtete Referenznetze.....	47
7.	Simulationen	49
7.1.	Vorgehensweise.....	49
7.2.	Szenarien	49
7.3.	Szenario 1	51

7.3.1.	Beschreibung.....	51
7.3.2.	Ergebnisse	53
7.3.3.	Fazit.....	57
7.4.	Szenario 2	58
7.4.1.	Beschreibung.....	58
7.4.2.	Ergebnisse	60
7.4.3.	Fazit.....	64
7.5.	Szenario 3	65
7.5.1.	Beschreibung.....	65
7.5.2.	Ergebnisse	67
7.5.3.	Fazit.....	71
7.6.	Szenario 4	72
7.6.1.	Beschreibung.....	72
7.6.2.	Ergebnisse	75
7.6.3.	Fazit.....	81
7.7.	Szenario 5	82
7.7.1.	Beschreibung.....	82
7.7.2.	Ergebnisse	83
7.7.3.	Fazit.....	86
7.8.	Szenario 6	87
7.8.1.	Beschreibung.....	87
7.8.2.	Ergebnisse	90
7.8.3.	Fazit.....	95
7.9.	Szenario 7	96
7.9.1.	Beschreibung.....	96
7.9.2.	Ergebnisse	97
7.9.3.	Fazit.....	103
7.10.	Szenario 8	103
7.10.1.	Beschreibung	103
7.10.2.	Ergebnisse	104
7.10.3.	Fazit	107
7.11.	Szenario 9	108
7.11.1.	Beschreibung	108
7.11.2.	Ergebnisse	109
7.11.3.	Fazit	112
7.12.	Szenario 10	113
7.12.1.	Beschreibung	113

7.12.2.	Ergebnisse	115
7.12.3.	Fazit	118
8.	Fazit und Ausblick	119
9.	Literaturverzeichnis	121
10.	Formelverzeichnis	122
11.	Tabellenverzeichnis	123
12.	Abbildungsverzeichnis	128
13.	Verwendete Abkürzungen	131
14.	Anhang	133
14.1.	Netzdaten Szenario 1	133
14.2.	Netzdaten Szenario 3 und 4	134
14.3.	Simulationsergebnisse Szenario 3	135
14.4.	Simulationsergebnisse Szenario 5	140
14.5.	Netzdaten Szenario 6	144
14.6.	Simulationsergebnisse Szenario 6	145
14.7.	Netzdaten Szenario 7	150
14.8.	Simulationsergebnisse Szenario 7	164
14.9.	Netzdaten Szenario 8	179
14.10.	Simulationsergebnisse Szenario 8	179
14.11.	Netzdaten Szenario 9	184
14.12.	Simulationsergebnisse Szenario 9	189
14.13.	Simulationsergebnisse Szenario 10	190

1. Einleitung

Im Rahmen der Energiewende findet auch ein Wandel des elektrischen Energieverbrauchs statt. Dabei ist der Wandel des Energienetzes vom reinen Verteilnetz hin zum Smart-Grid ein wichtiger Schritt, um den Ausstoß von schädlichen Klimagasen zu reduzieren.

Besonders steuerbare Lasten mit schwankender Leistungsaufnahme, wie beispielsweise Ladeinfrastruktur von Elektro-Fahrzeugen, stellen eine große Herausforderung dar, da hier ein hohes Risiko für eine Netzüberlastung besteht.

Im Rahmen des PROGRESSUS-Projektes verfolgt die TH Köln gemeinsam mit ihren Projektpartnern das Ziel, die Spitzenbelastung durch Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen um 30% zu senken. Dadurch wird eine beschleunigte Einführung von Elektrofahrzeugen ermöglicht und das Erreichen der in der Agenda 2030 formulierten Ziele zur CO₂-Reduktion unterstützt [1].

Die TH Köln befasst sich im Rahmen dieses Projektes unter anderem mit der Entwicklung von Algorithmen zur Bestimmung des Netzzustandes. Dazu werden an Smart Meter Gateways, die ans Netz angeschlossen sind, Messwerte aufgenommen und ausgewertet [1].

Durch eine Kommunikation zwischen Messeinrichtungen an steuerbaren Lasten innerhalb eines Niederspannungsnetzes können aufgenommene Messwerte ausgetauscht werden. Beispielhaft für solche Lasten werden Ladestationen für Elektro-Fahrzeuge betrachtet. Das Ziel ist es, anhand der aufgenommenen Messwerte, den Netzzustand zu ermitteln und Überlastungen des Netzes durch intelligente, dezentrale Steuerung der Ladestationen zu verhindern.

Aus den aufgenommenen Messwerten wird zunächst die Topologie des Netzes so genau wie möglich rekonstruiert. Da diese Rekonstruktion Teil des PROGRESSUS-Projektes ist, existiert hierzu noch keine zitierbare Veröffentlichung.

Die ermittelte Netz-Topologie kann von der tatsächlichen Netz-Topologie abweichen. Grund dafür ist, dass lediglich Messdaten für die Punkte vorliegen, an denen sich eine Messeinheit befindet. Über das restliche Netz und dessen Struktur ist ansonsten nichts bekannt.

Daher ist das Ziel dieser Arbeit, die Genauigkeit der Netzzustandsermittlung aus den aufgenommenen Messwerten unter Zuhilfenahme eines dafür erstellten Simulationstools zu überprüfen.

Dafür wurde ein Python-Tool entwickelt, in dem ein Niederspannungsnetz erstellt und dessen Netzzustand in einer Echtzeit-Simulation bestimmt werden kann. Außerdem kann durch die zuvor rekonstruierte Netz-Topologie und die aufgenommenen Messwerte ebenfalls der Netzzustand des rekonstruierten Netzes ermittelt werden, sodass die Ergebnisse verglichen werden können.

Diese Arbeit umfasst den aktuellen Stand der Technik sowie mathematische Hintergründe und Grundlagen zu elektrischen Netzen. Des Weiteren wird auf die programmiertechnische Umsetzung in einem Netzwerkwerkberechnungstool und Referenznetze mit den zugehörigen Parametern eingegangen. Darauf aufbauend wird die Vorgehensweise beim Ermitteln des Netzzustandes sowie die betrachteten Szenarien erläutert. Abschließend erfolgt die Auswertung der Ergebnisse sowie ein Fazit mit Ausblick.

2. Stand der Technik

Auf dem Gebiet der Netzzustandsbestimmung ist bei der Lösung des Netz-Gleichungssystems entscheidend, welche Eingangsgrößen vorliegen, also ob das Gleichungssystem exakt bestimmt, überbestimmt oder unterbestimmt ist.

Sollte das Netz unterbestimmt sein, kann das Gleichungssystem nicht in einen eindeutigen Netzzustand aufgelöst werden. Hier kann über verschiedene Verfahren der Netzreduktion das Netz jedoch so vereinfacht werden, dass ein exakt bestimmbares Netz entsteht. In „Anwendbarkeit der Methodik der Netzreduktion für den zellularen Ansatz“ [2] wird die Anwendbarkeit von Reduktionsverfahren für den zellularen Ansatz von Netzen untersucht. Das Kapitel „4 Netzreduktionsmethoden“ gibt einen Überblick über Reduktionsverfahren und fasst diese zusammen. Anschließend wird untersucht, welcher dieser Ansätze auf das zellulare Netz anwendbar ist.

Ist das Netz jedoch überbestimmt, da mehr Messungen als Zustandsgrößen vorliegen, können über Ausgleichsverfahren, wie die State Estimation, Erwartungswerte für die Zustandsgrößen geschätzt werden. Mit dem Verfahren der State Estimation wurde sich bereits in zahlreichen Arbeiten befasst. Einen guten Überblick bietet hierfür „Ein Beitrag zur Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit niedrigredundanter Messwertaufnahme“ [3]. In dieser Arbeit werden verschiedene Ansätze zur State Estimation für diverse Netze miteinander verglichen. Im Kapitel „3. Grundlagen der Zustandsschätzung“ werden dafür zunächst verschiedene Ansätze zur State Estimation erläutert. Anschließend werden bereits durchgeführte Arbeiten kategorisiert und beschrieben. Hierbei wird unter anderem auch auf Ansätze eingegangen, die bereits in Laboren, Echtzeit-Simulationen und Feldtests geprüft wurden.

Die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Netze sind, anders als in den oben beschriebenen Arbeiten, weder unter- noch überbestimmt und somit exakt lösbar. Dabei werden für die realen Netze alle Parameter bei der Erstellung bzw. bei der Simulation gegeben. Für die Netze, die aus den Messpunkten und -daten rekonstruiert werden, wird die passende Admittanz-Matrix an das Tool übergeben. Daher können die Gleichungssysteme über deterministische Verfahren gelöst werden.

3. Mathematische Hintergründe

Bei der Berechnung der Zustände von Niederspannungsnetzen treten Gleichungssysteme auf, die es zu lösen gilt. Dabei unterscheidet man zwischen linearen und nicht linearen Gleichungssystemen. Ist ein Gleichungssystem nicht linear kann es nur iterativ über Verfahren, wie das Newton-Raphson-Verfahren gelöst werden.

3.1. Lineare Gleichungssysteme

Durch die Zusammenhänge der Netzgrößen können diese zum Teil über lineare Gleichungssysteme beschrieben werden. Ein lineares Gleichungssystem mit m Gleichungen und n Unbekannten ist wie in Formel 1 aufgebaut.

Formel 1: Lineares Gleichungssystem ([4], S. 69)

$$\begin{array}{ccccccccc}
 a_{11} * x_1 & + & a_{12} * x_2 & \cdots & a_{1(n-1)} * x_{(n-1)} & + & a_{1n} * x_n & = & y_1 \\
 a_{21} * x_1 & + & a_{22} * x_2 & \cdots & a_{2(n-1)} * x_{(n-1)} & + & a_{2n} * x_n & = & y_2 \\
 \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\
 a_{(m-1)1} * x_1 & + & a_{(m-1)2} * x_2 & \cdots & a_{(m-1)(n-1)} * x_{(n-1)} & + & a_{(m-1)n} * x_n & = & y_{(n-1)} \\
 a_{m1} * x_1 & + & a_{m2} * x_2 & \cdots & a_{m(n-1)} * x_{(n-1)} & + & a_{mn} * x_n & = & y_n
 \end{array}$$

Ein solches Gleichungssystem kann über die Matrizen- bzw. Vektoren-Schreibweise dargestellt werden. Dabei wird eine Koeffizienten-Matrix A mit einem Spaltenvektor x für die Unbekannten multipliziert, um einen resultierenden Spaltenvektor y zu erhalten. Die Matrizenschreibweise linearer Gleichungssysteme kann Formel 2, Formel 3 und Formel 4 entnommen werden.

Formel 2: Komponenten des linearen Gleichungssystems in Matrizen-Schreibweise ([4], S. 69)

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1(n-1)} & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2(n-1)} & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ a_{(m-1)1} & a_{(m-1)2} & \cdots & a_{(m-1)(n-1)} & a_{(m-1)n} \\ a_{m1} & a_{m2} & \cdots & a_{m(n-1)} & a_{mn} \end{pmatrix}, \quad x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_{(n-1)} \\ x_n \end{pmatrix}, \quad y = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_{(n-1)} \\ y_n \end{pmatrix}$$

Formel 3: allgemeine Matrizen-Schreibweise linearer Gleichungssysteme ([4], S. 69)

$$A * x = y$$

Formel 4: detaillierte Matrizen-Schreibweise linearer Gleichungssysteme ([4], S. 69)

$$\begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1(n-1)} & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2(n-1)} & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ a_{(m-1)1} & a_{(m-1)2} & \cdots & a_{(m-1)(n-1)} & a_{(m-1)n} \\ a_{m1} & a_{m2} & \cdots & a_{m(n-1)} & a_{mn} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_{(n-1)} \\ x_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_{(n-1)} \\ y_n \end{pmatrix}$$

Ein lineares Gleichungssystem ist überbestimmt, wenn mehr Gleichungen als Variablen vorliegen. Sollte die Anzahl der Variablen mit der Anzahl der Gleichungen übereinstimmen, ist das System

exakt bestimmt. In dem Fall, dass weniger Gleichungen als Variablen vorliegen, ist das Gleichungssystem unterbestimmt und kann nicht eindeutig gelöst werden.

Im inhomogenen Fall ist der Ergebnisvektor ungleich 0. Ein solches System hat entweder genau eine Lösung, unendlich viele oder gar keine Lösungen ([4], S. 71).

Um ein lineares Gleichungssystem mit Hilfe des Gauß-Algorithmus zu lösen, wird es zunächst als erweiterte Koeffizienten-Matrix nach Formel 5 und Formel 6 dargestellt.

Formel 5: allgemeine erweiterte Koeffizienten-Matrix ([4], S. 74)

$$(A|y)$$

Formel 6: detaillierte erweiterte Koeffizienten-Matrix ([4], S. 74)

$$\left(\begin{array}{cccccc|c} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1(n-1)} & a_{1n} & y_1 \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2(n-1)} & a_{2n} & y_2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{(m-1)1} & a_{(m-1)2} & \cdots & a_{(m-1)(n-1)} & a_{(m-1)n} & y_{(n-1)} \\ a_{m1} & a_{m2} & \cdots & a_{m(n-1)} & a_{mn} & y_n \end{array} \right)$$

Ein lineares Gleichungssystem ist dann lösbar, wenn der Rang der Koeffizienten-Matrix dem Rang der erweiterten Koeffizienten-Matrix entspricht. Solange der Rang der Matrizen kleiner ist als die Anzahl der Variablen, lässt sich das System nicht eindeutig, sondern nur in Abhängigkeit von einer oder mehreren Variablen lösen. Dadurch ergeben sich unendlich viele Lösungen für das Gleichungssystem. Eindeutig lösbar ist das Gleichungssystem für den Fall, dass der Rang beider Matrizen der Anzahl der Variablen entspricht ([4], S. 78-80). In diesem Fall sind die Matrizen quadratisch.

3.2. Newton-Raphson-Verfahren

Das Newton-Raphson-Verfahren ist ein Verfahren zur iterativen Lösung von nichtlinearen Gleichungssystemen. Von einem Startwert x_0 ausgehend wird dabei durch wiederholtes Anwenden der Iterationsvorschrift (Formel 7) eine Reihe von Näherungswerten erzeugt, die gegen den gesuchten Zielwert konvergieren ([5], S. 406).

Formel 7: Iterationsvorschrift ([5], S. 406)

$$x_n = F(x_{n-1})$$

Setzt man nun x_0 ein erhält man x_1 . Für x_1 erhält man wiederum x_2 . Dies kann beliebig fortgesetzt werden.

Beim Newton-Raphson-Verfahren, auch Newtonsches Tangentenverfahren genannt, geht man davon aus, dass x_0 ein geeigneter Näherungswert für die gesuchte Stelle x der Funktion $y=f(x)$ ist.

Zuerst wird die Tangente durch den Punkt P_0 mit den Koordinaten x_0 und y_0 , wie in Formel 8, bestimmt ([5], S. 407).

Formel 8: Tangentengleichung ([5], S. 407)

$$\frac{y - y_0}{x - x_0} = f'(x_0)$$

Der gesuchte y-Wert ist bekannt und wird in diese Formel eingesetzt. Im Beispiel wird eine Nullstelle gesucht, daher ist der gesuchte y-Wert in Formel 9 gleich 0 [5].

Formel 9: Tangentengleichung mit eingesetztem Zielwert (y) ([5], S. 407)

$$\frac{0 - y_0}{x - x_0} = f'(x_0)$$

Nun wird diese Formel nach x aufgelöst, wodurch man den ersten Näherungswert x_1 (Formel 10) erhält.

Formel 10: Umgestellte Tangentengleichung nach x_1 ([5], S. 407)

$$x_1 = x_0 - \frac{y - y_0}{f'(x_0)}$$

Anschließend wird x_1 als neuer Startwert verwendet und x_2 bestimmt. Durch Wiederholen dieses Iterationsschrittes wird der gesuchte Wert immer weiter angenähert.

Allgemein kann die Iteration wie in Formel 11 ausgedrückt werden, wobei $f(x_n)$ den gesuchten y-Wert (z.B. 0 bei Nullstellen) beschreibt.

Formel 11: Allgemeine Darstellung der Newton-Raphson-Iteration ([5], S 408)

$$x_n = x_{n-1} - \frac{f(x_n) - f(x_{n-1})}{f'(x_{n-1})} \quad (n = 1, 2, 3, \dots)$$

Bei einer mehrdimensionalen Anwendung liegen x_{n-1} sowie $f(x_{n-1})$ und $f(x_n)$ als Vektoren vor. $f'(x_{n-1})$ entspricht der Jacobimatrix, die alle partiellen Ableitungen enthält. Die Division eines Vektors durch eine Matrix kann durch Multiplikation des Vektors mit der inversen Matrix vereinfacht werden. Dieses Verfahren wird hier für die Jacobi-Matrix angewandt.

4. Elektrische Netze

Unter dem Begriff Netz werden alle zur Übertragung von elektrischer Energie notwendigen Betriebsmittel zusammengefasst. Dies umfasst Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Umspann- und Schaltanlagen ([6], S. 96). Dabei werden verschiedenen Netztypen anhand ihrer Struktur und Spannungsebene unterschieden.

4.1. Das Niederspannungsnetz

Verteilnetze im Niederspannungsbereich werden zur Energieversorgung von Haushalten, Handwerksbetrieben, Dienstleistungsbetrieben und öffentlichen Einrichtungen genutzt. Außerdem ist ein Großteil der Photovoltaik-Anlagen in der Niederspannungsebene angeschlossen. Niederspannungsnetze werden überwiegend mit Kabeln realisiert. Freileitungen kommen lediglich in abgelegenen Gegenden zum Einsatz ([6], S. 10).

Bei der Betrachtung von Niederspannungsnetzen lässt sich grundsätzlich in Maschennetze und Strahlennetze unterscheiden. Bei Strahlennetzen existiert genau ein Weg zwischen zwei beliebigen Netzknoten. Sollten zwei Knoten über mehrere Wege miteinander verbunden sein spricht man von einem Maschennetz. Weiterhin ist zu unterscheiden, ob es sich um ein verzweigtes oder ein unverzweigtes Netz handelt. Bei einem verzweigten Netz existieren Knoten mit mehr als zwei Leitungsabzweigen. Sollten hingegen alle Knoten maximal zwei Leitungsabgänge besitzen, spricht man von einem unverzweigten Netz ([7], S. 83). Außerdem ist der Sonderfall der Ringnetz-Struktur zu nennen, bei der die Enden zweier Leitungsstrahlen miteinander verbunden werden können ([6], S. 99).

4.1.1. Strahlennetze

In Strahlennetzen verlaufen die Leitungen strahlförmig als sogenannte Stichleitungen vom Umspannpunkt aus der höheren Spannungsebene. Dabei wird zwischen dem unverzweigten Strahlennetz, auch Sternnetz genannt, und dem verzweigten Strahlennetz unterschieden ([6], S.97).

Vorteile von Strahlennetzen sind der geringe Planungsaufwand, der vergleichsweise geringe materielle Realisierungsaufwand und die gute Übersichtlichkeit bei der Fehlersuche. Nachteilig anzumerken sind die geringe Versorgungszuverlässigkeit sowie die relativ hohen Leitungsverluste ([6], S.98). Nachfolgend werden beispielhaft ein Sternnetz (Abbildung 1) und ein verzweigtes Strahlennetz (Abbildung 2) dargestellt.

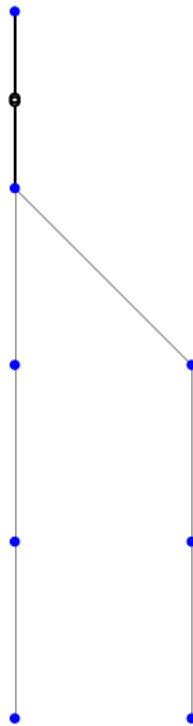


Abbildung 1: Sternnetz

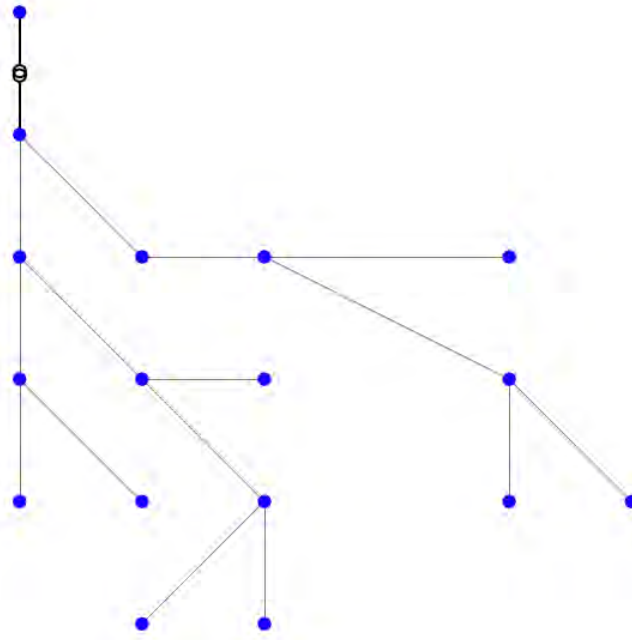


Abbildung 2: Verzweigtes Strahlennetz

4.1.2. Maschennetze

Wenn innerhalb geschlossener Netzringe weitere Verbindungen vorliegen, spricht man von einem Maschennetz. Knoten und Netzzeige können hier über verschiedene Wege versorgt werden. Daraus resultieren eine hohe Versorgungszuverlässigkeit sowie geringe Netzverluste und ein geringer Spannungsabfall ([6], S. 101). Ein solches Netz ist in der folgenden Abbildung 3 dargestellt.

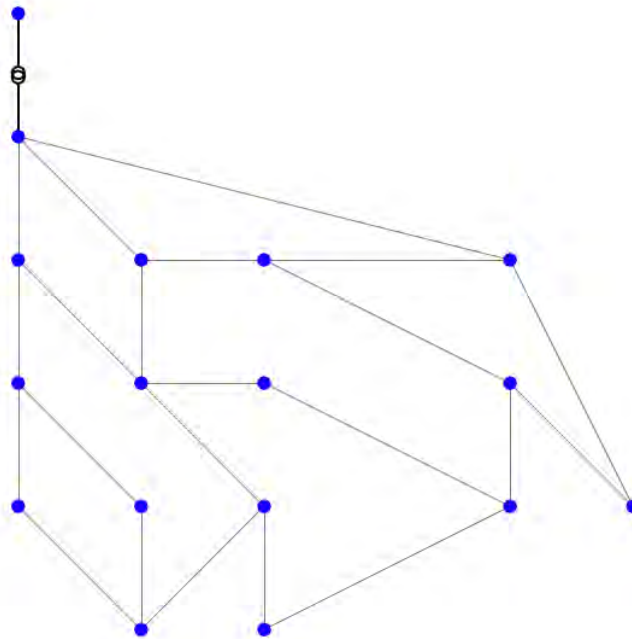


Abbildung 3: Maschennetz

4.1.3. Ringnetze

Ringnetze verdanken ihren Namen dem ringförmigen Aufbau. Die Enden zweier Netzstrahlen können in Ringnetzen betriebsmäßig verbunden werden. Dabei ist zwischen offen und geschlossen betriebenen Ringnetzen zu unterscheiden ([6], S. 99).

Offen betriebene Ringnetze sind im Normalbetrieb Strahlnetze. Sollte eine Leitung ausfallen, können die dahinter liegenden Verbraucher durch Umschaltung über den fehlerfreien Strang versorgt werden, wodurch eine höhere Versorgungssicherheit als beim Strahlennetz entsteht. Negativ sind jedoch der relativ große Spannungsabfall und die kurzzeitige Versorgungsunterbrechung bei einer erforderlichen Umschaltung der Verbraucher ([6], S. 99). Das Prinzip der Stromversorgung in einem offenen Ringnetz ist für einen Fehlerfall schematisch in Abbildung 4 abgebildet.

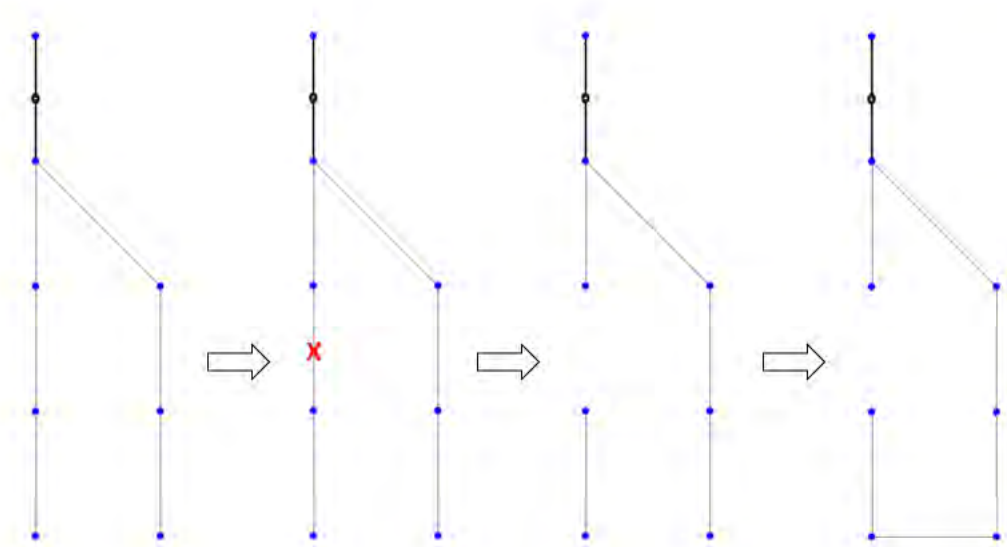


Abbildung 4: Offenes Ringnetz

Beim geschlossen betriebenen Ringnetz, wie in Abbildung 5, bleiben die Trennstellen betriebsmäßig geschlossen, sodass das Netz eine einzige Masche bildet. Im Fehlerfall werden alle Verbraucher im Ring solange nicht versorgt, bis der vom Fehler betroffene Netzabschnitt freigeschaltet ist. Vorteilhaft gegenüber der offenen Betriebsweise sind die geringeren Spannungsabfälle und Verluste ([6], S. 99, 100).

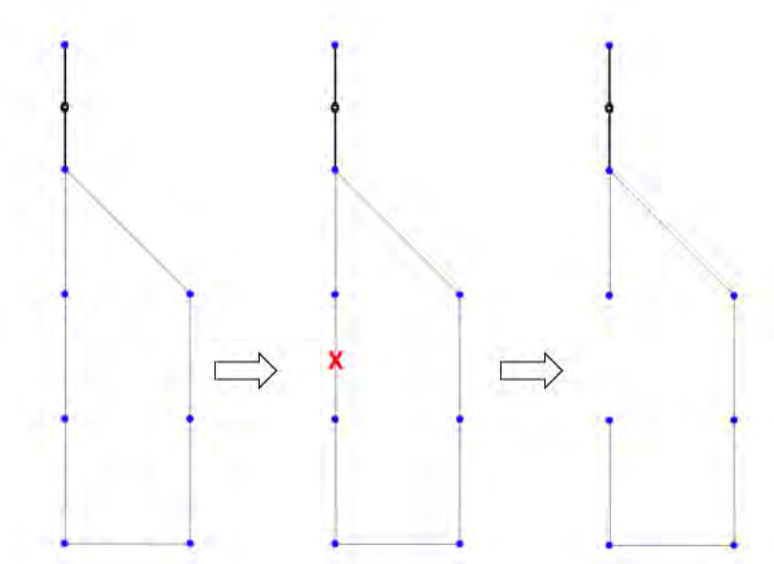


Abbildung 5: Geschlossenes Ringnetz

4.2. Leitungen

Die elektrischen Eigenschaften von Freileitungen werden durch die Leitungsbeläge beschrieben. Dabei beschreibt der Widerstandsbelag R' die längenbezogenen Stromwärmeverluste. Der Induktivitätsbelag L' umfasst die längenbezogenen Schleifen- und Koppelinduktivitäten und der Kapazitätsbelag C' die Erd- und Koppelkapazitäten. Die Verluste im Dielektrikum werden ebenfalls längenbezogen durch den Ableitbelag G' angegeben ([6], S. 77, 78). Es wird angenommen, dass diese Leitungsparameter über der Länge (l) einer homogenen Leitung konstant sind. Folglich kann das π -Ersatzschaltbild, wie in Abbildung 6 verwendet werden, wenn die Länge der Leitung deutlich kleiner als ein Viertel der Wellenlänge (λ) ist. In Formel 12 beschreibt c die Lichtgeschwindigkeit ($3 \cdot 10^8$ m/s) und f die Netzfrequenz (50 Hz).

Formel 12: Wellenlänge

$$\lambda = \frac{c}{f}$$

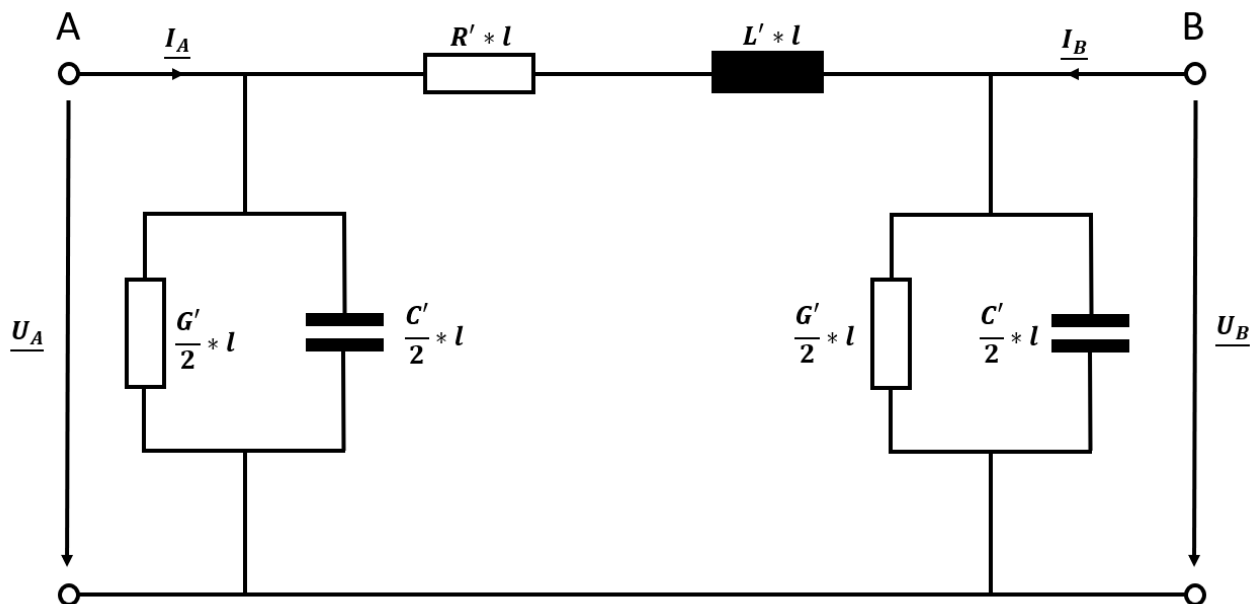


Abbildung 6: Ersatzschaltbild einer Leitung

Die Widerstände, Leitwerte, Induktivitäten und Kapazitäten der Leitung können aus dem Produkt des jeweiligen Leitungsbelages und der Länge der Leitung bestimmt werden. Die Leitungsbeläge werden immer für eine Leitung mit Rückleiter angegeben.

In Niederspannungsnetzen ist der Ableitstrom in der Regel so klein, dass der Ableitungsbelag G' mit guter Näherung vernachlässigt werden kann ([6], S. 268). Dadurch vereinfacht sich ebenso das Ersatzschaltbild der Leitung, wie in Abbildung 7 dargestellt.

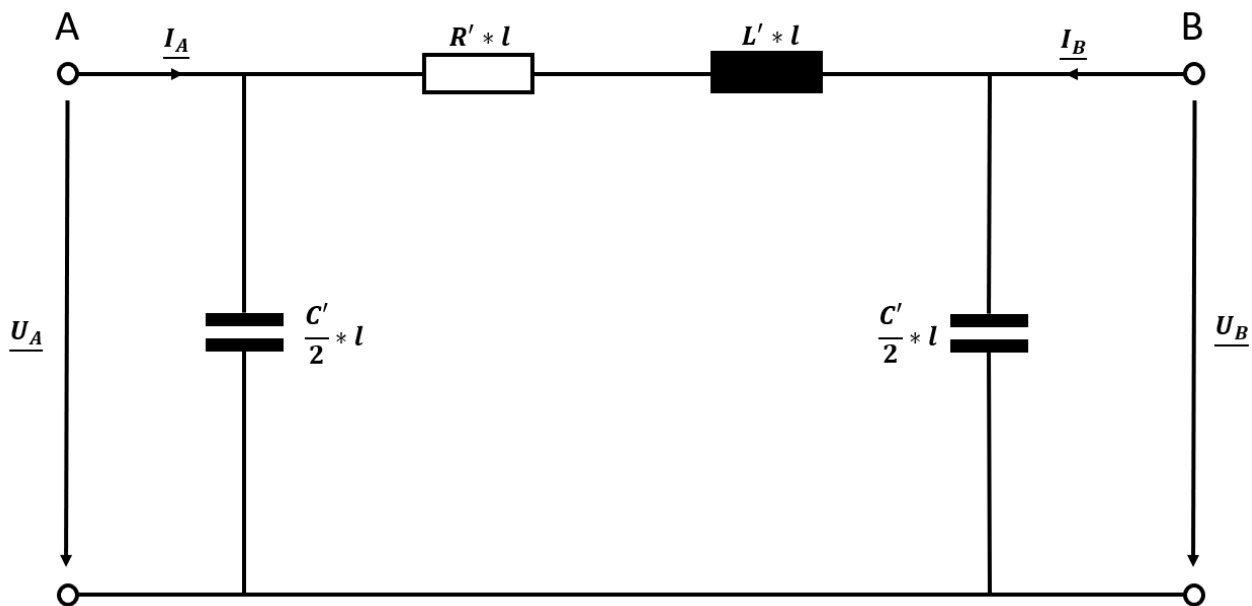


Abbildung 7: Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Leitung

4.3. Verbraucher und Einspeiser

Das Niederspannungsnetz ist ein dreiphasiges Wechselspannungsnetz. Die Spannungs- und Stromsignale der einzelnen Phasen sind jeweils um 120° zueinander verschoben. Ein solches Netz wird Drehstrom-Netz genannt.

In einem Wechselstromkreis schwingen Strom und Spannung sinusförmig mit der Netzfrequenz (f). Durch Kapazitäten und Induktivitäten entstehen Verschiebungen in der Phasenlage von Strom und Spannung (φ) im Bereich von $+90^\circ$ (induktiv) und -90° (kapazitiv). Ebenfalls entsteht induktive und kapazitive Blindleistung. Diese unterscheiden sich über das Vorzeichen des Phasenwinkels.

Die Scheinleistung kann durch Wirk- und Blindleistung beschrieben werden. Ihr Betrag lässt sich über den Phasenwinkel mit dem Satz des Pythagoras berechnen (Formel 13).

Formel 13: Scheinleistung ([8], S. 259)

$$S = U * I = \frac{P}{\cos(\varphi)} = \frac{Q}{\sin(\varphi)} = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

In Drehstrom-Netzen wird unterschieden zwischen der Außenleiterspannung (U), also der Spannung zwischen zwei Phasen, und der Sternspannung (U_{st}) zwischen einem Leiter und dem Neutraleiter ([8], S. 332). Dabei ist die Außenleiter Spannung um den Faktor $\sqrt{3}$ größer als die Strangspannung. Beim Anschließen einer Last können die drei Leiter symmetrisch oder unsymmetrisch belastet werden. Wird ein in Stern geschalteter Verbraucher angeschlossen, ist die Leistung bei symmetrischer

Belastung, anders als beim einphasigen Wechselstromkreis, zeitlich konstant und kann nach Formel 14 bestimmt werden ([8], S. 347).

Formel 14: Scheinleistung symmetrischer Verbraucher ([8], S. 347)

$$S = \sqrt{3} * U * I = 3 * U_{st} * I$$

Jede Sternschaltung kann in eine äquivalente Dreiecksschaltung umgewandelt werden, daher sind die Formeln für Wirk-, Blind- und Scheinleistung sowohl für Stern- als auch für Dreiecksschaltungen gültig, sofern diese eine symmetrische Belastung aufweisen.

Weiterführende Informationen und Formeln können dem Buch „Grundlagen der Elektrotechnik“ von Gerd Hagemann entnommen werden [8].

Sowohl Verbraucher als auch Einspeiser im Drehstrom-Netz werden über ihre Leistung dargestellt. Dabei wird durch ein unterschiedliches Vorzeichen zwischen Verbrauch und Einspeisung unterschieden. Demnach wird im Verbraucher-Zählpfeil-System die Leistung von Verbrauchern positiv und die Leistung von Einspeisern negativ betrachtet. Des Weiteren unterscheiden sich Verbraucher und Erzeuger untereinander durch die Art der bezogenen bzw. erzeugten Blindleistung. Diese ist im kapazitiven Fall negativ, was bedeutet, dass sie ein anders Vorzeichen besitzt als die Wirkleistung. Induktive Blindleistung hingegen ist positiv und besitzt somit das gleiche Vorzeichen, wie die Wirkleistung. Wird keine Blindleistung bezogen bzw. eingespeist, besitzt sie ebenfalls kein Vorzeichen. Einen Überblick liefert Tabelle 1.

Tabelle 1: Arten von Verbrauchern und Erzeugern in Verbraucher-Zählpfeil-System

Art der Leistung	Blindleistung	Vorzeichen Blindleistung	Vorzeichen Wirkleistung
Verbraucher	kapazitiv	negativ	positiv
Verbraucher	induktiv	positiv	positiv
Verbraucher	keine	-	positiv
Erzeuger	kapazitiv	positiv	negativ
Erzeuger	induktiv	negativ	negativ
Erzeuger	keine	-	negativ

Im Erzeuger-Zählpfeil-System ist die Wirkleistung von Verbrauchern negativ und die Wirkleistung von Erzeugern positiv. Ebenso verhält es sich mit der Blindleistung.

Bei der Berechnung von Netzen ist besonders zu beachten, in welchem Zählerpfeil-System Lasten bzw. Erzeuger angegeben werden.

4.4. Netzwerkberechnung

Netzwerke können über die Zusammenhänge der elektrischen Größen beschrieben und berechnet werden. Dabei können Lasten über Leistungen, Ströme, Spannungen, Impedanzen oder Admittanzen beschrieben werden. Es wird beschrieben, wie Impedanzen und Admittanzen aus elektrischen Bauteilen bestimmt werden können. Außerdem wird das Vorgehen beim Aufstellen und Lösen von Netzgleichungen erläutert.

4.4.1. Bestimmung von Admittanzen und Impedanzen

Um Impedanzen und Admittanzen aus Widerständen, Kapazitäten (C) und Induktivitäten (L) bestimmen zu können, müssen zunächst der induktive (Formel 15) und der kapazitive (Formel 16) Blindwiderstand (X) bestimmt werden. Dafür wird die Netzfrequenz (f) benötigt, diese liegt in der Regel bei 50 Hz.

Formel 15: Induktiver Blindwiderstand ([8], S. 226)

$$X_L = 2 * \pi * f * L$$

Formel 16: Kapazitiver Blindwiderstand ([8], S. 228)

$$X_C = -\frac{1}{2 * \pi * f * C}$$

Aus dem Blindwiderstand (X) und dem Wirkwiderstand (R) können die Impedanzen und Admittanzen wie in Formel 17 berechnet werden.

Formel 17: Impedanz und Admittanz aus Wirk- und Blindwiderstand ([8], S. 215)

$$\underline{Y} = \frac{1}{\underline{Z}} = \frac{1}{R + jX}$$

4.4.2. Aufstellen und Lösen von Netzgleichungssystemen

Ist ein Netz mit Last-Impedanzen oder Last-Admittanzen gegeben, so können unter Zuhilfenahme der Kirchhoff'schen Gesetze und des Ohm'schen Gesetzes die Netzgleichungen aufgestellt werden, die das Netz beschreiben. Aus diesen Netzgleichungen lässt sich wiederum eine Admittanzmatrix bilden. Dieses Vorgehen wird anhand des Beispiels in Abbildung 8 erläutert.

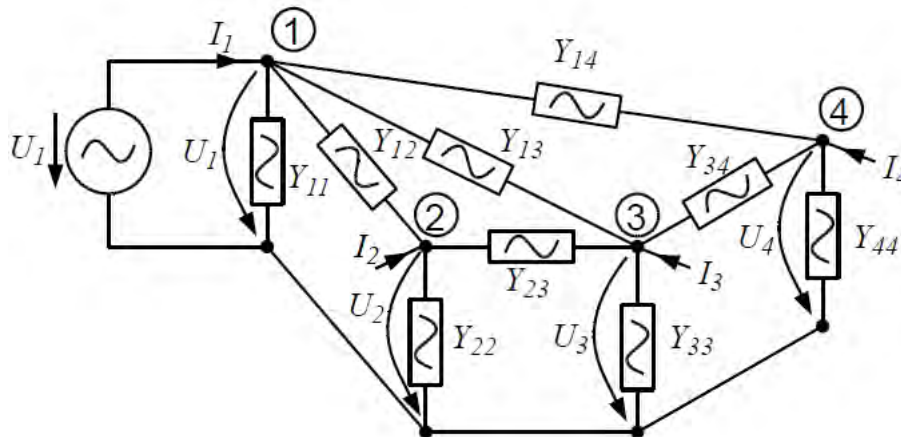


Abbildung 8: Vermaschtes Netz mit Last-Admittanzen [9]

Die anliegenden Knotenströme (I_1, I_2, I_3, I_4) fließen bei dieser Betrachtung in die entsprechenden Knoten hinein. Sollten dies in der Realität nicht der Fall sein, werden die Ergebnisse negativ. Die Ströme lassen sich als Funktion der Spannungen und der Admittanzen über eine Admittanzmatrix sowie einen Strom- und einen Spannungsvektor beschrieben werden (Formel 18).

Formel 18: Berechnung der Knotenströme über Admittanzmatrix und Spannungsvektor

$$\underline{I} = Y * \underline{U}$$

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{pmatrix}$$

Wenn Knoten A mit Knoten B verbunden ist, gilt dies natürlich auch umgekehrt. Dadurch ist die Admittanzmatrix in jedem Fall struktursymmetrisch. Das bedeutet zum einen, dass sie quadratisch ist und zum anderen, dass das Element a_{12} dem Element a_{21} entspricht. Wenn mindestens vier Spannungen oder Ströme bekannt sind, kann das abgebildete Gleichungssystem mit dem Gaußverfahren gelöst und somit die unbekannt Ströme und Spannungen bestimmt werden.

Allerdings wird in Netzen oft die Last als Leistung angegeben, sodass sich nichtlineare Gleichungen ergeben. Ein solches Netz ist in Abbildung 9 zu sehen.

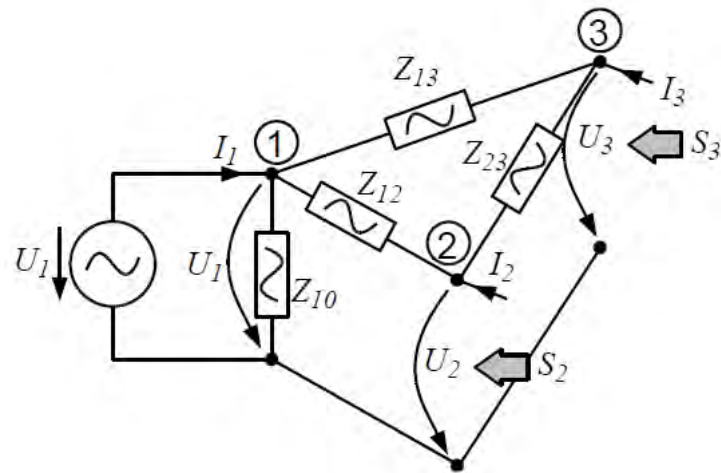


Abbildung 9: Vermaschtes Netz ohne Last-Admittanzen [9]

Netze mit nichtlinearen Systemgleichungen lassen sich nur iterativ über Verfahren wie das Strom-Iterations-Verfahren oder das Newton-Raphson-Verfahren lösen. Das Newton-Raphson-Verfahren wird in Kapitel 3.2 erläutert. Daher wird an dieser Stelle nur auf das Strom-Iterations-Verfahren eingegangen.

Da die Leistungen vorgegeben werden, kann unter Zuhilfenahme der Nennspannung ein Startwert für die Knotenströme gebildet werden. Anschließend werden daraus die Spannungen ermittelt. Diese wiederum ersetzen die Nennspannung als Ausgangsgröße, sodass im nächsten Iterationsschritt verbesserte Werte für die Knotenströme ermittelt werden können. Durch wiederholte Anwendung dieser Iteration können die ermittelten Werte der Knotenströme den tatsächlichen Werten angenähert werden.

5. Programmiertechnische Umsetzung

Zur Berechnung des Netzzustandes eines Niederspannungsnetzes wird ein Tool erstellt. Dieses ermöglicht das Erzeugen von Netzen über eine graphische Nutzeroberfläche. Anschließend kann der Netzzustand in einer Echtzeitsimulation berechnet werden. Dabei wird zum einen der Zustand des erstellten Netzes und zum anderen der Zustand des Netzes, das lediglich aus den Knoten mit Ladestation besteht, berechnet. Die Ergebnisse werden als csv-Dateien gespeichert.

5.1. Entwicklungsumgebung

Für die Entwicklung eines Software-Tools zur Netzwerkberechnung wurde Python als Programmiersprache gewählt. Python ist eine Open Source Programmiersprache, die sich aufgrund ihrer Einfachheit und Übersichtlichkeit großer Beliebtheit erfreut. Die Beliebtheit von Python rührt daher, dass sein Konzept Ansätze, Lösungen und Vorgehensweisen bietet, die andere Sprachen nicht aufweisen. Python unterstützt sowohl die objektorientierte, die aspektorientierte, die strukturierte als auch die funktionale Programmierung. Das bietet dem Nutzer viel Freiheit im Programmierstil und ermöglicht, die für die betreffende Aufgabe geeignetsten Paradigmen zu wählen. Darüber hinaus können auch bereits erlangte Erfahrungen aus anderen Programmierkonzepten gut übertragen und grundsätzlich weiter genutzt werden ([10], S. VI, VII).

Durch die große Beliebtheit bei den Nutzern und den öffentlichen Zugang hat sich zudem eine große Python-Community gebildet, die zu vielen Gebieten bereits Bibliotheken und Sammlungen von Funktionen erstellt hat. Diese werden oftmals ebenfalls als Open Source Software zur Verfügung gestellt.

Als Entwicklungsumgebung wird in diesem Projekt Spyder über Anaconda genutzt. Anaconda ist eine Open-Source-Distribution für die Programmiersprachen Python und R, die eine Reihe von Programmen zum Arbeiten mit diesen Programmiersprachen enthält. Anaconda ist mit den gängigen Betriebssystem Windows, Linux und macOS nutzbar [11].

Spyder ist eine Open-Source-Entwicklungsumgebung für die wissenschaftliche Programmierung in Python und Teil der Anaconda-Distribution. Auch Spyder lässt sich, wie Anaconda, auf den gängigen Betriebssystemen nutzen. Spyder verfügt über eine einzigartige Kombination von Funktionalitäten zum Bearbeiten, Analysieren, Debuggen und Profilieren von Quellcode [12].

5.2. Pandapower

Das Python-Package pandapower bietet viele Funktionen zur Berechnung von elektrischen Netzen. Es ist auf der Datenanalyse-Bibliothek pandas und der Toolbox zur Analyse von Stromversorgungssystemen PYPOWER aufgebaut. Mit pandapower wurde ein benutzerfreundliches Netzberechnungsprogramm zur Automatisierung der Analyse und zur Optimierung von Stromversorgungssystemen entwickelt. Diese eigenständige Toolbox zur Analyse von Stromversorgungssystemen enthält, neben einer umfangreichen Bibliothek von Energieversorgungssystem-Modellen, viele Analysefunktionen für Stromversorgungssysteme [13].

Die bisher verfügbaren Open-Source-Tools sind zwar flexibel und können leicht angepasst werden, jedoch fehlen hier oft detaillierte Modell-Bibliotheken und auch die Nutzung ist nicht so komfortabel wie bei kommerziellen Tools. Pandapower schließt diese Lücke zwischen kommerziellen und Open-Source-Tools zur Analyse von Energieversorgungssystemen [13].

Auch die Vielfältigkeit bei der Modellierung von Netzen hebt pandapower von anderen Tools ab, wie aus Tabelle 2 hervorgeht:

*Tabelle 2: Modellierungsmöglichkeiten von Open-Source-Tools zur Netzwerkanalyse
 Eigene Darstellung nach [13]*

	MATPOWER	PYPOWER 5.1.2	PSTA 2.1.10	OpenDSS 7.6.5	PyPSA 0.10	GridCal	GridLAB-D 3.2	pandapower
ZIP-Last		✓	✓	✓		✓	✓	✓
Leitung	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2-Windungs-Transformator (π)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2-Windungs-Transformator (T)				✓	✓		✓	✓
3-Windungs-Transformator			✓	✓			✓	✓
DC-Leitung	✓		✓	✓	✓		✓	✓
Ideale Schalter								✓
Spannungskontrollierter Generator	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Statische Last/ Generator	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Shunt	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Asymmetrische Impedanzen								✓
Ward-Äquivalente								✓
Speicher Einheit				✓	✓		✓	

5.3. Netzzustandsbestimmung

Sind sämtliche Last- und Leitungsdaten gegeben, kann der Zustand des entsprechenden Netzes über eine Lastflussberechnung nach Newton-Raphson bestimmt werden. Dazu wird die Funktion `runpp()` von `pandapower` genutzt [14]. Diese Berechnung liefert den tatsächlichen Netzzustand als Referenz. Außerdem können Messwerte wie beispielsweise Knotenspannungen aus den Simulationsergebnissen entnommen werden. Da davon ausgegangen wird, dass die Ladestationen reine Wirkleistung beziehen, kann unter Verwendung von Formel 13 und Formel 14 der Ladestrom, den eine Ladestation bezieht, aus der Leistung der Ladestation und der anliegenden Spannung berechnet werden. Dabei entspricht die Scheinleistung der Wirkleistung und der Leistungsfaktor hat den Wert „1“ (Formel 19):

Formel 19: Ladestrom

$$I = \frac{P}{3 * U_{st} * \cos(\varphi)} = \frac{P}{3 * U_{st}} = \frac{P}{\sqrt{3} * U}$$

Somit erhält man für jede Ladestation sowohl einen Wert für die Spannung am Knoten, an dem sie sich befindet, als auch einen Wert für den Strom, mit dem ein Elektro-Mobil an dieser Ladestation geladen wird. Dies sind die Messwerte, die von den Messeinrichtungen aufgenommen werden, wobei lediglich die Beträge dieser Größen ermittelt werden. Eine Kenntnis der Phasenlage liegt nicht vor.

Da die Spannung an den Anschlusspunkten der Ladestationen gemessen wird, kann über die zugehörigen Messwerte überprüft werden, ob die Spannung im tolerierbaren Bereich liegt.

Der Strom im betrachteten Netzabschnitt wird aus Spannungen und Admittanzen bestimmt.

Dabei können Knotenströme und Leitungsströme unterschieden werden. Die Knotenströme stellen die Lastströme und Einspeiseströme an den Knoten dar. Sie werden über eine Multiplikation der Admittanzmatrix mit dem Spannungsvektor wie in Formel 18 berechnet.

Leitungsströme hingegen beschreiben den Strom auf den Leitungen zwischen zwei Messpunkten. Dieser kann durch Multiplikation der Spannungsdifferenz zweier benachbarter Mess-Knoten mit der Admittanz der Leitung dazwischen nach dem Ohm'schen Gesetz bestimmt.

Um die Knotenströme, wie in Formel 18 beschrieben, zu ermitteln, benötigt man neben den gemessenen Knotenspannungen ebenfalls eine Admittanzmatrix. Diese lässt sich bei einer Betrachtung wie in Abbildung 8 aus Lastadmittanzen an den Knoten und Leitungsadmittanzen zwischen den Knoten erstellen. Die Lastadmittanzen entsprechen für das rekonstruierte Netz den Admittanzen der Ladestationen, da lediglich für diese Lasten Messwerte aufgenommen werden. Die Lastadmittanzen der Ladestationen werden über das Ohm'sche Gesetz aus der Knotenspannung und dem Ladestrom bestimmt (vgl. Formel 20). Da reine Wirkleistung bezogen wird, sind Ladespannung und Ladestrom in Phase. Auch die Admittanz ist rein reell und kann exakt aus den Beträgen von Strom und Spannung berechnet werden.

Formel 20: Admittanz Ladestation

$$\underline{Y}_{Lade} = \frac{I_{Lade}}{U_{Lade}}$$

Zur Erstellung der Admittanzmatrix fehlen nun noch die Leitungsadmittanzen zwischen den Ladestationen. Diese können aus den Leitungslängen und den Leitungsbelägen anhand des π -Ersatzschaltbildes aus Abbildung 7 ermittelt werden. Dazu werden Formel 15, Formel 16 und Formel 17 angewendet.

Für die Admittanzmatrix werden die Beträge der Leitungsadmittanzen verwendet. Dies ist darin begründet, dass die Phasenlage von Strom und Spannung nicht bekannt ist. Lediglich die Beträge dieser Größen werden gemessen. Somit ist eine komplexe Berechnung von Leistungen und Strömen nicht möglich.

Da keine Kenntnis über andere Lasten als die Ladestationen vorliegt, können diese bei der Rekonstruktion des Netzes nicht über Admittanzen berücksichtigt werden. Es wird ein Netz erstellt, das nur die Knoten besitzt, an denen sich Ladestationen befinden. Alle Lastströme, über die keine Information vorliegt, werden in den Knotenströmen an den Ladestationsknoten zusammengefasst. Dies gilt beispielsweise für alle Hausanschlussströme.

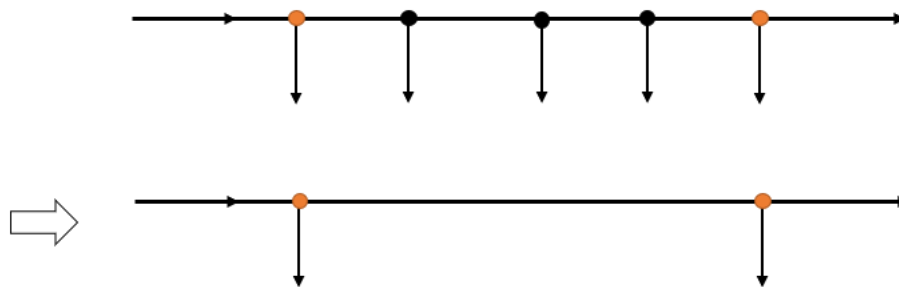


Abbildung 10: Netzrekonstruktion

Abbildung 10 zeigt in der oberen Abbildung ein Netz, in dem zwei Ladestationen an den orange gefärbten Knoten angeschlossen sind. Es befinden sich Lasten zwischen den Ladestationen. Die untere Abbildung stellt das rekonstruierte Netz dar. Auch hier sind die Ladestationen an den orange gefärbten Knoten angeschlossen. Dabei ist der Abstand der beiden Ladestationen der selbe wie in der oberen Darstellung. Ebenfalls sind die Ladeströme der Ladestationen weiterhin bekannt. Jedoch werden die Knoten der Lasten zwischen den Ladestationen bei der Rekonstruktion nicht berücksichtigt, sodass sie bei der Netzzustandsbetrachtung in den Knotenströmen mitberücksichtigt werden müssen.

5.4. Berechnungstool

Zur Berechnung des Netzzustandes wird ein eigens im Rahmen dieser Arbeit entwickeltes Software-Tool verwendet. Diese ermöglicht eine Netzsimulation über eine grafische Nutzeroberfläche.

Es wird ein Referenznetz erstellt, dessen Netzzustand ermittelt wird. In diesem Simulationsschritt sind die Parameter aller Netzkomponenten bekannt.

Außerdem kann der Zustand des Netzes anhand der gegebenen Messdaten bestimmt werden. Dadurch kann betrachtet werden, wie gut der Netzzustand durch die vorhandenen Messpunkte rekonstruiert werden kann.

5.4.1. Anforderungen

Im Rahmen dieser Arbeit sollen Niederspannungsnetze analysiert werden. Dazu muss dieses Netz zunächst erstellt oder auf irgendeine andere Weise in der Simulation hinterlegt werden. Anschließend wird dieses reale Netz simuliert, wobei alle notwendigen Parameter, wie Lasten, Leitungslängen und Leitungselbstbeläge bekannt sind.

Da in der Realität nicht alle Netzparameter bekannt sind, wird das Netz anhand von einigen vorhandenen Messpunkten rekonstruiert. Dieses rekonstruierte Netz kann über seine Admittanzmatrix importiert werden, sodass der Netzzustand beider Netze bestimmt werden kann. Außerdem müssen die Ergebnisse der Simulation gespeichert werden, um miteinander verglichen werden zu können.

Die Simulation soll über eine Echtzeit-Simulation realisiert werden, in welcher Lasten und Erzeuger durch Schieberegler verändert werden können. Dies erfordert eine Umsetzung über eine grafische Nutzeroberfläche (GUI).

5.4.2. Aufbau

Das Tool wird modular aufgebaut. Der Aufbau wird in Abbildung 11 schematisch dargestellt.

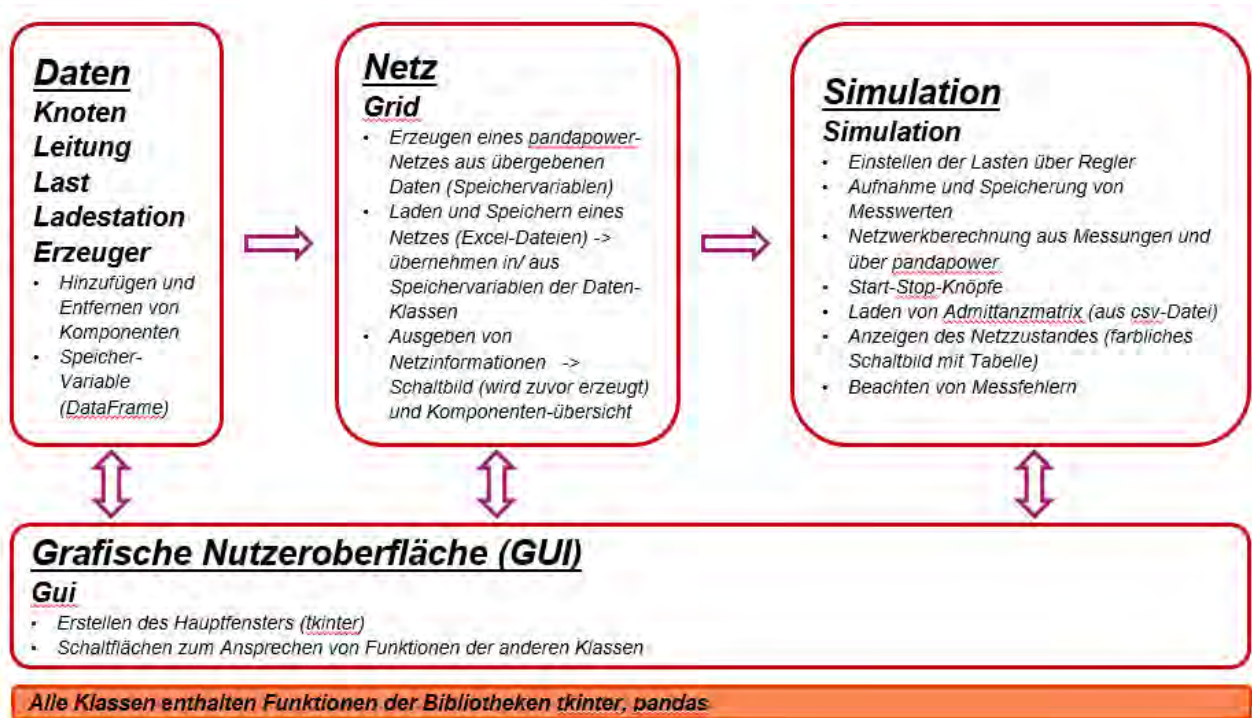


Abbildung 11: Modularer Aufbau des Netzberechnungstools

Für alle Arten von Netzkomponenten werden Klassen angelegt. Diese enthalten eine Variable zum Speichern aller benötigten Informationen. Die Speichervariablen werden als Dataframes angelegt. Der Datentyp Dataframe wird in der Bibliothek **pandas** definiert und beschreibt einen bestimmten Listen-Typ. Pandas liefert auch eine umfangreiche Sammlung an Funktionen zum Arbeiten mit Dataframes. Zum manuellen Anlegen und Entfernen von Komponenten besitzt jede Komponenten-Klasse Funktionen, die jeweils über ein Fenster die benötigten Informationen abfragen und verarbeiten.

