

# Verfahren zur Bestimmung potentieller Netzbereiche für Verteilnetzautomatisierungssysteme

Patrick Sobbe

Bachelorarbeit  
August 2022

Bachelorarbeit für Herrn Patrick Sobbe

Datum: 17.05.2022

### **Verfahren zur Bestimmung potentieller Netzbereiche für Verteilnetzautomatisierungssysteme**

Im Zuge der Energiewende steigt die dezentrale Einspeisung durch Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik, Windkraft- oder Biogasanlagen, während Kohlekraftwerke zukünftig abgeschaltet werden. Hierdurch können bidirektionale Leistungsflüsse entstehen, wenn die Einspeiseleistung die Leistungsaufnahme von Verbrauchern übersteigt. Darüber hinaus können durch vermehrte dezentrale Einspeisungen Netzengpässe entstehen, die durch den Verteilnetzbetreiber auf Grund mangelnder Messinfrastruktur nicht erkannt werden. Durch Integration von Messtechnik können derartige, kritische Netzsituationen identifiziert werden.

Aufgrund der Größe der Verteilnetzebene besteht die Herausforderung in der Identifikation relevanter Ortsnetzstationen sowie relevanter Netzbereiche für Automatisierungssysteme. Perspektivisch gesehen nimmt die Bedeutung intelligenter Verteilnetze mit zunehmender Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen zu. Die Ausrüstung großflächiger Netzgebiete mit Messtechnik zur Etablierung solch intelligenter Netze ist zumindest mittelfristig aus zeitlicher sowie finanzieller Perspektive als nicht realistisch anzusehen. Folglich werden zukünftig in einem Netzgebiet zunächst meist nur einzelne Netzbereiche automatisiert. Dafür sollen Algorithmen zum Einsatz kommen, die im ersten Schritt die Ortsnetzstationen eines Netzgebiets bewerten. Im Anschluss sollen diese Bewertungen als Grundlage dienen, um das Netzgebiet in unterschiedliche Teilnetze zu unterteilen. So sollen Teilnetze mit möglichst hoher Durchdringung an wichtigen Ortsnetzstationen ermittelt, und anschließend für eine Ausstattung mit einem Automatisierungssystem priorisiert werden.

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit soll ein bereits vorliegendes Verfahren erweitert werden, welches Ortsnetzstationen eines Netzgebiets bewertet. Ein geeignetes Verfahren soll dann auf Basis dieser Bewertungen das Netzgebiet zunächst in Teilnetze auftrennen, um diese dann im zweiten Schritt miteinander zu vergleichen, so dass Aussagen getroffen werden können, welche Teilnetze sich für eine Ausstattung mit einem Automatisierungssystem vorzugsweise eignen. Weiterhin soll das Verfahren die Möglichkeit beinhalten, durch Parametervariation die Bewertung der Ortsnetzstationen sowie der Netzbereiche flexibel durchzuführen.

Folgende Strukturierung der Arbeit wird vorgeschlagen:

- Literaturrecherche und Erforschung geeigneter Verfahren
- Entwurf und Implementierung eines Verfahrens zur Bestimmung priorisierter Netzbereiche
- Exemplarische Anwendung auf vorliegende Netzdaten
- Verifikation der Ergebnisse und Vergleich der Algorithmen

Im Anschluss an diese Arbeit ist in einem Vortrag über die Ergebnisse zu berichten.

Tag der Ausgabe: 17.05.2022

Tag der Abgabe: 09.08.2022

Zuständig: M.Sc. Sebastian Raczka,  
M. Sc. Bharathwajanprabu Ravisankar

Sebastian.Raczka@tu-dortmund.de  
TU Dortmund, Gebäude BCI-G2-2.09A, Tel.: +49 231 755-4455

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich recht herzlich bei Prof. Dr. -Ing. Christian Rehtanz und Dr. -Ing. Ulf Häger für die Unterstützung von Seiten des Instituts für Energiesystem, Energieeffizienz und Energiewirtschaft bedanken, die mir die Möglichkeit gegeben haben, mich mit diesem interessanten Thema zu beschäftigen. Besonders hervorzuheben waren die Möglichkeiten zur Forschung am Institut sowie die Hilfsbereitschaft der wissenschaftlichen Mitarbeiter.

Ganz besonders möchte ich mich bei meinen Betreuern Herr M.Sc. Sebastian Raczka sowie Herr M. Sc. Bharathwajanprabu Ravisankar bedanken, die mich in vielen Gesprächen durch hilfreiche Ratschläge sowie Kritiken unterstützt und meine Forschungsarbeit gefördert haben und dabei stets für eine angenehme Arbeitsatmosphäre sorgten.

Weiterhin möchte ich mich bei meinen Lektoren für die Korrektur dieser Arbeit bedanken.

Schließlich gilt ein großer Dank meiner Familie sowie meinem privaten Umfeld für die stetige Unterstützung während des gesamten Studiums und insbesondere während der Verfassung dieser Arbeit.

Dortmund, August 2022

Patrick Sobbe

## **Kurzfassung**

Im Rahmen der elektrischen Energiewende ändern sich die Belastungen in den Verteilnetzen. Durch die vermehrte Einspeisung unterlagert angeschlossener Netzteilnehmer führen insbesondere daraus resultierende bidirektionale Leistungsflüsse zu neuen Herausforderungen im Verteilnetz. Neben der konventionellen Netzertüchtigung bieten Automatisierungssysteme eine weitere Lösungsmöglichkeit, kritische Situationen im Netz aufgrund von umkehrender Leistungsflüsse zu verhindern. Ein Einsatz solcher Systeme ist nicht für jeden Netzbereich von Nutzen und führt außerdem zu hohen Investitions- und Betriebskosten. Daher sind Algorithmen erforderlich, die potentiellen Netzbereiche zur Integration von Automatisierungssystemen identifizieren. In dieser Arbeit wurde der Look-Beyond Algorithmus entwickelt, der Netzbereiche einer definierten Größe basierend auf der Bewertung von Netzstationen identifiziert und eine Ausstattungsempfehlung für ein Verteilnetzautomatisierungssystem ausspricht. Abschließend wurden die Ergebnisse des Look-Beyond Algorithmus mit einem einfachen Suchalgorithmus für verschiedene Anwendungsfälle und Netzbereichsgrößen verglichen und verifiziert.

## **Abstract**

In the context of the electrical energy transition, the loads in the distribution grids are changing. Due to the increased feed-in of subordinately connected grid participants, the resulting bidirectional power flows in particular lead to new challenges in the distribution grid. In addition to conventional grid upgrades, automation systems offer another solution to prevent critical situations in the grid due to reversing power flows. The use of such systems is not useful for every grid area and also leads to high investment and operating costs. Therefore, algorithms are needed to identify potential grid areas for the integration of distribution grid automation systems. In this work, the Look-Beyond algorithm was developed, which identifies grid areas of a defined size based on the evaluation of grid stations and makes an equipment recommendation for a distribution grid automation system. Finally, the results of the Look-Beyond algorithm were compared and verified with a simple search algorithm for different use cases and grid area sizes.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>VII</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>IX</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>X</b>
<b>Symbol- und Formelverzeichnis .....</b>	<b>XI</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>1</b>
<b>2 Grundlagen.....</b>	<b>2</b>
2.1. Aufbau von elektrischen Netzen und Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber ....	2
2.2. Modernisierung von Mittelspannungsstationen bis zur Integration von Automatisierungssystemen .....	5
2.3. Aufbau und Modellierung von Netzen .....	7
<b>3 Entwicklung und Implementierung eines Verfahrens zur     Netzbereichsidentifikation .....</b>	<b>11</b>
3.1. Bewertung von Netzstationen.....	11
3.1.1. Normierungsverfahren für die Aufbereitung der Parameter .....	11
3.1.2. Parameter zur Bewertung von Netzstationen.....	12
3.1.3. Verfahren zur Identifikation von Netzbereichen.....	18
3.1.4. Problemstellung und Anforderungen zur Identifikation relevanter Netzbereiche in Verteilnetzen .....	24
3.2. Verfahren zur Identifikation von Netzbereichen in Mittelspannungsnetzen.....	25
3.2.1. Initiale Ansätze.....	25
3.2.2. Look-Beyond Algorithmus .....	28
<b>4 Anwendung und Ergebnisse .....</b>	<b>38</b>
4.1. Anwendungsfälle und Szenarien .....	38