Die Netzdaten aus den Speichervariablen der Komponenten-Klassen können an die Netz-Klasse übergeben werden. Diese enthält Funktionen zum Erzeugen eines Netzes mit **pandapower**, sodass die Funktionen zur Netzberechnung von pandapower genutzt werden können. Außerdem bietet die Netz-Klasse die Möglichkeit, solche Netze zu speichern und bereits gespeicherte Netze zu laden. Des Weiteren enthält diese Klasse Funktionen zum Anzeigen von Netzinformationen. Dabei handelt es sich um das Schaltbild und eine Übersicht der Komponenten.

In der Simulation werden Berechnungs-Parameter (Leistungen) verändert und anschließend eine Netzzustandsberechnungen in regelmäßigen Abständen durchgeführt, bei der jeweils die aktuell eingestellten Werte übernommen werden. Die Resultate dieser Berechnungen werden gespeichert, um eine anschließende Auswertung zu ermöglichen. Außerdem kann die Simulation nach Belieben angehalten und fortgesetzt werden. Auch auftretende Fehler bei der Aufnahme der Spannungs-Messwerte können eingestellt und in der Netzzustandsberechnungen berücksichtigt werden. Zusätzlich kann der aktuelle Netzzustand angezeigt werden.

Sämtliche für die Simulation benötigten Funktionen werden in der Klasse „Simulation“ zusammengefasst.

Die Klasse „Gui“ enthält die Funktion zur Erstellung des Hauptfensters, in dem sich Schaltflächen befinden, um Funktionen der anderen Klassen auszuführen.

5.4.3. Konzept

Erster Schritt zur Simulation eines Netzes ist die Erstellung dieses Netzes. Da für die Simulation in jedem Fall eine grafische Benutzeroberfläche benötigt wird, wird auch die Netzerstellung über eine GUI realisiert. Zur Erstellung und Bearbeitung der GUI werden die Bibliotheken **tkinter** und **tkscrollframe** sowie deren Funktionen und Elemente genutzt.

Führt man das Programm aus, öffnet sich zunächst das Hauptfenster (Abbildung 12).

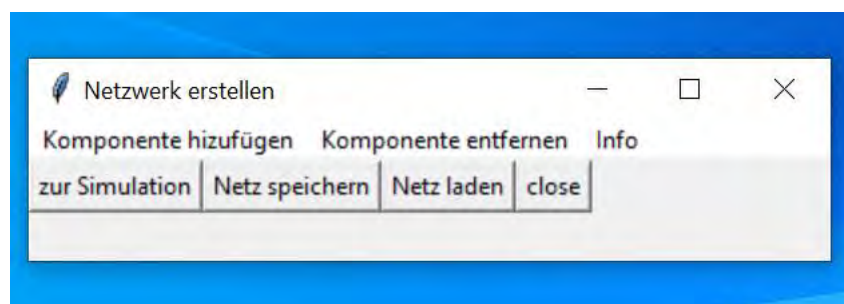


Abbildung 12: Hauptfenster Netzberechnungstool

Hier können Netze erstellt, bearbeitet, gespeichert und geladen werden. Außerdem können Informationen über das Netz, das dem Tool vorliegt, angezeigt werden. Dabei handelt es sich um eine Übersicht über die vorhandenen Komponenten und das Schaltbild. Des Weiteren kann zur Simulation, die

in einem separaten Fenster gesteuert wird, gewechselt werden. In diesem Fenster können die Leistungen der im Netz vorhandenen Verbraucher und Einspeiser über Schieberegler verändert werden. Der Netzzustand für das erzeugte Netz wird aus den eingestellten Leistungswerten berechnet. Aus den Messpunkten an den Elektromobil-Ladestationen kann ein Netz rekonstruiert werden, das nur die Netzknoten besitzt, an denen eine Ladestation angeschlossen ist. Die Admittanzmatrix dieses Netzes kann aus einer csv-Datei importiert werden. Wenn dies der Fall ist, kann auch dieses Netz berechnet werden.

Die Simulation übernimmt im laufenden Betrieb sekundlich die Werte für die Leistungen aller Lasten sowie Einspeiser und führt eine neue Netzzustandsberechnung durch. Die Vorgehensweise bei der Netzwerkberechnung wird in Kapitel 5.3 genauer erläutert.

5.4.4. Funktionsweise

Das Tool bietet verschiedenen Funktionen zum Erzeugen von Netzen. So kann ein Netz, durch Hinzufügen und Entfernen der einzelnen Komponenten über die GUI, erstellt werden. Außerdem bietet sich die Möglichkeit erstellte Netze zu speichern und zu laden. Zur Kontrolle können Informationen zu dem aktuell im Tool hinterlegten Netz ausgegeben werden. Schließlich kann der Netzzustand in einer Echtzeit-Simulation berechnet werden, wobei sowohl die Zustände des Referenznetzes als auch des rekonstruierten Netzes ermittelt werden. Die Ergebnisse dieser Simulationen werden außerdem gespeichert.

5.4.4.1. Erstellen von Netzen

In der Menu-Leiste des Hauptfensters findet sich der Punkt „Komponente hinzufügen“. Darüber können Knoten, Leitungen, Lasten, Ladestationen und Erzeuger zum Netz hinzugefügt werden. Die eingegebenen Parameter werden auf ihre Gültigkeit hin untersucht. Dabei wird geprüft, ob es sich bei der Eingabe um eine Zahl in den vordefinierten Grenzen handelt. Es wird überprüft, ob beispielsweise die Knoten existieren, an denen eine Komponente angeschlossen werden soll. Sind alle Eingaben korrekt, werden die Daten im entsprechenden Dataframe abgelegt. Die benötigten Daten der einzelnen Komponenten werden in den folgenden Abbildungen ihrer Eingabefenster (Abbildung 13, Abbildung 14, Abbildung 15, Abbildung 16 und Abbildung 17) dargestellt.

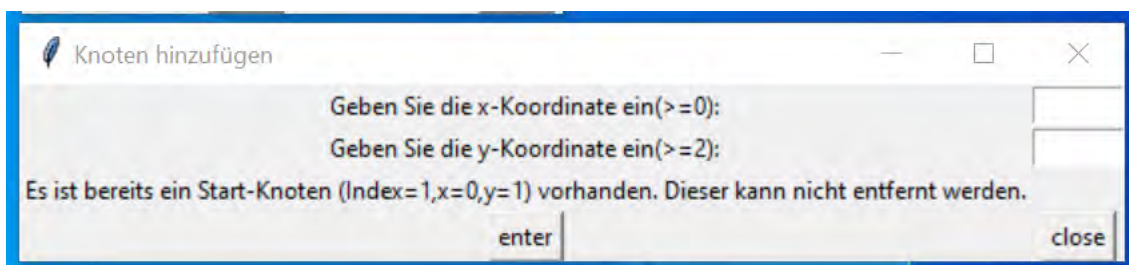


Abbildung 13: Knoten hinzufügen

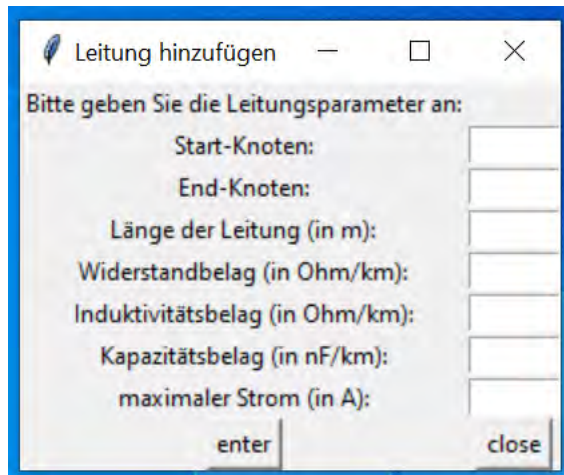


Abbildung 14: Leitung hinzufügen

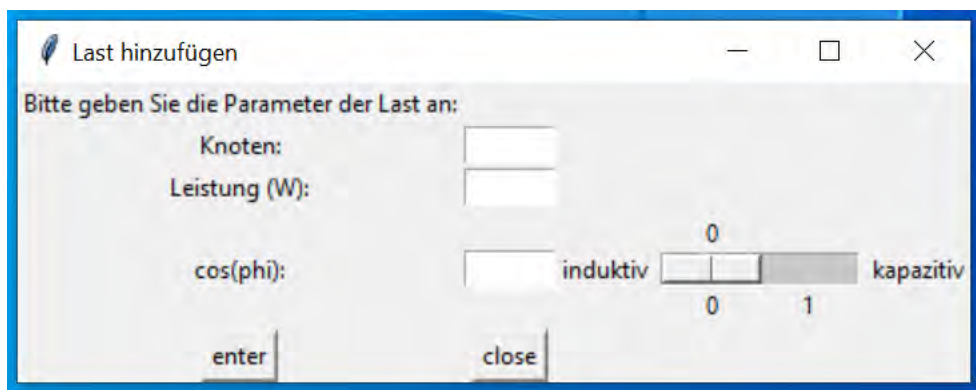


Abbildung 15: Last hinzufügen

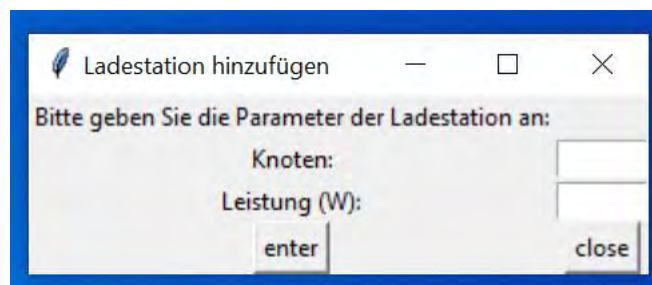


Abbildung 16: Ladestation hinzufügen

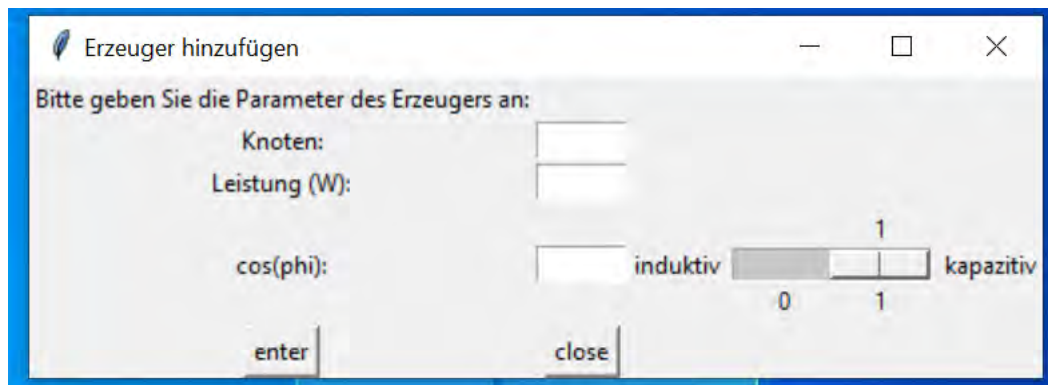


Abbildung 17: Erzeuger hinzufügen

Nach einer Eingabe erfolgt die Ausgabe einer Meldung, die Information darüber gibt, ob die Eingabe erfolgreich war oder nicht. Die Eingabe von Knoten wird beim Anlegen von Komponenten, die mit diesem Knoten direkt verbunden werden sollen, über deren Index geregelt. Dieser kann zum einen der Erfolgsmeldung nach dem Anlegen des Knoten und zum anderen über die Menu-Leiste unter „Info>Übersicht“ aus der Komponentenübersicht entnommen werden.

Gleichermaßen verhält es sich mit den Indizes der anderen Komponenten. Diese werden benötigt, falls Komponenten über den Menu-Leisten-Reiter „Komponente entfernen“ gelöscht werden sollen. Das Eingabefenster zum Entfernen einer Komponente wird am Beispiel eines Knotens in der folgenden Abbildung 18 dargestellt.

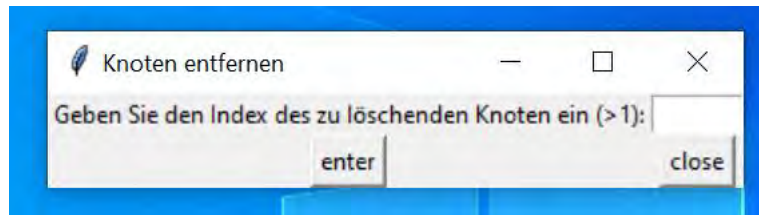


Abbildung 18: Knoten entfernen

Besonders zu erwähnen ist, dass beim Entfernen eines Knotens alle mit diesem Knoten verbundenen Elemente wie Lasten, Erzeuger oder Leitungen ebenfalls entfernt werden.

Die Informationen zu sämtlichen Komponenten werden in den Speichervariablen der entsprechenden Klassen abgelegt und an die Netz-Klasse übergeben. In der Netz-Klasse kann das erstellte Netz anhand dieser Daten in pandapower erstellt und eine Netzberechnung durchgeführt werden.

5.4.4.2. Speichern und Laden von Netzen

Das Laden von zuvor gespeicherten Netzen bietet eine zeitsparende Option zum manuellen Erstellen eines Netzes. Dafür wird der Button „Netz Laden“ benötigt. Über den filedialog kann die Datei ausgewählt werden, aus der die Daten übernommen werden (Abbildung 19). Anschließend werden die Speichervariablen aller Komponenten geleert und mit den Daten aus der Excel-Datei gefüllt.

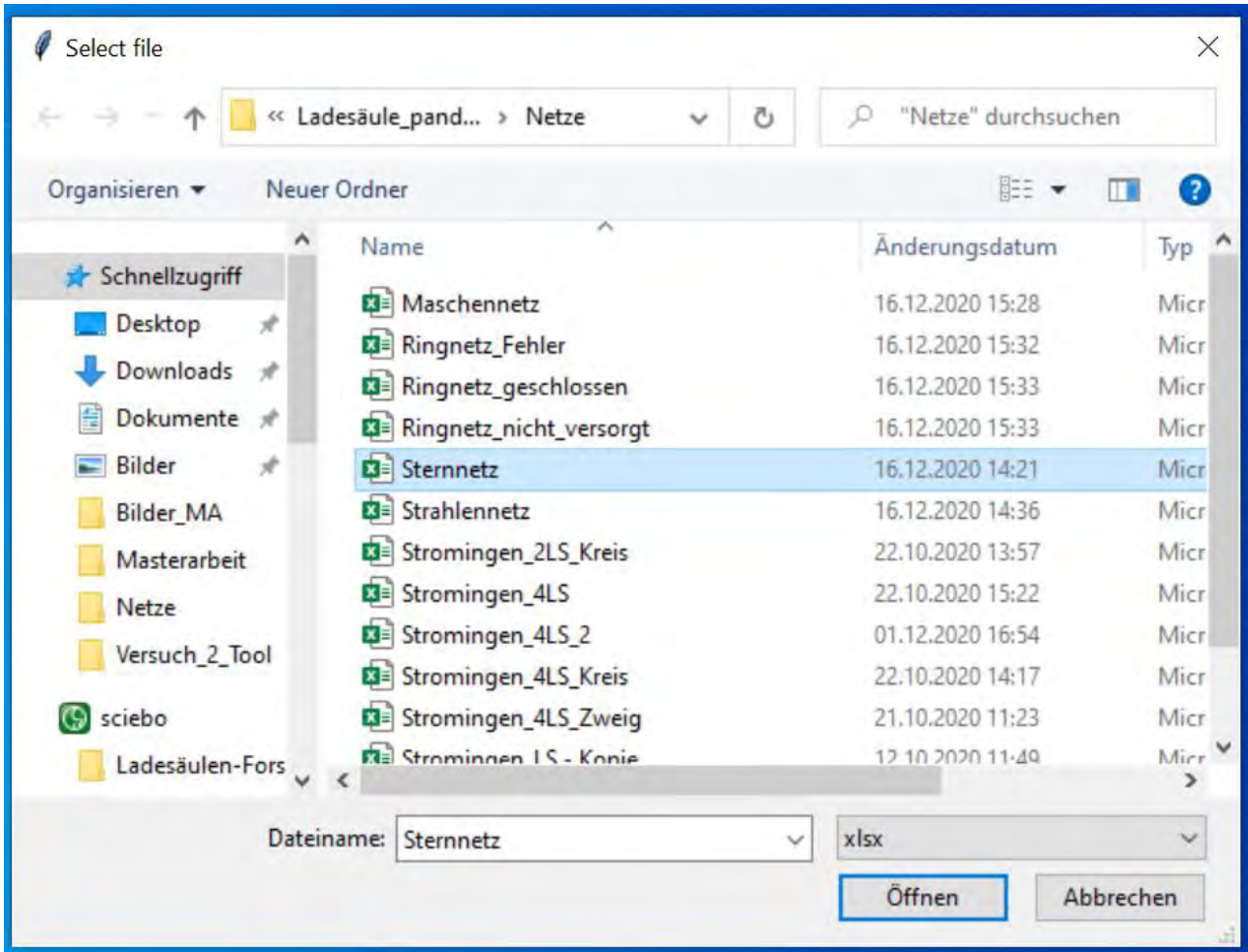


Abbildung 19: Netz Laden

Allerdings muss erst ein gespeichertes Netz vorliegen, um geladen werden zu können. Dafür wird der Button „Netz Speichern“ verwendet. Da pandapower bereits eine Funktion besitzt um ein bestehendes Netz als Exceldatei zu speichern, kann diese Funktion genutzt werden, um Netze zu speichern. Folglich muss das Netz als pandapower-Netz vorliegen. Um aus den Dataframes ein solches Netz zu erzeugen, gibt es eine Reihe von Funktionen, die die einzelnen Komponenten in pandapower anlegen. Dazu werden zuerst die vorhandenen Komponenten aus dem pandapower-Netz entfernt. Anschließend werden die Komponenten aus dem entsprechenden Dataframe über die jeweilige create-Funktion im pandapower-Netz angelegt. Sobald alle Komponenten angelegt wurden, kann das Netz gespeichert werden. Auch hierbei wird der filedialog genutzt, um den Speicherort und Namen der Datei festzulegen (Abbildung 20).

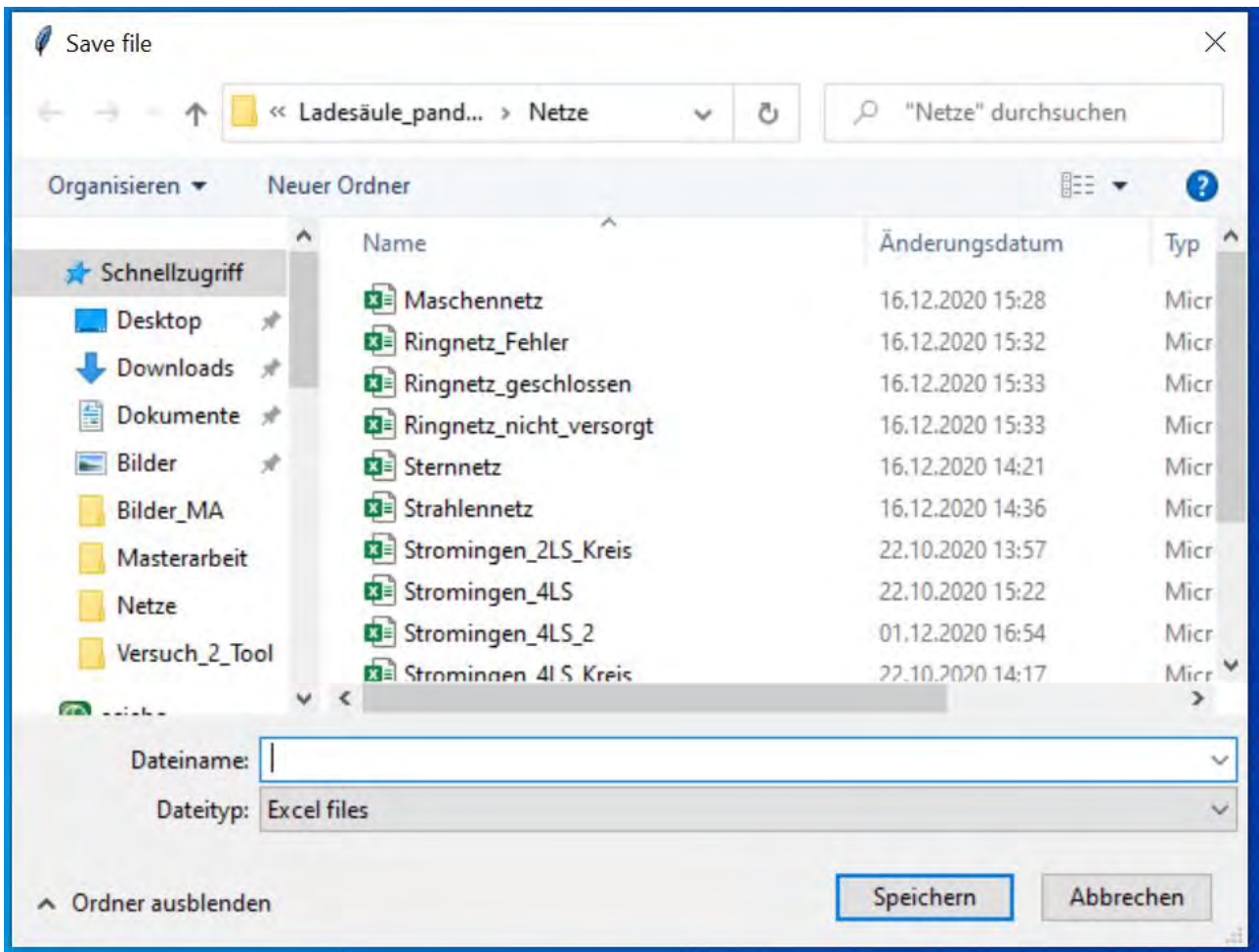


Abbildung 20: Netz Speichern

5.4.4.3. Ausgabe von Netz-Informationen

Über den Menu-Punkt „Info“ können Informationen zum Netz angezeigt werden. Dabei lässt sich über den Unterpunkt „Übersicht“ eine Auflistung aller Komponenten und deren Parameter ausgeben. Die Indizes sind hier von besonderem Interesse, da hierüber die Komponenten in den Eingabefeldern angesprochen werden. Der Unterpunkt „Schaltbild“ öffnet das Schaltbild des vorliegenden Netzes in einem separaten Fenster. Zur Erzeugung und Ausgabe des Schaltbildes wird die pandapower-Funktion „draw_collections“ an die Anforderungen angepasst. Diese erstellt aus zuvor angelegten Collections ein Schaltbild und gibt dieses in einem separaten Fenster aus. Die benötigten Collections können anhand der Daten in den Dataframes der Komponenten-Klassen und dem daraus erstellten pandapower-Netze gebildet werden.

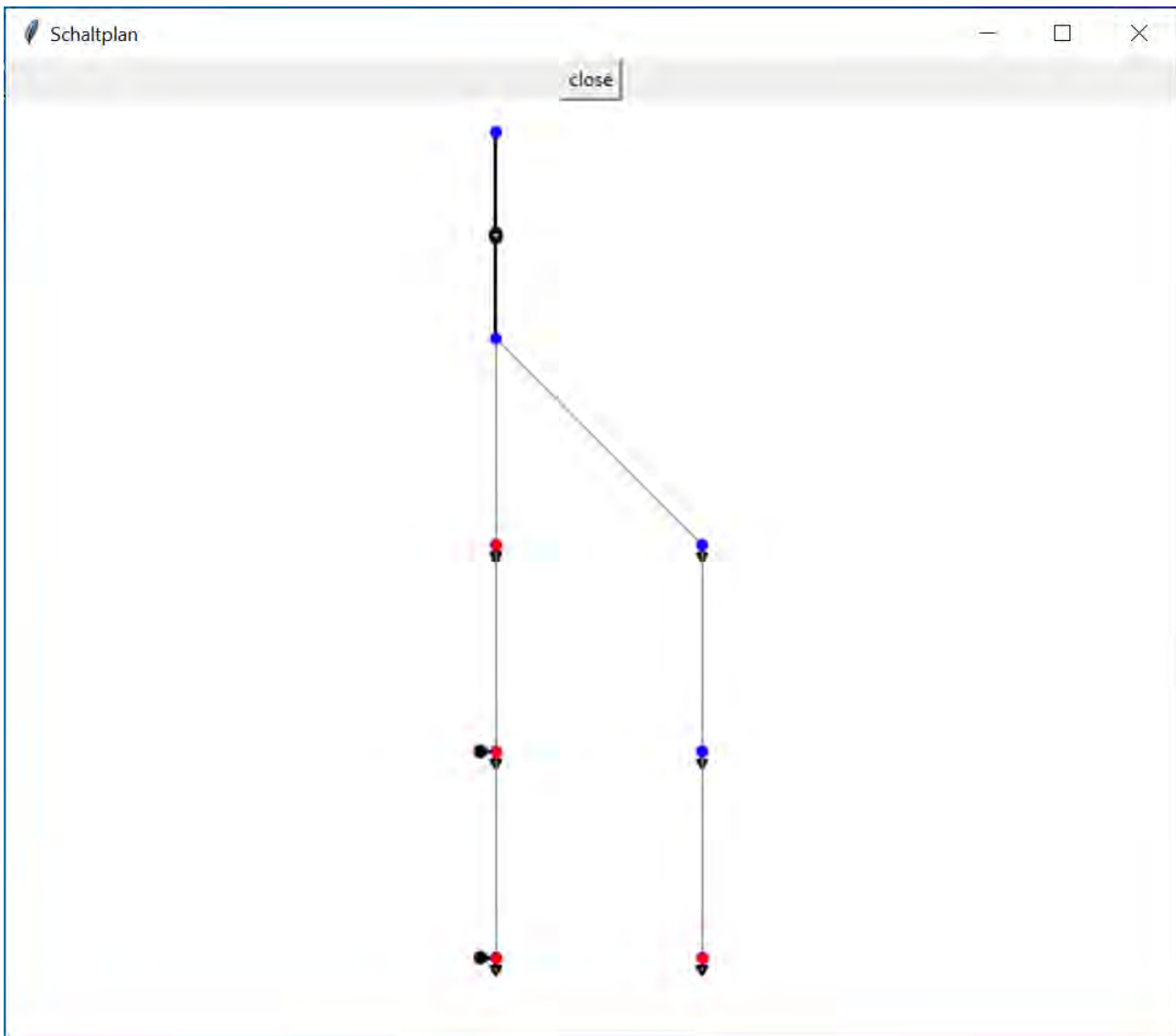


Abbildung 21: Schaltbild

In einem Schaltbild werden, entsprechend der Abbildung 21 alle Netzkomponenten dargestellt. Die Lasten befinden sich unter dem Knoten, an dem sie ans Netz angeschlossen sind. Erzeuger werden links daneben dargestellt. Alle Knoten, an denen sich eine Ladestation befindet, werden rot gefärbt. Sollte an einem Knoten keine Ladestation angeschlossen sein, wird dieser in blau abgebildet.

5.4.4.4. Simulation

Liegt das gewünschte Netz vor, kann eine Simulation über den Button „zur Simulation“ (siehe Abbildung 12) gestartet werden. Es öffnet sich zuerst das Simulationsfenster, welches beispielhaft in Abbildung 22 gezeigt wird.

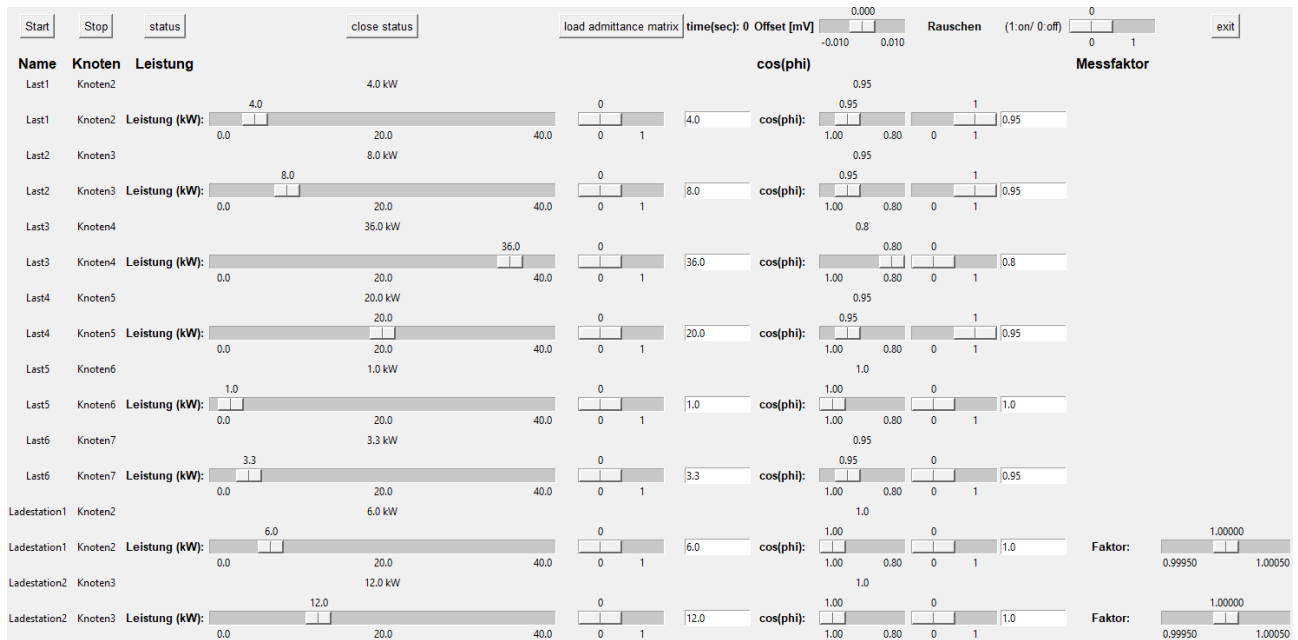


Abbildung 22: Simulationsfenster

Die Leistungen aller Verbraucher und Erzeuger sowie deren Leistungsfaktoren können hier über Schieberegler oder Eingabefelder verändert werden. Ob das Eingabefeld oder der Schieberegler genutzt werden soll, kann über den Schalter zwischen den beiden festgelegt werden.

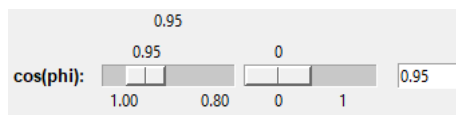


Abbildung 23: Schalterstellung für Schieberegler

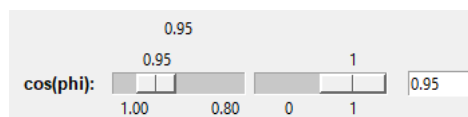


Abbildung 24: Schalterstellung für Eingabefeld

Steht der Schalter, wie in Abbildung 23 dargestellt, auf „0“, so wird der Wert des Schiebereglers verwendet. Sollte der Schalter auf „1“ eingestellt worden sein (Abbildung 24), wird der Wert des Eingabefeldes zur Simulation verwendet, sofern dieses eine gültige Eingabe enthält. Ist dies nicht der Fall, wird trotz der Schalterstellung der Wert des Schiebereglers verwendet.

Sind alle Leistungen wie gewünscht eingestellt worden, kann die Simulation über den Button „start“ begonnen und über den Button „stop“ wieder angehalten werden. Beide befinden sich in der Kontroll-

Leiste (vgl. Abbildung 25). Der Button „exit“ beendet die Simulation und schließt gleichzeitig das Simulationsfenster.

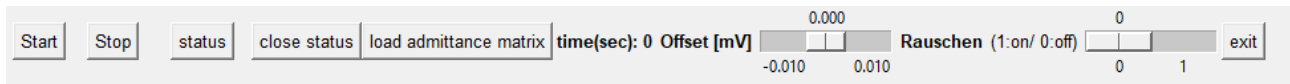


Abbildung 25: Simulation Kontroll-Leiste

Sekündlich übernimmt das Programm die Leistungswerte in das pandapower-Netz und führt über die Funktion `runpp()` von pandapower eine Lastflussberechnung nach Newton-Raphson durch [14]. Außerdem werden die Messwerte an den Knoten mit Ladestationen aufgenommen. Dabei handelt es sich um die Beträge der Spannungen und der Ladeströme der Ladestationen.

Es wird außerdem ein Netz betrachtet, das nur aus den Knoten besteht, an denen sich Ladestationen befinden. Da jedoch nur die Beträge der Ströme und Spannungen bekannt sind nicht aber deren Phasenlage, ist eine komplexe Berechnung des Netzzustandes nicht möglich.

Aus den gemessenen Ladeströmen und -spannungen lassen sich die Admittanzen der Ladestationen nach dem Ohm'schen Gesetz bestimmen (Formel 20). Die Verbindungen zwischen je zwei Ladestationen werden über die Beträge der Leitungsadmittanzen realisiert, welche sich wiederum aus deren Länge und den Leitungsbelägen ergeben. Aus den Lastadmittanzen der Ladestationen und den Leitungsadmittanzen wird eine Admittanzmatrix erstellt. Über diese Admittanzmatrix und die aufgenommenen Spannungswerte können die Knotenströme des Netzes, wie in Kapitel 5.3 erläutert, berechnet werden. Außerdem können durch die Leitungsadmittanzen und die Spannungsdifferenz an deren jeweiligen Start- und End-Punkten die Ströme auf den Leitungen bestimmt werden.

Die dafür benötigte Admittanzmatrix kann über den filedialog aus einer csv-Datei importiert werden (Abbildung 26).

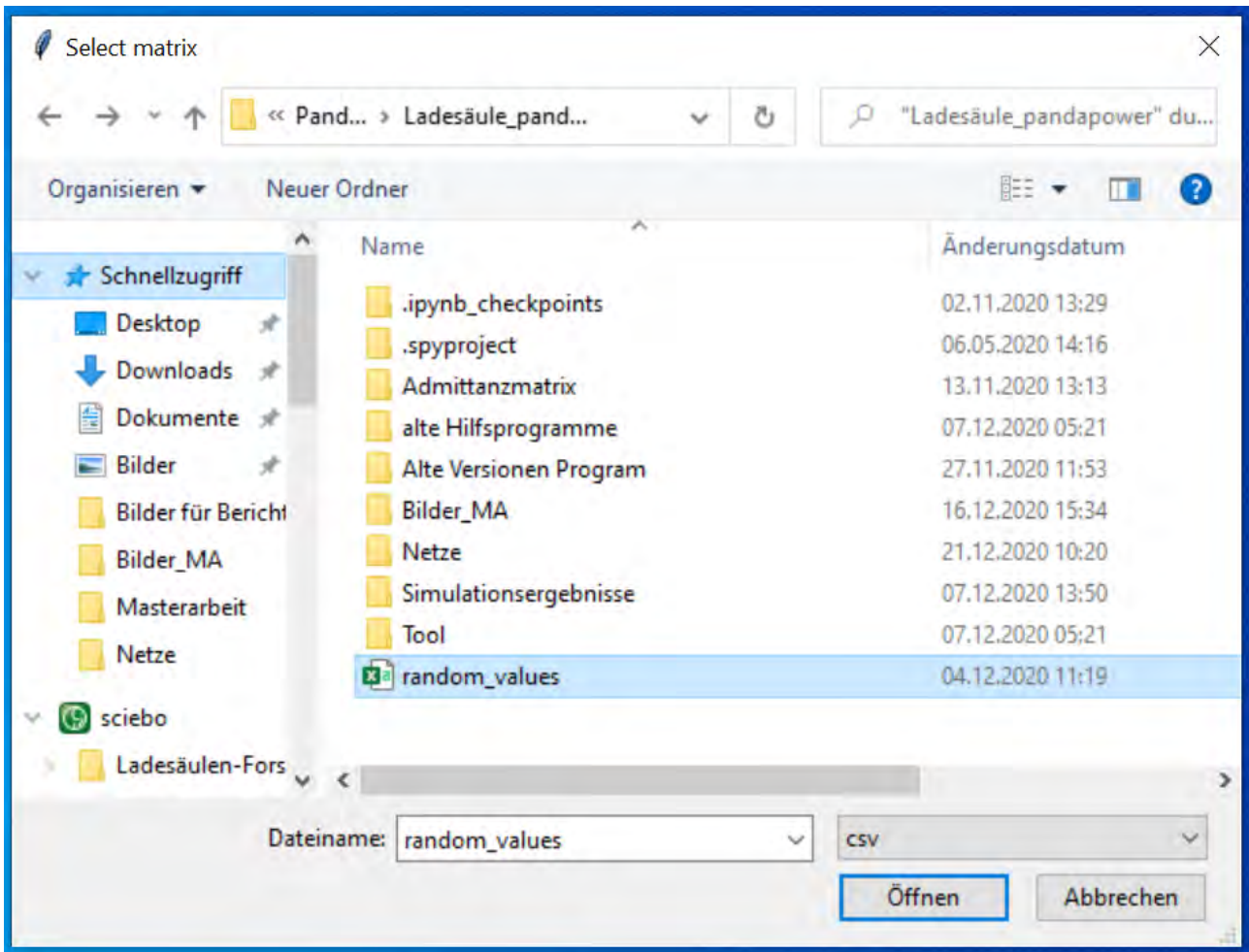


Abbildung 26: Admittanzmatrix Laden

Zum Laden der Admittanzmatrix wird der Button „load admittance matrix“ aus der Kontroll-Leiste des Simulationsfensters (Abbildung 25) genutzt. Wird keine Admittanzmatrix geladen, wird für sämtliche Admittanzen bei der Netzberechnung des rekonstruierten Netzes der Wert 0 angenommen, wodurch diese Berechnung keine Ergebnisse liefert. In diesem Fall liefert lediglich die Simulation über pandapower aussagekräftige Ergebnisse.

Dabei sollte die Admittanzmatrix folgendes Format aufweisen (Abbildung 27):

1	1,2,3,4,5,6,7,8				
2	240.525421020093,-240.384615384615,0,0,0,0,0				
3	-240.384615384615,480.91132136482,-240.384615384615,0,0,0,0				
4	0,-240.384615384615,480.912438400162,-240.384615384615,0,0,0,0				
5	0,0,-240.384615384615,480.913380493942,-240.384615384615,0,0,0				
6	0,0,0,-240.384615384615,480.914141632783,-240.384615384615,0,0				
7	0,0,0,0,-240.384615384615,480.914716894294,-240.384615384615,0				
8	0,0,0,0,0,-240.384615384615,480.915102520084,-240.384615384615				
9	0,0,0,0,0,0,-240.384615384615,240.530680587711				

Abbildung 27: Format Admittanzmatrix

Die Kopfzeile der Admittanzmatrix enthält die Indizes der Ladestationen. Der Zeilenindex entspricht ebenfalls dem Ladestationsindex. Folglich entspricht der erste Eintrag in der ersten Zeile, die nicht die Kopfzeile ist, dem Matrixparameter a_{11} , der zweite Eintrag entspricht der Admittanz a_{12} , usw. (vgl. Formel 18). Die einzelnen Matrixparameter werden durch Kommata getrennt.

Die Kontroll-Leiste bietet weiterhin zwei Möglichkeiten zur Einstellung von Messfehlern. Einerseits kann ein DC-Offset im Bereich zwischen $-10 \mu\text{V}$ und $+10 \mu\text{V}$ eingestellt werden. Dieser Offset wird bei allen Spannungs-Messungen gleichermaßen addiert. Andererseits kann ein Rauschen eingestellt werden, sodass ein zufälliger Wert im Bereich von maximal $0,00005\%$ der Nennspannung zu jedem Messwert addiert bzw. subtrahiert wird.

Außerdem kann ein Messfaktor für jede Ladestation im Bereich von $0,9995$ bis $1,0005$ über eine Schieberegler, wie in Abbildung 28, eingestellt werden.

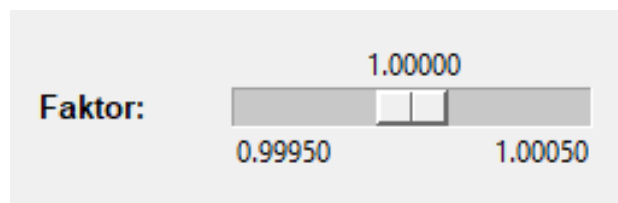


Abbildung 28: Messfaktor Ladestation

Es wird eine Netzzustandsbestimmung mit den fehlerbehafteten Spannungswerten und eine Netzzustandsbestimmung mit den Spannungswerten ohne Messfehler durchgeführt, sodass die Ergebnisse miteinander verglichen werden können.

Über den Button „status“ in der Kontrollleiste wird ein Fenster geöffnet, in dem der aktuelle Netzstatus dargestellt wird. Dazu wird das Schaltbild einmal mit fester Größe und einmal der Größe des Netzes entsprechend dargestellt. Außerdem werden alle Knotenspannungen und Leitungsströme ausgegeben. Hinzu kommt die Ausgabe der aus Admittanzmatrix und Messwerten ermittelten Knoten- und Leitungsströme ohne Messfehler. Sollte keine Admittanzmatrix eingegeben worden sein, können lediglich über die pandpower-Simulation Ergebnisse für den Netzzustand berechnet werden. Dieser Fall ist in Abbildung 29 dargestellt.

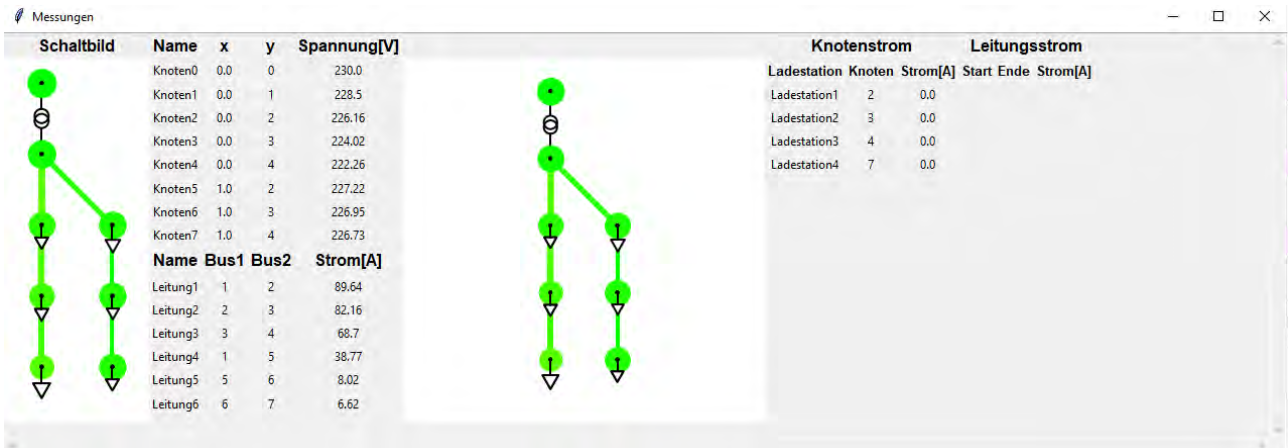


Abbildung 29: Status-Fenster

Die Größe und Farbe der Knoten variieren mit der anliegenden Spannung. Weicht die Spannung von der Nennspannung ab, werden die Knoten kleiner und gehen vom grünen in den gelben Bereich über. Ebenfalls variieren die Breite und Farbe der Leitungen mit dem geführten Strom. Je mehr Strom über die Leitung fließt, desto breiter wird sie. Auch hat eine Erhöhung des Stroms zur Folge, dass die Farbe der Leitung von grün nach gelb übergeht. Wurde das Toleranzband verlassen, werden die Komponenten in rot dargestellt. Auch die Größe der Lasten variiert mit deren Höhe, was Abbildung 30 verdeutlicht.

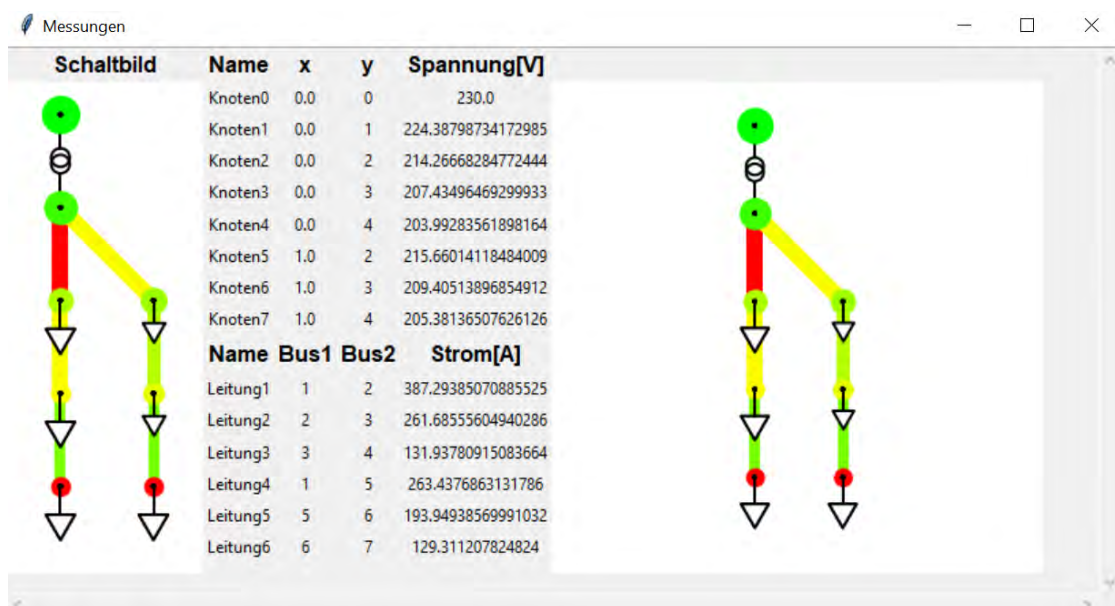


Abbildung 30: Status-Fenster mit farblichem Schaltbild

Über den Button “close status” in der Kontroll-Leiste kann das “Status-Fenster” nach Bedarf auch wieder geschlossen werden.

5.4.4.5. Ergebnisse

Für jede Simulation wird vom Tool ein Ergebnisordner im Verzeichnis „Simulationsergebnisse“ angelegt. Dieser wird mit ihrem Startzeitpunkt, der sowohl Datum als auch Uhrzeit enthält, eindeutig benannt. Sollte das Verzeichnis „Simulationsergebnisse“ noch nicht existieren, wird es vom Tool automatisch angelegt. Dabei entspricht der Speicherort dem Verzeichnis, aus dem das Tool geöffnet wurde.

Im Ergebnisordner der Simulation befinden sich die Wirk- und Scheinleistungen aller Lasten (auch Ladestationen) sowie die Knotenspannungen sämtlicher Knoten und die gesamten Leitungsströme als csv-Dateien in separaten Ordnern. Außerdem wird das Netz als Excel-Datei ebenfalls in einem separaten Ordner abgelegt.

Zusätzlich werden die Messwerte an den Ladestationen im Ordner „Messwerte“ gespeichert. Dabei werden der Ladestrom sowie die fehlerfreie und die fehlerbehaftete Spannung am Knoten als csv-Dateien abgelegt, wobei sich die Spannungen in einem anderen Ordner befinden als die Ladeströme.

Die Netzwerkberechnung über pandapower liefert die Spannung an den Netzknoten, den Strom auf den Leitungen sowie die anliegenden Leistungen. Folglich müssen die Ladeströme aus der Ladeleistung und der anliegenden Spannung berechnet werden. Da bei den Ladestationen davon ausgegangen wird, dass Strom und Spannung in Phase vorliegen, ergibt sich ein Leistungsfaktor von eins. Aus Formel 19 kann somit der Strom bestimmt werden.

Durch Verwendung der eingelesenen Admittanzmatrix und der gemessenen Spannungen können die Lastströme an den Knoten sowie die Ströme auf den Leitungen des rekonstruierten Netzes, wie in Kapitel 5.3 bereits erläutert, ermittelt werden. Dabei werden einmal die Spannungswerte ohne Messfehler und einmal die Spannungswerte mit Messfehler zur Netzzustandsberechnung verwendet. Die Ergebnisse dieser beiden Berechnungen werden im Ordner „I_calculated“ gespeichert. Die Berechnung der Knotenströme ergibt für jeden Simulationsdurchgang einen eigenen Vektor. Diese werden gemeinsam in einer Datei gespeichert. Anders verhält es sich bei den Leitungsströmen. Bei der Berechnung der Leitungsströme ergibt sich eine Matrix, in der die Ströme abhängig von ihren Start- und End-Knoten aufgeführt werden. Für jeden Simulationsdurchgang wird eine eigene Leitungsstrom-Matrix erzeugt und gespeichert. Dies gilt sowohl für die die Betrachtung mit Messfehlern als auch für die fehlerfreie Betrachtung.

6. Referenznetze

Im Rahmen dieser Arbeit werden ausschließlich sternförmige Strahlnetze betrachtet. Es werden Referenznetze erzeugt, die den Rahmenbedingungen für solche Netze entsprechen. Dies gilt sowohl für die allgemeinen Rahmenbedingungen des Netzes als auch für die Rahmenbedingungen der einzelnen Komponenten, wie Lasten, Leitungen oder Ladestationen.

6.1. Rahmenbedingungen

Es werden sternförmige Strahlnetze im Niederspannungsbereich betrachtet. Dabei werden Ladestationen und Haushaltsanschlüsse direkt am Netzstrang, also ohne Hausanschlussleitung, angeschlossen. Die Ladestationen beziehen keine Blindleistung, sodass Strom und Spannung hier in Phase sind. Außerdem müssen in einem Netzstrang mindestens zwei Ladestationen vorhanden sein. Strahlnetze werden im Wesentlichen zur Energieversorgung von Wohnplätzen und Streusiedlungen, Dörfern oder Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen mit niedriger Dichte verwendet. Dies geht aus Tabelle 3 hervor.

Tabelle 3: Netzaufbau nach Siedlungstypen nach Daten von Scheffler ([15], S. 26)

Siedlungstyp	Netzaufbau	Wohneinheiten je Hausanschluss	
		Spannweite	Durchschnitt
Wohnplätze und Streusiedlungen	Strahlennetz	1-2	1.3
Dörfer mit überwiegend Gehöften	Strahlennetz	1-6	1.8
Ein- und Zweifamilienhaussiedlung mit niedriger Dichte	Strahlennetz, Maschennetz	1-6	1.6
Einfamilienhaussiedlung mit hoher Dichte	Maschennetz	1-6	1.4
Reihenhausbebauung	Maschennetz	1-4	1.2
Zeilenbebauung mittlerer Dichte	Maschennetz	6-60	8.5
Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäuser	Maschennetz, Anschlussnetz	20-80	41
Blockbebauung	Anschlussnetz	6-15	9.2
Mittelalterliche Altstadt	Maschennetz	2-12	5.7

Für die unterschiedlichen Arten von Wohngebieten können Trafoleistungen von 50 kVA bis 630 kVA auftreten. Für Dörfer sowie Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen kann der Trafo gut mit einer Nennleistung von 400 kVA realisiert werden ([15], S. 26). Der Sammlung von Trafo-Standardtypen in pandapower kann ein entsprechender Trafo für die Gestaltung eines solchen Netzes entnommen werden. Dabei wird ein Trafo von 10kV auf 400V verwendet.

Außerdem gehen zwischen zwei und sechs Strahlen von einer Netzstation ab, was Tabelle 4 zu entnehmen ist.

Tabelle 4: Netzstrahlen pro Netzstation eigene Darstellung nach Daten von Scheffler ([15], S. 27)

Siedlungstyp	Netzabgänge
Dörfer mit überwiegend Gehöften	2-4
Ein- und Zweifamilienhaussiedlung mit niedriger Dichte	2-6

Tabelle 5 zeigt, dass diese Strahlen eine Länge von über 700 m aufweisen können und zwischen acht und 20 Hausanschlüsse mit Energie versorgen ([15], S.122)].

Tabelle 5: Netzstrahlen eigene Darstellung nach Daten von Scheffler ([15], S. 122)

Siedlungstyp	Strahllänge [m]	Anzahl Hausanschlüsse
Dörfer mit überwiegend Gehöften	126-715	8-20
Ein- und Zweifamilienhaussiedlung mit niedriger Dichte	96-331	8-15

6.2. Leitungen

Bei der Modellierung von Referenznetzen sind ebenfalls unterschiedliche Leitungsparameter zu beachten. So ist die Länge der Leitungen von entscheidender Wichtigkeit, da die Leitungsbeläge als Längenbezogene Größen angegeben werden. Tabelle 6 zeigt, dass in Dörfern sowie Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen mit niedriger Dichte der Abstand benachbarter Hausanschlüsse im Bereich zwischen 8 m und 54 m liegt.

Tabelle 6: Abstände benachbarter Hausanschlüsse nach Daten von Scheffler ([15], S. 31)

Siedlungstyp	Abstand benachbarter Hausanschlüsse
Dörfer mit überwiegend Gehöften	20-54 m
Ein- und Zweifamilienhaussiedlung mit niedriger Dichte	8-22 m

Von großer Wichtigkeit ist die Wahl des richtigen Leitungstyp. Dabei werden diese grundsätzlich an ihren Aderquerschnitten unterschieden. In ländlichen bzw. dörflichen Gebieten hat sich eine Gestaltung der Netze über Kabel mit einem Querschnitt von 150 mm² etabliert ([15], S. 30). Bei einer Realisierung von Drehstromnetzen über drei Phasen und einen Nullleiter im Niederspannungsbereich bietet pandapower die in Tabelle 7 dargestellten Leitungs-Standardtypen.

Tabelle 7: Leitungskennndaten

Leitungstyp	Kapazitätsbelag [nF/km]	Widerstandsbelag [Ω/km]	induktiver Blindwiderstandsbelag [Ω/km]	Maximaler Strom [kA]
NAYY 4x50 SE	210	0.645	0.083	0.142
NAYY 4x120 SE	264	0.225	0.08	0.242
NAYY 4x150 SE	261	0.208	0.08	0.27

Beim Großteil der Simulationen werden Leitungen von Typ „NAYY 4x150 SE“ verwendet, da dieser dem Standard in realen Netzen entspricht. Andere Leitungstypen werden lediglich verwendet, um den Einfluss der Leitungsbeläge auf die Genauigkeit der Netzzustandsbestimmung zu untersuchen.

6.3. Ladestationen

Da nur bestimmte Messpunkte vorliegen, wird ein Ersatznetz gebildet, das nur aus diesen Messpunkten besteht. Bei den Messpunkten handelt es sich um Netzknoten, an denen sich eine Ladestation befindet.

Um ein solches Ersatznetz aus den vorhandenen Messpunkten aufbauen zu können, müssen mindestens zwei Ladestationen in einem Netzstrang vorhanden sein. Eine höhere Anzahl ermöglicht eine genauere Netzrekonstruktion. Im Rahmen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass alle Lasten direkt am Netzstrang angeschlossen werden, sodass keine Hausanschlussleitungen vorhanden sind. Bei allen Lasten handelt es sich dabei um symmetrische dreiphasige Verbraucher, was auch für Ladestationen gilt.

Für das Laden eines Elektromobils im privaten Haushalt gibt es verschiedene Optionen bezüglich der Leistung. Diese können der Tabelle 8 entnommen werden.

Tabelle 8: Übersicht Ladestationen nach Daten vom ADAC ([16])

	Stecker	Anschluss	Leistung	Ladedauer
Haushaltssteckdose	Schuko	230V, 10A	2,3 kW	ca. 17 h
Wallbox	Typ 2	230V, 16A	3,7 kW	ca. 11 h
Wallbox	Typ 2	230V, 20A	4,6 kW	ca. 9 h
Wallbox	Typ 2	400V, 3x16A	11 kW	ca. 3,5 h
Wallbox	Typ 2	400V, 3x32A	22 kW	ca. 2 h

Da dreiphasige Verbraucher betrachtet werden sollen, kommen nur die dreiphasig angeschlossenen Wallboxen mit einer Leistung von 11 kW und 22 kW für eine Betrachtung in der Simulation in Frage. Weiterhin weisen diese beiden Modelle die höchste Ladeleistung und somit auch die höchste Belastung für das Netz auf.

6.4. Verbrauch

Um den nicht gemessenen Energieverbrauch der Haushalte in einem Netz vernünftig zu simulieren, muss die Höhe des Stromes ebenfalls in einem angemessenen Bereich liegen. Der durchschnittliche Stromverbrauch eines Haushaltes in Deutschland kann aus der Gesamtzahl der Haushalte und dem gesamten Stromverbrauch aller privaten Haushalte ermittelt werden.

Die betrachteten Netze weisen eine bis sechs Wohneinheiten pro Hausanschluss auf, wobei der Durchschnitt im Bereich von 1,6 bis 1,8 liegt, wie Tabelle 3 entnommen werden kann.

Im Jahr 2019 gab es in Deutschland 41,506 Mio. Haushalte [17], die einen Nettostromverbrauch von 127 TWh [18] im Jahr hatten. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Jahresverbrauch von 3059,8 kWh pro Haushalt. Übers Jahr gesehen liegt die durchschnittliche Haushaltslast bei 0,35 kW pro Haushalt.

Der tatsächliche Verbrauch eines Haushaltes weicht selbstverständlich vom Mittelwert ab, da er von der Personenanzahl im Haushalt sowie vom Verbrauchsprofil abhängig ist. Beispielsweise führt eine Warmwasserversorgung über Strom zu einem deutlich höheren Energieverbrauch. Ebenso verhält es sich, wenn die Personenanzahl im Haushalt größer wird. So kann der jährliche Energieverbrauch eines Haushaltes im Bereich von 800 kWh bis über 6600 kWh variieren, wie aus Tabelle 9 hervorgeht.

Tabelle 9: Jahresverbräuche in kWh eigene Darstellung basierend auf Daten von Strom-Report [19]

Personen	Gebäude	niedriger Verbrauch	mittlerer Verbrauch	hoher Verbrauch
1	Wohnung ohne Warmwasser über Strom	800-1100	1100-1900	1900+
	Wohnung mit Warmwasser über Strom	1200-1500	1500-2600	2600+
	Einfamilienhaus ohne Warmwasser über Strom	1500-2100	2100-3500	3500+
	Einfamilienhaus mit Warmwasser über Strom	1800-2400	2400-4300	4300+
2	Wohnung ohne Warmwasser über Strom	1300-1700	1700-2600	2600+
	Wohnung mit Warmwasser über Strom	2000-2500	2500-3600	3600+
	Einfamilienhaus ohne Warmwasser über Strom	2100-2500	2500-3800	3800+
	Einfamilienhaus mit Warmwasser über Strom	2500-3000	3000-4700	4700+
3	Wohnung ohne Warmwasser über Strom	1800-2200	2200-3500	3500+
	Wohnung mit Warmwasser über Strom	2700-3400	3400-5000	5000+
	Einfamilienhaus ohne Warmwasser über Strom	2600-3200	3200-4500	4500+
	Einfamilienhaus mit Warmwasser über Strom	3200-4000	4000-6000	6000+
4+	Wohnung ohne Warmwasser über Strom	200-2500	2500-4000	4000+
	Wohnung mit Warmwasser über Strom	3100-4000	4000-5800	5800+
	Einfamilienhaus ohne Warmwasser über Strom	3000-3500	3500-5000	5000+
	Einfamilienhaus mit Warmwasser über Strom	3500-4400	4400-6600	6600+

6.5. Ermittlung der Verbräuche

In einer Simulation sind die momentanen Verbräuche der Haushalte von Interesse. Daher müssen diese anhand der Jahresverbräuche bestimmt werden.

Eine Möglichkeit zur Ermittlung momentaner Lasten ist die Verwendung des H0 Standardlastprofils für private Haushalte. Dieses liefert den Verbrauch eines Haushaltes abhängig von Wochentag, Jahreszeit und Uhrzeit. Es lässt sich daraus ein Jahreslastprofil erstellen.