---

4.1.1. Anwendungsfall 1: Priorisierung der erneuerbaren Energien aus der Mittelspannung.....	39
4.1.2. Anwendungsfall 2: Priorisierung der erneuerbaren Energien aus der Mittel- sowie der Niederspannung .....	46
4.1.3. Anwendungsfall 3: Priorisierung mit Parametern aus den sozioökonomischen Daten, den Betriebsmitteln und den Netzdaten.....	53
4.2. Schrittweise Ausstattungsempfehlung für Anwendungsfall 2.....	59
4.3. Rechenkapazität.....	61
<b>5 Zusammenfassung und Ausblick.....</b>	<b>62</b>
<b>6 Literaturverzeichnis .....</b>	<b>64</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau der elektrischen Netzebenen .....	3
Abbildung 2: Aufbau einer Kompaktstation mit Primär- und Sekundärtechnik.....	5
Abbildung 3: Darstellung eines 4-Knoten-Netzes .....	7
Abbildung 4: Darstellung eines Teilgraphen des 4-Knoten-Netzes ohne den Knoten d.....	8
Abbildung 5: Teilgraph des 4-Knoten-Netzes mit offenen Trennschaltern.....	8
Abbildung 6: Darstellung eines 5-Knoten-Netzes mit optisch schneidenden Kanten .....	9
Abbildung 7: Darstellung der Ergebnisse des <i>shortest path</i> Algorithmus für Knoten a.....	9
Abbildung 8: Darstellung der Ergebnisse des <i>simple path</i> Algorithmus für Knoten a.....	10
Abbildung 9: Darstellung einer Normalverteilung.....	12
Abbildung 10: Netzstation mit Anschlussleitungen.....	14
Abbildung 11: Visualisierung der Parameter aus Mittel- und Niederspannungsnetz .....	16
Abbildung 12: Beispielnetz Girvan-Newman Algorithmus.....	19
Abbildung 13: Communities nach dem ersten Iterationsschritt.....	20
Abbildung 14: Ergebnis der ersten Iterationsschleife des Louvain-Algorithmus .....	22
Abbildung 15: Iterationsschritte des Louvain-Algorithmus.....	22
Abbildung 16: Ablauf des Look-Beyond Algorithmus.....	30
Abbildung 17: Iterationsschleife 1 & 3 des Look-Beyond Algorithmus für Beispiel 1.....	34
Abbildung 18: Iterationsschleifen 1 & 2 des einfachen Suchalgorithmus für Beispiel 1 .....	35
Abbildung 19: Iterationsschleifen 1 & 2 des Look-Beyond Algorithmus für Beispiel 2 .....	35
Abbildung 20: Iterationsschleifen 1 & 2 des Look-Beyond Algorithmus für Beispiel 3 .....	36
Abbildung 21: Iterationsschleife 3 des Look-Beyond Algorithmus für Beispiel 3.....	36
Abbildung 22: Darstellung des zur Verfügung gestellten Mittelspannungsnetzes .....	38
Abbildung 23: Auswertung des Bewertungsverfahrens für Anwendungsfall 1.....	39
Abbildung 24: Bester Netzbereich ausgehend vom Umspannwerk für Anwendungsfall 1 mit $n = 20$ .....	41
Abbildung 25: Bester Netzbereich für Anwendungsfall 1 mit $n = 20$ .....	42
Abbildung 26: Bester Netzbereich ausgehend vom Umspannwerk für Anwendungsfall 1 mit $n = 40$ .....	43
Abbildung 27: Bester Netzbereich des Look-Beyond Algorithmus für Anwendungsfall 1 mit $n = 40$ .....	44
Abbildung 28: Bester Netzbereich des einfachen Suchalgorithmus für Anwendungsfall 1 mit $n = 40$ .....	45
Abbildung 29: Auswertung des Bewertungsverfahrens für Anwendungsfall 2.....	47
Abbildung 30: Bester Netzbereich ausgehend vom Umspannwerk für Anwendungsfall 2 mit $n = 20$ .....	48

---

Abbildung 31: Bester Netzbereich ausgehend von Netzstation ST-00218 für Anwendungsfall 1 mit $n = 20$ .....	49
Abbildung 32: Bester Netzbereich ausgehend vom Umspannwerk für Anwendungsfall 2 mit $n = 40$ .....	50
Abbildung 33: Bester Netzbereich des Look-Beyond Algorithmus für Anwendungsfall 2 mit $n = 40$ .....	51
Abbildung 34: Bester Netzbereich des einfachen Suchalgorithmus für Anwendungsfall 2 mit $n = 40$ .....	52
Abbildung 35: Auswertung des Bewertungsverfahrens für Anwendungsfall 3.....	54
Abbildung 36: Bester Netzbereich ausgehend vom Umspannwerk für Anwendungsfall 3 mit $n = 20$ .....	55
Abbildung 37: Bester Netzbereich ausgehend von Netzstation ST-00204 für Anwendungsfall 3 mit $n = 20$ .....	56
Abbildung 38: Bester Netzbereich ausgehend von Netzstation ST-00052 für Anwendungsfall 3 mit $n = 40$ .....	57
Abbildung 39: Bester Netzbereich ausgehend von Netzstation ST-00275 für Anwendungsfall 3 mit $n = 40$ .....	58
Abbildung 40: Schrittweise Ausstattungsempfehlung für Anwendungsfall 2.....	59



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Betriebsmittel Parameter zur Bewertung von Netzstationen .....	13
Tabelle 2: Sozioökonomische Parameter zur Bewertung von Netzstationen.....	15
Tabelle 3: Netzdaten-Parameter zur Bewertung von Netzstationen .....	17
Tabelle 4: Priorisierung für Anwendungsfall 1 .....	39
Tabelle 5: Ergebnisse Anwendungsfall 1 mit $n = 20$ .....	40
Tabelle 6: Ergebnisse Anwendungsfall 1 mit $n = 40$ .....	43
Tabelle 7: Priorisierung für Anwendungsfall 2.....	46
Tabelle 8: Ergebnisse Anwendungsfall 2 mit $n = 20$ .....	47
Tabelle 9: Ergebnisse Anwendungsfall 2 mit $n = 40$ .....	49
Tabelle 10: Priorisierung für Anwendungsfall 3.....	53
Tabelle 11: Ergebnisse Anwendungsfall 3 mit $n = 20$ .....	55
Tabelle 12: Ergebnisse Anwendungsfall 3 mit $n = 40$ .....	57
Tabelle 13: Iterationszeiten des Computers für verschiedene Netzbereichsgrößen.....	61

## Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung
vgl.	vergleiche
bzw.	beziehungsweise
dt.	deutsch
i.d.R.	in der Regel
NP	Nichtdeterministisch polynomiell
SP	Simple Path
EBC	Edge-Betweenness-Centrality

## Symbol- und Formelverzeichnis

$A$	Datensatz an Listen
$E$	Elektrisches Netz
$Q$	Modularitätswert
$V$	Kante
$C(j,u)$	Funktion zur Berechnung aller Kombinationen
$A_{ij}$	Gewicht der Kante zwischen Knoten $i$ und $j$
$K_i$	Knoten
$L_i$	Liste
$N_i$	Netzstation
$P_i$	Parameter
$P_{i,n}$	Normierter Parameter
$W_e$	Weg
$f$	Priorisierungsfaktor
$g$	Trennstellen und Abzweigpunkten
$j$	Anzahl Betrachtungspunkte
$m$	Gesamtgewicht aller Kanten eines Graphen
$n$	Netzbereichsgröße
$p$	Priorisierungswert
$q$	Vorhandene Anzahl an Netzstationen je Liste
$r$	Relative Priorisierungssumme
$u$	Kombinationsgröße
$w$	cutoff

---

$x$	Anzahl Iterationsschritte
$y$	Priorisierungskennzahl
$z$	Höchste Anzahl an Abzweigpunkten und Trennstellen für eine Netzstation
$k_i$	Summe der Gewichte an Knoten $i$
$la_i$	Prozentuale Leitungsauslastung
$l_i$	Angeschlossene Leitung
$y_s$	Summe Priorisierungskennzahlen
$\delta$	Kronecker-Funktion
$r$	Relative Priorisierungssumme
$\mu$	Mittelwert
$\sigma$	Standardabweichung

# 1 Einleitung

Im Zuge der elektrischen Energiewenden in Deutschland und der damit einhergehenden Veränderung in der Stromversorgung bedarf es einer neuen Betrachtung der Verteilnetze. Zukünftig soll der Stromverbrauch vor allem durch erneuerbare Energien gedeckt werden. So konnten bereits im Jahr 2021 41,4 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland durch erneuerbare Energien erzeugt werden. Dieser Anteil soll kontinuierlich steigen. So befürworteten 92 % der Teilnehmer bei einer Befragung durch den Bundesverband Solarwirtschaft e.V. den Ausbau und die Förderung von Solaranlagen auf Hausdächern. Diese Entwicklung führt die deutsche Energieversorgung weg von einer hierarchisch geprägten Versorgung hin zu einer vermehrt dezentralen Energieerzeugung [1, 2]. Die Infrastruktur der elektrischen Netze dient dabei dem Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromabnahme. Der kontinuierliche Ausbau von beispielsweise Photovoltaikanlagen sorgt dabei für eine steigende Komplexität in der Planung und im Betrieb von Netzen. Verteilnetze in ländlichen Regionen können hierbei schnell an ihre Belastungsgrenzen kommen. Insbesondere durch den Ausbau der Photovoltaikanlagen in der Niederspannungsebene und zusätzlich größeren Photovoltaik-, Windkraft- sowie Biogasanlagen in der Mittelspannungsebene können Spitzenlasten, für die die Netze geplant wurde, überstiegen werden. Daher muss die Netzinfrastruktur weiterentwickelt werden. Neben dem Ausbau der Netze können hierbei innovative Netztechnologien helfen, kritische Netzsituationen zu erkennen und dementsprechend Einspeiser und Lasten zu regeln [3]. Die Möglichkeit einer Überwachung und Regelung von Netzbereichen in Verteilnetzen kann durch die Ausstattung von Netzstationen mit Mess- und Regelungstechnik erfolgen. Diese ermöglichen eine dezentrale Überwachung der Leistungsflüsse und geben dem Verteilnetzbetreiber im Bedarfsfall Eingriffsmöglichkeiten, beispielsweise durch regelbare Ortsnetztransformatoren [4]. Die übergreifende Ausstattung von priorisierten Netzstationen ermöglicht dabei den Einsatz eines Verteilnetzautomatisierungssystems. Hierbei soll durch optimale Platzierung von Mess- und Regelungstechnik in Netzstationen ein Monitoring ganzer Netzbereiche ermöglicht werden. Da die Ausstattung von Netzstationen jedoch hohe monetäre Ausgaben erfordert, kann nur eine begrenzte Anzahl an Netzstationen ertüchtigt werden. So sollen Netzbereiche ausgestattet werden, deren inhärente Netzstationen basierend auf sozioökonomischen Parametern sowie Netz- und Betriebsmitteldaten eine besonders hohe Priorisierung erfahren. Im Rahmen dieser Bachelorarbeit sollen daher algorithmischen Verfahren entwickelt werden, die basierend auf der Bewertung von Netzstationen zusammenliegende Netzbereiche einer definierten Größe

identifizieren, die als besonders priorisiert für eine Implementierung eines Verteilnetzautomatisierungssystems zu erachten sind.

Der Aufbau dieser Arbeit gliedert sich in vier Schritte. Im folgenden Abschnitt wird zunächst der Aufbau der elektrischen Netzebenen erläutert. Darauf aufbauend sollen die Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber aufgezeigt, und insbesondere anhand der Modernisierung von Mittelspannungsstationen verdeutlicht werden. Anschließend wird die Modellierung von Netzen erklärt.

Im zweiten Abschnitt soll dann ein Verfahren aufgezeigt werden, anhand dessen Netzstationen auf verschiedene Parameter bewertet werden können. Des Weiteren werden existierende Algorithmen beschrieben, die Netzbereiche basierend auf unterschiedlichen Methoden identifizieren können. Abschließend sollen initiale Lösungsansätze vorgestellt werden, aus denen final die Vorstellung eines entwickelten Algorithmus zur Netzbereichsidentifikation für Verteilnetzautomatisierungssysteme resultiert.

Im Kapitel drei werden verschiedene Anwendungsfälle für die Bewertung von Netzstationen sowie für unterschiedliche Netzbereichsgrößen durchgeführt, auf deren Basis der entwickelte Algorithmus mit einem einfachen Suchalgorithmus verglichen und verifiziert werden soll.

Abschließend erfolgt eine kurze Zusammenfassung der Ergebnisse sowie eine Aufstellung möglicher folgender Forschungsansätze.

## 2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden Grundlagen und Definitionen zu Komponenten von elektrischen Energieversorgungssystemen aufgezeigt. Es wird auf die Modellierung von elektrischen Netzen und die Modernisierung von Mittelspannungsstationen eingegangen. Abschließend werden die Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber insbesondere hinsichtlich der elektrischen Energiewende verdeutlicht.

### 2.1. Aufbau von elektrischen Netzen und Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber

Der Aufbau eines Energieversorgungssystems beinhaltet die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie. Um den elektrischen Energiefluss in Deutschland effizient zu gestalten und Energieverluste zu minimieren, weisen die elektrischen Übertragungsebenen unterschiedliche Spannungen auf. Dabei wurde ein hierarchisches System etabliert. Das 380 kV-Netz bildet die höchste Spannungsebene. Es wird zusammen mit dem 220 kV-Netz der Höchstspannungsebene zugeordnet. Diese Netze werden als Übertragungsnetze bezeichnet und besitzen meist eine maschenförmige Topologie. Hier sind die konventionellen Großkraftwerke, wie Kohlekraftwerke sowie mittlerweile auch flächendeckend eingesetzte Windparks angeschlossen. An diese Netze ist nachgelagert das 110 kV-Netz angeschlossen. Diese Spannungsebene wird als Hochspannungsebene bezeichnet. Einige Hochspannungsnetze werden ebenfalls vermascht betrieben, sodass durch die verschiedenen Energieflussrichtungen ebenfalls eine Transportfunktion erfüllen werden kann. Der Großteil der Hochspannungsnetze wird jedoch mit einer strahlenförmigen Topologie betrieben und leitet die Energie vorwiegend monodirektional an lokale Verteilnetzbetreiber oder Großkunden, wie Industriebetrieben oder Kliniken, weiter. Die 110 kV-Netze ordnen sich dem Begriff der Verteilnetze unter.

In den beiden oberen Ebenen aus Abbildung 1 sind kann die hierarchische Darstellung der Höchst- und Hochspannungsnetze entnommen werden. Zu sehen sind vor allem angeschlossene Großerzeuger in Form von Kraftwerken.

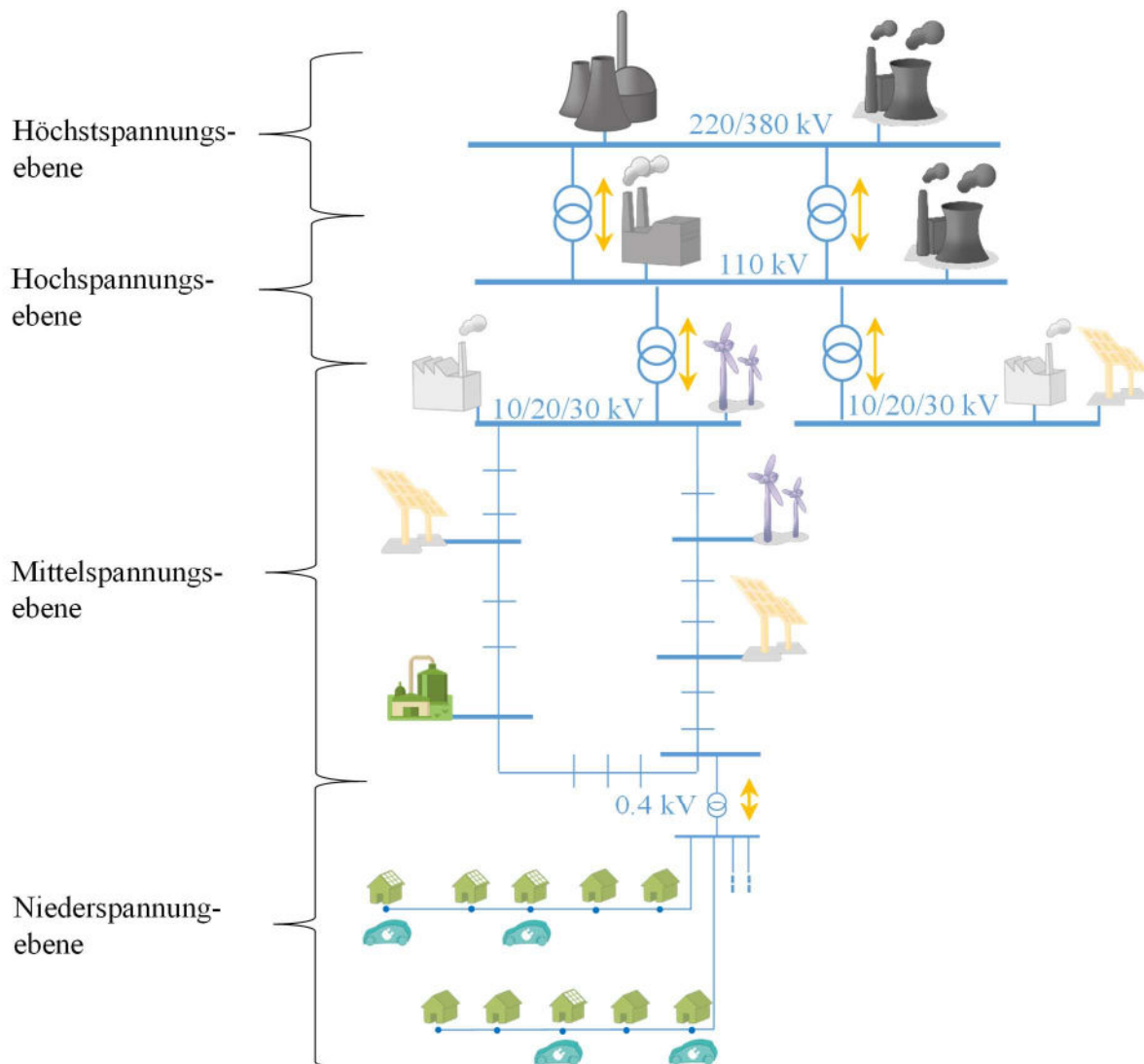


Abbildung 1: Aufbau der elektrischen Netzebenen

Darunter gelagert liegen die Mittelspannungsnetze mit einer Spannung von 10 kV, 20 kV oder 30 kV, die in dieser Bachelorarbeit näher betrachtet werden sollen. In dieser Spannungsebene wird die Energie an die lokalen Endverbraucher verteilt. Es erfolgt die Primärverteilung, die die Verteilung an Ortsnetzstationen und Schwerpunktstationen großer Industrieunternehmen sowie von Ballungsgebieten sichert. Hier sind in Abbildung 1 insbesondere auch die angeschlossenen Erzeuger aus den erneuerbaren Energien zu erkennen, wie Photovoltaik-, Windkraft- und Biogasanlagen. An die Ortsnetzstationen und Schwerpunktstationen sind die Niederspannungsnetze angeschlossen, in denen die Sekundärverteilung erfolgt. Hier wird die