Durch Skalierung dieses Profils kann anhand des Jahresverbrauchs eines Haushaltes die maximale, minimale und durchschnittliche bezogene Momentanleistung ermittelt werden. Im Bereich von 1000 kWh bis 7000 kWh Jahresverbrauch treten Leistungen von 0,04 kW bis 1,52 kW auf. Der Durchschnittswert für einen Haushalt mit durchschnittlichem Jahresverbrauch, wie in Absatz 6.4, liegt bei 0,35 kW.

Da pro Hausanschluss mehrere Haushalte angeschlossen werden können, muss für eine Simulation die Hausanschlussleistung ermittelt werden. Dazu wurde ein kurzes Python-Skript geschrieben.

Dieses Programm ermittelt zufällige Werte für Hausanschlussleistungen. Dabei können drei unterschiedliche Methoden angewendet werden:

1.) Methode 1

Es wird ein zufälliger Faktor für die Anzahl der Haushalte bestimmt. Dafür werden der maximale und der minimale Wert für die Haushaltsanzahl am jeweiligen Hausanschluss aus Tabelle 3 entnommen. Ebenso wird ein zufälliger Leistungswert für einen Haushalt in den oben beschriebenen Grenzen ermittelt. Diese beiden Zufallswerte werden anschließend miteinander multipliziert, um einen Wert für die Hausanschlussleistung zu bekommen.

2.) Methode 2

Statt eines Faktors, wie in 1.), kann auch die Haushaltsanzahl zufällig ermittelt werden. Auch hier werden die maximale und die minimale Anzahl als Grenzwerte angegeben. Anschließend wird für jeden Haushalt eine separate Haushaltsleistung in den oben beschriebenen Grenzen bestimmt. Durch Summation der einzelnen Haushaltsleistungen erhält man im Anschluss die Hausanschlussleistung.

3.) Methode 3

Schließlich kann noch ein fester Faktor für die Haushaltszahl pro Hausanschluss vorgegeben werden. Die Bestimmung der Leistung erfolgt wie in 1.).

Bei Generierung von Zufallswerten ist die Art der Verteilung dieser Werte zu beachten. Eine Normalverteilung nach Gauß beschreibt Werte, die gleichmäßig um einen Mittelwert verteilt sind. Eine solche Verteilung ist in Abbildung 31 dargestellt. Es können jedoch auch Werte auftreten, die außerhalb des möglichen Bereiches liegen. Dies wird ebenfalls in Abbildung 31 verdeutlicht.

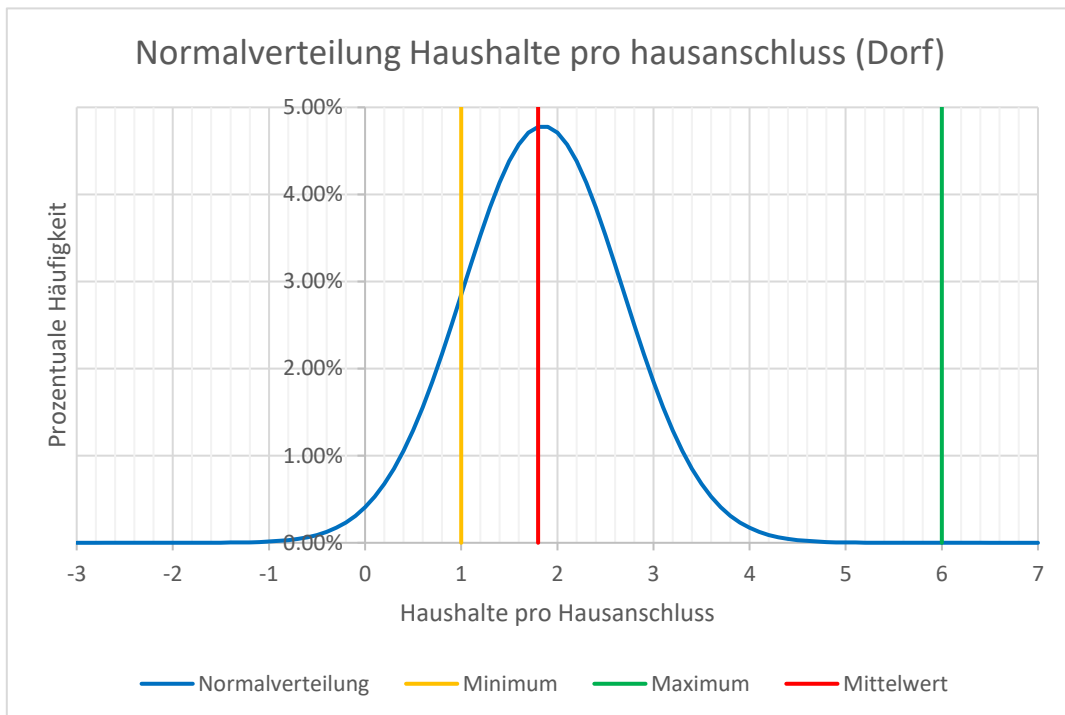


Abbildung 31: Normalverteilung Haushalte pro Hausanschluss

Aus diesem Grund wurde eine lineare Verteilung der Zufallswerte gewählt, wobei alle Werte mit gleicher Wahrscheinlichkeit auftreten. Diese Annahme ist möglich, da in den vorzunehmenden Netzsimulationen momentane Belastungszustände des Netzes betrachtet werden. Diese können von den Durchschnittswerten abweichen.

Eine erste Version des Tools wurden verworfen, da hier die Bestimmung der Zufallswerte mit der Gaußfunktion vorgenommen wurde.

Für die Haushaltsanzahl und die Haushaltsleistung müssen jeweils ein maximaler und ein minimaler Wert vorgegeben werden, um den Zufallswert zwischen 0 und 1 in den gewünschten Bereich, wie in Formel 21 beschrieben, skalieren zu können.

Formel 21: Skalierung Zufallswert

$$x_{random} = f_{random} * (x_{max} - x_{min}) + x_{min}$$

Außerdem ist für den dritten Fall der feste Haushaltsfaktor anzugeben. Des Weiteren sind einige Vorgaben zum Speichern der simulierten Werte in die csv-Datei „random_values.csv“ notwendig. Dabei handelt es sich um die Anzahl der Werte, die Anzahl der Nachkommastellen und die Spaltenüberschrift.

6.6. Betrachtete Referenznetze

Im Rahmen der zuvor beschriebenen Netzparameter, werden verschiedene Referenznetze untersucht. Es handelt sich dabei ausschließlich um Sternnetze, also nicht verzweigte Strahlennetze. Das kleinste untersuchte Netz umfasst lediglich einen Netzstrang mit acht Lastknoten und wird in Abbildung 32 dargestellt.



Abbildung 32: Sternnetz ein Strang mit acht Hausanschlüssen

In anschließenden Betrachtungen werden größere Netze untersucht. Dafür wird die Anzahl der Hausanschlüsse pro Strang auf bis zu 20 erhöht. Ebenso wird die Strangzahl auf einen Wert von bis zu sechs Strängen erhöht. Abbildung 33 zeigt ein Netz mit sechs Strängen, die jeweils 20 Hausanschlüssen umfassen.

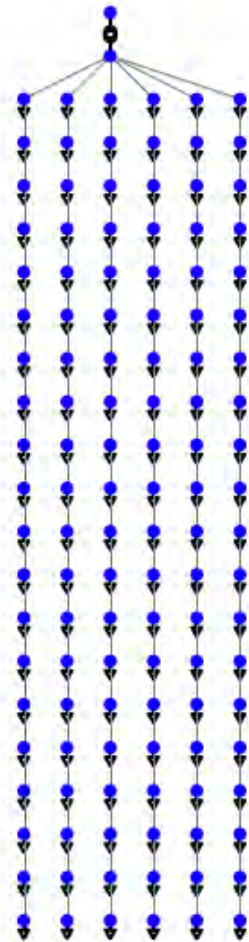


Abbildung 33: Sternnetz sechs Stränge mit jeweils 20 Hausanschlüssen

Zusammen mit einer Variierung der Lasten ergeben sich verschiedene Netze, die im jeweiligen Szenario genauer erläutert werden.

7. Simulationen

Es werden diverse Simulationen durchgeführt, um die Genauigkeit bei der Netzzustandsbestimmung zu untersuchen, bei der die untersuchten Netze anhand einiger Messpunkte rekonstruiert wurden. Da zu dieser Rekonstruktion zunächst einige Messwerte vorliegen müssen, ist ein spezielles Vorgehen erforderlich, um aussagekräftige Ergebnisse für die betrachteten Szenarien zu erhalten.

7.1. Vorgehensweise

Zuerst wird das zu untersuchende Netz mit seinen Lasten im Tool erstellt oder aus einer Excel-Datei geladen. Anschließend kann der Netzzustand in einer Simulation berechnet werden.

In dieser ersten Simulation liegt die Admittanzmatrix noch nicht vor, da zur Ermittlung der Lastimpedanzen der Ladestationen die Kenntnis von Ladestrom und -spannung notwendig ist. Folglich liefert nur die Netzzustandsberechnung über pandapower Ergebnisse. Aus den Ergebnissen dieser Berechnung können die benötigten Messwerte sowie die Leitungsparameter entnommen und die Admittanzmatrix erstellt werden.

Eine erneute Simulation, in der die erstellte Admittanzmatrix miteinbezogen wird, liefert nun die Ergebnisse für Last- und Leitungsströme im rekonstruierten Netz. Diese können mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung aus der pandapower-Simulation verglichen werden. Dadurch wird eine Aussage darüber ermöglicht, wie genau der Netzzustand anhand der bekannten Messwerte rekonstruiert werden kann.

Durch Variation verschiedener Netzparameter, wie Leitungsparameter und Belastung, wird deren Einfluss auf die Genauigkeit der Netzzustandsbestimmung untersucht.

7.2. Szenarien

Die Simulation liefert zum einen Ergebnisse für eine Netzwerkberechnung, bei der alle Netzparameter, sprich Leitungs- und Lastdaten, bekannt sind und zum anderen Ergebnisse für eine Netzwerkberechnung, bei der das Netz anhand der bekannten Messpunkte rekonstruiert wurde. Dabei werden einerseits Ergebnisse für den Fall geliefert, dass die Spannungswerte fehlerfrei aufgenommen wurden, und andererseits Ergebnisse unter Berücksichtigung der eingestellten Messfehler geliefert.

Da die Spannung an den Anschlusspunkten der Ladestationen gemessen wird, kann über diese Messwerte überprüft werden, ob die Spannung im tolerierbaren Bereich bleibt.

Die Ströme im betrachteten Netzabschnitt können aus Spannungen und Admittanzen bestimmt werden. Dabei lassen sich Knotenströme und Leitungsströme unterscheiden, die, wie Kapitel 5.3 erläutert, berechnet werden können.

Wie genau diese Ströme unter Verwendung des entwickelten Tools bestimmt werden können, wird in 10 Szenarien untersucht.

Dafür werden unterschiedliche Referenznetze erstellt. Auch die Belastung dieser Netze sowie die Anzahl und Positionierung von Ladestationen bzw. Messpunkten werden für jedes Szenario festgelegt. Ebenso verhält es sich mit der Variation von Leitungsparametern.

Zunächst werden rein reelle Netze untersucht. Dies betrifft sowohl die Leitungen als auch die Lasten. Das ist dadurch begründet, dass für diese Netze keine komplexe Netzzustandsberechnung erforderlich ist. So kann der Einfluss der Vereinfachungen der Netztopologie bei ihrer Rekonstruktion untersucht werden.

Anschließend werden die Netze mit realen Leitungen erstellt, um den Einfluss der Leitungsbeläge auf die Genauigkeit zu ermitteln. Ebenso wird der Einfluss von Blindleistung untersucht. Schließlich wird noch betrachtet, welche Genauigkeit bei der Spannungsmessung erforderlich ist, um adäquate Ergebnisse zu erhalten.

Einen Überblick über die betrachteten Szenarien liefert Tabelle 10:

Tabelle 10: Überblick Szenarien

Szenario	Leitungen	Lasten	Messfehler	Untersuchung
1	rein reell	rein reell	keine	Einfluss von Lasten zwischen Ladestationen
2	rein reell	rein reell	keine	Einfluss von Abstand der Last zu Ladestationen
3	mit Blindanteil	rein reell	keine	Einfluss der Blindwiderstandsbeläge
4	real	rein reell	keine	Einfluss von Blindwiderständen und Lasten zwischen zwei Ladestationen
5	verschiedene reale	rein reell	keine	Einfluss verschiedener Leitungstypen
6	mit Blindanteil	rein reell	keine	Einfluss von Blindwiderständen und Lasten zwischen mehreren Ladestationen
7	mit Blindanteil	rein reell	keine	Einfluss mehrere Netzstränge mit unterschiedlicher Belastung
8	mit Blindanteil	mit Blindanteil	keine	Einfluss von Blindleistung
9	mit Blindanteil	mit Blindanteil	keine	Einfluss von Blindleistung mit Lasten zwischen Ladestationen
10	rein reell	rein reell	Rauschen	Einfluss von Messfehlern bei der Spannungsmessung

7.3. Szenario 1

Im ersten Szenario wird ein Netz betrachtet, das ohne Kenntnis der Phasenlage rekonstruiert werden kann. Folglich sind alle Komponenten rein reell. Dies gilt sowohl für die Leitungen als auch für die Lasten von Haushalten und Ladestationen.

7.3.1. Beschreibung

Zunächst wird ein Netz betrachtet, in dem die Spannung an allen Knoten bekannt ist. Dabei handelt es sich um ein Netz, das aus einem Strang mit der minimalen Anzahl von acht Lastknoten besteht. Diese Knoten werden über Leitungen verbunden, die einen Widerstandsbelag von $0,208 \Omega/\text{km}$ besitzen und eine Länge von jeweils 20 m haben. An jedem Lastknoten sind ein Hausanschluss mit einer Leistung von 2 kW und eine Ladestation mit einer Leistung von 22 kW in Betrieb, sodass sich folgendes Netz ergibt.



Abbildung 34: Netz Szenario 1

Anschließend wird das Netz betrachtet, wenn lediglich zwei Ladestationen im Netz vorhanden sind. Diese werden an verschiedenen Knoten positioniert. Die in Tabelle 11 abgebildeten Kombinationen werden untersucht.

Tabelle 11: Positionierung Ladestationen Szenario 1

Bezeichnung	Knoten Ladestation 1	Knoten Ladestation 2
2_3	2	3
2_9	2	9
3_6	3	6
3_8	3	8
4_7	4	7
5_6	5	6
8_9	8	9

Detaillierte Netzdaten können dem Anhang 14.1 entnommen werden.

7.3.2. Ergebnisse

Liegen an allen Knoten eines rein reellen Netzes Ladestationen vor, so können die Knotenströme sehr genau bestimmt werden (vgl. Tabelle 12):

Tabelle 12: Knotenströme in A Szenario 1 (8 Ladestationen)

	pandapower	rekonstruiert	Abweichung	Haushaltslast
I1	283.6697	280.7484	-2.9212	2.9212
I2	0.0000	-2.9345	-2.9345	2.9345
I3	0.0000	-2.9461	-2.9461	2.9461
I4	0.0000	-2.9557	-2.9557	2.9557
I5	0.0000	-2.9635	-2.9635	2.9635
I6	0.0000	-2.9694	-2.9694	2.9694
I7	0.0000	-2.9733	-2.9733	2.9733
I8	0.0000	-2.9753	-2.9753	2.9753

Vergleicht man die Ergebnisse der Lastflussberechnung über pandapower mit den Ergebnissen der Netzzustandsberechnung des rekonstruierten Netzes, fällt auf, dass die auftretenden Abweichungen bei der Bestimmung der Knotenströme den Lastströmen der Haushalte entsprechen (vgl. Abbildung 35). Dies liegt daran, dass die Haushalte bei der Netzrekonstruktion nicht über die Admittanzmatrix berücksichtigt werden.

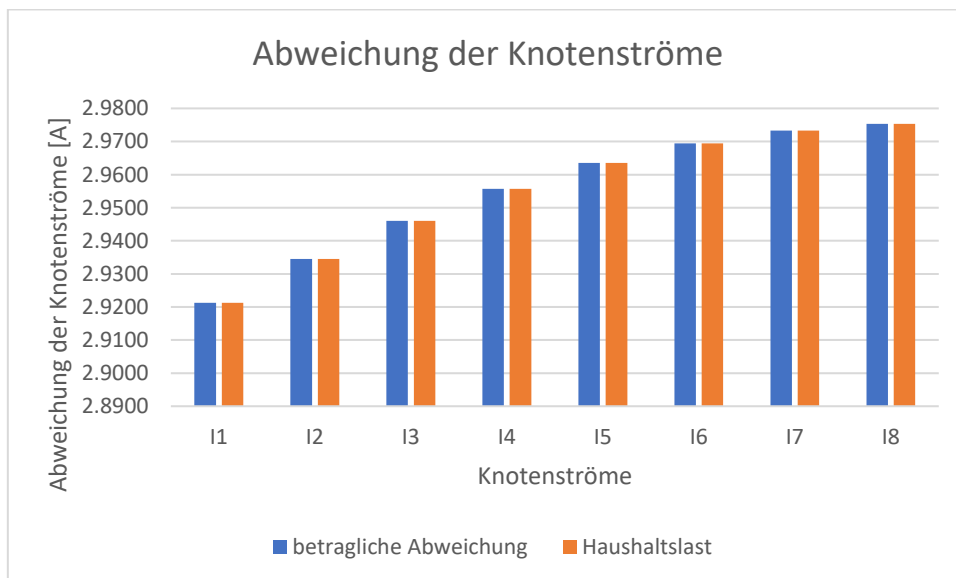


Abbildung 35: Abweichung Knotenströme Szenario 1 (8 Ladestationen)

Die Ströme auf den Leitungen zwischen den einzelnen Ladestationen können sogar exakt bestimmt werden. Wie Abbildung 36 zeigt, liegt hier bei der Netzzustandsbestimmung des rekonstruierten Netzes keine Abweichung von den Werten aus der pandapower- Simulation vor.

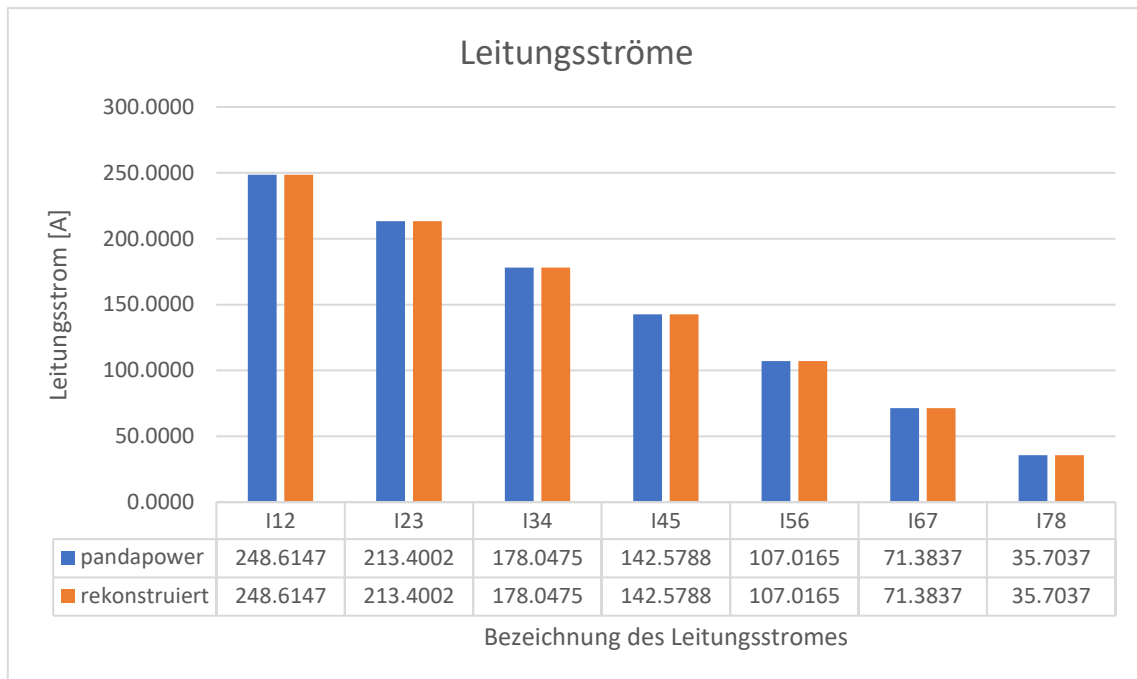


Abbildung 36: Leitungsströme Szenario 1 (8 Ladestationen)

Durch Reduzierung der Ladestationsanzahl auf zwei wird der Einfluss von Lasten zwischen zwei Ladestationen untersucht. Dabei wird bei der Bildung der Erwartungswerte der Knotenströme bereits der Hausanschlussstrom an diesem Knoten abgezogen.

Da auch der Strom auf den einzelnen Leitungsabschnitten zwischen zwei Ladestationen unterschiedlich groß ist, wird hier als Erwartungswert der Mittelwert dieser Leitungsströme angenommen. Dies ist möglich, da alle Leitungsabschnitte gleich lang sind. Wäre dies nicht der Fall, müssten die Leitungsströme mit der Länge des Leitungsabschnitts, über den sie fließen, bezogen auf den Abstand der Ladestationen gewichtet werden. Tabelle 13 gibt eine Übersicht über die Knotenströme an beiden Ladestationen sowie die Ströme auf der Leitung zwischen den beiden Ladestationen für alle betrachteten Fälle.

Tabelle 13: Ströme in A Szenario 1 (2 Ladestationen)

Position Ladestationen	Ströme	Erwartungswert	rekonstruierter Wert	Abweichung
2_3	I1	84.0810	84.0810	0.0000
	I2	-20.3132	-20.3132	0.0000
	I12	52.2121	52.2121	0.0000
2_9	I1	84.2642	75.5522	8.7121
	I2	-2.9133	-11.6369	8.7236
	I12	43.6831	43.6831	0.0000
3_6	I1	81.3652	78.4601	2.9050
	I2	-11.6380	-14.5438	2.9058
	I12	46.5424	46.5424	0.0000
3_8	I1	81.4198	75.6066	5.8132
	I2	-5.8264	-11.6442	5.8178
	I12	43.6888	43.6888	0.0000
4_7	I1	78.5646	75.6554	2.9091
	I2	-8.7393	-11.6492	2.9099
	I12	43.6904	43.6904	0.0000
5_6	I1	75.6987	75.6987	0.0000
	I2	-11.6517	-11.6517	0.0000
	I12	43.6879	43.6879	0.0000
8_9	I1	67.2234	67.2234	0.0000
	I2	-2.9236	-2.9236	0.0000
	I12	35.0838	35.0838	0.0000

Die Knotenströme an der trafo näheren Ladestation (I1) sind in Abbildung 37 zusehen. Abbildung 38 zeigt die Knotenströme an der trafoferneren Ladestation und Abbildung 39 stellt die Leitungsströme dar.

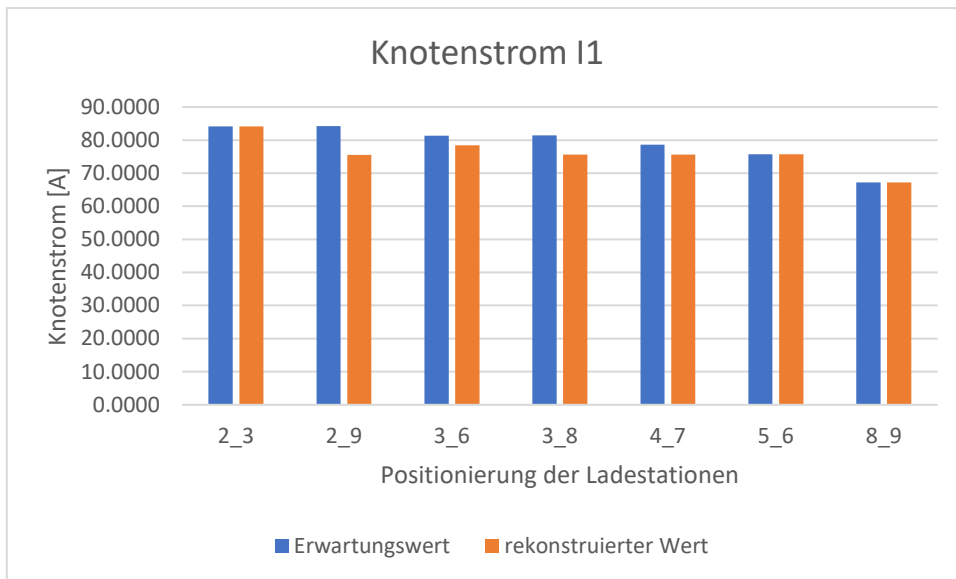


Abbildung 37: Knotenstrom I1 Szenario 1 (2 Ladestationen)

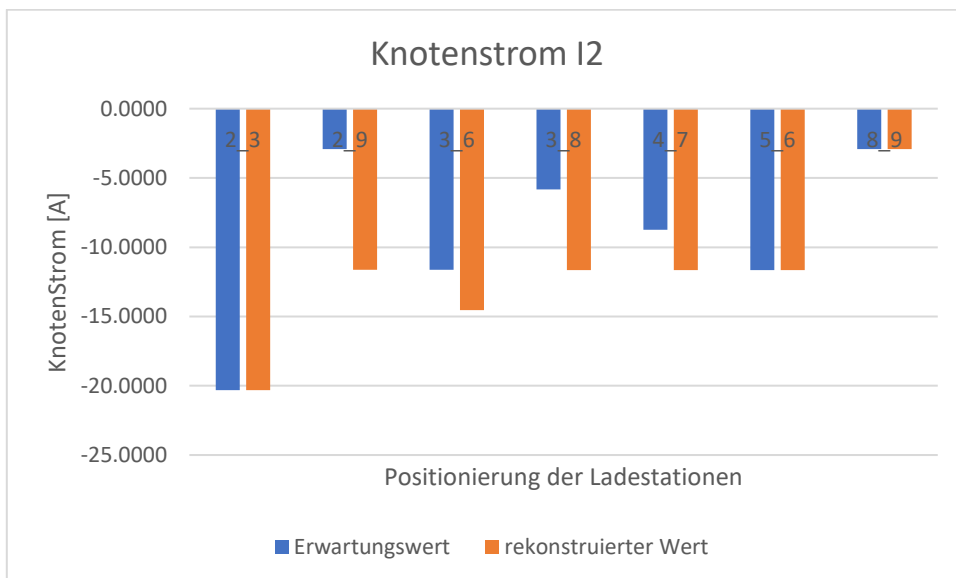


Abbildung 38: Knotenstrom I2 Szenario 1 (2 Ladestationen)

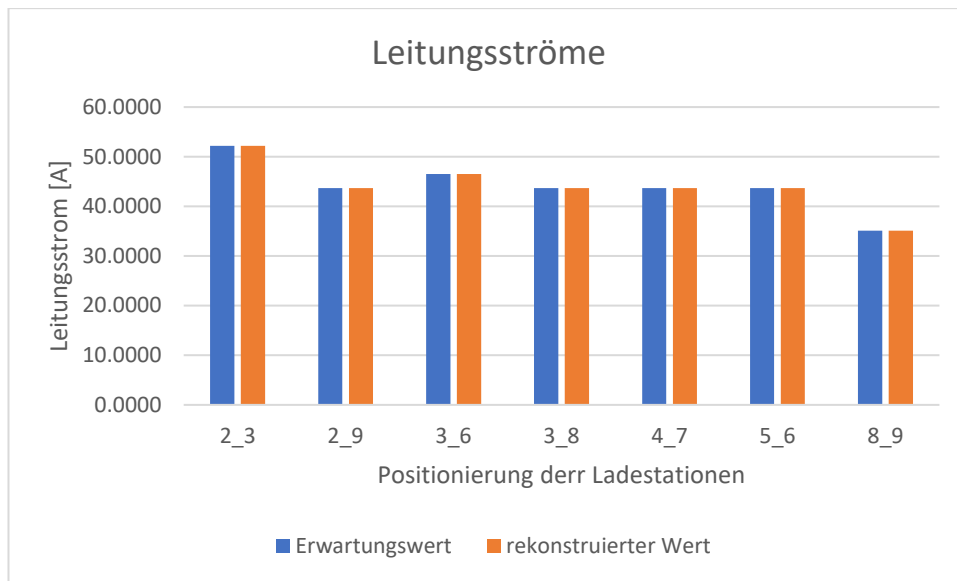


Abbildung 39: Leitungsströme Szenario 1 (2 Ladestationen)

Der Einfluss der Positionierung der Lasten zu den Ladestationen wird in Szenario 2 untersucht.

7.3.3. Fazit

Die rekonstruierten Leitungsströme entsprechen exakt dem Mittelwert der Ströme auf den einzelnen Leitungsabschnitten zwischen zwei Ladestationen.

Befinden sich die Ladestationen an benachbarten Knoten, so entsprechen auch die Knotenströme exakt dem erwarteten Wert. Sobald sich jedoch Knoten mit Hausanschlusslasten zwischen den Ladestationen befinden, weicht der Wert der Knotenströme vom Erwartungswert ab. Die Abweichung ist umso größer, je mehr Lasten sich zwischen den Ladestationen befinden. Dies liegt daran, dass, bei der Betrachtung des rekonstruierten Netzes, die Lastströme an den Ladestationsknoten abfallen.

Die Lastströme teilen sich dabei annähernd gleichmäßig auf die Ladestationsknoten auf. Die Abweichung ist an dem trafo näheren Knoten etwas geringer als an dem anderen Knoten. Der Grund dafür ist, dass die Hausanschlusslasten konstant sind. Wird die Spannung niedriger, so steigen die Ströme bei gleichbleibender Spannung.

Die Ladstationsknoten (3 und 5) sind immer 120 m voneinander entfernt. Die Position von Lastknoten 4 wird jedoch variiert, um den Einfluss der Last zwischen den beiden Ladestationen auf die Abweichung bei der Berechnung der Knotenströme zu bestimmen.

Tabelle 14: Abstand zur Last an Knoten 4 in km

Bezeichnung	Ladestation 1	Ladestation 2
20_100	0.02	0.1
30_90	0.03	0.09
40_80	0.04	0.08
60_60	0.06	0.06
80_40	0.08	0.04
90_30	0.09	0.03
100_20	0.1	0.02

Die restlichen Leitungen haben eine Länge von jeweils 20 m. Außerdem werden alle Lasten wie in Szenario 1 angenommen.

Da die Abstände der Ladestationen zur dazwischen befindlichen Last nicht mehr regelmäßig sind, kann bei der Erwartungswertbildung für den Leitungsstrom nicht länger der Mittelwert verwendet werden. Deshalb werden die Ströme auf den einzelnen Leitungsabschnitten über das Verhältnis der Länge des Leitungsabschnitts zur Gesamtlänge der Leitung zwischen den beiden Ladestationen gewichtet. Dabei wird Formel 22 angewendet um den Erwartungswert des Leitungsstromes zu berechnen.

Formel 22: Erwartungswert für Leitungsstrom

$$I_{erwartet} = \frac{1}{l_{ges}} * \sum_{i=1}^{i_{max}} I_i * l_i ; \quad l_{ges} = \sum_{i=1}^{i_{max}} l_i$$

Wegen der Ergebnisse aus Szenario 1 werden bei der Bildung der Erwartungswerte für die Knotenströme die Hausanschlussströme an Knoten von den Strömen aus der pandapower-Simulation abgezogen, wie in Formel 23 beschrieben wird.

Formel 23: Erwartungswert für Knotenstrom

$$I_{erwartet} = I_{pandapower} - I_{Haushalt}; \quad I_{Haushalt} = \frac{S_{Haushalt}}{3 * U_{Haushalt}}$$

Für den Knotenstrom an der trafo näheren Ladestation kann aus der pandapower-Simulation der Strom auf der Leitung zu dem Knoten, an dem sich die Ladestation befindet, verwendet werden. Bei der trafofernen Ladestation wird der Strom auf der Leitung, die zum nächsten Knoten führt, verwendet, sofern eine solche Leitung existiert.

7.4.2. Ergebnisse

Die ermittelten Stromwerte sind zusammen mit ihren Erwartungswerten in Tabelle 15 aufgeführt. Die Leitungsströme (I_{12}) entsprechen den gewichteten Erwartungswerten und werden in Abbildung 41 abgebildet. Anders verhält es sich mit den Knotenströmen (I_1 und I_2), die in Abbildung 42 und Abbildung 43 dargestellt werden. Besonders auffällig ist, dass die Differenzen der Knotenströme lediglich für den Fall identisch sind, in dem sich die Last genau in der Mitte der beiden Ladestationen befindet.

Tabelle 15: Ströme Szenario 2

Index	Ströme	Erwartungswert [A]	rekonstruierter Wert [A]	Differenz [A]	Prozentuale Abweichung
20_100	I1	81.49197	79.07177	2.42020	2.97%
	I2	-14.58751	-15.07155	0.48404	-3.32%
	I12	47.15383	47.15383	0.00000	0.00%
30_90	I1	81.49453	79.31537	2.17916	2.67%
	I2	-14.58790	-15.31428	0.72639	-4.98%
	I12	47.39743	47.39743	0.00000	0.00%
40_80	I1	81.49709	79.55919	1.93790	2.38%
	I2	-14.58829	-15.55724	0.96895	-6.64%
	I12	47.64124	47.64124	0.00000	0.00%
60_60	I1	81.50223	80.04749	1.45473	1.78%
	I2	-14.58907	-16.04381	1.45473	-9.97%
	I12	48.12953	48.12953	0.00000	0.00%
80_40	I1	81.50737	80.53667	0.97070	1.19%
	I2	-14.58985	-16.53125	1.94140	-13.31%
	I12	48.61870	48.61870	0.00000	0.00%
90_30	I1	81.50994	80.78159	0.72835	0.89%
	I2	-14.59025	-16.77530	2.18506	-14.98%
	I12	48.86362	48.86362	0.00000	0.00%
100_20	I1	81.51252	81.02673	0.48579	0.60%
	I2	-14.59064	-17.01958	2.42893	-16.65%
	I12	49.10875	49.10875	0.00000	0.00%

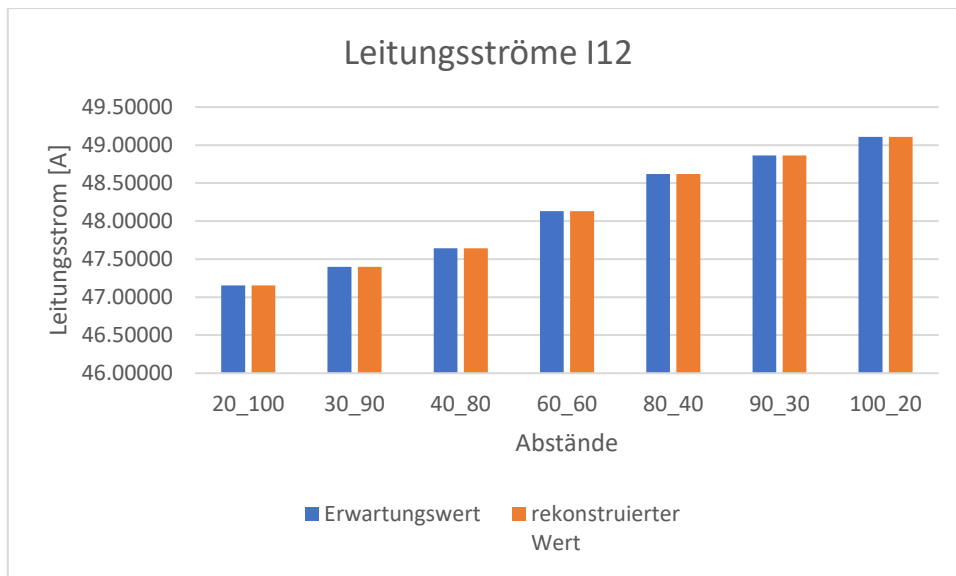


Abbildung 41: Leitungstrom I12 Szenario 2

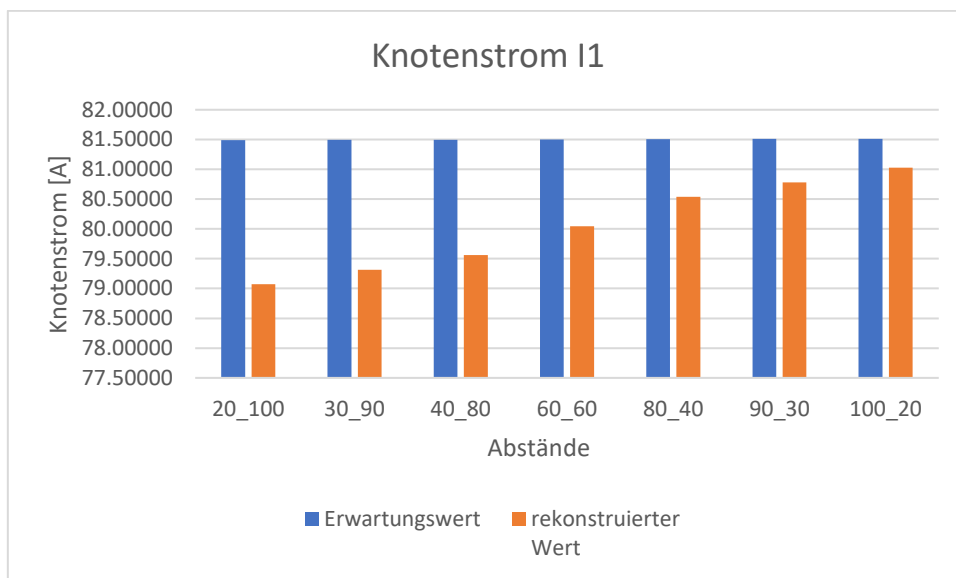


Abbildung 42: Knotenstrom I1 Szenario 2

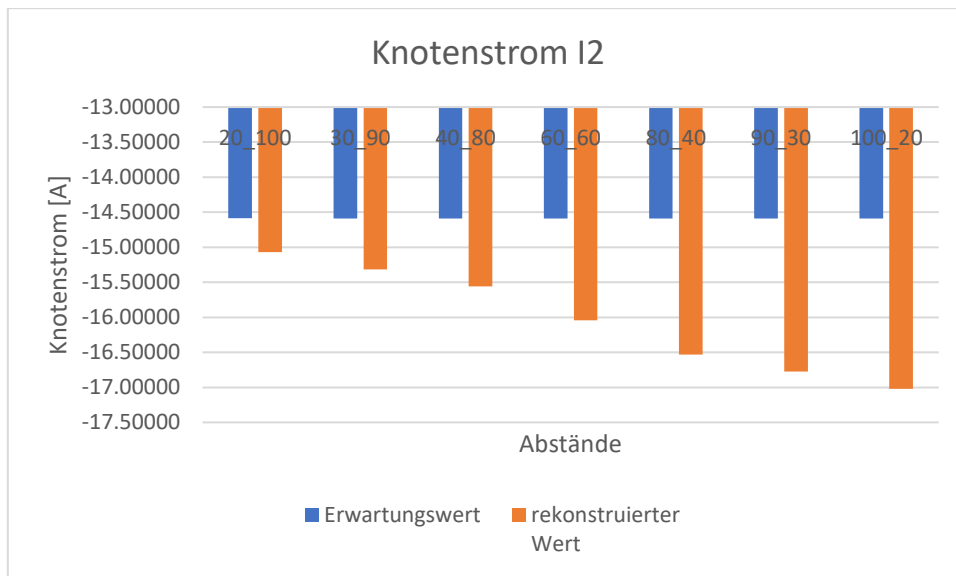


Abbildung 43: Knotenstrom I2 Szenario 2

Je näher sich die Last an einer Ladestation befindet, desto größer ist die Abweichung bei der Bestimmung des entsprechenden Knotenstromes. Folglich tritt der umgekehrte Effekt bei einem größeren Abstand von Last und Ladestation auf. Die Aufteilung des Laststromes des Hausanschlusses zwischen den Ladestationen auf die Knoten mit Ladestation lässt sich über Formel 24 beschreiben. Dabei beschreibt der Index n den Knotenindex. Der anteilige Laststrom am Knoten n (ΔI_n) kann folglich aus dem Abstand der Last vom Knoten (l_n), dem Abstand der beiden Messknoten, zwischen denen sich die Last befindet, (l_{ges}) und dem gesamten Laststrom (I_{Last}) berechnet werden.

Formel 24: Aufteilung Laststrom zwischen zwei Ladestationen

$$\Delta I_n = \frac{(l_{ges} - l_n) * I_{Last}}{l_{ges}}$$

In der folgenden Tabelle 16 wird der nach Formel 24 berechnete zusätzliche Laststrom für die Knoten der betrachteten Fälle zusammen mit der auftretenden Abweichung aus Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 16: Abweichung der Knotenströme in A Szenario 2

Index	Laststrom [A]	Knoten	Abstand zur Last [m]	Differenz Simulation [A]	zusätzlicher Laststrom (Formel) [A]
20_100	2.90424	1	20	2.42020	2.42020
		2	100	0.48404	0.48404
30_90	2.90554	1	30	2.17916	2.17916
		2	90	0.72639	0.72639
40_80	2.90685	1	40	1.93790	1.93790
		2	80	0.96895	0.96895
60_60	2.90947	1	60	1.45473	1.45473
		2	60	1.45473	1.45473
80_40	2.91209	1	80	0.97070	0.97070
		2	40	1.94140	1.94140
90_30	2.91341	1	90	0.72835	0.72835
		2	30	2.18506	2.18506
100_20	2.91472	1	100	0.48579	0.48579
		2	20	2.42893	2.42893

Die Abweichungen bei der Bestimmung des Knotenstromes an Knoten 1 werden gemeinsam mit den nach Formel 24 bestimmten zusätzlichen Lastströmen für diesen Knoten in Abbildung 44 dargestellt. Für Knoten 2 werden dieselben Ströme in Abbildung 45 abgebildet.

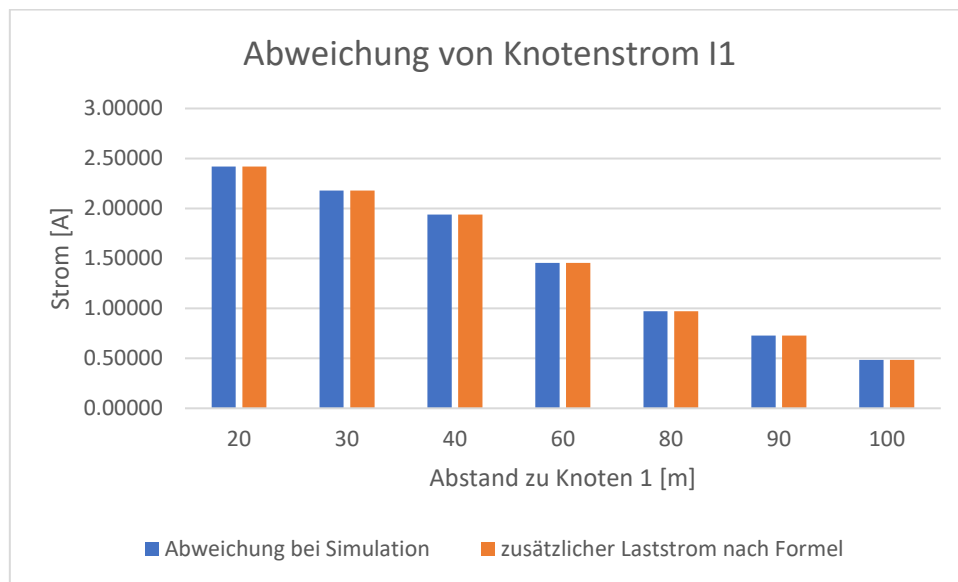


Abbildung 44: Abweichung Knotenstrom II Szenario 2

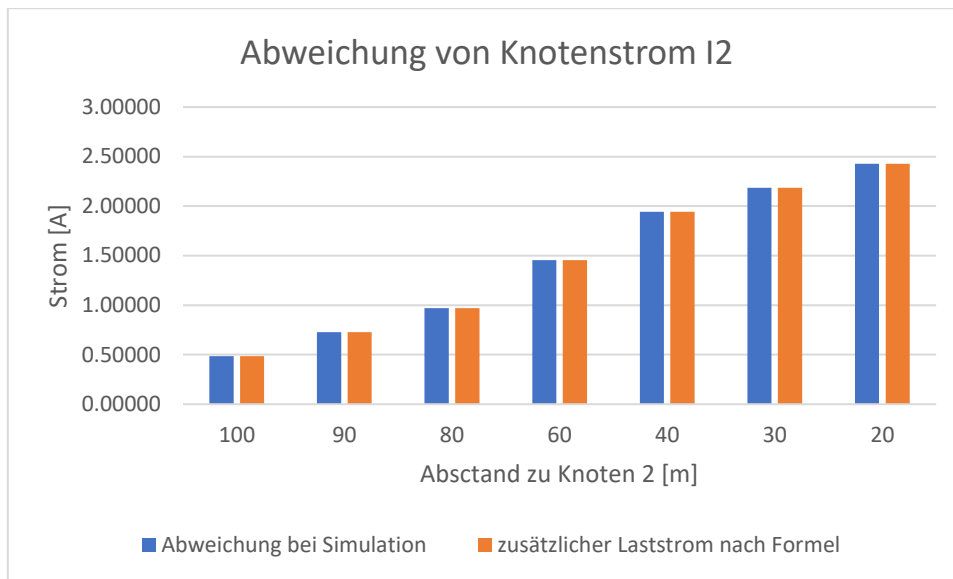


Abbildung 45: Abweichung Knotenstrom I2 Szenario 2

7.4.3. Fazit

Befindet sich eine Last zwischen zwei Ladestationen, wird ihr Laststrom auf die Knoten, an denen sich die Ladestationen befinden aufgeteilt. Die anteilige Verteilung des Laststromes richtet sich nach dem Verhältnis der Abstände der Last zu den Ladestationen. Je kleiner der Abstand zwischen der Last und einer Ladestation bezogen auf den Abstand der beiden Ladestationen voneinander ist, desto größer ist der Anteil des Laststromes, der am entsprechenden Knoten angenommen wird.

Betrachtet man die Ergebnisse von Szenario 1, so wird klar, dass die in Formel 24 beschriebene Regel auch für mehrere Lasten zwischen zwei Ladestationen gültig ist. In diesem Fall entspricht der zusätzliche Laststrom an den Knoten der Summe der zusätzlichen Lastströme der einzelnen Lasten.

In Szenario 1 sind die Lasten symmetrisch zwischen den Ladestationen verteilt, wodurch sie sich fast gleichmäßig aufteilen. Die kleineren Abweichungen lassen sich dadurch erklären, dass die Leistung aller Hausanschlüsse konstant ist, während die Spannung mit zunehmender Distanz der Knoten zum Trafo abnimmt. Dadurch werden die Hausanschlussströme größer, je näher sich der Knoten an der trafofernen Ladestation befindet. Durch die Aufteilung auf die Ladestationsknoten abhängig vom Abstand, weicht folglich der Knotenstrom an der trafofernen Ladestation etwas mehr ab, als der Knotenstrom an der trafoonahen Ladestation.

7.5. Szenario 3

Im dritten Szenario wird ein Netz mit realen Leitungen untersucht. Das bedeutet, dass diese auch kapazitive und induktive Blindwiderstandsbeläge aufweisen. Sämtliche Verbraucher beziehen weiterhin reine Wirkleistung.

7.5.1. Beschreibung

Es wird ein Netzstrang mit der minimalen Hausanschlusszahl von acht Hausanschlüssen untersucht. Dabei wird angenommen, dass alle Hausanschlüsse die gleichen Abstände zu den benachbarten Hausanschlüssen haben. Außerdem ist die Last aller Haushalte identisch. In diesem Netzstrang befindet sich an allen Hausanschlusspunkten ebenfalls eine Ladestation für Elektrofahrzeuge, an der Messwerte aufgenommen werden können. Es ergibt sich ein Netz wie in Abbildung 46.



Abbildung 46: Netz Szenario3

Dadurch, dass an jedem Hausanschluss eine Ladestation installiert ist, kann das Netz vollständig rekonstruiert werden. Das bedeutet, dass das rekonstruierte Netz sowie das tatsächliche Netz vom Aufbau her identisch sind.

Zunächst wird der Abstand der Hausanschlüsse bzw. die Länge der Leitungen auf 20 m und die Last der Hausanschlüsse auf 0,58 kW festgelegt. Diese Leistung entspricht der durchschnittlichen Leistung eines Hausanschlusses mit 1,7 Haushalten, die den durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3000 kWh aufweisen. Alle Ladestationen beziehen die maximale Leistung von 22 kW.

Um die Auswirkung der Last durch die Elektromobile zu untersuchen, werden diese für eine weitere Betrachtung ausgeschaltet und beziehen somit keine Leistung mehr (0 kW).

Anschließend wird die gleiche Betrachtung für eine Leitungslänge von 40 m durchgeführt.

Anders als in Szenario 2 werden reale Leitungen vom Typ „NAYY 4x150“ für die Verbindungen der Lastknoten verwendet. Diese weisen die in Tabelle 17 dargestellten Parameter auf.

Tabelle 17: Leitungsdaten NAYY 4x150

Leitungstyp	Kapazitätsbelag [nF/km]	Widerstandsbelag [Ω/km]	induktiver Blindwiderstandsbelag [Ω/km]	Maximaler Strom [kA]
NAYY 4x150 SE	261	0.208	0.08	0.27

Um einen Netzzeitpunkt mit sehr hoher Belastung zu simulieren, werden diese Betrachtungen ebenfalls unter der Annahme durchgeführt, dass an jedem Hausanschlusspunkt die maximale Anzahl von sechs Haushalten angeschlossen ist. Diese Haushalte beziehen jeweils eine Leistung von 1,5 kW, sodass sich für den Hausanschluss eine Gesamtleistung von 9 kW ergibt.

Weiterhin wird von allen Lasten in sämtlichen Betrachtungen reine Wirkleistung bezogen.

Genauere Informationen zum untersuchten Netz können dem Anhang 14.1 entnommen werden.

7.5.2. Ergebnisse

Eine Simulation mit pandapower liefert lediglich die Leitungsströme. Folglich wird der Strom auf der Zuleitung des Netzknotens berechnet. Dieser setzt sich zusammen aus dem Ladestrom, dem Hausanschlusslaststrom und dem Strom, der zum nächsten Knoten fließt.

Beim Knoten, der sich am nächsten am Netz-Trafo befindet (Knoten1), entspricht der Knotenstrom dem Zuleitungsstrom.

In Tabelle 18 wird der Zuleitungsstrom an Knoten1 für alle betrachteten Fälle dargestellt.

Tabelle 18: Zuleitungsstrom an Knoten1 Szenario3

Bezeichnung	Zuleitungsstrom pandapower [A]	Zuleitungsstrom ohne Haushaltslast pandapower [A]	Zuleitungsstrom rekonstruiert [A]
20m_0.58kW_an	266.5351178	265.6884793	250.442849
20m_0.58kW_aus	6.700977686	5.863576795	5.47206185
40m_0.58kW_an	271.054555	270.2034299	255.020493
40m_0.58kW_aus	6.703562	5.866060005	5.47369802
20m_9kW_an	369.155349	355.9585115	335.007154
20m_9kW_aus	104.8130401	91.7659055	85.6980492
40m_9kW_an	378.2092174	364.9114076	344.08614
40m_9kW_aus	105.4687049	92.39600117	86.3365443

Dabei ist der Zuleitungsstrom ohne Hausanschlussstrom der Erwartungswert für den Knotenstrom an Knoten 1.

Dieser wird nach Formel 23 bestimmt. Die Bezeichnungen der betrachteten Fälle setzen sich aus der Leitungslänge (20m oder 40m), der Hausanschlusslast (0.58 kW oder 9 kW) und der Information, ob die Ladestationen im Betrieb sind (an) oder nicht (aus), zusammen.

Der rekonstruierte Stromwert an Knoten 1 weicht von seinem Erwartungswert ab. Die prozentuale Abweichung der rekonstruierten Zuleitungsströme von ihrem jeweiligen Erwartungswert wird in Abbildung 47 dargestellt. Auch hier werden die Bezeichnungen der betrachteten Fälle wie in Tabelle 18 vorgenommen. Gleiches gilt für folgende Grafiken.



Abbildung 47: Prozentuale Abweichung der Zuleitungsströme an Knoten1 mit verschiedenen Leitungslängen Szenario 3

Für alle betrachteten Netze liegt die Abweichung des Stroms im Bereich von 5,6% bis 6,7% des Erwartungswertes.

Die Knotenströme an den Knoten, die sich im Netzstrang hinter mindestens einer Ladestation befinden, entsprechen den dort anliegenden Lastströmen, da sich keine Lasten zwischen den Ladestationen befinden.

Da bei der rekonstruierten Netzwerkberechnung das Zählerpeilsystem wie in Abbildung 8 gewählt wurde, sind eingespeiste Ströme positiv und bezogene Ströme negativ anzunehmen. Deshalb ist der Zuleitungsstrom am ersten Knoten positiv, während die restlichen Knotenströme negativ sind.

Die Knotenströme ab dem zweiten Knoten, an dem sich eine Ladestation befindet, werden bezogen auf ihren Erwartungswert in Abbildung 48 dargestellt. Die Hausanschlusslasten liegen hierbei für alle Knoten bei 0,58 kW.

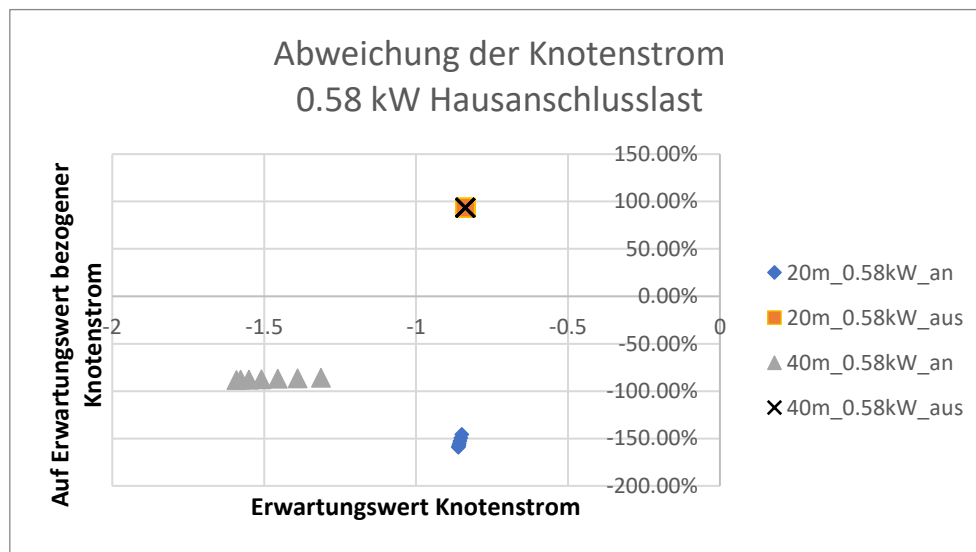


Abbildung 48: Knotenströme bei einer Hausanschlusslast von 0,58 kW mit verschiedenen Leitungslängen und Ladestationen in und außer Betrieb Szenario 3

Wie schon bei Abbildung 47 enthält die Bezeichnung der dargestellten Betrachtungsfälle die Länge der Leitung, die Höhe der Hausanschlusslast sowie die Information, ob die Ladestationen im Betrieb sind.

Sind die Ladestationen ausgeschaltet, lassen sich die Knotenströme mit einer Abweichung von 6,8% bis 7,2% bestimmen. Werden die Ladestationen mit einer Leistung von 22 kW jedoch zugeschaltet, fließt ein deutlich höherer Strom über die Leitung. Die Leitungsströme sind dabei 40- bis 400-mal so groß, wie die Hausanschlussströme, sodass eine geringe Abweichung in der Bestimmung der Leitungsströme verhältnismäßig große Auswirkungen auf die Knotenströme hat.

Sind die Ladestationen in Betrieb, so ergibt die Berechnung der Knotenströme, dass an den Knoten eine Einspeisung vorliegt, obwohl in den untersuchten Netzen lediglich Verbraucher vorliegen. Dies liegt daran, dass der größere Strom auf der Leitung ebenfalls größere Blindleistungsverluste verursacht.

Bei einer höheren Hausanschlussleistung liegen der Hausanschlussstrom und der Ladestrom näher beieinander, wodurch sich die Knotenströme besser bestimmen lassen. Die rekonstruierten Knotenströme ab dem zweiten Knoten mit Ladestation, werden in Abbildung 49 dargestellt. Dabei liegt eine Hausanschlussleistung von 9 kW an allen Knoten an.

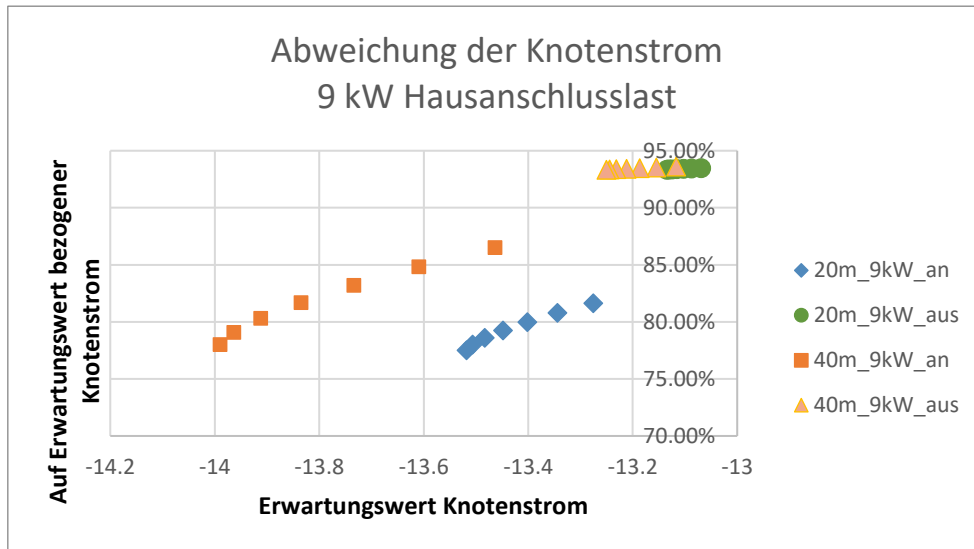


Abbildung 49: Knotenströme bei einer Hausanschlusslast von 9 kW mit verschiedenen Leitungslängen und Ladestationen in und außer Betrieb Szenario 3

Auch hier kann der Knotenstrom mit einer Abweichung von 7,0% bis 7,2% bestimmt werden, wenn die Ladestationen ausgeschaltet sind. Die Inbetriebnahme der Ladestationen und die damit einhergehenden höheren Leitungsverluste haben auch bei einer höheren Belastung einen negativen Einfluss auf die Genauigkeit bei der Bestimmung der Knotenströme. Dieser ist jedoch verhältnismäßig geringer, als bei niedrigeren Hausanschlusslasten. So liegen die Abweichungen hier unter 25%.

Der Strom, der zwischen zwei Ladestationen fließt, wird über die Spannungsdifferenz und den Betrag der Leitungsadmittanz bestimmt. Diese weichen für alle betrachteten Fälle immer zwischen 6,6% und 7,2% von den erwarteten Werten ab. Der rekonstruierte Leitungsstromwert bezogen auf den Erwartungswert wird in Abbildung 50 dargestellt.