Energie bis zum Endverbraucher transportiert. Im Unterschied zu den üblicherweise dreiphasigen, vorgelagerten Netzen führt das Niederspannungsnetz einen Neutralleiter beziehungsweise Sternpunktleiter mit sich [5]. Der Neutralleiter des Verteilnetztransformators ist in der Netzstation geerdet und erfüllt damit eine Schutzfunktion. Des Weiteren ist der Neutralleiter mit den Hausanschlüssen verbunden und dient als Rückleiter für einphasige Verbraucher sowie der Erdung metallischer Körper in Verbraucheranlagen.

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit soll insbesondere auf die Herausforderungen von Verteilnetzbetreibern hinsichtlich von Verteilnetzautomatisierungssystemen eingegangen werden. Die Energiewende sowie die flächendeckende Digitalisierung sind hierbei nicht nur zwei Treiber, die eine Weiterentwicklung der Verteilnetze fordern, sondern auch neue Geschäftsmodelle mit neuen Wettbewerbern schaffen [6]. Der Ausbau von Verteilnetzen ist sehr kostenintensiv: Nach einer Befragung durch die Bundesnetzagentur haben die befragten Verteilnetzbetreiber für den Zeitraum von 2020 bis 2030 3.525 Maßnahmen mit einem Ausbaubedarf in Höhe von 16,05 Mrd. Euro gemeldet [7]. Neben dem Ausbau der Verteilnetze steigen die Anforderungen an den Messstellenbetrieb, insbesondere durch das „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW)“. Hier verändern technische Innovationen in der Fernwartung und -steuerung die Aufgabenfelder von Verteilnetzbetreibern. Des Weiteren erlangen Privat- und Geschäftskunden durch dezentrale Erzeugung und Speicherung von Energie Autarkie. Gleichzeitig können dadurch bidirektionale Leistungsflüsse entstehen, die ein Management des Verteilnetzbetreibers erfordern. Verteilnetze sollen sich von starren Übertragungseinheiten in dynamische Systeme wandeln [5]. Es ist somit offensichtlich, dass die Digitalisierung der Netze für die Verteilnetzbetreiber hohe monetäre Ausgaben erfordert. Daraus folgt, dass Verteilnetze nach und nach mit intelligenter Messtechnik ausgestattet werden müssen. Somit müssen Verteilnetzbetreiber Netzstationen aus einem Verteilnetz wählen, die in der ersten Ausbaustufe für eine gegebene Netzbereichsgröße die höchste Priorisierung erhalten. Daher sollen Verfahren entwickelt werden, die es dem Netzbetreiber ermöglichen, Parameter zur Bewertung von Netzstationen zu wählen und individuell zu priorisieren. Anschließend sollen auf dieser Basis dieser Bewertung Netzbereiche identifiziert werden, die eine besonders hohe Durchdringung von relevanten Netzstationen besitzen. In dieser Bachelorarbeit werden solche Verfahren, basierend auf Priorisierungen von Netzstationen, entwickelt und exemplarisch auf ein Mittelspannungsnetz angewandt.

## 2.2. Modernisierung von Mittelspannungsstationen bis zur Integration von Automatisierungssystemen

Netzstationen dienen zur Speisung des Niederspannungsnetzes aus dem Mittelspannungsnetz. Im Zuge steigender dezentraler Einspeisung gewinnen jedoch Speisungen aus dem Niederspannungsnetz in das Mittelspannungsnetz an Bedeutung. Netzstationen lassen sich in Ortsnetzstationen (ONS) und Übergabestationen unterteilen. Ortsnetzstationen gehören dem Netzbetreiber, während Übergabestationen kundeneigene Stationen von beispielsweise Industriebetrieben oder erneuerbare Energieanlagen sind. Es wird zwischen begehbaren und nicht begehbaren Stationen unterschieden, deren Bauformen unter anderem als Maststation, Turmstation, Kabelstation sowie Kompaktstationen vorliegen [8]. In Abbildung 2 wird der Aufbau einer Kompaktstation dargestellt.

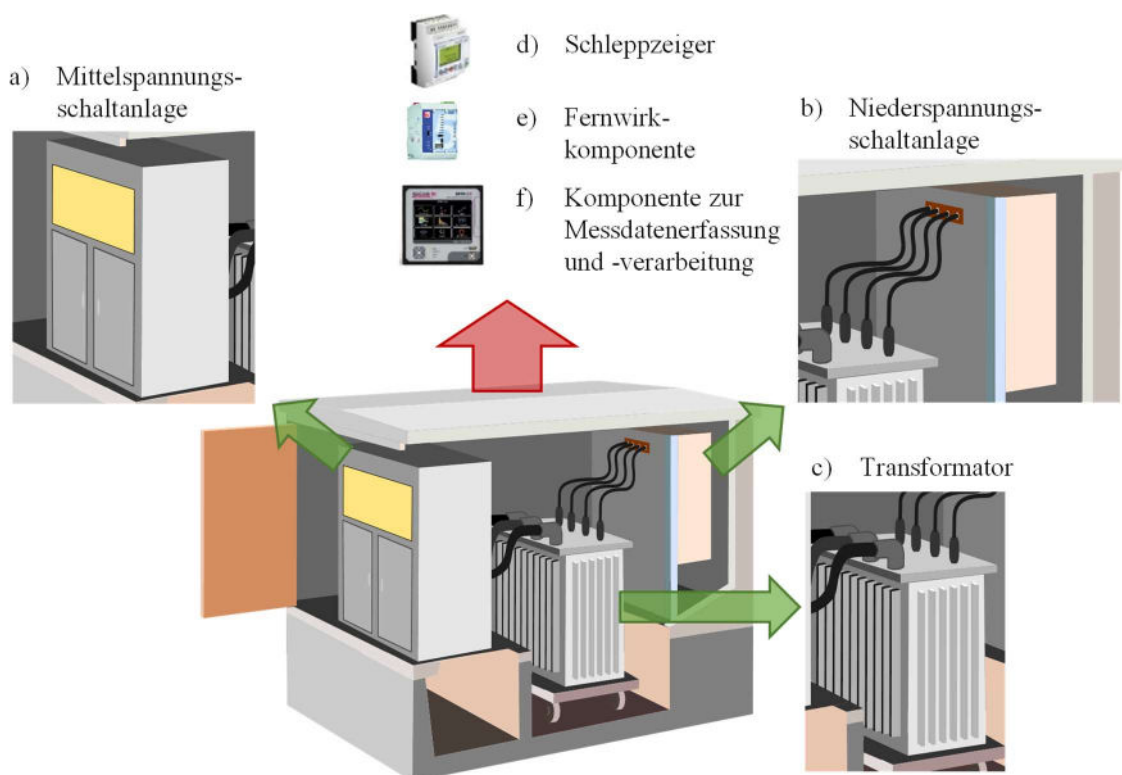


Abbildung 2: Aufbau einer Kompaktstation mit Primär- und Sekundärtechnik

Mit den grünen Pfeilen werden die Primärkomponenten gezeigt. Der rote Pfeil zeigt Sekundärkomponenten, mit der eine Netzstation ausgestattet werden kann. Unter a) ist die Mittelspannungsschaltanlage gezeigt. Hier kommen die Ströme mit einer Spannung von 30 kV/20 kV/10 kV an. Zwischen Mittelspannungsschaltanlage und der Niederspannungsschaltanlage unter b) befindet sich der Transformator (c). Dieser ist mit der

Mittelspannungs- sowie der Niederspannungsschaltanlage verbunden und wandelt die Spannung von 30 kV/20 kV/10 kV aus der Mittelspannung auf 0,4 kV zur Niederspannung um. Weiterhin ist ein Schleppzeiger verbaut, welcher unter d) zu sehen ist. Dieser kann über einen Jahresverlauf den maximalen Leistungswert anzeigen. Die Werte des Schleppzeigers können lediglich in der Netzstation abgelesen werden, denn Echtzeitflüsse können weder übergeben noch gespeichert werden [9]. Hier bietet neue Messtechnik ein hohes Potenzial für Verbesserungen. Um Netzstationen zu digitalisieren, müssen der Stationsbaukörper, die Primärkomponenten (MS-, NS-Schaltanlagen, Transformator) und die Sekundärkomponenten (Messgeräte, Regeleinheiten, Fernwirkanlagen) aufeinander abgestimmt werden. Als Sekundärkomponenten sind unter anderem Messgeräte, Wandler, Detektoren, Hilfsschalter und Fernwirkkomponenten zu nennen [12]. In Abbildung 5, e) & f), sind solche Sekundärkomponenten für eine intelligente Netzstation visualisiert. Diese können Daten übertragen, die durch Komponenten zur Messdatenerfassung und -verarbeitung gespeichert werden. Um Daten zu generieren, werden Sensoren angebracht, die die Informationen an die Messkomponenten weitergeben. Beispielsweise kann bei Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators die Spannung geregelt werden, um das Spannungsband einzuhalten. In der Norm EN 50160 wird vorgeschrieben, dass bei langsamen Spannungsänderungen im Normalbetrieb in der Niederspannung ein Band von  $\pm 10\%$  von 230V eingehalten werden muss. Als Messgröße fungiert dabei der Effektivwert, welcher in einem Integrationsintervall von zehn Minuten gemessen wird. Durch den Wandel von insbesondere Leistungsflüssen und Sekundärtechnik in Netzstationen steigen gleichzeitig die Anforderungen an die Netzstationen. Der Stationsbaukörper muss, je nach Bauart, auf die Primär- sowie Sekundärkomponenten abgestimmt sein, sodass die Betriebssicherheit gewährleistet werden kann. In der Norm für fabrikfertige Stationen sind in Abschnitt 6 unter anderem die Anforderungen an eine Typprüfung zu finden. In Folge steigender bidirektionaler Flüsse hat sich der Fokus der Netzplaner, Netzbetreiber und Hersteller verändert. In intelligenten Netzstationen werden elektronische Bauteile für Monitoring, Fernüberwachung und Fernsteuerung implementiert. Hier verweist die Norm im Abschnitt 6.1 Allgemeines darauf hin, dass insbesondere am Einbauort dieser Komponenten zu messen ist. Außerdem wird die Erwärmungsprüfung aus Abschnitt 6.5 noch bedeutsamer [10].

Wird ein zusammenhängender Netzbereich von Netzstationen mit moderner Sekundärtechnik ausgestattet, ist es möglich, ein Verteilnetzautomatisierungssystem für diesen Netzbereich zu generieren, um Erzeugung, Speicherung und Verbrauch der elektrischen Energie aufeinander abzustimmen. Die Vernetzung erfolgt hierbei durch Informations- und

Kommunikationstechnologie, sowie durch dezentral organisierte Energiemanagementsysteme. Bisher hatten Netzbetreiber keine Kontrolle oder Kenntnis über Zeitpunkt und Ort von dezentraler Einspeisung in Verteilnetze, was ein Risiko von instabilen Netzzuständen mit sich bringen kann [11]. Mit moderner Messtechnik ist es nun möglich, alle Komponenten inklusive derer Betriebszustände visualisiert darzustellen. Dadurch können unter anderem Messdaten erfasst, Fehler identifiziert, und Informationen übertragen werden. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, über eine Fernsteuerung einzugreifen. Abschließend kann die Modernisierung von Netzstationen ein wichtiger Faktor für die Energiewende werden. Durch modernste Messtechnik sowie dezentralen Eingriffsmöglichkeiten können Verteilnetzautomatisierungssysteme generiert werden, welche Leistungsflüsse in Echtzeit erfassen, übermitteln und auswerten. Somit können Netzstationen, in denen bislang sekundärtechnisch nur die Höchstlast über ein Jahr erfasst werden konnte, durch moderne, digitalisierte Sekundärkomponenten erweitert, und eine Vernetzung zwischen Verteilnetzebene und Verteilnetzbetreiber generiert [12].

### 2.3. Aufbau und Modellierung von Netzen

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit soll ein Verfahren entwickelt werden, welches auf Mittelspannungs-, bzw. auf der Verteilnetzebene eingesetzt werden soll. Dazu wird im ersten Schritt auf die Modellierung von elektrischen Netzen mittels Knoten und Kanten, wie in der Graphentheorie beschrieben, eingegangen. Ein Graph kann dabei wie folgt definiert werden: Ein Graph  $G(K, V)$  besteht aus einer endlichen Menge von Knoten  $K$  (engl. vertex) und einer Menge von Kanten  $V$  (engl. edge)  $\{a,b\}$  mit  $a,b \in V$ ,  $a \neq b$ . Folgende Abbildung 3 veranschaulicht die Darstellung eines Graphen, bestehend aus vier Knoten und fünf Kanten.

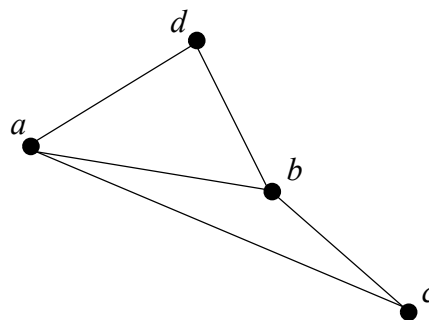


Abbildung 3: Darstellung eines 4-Knoten-Netzes

In diesem Beispiel ist zu erkennen, dass die Kante  $\{a,b\}$  die zwei Knoten  $a$  und  $b$  verbindet. Diese Darstellung würde im elektrischen Kontext eine Darstellung aus Netzstationen, Trennstellen oder Anschlusspunkten (Knoten) bedeuten, die über Leitungen oder Kabel (Kanten) miteinander verbunden sind. Aus jenen Graphen können weiterhin Teilgraphen gebildet werden, wobei ein Graph  $H(K', V')$  mit  $K' \subseteq K$  und  $V' \subseteq V$  als Teilgraph von  $G$  bezeichnet wird. In der folgenden Abbildung ist ein Teilgraph  $H$  des Graphen  $G$  zu sehen:

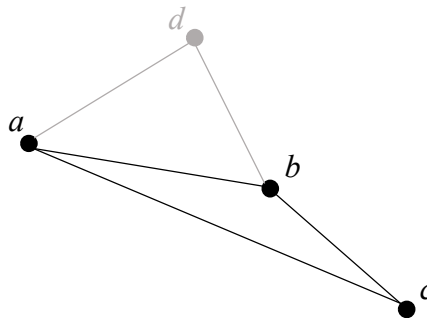


Abbildung 4: Darstellung eines Teilgraphen des 4-Knoten-Netzes ohne den Knoten  $d$

Der Teilgraph  $H$  ist durch das Entfernen der Kanten  $\{a,d\}$  und  $\{b,d\}$  entstanden. Die verbleibende Topologie ist jedoch weiterhin eine Teilmenge aus dem ursprünglichen Graphen  $G$ . Im weiteren Verlauf können Teilgraphen somit Netzbereiche von elektrischen Netzen darstellen. Das Entfernen von Kanten wird im Folgenden jedoch nicht ausschließlich für die Erstellung von Netzbereichen, sondern ebenfalls für inaktive Leitungen oder offene Trennschalter genutzt, die eine galvanische Entkopplung simulieren. Folgend kann die Topologie aus Abbildung 3 ebenfalls mit zwei offenen Trennschaltern dargestellt werden (vgl. Abb. 5).

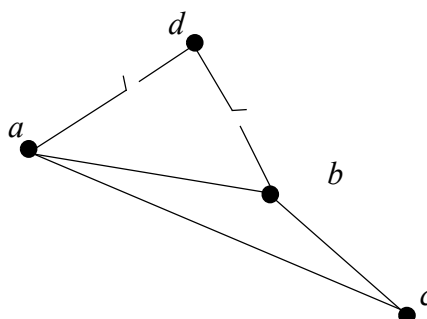


Abbildung 5: Teilgraph des 4-Knoten-Netzes mit offenen Trennschaltern

Durch die offenen Trennschalter zwischen Knoten  $a$  und  $b$  sowie Knoten  $a$  und  $c$  sind beide Leitungen inaktiv, und die Netzstation  $d$  wäre somit für die Netztopologie irrelevant.

Kanten von Graphen können sich in Darstellungen auch kreuzen, dadurch entstehen aber nicht automatisch Knoten. Im Folgenden Beispiel kreuzen sich die Kanten  $\{b,d\}$  und  $\{a,e\}$ , jedoch existiert am Treffpunkt beider Kanten kein Knoten (vgl. Abb. 6).