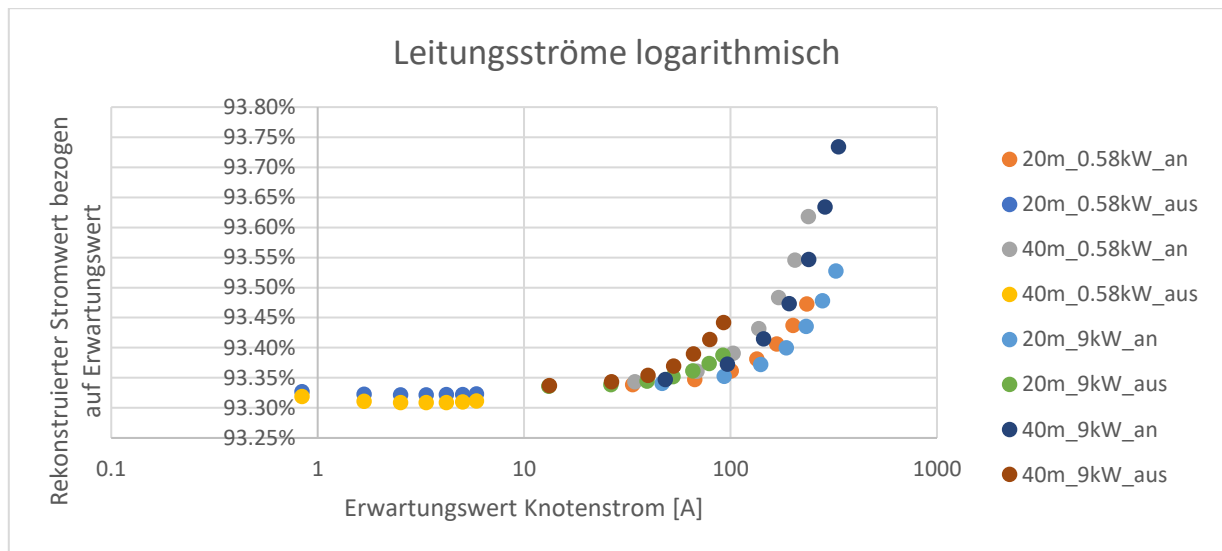


Abbildung 50: Rekonstruierte Leitungsströme bezogen auf ihren Erwartungswert für verschieden Leitungslängen, Hausanschlusslasten und Ladestationen in und außer Betrieb Szenario 3

7.5.3. Fazit

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Ströme auf den Leitungen eines Netzes, wie in Szenario 3 beschrieben, mit guter Näherung anhand der Beträge von Spannungen, Ladeströmen und Impedanzen bestimmt werden können.

Ist der Ladestrom deutlich größer als der Laststrom an einem Knoten, wird die Ermittlung des Knotenstromes ungenauer. Grund dafür sind die durch den hohen Ladestrom bedingten Leitungsverluste, die aufgrund der Verwendung der Admittanzbeträge vernachlässigt werden.

Durch größere Abstände steigen die Verlustströme auf der Leitung betragsmäßig an, da die Leitungsverluste längenabhängig sind. Folglich ist auch die Abweichung vom Erwartungswert betragsmäßig höher. Betrachtet man allerdings die Abweichung bezogen auf den Erwartungswert wird die prozentuale Abweichung kaum beeinflusst.

Die auftretende Abweichung resultiert daraus, dass der Betrag der Impedanzen zur Bestimmung des Netzzustandes beim rekonstruierten Netz verwendet wird, während die Lastflussberechnung in der pandapower-Simulation komplexe Werte verwendet.

7.6. Szenario 4

In Szenario 4 wird der Einfluss von Blindwiderstandsbelägen der Leitungen untersucht, wenn sich Lasten zwischen den Ladestationen befinden. Sämtliche vorliegenden Lasten sind auch hier rein reell.

7.6.1. Beschreibung

Es wird, wie schon in den vorherigen Szenarien, ein Netzstrang mit acht Knoten untersucht. Auch hier sind alle Hausanschlusspunkte 20 m von den benachbarten Hausanschlusspunkten entfernt. Jedoch befinden sich nur zwei Ladestationen bzw. Messpunkte im Netzstrang. Diese haben eine Leistung von 22 kW. Die Position dieser beiden Ladestationen wird dabei variiert. Es werden die gleichen Variationen, wie in Szenario 1 betrachtet. Diese können Tabelle 19 entnommen werden.

Tabelle 19: Positionierung Ladestationen Szenario 4

Bezeichnung	Knoten Ladestation 1	Knoten Ladestation 2
2 3	2	3
2 9	2	9
3 6	3	6
3 8	3	8
4 7	4	7
5 6	5	6
8 9	8	9

Außerdem werden die Hausanschlusslasten alle mit dem gleichen Wert realisiert. Dieser liegt einmal bei 0,58 kW und einmal bei 9 kW. Des Weiteren werden die Ladestationen einmal im eingeschalteten Zustand und einmal im ausgeschalteten Zustand betrachtet.

Das Schaltbild für den Fall, dass sich Ladestationen an Knoten 4 und Knoten 7 befinden wird beispielhaft in abgebildet:



Abbildung 51: Netz Szenario 4

Da sich in diesem Szenario Lasten zwischen den Ladestationen befinden können, ist der Strom auf der Leitung zwischen den Ladestationen nicht immer konstant. Bei der Rekonstruktion der Leitung liegt keinerlei Information über diese Lasten vor, daher kann der Stromwert auf der Verbindungsleitung nur als konstanter Wert angenommen werden.

Der Erwartungswert für den Leitungsstrom wird über den Mittelwert der unterschiedlichen Leitungsströme gebildet. Dabei werden die Leitungsströme mit der Länge der Leitung, über die sie fließen, gewichtet (siehe Formel 22).

Befinden sich beispielsweise drei Lasten zwischen den beiden Ladestationen, ergeben sich vier Leitungsabschnitte mit unterschiedlichem Leitungsstrom. Der Erwartungswert wird dann, wie in Formel 25 folgt, gebildet:

Formel 25: Erwartungswert für den Leitungsstrom bei 3 Lasten zwischen den Ladestationen

$$I_{\text{erwartet}} = \frac{I_1 * l_1 + I_2 * l_2 + I_3 * l_3 + I_4 * l_4}{l_{\text{ges}}}$$

Wie aus den Ergebnissen von Szenario 2 hervorgeht, werden bei der Netzrekonstruktion die Lastströme zwischen den Ladestationen, abhängig von der Distanz zu den einzelnen Ladestationen, an den Knoten realisiert, an denen sich die Ladestationen befinden. Diese Ströme werden gemeinsam mit den Hausanschlussströmen von dem Knotenstrom aus der pandapower-Simulation abgezogen.

Formel 26: Erwartungswert für Knotenstrom

$$I_{erwartet} = I_{pandapower} - I_{Haushalt} - I_{Lasten}; \quad I_{Lasten} = \sum_{n=1}^{n_{max}} \frac{(l_{ges} - l_n) * I_n}{l_{ges}}$$

Für die erste Ladestation im Strang kann aus der pandapower-Simulation der Strom auf der Leitung zu dem Knoten, an dem sich die Ladestation befindet, verwendet werden. Bei der hinteren Ladestation wird der Strom auf der Leitung, die zum nächsten Knoten führt, verwendet. Sofern eine solche Leitung nicht vorhanden ist, wird der Wert 0 angenommen.

Die rekonstruierten Lastströme an einem Netzknoten, werden, wie in Formel 26 beschrieben, für jede Last zwischen den Ladestationen berechnet und aufsummiert. Die Hausanschlussströme ergeben sich aus der Spannung am Knoten, an dem sie sich befinden, und der Hausanschlussleistung nach Formel 14.

7.6.2. Ergebnisse

Da nur der Mittelwert des Stroms auf der Leitung zwischen den beiden betrachteten Ladestationen ermittelt werden kann, ergibt sich automatisch eine Abweichung zum tatsächlichen Leitungsstrom. Dieser ist auf dem ersten Leitungsabschnitt maximal. Grund dafür ist, dass im betrachteten Netzstrang nur Verbraucher und keine Erzeuger am Netz angeschlossen sind.

Je mehr Lasten sich zwischen den beiden Ladestationen befinden, umso mehr weicht der Leitungstrommittelwert vom maximalen Leitungsstrom ab. Diese Abweichung wird in der folgenden Tabelle 20 für die in diesem Szenario betrachteten, Fälle dargestellt.

Tabelle 20: Abweichung von mittlerem Leitungsstrom zu maximalem Leitungsstrom (in A) für die Fälle, in denen sich Lasten zwischen den Ladestationen befinden

Last	Ladestationen	maximal	mittel	Abweichung	Prozentual
0,58kW Ladestationen eingeschaltet	2 9	37.8832	35.3599	2.5233	6.66%
	3 6	37.0028	36.1613	0.8414	2.27%
	3 8	37.0450	35.3614	1.6836	4.54%
	4 7	36.2043	35.3619	0.8425	2.33%
9kW Ladestationen eingeschaltet	2 9	156.6802	85.0938	71.5864	45.69%
	3 6	111.3698	98.2151	13.1547	11.81%
	3 8	111.4882	85.1501	26.3381	23.62%
	4 7	98.3496	85.1643	13.1853	13.41%
0,58kW Ladestationen ausgeschaltet	2 9	5.8636	3.3508	2.5128	42.85%
	3 6	5.0261	4.1885	0.8376	16.66%
	3 8	5.0261	3.3508	1.6752	33.33%
	4 7	4.1885	3.3509	0.8376	20.00%
9kW Ladestationen ausgeschaltet	2 9	91.7659	52.4814	39.2845	42.81%
	3 6	78.6971	65.6044	13.0927	16.64%
	3 8	78.6971	52.4939	26.2031	33.30%
	4 7	65.6096	52.5023	13.1073	19.98%

Sind die Ladeströme deutlich größer als die Lastströme, so ist die Abweichung zwischen maximalem und mittlerem Leitungsstrom deutlich geringer. Das ist begründet dadurch, dass der Großteil des Stroms über alle Leitungsabschnitte zur hinteren Ladestation fließt.

Der erste betrachtete Fall beschreibt ein solches Netz. Hier haben alle Hausanschlüsse eine Last von 0,58 kW und die Ladestationen sind mit einer Leistung von 22 kW im Betrieb. Es ergeben sich folgende Knoten- und Leitungsströme (vgl. Tabelle 21).

Tabelle 21: Ströme Szenario 4 (0,58 kW; Ladestationen im Betrieb)

Position Ladestationen	Ströme	Erwartungswert [A]	rekonstruierter Wert [A]	Differenz [A]
2_3	I1	69.5983	67.0831	2.5152
	I2	-5.8824	-3.3672	-2.5152
	I12	37.7512	35.2360	2.5152
2_9	I1	67.2072	64.8602	2.3470
	I2	-3.3694	-1.0224	-2.3470
	I12	35.3599	33.0128	2.3470
3_6	I1	68.0489	65.6428	2.4061
	I2	-4.2111	-1.8050	-2.4061
	I12	36.1613	33.7552	2.4061
3_8	I1	67.2491	64.8992	2.3499
	I2	-3.3714	-1.0215	-2.3500
	I12	35.3614	33.0115	2.3500
4_7	I1	67.2895	64.9366	2.3529
	I2	-3.3728	-1.0199	-2.3529
	I12	35.3619	33.0090	2.3529
5_6	I1	67.3285	64.9726	2.3559
	I2	-3.3734	-1.0176	-2.3559
	I12	35.3612	33.0053	2.3559
8_9	I1	65.0352	62.8402	2.1950
	I2	-0.8464	1.3486	-2.1950
	I12	32.9504	30.7554	2.1950

Betrachtet man die Ergebnisse aus Tabelle 21, fällt auf, dass beide Knotenströme sowie der Leitungsstrom im jeweiligen Netz um den gleichen Strombetrag vom erwarteten Wert abweichen. Grund dafür ist, dass bei der Rekonstruktion des Netzes die Beträge der Leitungsadmittanzen und Spannungen verwendet werden, während die Lastflussberechnung über pandapower die komplexen Werte nutzt. Diese Vereinfachung sorgt dafür, dass die Leitungsströme nicht genau bestimmt werden können, da die Blindströme und Blindleistungsverluste auf den Leitungen nur angenähert über die Beträge berücksichtigt werden können. Da alle angeschlossenen Verbraucher ausschließlich Wirkleistung beziehen, treten die Abweichungen bei der Bestimmung der Ströme abhängig von den Blindleistungsverlusten auf der Leitung auf. Diese Blindleistung fällt gleichmäßig über der gesamten Leitung ab, sodass die Abweichung der beiden Knotenströme identisch ist.

Die Abweichung wird umso größer, je höher der Leitungsstrom ist.

Erhöht man die Hausanschlusslasten auf 9 kW, werden auch die Abweichungen der rekonstruierten Werte von den Erwartungswerten größer, da größere Ströme über die Leitungen fließen. Dies kann Tabelle 22 entnommen werden.

Tabelle 22: Ströme Szenario 4 (9 kW; Ladestationen im Betrieb)

Position Ladestationen	Ströme	Erwartungswert [A]	rekonstruierter Wert [A]	Differenz [A]
2_3	I1	156.1014	147.8860	8.2153
	I2	-92.0707	-83.8553	-8.2154
	I12	124.1221	115.9067	8.2154
2_9	I1	117.2249	111.5827	5.6422
	I2	-52.7836	-47.1886	-5.5950
	I12	85.0938	79.5109	5.5829
3_6	I1	130.2865	123.7781	6.5084
	I2	-65.9707	-59.4623	-6.5085
	I12	98.2151	91.7066	6.5085
3_8	I1	117.2218	111.5827	5.6391
	I2	-52.8279	-47.1886	-5.6392
	I12	85.1501	79.5109	5.6392
4_7	I1	117.3205	111.6697	5.6507
	I2	-52.8575	-47.2067	-5.6508
	I12	85.1643	79.5135	5.6508
5_6	I1	117.3892	111.7281	5.6611
	I2	-52.8724	-47.2113	-5.6612
	I12	85.1560	79.4948	5.6612
8_9	I1	78.1448	75.0997	3.0451
	I2	-13.2745	-10.2294	-3.0451
	I12	45.7233	42.6782	3.0451

Durch die höheren Lasten erhöhen sich ebenfalls die Ströme, genauso wie deren Abweichung von den Erwartungswerten. Jedoch sind auch hier die Abweichungen der Knotenströme mit den Abweichungen der Leitungsströme betraglich identisch.

Durch Abschalten der Ladestationen werden die Leitungsströme wieder geringer, da keine Ladeströme mehr fließen. In Konsequenz sinken auch die Abweichungen. Tabelle 23 und Tabelle 24 zeigen die Ströme, wenn die Ladestationen ausgeschaltet sind. Dies gilt für Hausanschlusslasten von 0,58 kW (Tabelle 23) und von 9 kW (Tabelle 24).

Tabelle 23: Ströme Szenario 4 (0,58 kW; Ladestationen nicht im Betrieb)

Position Ladestationen	Ströme	Erwartungswert [A]	rekonstruierter Wert [A]	Differenz [A]
2_3	I1	5.8636	5.4721	0.3915
	I2	-5.8636	-5.4721	-0.3915
	I12	5.8636	5.4721	0.3915
2_9	I1	3.3508	3.1270	0.2238
	I2	-3.3508	-3.1270	-0.2238
	I12	3.3508	3.1270	0.2238
3_6	I1	4.1885	3.9088	0.2797
	I2	-4.1885	-3.9088	-0.2797
	I12	4.1885	3.9088	0.2797
3_8	I1	3.3508	3.1271	0.2238
	I2	-3.3508	-3.1271	-0.2238
	I12	3.3508	3.1271	0.2238
4_7	I1	3.3509	3.1271	0.2238
	I2	-3.3509	-3.1271	-0.2238
	I12	3.3509	3.1271	0.2238
5_6	I1	3.3509	3.1271	0.2238
	I2	-3.3509	-3.1271	-0.2238
	I12	3.3509	3.1271	0.2238
8_9	I1	0.8378	0.7818	0.0559
	I2	-0.8378	-0.7818	-0.0559
	I12	0.8378	0.7818	0.0559

Tabelle 24: Ströme Szenario 4 (9 kW; Ladestationen nicht im Betrieb)

Position Ladestationen	Ströme	Erwartungswert [A]	rekonstruierter Wert [A]	Differenz [A]
2_3	I1	91.7659	85.6980	6.0679
	I2	-91.7659	-85.6980	-6.0679
	I12	91.7659	85.6980	6.0679
2_9	I1	52.4814	48.9992	3.4822
	I2	-52.4815	-48.9992	-3.4823
	I12	52.4814	48.9992	3.4823
3_6	I1	65.6044	61.2507	4.3537
	I2	-65.6044	-61.2507	-4.3537
	I12	65.6044	61.2507	4.3537
3_8	I1	52.4939	49.0075	3.4865
	I2	-52.4939	-49.0075	-3.4865
	I12	52.4939	49.0075	3.4865
4_7	I1	52.5023	49.0130	3.4893
	I2	-52.5023	-49.0130	-3.4893
	I12	52.5023	49.0130	3.4893
5_6	I1	52.5065	49.0157	3.4907
	I2	-52.5065	-49.0157	-3.4907
	I12	52.5065	49.0157	3.4907
8_9	I1	13.1345	12.2591	0.8753
	I2	-13.1345	-12.2591	-0.8753
	I12	13.1345	12.2591	0.8753

Sind die Ladestationen nicht in Betrieb, dann sind die Knotenströme beider Messpunkte betraglich identisch und entsprechen dem Leitungsstrom. Das liegt daran, dass bei der Netzrekonstruktion alle Lastströme in den Knotenströmen zusammengefasst werden. Ausgenommen sind hierbei die Lastströme der Ladestationen, die über ihre Admittanz berücksichtigt werden.

Dadurch, dass die Abweichung der Knotenströme an beiden Knoten identisch ist, kann diese für sämtliche Positionierungsvariationen und Belastungsfälle in Abbildung 52 dargestellt werden. Die Positionen der Ladestationen werden dabei auf der x-Achse aufgetragen. Die erste Zahl beschreibt die Position der ersten Ladestation (Knotenindex), während die zweite Zahl die Position der zweiten Ladestation wiedergibt. Die vier Belastungsfälle werden in unterschiedlichen Farben abgebildet. Die Zahl zu Beginn der Bezeichnung (vgl. Legende) beschreibt die Leistung der Hausanschlüsse. Die Endung „an“ oder „aus“ gibt eine Information über den Betriebszustand der Ladestationen.

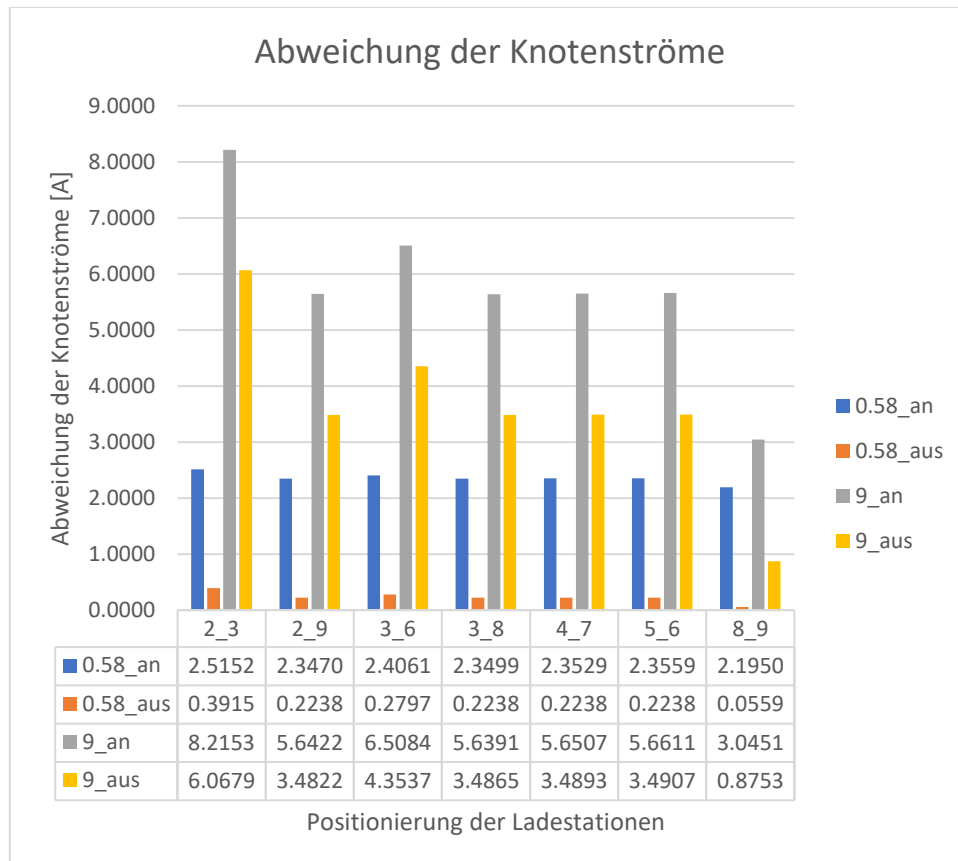


Abbildung 52: Abweichung der rekonstruierten Knotenströme von ihren Erwartungswerten Szenario 4

Die auftretenden Abweichungen lassen sich auf die Höhe der Leitungsströme und die damit einhergehenden Leitungsverluste zurückführen. Die prozentualen Werte der Abweichungen aller Leitungsströme werden nachfolgend in Abbildung 53 gegenübergestellt. Dabei werden die Bezeichnungen der Datenreihen und der betrachteten Fälle wie schon in Abbildung 52 gewählt.

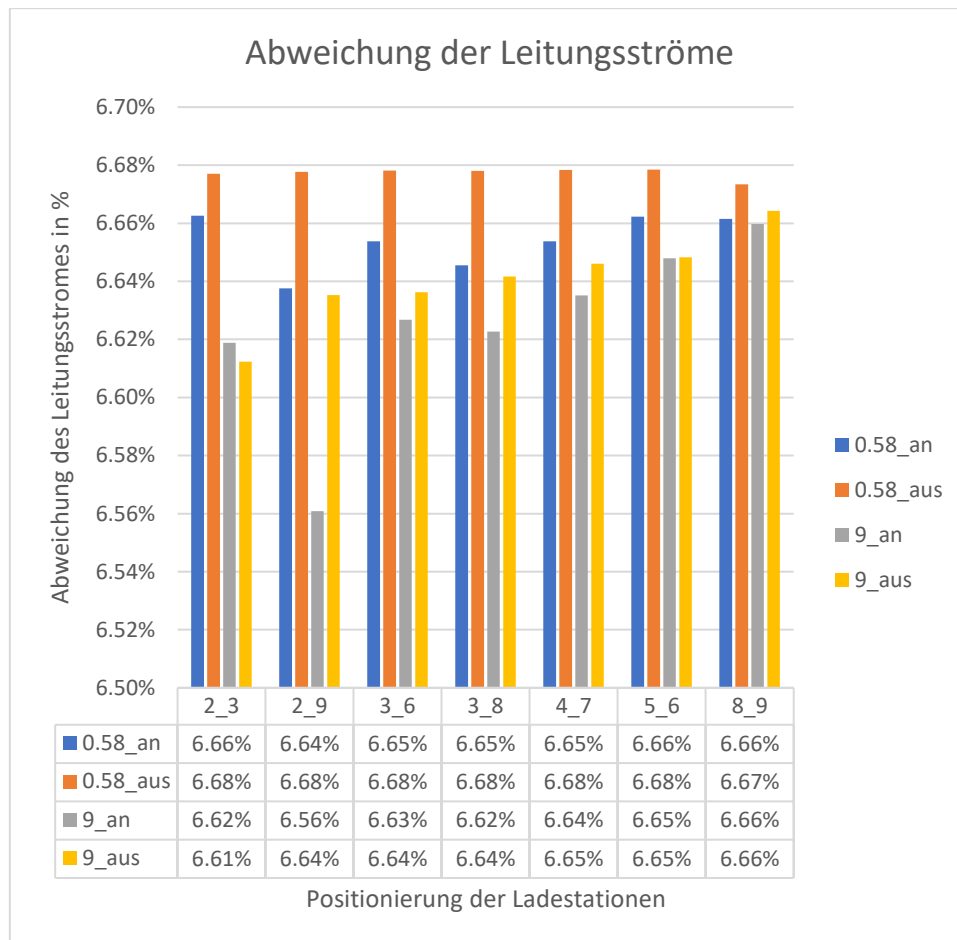


Abbildung 53: Prozentuale Abweichung der rekonstruierten Leitungsströme von ihrem Erwartungswert Szenario 4

Betrachtet man Abbildung 53 lässt sich erkennen, dass die Abweichung der ermittelten Leistungsstromwerte von ihren Erwartungswerten in allen betrachteten Fällen im Bereich von 6,5% bis 6,7% liegt und somit annähernd konstant ist.

7.6.3. Fazit

Durch die Verwendung von Leitungen mit Blindwiderstandsbelägen, treten Abweichungen bei der Bestimmung der Leitungs- und der Knotenströme auf. Ist das Netz wie in Szenario 4 in Bezug auf die Lasten symmetrisch aufgebaut, so ist Abweichung beider Knotenströme von ihrem Erwartungswert betraglich gleich und entspricht ebenfalls der Abweichung des Leistungsstromes von dessen Erwartungswert. Die Abweichung des Leistungsstromes bezogen auf seine Erwartungswert ist annähernd konstant und liegt im Bereich von 6,5% bis 6,7%.

7.7. Szenario 5

In Szenario 5 wird der Einfluss der Leitungsbeläge auf die Genauigkeit der Rekonstruktion des Netzzustandes untersucht. Dafür wird ein Netz mit verschiedenen Leitungstypen realisiert. Abgesehen vom Leitungstyp werden keine Veränderungen am Netz vorgenommen.

7.7.1. Beschreibung

In diesem Szenario wird ein Netzstrang wie in Szenario 3 verwendet. Dieser besteht aus acht Hausanschlussknoten. An jedem dieser Knoten ist eine Ladestation mit einer Leistung von 22 kW in Betrieb. Außerdem ist ein Hausanschluss an jedem Knoten vorhanden. Für diesen wird einmal eine Leistung von 0,58 kW und einmal eine Leistung von 9 kW angenommen. Die Länge der Leitungen zwischen zwei benachbarten Knoten beträgt immer 20 m. Dieses Netz ist in Abbildung 54 dargestellt.



Abbildung 54: Netz Szenario 5

Die Leitungen werden mit drei verschiedenen Leitungstypen realisiert, die in Tabelle 25 abgebildet sind. Sie unterscheiden sich im Wesentlichen durch ihren Querschnitt (50, 120 und 150 mm²).

Tabelle 25: Leitungskenndaten

Leitungstyp	Kapazitätsbelag [nF/km]	Widerstandsbelag [Ω/km]	induktiver Blindwiderstandsbelag [Ω/km]	Maximaler Strom [kA]
NAYY 4x50 SE	210	0.645	0.083	0.142
NAYY 4x120 SE	264	0.225	0.08	0.242
NAYY 4x150 SE	261	0.208	0.08	0.27

Das betrachtete Netz ist wie das Netz in Szenario 3 aufgebaut. Während die Leitungslänge konstant bei 20m bleibt, werden unterschiedliche Leitungstypen verwendet. Folglich können auch die Erwartungswerte der Ströme wie in Szenario 3 bestimmt werden.

7.7.2. Ergebnisse

Die Knotenströme werden bezogen auf ihren Erwartungswert in den folgenden Abbildungen dargestellt. Abbildung 55 zeigt die Knotenströme für alle drei Leitungstypen (50, 120 und 150 mm²) bei einer Belastung durch Hausanschlusslasten von 9 kW, während bei Abbildung 56 die Hausanschlussleistungen bei 0,58 kW liegen. Für beide Belastungsfälle werden die Knotenströme bezogen auf ihren Erwartungswert dargestellt:

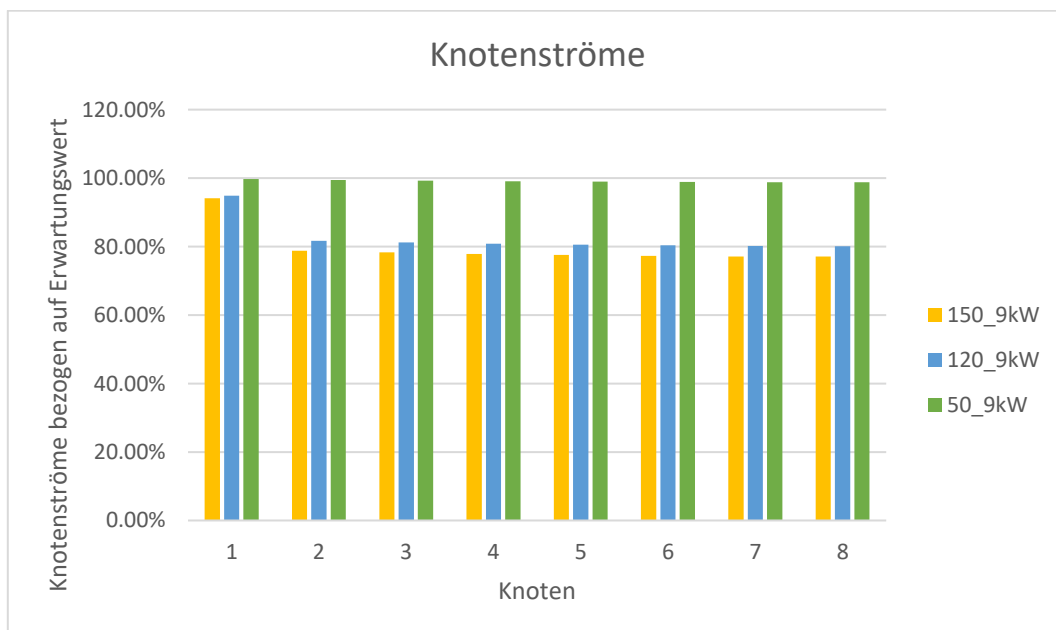


Abbildung 55: Knotenströme für Aderquerschnitt von 50, 120 und 150 mm² Szenario 5 (Hausanschlussleistungen von 9 kW)

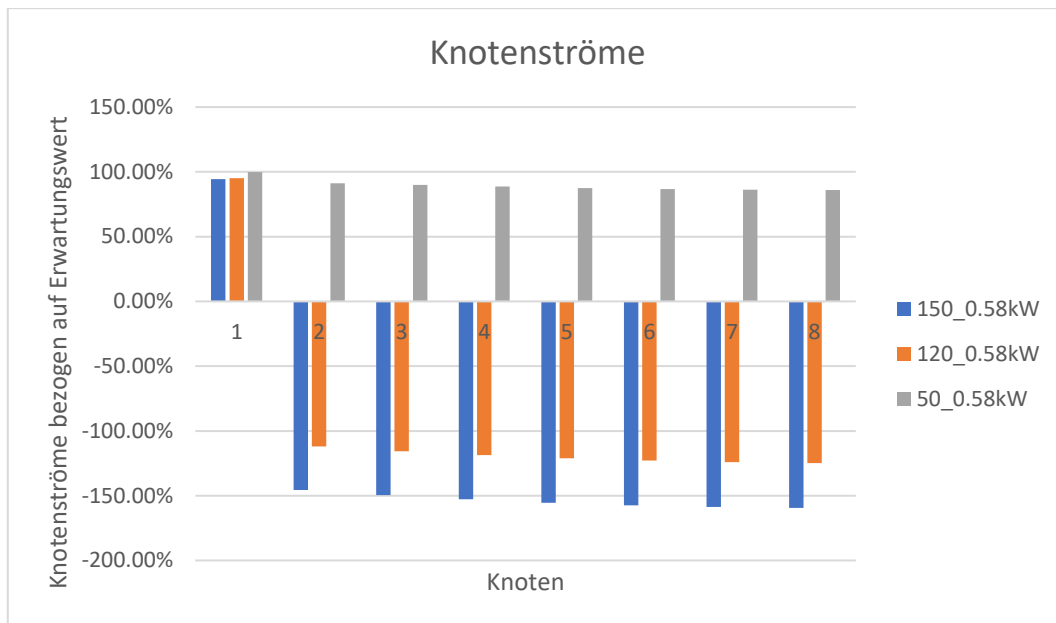


Abbildung 56: Knotenströme für Aderquerschnitt von 50, 120 und 150 mm² Szenario 5 (Hausanschlussleistungen von 0,58 kW)

Die Knotenströme lassen sich deutlich genauer bestimmen, wenn eine Leitung vom Typ „NAYY 4x50 SE“ verwendet wird. Dies liegt daran, dass der Widerstandsbelag dieser Leitung deutlich höher ist als bei den anderen beiden Leitungstypen, wie aus Tabelle 25 hervorgeht. Dadurch ist die Admittanz der Leitung dem Admittanzbetrag deutlich ähnlicher, der bei der Netzzustandsbestimmung verwendet wird.

Die Leitungsströme werden in den folgende Abbildungen dargestellt. Dabei zeigt Abbildung 57 die Leitungsströme aller drei Leitungstypen in beiden Belastungsfällen. Die prozentuale Abweichung vom Erwartungswert ist in Abbildung 58 für einen Aderquerschnitt von 50 mm², in Abbildung 59 für einen Querschnitt von 120 mm² und in Abbildung 60 für einen Querschnitt von 150 mm² abgebildet.

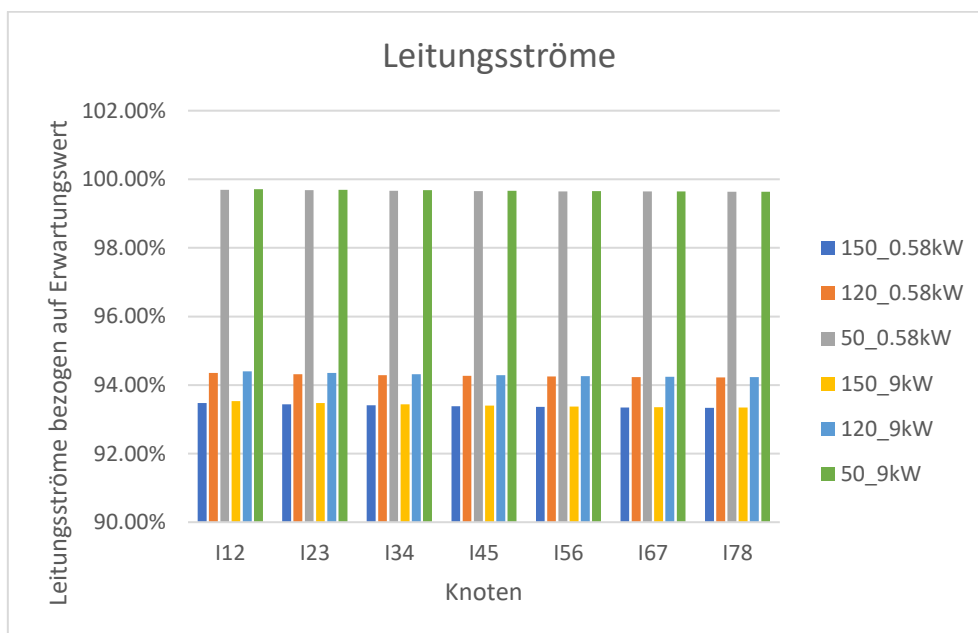


Abbildung 57: Leitungsströme für Aderquerschnitt von 50, 120 und 150 mm² sowie Hausanschlussleistungen von 0,58 und 9 kW Szenario 5

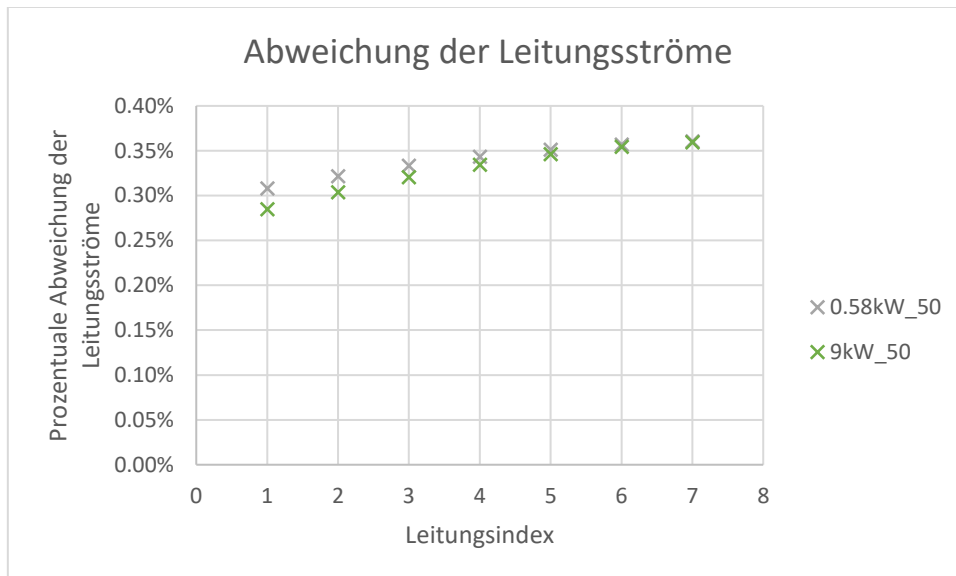


Abbildung 58: Leitungsströme für Hausanschlusslasten von 0,58 und 9 KW Szenario 5(NAYY 4x50)

Werden Leitungen vom Typ „NAYY 4x50 SE-Leitung“ verwendet, ist auch bei der Berechnung der Leitungsströme die Abweichung deutlich geringer als bei größeren Querschnitten. Diese liegt bei unter einem Prozent, wie Abbildung 58 zeigt.

Für die anderen beiden Leitungstypen sind die Abweichungen bei der Bestimmung der Leitungsströme etwas höher:

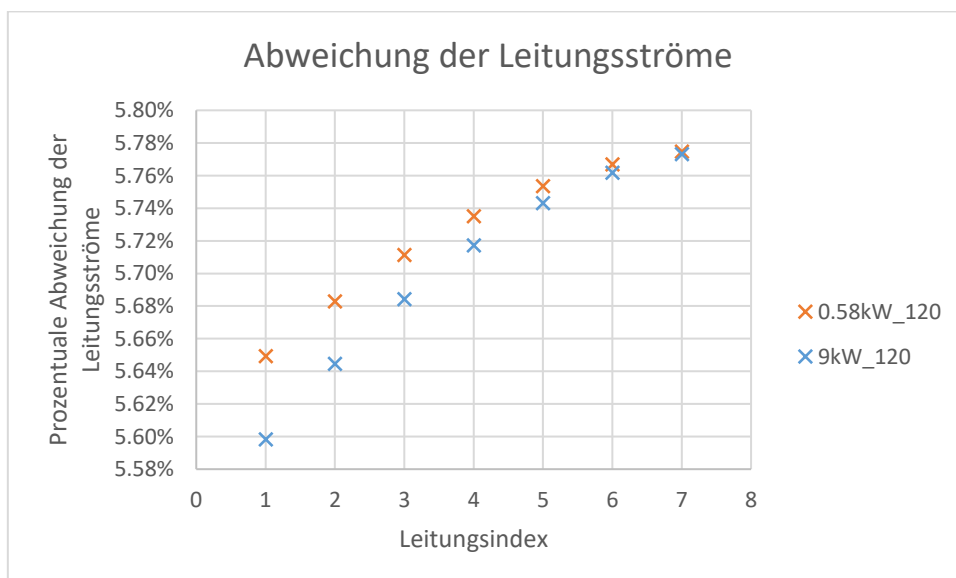


Abbildung 59: Leitungsströme für Hausanschlusslasten von 0,58 und 9 KW Szenario 5 (NAYY 4x120)

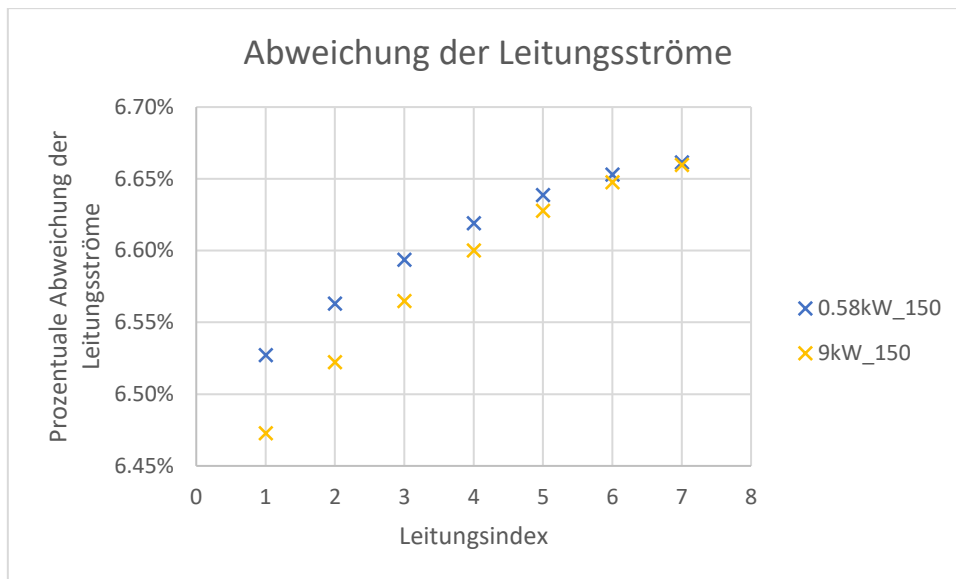


Abbildung 60: Leitungsströme für Hausanschlusslasten von 0,58 und 9 KW Szenario 5 (NAYY 4x150)

Je nach Leitungstyp ist die prozentuale Abweichung der Leitungsströme annähernd konstant. Für eine Leitung vom Typ „NAYY 4x150“ liegt diese zwischen 6,4% und 6,7%. Betrachtet man Leitungen vom Typ „NAYY 4x120“, liegt die Abweichung im Bereich von 5,6% bis 5,8%. Am niedrigsten ist die Abweichung bei Leitungen vom Typ „NAYY 4x50“. Diese variiert zwischen 0,28% und 0,36%. Dies liegt daran, dass diese Leitung einen deutlich höheren Widerstandsbelag hat als die anderen beiden, wodurch die Impedanzen nur einen sehr geringen Blindanteil aufweisen. Detaillierte Ergebnisse befinden sich im Anhang unter 14.4.

7.7.3. Fazit

Vergleicht man die Ergebnisse der Stromberechnungen bei der Verwendung verschiedener Leitungstypen, fällt auf, dass sowohl bei der Bestimmung der Knotenströme als auch bei der Bestimmung der Leitungsströme die Abweichungen von den Erwartungswerten deutlich niedriger sind, wenn eine Leitung vom Typ „NAYY 4x50“ verwendet wird. Das liegt daran, dass dieser Leitungstyp einen deutlich höheren Widerstandsbelag aufweist als die andern beiden Leitungstypen.

Verwendet man Leitungen vom Typ „NAYY 4x120“ oder „NAYY 4x150“ lassen sich die Leitungsströme immer noch mit einer Abweichung von unter 7% bestimmen. Anders verhält es sich bei der Abweichung bei der Berechnung der Knotenströme. Hier treten teilweise sehr große Abweichungen auf.

7.8. Szenario 6

Im sechsten Szenario wird untersucht, welchen Einfluss die Anzahl der Ladestationen in einem Netzstrang auf die Genauigkeit bei der Netzzustandsbestimmung hat.

7.8.1. Beschreibung

Wie schon in den vorangegangenen Szenarien wird auch hier ein einzelner Netzstrang betrachtet. Dieser besitzt 20 Hausanschlusspunkte, welche jeweils 20 m voneinander entfernt sind. Das Netz wird zunächst anhand von drei Ladestationen mit einer Ladeleistung von 22 kW rekonstruiert. Ein solches Netz wird in Abbildung 61 dargestellt.



Abbildung 61: Netzstrang mit 20 Hausanschlüssen und drei Ladestationen

Dabei wird die Position der Ladestation variiert. Es werden die in Tabelle 26 beschriebenen Ladestützen-Kombinationen betrachtet.

Tabelle 26: Positionierung der Ladestationen Szenario 6 (3 Ladestationen)

Bezeichnung	Knoten Ladestation 1	Knoten Ladestation 2	Knoten Ladestation 3
2_9_16	2	9	16
5_12_21	5	12	21
7_14_21	7	14	21
8_12_18	8	12	18
11_13_15	11	13	15

Des Weiteren werden die Hausanschlusslasten einmal mit 0,58 kW und einmal mit 9 kW angenommen.

Anschließend wird der gleiche Netzstrang mit vier statt drei Ladestationen untersucht. Ein solches Netz ist in Abbildung 62 beispielhaft dargestellt:



Abbildung 62: Netzstrang mit 20 Knoten und vier Ladestationen

Auch hier wird die Position der Ladestationen variiert. Dadurch ergeben sich die in Tabelle 27 folgenden Kombinationen.

Tabelle 27: Positionierung der Ladestationen Szenario 6 (4 Ladestationen)

Bezeichnung	Knoten Ladestation 1	Knoten Ladestation 2	Knoten Ladestation 3	Knoten Ladestation 4
2_7_12_17	2	7	12	17
6_11_16_21	6	11	16	21
3_8_16_20	3	8	16	20
6_8_13_18	6	8	13	18

Wie schon bei der Betrachtung mit drei Ladestationen werden auch diese Netze einmal mit Hausanschlusslasten von 0,58 kW und ein weiteres Mal mit einer Hausanschlusslast von 9 kW belastet und simuliert.

Detaillierte Informationen zum betrachteten Netzstrang können Anhang 14.5 entnommen werden.

Da sich bei der Betrachtung eines Netzstrangs mit Ladestationen an drei oder vier Netzknoten Lasten zwischen diesen Ladestationen befinden können, werden die Erwartungswerte für die Netzrekonstruktion wie in Szenario 4 nach Formel 22 und Formel 26 berechnet. Dabei können lediglich für die Erwartungswerte der Knotenströme an der ersten und der letzten Ladestation Ströme aus der pandapower-Simulation verwendet werden. Für die Ladestationen dazwischen wird ein Strom von 0 A für den Strom aus pandapower, bei der Erwartungswert-Berechnung verwendet.

7.8.2. Ergebnisse

In Abbildung 63 werden die prozentualen Abweichungen der Leitungsströme auf beiden Verbindungsleitungen zwischen den Ladestationen dargestellt. Liegen Hausanschlusslasten von 0,58 kW vor, ist die Abweichung des Leitungsstromes zwischen den ersten beiden Ladestationen in blau und der Strom zwischen Ladestation 2 und Ladestation 3 in orange eingezeichnet. Bei einer Belastung durch Hausanschlüsse mit einer Leistung von 9 kW ist der Leitungsstrom zwischen Ladestation 1 und Ladestation 2 in grau abgebildet, während der Leitungsstrom zwischen den hinteren beiden Ladestationen in gelb eingetragen ist. Die betrachteten Fälle werden anhand der Positionierung der Ladestationen unterschieden. Dabei beschreiben die Zahlen die Knotenindizes, an denen Ladestationen angeschlossen sind.

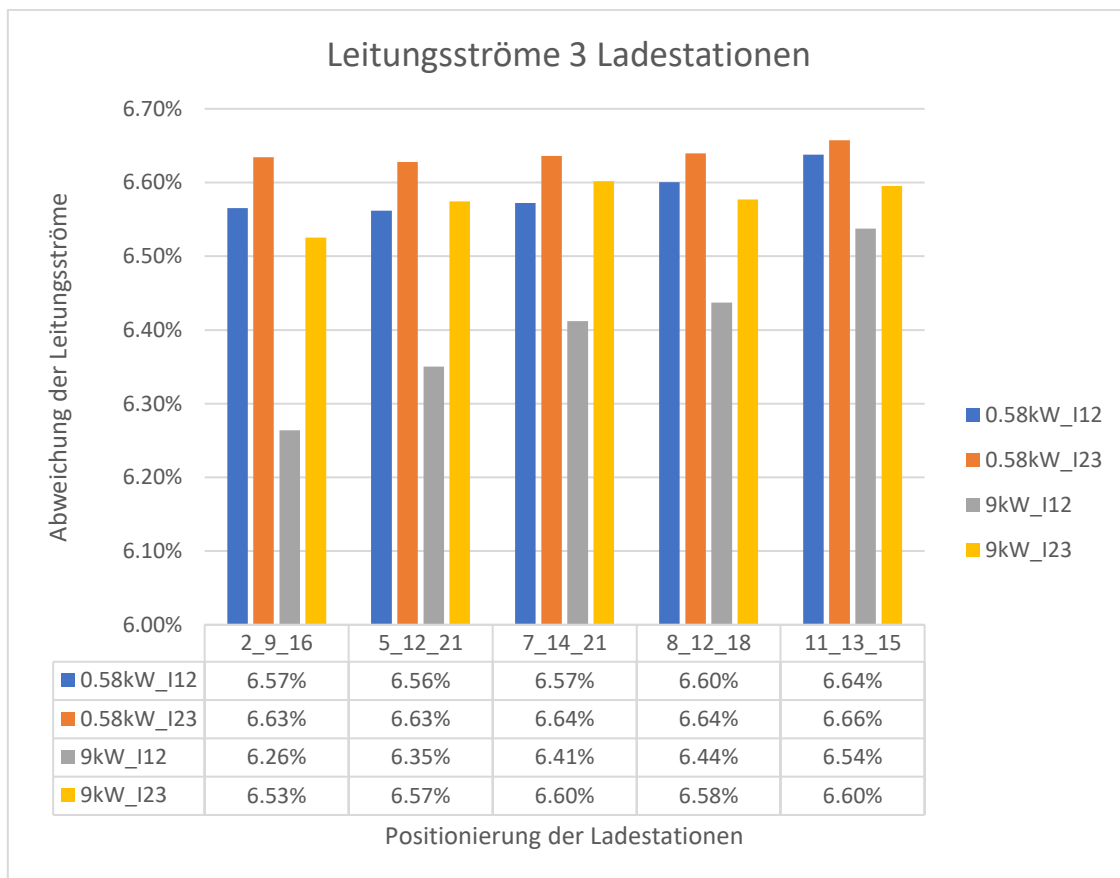


Abbildung 63: Abweichung der rekonstruierten Leitungsströme von ihren Erwartungswerten Szenario 6 (3 Ladestationen)

Bei drei Ladestationen in einem Netzstrang können die Leitungsströme mit einer Abweichung von 6,2% bis 6,7% bestimmt werden. Dieser Wert entspricht der typischen Abweichung für den verwendeten Leitungstyp Typ „NAYY 4x150“.

Bei der Betrachtung der Knotenströme wird wie in Szenario 4 vorgegangen, um den Anteil der Lastströme zwischen zwei Ladestationen an den jeweiligen Knoten zu ermitteln. Die Abweichungen der drei Knotenströme können Tabelle 28 für Hausanschlusslasten von 0,58 kW und Tabelle 29 für Hausanschlusslasten von 9 kW entnommen werden.

Tabelle 28: Abweichung rekonstruierten Knotenströme von ihren Erwartungswerten Szenario 6 (Hausanschlussleistung von 0,58 kW; 3 Ladestationen)

	Differenz I1	Differenz I2	Differenz I3
2 9 16	5.13638	-2.47817	-2.65852
5 12 21	4.99737	-2.55144	-2.44626
7 14 21	4.90849	-2.51025	-2.39851
8 12 18	4.94831	-2.41155	-2.53768
11 13 15	4.87084	-2.26897	-2.60189

Tabelle 29: Abweichung rekonstruierten Knotenströme von ihren Erwartungswerten Szenario 6 (Hausanschlussleistung von 9 kW; 3 Ladestationen)

	Differenz I1	Differenz I2	Differenz I3
2 9 16	18.13580	-7.68726	-10.46101
5 12 21	15.91993	-9.00259	-6.92515
7 14 21	14.36360	-8.32473	-6.04398
8 12 18	14.83904	-6.51764	-8.32455
11 13 15	13.29419	-3.96257	-9.26086

Besonders auffällig ist, dass die Abweichung an Knoten 1 betraglich der Summe der Abweichungen an den beiden anderen Knoten entspricht.

Dies wird in Abbildung 64 für Hausanschlussleistungen von 0,58 kW und in Abbildung 65 für Hausanschlussleistungen von 9 kW verdeutlicht. Dabei wird die betragliche Abweichung des Knotenstromes an Knoten 1 (blau) als separater Balken neben einem geschichteten Balken dargestellt. Dieser setzt sich aus der Abweichung bei der Bestimmung des Knotenstromes an Knoten 2 (orange) und der Abweichung beider Bestimmung des Knotenstromes an Knoten 3 (grau) zusammen. Dabei sind beide dargestellten Balken für jeden betrachteten Fall gleich lang.

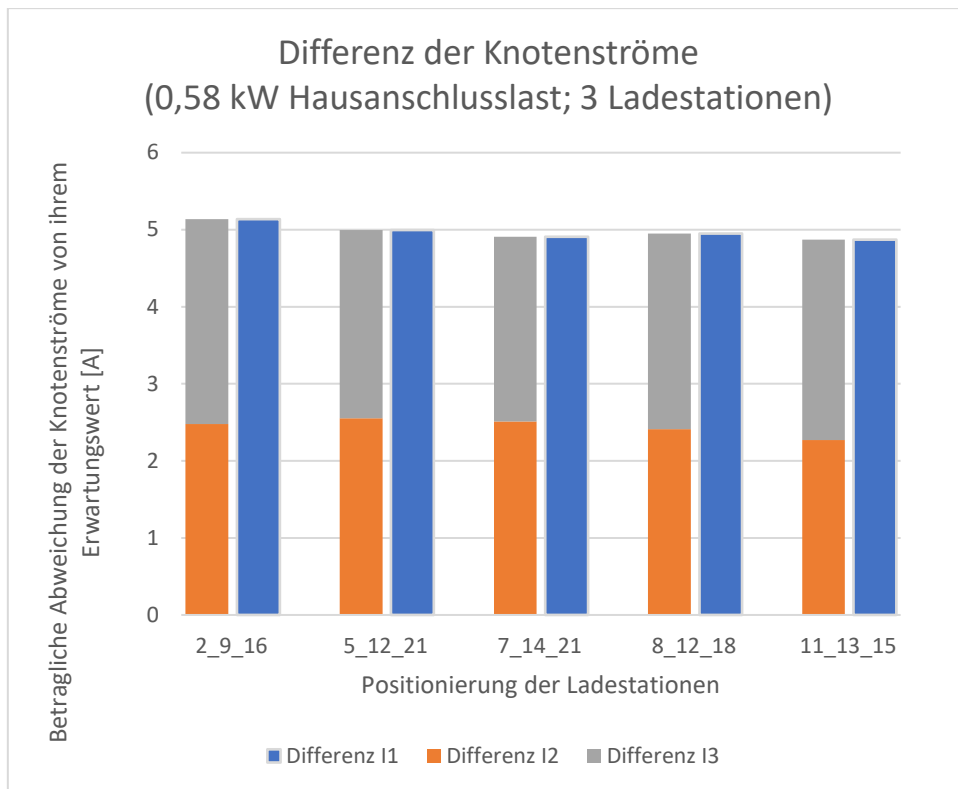


Abbildung 64: Betragliche Abweichung der Knotenströme von ihrem Erwartungswert bei einer Hausanschlusslast von 0,58 kW und 3 Ladestationen im Netzstrang Szenario 6

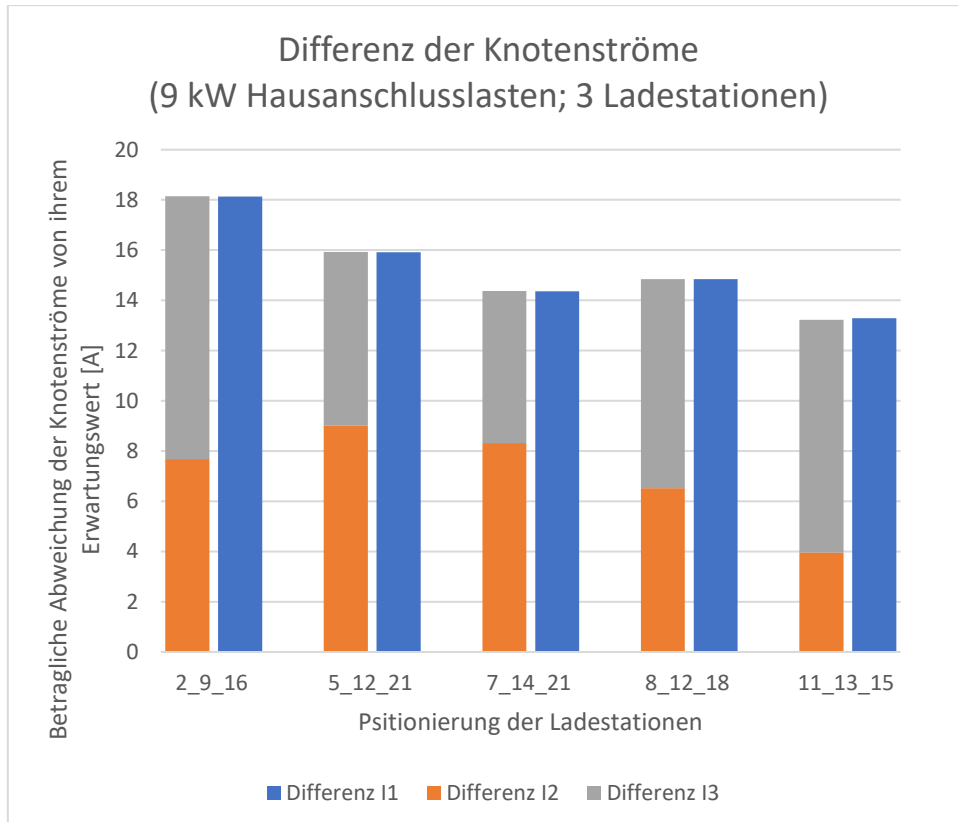


Abbildung 65: Betragliche Abweichung der Knotenströme von ihrem Erwartungswert bei einer Hausanschlusslast von 9 kW und 3 Ladestationen im Netzstrang Szenario 6

Eine Untersuchung des Netzstranges mit vier Ladestationen ergibt ähnliche Resultate. Die prozentuale Abweichung der Leitungsströme ist für alle betrachteten Fälle in Abbildung 66 dargestellt. Für Hausanschlusslasten von 0,58 kW sind die Abweichungen in blau, orange und grau eingezeichnet. Die Abweichungen bei einer Belastung durch Hausanschlüsse mit einer Last von 9 kW werden in gelb, hellblau und grün abgebildet.

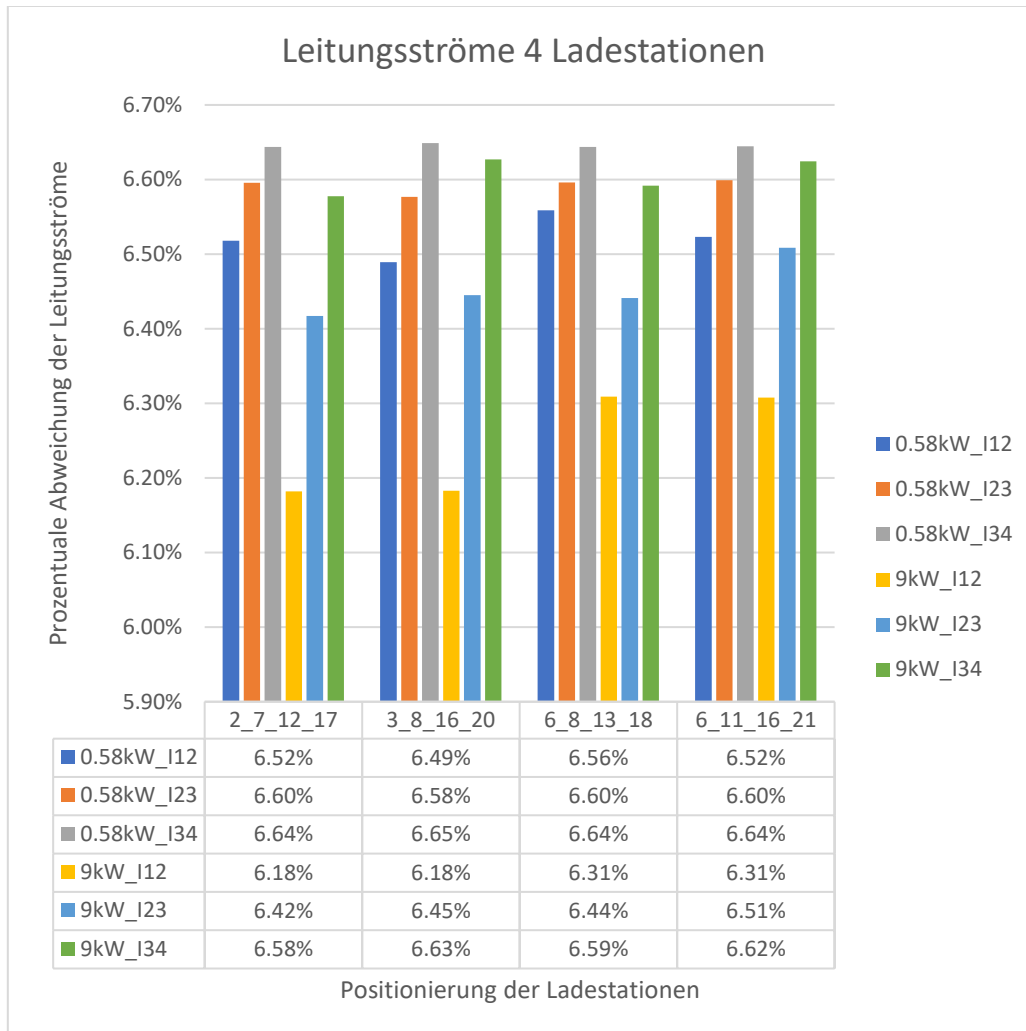


Abbildung 66: Abweichung Leitungsströme Szenario 6 (4 Ladestationen)

Auch hier liegt die Abweichung der Leitungsströme im Bereich von 6,1% bis 6,7%.