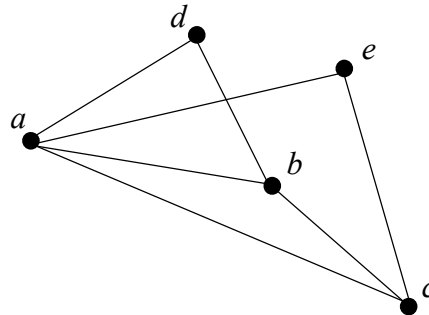


Abbildung 6: Darstellung eines 5-Knoten-Netzes mit optisch schneidenden Kanten

Im Allgemeinen wird versucht, Kanten zu zeichnen, ohne dass sie sich kreuzen. Weiterhin werden Knoten eindeutig markiert, um Missverständnisse zu vermeiden [13].

Für Analysen in Graphen können verschiedene Algorithmen genutzt werden. Im Folgenden werden zwei Möglichkeiten dargestellt, um mit Algorithmen Wege zwischen einzelnen Knotenpunkten zu finden. Das soll helfen, Subgraphen, die Netzbereiche darstellen, ausgehend von einem Startknoten bzw. einer initialen Netzstation zu finden. Eine Möglichkeit dafür bietet der *shortest path* Algorithmus (dt. kürzester-Weg-Algorithmus) [23]. Dieser kann, ausgehend von einem Knoten, den jeweils kürzesten Weg zu jedem anderen Knoten finden. In Abbildung 7 sind die kürzesten Wege von Knoten  $a$  zu allen anderen Knoten visualisiert:

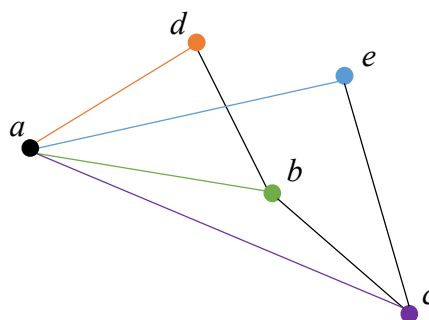


Abbildung 7: Darstellung der Ergebnisse des *shortest path* Algorithmus für Knoten  $a$

Es können von Knoten  $a$  alle anderen Knoten über einen Weg erreicht werden, ohne dazwischen einen weiteren Knoten einzubinden. Jede dieser einzelnen Möglichkeiten würde einen Netzbereich des Gesamtnetzes darstellen. Da mit dieser Lösung jedoch nicht jeder Weg

zwischen zwei Knoten gefunden werden kann, daher auch nicht jeder mögliche Netzbereich, bietet es sich an, den *simple path* Algorithmus (dt. einfachster-Weg-Algorithmus) zu nutzen [23]. Dieser bietet die Möglichkeit, jeden einzelnen Weg zwischen zwei Knoten zu identifizieren. Sollen beispielsweise alle Wege ausgehend von Knoten *a* zu Knoten *c* gefunden werden, eröffnen sich viele verschiedene Möglichkeiten, die in folgender Abbildung dargestellt sind:

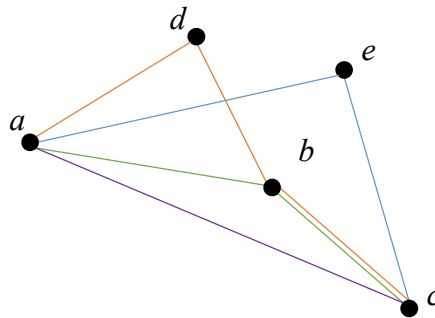


Abbildung 8: Darstellung der Ergebnisse des *simple path* Algorithmus für Knoten *a*

Neben dem im vorherigen Beispiel gefundenen Weg *a-c* werden ebenfalls die Wege *a-b-c*, *a-d-b-c* sowie *a-e-c* gefunden. Somit können mehrere verschiedene Verknüpfungen zwischen zwei Knoten untersucht werden. Daher werden nun vier verschiedene Netzbereiche zwischen Netzstation *a* und Netzstation *c* gefunden, während der *shortest path* Algorithmus auf Grund seiner Funktion nur einen einzigen Weg, hier Netzbereich, findet. Des Weiteren bietet der *simple path* Algorithmus (SP-Algorithmus) die Möglichkeit, einen cutoff  $w$  einzustellen. Dieser schließt Wege zwischen zwei Knoten aus, sollten sie eine definierte Anzahl an Knoten überschreiten. Wird beispielsweise ein cutoff von zwei eingestellt, werden an den initialen Startknoten maximal zwei weitere Knoten angehängen. In diesem Beispiel würde dies bedeuten, dass weiterhin die Wege *a-c*, *a-b-c* und *a-e-c* gefunden werden, der Weg *a-d-b-c* jedoch ausgeschlossen wird, da die maximale Anzahl anzuhängender Knoten von zwei mit drei in diesem Fall überschritten wird. Der SP-Algorithmus samt der Einstellmöglichkeit eines cutoff wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit helfen, einen Algorithmus zu erstellen, der einzelne Netzbereiche in einem Netz findet.

### **3 Entwicklung und Implementierung eines Verfahrens zur Netzbereichsidentifikation**

Folgend wird ein Verfahren erläutert, welches aus einem Verteilnetz einen Netzbereich identifiziert, der nach gegebenen Parametern für ein Verteilnetzautomatisierungssystem geeignet ist. Hierfür wird im ersten Schritt ein bereits existierendes Verfahren zur Bewertung von Netzstationen genutzt. Nachdem durch dieses Verfahren jeder Netzstation eine spezifische Wichtigkeit zugeteilt wird, soll daraufhin ausgehend von Eingangsparametern ein Netzbereich von einer Größe  $n$  gefunden werden, der untereinander verbunden ist und priorisiert für ein Verteilnetzautomatisierungssystem in Frage kommt.

#### **3.1. Bewertung von Netzstationen**

In diesem Kapitel soll erläutert werden, auf welchen Parametern basierend eine Bewertung der einzelnen Netzstationen vorgenommen werden soll. Dabei soll ebenfalls eine angemessene Parameterauswahl erfolgen. Final soll eine begründete Priorisierung der ausgewählten Parameter erfolgen. Abschließend kann nach diesem Verfahren ein Ranking der vorhandenen Netzstationen basierend auf der jeweiligen Summe der Priorisierungskennzahlen erstellt werden, und somit ein Vergleich hinsichtlich der Wichtigkeit aufgestellt werden.

##### **3.1.1. Normierungsverfahren für die Aufbereitung der Parameter**

Da die Parameter  $P_i$  in unterschiedlichen Einheiten vorliegen, ist müssen die einzelnen Parameter normiert werden, um sie miteinander vergleichen zu können. Teilt man einen Wert für einen Parameter durch seine Einheit wird der Parameter einheitenlos. Ein standardmäßiges Normierungsverfahren würde jeden Wert eines Parameters durch den Maximalwert des Parameters teilen. Das hat jedoch zur Folge, dass Datensätze mit hohen Ausreißern eine unverhältnismäßige Normierung erhalten, da viele hohe Werte durch einen Ausreißer für die Normierung minimalisiert werden können und somit nur einen geringen Einfluss besitzen. Daher wird für dieses Verfahren ein Normierungswert aus der Kombination von Mittelwert  $\mu$  und Standardabweichung  $\sigma$  gewählt. Dazu werden zunächst alle Nullwerte eines Datensatzes entfernt, um nur Netzstationen zu berücksichtigen, deren für die der jeweilige Parameter relevant ist. Für jeden Datensatz wird daraufhin die Normalverteilung, basierend auf  $\mu$  und  $\sigma$ ,



generiert. Im Anschluss kann ein  $\sigma$ -Intervall ausgewählt werden, welches sich für die Normierung eignet. In Abbildung 9 ist exemplarisch eine Normalverteilung dargestellt:

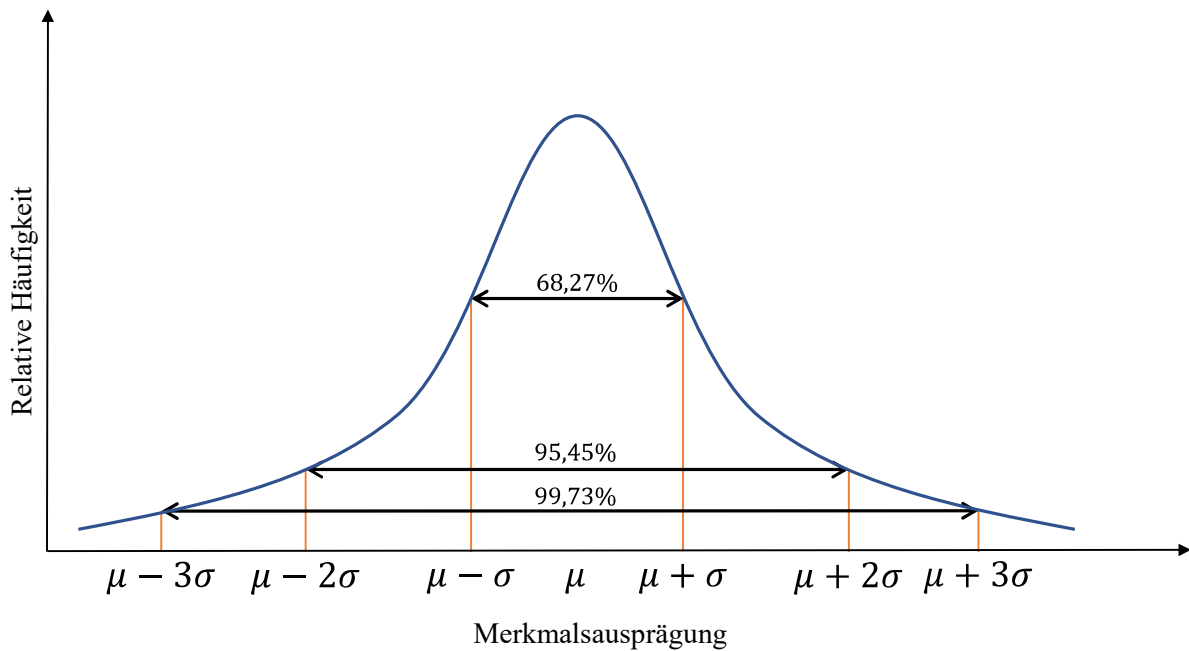


Abbildung 9: Darstellung einer Normalverteilung

In diesem Fall wird der maximale Wert des 2- $\sigma$ -Intervalls aus der jeweiligen Parameter-Normalverteilung ausgewählt, denn es umfasst 95,45% aller Werte. Daraus folgt für den Normierungswert  $w$ :

$$w = \mu + 2 * \sigma \quad (1)$$

Somit werden alle Werte eines Parameters nicht mit dem maximalen Wert des Parameters normiert, sondern mit aus der Normalverteilung generierten Wert  $w$  aus der Normalverteilung, der die Normierung jedes Parameters  $P_{i,n}$  verhältnismäßig generiert:

$$P_{i,n} = \frac{P_i}{w} \quad (2)$$

### 3.1.2. Parameter zur Bewertung von Netzstationen

Mittels eines bereits existierenden Algorithmus, der in einer vorherigen Projektarbeit selbst geschrieben wurde, können die einzelnen Netzstationen  $N_i$  eines Netzbereiches bewertet

werden. Zunächst können Parameter herangezogen werden, durch welche die Netzstationen bewertet werden können. Jeder Parameter wird mit einem individuellen Faktor  $f$  priorisiert. Daraufhin erhält jeder Netzstation basierend auf der Bewertung mittels  $f$  einen Priorisierungswert  $p$ . Je nachdem, ob hohe oder niedrige Werte des jeweiligen Parameters höher priorisiert werden sollen, wird die Netzstation basierend auf den Werten bzw. auf den Kehrwerten eines Parameters priorisiert.

$$p(N_i) = f * \frac{1}{P_{i,n}} \quad \vee \quad p(N_i) = f * P_{i,n} \quad (3)$$

Nachdem die jeweilige Netzstation jeden Parameter, der in das Bewertungsverfahren mit einbezogen werden soll, durchlaufen hat, wird aus den einzelnen Priorisierungswerten einer Netzstation die Summe gebildet, und die jeweilige Netzstation erzählt ihre individuelle Priorisierungskennzahl  $y$ .

$$y = \sum_{i=1}^n p(N_i) \quad (4)$$

Die Parameter zur Bewertung der Netzstationen werden unterteilt in sozioökonomische Daten, Betriebsmitteldaten und Netzdaten. Durch eine Erweiterung in dieser Bachelorarbeit ist es möglich, jede Netzstation auf bis zu 19 Parametern zu untersuchen.

Tabelle 1: Betriebsmittel Parameter zur Bewertung von Netzstationen

Parameter	Beschreibung
Anzahl an Abgängen pro Ortsnetzstationen (Abb. 10, 1)	Summe der Leitungsabgänge je Netzstation ins Mittelspannungsnetz
Anzahl Einspeiseanlagen Mittelspannung (Abb. 10, 2)	Summe der einspeisenden Generatoren je Netzstation

In Tabelle 1 sind die Betriebsmittel-Parameter dargestellt. Es werden unter anderem alle Abgänge pro Netzstation erfasst. Hier werden jedoch nur Mittelspannungsseitige Abgänge erfasst, wie in Abbildung 10 unter 1 zu erkennen ist. Diese können beispielsweise eine Verbindung zu andern Netzstationen, zum Umspannwerk oder zu angeschlossenen Erzeugern besitzen. Eine Netzstation, die eine hohe Anzahl an mittelspannungsseitigen Abgängen besitzt, besitzt dadurch eine höhere Versorgungssicherheit. Daher werden in diesem Fall diejenigen Netzstationen höher priorisiert, die eine niedrigere Anzahl an mittelspannungsseitigen Abgängen besitzt.

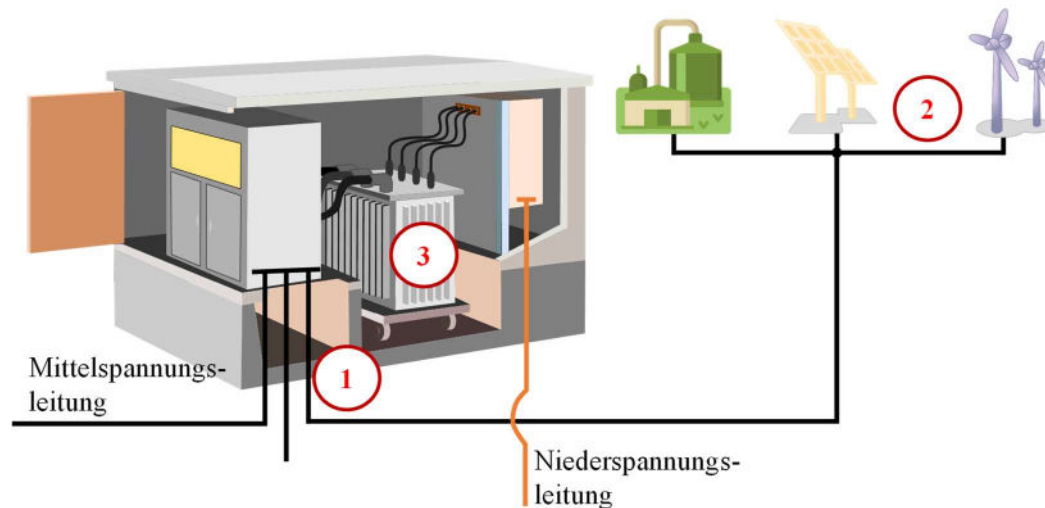


Abbildung 10: Netzstation mit Anschlussleitungen

Ein weiterer Parameter aus den Betriebsmitteln ist die Summe der einspeisenden Generatoren, die an eine Netzstation angeschlossen sind. Hier ist in Abbildung 10 unter 2 zu erkennen, dass in diesem Beispiel drei Generatoren angeschlossen sind, hier eine Biogas-, eine Photovoltaik- und eine Windkraftanlage. Netzstationen, die an erneuerbaren Energien mittelspannungsseitig angeschlossen sind, können von hohen Schwankungen in den Leistungsflüssen betroffen sein. Daher ist eine Überwachung der betreffenden Netzstation wichtig. Priorisiert wird somit die Summe aus der Anzahl an mittelspannungsseitig angeschlossenen Erzeugungsanlagen.

Neben den Betriebsmitteln können sozioökonomische Parameter zur Bewertung von Netzstationen mit einbezogen werden. In Tabelle 2 werden die zwölf Parameter beschrieben, welche aus den sozioökonomischen Datensatz implementiert werden. Die ersten zwei Parameter aus Tabelle 2 beziehen sich direkt auf den Transformator, in Abbildung 10 unter 3 zu sehen. So wird einmal die Lastschwankung am Transformator bewertet. Hier werden die Daten zu den minimalen und den maximalen Lasten am Transformator erfasst. Die resultierende Differenz ergibt dann die maximale, über einen Schleppzeiger gemessene Lastschwankung. Je höher die Lastschwankung an einem Transformator ist, desto wichtiger ist die Überwachung der Netzstation, da eine große Abweichung zwischen den Lasten den Transformator stärker beansprucht. Des Weiteren sind hier Werte zu der mittleren Auslastung des Transformators vorhanden. Ist die mittlere Auslastung hoch ist eine Überwachung mit Messtechnik wichtig, um gegebenenfalls Eingriffsmöglichkeiten zu erhalten.