Die Abweichung des ermittelten Knotenstroms von seinem Erwartungswert am ersten Knoten entspricht ebenfalls betraglich der Summe der Stromdifferenzen an den übrigen. Dies wird anhand von Tabelle 30 und Tabelle 31 verdeutlicht. Diese stellen die Abweichungen der berechneten Knotenströme für beide betrachteten Belastungsfälle dar:

Tabelle 30: Abweichung Knotenströme Szenario 6 (0,58 kW; 4 Ladestationen)

	Differenz I1	Differenz I2	Differenz I3	Differenz I4
2 7 12 17	7.29656	-2.32277	-2.40752	-2.56691
3 8 16 20	7.24351	-2.39606	-2.72512	-2.12324
6 8 13 18	7.23485	-2.29507	-2.41916	-2.52095
6 11 16 21	7.15211	-2.35327	-2.43684	-2.36260

Tabelle 31: Abweichung Knotenströme Szenario 6 (9 kW; 4 Ladestationen)

	Differenz I1	Differenz I2	Differenz I3	Differenz I4
2 7 12 17	20.95340	-5.72478	-6.45460	-8.79006
3 8 16 20	20.23771	-7.09103	-11.81404	-1.34874
6 8 13 18	19.37627	-4.81637	-6.49054	-7.91820
6 11 16 21	18.17895	-6.20084	-6.81078	-5.17601

Wie schon bei der Betrachtung mit drei Ladestationen lassen sich auch hier die Abweichungen der Knotenströme grafisch darstellen. Hierbei kommt die Abweichung bei der Bestimmung des Knotenstromes an Knoten 4 (gelb) hinzu (siehe Abbildung 67 und Abbildung 68):

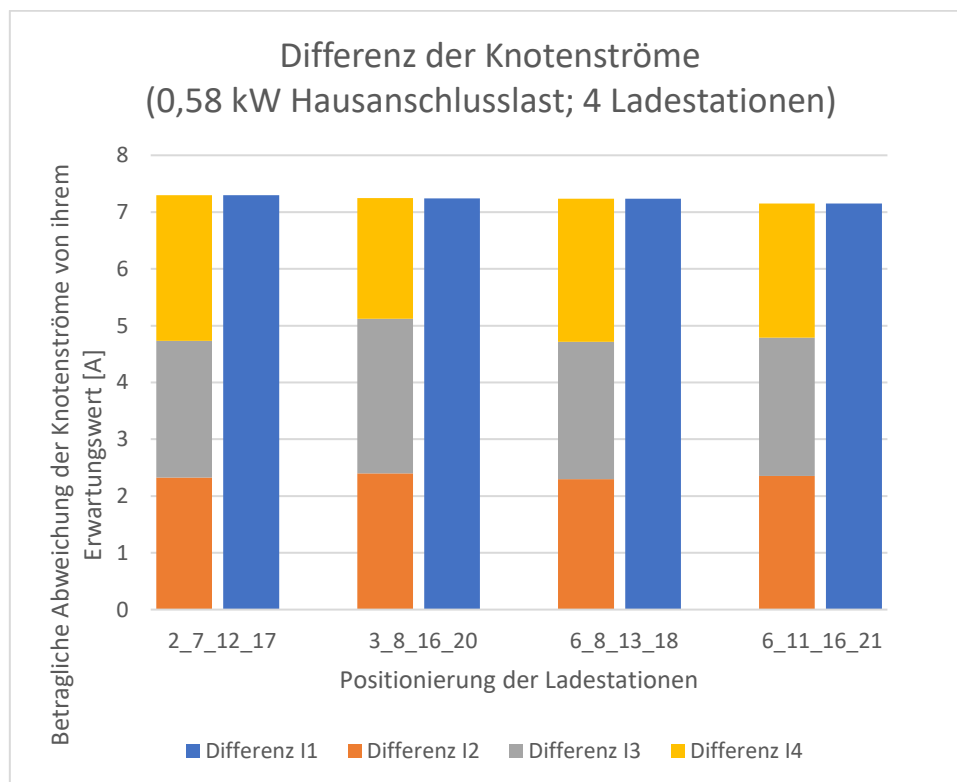


Abbildung 67: Betragliche Abweichung der Knotenströme von ihrem Erwartungswert bei einer Hausanschlusslast von 0,58 kW und 4 Ladestationen im Netzstrang Szenario 6

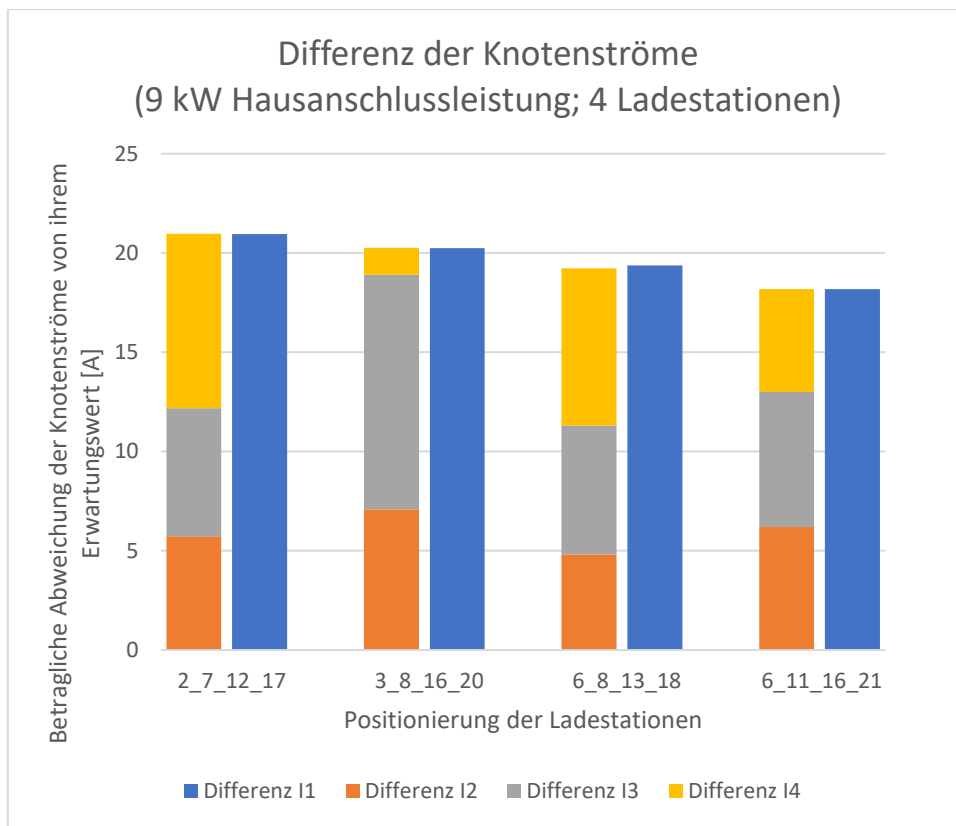


Abbildung 68: Betragliche Abweichung der Knotenströme von ihrem Erwartungswert bei einer Hausanschlusslast von 9 kW und 4 Ladestationen im Netzstrang Szenario 6

Ausführliche Ergebnistabellen der Simulation sind in Anhang 14.6 zu finden.

7.8.3. Fazit

Befinden sich mehr als zwei Ladestationen in einem Netzstrang sind die Abweichungen bei der Bestimmung der Knotenströme nicht mehr gleich groß. Stattdessen entspricht die Abweichung am ersten Knoten betraglich der Abweichung an der restlichen Ladestationsknoten.

Die rekonstruierten Leitungsströme weichen bezogen auf ihren Erwartungswert immer zwischen 6,1% und 6,7% von diesem ab.

7.9. Szenario 7

Anders als in den ersten sechs Szenarien wird hier ein Netz mit mehreren Strängen untersucht. Dabei werden reale Leitung zur Realisierung der Verbindungen zwischen den Lastknoten verwendet. Sämtliche Verbraucher sind ebenfalls rein reell. Die betrachteten Fälle unterscheiden sich durch die vorliegenden Verbräuche.

7.9.1. Beschreibung

Beim in Szenario 7 betrachteten Netz handelt es sich um ein Sternnetz mit sechs Strängen, die jeweils die maximale Anzahl von zwanzig Hausanschlüsse besitzen. Es befinden sich insgesamt 47 Ladestationen in diesem Netz, die dreiphasig angeschlossen werden und somit eine Leistung von 22 kW oder 11 kW besitzen. Außerdem ist es möglich, dass einzelne Ladestationen nicht in Betrieb sind und somit eine Leistung von 0 kW aufweisen. Diese Leistungen der einzelnen Ladestationen werden zufällig festgelegt. Auch die Abstände zwischen den Knoten werden zufällig bestimmt und liegen zwischen 8 m und 55 m. Dieses Netz wird in Abbildung 69 dargestellt. Dabei sind die Knoten, an denen sich eine Ladestation befindet, rot dargestellt.

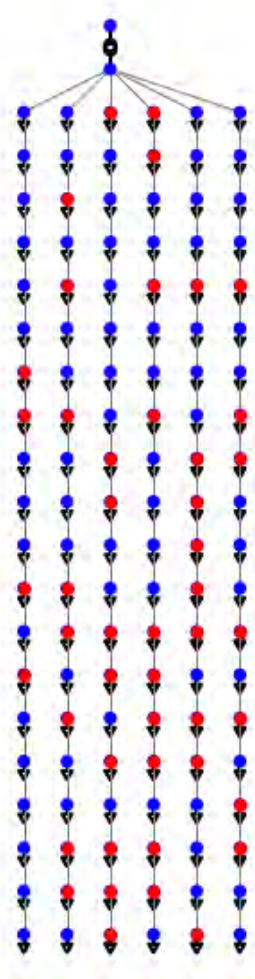


Abbildung 69: Sternnetz Szenario 7

In diesem Netz werden ebenfalls die Hausanschlusslasten variiert. Es werden fünf verschiedene Belastungsfälle untersucht. Zunächst haben alle Hausanschlüsse die gleiche Last. Diese liegt bei 0,58 kW bzw. bei 9 kW. Anschließend werden alle Haushaltslasten einmal nach jeder der drei in Kapitel 6.5 beschriebenen Methoden zur Erzeugung zufälliger Last-Daten festgelegt. Dabei wird für Methode 3 ein fester Faktor von 1,7 verwendet.

Detaillierte Informationen zu Leitungslängen und Lasten befinden sich in Anhang 14.6.

7.9.2. Ergebnisse

Es befinden sich mehr Hausanschlusslasten als Ladestationen im Netz. Daher können sich Lasten zwischen den Ladestationen befinden. Deshalb werden die Erwartungswerte für die rekonstruierten Netzströme nach Formel 22 und Formel 26 berechnet.

Die rekonstruierten Leitungsströme werden bezogen auf ihren Erwartungswert für alle Leitungen in den folgenden Abbildungen dargestellt. Jede Abbildung zeigt einen anderen Belastungsfall. Eine konstante Hausanschlusslast liegt in Abbildung 70 mit 0,58 kW und in Abbildung 71 mit 9 kW vor.

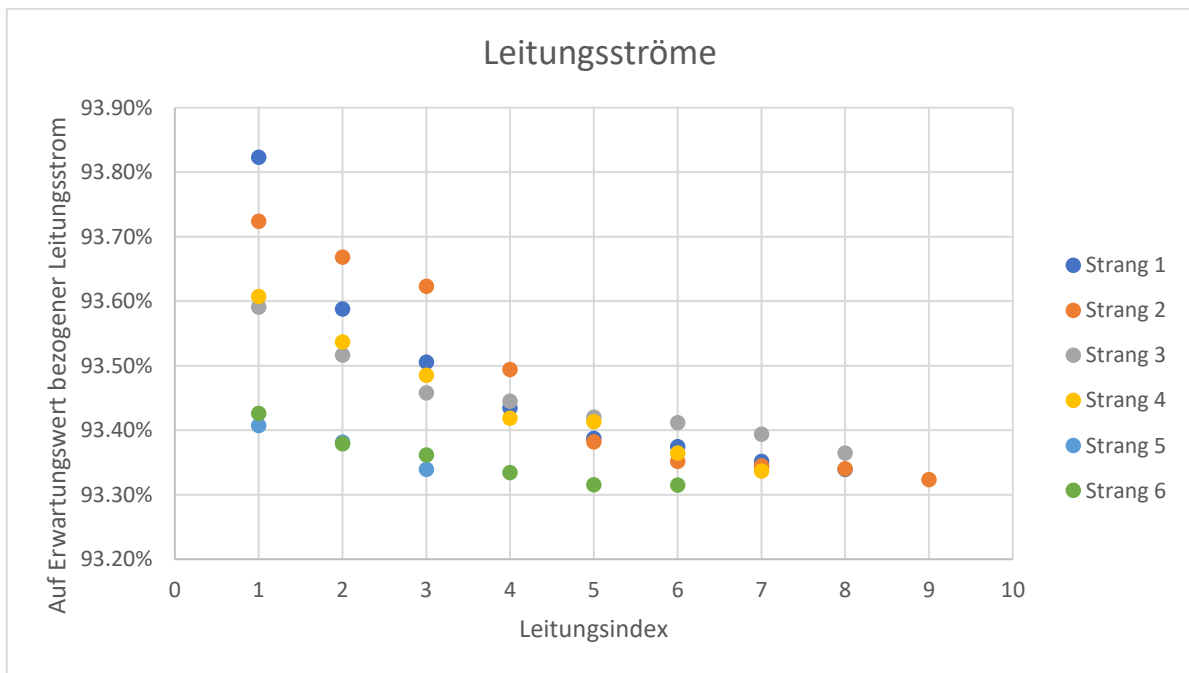


Abbildung 70: Leitungsströme Szenario 7 (Hausanschlusslasten konstant 0,58 kW)

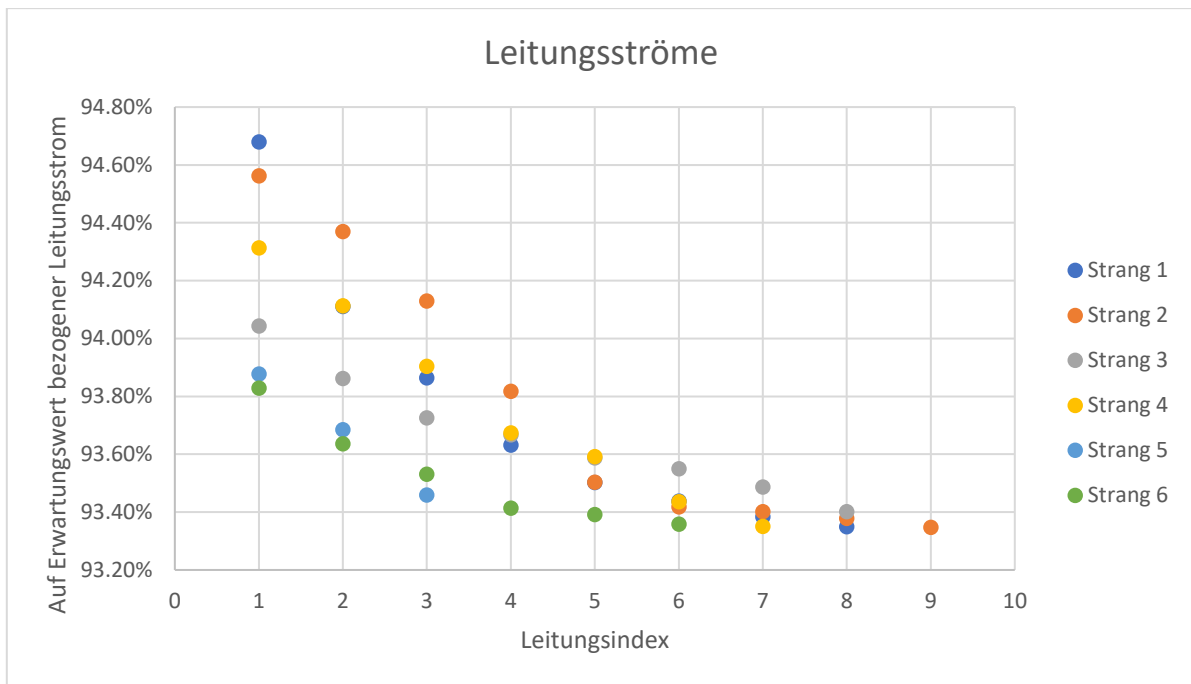


Abbildung 71: Leitungsströme Szenario 7 (Hausanschlusslaste konstant 9 kW)

Zufällige Hausanschlusslasten werden in Abbildung 72 nach Methode 1, in Abbildung 73 nach Methode 2 und in Abbildung 74 nach Methode 3 aus Kapitel 6.5 festgelegt. Dabei wird in Methode 1 eine zufällige Haushaltslast im Bereich von 0,04 kW bis 1,5 kW bestimmt und mit einem zufälligen Faktor für die Anzahl der Haushalte pro Hausanschluss multipliziert. Dieser liegt zwischen 1 und 6. Bei Methode 2 wird eine zufällige Anzahl an Haushalten für jeden Hausanschluss festgelegt, der zwischen 1 und 6 liegt. Für jeden Haushalt wird anschließend ein Leistungswert in den bereits genannten Grenzen festgelegt. Das Vorgehen in Methode 3 entspricht dem Vorgehen von Methode 1. Diese beiden Methoden unterscheiden sich darin, dass in Methode 3 ein fester Faktor für die Haushaltszahl pro Hausanschluss vorgegeben wird. Dieser Faktor liegt im betrachteten Beispiel bei 1,7.

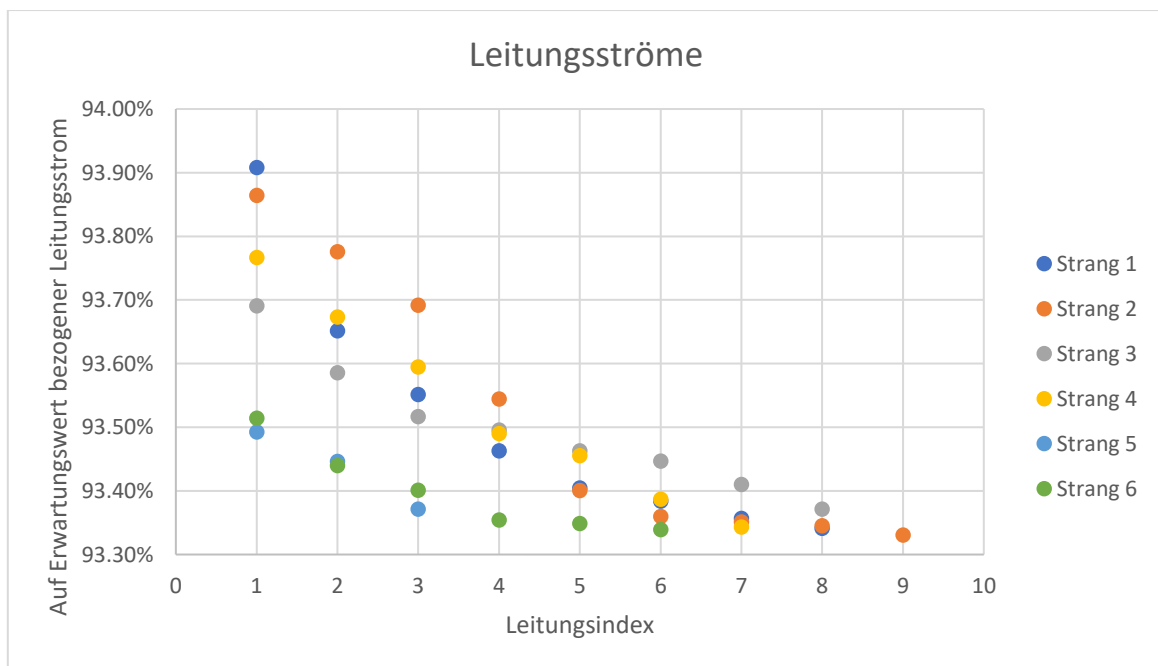


Abbildung 72: Leitungsströme Szenario 7 (Hausanschlusslasten zufällig nach Methode 1)

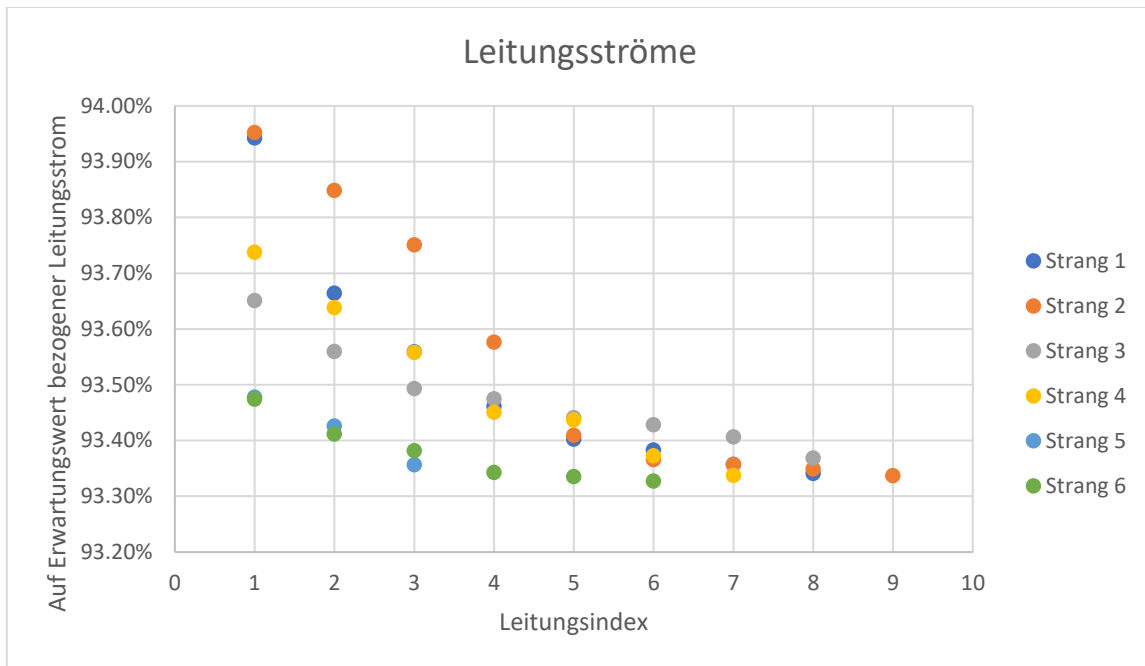


Abbildung 73: Leitungsströme Szenario 7 (Hausanschlusslasten zufällig nach Methode 2)

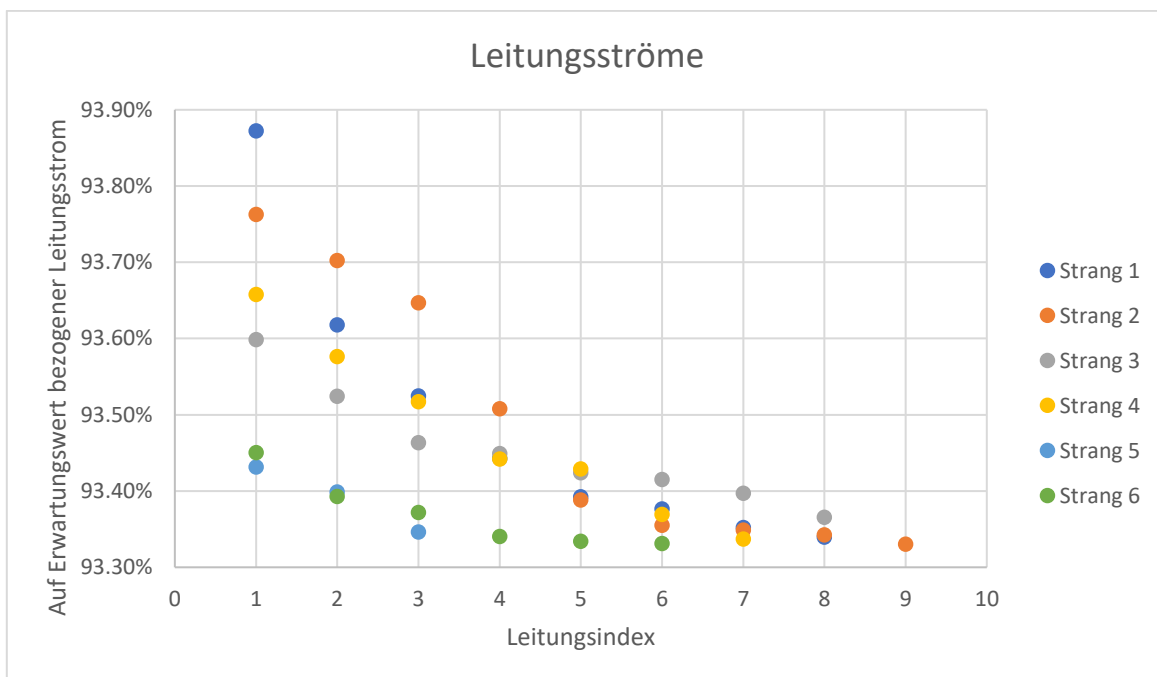


Abbildung 74: Leitungsströme Szenario 7 (Hausanschlusslasten zufällig nach Methode 3)

Betrachtet man die Leitungsströme der fünf Belastungsfälle fällt auf, dass die prozentuale Abweichung größer wird, je kleiner der Strom wird. Dies wird besonders bei der Betrachtung des stark belasteten Netzes klar. Da hier deutlich höhere Hausanschlussströme fließen als in den restlichen Fällen, treten Abweichungen im Bereich von 5,3% bis 6,7% auf.

Die Spanne ist deutlich kleiner, wenn ein schwach (0,58 kW) oder zufällig belastetes Netz betrachtet wird. Hier liegen die Abweichungen zwischen 6,0% und 6,7%.

Bei der Bestimmung der Knotenströme treten ebenfalls Abweichungen auf. Wie bei der Betrachtung eines einzelnen Netzstranges in Szenario 6 aufgefallen ist, entspricht die Abweichung bei der Bestimmung des Knotenstromes am trafo nächsten Knoten (Ladestation 1) der Summe der Abweichungen an den übrigen Knoten im entsprechenden Netzstrang.

In den folgenden Abbildungen wird dies dadurch verdeutlicht, dass die Abweichungen bei der Bestimmung des Knotenstromes an Knoten 1 als separater Balken neben einem geschichteten Balken abgebildet werden. Dieser setzt sich aus den Abweichungen der restlichen Knotenströme (Ladestation 2 und höher) zusammen und ist genauso hoch wie der Balken der Abweichung am trafo nächsten Knoten. Folglich werden für jeden Strang im Netz zwei Balken abgebildet. In Abbildung 75 werden die Knotenströme für eine konstante Hausanschlusslast von 0,58 kW dargestellt.

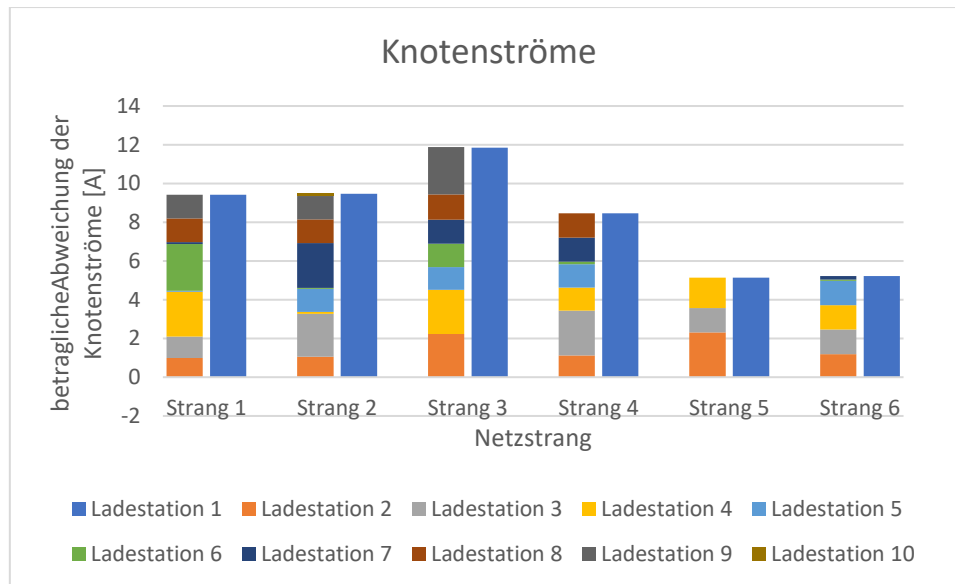


Abbildung 75: Abweichung Knotenströme an Ladestation 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenströme an den restlichen Ladestationen für alle sechs Netzstränge Szenario 7 (Hausanschlusslast konstant 0,58kW)

Die Hausanschlusslasten in Abbildung 76 sind ebenfalls konstant und liegen bei 9 kW.

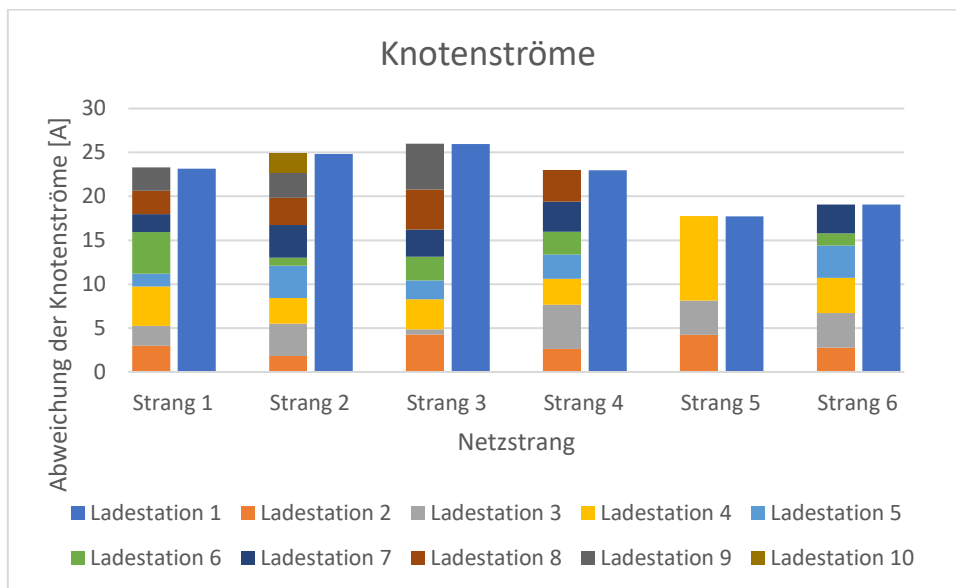


Abbildung 76: Abweichung Knotenströme an Ladestation 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenström an den restlichen Ladestationen für alle sechs Netzstränge Szenario 7 (Hausanschlusslast konstant 9kW)

Zufällige Hausanschlusslasten liegen in Abbildung 77 (Methode 1), Abbildung 78 (Methode 2) und Abbildung 79 (Methode 3) vor. Hier werden die Abweichungen der Knotenströme von ihren Erwartungswerten abgebildet.

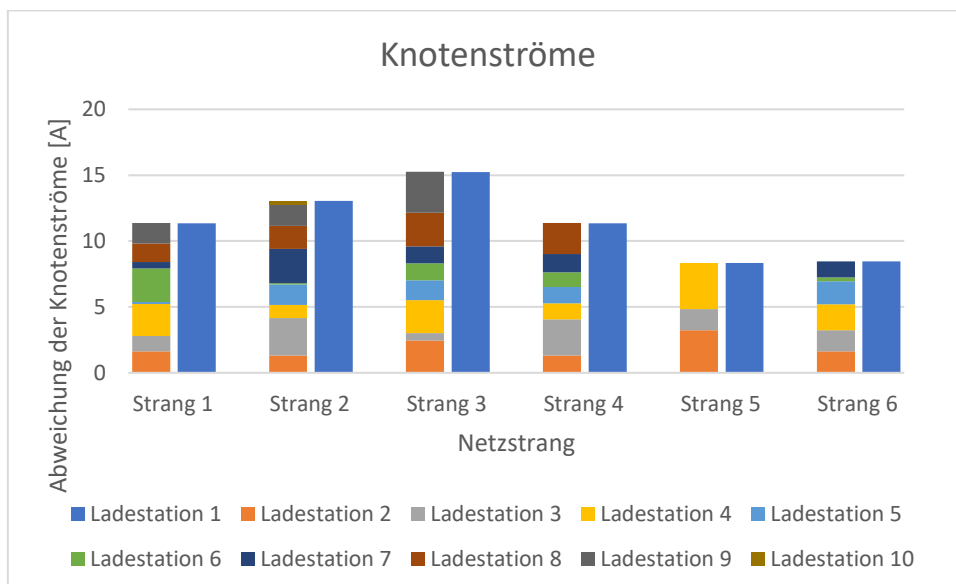


Abbildung 77: Abweichung Knotenströme an Ladestation 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenström an den restlichen Ladestationen für alle sechs Netzstränge Szenario 7 (Hausanschlusslast zufällig nach Methode 1)

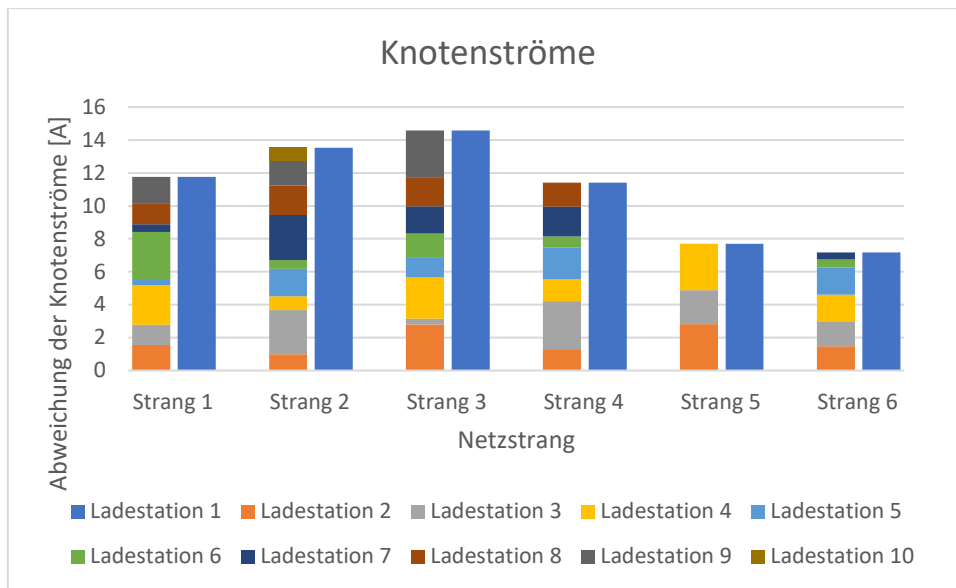


Abbildung 78: Abweichung Knotenströme an Ladestation 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenströme an den restlichen Ladestationen für alle sechs Netzstränge Szenario 7 (Hausanschlusslast zufällig nach Methode 2)

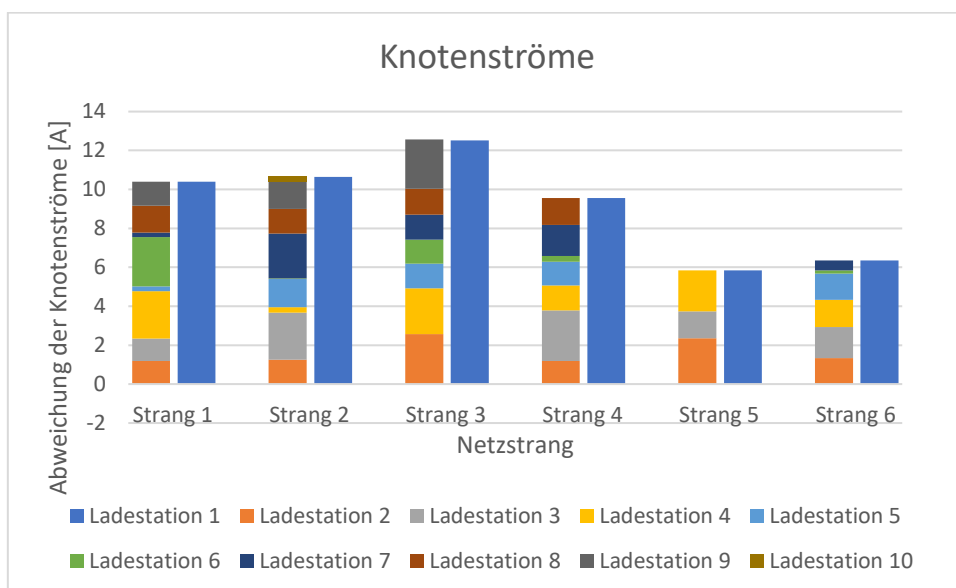


Abbildung 79: Abweichung Knotenströme an Ladestation 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenströme an den restlichen Ladestationen für alle sechs Netzstränge Szenario 7 (Hausanschlusslast zufällig nach Methode 3)

Wie schon aus den Betrachtungen in Szenario 6 zu erwarten war, ergibt eine Betrachtung von Abbildung 75, Abbildung 76, Abbildung 77, Abbildung 78 und Abbildung 79, dass die Abweichung bei der Bestimmung des Knotenstromes am trafo-nächsten Knoten betragsmäßig der Summe der Abweichungen an den übrigen Knoten im entsprechenden Netzstrang entspricht.

7.9.3. Fazit

Wie schon in Szenario 6, entspricht die Abweichung am traфонächsten Ladestationsknoten betraglich der Summe der Abweichungen der restlichen Knotenströme in diesem Netzstrang. Auch die Abweichung bei der Bestimmung der Leitungsströme bleibt unter einem Wert von 7%. Je größer der erwartete Stromwert ist, umso geringer ist die prozentuale Abweichung.

7.10. Szenario 8

In Szenario 8 wird untersucht, welchen Einfluss Blindleistung auf die Genauigkeit der Netzzustandsbestimmung ohne Kenntnis der Phasenlage hat. Dafür werden die Blindleistungsanteile der Hausanschlusslasten variiert.

7.10.1. Beschreibung

Um den Einfluss von Blindleistung auf die Genauigkeit der Netzzustandsbestimmung zu untersuchen wird das Netz aus Szenario 3 verwendet. Dieses besitzt einen Netzstrang mit acht Lastknoten. An jedem Knoten sind ein Hausanschluss und eine Ladestation angeschlossen. Die Ladestationen beziehen eine Leistung von 22 kW. Benachbarte Knoten werden über eine 20 m lange Leitung miteinander verbunden.



Abbildung 80: Netz Szenario 8

Als Ausgangspunkt wird eine Hausanschlussleistung von 9 kW bei einem Leistungsfaktor von eins für alle Haushalte angenommen. Anschließend werden verschiedene Phasenlagen untersucht. Diese werden in Tabelle 32 aufgeführt.

Tabelle 32: Leistungsfaktoren Szenario 8

Index	Leistungsfaktoren
1	1
2	0,95 induktiv
3	0,9 induktiv
4	0,85 induktiv
5	0,95 kapazitiv
6	0,9 kapazitiv
7	0,85 kapazitiv
8	zufällig (0,85 induktiv bis 0,85 kapazitiv)

Dabei bleibt die Scheinleistung konstant bei 9 kVA. Es ändert sich folglich das Verhältnis von Wirk- und Blindleistung.

7.10.2. Ergebnisse

Eine Belastung des Netzes mit Blindleistung führt zu weiteren Abweichungen, da nur die Beträge von Strom, Spannung und Admittanzen zur Netzrekonstruktion angenommen werden.

Bei der Belastung eines Netzes mit Wirk- und Blindleistung wird die Abweichung beim Ermitteln der Leitungsströme umso geringer, je größer die induktive Blindleistung ist. Bei einer kapazitiven Blindleistung hingegen steigt die Abweichung vom Erwartungswert mit zunehmender Blindleistung, was Abbildung 81 zu entnehmen ist. Dies liegt daran, dass der induktive Blindstrom die Blindleistungsverluste auf den Leitungen teilweise kompensiert.

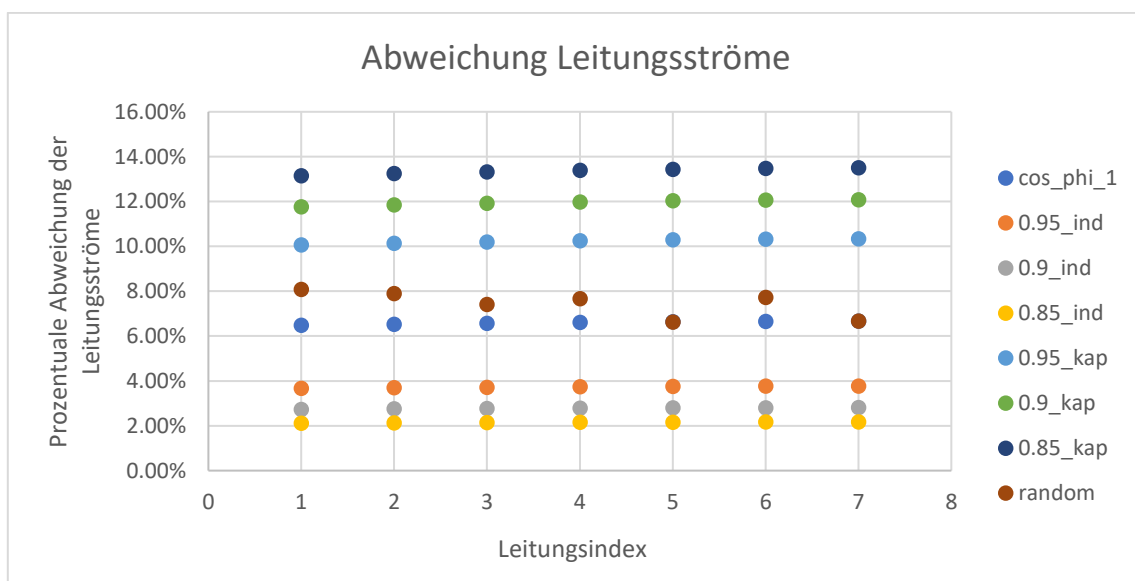


Abbildung 81: Leitungsströme bei verschiedenen Leistungsfaktoren der Hausanschlusslasten Szenario 8

Werden die Leistungsfaktoren zufällig festgelegt (random), treten sowohl kapazitive als auch induktive Blindströme im Netz auf. Diese überlagern und kompensieren einander, sodass die Abweichung bei der Bestimmung der Leitungsströme in einem ähnlichen Bereich liegt, wie bei einer Betrachtung ohne Blindleistung.

Auch bei der Bestimmung der Knotenströme treten Abweichungen auf. In Abbildung 82 werden alle Knotenströme bezogen auf ihren Erwartungswert dargestellt.

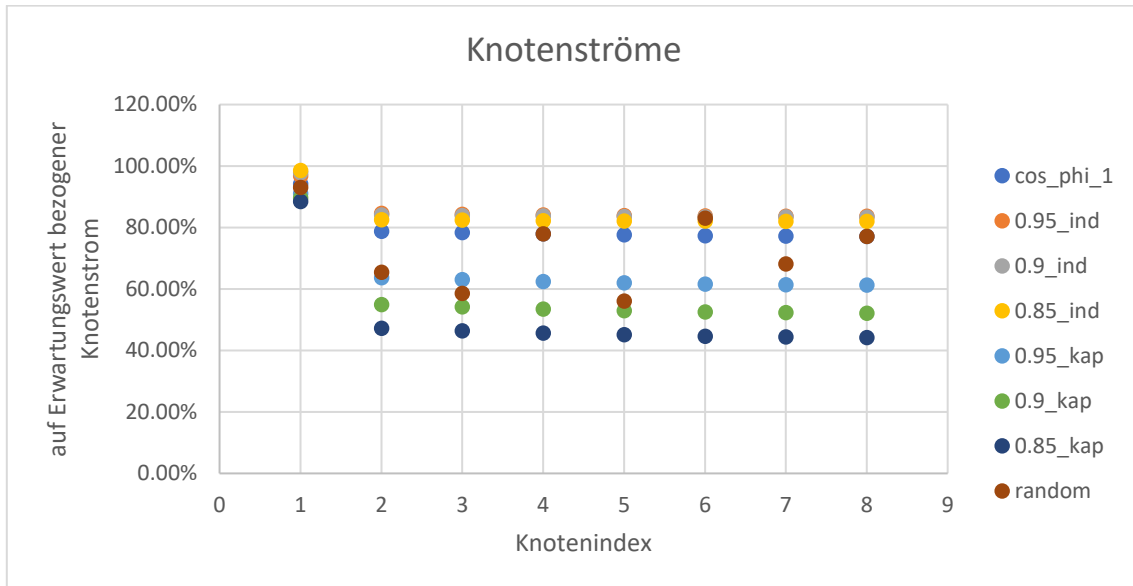


Abbildung 82: Knotenströme bei verschiedenen Leistungsfaktoren der Hausanschlusslasten Szenario 8

Auffällig ist, dass die Knotenströme am ersten Knoten für alle Belastungsfälle genauer bestimmt werden können als die restlichen Knotenströme. Daher werden diese Ströme bezogen auf ihren Erwartungswert in Abbildung 83 separat dargestellt.

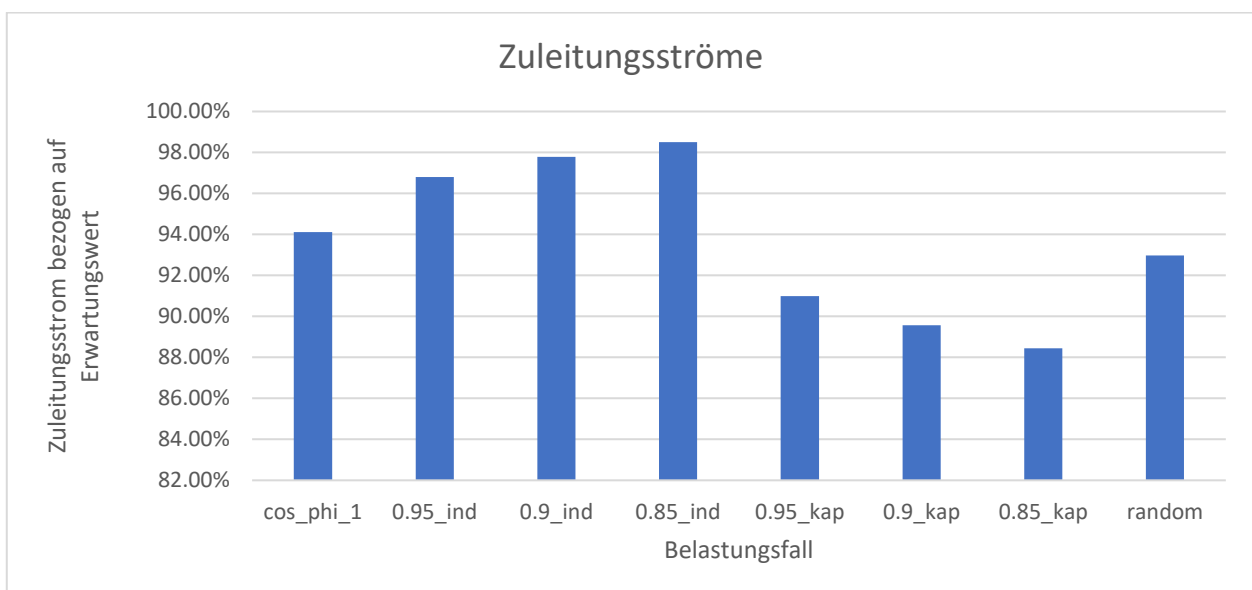


Abbildung 83: Zuleitungsströme an Knoten 1 bei verschiedenen Leistungsfaktoren der Hausanschlusslasten Szenario 8

Ist der Blindleistungsanteil der Scheinleistung ausschließlich induktiv, weichen die berechneten Knotenströme umso weniger von ihren Erwartungswert ab, je größer der induktive Anteil ist. Das liegt daran, dass die induktive Blindleistung die Blindleistungsverluste auf den Leitungen teilweise kompensiert. Abbildung 84 verdeutlicht dies durch die Darstellung der Knotenströme bezogen auf ihren Erwartungswert für Belastungen mit induktiver Blindleistung.

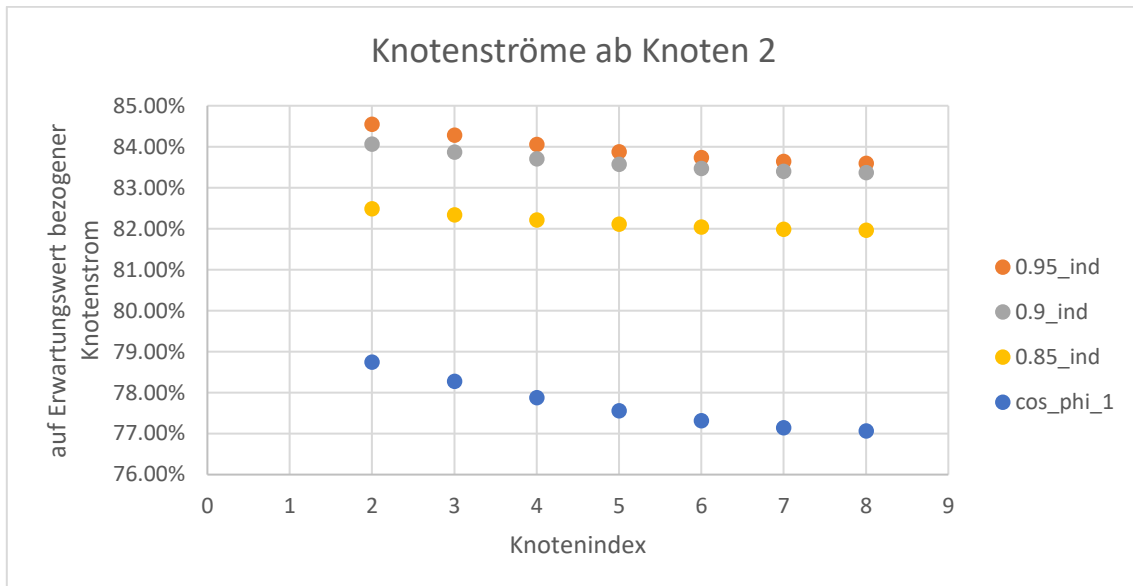


Abbildung 84: Lastströme an Knoten 2 bis 8 bei verschiedenen Leistungsfaktoren der Hausanschlusslasten Szenario 8 (induktive Blindleistung)

Ist die Blindleistung jedoch kapazitiv, wird die Abweichung bei der Bestimmung der Knotenströme größer, da die Blindleistungsverluste auf den Leitungen nicht kompensiert werden. Dies zeigt die Gegenüberstellung der Knotenströme bezogen auf ihren Erwartungswert in Abbildung 85.

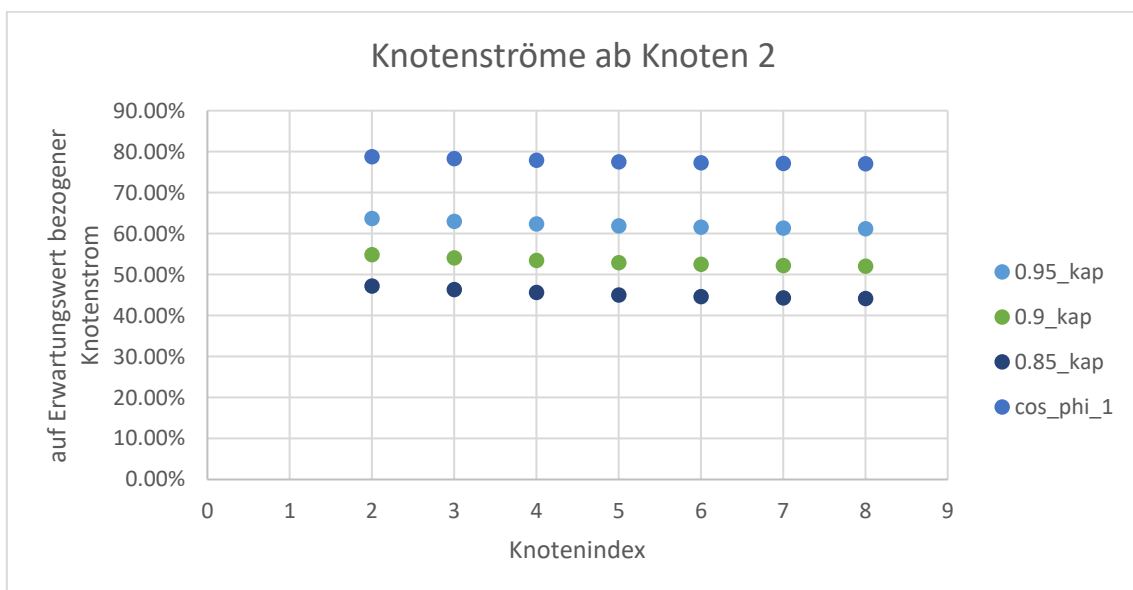


Abbildung 85: Lastströme an Knoten 2 bis 8 bei verschiedenen Leistungsfaktoren der Hausanschlusslasten Szenario 8 (kapazitive Blindleistung)

Außerdem führen die Blindströme dazu, dass die Abweichungen beim Bestimmen des ersten Knotenstromes nicht länger der Summe der Abweichungen bei der Bestimmung der restlichen Knotenströme entsprechen. Die Abweichung steigt mit steigender Scheinleistung, wie aus Tabelle 33 und Abbildung 86 hervorgeht.

Tabelle 33: Abweichung Knotenströme Szenario 8

Index	Differenz Knoten1	Summe Differenzen Knoten 2 bis 8
1	20.95136	-20.95312
2	11.28192	-15.11574
3	7.72373	-15.43617
4	5.19447	-16.82949
5	31.63240	-35.44414
6	36.12605	-43.77503
7	39.51215	-51.03072
8	24.69250	-28.65767

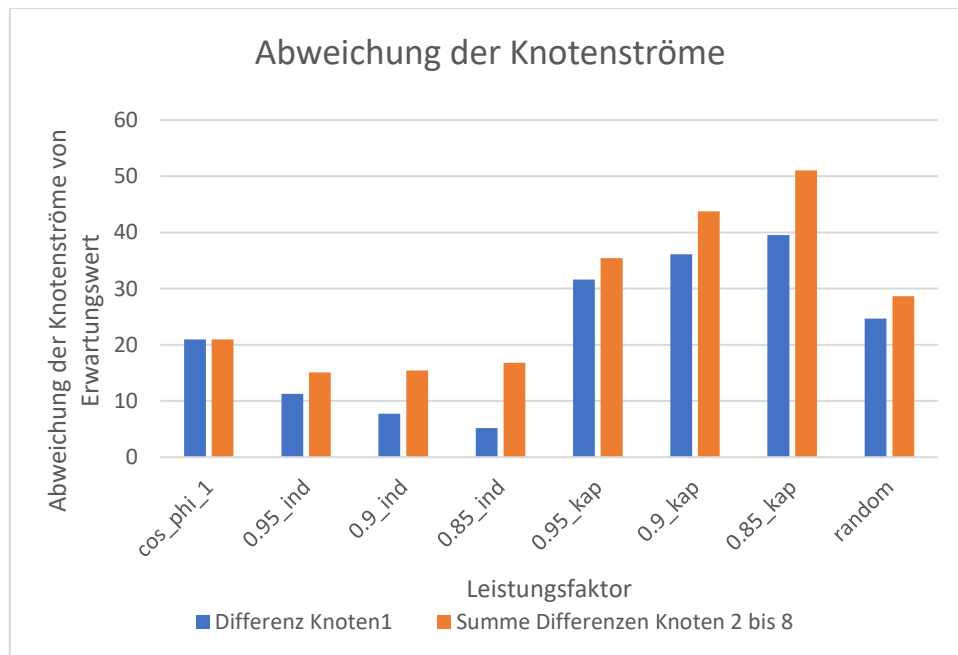


Abbildung 86: Abweichung der Knotenströme an Knoten 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenströme an Knoten 2 bis 8 Szenario 8

7.10.3. Fazit

Sind die Blindleistungsanteile sämtlicher Lasten induktiv, wird die Abweichung sowohl bei der Bestimmung der Leitungsströme als auch bei der Bestimmung der Knotenströme umso geringer, je größer der Anteil der induktiven Blindleistung ist. Umgekehrt verhält es sich bei kapazitiver Blindleistung. Hier wird die Abweichung bei der Bestimmung von Knoten und Leitungsströmen größer, wenn der Anteil der kapazitiven Blindleistung an der Scheinleistung steigt.

Die Zuleitungsströme an Knoten 1 lassen sich immerhin noch mit einer Genauigkeit von über 88% bestimmen, während die Abweichung an den übrigen Knoten auf über 50% ansteigen kann. Die Leitungsströme weichen maximal um 13,5% von ihren Erwartungswerten ab.

7.11. Szenario 9

In Szenario 9 wird ein Netz betrachtet, bei dem fast alle Netzparameter zufällig gewählt werden, um ein reales Netz zu simulieren. Das umfasst die Anzahl sowie Leistungen der Haushalte und Ladestationen, die im Netz angeschlossen sind. Einzig der Leitungstyp ist für alle Verbindungsleitungen gleich. Es handelt sich um den Leitungstyp „NAYY 4x150“.

7.11.1. Beschreibung

Es wird ein Netz betrachtet, in dem bis auf den Leitungstyp alle Parameter zufällig festgelegt werden. Die Anzahl der Leitungsstränge sowie die Lastknoten in den einzelnen Strängen werden zufällig festgelegt. Dabei liegt der Spielraum für die Netzstränge zwischen zwei und sechs. In jedem Strang befinden sich zwischen 8 und 20 Hausanschlusspunkte.

Auch für die Hausanschlusslasten werden zufällige Werte ermittelt. Hier wird die Wirkleistung nach Methode 2 aus Kapitel 6.5 bestimmt. Außerdem wird ein Phasenwinkel zwischen -25° und $+25^\circ$ für jeden Hausanschluss festgelegt, woraus sich die Blind- und Scheinleistungen ergeben. Die Anzahl der Ladestationen wird ebenfalls per Zufall festgelegt. Gleiches gilt für die Knoten, an denen die Ladestationen angeschlossen werden. Außerdem wird die Leistung jeder Ladestation zufällig auf 0 kW, 11 kW oder 22 kW festgelegt. Das liegt daran, dass dreiphasig angeschlossene Ladestationen betrachtet werden sollen. Diese können eine Leistung von 11 kW oder 22 kW haben. Sollte kein Elektromobil angeschlossen sein, ergibt sich eine Ladeleistung von 0 kW.

Es ergibt sich ein Netz mit vier Strängen und 52 Lastknoten, in dem sich 21 Ladestationen befinden. Die Knoten, an denen diese angeschlossen sind, werden in rot dargestellt (vgl. Abbildung 87).

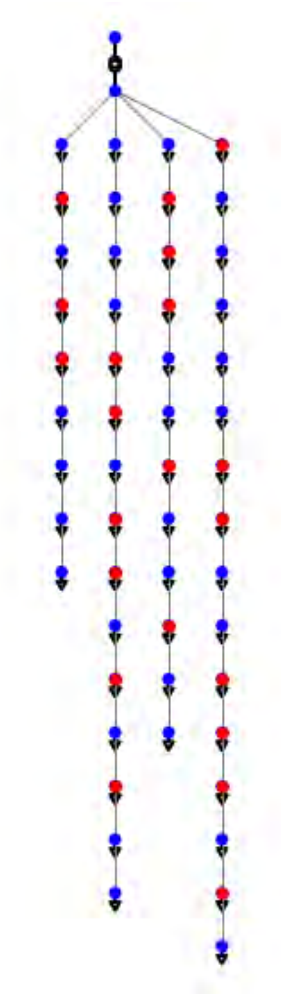


Abbildung 87: Schaltbild Netz Szenario 9

Detaillierte Netzinformationen können Anhang 14.12 entnommen werden.

7.11.2. Ergebnisse

Anders als in Szenario 8 befinden sich in Szenario 9 Hausanschlusslasten mit Blindleistungsanteil zwischen den Ladestationen. Deshalb werden die Erwartungswerte für die Netzrekonstruktion, wie in Szenario 7 festgelegt.

Die Ergebnisse für die Leitungsströme weichen von ihren Erwartungswerten ab. In Abbildung 88 werden die prozentualen Abweichungen der Leitungsströme von ihren Erwartungswerten, abhängig von ihrer Position im jeweiligen Netzstrang, abgebildet.

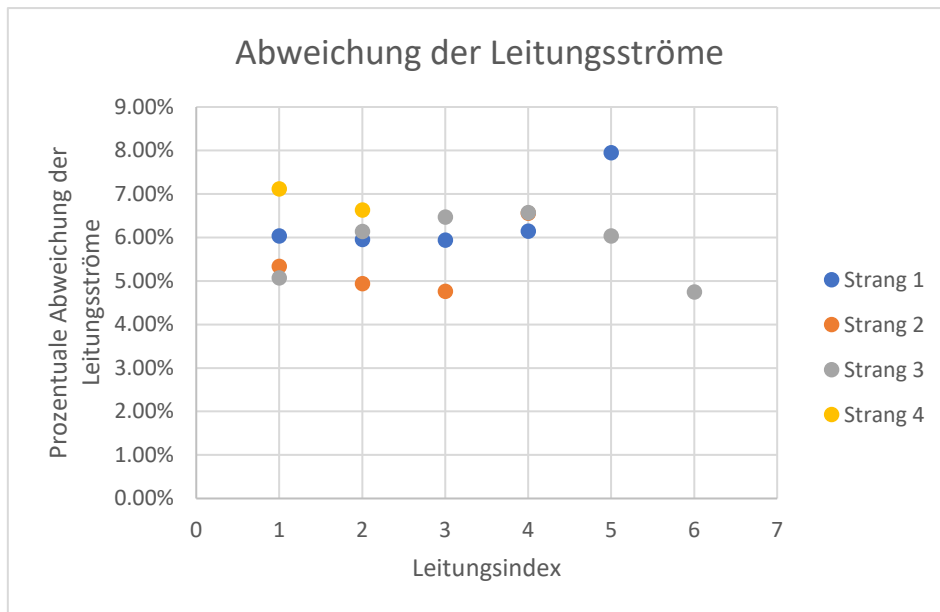


Abbildung 88: Prozentuale Abweichung der Leitungsströme von ihren Erwartungswerten Szenario 9

Die Leitungsströme weichen dabei zwischen 4,7% und 8,0% von ihrem Erwartungswert ab. Durch die auftretenden Blindleistungen ist diese Abweichung nicht länger konstant. Jedoch ist die Abweichung der Leitungsströme von ihrem Erwartungswert noch in einem tolerierbaren Bereich.

Anders verhält es sich bei den Knotenströmen. Hier treten deutlich höhere Abweichungen auf. Dies kann Abbildung 89 entnommen werden, in der die Knotenströme bezogen auf ihren Erwartungswert dargestellt werden.

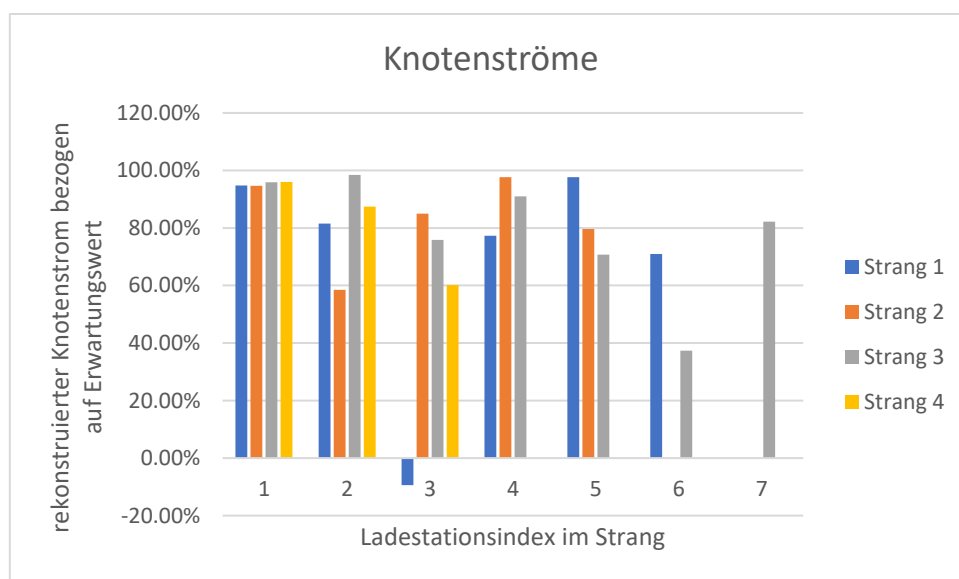


Abbildung 89: Knotenströme bezogen auf ihren Erwartungswert Szenario 9

Die Knotenströme weichen zum Teil sehr stark ab. Es können Abweichungen von über 100% auftreten, wie an der dritten Ladestation an Knoten 9 in Netzstrang 1. Hier ist die Hausanschlussleistung sehr gering und es befinden sich Ladestationen in unmittelbarer Nähe an Knoten 7 und Knoten 10, sodass sich der niedrigste Erwartungswert für alle Knotenströme ergibt. Der Strom auf den Leitungen an Knoten 9 ist aufgrund der Ladestationen, die sich noch im weiteren Verlauf des Netzstrangs befinden, deutlich größer als der Laststrom an diesem Knoten. Daher treten, wie schon in Szenario 3 beschrieben, höhere Blindleistungsverluste auf den Leitungen auf, wodurch sich wiederum Fehler bei der Bestimmung der Knotenströme ergeben.

Lediglich die Zuleitungsströme an den trafo nächsten Knoten eines Stranges (Knoten 1) lassen sich relativ genau bestimmen. In Abbildung 90 werden die ermittelten Zuleitungsströme ihrem Erwartungswert gegenübergestellt.

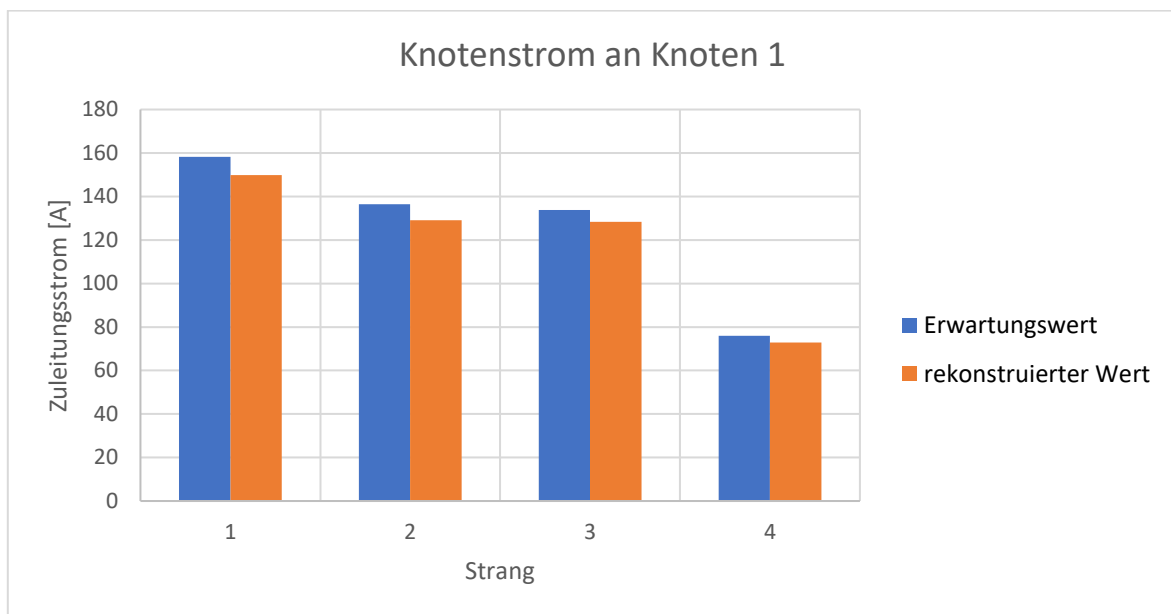


Abbildung 90: Zuleitungsströme an Knoten 1 Szenario 9

Bei der Bestimmung der Zuleitungsströme treten Abweichungen vom Erwartungswert im Bereich von 3,9% bis 5,3% auf. Diese Abweichungen werden in Abbildung 91 gezeigt.

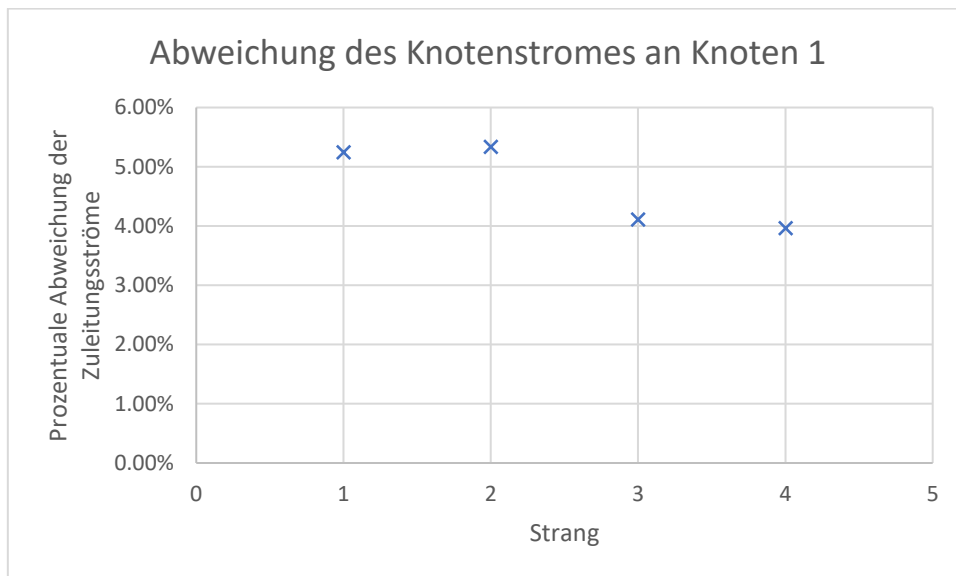


Abbildung 91: Prozentuale Abweichung der Knotenströme an Knoten 1 von ihren Erwartungswerten Szenario 9

7.11.3. Fazit

Für das Netz in diesem Szenario lassen sich die Leitungsströme sowie der Knotenstrom an den trafo-nächsten Knoten eines Stranges mit einer ausreichend guten Genauigkeit bestimmen. Die Abwei-chungen bei der Berechnung der Lastströme an den übrigen Knoten überschreiten den tolerierbaren Bereich deutlich. Da ein reines Verbraucher-Netz untersucht wurde, ist der Strom an der trafo-nächsten Ladestation am höchsten. Dieser kann mit einer Genauigkeit von 3,9% bis 5,3% bestimmt werden. Das bedeutet, dass der vorliegende maximale Leitungsstrom im Falle einer Überlastung des Netzes durch zu hohe Ströme relativ genau berechnet werden kann. Auch die Ströme auf den anderen Lei-tungen können mit einer maximalen Abweichung von 8,0% recht genau bestimmt werden, wodurch auch hier eine Überlastung der Leitungen gut erkannt werden kann.

7.12. Szenario 10

Im zehnten Szenario wird überprüft, in welchem Bereich auftretende Messfehler an den Ladestationen noch zu einer tolerierbaren Abweichung der simulierten Ergebnisse für Knoten- und Leitungsströme des rekonstruierten Netzes führen. Es wird ein schwach belastetes Netz betrachtet.

7.12.1. Beschreibung

Bei der Messwertaufnahme der Spannungswerte ist es möglich, dass Messfehler auftreten, die wiederum einen Einfluss auf die Genauigkeit der Netzzustandsbestimmung haben.

Diese Messfehler können sowohl systematisch als auch zufällig sein. Ein Beispiel für systematische Fehler sind Fehler bei der Messwertaufnahme, die durch eine nicht richtig kalibrierte Messeinrichtung entstehen. Aber auch zufällige Fehler wie ein verrauschtes Spannungssignal können zu Abweichungen bei der Messwertaufnahme führen.

Anders als die bisher untersuchten Abweichungen sind die Messfehler nicht auf die Bildung eines Ersatznetzes zurückzuführen. Daher wird ein Netz betrachtet, das ohne die Messfehler perfekt rekonstruiert werden kann. Dabei handelt es sich um das erste Netz aus Szenario 1.

Es wird ein Netzstrang untersucht, der aus acht Lastknoten besteht. Diese werden über 20 m lange Leitungen miteinander verbunden, die rein reelle Eigenschaften aufweisen. Der Widerstandsbelag dieser Leitungen beträgt $0,208 \Omega/\text{km}$.



Abbildung 92: Netz Szenario 10

Da zum Bestimmen der Ströme vor allem die Spannungsdifferenz an zwei benachbarten Knoten von Interesse ist, wird das Netz so belastet, dass diese sehr klein ist. Folglich werden lediglich Hausanschlusslasten von 0,58 kW angelegt. Auch diese sind rein reell, da es durch die Blindströme auf den Leitungen zu Abweichungen bei der Ermittlung der rekonstruierten Netzströme kommen würde. Außerdem befindet sich keine der Ladestationen in Betrieb. Sie weisen demnach alle eine Leistung von 0 kW auf. Dadurch fließen lediglich die Ströme der Hausanschlusslasten im Netz, wodurch auch die Spannungsdifferenzen an zwei benachbarten Messpunkten sehr niedrig sind.

In der Simulation wird ein zufälliger Spannungswert zu jedem aufgenommenen Messwert addiert. Dieser zufällige Spannungswert kann dabei sowohl positiv als auch negativ sein und überschreitet betraglich niemals einen festgelegten Maximalwert. Dieser Maximalwert liegt zunächst bei 0,1% und ist dabei auf die Nennspannung bezogen, da auch die Spannungen bezogen auf die Nennspannung betrachtet werden.

Es wird dieser Maximalwert für den Messfehler variiert, um die Abweichung bei der Bestimmung des Netzzustandes zu simulieren. Da die Werte der Messfehler zufällig bestimmt werden, wird das Netz achtmal für jeden der betrachteten maximalen Messfehler simuliert. Bei jedem Simulationsthrough werden für sämtliche aufgenommenen Spannungswerte zufällige Messfehler simuliert. Die resultierenden Netzströme aller Simulationen weichen durch die Messfehler von den erwarteten Werten ab.

7.12.2. Ergebnisse

Betrachtet man eine Leitung mit einer festen Admittanz über der verschiedene Spannungen abfallen, so ergibt eine fehlerbehaftete Aufnahme der Spannungswerte Abweichungen für den Leitungsstrom. Der Leitungsstrom wird aus der Differenz der Spannungen am Anfangs- und Endknoten der Leitung bestimmt. Folglich entspricht die Abweichung der Spannungsdifferenz, der Differenz der Spannungsdifferenzen an beiden Knoten. Weicht die Spannung an einem Knoten um den positiven und an dem anderen Knoten um den negativen maximalen Wert des Messfehlers ab, entspricht die Abweichung der Spannungsdifferenz über der Leitung dem zweifachen maximalen Messfehler. Dieser Fall wird für eine Leitungsadmittanz von 240 S, was etwa der Admittanz einer 20 m langen Leitung vom Typ „NAYY 4x150“ entspricht, betrachtet. Dabei werden Spannungsdifferenzen zwischen 0,1 mV und 5 V untersucht. Der maximale Messfehler wird zwischen 0,1% und 0,00001% der Nennspannung variiert. In Tabelle 34 werden die Abweichungen bei der Berechnung des Knotenstromes für verschiedene maximale Messfehler und Spannungsabfälle über der Leitung dargestellt:

Tabelle 34: Abweichung eines Leitungsstromes für verschiedene maximale Messfehler bei der Spannungswertaufnahme und unterschiedliche Differenzen zwischen der Spannung am Anfang und am Ende der Leitung

Spannungs- differenz	Abweichung des Leitungsstromes [A] für verschiedene maximale Messfehler bei der Spannungwert Messung [% Unenn]							
	0.1%	0.01%	0.001%	0.0001%	0.00005%	0.000025%	0.00002%	0.00001%
5 V	110.4	11.04	1.104	0.1104	0.0552	0.0276	0.02208	0.01104
2 V	110.4	11.04	1.104	0.1104	0.0552	0.0276	0.02208	0.01104
1 V	110.4	11.04	1.104	0.1104	0.0552	0.0276	0.02208	0.01104
0.5 V	110.4	11.04	1.104	0.1104	0.0552	0.0276	0.02208	0.01104
0.1 V	110.4	11.04	1.104	0.1104	0.0552	0.0276	0.02208	0.01104
0.05 V	110.4	11.04	1.104	0.1104	0.0552	0.0276	0.02208	0.01104
0.01 V	110.4	11.04	1.104	0.1104	0.0552	0.0276	0.02208	0.01104
0.005 V	110.4	11.04	1.104	0.1104	0.0552	0.0276	0.02208	0.01104
0.001 V	110.4	11.04	1.104	0.1104	0.0552	0.0276	0.02208	0.01104
0.0005 V	110.4	11.04	1.104	0.1104	0.0552	0.0276	0.02208	0.01104
0.0001 V	110.4	11.04	1.104	0.1104	0.0552	0.0276	0.02208	0.01104

Es fällt auf, dass die Abweichung bei der Bestimmung des Leitungsstromes lediglich von der Höhe des Messfehlers abhängt. Die Höhe des Spannungsabfalls über der Leitung ist nicht relevant.

Dies wird noch einmal in Abbildung 93 verdeutlicht. Hier werden die Abweichungen bei der Bestimmung der Leitungsströme dargestellt. Dabei werden die Stromdifferenzen für alle unterschiedlichen Spannungsabfälle über der Leitung in einer anderen Farbe abgebildet. Die Abweichungen der Ströme werden dabei für alle betrachteten maximalen Messfehler verglichen. Wie nach der Betrachtung von Tabelle 34 zu erwarten war, sind die Balken für die Abweichung des Leitungsstromes bei jedem betrachteten Messfehler betraglich gleich und von dem Spannungsabfall über Leitung unabhängig.

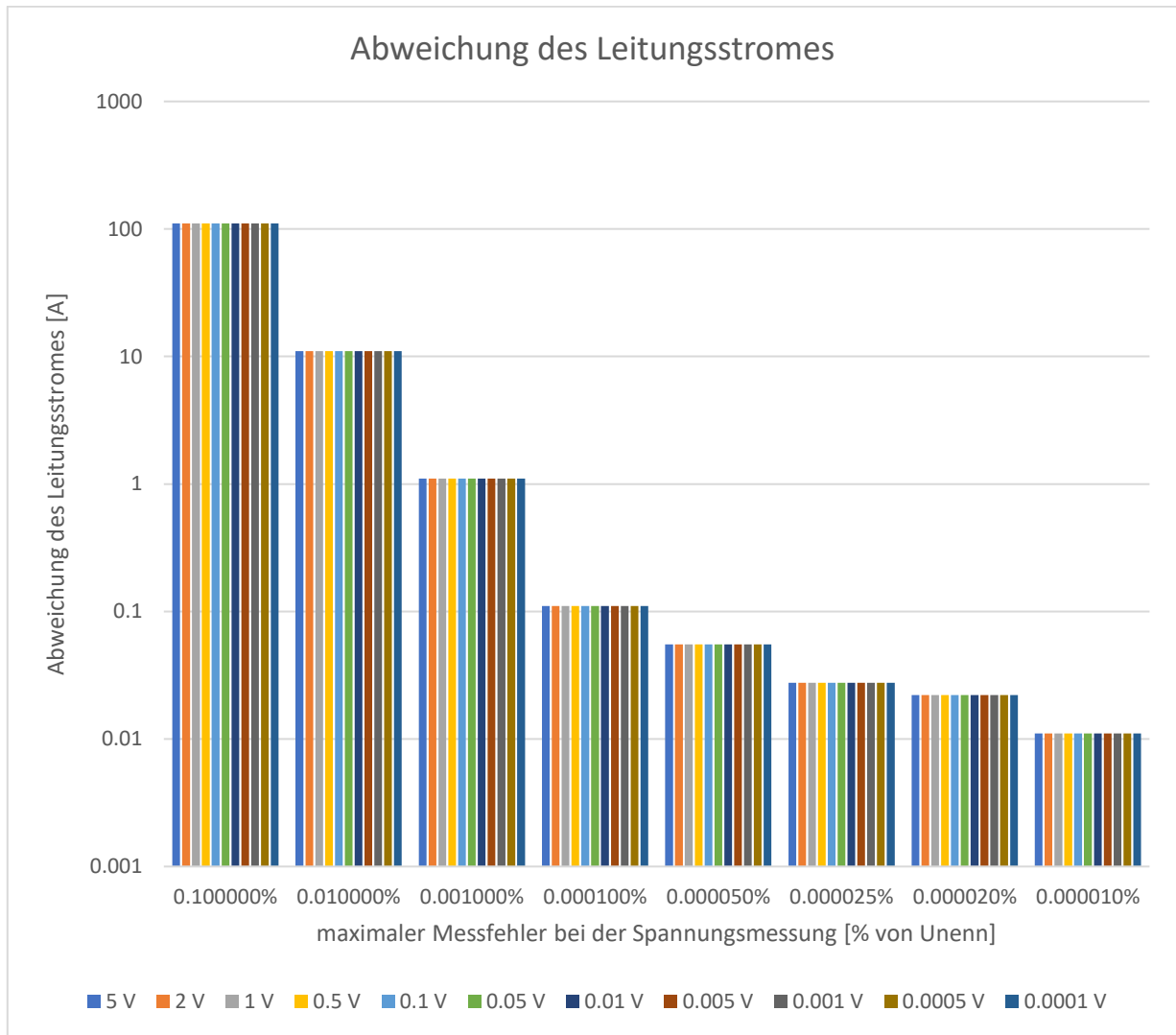


Abbildung 93: Abweichung eines Leitungsstromes für verschiedene maximale Messfehler bei der Spannungswertaufnahme und unterschiedliche Differenzen zwischen der Spannung am Anfang und am Ende der Leitung

Hier weicht der Leitungsstrom mit einem maximalen Messfehler bei der Spannungsmessung von 0,0001% der Nennspannung um etwas mehr als 100 mA von dem Wert ab, der bei der fehlerfreien Betrachtung berechnet wird.

Betrachtet man nun ein Netz wie in Abbildung 92, unter Berücksichtigung der auftretenden Messfehler, ergeben sich Abweichungen bei der Berechnung der Netzströme.

Die größte Abweichung aus sämtlichen Simulationsdurchgängen wird für jeden untersuchten maximalen Messfehler in Abbildung 94 dargestellt. Der maximale Messfehler wird dabei, wie schon in der vorherigen Betrachtung, zwischen 0,1% und 0,00001% der Nennspannung variiert. Abhängig vom Maximalwert des Messfehlers wird die Abweichung der berechneten Ströme von dem Stromwert, der ohne Messfehler bestimmt wird, aufgetragen. Dadurch, dass bei jedem Simulationsdurchgang für sämtliche Spannungen ein zufälliger Messfehler auftritt, wird lediglich die größte auftretende Abweichung in Abbildung 94 für den jeweiligen maximalen Messfehler eingetragen.

Es werden zum einen die Ströme auf den Leitungen in orange und zum anderen die Lastströme an den Knoten in blau abgebildet:

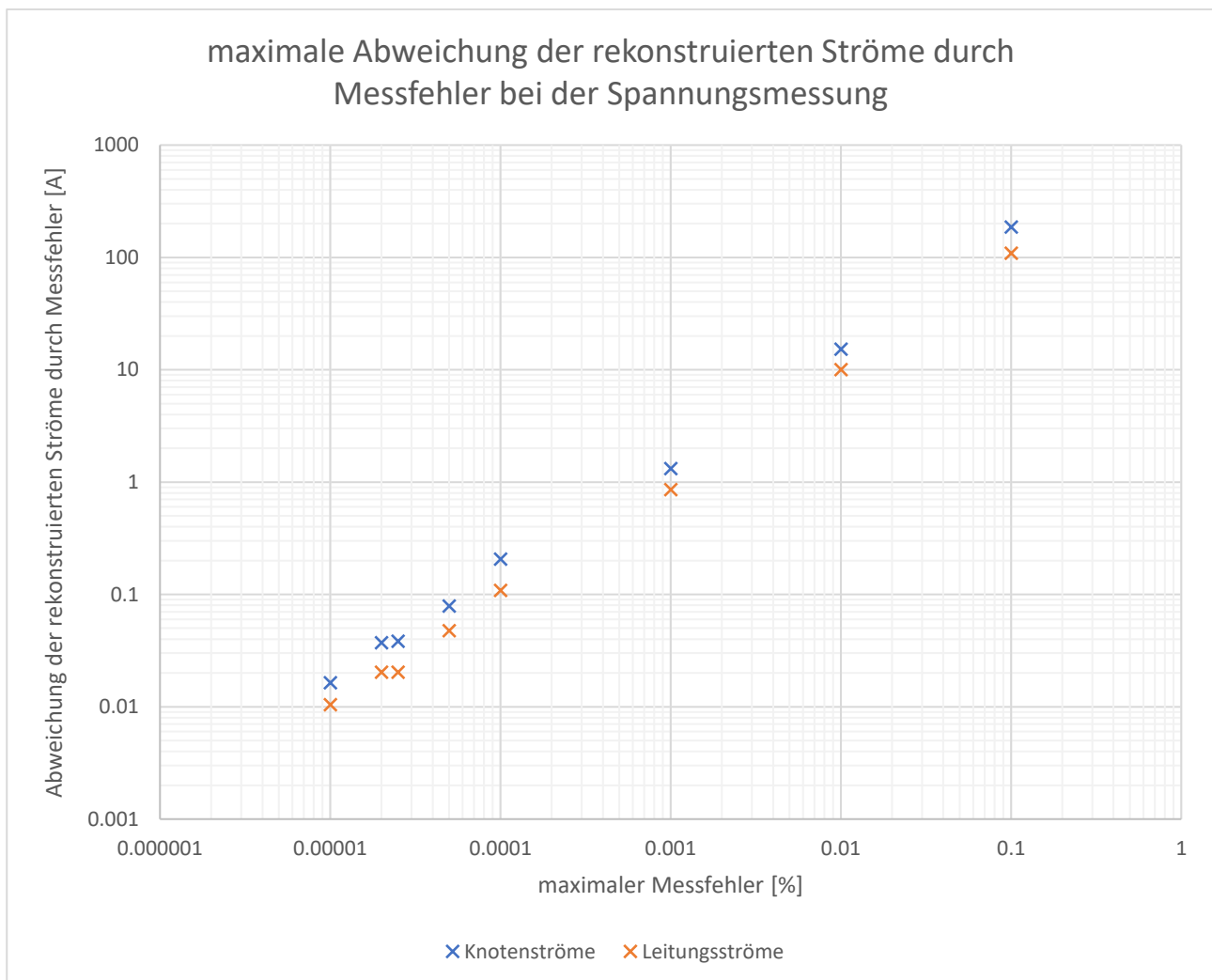


Abbildung 94: maximale Abweichung der rekonstruierten Netzströme abhängig vom maximalen Messfehler

Vergleicht man die Ergebnisse aus Abbildung 93 mit den Knotenströmen aus Abbildung 94 fällt auf, dass die Werte sehr nah beieinander liegen. Das liegt daran, dass in Abbildung 93 der worst case der auftretenden Messfehler für eine Leitung dargestellt wird, während in Abbildung 94 die größte Abweichung aufgetragen wird, die bei mehreren Simulationsdurchläufen festgestellt wurde. Die Abweichung bei der Bestimmung der Knotenströme liegt über der Abweichung bei der Bestimmung der Leitungsströme.

Ab einer Messgenauigkeit von 0,00005 % der Nennspannung sind die Abweichungen bei der Bestimmung liegt die Abweichung der Ströme unter einem Wert von 0,1 A. Dadurch, dass die Stromwerte in einem Bereich von unter 6 A liegen, ist die Abweichung bezogen auf den Stromwert ohne Messfehler, deutlich größer. Ab einem maximalen Messfehler von 0,000025 % liegt die Abweichung unter 5 %.

7.12.3. Fazit

Fehler bei der Messung der Spannungswerte haben einen direkten Einfluss bei der Bestimmung der Netzströme, da die Admittanzen unverändert bleiben.

Liegen die maximalen Messfehler im Bereich von 0,00005 % der Nennspannung, treten Abweichungen bei der Bestimmung der Ströme von unter 100 mA auf. Ist das Netz schwach belastet, fallen diese Abweichungen bezogen auf ihren Erwartungswert deutlich mehr ins Gewicht. So liegt die Abweichung ab einem maximalen Messfehler von 0,000025 % der Nennspannung bei unter 5 %.

Wird ein Netz stärker belastet, sinkt die prozentuale Abweichung, da sich die Messfehler lediglich auf die absoluten Werte der Abweichungen auswirken.

8. Fazit und Ausblick

Eine exakte Rekonstruktion eines Netzes ist nur möglich, wenn an allen Netzknoten ein Messwert für die Netz-Spannung aufgenommen wird. Ist dem nicht so, weicht die rekonstruierte Netztopologie von der des tatsächlichen Netzes ab. Dabei werden Lastströme, die sich zwischen zwei Messpunkten befinden, an deren Netzknoten realisiert. Die Aufteilung hängt dabei vom Abstand der Last zu den jeweiligen Knoten ab. Dadurch wird der Leitungsstrom geringer und die Lastströme an den Messknoten werden größer. Der rekonstruierte Strom auf der Leitung zwischen zwei Ladestationen entspricht dem Mittelwert der tatsächlichen Ströme, bezogen auf die Länge der Leitungsabschnitte, über denen sie fließen.

Sind die Admittanzen des Netzes sowie deren Belastung rein reell, entsprechen die Beträge von Strom, Spannung und Admittanzen deren komplexen Werten. Dadurch kann der Zustand des rekonstruierten Netzes exakt bestimmt werden. Lediglich die Abweichungen durch die Realisierung der Lasten, die sich nicht an Messpunkten befinden, unterscheiden das rekonstruierte vom tatsächlichen Netz.

Ersetzt man die rein reellen Leitungen durch reale Leitungen, treten Blindleistungsverluste auf den Leitungen auf. Wenn ausschließlich Wirkleistung bezogen wird, lassen sich die Ströme auf den Leitungen mit einer annähernd konstanten Abweichung bestimmen. Diese ist abhängig davon, wie groß der imaginäre Anteil der Impedanz ist. Diese Abweichung lag bei den untersuchten Leitungstypen bei maximal 7%.

Durch die Blindleistungsverluste auf den Leitungen weichen auch die Lastströme von den erwarteten Werten für das rekonstruierte Netz ab. Dabei ist die Abweichung umso größer, je größer die Leitungsströme sind. Dies liegt daran, dass durch die höheren Leitungsströme die Blindleistungsverluste auf der Leitung steigen. Je kleiner die Lastströme im Verhältnis zu den Leitungsströmen sind desto größer ist die prozentuale Abweichung bei deren Bestimmung.

Der Knotenstrom am trafo nächsten Knoten in einem Netzstrang entspricht dem Zuleitungsstrom dieses rekonstruierten Netzstranges. Liegt ein reines Verbrauchernetz vor, ist dieser Strom gleichzeitig der maximale Strangstrom. Dieser kann relativ genau bestimmt werden, da er größer ist als sämtliche Leitungsströme. Die Abweichung bei Netzen mit realen Leitungen und rein reellen Lasten liegt in allen betrachteten Fällen ebenfalls unter 7%.

Sind die Lasten nicht länger rein reell, treten zusätzliche Blindströme auf. Je nach Art der Blindleistung erhöhen oder verringern sich die Blindleistungsverluste in Abhängigkeit von der Beschaffenheit der Leitung. Betrachtet man eine Leitung vom Typ „NAYY 4x150“, wie in Szenario 8, sorgt induktive Blindleistung dafür, dass die Abweichung bei der Bestimmung der Leitungsströme geringer wird, während sie bei kapazitiver Blindleistung auf maximal 13,5 % steigt. Dies liegt daran, dass in diesem Fall die induktive Blindleistung der Lasten die Blindleistungsverluste auf den Leitungen teilweise kompensiert.

Ähnlich verhält es sich mit der Genauigkeit bei der Bestimmung der Lastströme. Auch hier treten, abhängig von der Art der Blindleistung, größere beziehungsweise kleinere Abweichungen auf. Lediglich die Zuleitungsströme lassen sich weiterhin relativ genau berechnen. Hier liegt die Abweichung bei maximal 12%.

Wird die Blindleistung, wie in Szenario 9, zufällig festgelegt, stellt dies eine realistische Belastung für ein reales Netz dar. Die Leitungs- und Zuleitungsströme können deutlich genauer bestimmt werden. Dies liegt daran, dass sich sowohl kapazitive als auch induktive Blindleistungen im Netz befinden, die sich gegenseitig kompensieren. Die maximale Abweichung der Leitungsströme liegt bei 8%,

während die Knotenströme am trafo nächsten Knoten zwischen 3,9% und 5,3% von ihren Erwartungswerte abweichen.

Im letzten Szenario 10 wird der Einfluss von Messfehlern auf die Genauigkeit der Netzzustandsermittlung untersucht. Dabei wird deutlich, dass eine sehr hohe Messgenauigkeit erforderlich ist, um den Netzzustand annähernd genau bestimmen zu können. Befinden sich die Abweichungen der Spannung im Bereich von 100 μV , treten bei der Bestimmung der Netzströme lediglich Abweichungen unter 100 mA auf.

Ist das Netz sehr schwach belastet, sind die Ströme sehr gering, wodurch die Abweichungen bezogen auf ihre Erwartungswerte deutlich größer sind. Allerdings sind stark belastete netztechnisch von größerem Interesse, da hier eine Überlastung deutlich wahrscheinlicher ist. Folglich sind hier die Ströme und Spannungsdifferenzen ebenfalls größer, wodurch kleinere Abweichungen bei der Berechnung der Netzströme verhältnismäßig weniger ins Gewicht fallen.

Da es sich bei den betrachteten Netzen um reine Verbraucher-Netze handelt, nimmt mit zunehmendem Abstand vom Trafo der Strom ab. Somit ist der maximale Strom für alle betrachteten Fälle, der Knotenstrom am trafo nächsten Knoten eines Netzstranges. Dieser lässt sich mit einer Genauigkeit von 85 % bestimmen sofern die Messwerte fehlerfrei aufgenommen wurden. Eine Überlastung des Netzstranges durch zu große Ströme kann also über den Knotenstrom an der trafo nächsten Ladestation ermittelt werden. Da sich jedoch Lasten zwischen der ersten Ladestation und dem Trafo befinden können, ist es möglich, dass der rekonstruierte Knotenstrom niedriger ist als der tatsächliche Leitungsstrom. Auch Lasten zwischen der ersten und zweiten Ladestation sorgen dafür, dass der rekonstruierte Knotenstrom am ersten Knoten niedriger ist als in der Realität. Dies erschwert zusätzlich eine Ermittlung möglicher Überlastungen durch zu hohe Ströme.

Dadurch dass die Spannungswerte an den Netzknoten gemessen werden, an denen Ladestationen vorliegen, kann festgestellt werden ob das Toleranzband an einer der Ladestationen verlassen wird. Über eventuelle Über- bzw. Unterschreitung des erlaubten Spannungswertes an anderen Netzknoten können keine Aussagen getroffen werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sich der Netzzustand des rekonstruierten Stern-Netzes relativ genau bestimmen lässt, wenn ein reines Verbraucher-Netz vorliegt und die Blindleistung nicht zu groß ist. Für einen Leistungsfaktor von minimal 0,85 liegt die Genauigkeit bei 85% sofern die Messwerte fehlerfrei aufgenommen wurden.

In weiterführenden Arbeiten könnten andere Netztypen, wie verzweigte oder vermaschte Netze, untersucht werden. Ein weiteres spannendes Thema ist der Effekt von Energie-Einspeisung ins Netz auf die Genauigkeit der Netzzustandsbestimmung. Es wäre ebenso interessant zu sehen, welchen Effekt die Kenntnis des Phasenwinkels der Spannung an den Messpunkten auf die Genauigkeit der Netzzustandsbestimmung hat.

9. Literaturverzeichnis

- [1] TH Köln, „www.th-koeln.de,“ TH Köln, 2020. [Online]. Available: https://www.th-koeln.de/anlagen-energie-und-maschinensysteme/progressus_76058.php. [Zugriff am 27. Januar 2021].
- [2] A. M. Traupmann, „Anwendbarkeit der Methodik der Netzreduktion für den zellularen Ansatz,“ Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Leoben, 2018.
- [3] R. Brandalik, „Ein Beitrag zur Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit niedrigredundanter Messwertaufnahme,“ Technische Universität Kaiserslautern, Kaiserslautern, 2020.
- [4] L. Papula, Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler Band 2, Wiesbaden: Springer Verlag, 2015.
- [5] L. Papula, Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler Band 1, Wiesbaden: Springer Verlag, 2014.
- [6] K. F. Schäfer, Netzberechnung, Wiesbaden: Springer Verlag, 2020.
- [7] A. Silaber, Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung, Wiesbaden: Springer-Verlag, 2016.
- [8] G. Hagmann, Grundlagen der Elektrotechnik, Wiesbaden: AULA-Verlag, 2013.
- [9] E. Waffenschmidt, „Stromnetze für Erneuerbare Energien - Vorlesung TH-Köln SS 2019 - Netzberechnung,“ TH Köln, Köln, 2019.
- [10] R. Steyer, Programmierung in Python, Wiesbaden: Springer Verlag, 2018.
- [11] Anaconda Inc., „www.anaconda.com,“ Anaconda Inc., 2021. [Online]. Available: <https://www.anaconda.com/products/individual>. [Zugriff am 27. Januar 2021].
- [12] Spyder, „www.spyder-ide.org,“ Spyder Website Contributors, 2020. [Online]. Available: <https://www.spyder-ide.org/>. [Zugriff am 27. Januar 2021].
- [13] pandapower, „www.pandapower.org,“ pandapower, 2020. [Online]. Available: <http://www.pandapower.org/about/>. [Zugriff am 27. Januar 2021].
- [14] Fraunhofer IEE and University of Kassel, „pandapower.readthedocs.io,“ 2016-2020. [Online]. Available: <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.4.0/powerflow/ac.html?highlight=runpp#pandapower.runpp>. [Zugriff am 23.02.2021].
- [15] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungen,“ Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2002.
- [16] ADAC, „www.adac.de,“ ADAC, 2021. [Online]. Available: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/elektroauto-laden-wallbox-faq/>. [Zugriff am 27. Januar 2021].
- [17] Umweltbundesamt, „www.umweltbundesamt.de,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/strukturdaten-privater-haushalte/bevoelkerungsentwicklung-struktur-privater>. [Zugriff am 27. Januar 2021].
- [18] Umweltbundesamt, „www.umweltbundesamt.de,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte#endenergieverbrauch-der-privaten-haushalte>. [Zugriff am 27. Januar 2021].
- [19] STROM-REPORT, „strom-report.de,“ 2020. [Online]. Available: <https://strom-report.de/stromverbrauch/>. [Zugriff am 27. Januar 2021].
- [20]

10. Formelverzeichnis

Formel 1: Lineares Gleichungssystem ([4], S. 69)	9
Formel 2:Komponenten des linearen Gleichungssystems in Matrizen-Schreibweise ([4], S. 69)	9
Formel 3: allgemeine Matrizen-Schreibweise linearer Gleichungssysteme ([4], S. 69)	9
Formel 4:detaillierte Matrizen-Schreibweise linearer Gleichungssysteme ([4], S. 69).....	9
Formel 5: allgemeine erweiterte Koeffizienten-Matrix ([4], S. 74).....	10
Formel 6: detaillierte erweiterte Koeffizienten-Matrix ([4], S. 74)	10
Formel 7: Iterationsvorschrift ([5], S. 406).....	10
Formel 8: Tangentengleichung ([5], S. 407).....	10
Formel 9:Tangentengleichung mit eingesetztem Zielwert (y) ([5], S. 407)	11
Formel 10: Umgestellte Tangentengleichung nach x_1 ([5], S. 407).....	11
Formel 11: Allgemeine Darstellung der Newton-Raphson-Iteration ([5], S 408).....	11
Formel 12: Wellenlänge.....	17
Formel 13: Scheinleistung ([8], S. 259).....	18
Formel 14: Scheinleistung symmetrischer Verbraucher ([8], S. 347)	19
Formel 15:Induktiver Blindwiderstand ([8], S. 226)	20
Formel 16: Kapazitiver Blindwiderstand ([8], S. 228)	20
Formel 17: Impedanz und Admittanz aus Wirk- und Blindwiderstand ([8], S. 215)	20
Formel 18: Berechnung der Knotenströme über Admittanzmatrix und Spannungsvektor.....	21
Formel 19: Ladestrom.....	25
Formel 20: Admittanz Ladestation	25
Formel 21: Skalierung Zufallswert	46
Formel 22: Erwartungswert für Leitungsstrom.....	59
Formel 23: Erwartungswert für Knotenstrom.....	59
Formel 24: Aufteilung Laststrom zwischen zwei Ladestationen.....	62
Formel 25: Erwartungswert für den Leitungsstrom bei 3 Lasten zwischen den Ladestationen	73
Formel 26: Erwartungswert für Knotenstrom.....	74

11. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Arten von Verbrauchern und Erzeugern in Verbraucher-Zählpfeil-System.....	19
Tabelle 2: Modellierungsmöglichkeiten von Open-Source-Tools zur Netzwerkanalyse	24
Tabelle 3: Netzaufbau nach Siedlungstypen nach Daten von Scheffler ([15], S. 26).....	41
Tabelle 4: Netzstrahlen pro Netzstation eigene Darstellung nach Daten von Scheffler ([15], S. 27)	41
Tabelle 5: Netzstrahlen eigene Darstellung nach Daten von Scheffler ([15], S. 122).....	42
Tabelle 6: Abstände benachbarter Hausanschlüsse nach Daten von Scheffler ([15], S. 31)	42
Tabelle 7: Leitungsdaten	42
Tabelle 8: Übersicht Ladestationen nach Daten vom ADAC ([16]).....	43
Tabelle 9: Jahresverbräuche in kWh eigene Darstellung basierend auf Daten von Strom-Report [19]	44
Tabelle 10: Überblick Szenarien.....	50
Tabelle 11: Positionierung Ladestationen Szenario 1	52
Tabelle 12: Knotenströme in A Szenario 1(8 Ladestationen).....	53
Tabelle 13: Ströme in A Szenario 1 (2 Ladestationen).....	55
Tabelle 14: Abstand zur Last an Knoten 4 in km	59
Tabelle 15: Ströme Szenario 2	60
Tabelle 16: Abweichung der Knotenströme in A Szenario 2	63
Tabelle 17: Leitungsdaten NAYY 4x150	66
Tabelle 18: Zuleitungsstrom an Knoten1 Szenario3.....	67
Tabelle 19: Positionierung Ladestationen Szenario 4.....	72
Tabelle 20: Abweichung von mittlerem Leitungsstrom zu maximalem Leitungsstrom (in A) für die Fälle, in denen sich Lasten zwischen den Ladestationen befinden.....	75
Tabelle 21: Ströme Szenario 4 (0,58 kW; Ladestationen im Betrieb).....	76
Tabelle 22: Ströme Szenario 4 (9 kW; Ladestationen im Betrieb).....	77
Tabelle 23: Ströme Szenario 4 (0,58 kW; Ladestationen nicht im Betrieb).....	78
Tabelle 24: Ströme Szenario 4 (9 kW; Ladestationen nicht im Betrieb).....	79
Tabelle 25: Leitungsdaten	83
Tabelle 26: Positionierung der Ladestationen Szenario 6 (3 Ladestationen).....	88
Tabelle 27: Positionierung der Ladestationen Szenario 6 (4 Ladestationen).....	89
Tabelle 28: Abweichung rekonstruierten Knotenströme von ihren Erwartungswerten Szenario 6 (Hausanschlussleistung von 0,58 kW; 3 Ladestationen)	91
Tabelle 29: Abweichung rekonstruierten Knotenströme von ihren Erwartungswerten Szenario 6 (Hausanschlussleistung von 9 kW; 3 Ladestationen)	91
Tabelle 30: Abweichung Knotenströme Szenario 6 (0,58 kW; 4 Ladestationen)	94
Tabelle 31: Abweichung Knotenströme Szenario 6 (9 kW; 4 Ladestationen)	94
Tabelle 32: Leistungsfaktoren Szenario 8.....	104
Tabelle 33: Abweichung Knotenströme Szenario 8	107
Tabelle 34: Abweichung eines Leitungsstromes für verschiedene maximale Messfehler bei der Spannungswertaufnahme und unterschiedliche Differenzen zwischen der Spannung am Anfang und am Ende der Leitung	115
Tabelle 35: Koordinaten Netzknoten Szenario 1	133
Tabelle 36: Leitungsdaten Szenario 1	133
Tabelle 37: Hausanschlussleistung in MW Szenario 1	133
Tabelle 38: Leistung der Ladestationen in MW Szenario 1.....	133
Tabelle 39: Positionen der Ladestationen Szenario 1	134
Tabelle 40: Koordinaten Netzknoten Szenario 3 und 4	134
Tabelle 41: Leitungsdaten Szenario 3 und 4.....	134

Tabelle 42: Hausanschlussleistung in MW Szenario 3 und 4.....	134
Tabelle 43: Leistung der Ladestationen in MW Szenario 3 und 4.....	135
Tabelle 44: Positionen der Ladestationen Szenario 4	135
Tabelle 45: Knotenströme Szenario 3 (20m; 0,58kW; Ladestation an).....	135
Tabelle 46: Knotenströme Szenario 3 (20m; 0,58kW; Ladestation aus).....	135
Tabelle 47: Knotenströme Szenario 3 (40m; 0,58kW; Ladestation an).....	136
Tabelle 48: Knotenströme Szenario 3 (40m; 0,58kW; Ladestation aus).....	136
Tabelle 49: Knotenströme Szenario 3 (20m; 9kW; Ladestation an).....	136
Tabelle 50: Knotenströme Szenario 3 (20m; 9kW; Ladestation aus).....	136
Tabelle 51: Knotenströme Szenario 3 (40m; 9kW; Ladestation an).....	137
Tabelle 52: Knotenströme Szenario 3 (40m; 9kW; Ladestation aus).....	137
Tabelle 53: Leitungsströme Szenario 3 (20m; 0,58kW; Ladestation an).....	137
Tabelle 54: Leitungsströme Szenario 3 (20m; 0,58kW; Ladestation aus).....	137
Tabelle 55: Leitungsströme Szenario 3 (40m; 0,58kW; Ladestation an).....	138
Tabelle 56: Leitungsströme Szenario 3 (40m; 0,58kW; Ladestation aus).....	138
Tabelle 57: Leitungsströme Szenario 3 (20m; 9kW; Ladestation an).....	138
Tabelle 58: Leitungsströme Szenario 3 (20m; 9kW; Ladestation aus).....	138
Tabelle 59: Leitungsströme Szenario 3 (40m; 9kW; Ladestation an).....	139
Tabelle 60: Leitungsströme Szenario 3 (40m; 9kW; Ladestation aus).....	139
Tabelle 61: Lastströme Szenario 5 (0,58kW, 4x150).....	140
Tabelle 62: Lastströme Szenario 5 (0,58kW, 4x120).....	140
Tabelle 63: Lastströme Szenario 5 (0,58kW, 4x50).....	140
Tabelle 64: Lastströme Szenario 5 (9kW, 4x150).....	141
Tabelle 65: Lastströme Szenario 5 (9kW, 4x120).....	141
Tabelle 66: Lastströme Szenario 5 (9kW, 4x50).....	141
Tabelle 67: Leitungsströme Szenario 5 (0,58kW, 4x150).....	141
Tabelle 68: Leitungsströme Szenario 5 (0,58kW, 4x120).....	142
Tabelle 69: Leitungsströme Szenario 5 (0,58kW, 4x50).....	142
Tabelle 70: Leitungsströme Szenario 5 (9kW, 4x150).....	142
Tabelle 71: Leitungsströme Szenario 5 (9kW, 4x120).....	142
Tabelle 72: Leitungsströme Szenario 5 (9kW, 4x50).....	143
Tabelle 73: Koordinaten Netzknoten Szenario 6.....	144
Tabelle 74: Leitungsdaten Szenario 6.....	145
Tabelle 75: Hausanschlussleistung in MW Szenario 6.....	145
Tabelle 76: Leistung der Ladestationen in MW Szenario 6.....	145
Tabelle 77: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 3 Ladestationen: K2, K9, K16).....	145
Tabelle 78: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 3 Ladestationen: K5, K12, K21).....	146
Tabelle 79: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 3 Ladestationen: K7, K14, K21).....	146
Tabelle 80: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 3 Ladestationen: K8, K12, K18).....	146
Tabelle 81: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 3 Ladestationen: K11, K13, K15).....	146
Tabelle 82: Ströme Szenario 6 (9kW; 3 Ladestationen: K2, K9, K16).....	146
Tabelle 83: Ströme Szenario 6 (9kW; 3 Ladestationen: K5, K12, K21).....	147
Tabelle 84: Ströme Szenario 6 (9kW; 3 Ladestationen: K7, K14, K21).....	147
Tabelle 85: Ströme Szenario 6 (9kW; 3 Ladestationen: K8, K12, K18).....	147
Tabelle 86: Ströme Szenario 6 (9kW; 3 Ladestationen: K11, K13, K15).....	147
Tabelle 87: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 4 Ladestationen: K2, K7, K12, K17).....	147
Tabelle 88: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 4 Ladestationen: K3, K8, K16, K20).....	148
Tabelle 89: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 4 Ladestationen: K6, K8, K13, K18).....	148
Tabelle 90: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 4 Ladestationen: K6, K11, K16, K21).....	148
Tabelle 91: Ströme Szenario 6 (9kW; 4 Ladestationen: K2, K7, K12, K17).....	148

Tabelle 92: Ströme Szenario 6 (9kW; 4 Ladestationen: K3, K8, K16, K20)	149
Tabelle 93: Ströme Szenario 6 (9kW; 4 Ladestationen: K6, K8, K13, K18)	149
Tabelle 94: Ströme Szenario 6 (9kW; 4 Ladestationen: K6, K11, K16, K21)	149
Tabelle 95: Koordinaten Trafo-Anschluss-Knoten Szenario 7	150
Tabelle 96: Koordinaten Knoten Strang 1 Szenario 7	150
Tabelle 97: Koordinaten Knoten Strang 2 Szenario 7	151
Tabelle 98: Koordinaten Knoten Strang 3 Szenario 7	151
Tabelle 99: Koordinaten Knoten Strang 4 Szenario 7	152
Tabelle 100: Koordinaten Knoten Strang 5 Szenario 7	152
Tabelle 101: Koordinaten Knoten Strang 6 Szenario 7	153
Tabelle 102: Leitungsdaten Strang 1 Szenario 7	153
Tabelle 103: Leitungsdaten Strang 2 Szenario 7	154
Tabelle 104: Leitungsdaten Strang 3 Szenario 7	154
Tabelle 105: Leitungsdaten Strang 4 Szenario 7	155
Tabelle 106: Leitungsdaten Strang 5 Szenario 7	155
Tabelle 107: Leitungsdaten Strang 6 Szenario 7	156
Tabelle 108: Hausanschlusslasten in kW Strang 1 Szenario 7	156
Tabelle 109: Hausanschlusslasten in kW Strang 2 Szenario 7	157
Tabelle 110: Hausanschlusslasten in kW Strang 3 Szenario 7	158
Tabelle 111: Hausanschlusslasten in kW Strang 4 Szenario 7	159
Tabelle 112: Hausanschlusslasten in kW Strang 5 Szenario 7	160
Tabelle 113: Hausanschlusslasten in kW Strang 6 Szenario 7	161
Tabelle 114: Ladestationen Strang 1 Szenario 7	161
Tabelle 115: Ladestationen Strang 2 Szenario 7	162
Tabelle 116: Ladestationen Strang 3 Szenario 7	162
Tabelle 117: Ladestationen Strang 4 Szenario 7	162
Tabelle 118: Ladestationen Strang 5 Szenario 7	162
Tabelle 119: Ladestationen Strang 6 Szenario 7	163
Tabelle 120: Leitungsströme in A Szenario 7 (0,58 kW)	164
Tabelle 121: Leitungsströme in A Szenario 7 (9 kW)	165
Tabelle 122: Leitungsströme in A Szenario 7 (zufällig Methode 1)	166
Tabelle 123: Leitungsströme in A Szenario 7 (zufällig Methode 2)	167
Tabelle 124: Leitungsströme in A Szenario 7 (zufällig Methode 3)	168
Tabelle 125: Knotenströme in A Strang 1 Szenario 7 (0,58 kW)	169
Tabelle 126: Knotenströme in A Strang 2 Szenario 7 (0,58 kW)	169
Tabelle 127: Knotenströme in A Strang 3 Szenario 7 (0,58 kW)	169
Tabelle 128: Knotenströme in A Strang 4 Szenario 7 (0,58 kW)	170
Tabelle 129: Knotenströme in A Strang 5 Szenario 7 (0,58 kW)	170
Tabelle 130: Knotenströme in A Strang 6 Szenario 7 (0,58 kW)	170
Tabelle 131: Knotenströme in A Strang 1 Szenario 7 (9 kW)	171
Tabelle 132: Knotenströme in A Strang 2 Szenario 7 (9 kW)	171
Tabelle 133: Knotenströme in A Strang 3 Szenario 7 (9 kW)	171
Tabelle 134: Knotenströme in A Strang 4 Szenario 7 (9 kW)	172
Tabelle 135: Knotenströme in A Strang 5 Szenario 7 (9 kW)	172
Tabelle 136: Knotenströme in A Strang 6 Szenario 7 (9 kW)	172
Tabelle 137: Knotenströme in A Strang 1 Szenario 7 (zufällig Methode 1)	173
Tabelle 138: Knotenströme in A Strang 2 Szenario 7 (zufällig Methode 1)	173
Tabelle 139: Knotenströme in A Strang 3 Szenario 7 (zufällig Methode 1)	173
Tabelle 140: Knotenströme in A Strang 4 Szenario 7 (zufällig Methode 1)	174
Tabelle 141: Knotenströme in A Strang 5 Szenario 7 (zufällig Methode 1)	174

Tabelle 142: Knotenströme in A Strang 6 Szenario 7 (zufällig Methode 1)	174
Tabelle 143: Knotenströme in A Strang 1 Szenario 7 (zufällig Methode 2)	175
Tabelle 144: Knotenströme in A Strang 2 Szenario 7 (zufällig Methode 2)	175
Tabelle 145: Knotenströme in A Strang 3 Szenario 7 (zufällig Methode 2)	175
Tabelle 146: Knotenströme in A Strang 4 Szenario 7 (zufällig Methode 2)	176
Tabelle 147: Knotenströme in A Strang 5 Szenario 7 (zufällig Methode 2)	176
Tabelle 148: Knotenströme in A Strang 6 Szenario 7 (zufällig Methode 2)	176
Tabelle 149: Knotenströme in A Strang 1 Szenario 7 (zufällig Methode 3)	177
Tabelle 150: Knotenströme in A Strang 2 Szenario 7 (zufällig Methode 3)	177
Tabelle 151: Knotenströme in A Strang 3 Szenario 7 (zufällig Methode 3)	177
Tabelle 152: Knotenströme in A Strang 4 Szenario 7 (zufällig Methode 3)	178
Tabelle 153: Knotenströme in A Strang 5 Szenario 7 (zufällig Methode 3)	178
Tabelle 154: Knotenströme in A Strang 6 Szenario 7 (zufällig Methode 3)	178
Tabelle 155: Hausanschlussleistung bei festem Leistungsfaktor (Scheinleistung konstant)	179
Tabelle 156: Hausanschlussleistung bei zufälligem Leistungsfaktor (Scheinleistung konstant)	179
Tabelle 157: Knotenströme Szenario 8 (Leistungsfaktor=1)	179
Tabelle 158: Knotenströme Szenario 8 (0,95 induktiv)	180
Tabelle 159: Knotenströme Szenario 8 (0,9 induktiv)	180
Tabelle 160: Knotenströme Szenario 8 (0,85 induktiv)	180
Tabelle 161: Knotenströme Szenario 8 (0,95 kapazitiv)	180
Tabelle 162: Knotenströme Szenario 8 (0,9 kapazitiv)	181
Tabelle 163: Knotenströme Szenario 8 (0,85 kapazitiv)	181
Tabelle 164: Knotenströme Szenario 8 (Leistungsfaktor zufällig)	181
Tabelle 165: Leitungsströme Szenario 8 (Leistungsfaktor=1)	181
Tabelle 166: Leitungsströme Szenario 8 (0,95 induktiv)	182
Tabelle 167: Leitungsströme Szenario 8 (0,9 induktiv)	182
Tabelle 168: Leitungsströme Szenario 8 (0,85 induktiv)	182
Tabelle 169: Leitungsströme Szenario 8 (0,95 kapazitiv)	182
Tabelle 170: Leitungsströme Szenario 8 (0,9 kapazitiv)	183
Tabelle 171: Leitungsströme Szenario 8 (0,85 kapazitiv)	183
Tabelle 172: Leitungsströme Szenario 8 (Leistungsfaktor zufällig)	183
Tabelle 173: Überblick Netzelemente Szenario 9	184
Tabelle 174: Knoten und Hausanschlusslasten Strang 1 Szenario 9	184
Tabelle 175: Knoten und Hausanschlusslasten Strang 2 Szenario 9	184
Tabelle 176: Knoten und Hausanschlusslasten Strang 3 Szenario 9	185
Tabelle 177: Knoten und Hausanschlusslasten Strang 4 Szenario 9	185
Tabelle 178: Leitungen Strang 1 Szenario 9	186
Tabelle 179: Leitungen Strang 2 Szenario 9	186
Tabelle 180: Leitungen Strang 3 Szenario 9	187
Tabelle 181: Leitungen Strang 4 Szenario 9	187
Tabelle 182: Ladestationen Szenario 9	188
Tabelle 183: Leitungsströme Szenario 9	189
Tabelle 184: Knotenströme Szenario 9	189
Tabelle 185: Knotenströme Szenario 10 (0,1%)	190
Tabelle 186: Leitungsströme Szenario 10 (0,1%)	190
Tabelle 187: Knotenströme Szenario 10 (0,01%)	190
Tabelle 188: Leitungsströme Szenario 10 (0,01%)	190
Tabelle 189: Knotenströme Szenario 10 (0,001%)	191
Tabelle 190: Leitungsströme Szenario 10 (0,001%)	191
Tabelle 191: Knotenströme Szenario 10 (0,0001%)	191

Tabelle 192: Leitungsströme Szenario 10 (0,0001%).....	191
Tabelle 193: Knotenströme Szenario 10 (0,00001%).....	192
Tabelle 194: Leitungsströme Szenario 10 (0,00001%).....	192
Tabelle 195: Knotenströme Szenario 10 (0,000005%).....	192
Tabelle 196: Leitungsströme Szenario 10 (0,000005%).....	192
Tabelle 197: Knotenströme Szenario 10 (0,000025%).....	193
Tabelle 198: Leitungsströme Szenario 10 (0,000025%).....	193
Tabelle 199: Knotenströme Szenario 10 (0,00002%).....	193
Tabelle 200: Leitungsströme Szenario 10 (0,00002%).....	193
Tabelle 201: Knotenströme Szenario 10 (0,00001%).....	194
Tabelle 202: Leitungsströme Szenario 10 (0,00001%).....	194
Tabelle 203: Maximale Abweichung Szenario 10.....	194
Tabelle 204: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 5V) Szenario 10.....	194
Tabelle 205: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 2V) Szenario 10.....	195
Tabelle 206: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 1V) Szenario 10.....	195
Tabelle 207: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,5V) Szenario 10..	195
Tabelle 208: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,1V) Szenario 10..	196
Tabelle 209: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,05V) Szenario 10	196
Tabelle 210: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,01V) Szenario 10	196
Tabelle 211: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,005V) Szenario 10	197
Tabelle 212: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,001V) Szenario 10	197
Tabelle 213: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,0005V) Szenario 10	197
Tabelle 214: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,0001V) Szenario 10	198

12. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Sternnetz	13
Abbildung 2: Verzweigtes Strahlennetz	14
Abbildung 3: Maschennetz	14
Abbildung 4: Offenes Ringnetz	15
Abbildung 5: Geschlossenes Ringnetz.....	16
Abbildung 6: Ersatzschaltbild einer Leitung	17
Abbildung 7: Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Leitung	18
Abbildung 8: Vermaschtes Netz mit Last-Admittanzen [9]	21
Abbildung 9: Vermaschtes Netz ohne Last-Admittanzen [9].....	22
Abbildung 10: Netzrekonstruktion.....	26
Abbildung 11: Modularer Aufbau des Netzberechnungstools.....	27
Abbildung 12: Hauptfenster Netzberechnungstool.....	28
Abbildung 13: Knoten hinzufügen.....	29
Abbildung 14: Leitung hinzufügen	30
Abbildung 15: Last hinzufügen.....	30
Abbildung 16: Ladestation hinzufügen.....	30
Abbildung 17: Erzeuger hinzufügen	30
Abbildung 18: Knoten entfernen.....	31
Abbildung 19: Netz Laden.....	32
Abbildung 20: Netz Speichern.....	33
Abbildung 21: Schaltbild	34
Abbildung 22: Simulationsfenster	35
Abbildung 23: Schalterstellung für Schieberegler	35
Abbildung 24: Schalterstellung für Eingabefeld.....	35
Abbildung 25: Simulation Kontroll-Leiste	36
Abbildung 26: Admittanzmatrix Laden	37
Abbildung 27: Format Admittanzmatrix.....	38
Abbildung 28: Messfaktor Ladestation.....	38
Abbildung 29: Status-Fenster.....	39
Abbildung 30: Status-Fenster mit farblichem Schaltbild.....	39
Abbildung 31: Normalverteilung Haushalte pro Hausanschluss	46
Abbildung 32: Sternnetz ein Strang mit acht Hausanschlüssen.....	47
Abbildung 33: Sternnetz sechs Stränge mit jeweils 20 Hausanschlüssen	48
Abbildung 34: Netz Szenario1	51
Abbildung 35: Abweichung Knotenströme Szenario 1 (8 Ladestationen)	53
Abbildung 36: Leitungsströme Szenario 1 (8 Ladestationen)	54
Abbildung 37: Knotenstrom I1 Szenario 1 (2 Ladestationen)	56
Abbildung 38: Knotenstrom I2 Szenario 1 (2 Ladestationen)	56
Abbildung 39: Leitungsströme Szenario 1 (2 Ladestationen)	57
Abbildung 40: Netz Szenario2	58
Abbildung 41: Leitungsstrom I12 Szenario 2	61
Abbildung 42: Knotenstrom I1 Szenario 2	61
Abbildung 43: Knotenstrom I2 Szenario 2	62
Abbildung 44: Abweichung Knotenstrom I1 Szenario 2.....	63
Abbildung 45: Abweichung Knotenstrom I2 Szenario 2.....	64
Abbildung 46: Netz Szenario3.....	65
Abbildung 47: Prozentuale Abweichung der Zuleitungsströme an Knoten1 mit verschiedenen Leitungslängen Szenario 3	68

Abbildung 48: Knotenströme bei einer Hausanschlusslast von 0,58 kW mit verschiedenen Leitungslängen und Ladestationen in und außer Betrieb Szenario 3.....	69
Abbildung 49: Knotenströme bei einer Hausanschlusslast von 9 kW mit verschiedenen Leitungslängen und Ladestationen in und außer Betrieb Szenario 3.....	70
Abbildung 50: Rekonstruierte Leitungsströme bezogen auf ihren Erwartungswert für verschieden Leitungslängen, Hausanschlusslasten und Ladestationen in und außer Betrieb Szenario 3.....	71
Abbildung 51: Netz Szenario 4.....	73
Abbildung 52: Abweichung der rekonstruierten Knotenströme von ihren Erwartungswerten Szenario 4.....	80
Abbildung 53: Prozentuale Abweichung der rekonstruierten Leitungsströme von ihrem Erwartungswert Szenario 4.....	81
Abbildung 54: Netz Szenario 5.....	82
Abbildung 55: Knotenströme für Aderquerschnitt von 50, 120 und 150 mm ² Szenario 5 (Hausanschlussleistungen von 9 kW).....	83
Abbildung 56: Knotenströme für Aderquerschnitt von 50, 120 und 150 mm ² Szenario 5 (Hausanschlussleistungen von 0,58 kW).....	84
Abbildung 57: Leitungsströme für Aderquerschnitt von 50, 120 und 150 mm ² sowie Hausanschlussleistungen von 0,58 und 9 kW Szenario 5.....	84
Abbildung 58: Leitungsströme für Hausanschlusslasten von 0,58 und 9 KW Szenario 5(NAYY 4x50).....	85
Abbildung 59: Leitungsströme für Hausanschlusslasten von 0,58 und 9 KW Szenario 5 (NAYY 4x120).....	85
Abbildung 60: Leitungsströme für Hausanschlusslasten von 0,58 und 9 KW Szenario 5 (NAYY 4x150).....	86
Abbildung 61: Netzstrang mit 20 Hausanschlüssen und drei Ladestationen.....	87
Abbildung 62: Netzstrang mit 20 Knoten und vier Ladestationen.....	88
Abbildung 63: Abweichung der rekonstruierten Leitungsströme von ihren Erwartungswerten Szenario 6 (3 Ladestationen).....	90
Abbildung 64: Betragliche Abweichung der Knotenströme von ihrem Erwartungswert bei einer Hausanschlusslast von 0,58 kW und 3 Ladestationen im Netzstrang Szenario 6.....	92
Abbildung 65: Betragliche Abweichung der Knotenströme von ihrem Erwartungswert bei einer Hausanschlusslast von 9 kW und 3 Ladestationen im Netzstrang Szenario 6.....	92
Abbildung 66: Abweichung Leitungsströme Szenario 6 (4 Ladestationen).....	93
Abbildung 67: Betragliche Abweichung der Knotenströme von ihrem Erwartungswert bei einer Hausanschlusslast von 0,58 kW und 4 Ladestationen im Netzstrang Szenario 6.....	94
Abbildung 68: Betragliche Abweichung der Knotenströme von ihrem Erwartungswert bei einer Hausanschlusslast von 9 kW und 4 Ladestationen im Netzstrang Szenario 6.....	95
Abbildung 69: Sternnetz Szenario 7.....	96
Abbildung 70: Leitungsströme Szenario 7 (Hausanschlusslasten konstant 0,58 kW).....	97
Abbildung 71: Leitungsströme Szenario 7 (Hausanschlusslaste konstant 9 kW).....	98
Abbildung 72: Leitungsströme Szenario 7 (Hausanschlusslasten zufällig nach Methode 1).....	98
Abbildung 73: Leitungsströme Szenario 7 (Hausanschlusslasten zufällig nach Methode 2).....	99
Abbildung 74: Leitungsströme Szenario 7 (Hausanschlusslasten zufällig nach Methode 3).....	99
Abbildung 75: Abweichung Knotenströme an Ladestation 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenström an den restlichen Ladestationen für alle sechs Netzstränge Szenario 7 (Hausanschlusslast konstant 0,58kW).....	100
Abbildung 76: Abweichung Knotenströme an Ladestation 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenström an den restlichen Ladestationen für alle sechs Netzstränge Szenario 7 (Hausanschlusslast konstant 9kW).....	101

Abbildung 77: Abweichung Knotenströme an Ladestation 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenström an den restlichen Ladestationen für alle sechs Netzstränge Szenario 7 (Hausanschlusslast zufällig nach Methode 1).....	101
Abbildung 78: Abweichung Knotenströme an Ladestation 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenström an den restlichen Ladestationen für alle sechs Netzstränge Szenario 7 (Hausanschlusslast zufällig nach Methode 2).....	102
Abbildung 79: Abweichung Knotenströme an Ladestation 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenström an den restlichen Ladestationen für alle sechs Netzstränge Szenario 7 (Hausanschlusslast zufällig nach Methode 3).....	102
Abbildung 80: Netz Szenario 8.....	103
Abbildung 81: Leitungsströme bei verschiedenen Leistungsfaktoren der Hausanschlusslasten Szenario 8.....	104
Abbildung 82: Knotenströme bei verschiedenen Leistungsfaktoren der Hausanschlusslasten Szenario 8.....	105
Abbildung 83: Zuleitungsströme an Knoten 1 bei verschiedenen Leistungsfaktoren der Hausanschlusslasten Szenario 8.....	105
Abbildung 84: Lastströme an Knoten 2 bis 8 bei verschiedenen Leistungsfaktoren der Hausanschlusslasten Szenario 8 (induktive Blindleistung).....	106
Abbildung 85: Lastströme an Knoten 2 bis 8 bei verschiedenen Leistungsfaktoren der Hausanschlusslasten Szenario 8 (kapazitive Blindleistung).....	106
Abbildung 86: Abweichung der Knotenströme an Knoten 1 verglichen mit der Summe der Abweichungen der Knotenströme an Knoten 2 bis 8 Szenario 8.....	107
Abbildung 87: Schaltbild Netz Szenario 9.....	109
Abbildung 88: Prozentuale Abweichung der Leitungsströme von ihren Erwartungswerten Szenario 9.....	110
Abbildung 89: Knotenströme bezogen auf ihren Erwartungswert Szenario 9.....	110
Abbildung 90: Zuleitungsströme an Knoten 1 Szenario 9.....	111
Abbildung 91: Prozentuale Abweichung der Knotenströme an Knoten 1 von ihren Erwartungswerten Szenario 9.....	112
Abbildung 92: Netz Szenario 10.....	113
Abbildung 93: Abweichung eines Leitungsstromes für verschiedene maximale Messfehler bei der Spannungswertaufnahme und unterschiedliche Differenzen zwischen der Spannung am Anfang und am Ende der Leitung.....	116
Abbildung 94: maximale Abweichung der rekonstruierten Netzströme abhängig vom maximalen Messfehler.....	117

13. Verwendete Abkürzungen

A	Ampere
	Matrix
a_{mn}	Matrixparameter (m beschreibt die Zeile und n beschreibt die Spalte)
bzw.	beziehungsweise
c	Lichtgeschwindigkeit
C	Kapazität
C'	Kapazitätsbelag
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
e	Eulersche Zahl
f	Frequenz
f(x)	Funktion abhängig vom Parameter x
f'(x)	Ableitung von f(x)
F(x)	Stammfunktion von f(x)
F	Farad
f_{random}	zufälliger Faktor für Anzahl der Haushalte an einem Hausanschluss
G	Leitwert
G'	Ableitbelag
GUI	grafische Benutzeroberfläche (aus dem englischen: Graphical User Interface)
h	Stunde
H0-Profil	Haushalts-Profil
Hz	Hertz
I	Stromstärke
I_{Lade}	Ladestrom einer Ladestation
j	imaginäre Einheit
k	kilo (SI-Präfix)
l	Länge
L	Induktivität
L'	Induktivitätsbelag
m	Meter
n	nano (SI-Präfix)
P	Wirkleistung
P ₀	Punkt mit x- und y-Koordinaten
Q	Blindleistung
r	Betrag einer komplexen Zahl
R	elektrischer Widerstand
R'	Widerstandsbelag
S	Scheinleistung
	Siemens
S.	Seite
U	Spannung
U_{Lade}	Ladespannung einer Ladestation
U_{St}	Sternspannung Drei-Phasen-Wechselstrom
V	Volt
W	Watt
x	Funktionsparameter
	Variablenvektor
	Realteil einer komplexen Zahl
X	Blindwiderstand

X_C	kapazitiver Blindwiderstand
X_L	induktiver Blindwiderstand
x_n	Funktionsparameter (n beschreibt Iterationsschritt) Vektorparameter (n beschreibt Position im Vektor)
X_{random}	Zufallswert
x_{max}	Maximalwert
x_{min}	Minimalwert
y	Funktionsparameter Ergebnisvektor Imaginärteil einer komplexen Zahl
y_n	Funktionsparameter (n beschreibt Iterationsschritt) Vektorparameter (n beschreibt Position im Vektor)
Y	Admittanz
z	komplexe Zahl
Z	Impedanz
μ	mikro (SI-Präfix)
π	Kreiszahl
φ	Phasenwinkel
Ω	Ohm

14. Anhang

14.1. Netzdaten Szenario 1

Tabelle 35: Koordinaten Netzknoten Szenario 1

Knoten	x-Koordinate	y-Koordinate
0	0	0
1	0	-1
2	0	-2
3	0	-3
4	0	-4
5	0	-5
6	0	-6
7	0	-7
8	0	-8
9	0	-9

Tabelle 36: Leitungsdaten Szenario 1

Startknoten	Endknoten	Länge [km]
1	2	0.02
2	3	0.02
3	4	0.02
4	5	0.02
5	6	0.02
6	7	0.02
7	8	0.02
8	9	0.02

Tabelle 37: Hausanschlussleistung in MW Szenario 1

Hausanschlusslasten [MW]
0.002

Tabelle 38: Leistung der Ladestationen in MW Szenario 1

Ladelasten [MW]
0.022

Tabelle 39: Positionen der Ladestationen Szenario 1

Knoten Ladestation 1	Knoten Ladestation 2
2	3
2	9
3	6
3	8
4	7
5	6
8	9

14.2. Netzdaten Szenario 3 und 4

Tabelle 40: Koordinaten Netzknoten Szenario 3 und 4

Knoten	x-Koordinate	y-Koordinate
0	0	0
1	0	-1
2	0	-2
3	0	-3
4	0	-4
5	0	-5
6	0	-6
7	0	-7
8	0	-8
9	0	-9

Tabelle 41: Leitungsdaten Szenario 3 und 4

Start-Knoten	End-Knoten	Leitungslänge [km]	
1	2	0.02	0.04
2	3	0.02	0.04
3	4	0.02	0.04
4	5	0.02	0.04
5	6	0.02	0.04
6	7	0.02	0.04
7	8	0.02	0.04
8	9	0.02	0.04

Tabelle 42: Hausanschlussleistung in MW Szenario 3 und 4

Hausanschlusslasten [MW]
0.00058
0.009

Tabelle 43: Leistung der Ladestationen in MW Szenario 3 und 4

Ladelasten [MW]
0.022
0

Tabelle 44: Positionen der Ladestationen Szenario 4

Bezeichnung	Knoten Ladestation 1	Knoten Ladestation 2
2_3	2	3
2_9	2	9
3_6	3	6
3_8	3	8
4_7	4	7
5_6	5	6
8_9	8	9

14.3. Simulationsergebnisse Szenario 3

Tabelle 45: Knotenströme Szenario 3 (20m; 0,58kW; Ladestation an)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	265.6884793	250.4428493
I2	-0.850261768	1.238705728
I3	-0.853395218	1.275953084
I4	-0.856026237	1.307578704
I5	-0.858144155	1.333270248
I6	-0.8597403	1.352770525
I7	-0.86080809	1.365882262
I8	-0.861343098	1.372405754

Tabelle 46: Knotenströme Szenario 3 (20m; 0,58kW; Ladestation aus)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	5.863576795	5.472061848
I2	-0.837489364	-0.781605437
I3	-0.837565214	-0.78165527
I4	-0.837628435	-0.781696801
I5	-0.837679019	-0.781730027
I6	-0.837716962	-0.781754949
I7	-0.83774226	-0.781771564
I8	-0.83775491	-0.781847802

Tabelle 47: Knotenströme Szenario 3 (40m; 0,58kW; Ladestation an)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	270.2034299	255.0204932
I2	-0.858630343	1.127852559
I3	-0.865182632	1.202594793
I4	-0.870729118	1.267352834
I5	-0.875223984	1.320843246
I6	-0.878629367	1.36197514
I7	-0.880916139	1.38989096
I8	-0.882064525	1.403870474

Tabelle 48: Knotenströme Szenario 3 (40m; 0,58kW; Ladestation aus)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	5.866060005	5.473698018
I2	-0.837679054	-0.781721366
I3	-0.837830886	-0.781821087
I4	-0.837957461	-0.781904199
I5	-0.838058752	-0.781970697
I6	-0.83813474	-0.782020577
I7	-0.838185408	-0.782053836
I8	-0.838210747	-0.782206255

Tabelle 49: Knotenströme Szenario 3 (20m; 9kW; Ladestation an)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	355.9585115	335.0071539
I2	-13.27563941	-10.83729742
I3	-13.34402802	-10.77817629
I4	-13.40162415	-10.71756765
I5	-13.44810323	-10.65626562
I6	-13.4831999	-10.59500284
I7	-13.5067117	-10.53443263
I8	-13.51850202	-10.47517893

Tabelle 50: Knotenströme Szenario 3 (20m; 9kW; Ladestation aus)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	91.7659055	85.69804916
I2	-13.06884426	-12.21577139
I3	-13.08751693	-12.2281285
I4	-13.10312314	-12.23843525
I5	-13.11563809	-12.24668659
I6	-13.12504185	-12.25287855
I7	-13.13131941	-12.25700817
I8	-13.13446072	-12.25914072

Tabelle 51: Knotenströme Szenario 3 (40m; 9kW; Ladestation an)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	364.9114076	344.0861399
I2	-13.46356612	-11.64766631
I3	-13.60938468	-11.54203817
I4	-13.73363618	-11.42563015
I5	-13.83488387	-11.30147043
I6	-13.91192369	-11.17256121
I7	-13.96381922	-11.0417322
I8	-13.98992972	-10.91163032

Tabelle 52: Knotenströme Szenario 3 (40m; 9kW; Ladestation aus)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	92.39600117	86.3365443
I2	-13.11669268	-12.2788465
I3	-13.15466209	-12.30415021
I4	-13.18649164	-12.32527611
I5	-13.21207958	-12.34220224
I6	-13.23134354	-12.35491148
I7	-13.24422113	-12.36339123
I8	-13.25067047	-12.36776654

Tabelle 53: Leitungsströme Szenario 3 (20m; 0,58kW; Ladestation an)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	5.863576723	5.472061848
I23	5.026087284	4.690456412
I34	4.188521993	3.908801142
I45	3.350893479	3.127104341
I56	2.51321438	2.345374314
I67	1.675497336	1.563619366
I78	0.837754994	0.781847802

Tabelle 54: Leitungsströme Szenario 3 (20m; 0,58kW; Ladestation aus)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	5.863576723	5.472061848
I23	5.026087284	4.690456412
I34	4.188521993	3.908801142
I45	3.350893479	3.127104341
I56	2.51321438	2.345374314
I67	1.675497336	1.563619366
I78	0.837754994	0.781847802

Tabelle 55: Leitungsströme Szenario 3 (40m; 0,58kW; Ladestation an)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	237.9207263	222.7364379
I23	204.4941413	191.2955532
I34	170.8120962	159.6808758
I45	136.9138974	127.9205724
I56	102.8405911	96.04326457
I67	68.63465871	64.07791889
I78	34.33968435	32.05374942

Tabelle 56: Leitungsströme Szenario 3 (40m; 0,58kW; Ladestation aus)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	5.866059	5.473698018
I23	5.02838	4.691976652
I34	4.190549	3.910155565
I45	3.352591	3.128251366
I56	2.514532	2.346280668
I67	1.676397	1.564260091
I78	0.838211	0.782206255

Tabelle 57: Leitungsströme Szenario 3 (20m; 9kW; Ladestation an)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	323.700428	302.7482177
I23	277.973714	259.8434674
I34	232.011205	216.7800435
I45	185.85017	173.5839262
I56	139.528968	130.2813577
I67	93.086846	86.89878215
I78	46.563729	43.46278968

Tabelle 58: Leitungsströme Szenario 3 (20m; 9kW; Ladestation aus)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	91.76592452	85.69804916
I23	78.69709103	73.48227777
I34	65.60957962	61.25414927
I45	52.50645894	49.01571402
I56	39.39082174	36.76902743
I67	26.26578011	24.51614888
I78	13.13446072	12.25914072

Tabelle 59: Leitungsströme Szenario 3 (40m; 9kW; Ladestation an)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	332.4093733	311.5803825
I23	286.0370482	267.8271523
I34	239.1614321	223.726801
I45	191.857215	179.3347641
I56	144.2039233	134.7078661
I67	96.28512684	89.90397658
I78	48.18753456	44.98170407

Tabelle 60: Leitungsströme Szenario 3 (40m; 9kW; Ladestation aus)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	92.39607906	86.3365443
I23	79.27943068	74.0576978
I34	66.12479141	61.7535476
I45	52.93830999	49.42827149
I56	39.72623411	37.08606925
I67	26.49489149	24.73115777
I78	13.25067047	12.36776654

14.4. Simulationsergebnisse Szenario 5

Tabelle 61: Lastströme Szenario 5 (0,58kW, 4x150)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	265.6884793	250.4428493
I2	-0.850261768	1.238705729
I3	-0.853395218	1.275953084
I4	-0.856026237	1.307578704
I5	-0.858144155	1.333270248
I6	-0.8597403	1.352770525
I7	-0.86080809	1.365882262
I8	-0.861343098	1.372405754

Tabelle 62: Lastströme Szenario 5 (0,58kW, 4x120)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	266.040926	252.8267507
I2	-0.850917396	0.953538184
I3	-0.854318267	0.98787786
I4	-0.857175804	1.017085574
I5	-0.859477375	1.04084692
I6	-0.861212703	1.05890232
I7	-0.862373975	1.071052259
I8	-0.862955934	1.077099134

Tabelle 63: Lastströme Szenario 5 (0,58kW, 4x50)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	275.5108735	274.7629059
I2	-0.868122996	-0.79202842
I3	-0.878778441	-0.789352682
I4	-0.887893613	-0.786617789
I5	-0.895345817	-0.784072166
I6	-0.90103119	-0.78194068
I7	-0.904868312	-0.780408711
I8	-0.906801152	-0.779626424

Tabelle 64: Lastströme Szenario 5 (9kW, 4x150)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	355.9585119	335.0071539
I2	-13.27563941	-10.45318725
I3	-13.34402802	-10.44468873
I4	-13.40162415	-10.43659167
I5	-13.44810323	-10.42942722
I6	-13.4831999	-10.42364245
I7	-13.5067117	-10.41958609
I8	-13.51850202	-10.41756253

Tabelle 65: Lastströme Szenario 5 (9kW, 4x120)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	356.6434517	338.4856701
I2	-13.29009722	-10.85593757
I3	-13.36442526	-10.85839225
I4	-13.42708483	-10.85951043
I5	-13.47769101	-10.85977419
I6	-13.51592837	-10.8595926
I7	-13.54155589	-10.85928669
I8	-13.5544107	-10.85913897

Tabelle 66: Lastströme Szenario 5 (9kW, 4x50)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I1	375.798077	374.8222323
I2	-13.68043217	-13.60108143
I3	-13.92292391	-13.81831725
I4	-14.13279878	-14.00506935
I5	-14.30608529	-14.15836274
I6	-14.43933302	-14.27567349
I7	-14.52978101	-14.35502113
I8	-14.57550085	-14.3950598

Tabelle 67: Leitungsströme Szenario 5 (0,58kW, 4x150)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	233.5749248	218.3289769
I23	200.4735359	187.3163742
I34	167.2500711	156.2221639
I45	133.9241264	125.0597818
I56	100.5157021	93.84275655
I67	67.04512682	62.5846881
I78	33.53297786	31.29922901

Tabelle 68: Leitungsströme Szenario 5 (0,58kW, 4x120)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	233.914113	220.6996184
I23	200.787201	189.3769795
I34	167.527801	157.9596817
I45	134.157103	126.4632023
I56	100.696775	94.90318331
I67	67.168878	63.2953969
I78	33.595767	31.65571216

Tabelle 69: Leitungsströme Szenario 5 (0,58kW, 4x50)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	243.0398417	242.2914839
I23	209.243145	208.5706522
I34	175.0315133	174.4483242
I45	140.4649528	139.9829831
I56	105.6082352	105.2375179
I67	70.53016469	70.27853206
I78	35.30270638	35.17553219

Tabelle 70: Leitungsströme Szenario 5 (9kW, 4x150)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	323.7004277	302.7482177
I23	277.9737143	259.8434674
I34	232.0112053	216.7800435
I45	185.8501703	173.5839262
I56	139.528968	130.2813577
I67	93.08684589	86.89878215
I78	46.56372914	43.46278968

Tabelle 71: Leitungsströme Szenario 5 (9kW, 4x120)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	324.366523	306.207883
I23	278.590014	262.8650411
I34	232.55725	219.3380537
I45	186.308519	175.6567804
I56	139.885404	131.8515393
I67	93.33055	87.95301067
I78	46.687415	43.99214291

Tabelle 72: Leitungsströme Szenario 5 (9kW, 4x50)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert
I12	343.020075	342.0431197
I23	295.899254	295.0009818
I34	247.942877	247.1488506
I45	199.263409	198.5969398
I56	149.986961	149.4681463
I67	100.251505	99.89632548
I78	50.204493	50.02406189

14.5. Netzdaten Szenario 6

Tabelle 73: Koordinaten Netzknoten Szenario 6

Knoten	x-Koordinate	y-Koordinate
0	0	0
1	0	-1
2	0	-2
3	0	-3
4	0	-4
5	0	-5
6	0	-6
7	0	-7
8	0	-8
9	0	-9
10	0	-10
11	0	-11
12	0	-12
13	0	-13
14	0	-14
15	0	-15
16	0	-16
17	0	-17
18	0	-18
19	0	-19
20	0	-20
21	0	-21

Tabelle 74: Leitungsdaten Szenario 6

Start-Knoten	End-Knoten	Leitungslänge [km]
1	2	0.02
2	3	0.02
3	4	0.02
4	5	0.02
5	6	0.02
6	7	0.02
7	8	0.02
8	9	0.02
9	10	0.02
10	11	0.02
11	12	0.02
12	13	0.02
13	14	0.02
14	15	0.02
15	16	0.02
16	17	0.02
17	18	0.02
18	19	0.02
19	20	0.02
20	21	0.02

Tabelle 75: Hausanschlussleistung in MW Szenario 6

Hausanschlusslasten [MW]
0.00058
0.009

Tabelle 76: Leistung der Ladestationen in MW Szenario 6

Ladelasten [MW]
0.022
0

14.6. Simulationsergebnisse Szenario 6

Tabelle 77: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 3 Ladestationen: K2, K9, K16)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	110.14457	105.00818	5.13638
I12	78.23978	73.10313	5.13665
I2	-5.94263	-3.46446	-2.47817
I23	40.07237	37.41385	2.65852
I3	-7.68140	-5.02288	-2.65852

Tabelle 78: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 3 Ladestationen: K5, K12, K21)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	108.26642	103.26905	4.99737
I12	76.16371	71.16607	4.99764
I2	-6.83609	-4.28465	-2.55144
I23	36.90959	34.46333	2.44626
I3	-4.29217	-1.84591	-2.44626

Tabelle 79: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 3 Ladestationen: K7, K14, K21)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	106.92543	102.01693	4.90849
I12	74.69089	69.78216	4.90873
I2	-6.00181	-3.49156	-2.51025
I23	36.14287	33.74436	2.39851
I3	-3.44384	-1.04533	-2.39851

Tabelle 80: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 3 Ladestationen: K8, K12, K18)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	107.25989	102.31158	4.94831
I12	74.96035	70.01267	4.94768
I2	-4.28207	-1.87053	-2.41155
I23	38.20106	35.66468	2.53638
I3	-5.58714	-3.04946	-2.53768

Tabelle 81: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 3 Ladestationen: K11, K13, K15)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	105.87611	101.00528	4.87084
I12	73.38204	68.51119	4.87085
I2	-1.71771	0.55126	-2.26897
I23	39.08207	36.48018	2.60189
I3	-6.45266	-3.85077	-2.60189

Tabelle 82: Ströme Szenario 6 (9kW; 3 Ladestationen: K2, K9, K16)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	321.94480	303.80901	18.13580
I12	289.67796	271.53335	18.14461
I2	-95.84895	-88.16168	-7.68726
I23	160.30676	149.84597	10.46079
I3	-126.04908	-115.58807	-10.46101

Tabelle 83: Ströme Szenario 6 (9kW; 3 Ladestationen: K5, K12, K21)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	283.70870	267.78877	15.91993
I12	250.79352	234.86783	15.92569
I2	-111.42208	-102.41949	-9.00259
I23	105.33265	98.40759	6.92506
I3	-70.65659	-63.73144	-6.92515

Tabelle 84: Ströme Szenario 6 (9kW; 3 Ladestationen: K7, K14, K21)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	257.40014	243.03654	14.36360
I12	224.07803	209.71045	14.36758
I2	-98.18304	-89.85831	-8.32473
I23	91.54870	85.50476	6.04394
I3	-56.76677	-50.72278	-6.04398

Tabelle 85: Ströme Szenario 6 (9kW; 3 Ladestationen: K8, K12, K18)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	264.06435	249.22531	14.83904
I12	230.55261	215.71142	14.84120
I2	-69.86704	-63.34940	-6.51764
I23	126.57303	118.24856	8.32447
I3	-91.95034	-83.62579	-8.32455

Tabelle 86: Ströme Szenario 6 (9kW; 3 Ladestationen: K11, K13, K15)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	264.06435	249.22531	14.83904
I12	230.55261	215.71142	14.84120
I2	-69.86704	-63.34940	-6.51764
I23	126.57303	118.24856	8.32447
I3	-91.95034	-83.62579	-8.32455

Tabelle 87: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 4 Ladestationen: K2, K7, K12, K17)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	143.90033	136.60377	7.29656
I12	111.95104	104.65400	7.29704
I2	-4.25270	-1.92992	-2.32277
I23	75.42073	70.44632	4.97441
I3	-4.28223	-1.87471	-2.40752
I34	38.63618	36.06927	2.56691
I4	-6.01763	-3.45072	-2.56691

Tabelle 88: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 4 Ladestationen: K3, K8, K16, K20)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	143.67001	136.42650	7.24351
I12	111.63440	104.39027	7.24413
I2	-5.55180	-3.15574	-2.39606
I23	73.71771	68.86938	4.84834
I3	-5.42429	-2.69917	-2.72512
I34	35.83287	33.45044	2.38243
I4	-2.76661	-0.64338	-2.12324

Tabelle 89: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 4 Ladestationen: K6, K8, K13, K18)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	142.60433	135.36948	7.23485
I12	110.31244	103.07740	7.23503
I2	-2.99572	-0.70065	-2.29507
I23	74.89358	69.95348	4.94010
I3	-4.30144	-1.88228	-2.41916
I34	37.94386	35.42291	2.52095
I4	-5.18041	-2.65946	-2.52095

Tabelle 90: Ströme Szenario 6 (0,58kW; 4 Ladestationen: K6, K11, K16, K21)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	141.94578	134.79367	7.15211
I12	109.65105	102.49849	7.15256
I2	-4.29818	-1.94492	-2.35327
I23	72.72964	67.93022	4.79942
I3	-4.32727	-1.89043	-2.43684
I34	35.55784	33.19524	2.36260
I4	-2.60410	-0.24151	-2.36260

Tabelle 91: Ströme Szenario 6 (9kW; 4 Ladestationen: K2, K7, K12, K17)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	371.42819	350.47479	20.95340
I12	339.10851	318.14536	20.96315
I2	-68.19998	-62.47520	-5.72478
I23	237.54116	222.29760	15.24356
I3	-69.76525	-63.31066	-6.45460
I34	133.63466	124.84467	8.78999
I4	-99.04439	-90.25433	-8.79006

Tabelle 92: Ströme Szenario 6 (9kW; 4 Ladestationen: K3, K8, K16, K20)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	360.03833	339.80062	20.23771
I12	327.47284	307.22554	20.24731
I2	-89.66686	-82.57583	-7.09103
I23	204.21489	191.05284	13.16205
I3	-88.95626	-77.14221	-11.81404
I34	84.85489	79.23142	5.62347
I4	-45.66774	-44.31900	-1.34874

Tabelle 93: Ströme Szenario 6 (9kW; 4 Ladestationen: K6, K8, K13, K18)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	340.25403	320.87776	19.37627
I12	306.97339	287.60708	19.36631
I2	-48.35007	-43.53370	-4.81637
I23	224.89665	210.41115	14.48550
I3	-70.22317	-63.73263	-6.49054
I34	120.19884	112.27579	7.92305
I4	-85.38265	-77.46444	-7.91820

Tabelle 94: Ströme Szenario 6 (9kW; 4 Ladestationen: K6, K11, K16, K21)

	erwartet	rekonstruiert	Differenz
I1	321.56599	303.38704	18.17895
I12	288.29035	270.10562	18.18473
I2	-69.91801	-63.71717	-6.20084
I23	184.15872	172.17229	11.98643
I3	-71.18593	-64.37516	-6.81078
I34	78.13324	72.95725	5.17599
I4	-43.02217	-37.84616	-5.17601

14.7. Netzdaten Szenario 7

Tabelle 95: Koordinaten Trafo-Anschluss-Knoten Szenario 7

Knoten	x-Koordinate	y-Koordinate
0	0	0
1	0	-1

Tabelle 96: Koordinaten Knoten Strang 1 Szenario 7

Knoten	x-Koordinate	y-Koordinate
2	0	-2
3	0	-3
4	0	-4
5	0	-5
6	0	-6
7	0	-7
8	0	-8
9	0	-9
10	0	-10
11	0	-11
12	0	-12
13	0	-13
14	0	-14
15	0	-15
16	0	-16
17	0	-17
18	0	-18
19	0	-19
20	0	-20
21	0	-21

Tabelle 97: Koordinaten Knoten Strang 2 Szenario 7

Knoten	x-Koordinate	y-Koordinate
22	1	-2
23	1	-3
24	1	-4
25	1	-5
26	1	-6
27	1	-7
28	1	-8
29	1	-9
30	1	-10
31	1	-11
32	1	-12
33	1	-13
34	1	-14
35	1	-15
36	1	-16
37	1	-17
38	1	-18
39	1	-19
40	1	-20
41	1	-21

Tabelle 98: Koordinaten Knoten Strang 3 Szenario 7

Knoten	x-Koordinate	y-Koordinate
42	2	-2
43	2	-3
44	2	-4
45	2	-5
46	2	-6
47	2	-7
48	2	-8
49	2	-9
50	2	-10
51	2	-11
52	2	-12
53	2	-13
54	2	-14
55	2	-15
56	2	-16
57	2	-17
58	2	-18
59	2	-19
60	2	-20
61	2	-21

Tabelle 99: Koordinaten Knoten Strang 4 Szenario 7

Knoten	x-Koordinate	y-Koordinate
62	-1	-2
63	-1	-3
64	-1	-4
65	-1	-5
66	-1	-6
67	-1	-7
68	-1	-8
69	-1	-9
70	-1	-10
71	-1	-11
72	-1	-12
73	-1	-13
74	-1	-14
75	-1	-15
76	-1	-16
77	-1	-17
78	-1	-18
79	-1	-19
80	-1	-20
81	-1	-21

Tabelle 100: Koordinaten Knoten Strang 5 Szenario 7

Knoten	x-Koordinate	y-Koordinate
82	-2	-2
83	-2	-3
84	-2	-4
85	-2	-5
86	-2	-6
87	-2	-7
88	-2	-8
89	-2	-9
90	-2	-10
91	-2	-11
92	-2	-12
93	-2	-13
94	-2	-14
95	-2	-15
96	-2	-16
97	-2	-17
98	-2	-18
99	-2	-19
100	-2	-20
101	-2	-21

Tabelle 101: Koordinaten Knoten Strang 6 Szenario 7

Knoten	x-Koordinate	y-Koordinate
102	3	-2
103	3	-3
104	3	-4
105	3	-5
106	3	-6
107	3	-7
108	3	-8
109	3	-9
110	3	-10
111	3	-11
112	3	-12
113	3	-13
114	3	-14
115	3	-15
116	3	-16
117	3	-17
118	3	-18
119	3	-19
120	3	-20
121	3	-21

Tabelle 102: Leitungsdaten Strang 1 Szenario 7

Start-Knoten	End-Knoten	Leitungslänge [km]
1	2	0.032
2	3	0.045
3	4	0.035
4	5	0.021
5	6	0.034
6	7	0.03
7	8	0.032
8	9	0.014
9	10	0.053
10	11	0.036
11	12	0.05
12	13	0.046
13	14	0.024
14	15	0.044
15	16	0.026
16	17	0.026
17	18	0.037
18	19	0.011
19	20	0.05
20	21	0.042

Tabelle 103: Leitungsdaten Strang 2 Szenario 7

Start-Knoten	End-Knoten	Leitungslänge [km]
1	22	0.008
22	23	0.01
23	24	0.042
24	25	0.031
25	26	0.047
26	27	0.025
27	28	0.014
28	29	0.015
29	30	0.045
30	31	0.036
31	32	0.022
32	33	0.035
33	34	0.039
34	35	0.044
35	36	0.02
36	37	0.014
37	38	0.024
38	39	0.037
39	40	0.043
40	41	0.012

Tabelle 104: Leitungsdaten Strang 3 Szenario 7

Start-Knoten	End-Knoten	Leitungslänge [km]
1	42	0.051
42	43	0.009
43	44	0.043
44	45	0.018
45	46	0.045
46	47	0.02
47	48	0.014
48	49	0.018
49	50	0.012
50	51	0.045
51	52	0.016
52	53	0.042
53	54	0.014
54	55	0.025
55	56	0.011
56	57	0.051
57	58	0.015
58	59	0.02
59	60	0.054
60	61	0.038

Tabelle 105: Leitungsdaten Strang 4 Szenario 7

Start-Knoten	End-Knoten	Leitungslänge [km]
1	62	0.016
62	63	0.011
63	64	0.045
64	65	0.027
65	66	0.044
66	67	0.013
67	68	0.026
68	69	0.027
69	70	0.02
70	71	0.046
71	72	0.043
72	73	0.048
73	74	0.036
74	75	0.043
75	76	0.052
76	77	0.032
77	78	0.04
78	79	0.043
79	80	0.029
80	81	0.041

Tabelle 106: Leitungsdaten Strang 5 Szenario 7

Start-Knoten	End-Knoten	Leitungslänge [km]
1	82	0.021
82	83	0.008
83	84	0.051
84	85	0.039
85	86	0.011
86	87	0.046
87	88	0.036
88	89	0.049
89	90	0.031
90	91	0.053
91	92	0.048
92	93	0.019
93	94	0.039
94	95	0.015
95	96	0.032
96	97	0.027
97	98	0.014
98	99	0.011
99	100	0.024
100	101	0.025

Tabelle 107: Leitungsdaten Strang 6 Szenario 7

Start-Knoten	End-Knoten	Leitungslänge [km]
1	102	0.025
102	103	0.026
103	104	0.032
104	105	0.052
105	106	0.041
106	107	0.048
107	108	0.02
108	109	0.035
109	110	0.019
110	111	0.028
111	112	0.012
112	113	0.009
113	114	0.049
114	115	0.012
115	116	0.013
116	117	0.02
117	118	0.052
118	119	0.014
119	120	0.046
120	121	0.033

Tabelle 108: Hausanschlusslasten in kW Strang 1 Szenario 7

Knoten	Leistung random Methode 1	Leistung random Methode 2	Leistung random Methode 3 (1.7)	feste Leistung 0.58kW	feste Leistung 9kW
2	2.1	0.7	1	0.58	9
3	2	3.4	1.4	0.58	9
4	3.8	1.2	0.5	0.58	9
5	6.5	3.1	0.3	0.58	9
6	6.7	1.6	2.5	0.58	9
7	0.2	2.4	1.3	0.58	9
8	0.3	0.3	1.9	0.58	9
9	2.6	2.9	0.6	0.58	9
10	0.4	3	0.8	0.58	9
11	0.7	1.8	0.6	0.58	9
12	1.7	0.7	1.3	0.58	9
13	1	2.1	1.7	0.58	9
14	0.5	0.1	0.4	0.58	9
15	0.8	1.9	2.2	0.58	9
16	2.2	4.2	1.1	0.58	9
17	0.7	2.2	1.4	0.58	9
18	0.6	1.6	0.8	0.58	9
19	4.1	3.3	1.6	0.58	9
20	2.1	0.7	1.9	0.58	9
21	3.2	3.7	0.6	0.58	9

Tabelle 109: Hausanschlusslasten in kW Strang 2 Szenario 7

Knoten	Leistung random Methode 1	Leistung random Methode 2	Leistung random Methode 3 (1.7)	feste Leistung 0.58kW	feste Leistung 9kW
22	5.8	1.2	2.4	0.58	9
23	1.2	0.1	2.3	0.58	9
24	4.8	2.9	1	0.58	9
25	1.6	0.3	1.4	0.58	9
26	4.9	3.9	2.1	0.58	9
27	0.5	3.7	0.2	0.58	9
28	4.7	3.5	1.8	0.58	9
29	4	1.5	0.9	0.58	9
30	1.6	4.8	0.7	0.58	9
31	3.5	0.1	0.8	0.58	9
32	2.8	4.3	1.9	0.58	9
33	0.1	0.1	1.6	0.58	9
34	2.1	3.5	1.5	0.58	9
35	1.2	5.4	0.5	0.58	9
36	2.8	3.9	0.4	0.58	9
37	5.5	4.1	0.4	0.58	9
38	0.2	3	1.3	0.58	9
39	4.5	1.8	2	0.58	9
40	0.7	4.3	0.6	0.58	9
41	1.6	3.3	1.8	0.58	9

Tabelle 110: Hausanschlusslasten in kW Strang 3 Szenario 7

Knoten	Leistung random Methode 1	Leistung random Methode 2	Leistung random Methode 3 (1.7)	feste Leistung 0.58kW	feste Leistung 9kW
42	1.6	4.3	0.6	0.58	9
43	4.1	0.6	1.6	0.58	9
44	1.8	1.7	0.1	0.58	9
45	1.3	3.3	0.5	0.58	9
46	3.3	2.1	1.4	0.58	9
47	2.1	1.5	0.8	0.58	9
48	0.8	5.1	2.2	0.58	9
49	0.4	1.8	1.3	0.58	9
50	3.1	2.8	2.5	0.58	9
51	6.8	4.6	0.4	0.58	9
52	2.2	2.2	1	0.58	9
53	3.7	0.8	1.5	0.58	9
54	1	2.2	0.4	0.58	9
55	0.9	2.5	1.3	0.58	9
56	0.7	3	0.5	0.58	9
57	6.9	0.1	0.4	0.58	9
58	4.3	3.7	0.4	0.58	9
59	1.1	1.4	0.8	0.58	9
60	4.7	2.9	1.4	0.58	9
61	2.3	1.7	0.7	0.58	9

Tabelle 111: Hausanschlusslasten in kW Strang 4 Szenario 7

Knoten	Leistung random Methode 1	Leistung random Methode 2	Leistung random Methode 3 (1.7)	feste Leistung 0.58kW	feste Leistung 9kW
62	1.1	2.5	0.4	0.58	9
63	4	0.2	2.5	0.58	9
64	3.9	0.9	0.7	0.58	9
65	3.6	3.8	0.1	0.58	9
66	1.1	1.3	0.3	0.58	9
67	1.4	1	2	0.58	9
68	1.9	1.7	1.1	0.58	9
69	2.8	3.6	2	0.58	9
70	1.2	4	1	0.58	9
71	1.6	0.3	0.8	0.58	9
72	1.6	0.1	2.3	0.58	9
73	0.1	2.2	0.2	0.58	9
74	0.8	6.5	0.9	0.58	9
75	1	2.2	0.1	0.58	9
76	8.9	2.6	1	0.58	9
77	2	2.9	1.8	0.58	9
78	0.6	2.9	2.3	0.58	9
79	1.2	3.6	2.5	0.58	9
80	3.8	0.8	2	0.58	9
81	7.2	1.8	0.2	0.58	9

Tabelle 112: Hausanschlusslasten in kW Strang 5 Szenario 7

Knoten	Leistung random Methode 1	Leistung random Methode 2	Leistung random Methode 3 (1.7)	feste Leistung 0.58kW	feste Leistung 9kW
82	4.3	2.6	1.1	0.58	9
83	1.8	1.6	1.8	0.58	9
84	2.4	0.6	2.2	0.58	9
85	1.3	0.1	0.7	0.58	9
86	1.5	4.4	2.3	0.58	9
87	0.8	4.2	2.3	0.58	9
88	2.8	2.5	0.5	0.58	9
89	8.3	3.5	1.4	0.58	9
90	0.6	2	0.1	0.58	9
91	2.7	2.5	0.2	0.58	9
92	3.3	2.1	1.1	0.58	9
93	0.1	5.1	1.7	0.58	9
94	1.8	2.4	0.5	0.58	9
95	0.9	1.2	1.7	0.58	9
96	3.3	1.1	1.7	0.58	9
97	1	2.7	1.5	0.58	9
98	0.8	3.2	0.1	0.58	9
99	5.5	1.4	0.1	0.58	9
100	2.7	2.8	2	0.58	9
101	7.1	2	2.2	0.58	9

Tabelle 113: Hausanschlusslasten in kW Strang 6 Szenario 7

Knoten	Leistung random Methode 1	Leistung random Methode 2	Leistung random Methode 3 (1.7)	feste Leistung 0.58kW	feste Leistung 9kW
102	0.5	1	2.4	0.58	9
103	0.6	0.1	1.8	0.58	9
104	5.5	3.1	1.7	0.58	9
105	1.9	2.1	1.6	0.58	9
106	0.2	0.6	1.2	0.58	9
107	1.1	1.3	1.1	0.58	9
108	4	4.3	2.2	0.58	9
109	2.8	0.8	0.8	0.58	9
110	1	0.3	2.5	0.58	9
111	1.7	3.2	0.3	0.58	9
112	4.1	0.8	2.5	0.58	9
113	0.5	1.8	1.1	0.58	9
114	5.1	2.2	1	0.58	9
115	1.4	0.7	0.5	0.58	9
116	2.1	3.1	0.3	0.58	9
117	3.8	2.2	2	0.58	9
118	1.9	3.9	1.2	0.58	9
119	5.1	2.3	1.4	0.58	9
120	0.5	1.4	0.9	0.58	9
121	5.9	0.4	2.5	0.58	9

Tabelle 114: Ladestationen Strang 1 Szenario 7

Knoten	Leistung Ladestation [kW]
2	11
10	11
11	22
14	0
15	22
17	0
19	11
20	11
21	0

Tabelle 115: Ladestationen Strang 2 Szenario 7

Knoten	Leistung Ladestation [kW]
22	11
23	22
26	0
29	11
34	0
35	22
36	11
37	11
39	0
40	22

Tabelle 116: Ladestationen Strang 3 Szenario 7

Knoten	Leistung Ladestation [kW]
46	22
50	0
51	22
52	11
53	11
54	11
56	11
57	22
61	11

Tabelle 117: Ladestationen Strang 4 Szenario 7

Knoten	Leistung Ladestation [kW]
64	11
66	22
69	11
73	11
74	0
76	11
79	11
80	0

Tabelle 118: Ladestationen Strang 5 Szenario 7

Knoten	Leistung Ladestation [kW]
88	22
89	11
93	11
95	22

Tabelle 119: Ladestationen Strang 6 Szenario 7

Knoten	Leistung Ladestation [kW]
106	11
109	11
110	11
114	11
116	0
118	0
119	0

14.8. Simulationsergebnisse Szenario 7

Tabelle 120: Leitungsströme in A Szenario 7 (0,58 kW)

	Maximaler Leitungsstrom	Erwartungs- wert	Simulation	Abweichung	bezogener Simulationswert
I LS 1 2	155.4495546	152.4195584	143.004408	9.415150191	0.938228727
I LS 2 3	131.4296127	131.4296127	123.001807	8.427805601	0.9358759
I LS 3 4	113.4761434	112.7669312	105.443082	7.32384927	0.935053218
I LS 4 5	76.18950102	76.18950102	71.1870146	5.002486391	0.934341526
I LS 5 6	75.27530093	74.81731791	69.8697608	4.947557137	0.933871498
I LS 6 7	38.63169373	38.42108642	35.8753805	2.545705891	0.93374196
I LS 7 8	36.79328919	36.79328919	34.347004	2.446285188	0.933512734
I LS 8 9	18.40369333	18.40369333	17.1778491	1.225844229	0.933391401
I LS 10 11	150.9529724	150.9529724	141.478524	9.474448182	0.937235763
I LS 11 12	133.7973272	132.8962508	124.481408	8.414842704	0.936681113
I LS 12 13	98.11080157	97.39816646	91.1871219	6.21104453	0.936230375
I LS 13 14	95.48471105	93.7840143	87.6821346	6.101879688	0.934936889
I LS 14 15	74.16954353	74.16954353	69.2609213	4.908622186	0.933818897
I LS 15 16	73.27621921	73.27621921	68.40429	4.871929203	0.93351282
I LS 16 17	38.44910213	38.44910213	35.8901698	2.558932369	0.933446239
I LS 17 18	20.57899204	20.03583532	18.701428	1.334407297	0.933398969
I LS 18 19	1.792349529	1.792349529	1.67267901	0.11967052	0.933232599
I LS 20 21	186.1643736	184.9655078	173.11072	11.85478756	0.935908118
I LS 21 22	148.536486	148.536486	138.905479	9.631007087	0.935160664
I LS 22 23	147.6329322	147.6329322	137.974483	9.658449403	0.934577948
I LS 23 24	112.375492	112.375492	105.008942	7.36654969	0.934447008
I LS 24 25	94.21026185	94.21026185	88.011073	6.199188835	0.93419837
I LS 25 26	76.02152678	75.74264328	70.7523134	4.990329879	0.934114659
I LS 26 27	56.87128348	56.87128348	53.1141691	3.757114421	0.933936528
I LS 27 28	38.58156622	36.83376043	34.3896515	2.444108964	0.93364487
I LS 29 30	132.909539	132.3711715	123.908704	8.462467873	0.93607016
I LS 30 31	114.6009084	113.5396308	106.201247	7.33838433	0.935367199
I LS 31 32	78.60074321	77.04841962	72.0285556	5.019864037	0.93484793
I LS 32 33	58.18092876	58.18092876	54.3518404	3.82908837	0.934186538
I LS 33 34	40.37726103	39.88834681	37.2609185	2.627428354	0.934130427
I LS 34 35	38.58907441	37.60683311	35.1113216	2.495511493	0.933642073
I LS 35 36	18.85220066	18.85220066	17.5959596	1.256241054	0.933363692
I LS 37 38	77.96569222	77.96569222	72.825594	5.140098216	0.934072307
I LS 38 39	43.93522172	42.73989593	39.9110194	2.828876557	0.933811805
I LS 39 40	23.74509005	23.5005803	21.9352789	1.565301428	0.933393073
I LS 41 42	80.22826095	79.46170566	74.2377489	5.223956735	0.934258185
I LS 42 43	60.89631671	60.89631671	56.8641215	4.032195245	0.933785893
I LS 43 44	43.29993112	41.70566947	38.936934	2.768735424	0.933612493
I LS 44 45	22.98682493	22.52662402	21.0249754	1.501648637	0.93333894
I LS 45 46	4.427471197	3.788074428	3.53484992	0.253224509	0.933152182
I LS 46 47	2.656678335	2.656678335	2.47907487	0.177603461	0.933148301

Tabelle 121: Leitungsströme in A Szenario 7 (9 kW)

	Maximaler Leitungsstrom	Erwartungs- wert	Simulation	Abweichung	bezogener Simulationswert
I LS 1 2	490.0386431	436.9361814	413.687228	23.2489538	0.946790962
I LS 2 3	344.7450336	344.7450336	324.442506	20.3025272	0.941108572
I LS 3 4	307.5904852	294.1976913	276.146046	18.051645	0.938641106
I LS 4 5	213.1887102	213.1887102	199.610688	13.5780223	0.936309844
I LS 5 6	195.5471669	186.6709863	174.541894	12.1290921	0.935024225
I LS 6 7	116.2970524	112.1835188	104.821195	7.36232367	0.934372502
I LS 7 8	80.37289927	80.37289927	75.0548389	5.31806036	0.933832667
I LS 8 9	40.22902643	40.22902643	37.5533583	2.67566816	0.933489115
I LS 10 11	456.7640461	456.7640461	431.923976	24.8400699	0.945617283
I LS 11 12	424.752621	409.3922634	386.342999	23.0492642	0.943698828
I LS 12 13	342.9826004	330.4924719	311.088883	19.403589	0.941288862
I LS 13 14	296.8441095	266.3187772	249.851801	16.466976	0.938168175
I LS 14 15	197.0206934	197.0206934	184.219727	12.8009668	0.935027298
I LS 15 16	180.5719368	180.5719368	168.685548	11.8863891	0.934173663
I LS 16 17	123.6804276	123.6804276	115.518405	8.16202246	0.934007162
I LS 17 18	86.90324532	76.84077991	71.7524947	5.08828518	0.933781448
I LS 18 19	33.33757336	33.33757336	31.1196362	2.21793716	0.933470348
I LS 20 21	457.5279536	436.104058	410.123945	25.9801127	0.940426804
I LS 21 22	353.728454	353.728454	332.01572	21.7127337	0.938617509
I LS 22 23	337.2215778	337.2215778	316.061749	21.1598288	0.937252447
I LS 23 24	280.0090737	280.0090737	262.274034	17.73504	0.936662624
I LS 24 25	242.5879393	242.5879393	227.029781	15.5581579	0.935865905
I LS 25 26	205.0173168	199.820008	186.930567	12.8894408	0.935494744
I LS 26 27	150.1167106	150.1167106	140.338305	9.77840561	0.934861312
I LS 27 28	111.8784397	78.95789209	73.7474867	5.21040543	0.934010328
I LS 29 30	413.2997026	404.0371848	381.057586	22.9795989	0.943125039
I LS 30 31	364.5138316	345.9003161	325.538098	20.3622183	0.941132698
I LS 31 32	279.9893873	252.1339826	236.762357	15.371626	0.939033898
I LS 32 33	196.0032803	196.0032803	183.603082	12.4001981	0.936734742
I LS 33 34	159.4559303	150.3824553	140.745901	9.63655456	0.935919689
I LS 34 35	126.1594798	107.7216717	100.650604	7.07106751	0.934357986
I LS 35 36	54.77805645	54.77805645	51.1355613	3.64249515	0.933504484
I LS 37 38	289.6560456	289.6560456	271.920476	17.7355694	0.938770243
I LS 38 39	235.7214048	214.048264	200.529115	13.5191492	0.93684065
I LS 39 40	151.7101895	147.1711251	137.54374	9.62738493	0.934583738
I LS 41 42	322.5428221	308.8430065	289.781645	19.0613617	0.938281388
I LS 42 43	255.7805977	255.7805977	239.501448	16.2791501	0.936355024
I LS 43 44	220.2074939	191.0312589	178.673722	12.3575373	0.935311438
I LS 44 45	135.4011294	126.8840515	118.526808	8.35724306	0.934134803
I LS 45 46	82.56023306	70.68779424	66.0159928	4.67180141	0.933909362
I LS 46 47	49.61797614	49.61797614	46.32237	3.29560612	0.9335804

Tabelle 122: Leitungsströme in A Szenario 7 (zufällig Methode 1)

	Maximaler Leitungsstrom	Erwartungs- wert	Simulation	Abweichung	bezogener Simulationswert
I LS 1 2	205.4100523	186.5704631	175.204484	11.36597905	0.93907943
I LS 2 3	153.3841765	153.3841765	143.646077	9.738099231	0.936511709
I LS 3 4	134.8065916	132.8996882	124.329065	8.570623624	0.935510581
I LS 4 5	94.17857339	94.17857339	88.021834	6.156739428	0.934626962
I LS 5 6	92.88241317	91.09582211	85.0876984	6.008123695	0.934046111
I LS 6 7	52.35342826	52.12913537	48.6800591	3.449076264	0.93383592
I LS 7 8	44.68283666	44.68283666	41.7143373	2.968499363	0.933565109
I LS 8 9	23.25274674	23.25274674	21.7043226	1.548424145	0.933408979
I LS 10 11	212.7499475	212.7499475	199.696056	13.05389119	0.938642094
I LS 11 12	194.4402893	188.7683274	177.018532	11.74979514	0.937755474
I LS 12 13	143.4936249	141.0674158	132.168389	8.899026268	0.9369165
I LS 13 14	129.2978217	122.6151736	114.699506	7.91566785	0.935442999
I LS 14 15	96.13908127	96.13908127	89.7942096	6.344871647	0.934003201
I LS 15 16	94.23748446	94.23748446	87.9799863	6.257498183	0.933598629
I LS 16 17	54.86439499	54.86439499	51.2164101	3.64798492	0.933509065
I LS 17 18	28.64863717	28.45576195	26.5619838	1.893778124	0.933448342
I LS 18 19	3.66126832	3.66126832	3.41707219	0.244196129	0.933302859
I LS 20 21	244.6960447	241.7125048	226.462442	15.25006243	0.93690826
I LS 21 22	199.5696805	199.5696805	186.768686	12.80099488	0.935857016
I LS 22 23	188.656085	188.656085	176.424837	12.23124804	0.935166427
I LS 23 24	149.6984335	149.6984335	139.961387	9.737046613	0.934955588
I LS 24 25	125.8832481	125.8832481	117.654271	8.228977358	0.934630084
I LS 25 26	106.4075301	105.9600035	99.0158417	6.944161812	0.934464311
I LS 26 27	85.88029139	85.88029139	80.2208653	5.65942609	0.934100991
I LS 27 28	56.58550844	46.75548089	43.6561604	3.099320503	0.933712146
I LS 29 30	185.6554553	182.2548966	170.894591	11.36030582	0.937668035
I LS 30 31	161.5836613	158.6523732	148.614346	10.03802751	0.936729421
I LS 31 32	118.0143042	114.167729	106.854765	7.312964508	0.935945432
I LS 32 33	93.60571213	93.60571213	87.5119749	6.093737194	0.934899943
I LS 33 34	74.91021184	74.04020486	69.1944815	4.84572335	0.93455281
I LS 34 35	59.12097435	56.45415544	52.7206232	3.733532272	0.933866121
I LS 35 36	35.37108097	35.37108097	33.0163745	2.35470647	0.933428484
I LS 37 38	128.1218252	128.1218252	119.784367	8.337457839	0.934925546
I LS 38 39	81.2464122	77.99241645	72.8811053	5.11131114	0.934463998
I LS 39 40	53.5840524	52.80001768	49.2999376	3.500080097	0.933710626
I LS 41 42	133.4586092	130.4374573	121.97734	8.460116962	0.935140433
I LS 42 43	104.0153812	104.0153812	97.1915411	6.823840047	0.934395856
I LS 43 44	85.26080428	79.16137108	73.9373046	5.224066518	0.934007377
I LS 44 45	50.02966201	48.88252298	45.6339701	3.248552846	0.933543675
I LS 45 46	27.16879537	22.8393024	21.3201198	1.519182571	0.933483845
I LS 46 47	18.17351847	18.17351847	16.9629856	1.210532832	0.933390288

Tabelle 123: Leitungsströme in A Szenario 7 (zufällig Methode 2)

	Maximaler Leitungsstrom	Erwartungs- wert	Simulation	Abweichung	bezogener Simulationswert
I LS 1 2	206.320189	194.1996787	182.436682	11.76299687	0.93942834
I LS 2 3	161.2630285	161.2630285	151.045488	10.21754037	0.936640528
I LS 3 4	140.9232644	139.5933354	130.60212	8.991215624	0.935589936
I LS 4 5	100.7070217	100.7070217	94.1218843	6.585137385	0.934610941
I LS 5 6	97.62280892	94.20514005	87.9898619	6.215278102	0.934024002
I LS 6 7	51.30817963	50.70884953	47.3532988	3.355550691	0.933827118
I LS 7 8	43.29599996	43.29599996	40.4197736	2.876226377	0.933568312
I LS 8 9	24.1190759	24.1190759	22.5130321	1.606043774	0.933411886
I LS 10 11	223.6906035	223.6906035	210.162532	13.52807186	0.93952329
I LS 11 12	207.0539366	204.0266466	191.475459	12.55118742	0.938482607
I LS 12 13	162.4777209	157.9164313	148.047774	9.868656931	0.937507093
I LS 13 14	149.0557487	140.540235	131.512584	9.027651259	0.935764649
I LS 14 15	111.53193	111.53193	104.181192	7.35073834	0.934092969
I LS 15 16	102.9299183	102.9299183	96.1011105	6.828807752	0.933655755
I LS 16 17	61.58747175	61.58747175	57.4962735	4.091198232	0.933570934
I LS 17 18	37.46362347	34.55389579	32.255823	2.298072805	0.933493091
I LS 18 19	12.17407944	12.17407944	11.3629037	0.811175753	0.933368617
I LS 20 21	235.4699894	229.5564073	214.981473	14.57493471	0.936508264
I LS 21 22	182.9540808	182.9540808	171.171138	11.78294241	0.935596176
I LS 22 23	175.6060266	175.6060266	164.179539	11.4264876	0.934931119
I LS 23 24	136.8400327	136.8400327	127.910851	8.929181582	0.9347473
I LS 24 25	117.828121	117.828121	110.099501	7.728619692	0.934407681
I LS 25 26	96.52518131	95.28936408	89.0269772	6.262386903	0.934280316
I LS 26 27	69.80822338	69.80822338	65.2052049	4.603018488	0.934061945
I LS 27 28	51.76721139	43.39232977	40.5148989	2.877430893	0.933688029
I LS 29 30	185.6708524	182.088072	170.684623	11.40344877	0.937373994
I LS 30 31	161.0336564	158.7275631	148.630253	10.09730964	0.936385909
I LS 31 32	117.2316843	111.4949628	104.312341	7.182621313	0.935578961
I LS 32 33	89.60399157	89.60399157	83.7355199	5.868471639	0.934506582
I LS 33 34	61.9476085	60.0394974	56.0988821	3.94061533	0.934366284
I LS 34 35	54.32940717	49.2673669	46.0022664	3.265100509	0.933726913
I LS 35 36	21.75099394	21.75099394	20.3018454	1.449148571	0.933375524
I LS 37 38	118.1319511	118.1319511	110.427183	7.70476845	0.934778285
I LS 38 39	78.80588134	74.21605336	69.3370085	4.879044842	0.934258902
I LS 39 40	43.46420769	42.42313118	39.6046436	2.818487567	0.933562481
I LS 41 42	113.1118516	109.7881598	102.623882	7.16427752	0.934744534
I LS 42 43	86.20109467	86.20109467	80.521736	5.679358679	0.934115005
I LS 43 44	68.67414377	62.98559545	58.8170599	4.168535536	0.933817637
I LS 44 45	39.05957	38.4913295	35.9289605	2.562369021	0.933429968
I LS 45 46	15.94469602	13.46231625	12.5651058	0.897210487	0.933353929
I LS 46 47	6.410574969	6.410574969	5.98283181	0.427743164	0.933275382

Tabelle 124: Leitungsströme in A Szenario 7 (zufällig Methode 3)

	Maximaler Leitungsstrom	Erwartungs- wert	Simulation	Abweichung	bezogener Simulationswert
I LS 1 2	175.8263329	169.7333742	159.332577	10.40079729	0.938722733
I LS 2 3	144.4742285	144.4742285	135.253593	9.22063594	0.936177988
I LS 3 4	126.3169988	124.5840469	116.516539	8.067508091	0.935244453
I LS 4 5	85.99296846	85.99296846	80.3540664	5.638902081	0.93442601
I LS 5 6	82.48495786	81.60607709	76.214019	5.392058118	0.933925777
I LS 6 7	43.25631968	42.96227394	40.1167076	2.845566344	0.933765928
I LS 7 8	39.40580663	39.40580663	36.7862156	2.61959104	0.933522715
I LS 8 9	18.66517328	18.66517328	17.4219422	1.243231132	0.933393003
I LS 10 11	170.7134692	170.7134692	160.065169	10.64830035	0.937624721
I LS 11 12	150.9286329	149.1317977	139.739497	9.392301078	0.937020131
I LS 12 13	110.8676093	109.9451411	102.960211	6.984930295	0.93646895
I LS 13 14	106.460577	103.2320147	96.5302021	6.7018126	0.935080095
I LS 14 15	79.41923471	79.41923471	74.1681888	5.251045903	0.933881938
I LS 15 16	78.64241039	78.64241039	73.4166643	5.225746086	0.933550535
I LS 16 17	43.78750171	43.78750171	40.8750318	2.912469949	0.933486273
I LS 17 18	26.03827653	24.80983758	23.1581302	1.651707356	0.933425306
I LS 18 19	3.742860127	3.742860127	3.49322423	0.249635895	0.93330344
I LS 20 21	198.3460216	195.5190046	183.002993	12.51601191	0.935985702
I LS 21 22	153.4995816	153.4995816	143.55914	9.940441421	0.935241247
I LS 22 23	152.8720117	152.8720117	142.879101	9.992911054	0.934632174
I LS 23 24	116.6998871	116.6998871	109.054995	7.64489217	0.934491006
I LS 24 25	96.94592262	96.94592262	90.5707048	6.375217833	0.934239443
I LS 25 26	78.90613882	78.27633114	73.1217392	5.154591907	0.93414878
I LS 26 27	58.59608104	58.59608104	54.7268931	3.869187916	0.933968487
I LS 27 28	40.45215265	38.2977074	35.7568584	2.540848962	0.933655325
I LS 29 30	150.7896468	150.6963109	141.138745	9.557565811	0.936577307
I LS 30 31	133.5120226	130.3883725	122.012329	8.376043922	0.935760806
I LS 31 32	92.1247121	88.99139966	83.2223023	5.76909737	0.935172417
I LS 32 33	68.46899415	68.46899415	63.9787099	4.490284263	0.93441872
I LS 33 34	49.99362589	49.90846757	46.6289023	3.279565249	0.9342884
I LS 34 35	48.2783209	44.90320062	41.9257235	2.977477145	0.933691205
I LS 35 36	20.70464613	20.70464613	19.3250831	1.379562985	0.9333694
I LS 37 38	88.99363804	88.99363804	83.1481239	5.845514103	0.934315371
I LS 38 39	53.45955328	52.99175741	49.4936322	3.498125181	0.933987372
I LS 39 40	31.88773949	31.67496381	29.5673824	2.107581401	0.933462232
I LS 41 42	98.88983728	96.85245733	90.508923	6.343534334	0.934503114
I LS 42 43	75.77208049	75.77208049	70.7656762	5.006404323	0.933928113
I LS 43 44	55.05839347	51.6080798	48.1873169	3.420762934	0.933716524
I LS 44 45	30.55954738	30.15853319	28.1500334	2.008499792	0.93340194
I LS 45 46	12.35317329	10.12395562	9.44910117	0.674854446	0.933340833
I LS 46 47	7.413738945	7.413738945	6.91931982	0.49441913	0.933310421

Tabelle 125: Knotenströme in A Strang 1 Szenario 7 (0,58 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I1	168.75609	159.34460	9.41149
I2	-4.01401	-3.02589	-0.98813
I3	-1.60847	-0.50409	-1.10438
I4	-2.01500	0.30652	-2.32152
I5	-1.37219	-1.31725	-0.05493
I6	-1.58631	0.81556	-2.40187
I7	-1.62780	-1.52838	-0.09942
I8	-0.92107	0.29937	-1.22044
I9	-0.92177	0.30407	-1.22584

Tabelle 126: Knotenströme in A Strang 2 Szenario 7 (0,58 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I10	150.95292	141.47852	9.47439
I11	-1.76045	-0.69967	-1.06078
I12	-2.41475	-0.20986	-2.20489
I13	-3.61424	-3.50499	-0.10925
I14	-2.72515	-1.53185	-1.19330
I15	-0.89332	-0.85663	-0.03669
I16	-0.89458	1.41841	-2.31300
I17	-1.43821	-0.21368	-1.22453
I18	-1.24842	-0.03368	-1.21474
I19	-1.79235	-1.67268	-0.11967

Tabelle 127: Knotenströme in A Strang 3 Szenario 7 (0,58 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I20	218.62959	206.77610	11.85349
I21	-2.37829	-0.15390	-2.22438
I22	-0.90356	-0.93100	0.02743
I23	-0.90564	1.38647	-2.29211
I24	-0.90983	0.25758	-1.16741
I25	-1.18989	0.01902	-1.20891
I26	-1.54728	-0.31403	-1.23325
I27	-2.66387	-1.35085	-1.31302
I28	-1.92543	0.51868	-2.44411

Tabelle 128: Knotenströme in A Strang 4 Szenario 7 (0,58 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I29	148.79177	140.32999	8.46178
I30	-2.26519	-1.14071	-1.12449
I31	-3.12272	-0.80369	-2.31903
I32	-1.98951	-0.79866	-1.19084
I33	-1.38064	-0.17893	-1.20171
I34	-2.28152	-2.14960	-0.13192
I35	-1.70988	-0.47061	-1.23927
I36	-1.79843	-0.54219	-1.25624

Tabelle 129: Knotenströme in A Strang 5 Szenario 7 (0,58 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I37	77.96569	72.82559	5.14009
I38	-2.06945	0.24183	-2.31128
I39	-2.55983	-1.29626	-1.26358
I40	-6.80104	-5.23574	-1.56530

Tabelle 130: Knotenströme in A Strang 6 Szenario 7 (0,58 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I41	112.59785	107.37409	5.22376
I42	-1.86867	-0.67689	-1.19178
I43	-2.47560	-1.21213	-1.26347
I44	-2.39894	-1.13185	-1.26709
I45	-1.94944	-0.70102	-1.24842
I46	-1.13140	-1.05578	-0.07562
I47	-2.65668	-2.47907	-0.17760

Tabelle 131: Knotenströme in A Strang 1 Szenario 7 (9 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I1	454.61344	431.45782	23.15562
I2	-72.09055	-69.09761	-2.99294
I3	-30.11744	-27.85702	-2.26042
I4	-38.37932	-33.90140	-4.47792
I5	-26.51819	-25.06879	-1.44940
I6	-30.84410	-26.07689	-4.76721
I7	-31.81069	-29.76636	-2.04434
I8	-18.06475	-15.42235	-2.64240
I9	-18.10306	-15.42739	-2.67567

Tabelle 132: Knotenströme in A Strang 2 Szenario 7 (9 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I10	456.75469	431.92398	24.83072
I11	-29.78230	-27.96303	-1.81927
I12	-41.84739	-38.17763	-3.66976
I13	-64.18478	-61.23708	-2.94770
I14	-49.39424	-45.72511	-3.66913
I15	-16.44883	-15.53418	-0.91465
I16	-16.51692	-12.79245	-3.72446
I17	-26.61223	-23.53843	-3.07380
I18	-23.16630	-20.29595	-2.87036
I19	-33.33757	-31.11964	-2.21794

Tabelle 133: Knotenströme in A Strang 3 Szenario 7 (9 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I20	474.49736	448.53674	25.96062
I21	-42.76157	-38.48125	-4.28032
I22	-16.50805	-15.95397	-0.55408
I23	-16.61106	-13.18290	-3.42816
I24	-16.83996	-14.66208	-2.17788
I25	-22.10457	-19.43488	-2.66969
I26	-28.86354	-25.75179	-3.11175
I27	-50.12795	-45.55968	-4.56827
I28	-36.38598	-31.17554	-5.21043

Tabelle 134: Knotenströme in A Strang 4 Szenario 7 (9 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I29	422.08098	399.12187	22.95911
I30	-39.53724	-36.90219	-2.63505
I31	-55.62296	-50.61336	-5.00960
I32	-36.19419	-33.21846	-2.97573
I33	-25.52069	-22.75533	-2.76535
I34	-42.66128	-40.09530	-2.56598
I35	-32.20991	-28.78128	-3.42863
I36	-34.00548	-30.36298	-3.64250

Tabelle 135: Knotenströme in A Strang 5 Szenario 7 (9 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I37	289.65360	271.92048	17.73312
I38	-37.33449	-33.11143	-4.22306
I39	-47.03960	-43.14660	-3.89300
I40	-127.15322	-117.52569	-9.62753

Tabelle 136: Knotenströme in A Strang 6 Szenario 7 (9 kW)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I41	346.42676	327.37553	19.05123
I42	-33.60477	-30.81966	-2.78511
I43	-45.18517	-41.26188	-3.92328
I44	-44.16575	-40.16500	-4.00075
I45	-36.14229	-32.45673	-3.68556
I46	-21.06983	-19.69362	-1.37621
I47	-49.61798	-46.32237	-3.29561

Tabelle 137: Knotenströme in A Strang 1 Szenario 7 (zufällig Methode 1)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I1	203.12517	191.76702	11.35815
I2	-15.81772	-14.18704	-1.63068
I3	-3.01846	-1.85028	-1.16818
I4	-3.22574	-0.81157	-2.41418
I5	-3.08276	-2.93414	-0.14863
I6	-3.15050	-0.59141	-2.55909
I7	-7.44630	-6.96572	-0.48058
I8	-3.43536	-2.01528	-1.42008
I9	-5.24006	-3.69163	-1.54842

Tabelle 138: Knotenströme in A Strang 2 Szenario 7 (zufällig Methode 1)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I10	212.74895	199.69606	13.05290
I11	-7.47363	-6.16686	-1.30677
I12	-13.96285	-11.10958	-2.85327
I13	-18.45292	-17.46888	-0.98403
I14	-9.11760	-7.54664	-1.57096
I15	-1.90160	-1.81422	-0.08737
I16	-4.44535	-1.83583	-2.60952
I17	-8.93146	-7.17725	-1.75421
I18	-7.28719	-5.63761	-1.64958
I19	-3.66127	-3.41707	-0.24420

Tabelle 139: Knotenströme in A Strang 3 Szenario 7 (zufällig Methode 1)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I20	276.17203	260.92493	15.24710
I21	-7.15057	-4.70011	-2.45046
I22	-10.91376	-10.34385	-0.56991
I23	-3.54165	-1.04694	-2.49471
I24	-5.99434	-4.48611	-1.50823
I25	-2.07052	-0.78557	-1.28494
I26	-2.15761	-0.87280	-1.28481
I27	-21.12246	-18.56230	-2.56015
I28	-10.53093	-7.43160	-3.09932

Tabelle 140: Knotenströme in A Strang 4 Szenario 7 (zufällig Methode 1)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I29	198.94061	187.58264	11.35796
I30	-6.70792	-5.38426	-1.32366
I31	-10.35063	-7.62377	-2.72686
I32	-3.19209	-1.97259	-1.21949
I33	-2.13752	-0.88933	-1.24819
I34	-17.58610	-16.47386	-1.11224
I35	-3.41847	-2.03964	-1.37883
I36	-17.68830	-15.33359	-2.35471

Tabelle 141: Knotenströme in A Strang 5 Szenario 7 (zufällig Methode 1)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I37	128.12176	119.78437	8.33739
I38	-16.09458	-12.86802	-3.22657
I39	-7.97888	-6.36761	-1.61127
I40	-35.53839	-32.03830	-3.50009

Tabelle 142: Knotenströme in A Strang 6 Szenario 7 (zufällig Methode 1)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I41	164.31017	155.85083	8.45934
I42	-9.26357	-7.62714	-1.63642
I43	-7.66234	-6.06247	-1.59987
I44	-12.95594	-10.98041	-1.97553
I45	-8.69947	-6.97010	-1.72937
I46	-4.66578	-4.35713	-0.30865
I47	-18.17352	-16.96299	-1.21053

Tabelle 143: Knotenströme in A Strang 1 Szenario 7 (zufällig Methode 2)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I1	210.73059	198.97504	11.75555
I2	-15.55940	-14.01143	-1.54797
I3	-4.19034	-2.96320	-1.22714
I4	-3.33432	-0.92794	-2.40638
I5	-6.50190	-6.13202	-0.36988
I6	-7.60604	-4.74626	-2.85977
I7	-7.41285	-6.93353	-0.47933
I8	-1.14734	0.12285	-1.27018
I9	-6.07079	-4.46474	-1.60604

Tabelle 144: Knotenströme in A Strang 2 Szenario 7 (zufällig Methode 2)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I10	223.69031	210.16253	13.52778
I11	-3.17758	-2.19763	-0.97995
I12	-12.35723	-9.67147	-2.68576
I13	-17.37705	-16.53519	-0.84186
I14	-11.57104	-9.89389	-1.67715
I15	-8.60202	-8.08008	-0.52194
I16	-6.22531	-3.48769	-2.73762
I17	-9.45991	-7.66678	-1.79313
I18	-4.76914	-3.28224	-1.48690
I19	-12.17408	-11.36290	-0.81118

Tabelle 145: Knotenströme in A Strang 3 Szenario 7 (zufällig Methode 2)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I20	263.90990	249.33731	14.57259
I21	-11.74704	-8.95378	-2.79326
I22	-7.34814	-6.99160	-0.35654
I23	-3.52422	-1.02653	-2.49769
I24	-1.28895	-0.08830	-1.20065
I25	-4.78633	-3.32000	-1.46633
I26	-7.66708	-6.00764	-1.65944
I27	-8.53742	-6.81180	-1.72562
I28	-7.43428	-4.55685	-2.87743

Tabelle 146: Knotenströme in A Strang 4 Szenario 7 (zufällig Methode 2)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I29	198.74323	187.34153	11.40170
I30	-6.49787	-5.19057	-1.30730
I31	-13.16395	-10.24776	-2.91619
I32	-4.56223	-3.24791	-1.31432
I33	-12.18054	-10.25254	-1.92801
I34	-10.77215	-10.09662	-0.67554
I35	-9.93500	-8.11905	-1.81595
I36	-4.15855	-2.70940	-1.44915

Tabelle 147: Knotenströme in A Strang 5 Szenario 7 (zufällig Methode 2)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I37	118.13190	110.42718	7.70472
I38	-9.98758	-7.16158	-2.82601
I39	-14.64351	-12.58294	-2.06058
I40	-25.23539	-22.41690	-2.81849

Tabelle 148: Knotenströme in A Strang 6 Szenario 7 (zufällig Methode 2)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I41	143.48816	136.32436	7.16379
I42	-6.55250	-5.06750	-1.48500
I43	-6.15387	-4.64300	-1.51087
I44	-7.33001	-5.72383	-1.60617
I45	-7.84865	-6.18349	-1.66516
I46	-7.05174	-6.58227	-0.46947
I47	-6.41058	-5.98283	-0.42774

Tabelle 149: Knotenströme in A Strang 1 Szenario 7 (zufällig Methode 3)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I1	186.14084	175.74501	10.39583
I2	-8.12922	-6.94773	-1.18150
I3	-2.67217	-1.51850	-1.15367
I4	-3.64280	-1.21399	-2.42882
I5	-4.38690	-4.14005	-0.24686
I6	-3.41478	-0.86826	-2.54652
I7	-3.55647	-3.33049	-0.22598
I8	-3.05482	-1.67846	-1.37636
I9	-0.96544	0.27779	-1.24323

Tabelle 150: Knotenströme in A Strang 2 Szenario 7 (zufällig Methode 3)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I10	170.71320	160.06517	10.64803
I11	-5.21865	-3.96097	-1.25768
I12	-5.90357	-3.49475	-2.40882
I13	-6.71330	-6.43001	-0.28329
I14	-6.78045	-5.32960	-1.45085
I15	-0.77682	-0.75152	-0.02530
I16	-0.62241	1.69087	-2.31328
I17	-1.85122	-0.59045	-1.26076
I18	-3.91531	-2.51324	-1.40207
I19	-3.74286	-3.49322	-0.24964

Tabelle 151: Knotenströme in A Strang 3 Szenario 7 (zufällig Methode 3)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I20	229.38856	216.87404	12.51453
I21	-7.73582	-5.15949	-2.57633
I22	-0.62758	-0.68004	0.05246
I23	-1.57271	0.77554	-2.34826
I24	-2.37048	-1.10075	-1.26974
I25	-1.26279	-0.04210	-1.22068
I26	-2.22482	-0.93937	-1.28545
I27	-2.79108	-1.46272	-1.32836
I28	-3.11306	-0.57221	-2.54085

Tabelle 152: Knotenströme in A Strang 4 Szenario 7 (zufällig Methode 3)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I29	167.20055	157.64395	9.55660
I30	-3.63573	-2.45361	-1.18212
I31	-7.77784	-5.17006	-2.60778
I32	-3.48511	-2.20617	-1.27894
I33	-1.48246	-0.27166	-1.21081
I34	-5.00527	-4.70318	-0.30210
I35	-6.95482	-5.35691	-1.59792
I36	-3.45078	-2.07121	-1.37956

Tabelle 153: Knotenströme in A Strang 5 Szenario 7 (zufällig Methode 3)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I37	88.99363	83.14812	5.84551
I38	-2.59378	-0.24627	-2.34750
I39	-4.48498	-3.09443	-1.39055
I40	-14.81561	-12.70802	-2.10758

Tabelle 154: Knotenströme in A Strang 6 Szenario 7 (zufällig Methode 3)

	Erwartungswert	Simulation	Abweichung
I41	130.24244	123.89924	6.34320
I42	-4.22582	-2.88865	-1.33717
I43	-7.28619	-5.70052	-1.58567
I44	-4.48955	-3.07728	-1.41227
I45	-3.06227	-1.72862	-1.33365
I46	-2.71022	-2.52978	-0.18044
I47	-7.41374	-6.91932	-0.49442

14.9. Netzdaten Szenario 8

Tabelle 155: Hausanschlussleistung bei festem Leistungsfaktor (Scheinleistung konstant)

cos(phi)	S[MVA]	P[MW]	Q[Mvar]
1	0.009	0.009	0
0.95	0.009	0.00855	0.00281025
0.9	0.009	0.0081	0.00392301
0.85	0.009	0.00765	0.00474104
-0.95	0.009	0.00855	-0.0028102
-0.9	0.009	0.0081	-0.003923
-0.85	0.009	0.00765	-0.004741

Tabelle 156: Hausanschlussleistung bei zufälligem Leistungsfaktor (Scheinleistung konstant)

Knoten	cos(phi)	S[MVA]	P[MW]	Q[Mvar]
2	0.92	0.009	0.00829494	0.00349198
3	-0.96	0.009	0.00865438	-0.0024702
4	-0.93	0.009	0.00834524	-0.00337
5	1	0.009	0.00899457	0.00031253
6	-0.92	0.009	0.00827839	-0.003531
7	0.98	0.009	0.00885553	0.00160613
8	-0.98	0.009	0.00882399	-0.0017712
9	1	0.009	0.00899843	0.00016807

14.10. Simulationsergebnisse Szenario 8

Tabelle 157: Knotenströme Szenario 8 (Leistungsfaktor=1)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Differenz	bezogener Knotenstrom
I1	355.95851	335.00715	20.95136	0.94114
I2	-13.27564	-10.45319	-2.82245	0.78740
I3	-13.34403	-10.44469	-2.89934	0.78272
I4	-13.40162	-10.43659	-2.96503	0.77876
I5	-13.44810	-10.42943	-3.01868	0.77553
I6	-13.48320	-10.42364	-3.05956	0.77308
I7	-13.50671	-10.41959	-3.08713	0.77144
I8	-13.51850	-10.41756	-3.10094	0.77062

Tabelle 158: Knotenströme Szenario 8 (0,95 induktiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Differenz	bezogener Knotenstrom
I1	353.04697	341.76505	11.28192	0.96804
I2	-13.30672	-11.24983	-2.05689	0.84542
I3	-13.37697	-11.27394	-2.10303	0.84279
I4	-13.43617	-11.29373	-2.14244	0.84055
I5	-13.48396	-11.30934	-2.17462	0.83873
I6	-13.52006	-11.32091	-2.19914	0.83734
I7	-13.54424	-11.32857	-2.21568	0.83641
I8	-13.55638	-11.33244	-2.22394	0.83595

Tabelle 159: Knotenströme Szenario 8 (0,9 induktiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Differenz	bezogener Knotenstrom
I1	349.43076	341.70703	7.72373	0.97790
I2	-13.31642	-11.19364	-2.12278	0.84059
I3	-13.38676	-11.22686	-2.15991	0.83865
I4	-13.44604	-11.25445	-2.19159	0.83701
I5	-13.49390	-11.27647	-2.21743	0.83567
I6	-13.53005	-11.29294	-2.23711	0.83466
I7	-13.55427	-11.30390	-2.25037	0.83397
I8	-13.56642	-11.30944	-2.25698	0.83363

Tabelle 160: Knotenströme Szenario 8 (0,85 induktiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Differenz	bezogener Knotenstrom
I1	345.65578	340.46131	5.19447	0.98497
I2	-13.32239	-10.98896	-2.33343	0.82485
I3	-13.39252	-11.02714	-2.36538	0.82338
I4	-13.45161	-11.05901	-2.39260	0.82213
I5	-13.49931	-11.08454	-2.41477	0.82112
I6	-13.53535	-11.10371	-2.43164	0.82035
I7	-13.55950	-11.11649	-2.44300	0.81983
I8	-13.57161	-11.12295	-2.44865	0.81958

Tabelle 161: Knotenströme Szenario 8 (0,95 kapazitiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Differenz	bezogener Knotenstrom
I1	350.89754	319.26514	31.63240	0.90985
I2	-13.23612	-8.42925	-4.80687	0.63684
I3	-13.30054	-8.37801	-4.92253	0.62990
I4	-13.35475	-8.33356	-5.02119	0.62401
I5	-13.39846	-8.29682	-5.10164	0.61924
I6	-13.43145	-8.26856	-5.16289	0.61561
I7	-13.45354	-8.24938	-5.20416	0.61318
I8	-13.46462	-8.23976	-5.22486	0.61196

Tabelle 162: Knotenströme Szenario 8 (0,9 kapazitiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Differenz	bezogener Knotenstrom
I1	346.46739	310.34134	36.12605	0.89573
I2	-13.21796	-7.25752	-5.96044	0.54907
I3	-13.28020	-7.18749	-6.09271	0.54122
I4	-13.33254	-7.12712	-6.20543	0.53457
I5	-13.37474	-7.07747	-6.29727	0.52917
I6	-13.40657	-7.03942	-6.36715	0.52507
I7	-13.42788	-7.01367	-6.41421	0.52232
I8	-13.43857	-7.00074	-6.43782	0.52094

Tabelle 163: Knotenströme Szenario 8 (0,85 kapazitiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Differenz	bezogener Knotenstrom
I1	342.11970	302.60755	39.51215	0.88451
I2	-13.20353	-6.23367	-6.96986	0.47212
I3	-13.26389	-6.14941	-7.11448	0.46362
I4	-13.31464	-6.07702	-7.23762	0.45642
I5	-13.35554	-6.01764	-7.33790	0.45057
I6	-13.38638	-5.97224	-7.41415	0.44614
I7	-13.40703	-5.94155	-7.46548	0.44317
I8	-13.41738	-5.92614	-7.49124	0.44168

Tabelle 164: Knotenströme Szenario 8 (Leistungsfaktor zufällig)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Differenz	bezogener Knotenstrom
I1	351.58064	326.88813	24.69250	0.92977
I2	-13.26269	-8.67158	-4.59110	0.65383
I3	-13.32929	-7.80431	-5.52498	0.58550
I4	-13.38579	-10.42330	-2.96249	0.77868
I5	-13.43121	-7.52938	-5.90183	0.56059
I6	-13.46606	-11.18259	-2.28347	0.83043
I7	-13.48915	-9.19226	-4.29689	0.68146
I8	-13.50089	-10.40399	-3.09691	0.77061

Tabelle 165: Leitungsströme Szenario 8 (Leistungsfaktor=1)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Abweichung
I12	323.70043	302.74822	6.47%
I23	277.97371	259.84347	6.52%
I34	232.01121	216.78004	6.56%
I45	185.85017	173.58393	6.60%
I56	139.52897	130.28136	6.63%
I67	93.08685	86.89878	6.65%
I78	46.56373	43.46279	6.66%

Tabelle 166: Leitungsströme Szenario 8 (0,95 induktiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Abweichung
I12	321.18947	309.43530	3.66%
I23	275.83017	265.65794	3.69%
I34	230.23124	221.68473	3.71%
I45	184.43045	177.54704	3.73%
I56	138.46671	133.27691	3.75%
I67	92.37991	88.90697	3.76%
I78	46.21065	44.47025	3.77%

Tabelle 167: Leitungsströme Szenario 8 (0,9 induktiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Abweichung
I12	318.02709	309.35380	2.73%
I23	273.11466	265.60891	2.75%
I34	227.96487	221.65886	2.77%
I45	182.61510	177.53631	2.78%
I56	137.10388	133.27476	2.79%
I67	91.47073	88.90837	2.80%
I78	45.75588	44.47180	2.81%

Tabelle 168: Leitungsströme Szenario 8 (0,85 induktiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Abweichung
I12	314.71971	308.09284	2.11%
I23	270.27249	264.53803	2.12%
I34	225.59124	220.77363	2.14%
I45	180.71280	176.83291	2.15%
I56	135.67518	132.75005	2.16%
I67	90.51732	88.55993	2.16%
I78	45.27889	44.29800	2.17%

Tabelle 169: Leitungsströme Szenario 8 (0,95 kapazitiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Abweichung
I12	319.19489	287.09183	10.06%
I23	274.07662	246.30763	10.13%
I34	228.73840	205.41719	10.20%
I45	183.21520	164.43870	10.25%
I56	137.54287	123.39009	10.29%
I67	91.75805	82.28909	10.32%
I78	45.89790	41.15327	10.34%

Tabelle 170: Leitungsströme Szenario 8 (0,9 kapazitiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Abweichung
I12	315.27648	278.20633	11.76%
I23	270.69661	238.63824	11.84%
I34	225.90645	198.98805	11.92%
I45	180.93952	159.27027	11.98%
I56	135.83017	119.49901	12.02%
I67	90.61339	79.68797	12.06%
I78	45.32471	39.85058	12.08%

Tabelle 171: Leitungsströme Szenario 8 (0,85 kapazitiv)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Abweichung
I12	311.43660	270.50262	13.14%
I23	267.38652	231.99366	13.24%
I34	223.13465	193.42140	13.32%
I45	178.71322	154.79749	13.38%
I56	134.15523	116.13298	13.43%
I67	89.49426	77.43847	13.47%
I78	44.76440	38.72418	13.49%

Tabelle 172: Leitungsströme Szenario 8 (Leistungsfaktor zufällig)

	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Abweichung
I12	320.54170	294.65537	8.08%
I23	275.27184	253.56389	7.89%
I34	230.20810	213.17688	7.40%
I45	184.12876	170.03275	7.66%
I56	138.87144	129.67152	6.62%
I67	92.73435	85.57190	7.72%
I78	46.50308	43.40617	6.66%

14.11. Netzdaten Szenario 9

Tabelle 173: Überblick Netzelemente Szenario 9

Anzahl Stränge	4
Anzahl Knoten Strang 1	15
Anzahl Knoten Strang 2	12
Anzahl Knoten Strang 3	16
Anzahl Knoten Strang 4	9
Anzahl Knoten gesamt	52
Anzahl Ladestationen	21

Tabelle 174: Knoten und Hausanschlusslasten Strang 1 Szenario 9

Knoten	x	y	P [kW]	phi [°]	S [kVA]	Q[kvar]
2	0	-2	1.63	-22.44	1.76	-0.67
3	0	-3	5.26	13.12	5.40	1.23
4	0	-4	0.99	6	1.00	0.10
5	0	-5	4.46	20.16	4.75	1.64
6	0	-6	1.9	-23.99	2.08	-0.85
7	0	-7	5	-1.63	5.00	-0.14
8	0	-8	1.5	5.99	1.51	0.16
9	0	-9	0.66	18.43	0.70	0.22
10	0	-10	2.34	11.86	2.39	0.49
11	0	-11	2.96	-0.29	2.96	-0.01
12	0	-12	5.63	17.01	5.89	1.72
13	0	-13	2.68	-9.02	2.71	-0.43
14	0	-14	1.92	22.82	2.08	0.81
15	0	-15	1.1	-24.74	1.21	-0.51
16	0	-16	4.43	-13.48	4.56	-1.06

Tabelle 175: Knoten und Hausanschlusslasten Strang 2 Szenario 9

Knoten	x	y	P [kW]	phi [°]	S [kVA]	Q[kvar]
17	1	-2	2.89	-23.96	3.16	-1.28
18	1	-3	1.1	0.31	1.10	0.01
19	1	-4	4.03	1.87	4.03	0.13
20	1	-5	3.2	3.92	3.21	0.22
21	1	-6	3.12	2.48	3.12	0.14
22	1	-7	2.78	14.65	2.87	0.73
23	1	-8	7.63	14.1	7.87	1.92
24	1	-9	5.04	6.41	5.07	0.57
25	1	-10	2.96	-13.23	3.04	-0.70
26	1	-11	1.16	-23.65	1.27	-0.51
27	1	-12	4.49	18.4	4.73	1.49
28	1	-13	2.36	-14.97	2.44	-0.63

Tabelle 176: Knoten und Hausanschlusslasten Strang 3 Szenario 9

Knoten	x	y	P [kW]	phi [°]	S [kVA]	Q[kvar]
29	2	-2	2.95	17.48	3.09	0.93
30	2	-3	2.93	10.93	2.98	0.57
31	2	-4	5.22	16.51	5.44	1.55
32	2	-5	1.49	23.52	1.63	0.65
33	2	-6	3.9	12.94	4.00	0.90
34	2	-7	4.76	8.03	4.81	0.67
35	2	-8	5.63	7.83	5.68	0.77
36	2	-9	1.2	-22.68	1.30	-0.50
37	2	-10	3.67	23.43	4.00	1.59
38	2	-11	1.84	-24.57	2.02	-0.84
39	2	-12	4.34	5.93	4.36	0.45
40	2	-13	1.41	-24.22	1.55	-0.63
41	2	-14	2.43	-4.58	2.44	-0.19
42	2	-15	1.77	0.1	1.77	0.00
43	2	-16	1.66	22.93	1.80	0.70
44	2	-17	1.68	6.95	1.69	0.20

Tabelle 177: Knoten und Hausanschlusslasten Strang 4 Szenario 9

Knoten	x	y	P [kW]	phi [°]	S [kVA]	Q[kvar]
45	-1	-2	1.18	19.96	1.26	0.43
46	-1	-3	1.36	-17.32	1.42	-0.42
47	-1	-4	0.88	5.69	0.88	0.09
48	-1	-5	2.37	-11.32	2.42	-0.47
49	-1	-6	0.74	3.53	0.74	0.05
50	-1	-7	0.53	22.52	0.57	0.22
51	-1	-8	0.06	-24.15	0.07	-0.03
52	-1	-9	1.09	13.45	1.12	0.26
53	-1	-10	1.97	-13.74	2.03	-0.48

Tabelle 178: Leitungen Strang 1 Szenario 9

Knoten 1	Knoten 2	Länge [km]
1	2	0.014
2	3	0.015
3	4	0.011
4	5	0.017
5	6	0.036
6	7	0.023
7	8	0.032
8	9	0.046
9	10	0.051
10	11	0.028
11	12	0.021
12	13	0.052
13	14	0.013
14	15	0.016
15	16	0.04

Tabelle 179: Leitungen Strang 2 Szenario 9

Knoten 1	Knoten 2	Länge [km]
1	17	0.026
17	18	0.02
18	19	0.015
19	20	0.014
20	21	0.02
21	22	0.035
22	23	0.028
23	24	0.045
24	25	0.046
25	26	0.041
26	27	0.023
27	28	0.008

Tabelle 180: Leitungen Strang 3 Szenario 9

Knoten 1	Knoten 2	Länge [km]
1	29	0.03
29	30	0.014
30	31	0.015
31	32	0.02
32	33	0.036
33	34	0.043
34	35	0.009
35	36	0.038
36	37	0.016
37	38	0.047
38	39	0.018
39	40	0.021
40	41	0.014
41	42	0.047
42	43	0.01
43	44	0.048

Tabelle 181: Leitungen Strang 4 Szenario 9

Knoten 1	Knoten 2	Länge [km]
1	45	0.037
45	46	0.051
46	47	0.035
47	48	0.008
48	49	0.037
49	50	0.036
50	51	0.01
51	52	0.041
52	53	0.027

Tabelle 182: Ladestationen Szenario 9

Knoten	Leistung [kW]
6	11
7	11
9	22
10	11
12	0
14	22
18	0
19	22
20	11
23	0
26	22
29	11
35	0
36	11
39	0
40	0
41	22
43	11
46	22
48	0
49	22

14.12. Simulationsergebnisse Szenario 9

Tabelle 183: Leitungsströme Szenario 9

	Erwartungswert [A]	Rekonstruierter Wert [A]	Abweichung [A]	Abweichung [%]
I1_2	142.1178713	133.5410301	8.57684123	6.04%
I2_3	116.9451696	109.9778114	6.96735819	5.96%
I3_4	81.94595022	77.07865993	4.86729029	5.94%
I4_5	59.87731787	56.19647903	3.68083884	6.15%
I5_6	48.00356665	44.18727416	3.81629249	7.95%
I7_8	136.4420474	129.1587229	7.28332449	5.34%
I8_9	98.03745061	93.19589037	4.84156024	4.94%
I9_10	72.13952259	68.70145975	3.43806284	4.77%
I10_11	50.51052994	47.19719372	3.31333622	6.56%
I12_13	118.1369943	112.1429511	5.99404321	5.07%
I13_14	96.50934002	90.58448302	5.92485701	6.14%
I14_15	73.18457487	68.45090982	4.73366505	6.47%
I15_16	63.39329415	59.22737029	4.16592386	6.57%
I16_17	61.27512355	57.57642322	3.69870033	6.04%
I17_18	23.93533624	22.79786403	1.13747221	4.75%
I19_20	43.58739292	40.48619174	3.10120118	7.11%
I20_21	39.02643362	36.43741814	2.58901548	6.63%

Tabelle 184: Knotenströme Szenario 9

	pandapower	Erwartungswert	Rekonstruierter Wert	Abweichung
I1	161.2741122	158.1828884	149.8916204	8.291267991
I2	0	-8.788757672	-7.162568843	-1.626188829
I3	0	-1.972026934	0.185046749	-2.157073683
I4	0	-5.528432558	-4.274443838	-1.25398872
I5	0	-12.29532538	-12.00920487	-0.286120505
I6	-8.731009652	-15.1883907	-10.78210415	-4.40628655
I7	138.0622326	136.4411175	129.1587229	7.28239461
I8	0	-5.953618368	-3.478998886	-2.474619483
I9	0	-9.690374237	-8.231567457	-1.45880678
I10	0	-22.02937682	-21.50426603	-0.525110788
I11	-10.33160172	-17.93377221	-14.28327363	-3.65049858
I12	152.9306397	133.822081	128.3266189	5.495462107
I13	0	-21.89248059	-21.55846808	-0.334012511
I14	0	-7.443370984	-5.644902572	-1.798468412
I15	0	-10.1319194	-9.223539529	-0.908379871
I16	0	-2.333419213	-1.65094707	-0.682472143
I17	0	-4.15174782	-1.548311229	-2.603436591
I18	-2.560033981	-7.493034855	-6.160907925	-1.33212693
I19	78.2724573	75.92934654	72.91967622	3.009670328
I20	0	-4.632110486	-4.048773602	-0.583336884
I21	-5.399784125	-6.496140461	-3.904882026	-2.591258434

14.13. Simulationsergebnisse Szenario 10

Tabelle 185: Knotenströme Szenario 10 (0,1%)

Knoten	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1(K2)	5.864	71.612	29.685	12.013	74.913	-49.999	8.792	10.049	-14.546
LS2(K3)	-0.837	-99.400	-39.162	-35.447	-111.483	46.493	36.223	-11.275	-17.047
LS3(K4)	-0.838	82.262	19.051	12.161	8.037	59.022	-93.555	8.689	6.958
LS4(K5)	-0.838	-50.165	84.688	93.685	73.171	-88.423	88.518	-12.027	114.920
LS5(K6)	-0.838	-86.392	-150.508	-166.131	-69.124	113.041	17.126	-33.625	-99.140
LS6(K7)	-0.838	130.730	34.269	150.971	97.713	-187.294	-51.061	35.177	-75.886
LS7(K8)	-0.838	-94.328	12.106	-133.749	-131.358	144.392	-16.932	64.353	86.578
LS8(K9)	-0.838	45.681	9.872	66.498	58.130	-37.232	10.890	-61.341	-1.836

Tabelle 186: Leitungsströme Szenario 10 (0,1%)

Leitung	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1 LS2	5.864	71.612	29.685	12.013	74.913	-49.999	8.792	10.049	-14.546
LS2 LS3	5.026	-27.788	-9.478	-23.434	-36.569	-3.506	45.015	-1.226	-31.593
LS3 LS4	4.189	54.474	9.573	-11.273	-28.533	55.516	-48.540	7.463	-24.635
LS4 LS5	3.351	4.309	94.261	82.412	44.639	-32.907	39.978	-4.564	90.285
LS5 LS6	2.513	-82.083	-56.247	-83.719	-24.485	80.134	57.103	-38.189	-8.855
LS6 LS7	1.675	48.648	-21.978	67.251	73.228	-107.160	6.042	-3.012	-84.741
LS7 LS8	0.838	-45.681	-9.872	-66.498	-58.130	37.232	-10.890	61.341	1.836

Tabelle 187: Knotenströme Szenario 10 (0,01%)

Knoten	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1(K2)	5.864	2.421	0.719	5.072	6.439	5.104	-4.146	3.631	1.731
LS2(K3)	-0.837	9.394	1.810	-4.376	-1.261	2.088	9.027	0.494	4.784
LS3(K4)	-0.838	-11.773	6.451	9.016	-0.492	-11.035	2.784	1.627	3.866
LS4(K5)	-0.838	8.422	-4.066	-12.361	7.528	14.349	1.118	-6.247	-6.840
LS5(K6)	-0.838	-12.808	-6.823	11.609	-10.390	-6.951	-9.151	11.877	-9.648
LS6(K7)	-0.838	9.492	-1.208	-15.306	-0.127	-9.807	4.333	-13.912	7.631
LS7(K8)	-0.838	-7.439	11.092	9.035	-0.001	9.485	-5.647	3.108	6.625
LS8(K9)	-0.838	2.292	-7.975	-2.689	-1.695	-3.233	1.682	-0.578	-8.149

Tabelle 188: Leitungsströme Szenario 10 (0,01%)

Leitung	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1 LS2	5.864	2.421	0.719	5.072	6.439	5.104	-4.146	3.631	1.731
LS2 LS3	5.026	11.814	2.529	0.696	5.177	7.192	4.882	4.125	6.515
LS3 LS4	4.189	0.041	8.980	9.712	4.686	-3.843	7.665	5.752	10.381
LS4 LS5	3.351	8.463	4.914	-2.649	12.213	10.506	8.783	-0.495	3.542
LS5 LS6	2.513	-4.345	-1.909	8.960	1.823	3.555	-0.368	11.382	-6.106
LS6 LS7	1.675	5.147	-3.117	-6.346	1.696	-6.252	3.965	-2.530	1.524
LS7 LS8	0.838	-2.292	7.975	2.689	1.695	3.233	-1.682	0.578	8.149

Tabelle 189: Knotenströme Szenario 10 (0,001%)

Knoten	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1(K2)	5.864	2.421	0.719	5.072	6.439	5.104	-4.146	3.631	1.731
LS2(K3)	-0.837	9.394	1.810	-4.376	-1.261	2.088	9.027	0.494	4.784
LS3(K4)	-0.838	-11.773	6.451	9.016	-0.492	-11.035	2.784	1.627	3.866
LS4(K5)	-0.838	8.422	-4.066	-12.361	7.528	14.349	1.118	-6.247	-6.840
LS5(K6)	-0.838	-12.808	-6.823	11.609	-10.390	-6.951	-9.151	11.877	-9.648
LS6(K7)	-0.838	9.492	-1.208	-15.306	-0.127	-9.807	4.333	-13.912	7.631
LS7(K8)	-0.838	-7.439	11.092	9.035	-0.001	9.485	-5.647	3.108	6.625
LS8(K9)	-0.838	2.292	-7.975	-2.689	-1.695	-3.233	1.682	-0.578	-8.149

Tabelle 190: Leitungsströme Szenario 10 (0,001%)

Leitung	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1 LS2	5.864	2.421	0.719	5.072	6.439	5.104	-4.146	3.631	1.731
LS2 LS3	5.026	11.814	2.529	0.696	5.177	7.192	4.882	4.125	6.515
LS3 LS4	4.189	0.041	8.980	9.712	4.686	-3.843	7.665	5.752	10.381
LS4 LS5	3.351	8.463	4.914	-2.649	12.213	10.506	8.783	-0.495	3.542
LS5 LS6	2.513	-4.345	-1.909	8.960	1.823	3.555	-0.368	11.382	-6.106
LS6 LS7	1.675	5.147	-3.117	-6.346	1.696	-6.252	3.965	-2.530	1.524
LS7 LS8	0.838	-2.292	7.975	2.689	1.695	3.233	-1.682	0.578	8.149

Tabelle 191: Knotenströme Szenario 10 (0,0001%)

Knoten	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1(K2)	5.864	6.160	5.083	6.448	5.305	5.367	5.611	5.464	5.855
LS2(K3)	-0.837	-1.229	0.445	-1.788	0.176	-0.173	-0.338	-0.785	-0.427
LS3(K4)	-0.838	-0.184	-1.247	-0.093	-2.000	-0.869	-0.869	-0.211	-1.101
LS4(K5)	-0.838	-2.157	-1.149	-1.135	-0.271	-1.146	-1.415	-1.162	-0.795
LS5(K6)	-0.838	0.245	-0.796	-0.972	-0.670	-0.078	-0.794	-0.560	-1.383
LS6(K7)	-0.838	-0.767	-0.801	-0.790	-0.663	-1.902	-0.563	-1.278	-0.496
LS7(K8)	-0.838	-1.556	-0.051	-1.688	-1.264	-0.617	-0.162	-0.448	-0.358
LS8(K9)	-0.838	-0.513	-1.485	0.018	-0.613	-0.583	-1.470	-1.021	-1.295

Tabelle 192: Leitungsströme Szenario 10 (0,0001%)

Leitung	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1 LS2	5.864	6.160	5.083	6.448	5.305	5.367	5.611	5.464	5.855
LS2 LS3	5.026	4.932	5.529	4.660	5.482	5.194	5.273	4.679	5.428
LS3 LS4	4.189	4.747	4.282	4.567	3.481	4.325	4.404	4.468	4.327
LS4 LS5	3.351	2.591	3.133	3.432	3.210	3.179	2.989	3.306	3.532
LS5 LS6	2.513	2.836	2.337	2.460	2.540	3.101	2.195	2.746	2.149
LS6 LS7	1.675	2.069	1.536	1.669	1.877	1.199	1.632	1.469	1.653
LS7 LS8	0.838	0.513	1.485	-0.018	0.613	0.583	1.470	1.021	1.295

Tabelle 193: Knotenströme Szenario 10 (0,00001%)

Knoten	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1(K2)	5.864	5.885	5.921	5.843	5.881	5.871	5.887	5.874	5.859
LS2(K3)	-0.837	-0.937	-0.888	-0.775	-0.909	-0.866	-0.786	-0.852	-0.827
LS3(K4)	-0.838	-0.690	-0.886	-0.928	-0.744	-0.809	-0.958	-0.844	-0.846
LS4(K5)	-0.838	-0.898	-0.819	-0.749	-0.897	-0.818	-0.765	-0.872	-0.804
LS5(K6)	-0.838	-0.875	-0.799	-0.856	-0.826	-0.857	-0.859	-0.697	-0.847
LS6(K7)	-0.838	-0.777	-0.804	-0.906	-0.831	-0.855	-0.898	-1.043	-0.890
LS7(K8)	-0.838	-0.974	-0.875	-0.721	-0.838	-0.872	-0.775	-0.655	-0.810
LS8(K9)	-0.838	-0.735	-0.850	-0.909	-0.835	-0.795	-0.847	-0.912	-0.837

Tabelle 194: Leitungsströme Szenario 10 (0,00001%)

Leitung	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1 LS2	5.864	5.885	5.921	5.843	5.881	5.871	5.887	5.874	5.859
LS2 LS3	5.026	4.949	5.033	5.068	4.972	5.005	5.101	5.022	5.032
LS3 LS4	4.189	4.258	4.147	4.140	4.227	4.196	4.144	4.179	4.187
LS4 LS5	3.351	3.360	3.328	3.391	3.330	3.379	3.379	3.307	3.383
LS5 LS6	2.513	2.486	2.529	2.536	2.504	2.522	2.520	2.610	2.536
LS6 LS7	1.675	1.708	1.725	1.630	1.674	1.667	1.622	1.567	1.646
LS7 LS8	0.838	0.735	0.850	0.909	0.835	0.795	0.847	0.912	0.837

Tabelle 195: Knotenströme Szenario 10 (0,000005%)

Knoten	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1(K2)	5.864	5.878	5.834	5.856	5.847	5.877	5.865	5.821	5.868
LS2(K3)	-0.837	-0.892	-0.778	-0.832	-0.836	-0.845	-0.838	-0.795	-0.834
LS3(K4)	-0.838	-0.769	-0.890	-0.827	-0.796	-0.871	-0.830	-0.817	-0.819
LS4(K5)	-0.838	-0.851	-0.818	-0.830	-0.877	-0.822	-0.880	-0.873	-0.912
LS5(K6)	-0.838	-0.892	-0.807	-0.864	-0.826	-0.825	-0.802	-0.781	-0.791
LS6(K7)	-0.838	-0.808	-0.873	-0.825	-0.847	-0.835	-0.796	-0.916	-0.805
LS7(K8)	-0.838	-0.811	-0.853	-0.850	-0.825	-0.849	-0.888	-0.782	-0.876
LS8(K9)	-0.838	-0.854	-0.815	-0.829	-0.839	-0.831	-0.830	-0.856	-0.832

Tabelle 196: Leitungsströme Szenario 10 (0,000005%)

Leitung	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1 LS2	5.864	5.878	5.834	5.856	5.847	5.877	5.865	5.821	5.868
LS2 LS3	5.026	4.986	5.056	5.024	5.011	5.032	5.027	5.026	5.034
LS3 LS4	4.189	4.217	4.166	4.197	4.214	4.161	4.197	4.209	4.215
LS4 LS5	3.351	3.365	3.348	3.367	3.337	3.339	3.316	3.335	3.304
LS5 LS6	2.513	2.473	2.541	2.503	2.511	2.514	2.514	2.555	2.513
LS6 LS7	1.675	1.665	1.668	1.678	1.664	1.679	1.718	1.638	1.708
LS7 LS8	0.838	0.854	0.815	0.829	0.839	0.831	0.830	0.856	0.832

Tabelle 197: Knotenströme Szenario 10 (0,000025%)

Knoten	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1(K2)	5.864	5.872	5.864	5.884	5.851	5.862	5.855	5.873	5.868
LS2(K3)	-0.837	-0.855	-0.831	-0.876	-0.835	-0.844	-0.812	-0.859	-0.861
LS3(K4)	-0.838	-0.834	-0.845	-0.820	-0.813	-0.829	-0.866	-0.825	-0.802
LS4(K5)	-0.838	-0.823	-0.844	-0.837	-0.854	-0.847	-0.810	-0.828	-0.865
LS5(K6)	-0.838	-0.838	-0.837	-0.843	-0.850	-0.808	-0.869	-0.853	-0.830
LS6(K7)	-0.838	-0.845	-0.833	-0.832	-0.818	-0.868	-0.806	-0.822	-0.830
LS7(K8)	-0.838	-0.848	-0.826	-0.843	-0.851	-0.816	-0.873	-0.847	-0.845
LS8(K9)	-0.838	-0.829	-0.849	-0.834	-0.831	-0.849	-0.820	-0.839	-0.835

Tabelle 198: Leitungsströme Szenario 10 (0,000025%)

Leitung	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1 LS2	5.864	5.872	5.864	5.884	5.851	5.862	5.855	5.873	5.868
LS2 LS3	5.026	5.017	5.033	5.008	5.016	5.017	5.043	5.014	5.007
LS3 LS4	4.189	4.183	4.189	4.189	4.203	4.188	4.177	4.189	4.205
LS4 LS5	3.351	3.360	3.345	3.352	3.349	3.341	3.367	3.361	3.340
LS5 LS6	2.513	2.522	2.508	2.509	2.499	2.532	2.499	2.508	2.510
LS6 LS7	1.675	1.677	1.675	1.677	1.681	1.664	1.692	1.686	1.680
LS7 LS8	0.838	0.829	0.849	0.834	0.831	0.849	0.820	0.839	0.835

Tabelle 199: Knotenströme Szenario 10 (0,00002%)

Knoten	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1(K2)	5.864	5.881	5.881	5.849	5.852	5.858	5.867	5.865	5.878
LS2(K3)	-0.837	-0.866	-0.860	-0.813	-0.829	-0.827	-0.848	-0.842	-0.856
LS3(K4)	-0.838	-0.831	-0.825	-0.852	-0.817	-0.835	-0.818	-0.829	-0.835
LS4(K5)	-0.838	-0.816	-0.853	-0.827	-0.875	-0.853	-0.862	-0.858	-0.829
LS5(K6)	-0.838	-0.864	-0.834	-0.840	-0.818	-0.833	-0.819	-0.822	-0.852
LS6(K7)	-0.838	-0.829	-0.830	-0.852	-0.840	-0.830	-0.854	-0.823	-0.841
LS7(K8)	-0.838	-0.836	-0.854	-0.820	-0.819	-0.838	-0.820	-0.861	-0.806
LS8(K9)	-0.838	-0.839	-0.826	-0.844	-0.854	-0.842	-0.845	-0.830	-0.858

Tabelle 200: Leitungsströme Szenario 10 (0,00002%)

Leitung	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1 LS2	5.864	5.881	5.881	5.849	5.852	5.858	5.867	5.865	5.878
LS2 LS3	5.026	5.015	5.021	5.035	5.023	5.032	5.019	5.023	5.022
LS3 LS4	4.189	4.183	4.196	4.183	4.206	4.197	4.201	4.194	4.187
LS4 LS5	3.351	3.367	3.344	3.356	3.332	3.344	3.338	3.335	3.358
LS5 LS6	2.513	2.504	2.509	2.516	2.514	2.510	2.519	2.514	2.505
LS6 LS7	1.675	1.675	1.680	1.664	1.674	1.680	1.665	1.691	1.664
LS7 LS8	0.838	0.839	0.826	0.844	0.854	0.842	0.845	0.830	0.858

Tabelle 201: Knotenströme Szenario 10 (0,00001%)

Knoten	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1(K2)	5.864	5.864	5.863	5.861	5.864	5.853	5.863	5.864	5.869
LS2(K3)	-0.837	-0.838	-0.833	-0.836	-0.831	-0.822	-0.835	-0.843	-0.840
LS3(K4)	-0.838	-0.830	-0.845	-0.830	-0.844	-0.837	-0.841	-0.833	-0.841
LS4(K5)	-0.838	-0.851	-0.829	-0.851	-0.841	-0.850	-0.832	-0.838	-0.840
LS5(K6)	-0.838	-0.831	-0.847	-0.824	-0.837	-0.821	-0.840	-0.835	-0.831
LS6(K7)	-0.838	-0.834	-0.834	-0.849	-0.836	-0.853	-0.837	-0.839	-0.836
LS7(K8)	-0.838	-0.843	-0.839	-0.837	-0.842	-0.823	-0.845	-0.839	-0.846
LS8(K9)	-0.838	-0.837	-0.836	-0.834	-0.834	-0.846	-0.832	-0.837	-0.834

Tabelle 202: Leitungsströme Szenario 10 (0,00001%)

Leitung	Referenz	0	1	2	3	4	5	6	7
LS1 LS2	5.864	5.864	5.863	5.861	5.864	5.853	5.863	5.864	5.869
LS2 LS3	5.026	5.026	5.030	5.025	5.033	5.031	5.028	5.021	5.028
LS3 LS4	4.189	4.196	4.185	4.195	4.189	4.193	4.187	4.188	4.187
LS4 LS5	3.351	3.345	3.356	3.344	3.348	3.343	3.354	3.350	3.348
LS5 LS6	2.513	2.514	2.509	2.521	2.512	2.522	2.514	2.515	2.516
LS6 LS7	1.675	1.680	1.675	1.671	1.675	1.669	1.677	1.676	1.680
LS7 LS8	0.838	0.837	0.836	0.834	0.834	0.846	0.832	0.837	0.834

Tabelle 203: Maximale Abweichung Szenario 10

maximaler Fehler [%]	I Knoten	I Leitung
0.100000%	222.576635	80.3765104
0.010000%	18.1301779	8.72774078
0.001000%	1.57467553	1.02192798
0.000100%	0.24495401	0.12301558
0.000050%	0.09389439	0.0277115
0.000025%	0.04551279	0.02124501
0.000020%	0.0441633	0.02420052
0.000010%	0.01945438	0.00929092

Tabelle 204: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 5V) Szenario 10

maximaler Messfehler [% Un]	Leitungsstrom [A]
0.000000%	1200
0.100000%	1310.4
0.010000%	1211.04
0.001000%	1201.104
0.000100%	1200.1104
0.000050%	1200.0552
0.000025%	1200.0276
0.000020%	1200.02208
0.000010%	1200.01104

Tabelle 205: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 2V) Szenario 10

maximaler Messfehler [% Un]	Leitungsstrom [A]
0.000000%	480
0.100000%	590.4
0.010000%	491.04
0.001000%	481.104
0.000100%	480.1104
0.000050%	480.0552
0.000025%	480.0276
0.000020%	480.02208
0.000010%	480.01104

Tabelle 206: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 1V) Szenario 10

maximaler Messfehler [% Un]	Leitungsstrom [A]
0.000000%	240
0.100000%	350.4
0.010000%	251.04
0.001000%	241.104
0.000100%	240.1104
0.000050%	240.0552
0.000025%	240.0276
0.000020%	240.02208
0.000010%	240.01104

Tabelle 207: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,5V) Szenario 10

maximaler Messfehler [% Un]	Leitungsstrom [A]
0.000000%	120
0.100000%	230.4
0.010000%	131.04
0.001000%	121.104
0.000100%	120.1104
0.000050%	120.0552
0.000025%	120.0276
0.000020%	120.02208
0.000010%	120.01104

Tabelle 208: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,1V) Szenario 10

maximaler Messfehler [% Un]	Leitungsstrom [A]
0.000000%	24
0.100000%	134.4
0.010000%	35.04
0.001000%	25.104
0.000100%	24.1104
0.000050%	24.0552
0.000025%	24.0276
0.000020%	24.02208
0.000010%	24.01104

Tabelle 209: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,05V) Szenario 10

maximaler Messfehler [% Un]	Leitungsstrom [A]
0.000000%	12
0.100000%	122.4
0.010000%	23.04
0.001000%	13.104
0.000100%	12.1104
0.000050%	12.0552
0.000025%	12.0276
0.000020%	12.02208
0.000010%	12.01104

Tabelle 210: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,01V) Szenario 10

maximaler Messfehler [% Un]	Leitungsstrom [A]
0.000000%	2.4
0.100000%	112.8
0.010000%	13.44
0.001000%	3.504
0.000100%	2.5104
0.000050%	2.4552
0.000025%	2.4276
0.000020%	2.42208
0.000010%	2.41104

Tabelle 211: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,005V) Szenario 10

maximaler Messfehler [% Un]	Leistungsstrom [A]
0.000000%	1.2
0.100000%	111.6
0.010000%	12.24
0.001000%	2.304
0.000100%	1.3104
0.000050%	1.2552
0.000025%	1.2276
0.000020%	1.22208
0.000010%	1.21104

Tabelle 212: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,001V) Szenario 10

maximaler Messfehler [% Un]	Leistungsstrom [A]
0.000000%	0.24
0.100000%	110.64
0.010000%	11.28
0.001000%	1.344
0.000100%	0.3504
0.000050%	0.2952
0.000025%	0.2676
0.000020%	0.26208
0.000010%	0.25104

Tabelle 213: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,0005V) Szenario 10

maximaler Messfehler [% Un]	Leistungsstrom [A]
0.000000%	0.12
0.100000%	110.52
0.010000%	11.16
0.001000%	1.224
0.000100%	0.2304
0.000050%	0.1752
0.000025%	0.1476
0.000020%	0.14208
0.000010%	0.13104

Tabelle 214: Maximale Abweichung bei einer Leitung (Spannungsdifferenz 0,0001V) Szenario 10

maximaler Messfehler [% Un]	Leitungsstrom [A]
0.000000%	0.024
0.100000%	110.424
0.010000%	11.064
0.001000%	1.128
0.000100%	0.1344
0.000050%	0.0792
0.000025%	0.0516
0.000020%	0.04608
0.000010%	0.03504