Tabelle 2: Sozioökonomische Parameter zur Bewertung von Netzstationen

<b>Parameter</b>	<b>Beschreibung</b>
Lastschwankung am Transformator (Abb. 10, 3)	Schwankung am Transformator zwischen Minimal- und Maximallast
Mittlere Auslastung (Abb. 10, 3)	Gemittelte Auslastung des Transformators
Einspeisewirkleistung Niederspannung (Abb. 11, 1)	Summe Einspeiseleistung aus der Niederspannungsebene
Anzahl Einspeiseanlagen Niederspannung	Summe Einspeiseanlagen aus der Niederspannung
Einspeisescheinleistung Mittelspannung (Abb. 11, 2)	Summe Einspeiseleistung aus der Mittelspannungsebene
Steuergeräte Niederspannung (Abb. 11, 3)	Summe angeschlossene Steuergeräte in der Niederspannung
Individualanzahl E-Fahrzeuge 2030 (Abb. 11, 4)	Prognose für Summe E-Fahrzeuge im Niederspannungsnetz
Wärmepumpen und Heizungen (Abb. 11, 5)	Summe installierter Wärmepumpen und Heizungen im Niederspannungsnetz
Anzahl versorgte Einwohner (Abb. 11, 6)	Summe versorgter Einwohner in der Niederspannung
Anzahl versorgte Wohnungen (Abb. 11, 6)	Summe versorgter Wohnungen in der Niederspannung
Verbindungen zu anderen Netzstationen über NS (Abb. 11, 7)	Verbindungen von Netzstationen zu weiteren Netzstationen über das Niederspannungsnetz

Weitere sozioökonomische Parameter sind in Abbildung 11 zu sehen. Unter 1) ist die Einspeisewirkleistung aus der Niederspannung dargestellt. Diese liegt zumeist durch dezentrale Photovoltaikanlagen auf privaten Gebäuden vor. Der Parameter ist sehr wichtig, da die steigenden dezentralen Einspeiseanlagen für bidirektionale Leistungsflüsse sorgen können, und somit die für eine erhöhte Volatilität der Netze sorgen können. Neben der Einspeisewirkleistung aus der Niederspannung wird ergänzend die Anzahl der Einspeiseanlagen mit einbezogen. Gibt es viele verschiedene Einspeisepunkte wird das Netz von mehreren Punkten aus bidirektional belastet. Daher sollten Netzstationen mit mehreren Einspeisepunkten priorisiert werden.

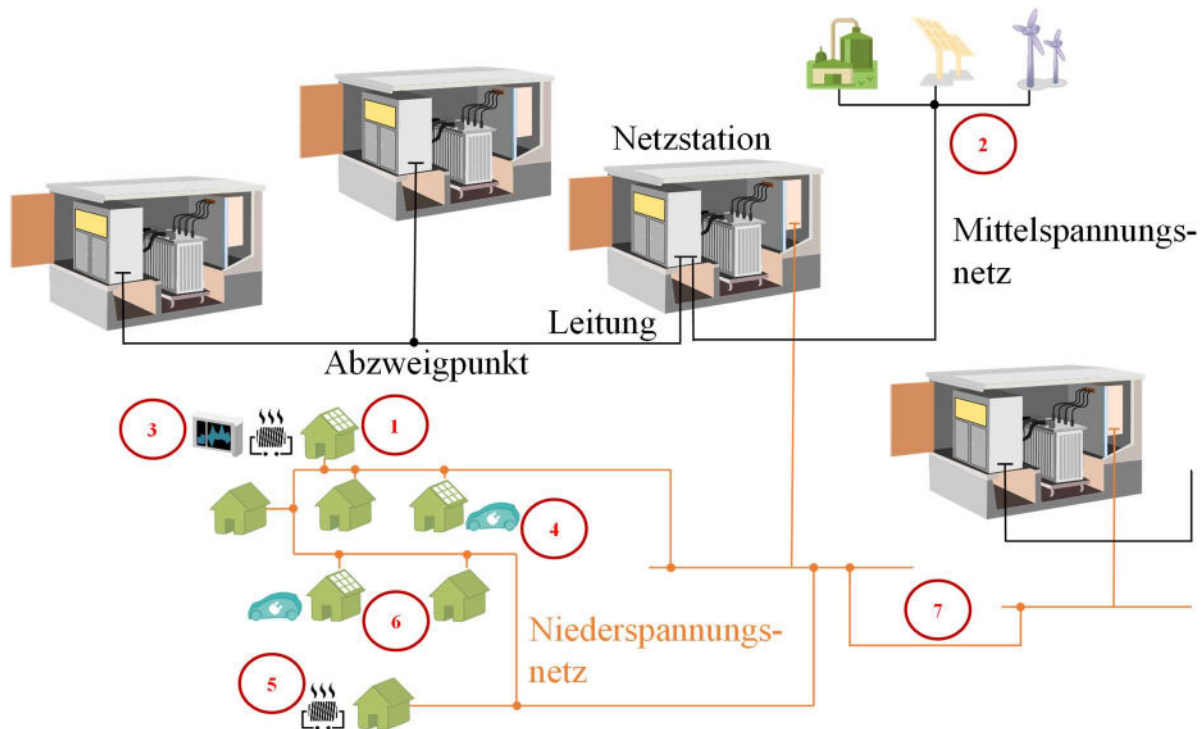


Abbildung 11: Visualisierung der Parameter aus Mittel- und Niederspannungsnetz

Als Erweiterung zu dem Parameter „Anzahl Einspeiseanlagen Mittelspannung“ aus den Betriebsmitteln kann in den sozioökonomischen Daten die mögliche Einspeiseleistung aus den Erzeugern aus der Mittelspannung (Abbildung 11, 2) implementiert werden. Mittelspannungsseitige Erzeugungsanlagen können auch basierend auf ihrer Leistung verglichen werden. Ein weiterer Indikator, um relevante Netzstationen zu identifizieren, sind die angeschlossenen Steuergeräte in der Niederspannung, zu sehen in Abbildung 11 unter 3. Eine große Anzahl an Steuergeräten im nachgelagerten Niederspannungsnetz bietet dem Netzbetreiber zukünftig weitere Mess- und Steuereinheiten aus dem Niederspannungsnetz anzubinden. Daher werden für diesen Parameter Netzbereiche priorisiert, in denen Steuergeräte vorhanden sind. Im Zuge der Energiewende stehen weiterhin dem Verkehrssektor große Änderungen bevor. Es sollen bis 2030 im Vergleich zu 1990 40-42% an Verkehrsemissionen eingespart werden. Hierzu soll vor allem die Elektromobilität ihren Beitrag leisten. Daher hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, dass bis 2030 sieben bis zehn Millionen zugelassene Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren [14]. Somit ist die prognostizierte Anzahl an individuellen Elektro-Fahrzeugen ein weiterer wichtiger Punkt (Abbildung 11, 4). Eine hohe Anzahl an Elektro-Fahrzeugen im Niederspannungsnetz fordert eine höhere Leistung in den Netzen. Gleichzeitig können damit zukünftig auch mobile Speicher generiert werden, die einen neuen Aspekt für die Verteilnetze mit einbringen. Ein

weiterer wichtiger Punkt betrifft die Heizungen und Wärmepumpen, die in einem Niederspannungsnetz vorliegen (vgl. Abb. 11, 5)). Heizungen sowie Wärmepumpen sind grundsätzlich große Verbraucher in Haushalten. Wärmepumpen beispielsweise werden so dimensioniert, dass sie in einem Temperaturbereich optimal arbeiten können. Weiterhin existiert für Wärmepumpen eine maximale Heizleistung, welche am sogenannten Bivalenzpunkt vorliegt. Wird dieser Punkt an besonders kalten Wintertagen überschritten muss eine Zusatzheizung aktiviert werden [15]. Somit wird klar, dass auch dieser Parameter für große Schwankungen im Leistungsfluss sorgen kann, und eine Beobachtung solcher Netzbereiche relevant ist. Weitere wichtige Parameter sind solche aus sozialen Aspekten, wie die Anzahl der Einwohner und Wohnungen (Abb. 11, 6). Eine größere Anzahl in diesen Punkten bedeutet für einen möglichen Fehlerfall einen größeren Versorgungsausfall, weshalb Netzbereiche mit einer hohen Anzahl an Einwohnern und Wohnungen priorisiert zu überwachen sind. Als letzter Punkt aus den sozioökonomischen Daten wird die Verbindungen einer Netzstation über das Niederspannungsnetz zu anderen Netzstationen betrachtet (Abb. 11, 7). Eine Netzstation, die über das untergelagerte Niederspannungsnetz mit weiteren Netzstationen verbunden ist, bietet eine höhere Versorgungssicherheit. Sollte eine Netzstation ausfallen kann das anliegende Niederspannungsnetz über eine verbundene weitere Netzstation kurzfristig gespeist werden.

Als eine weitere Kategorie können Parameter aus den Netzdaten implementiert werden (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Netzdaten-Parameter zur Bewertung von Netzstationen

<b>Parameter</b>	<b>Beschreibung</b>
<i>Alle Berechnungen für die folgenden Parameter basieren auf dem priorisierten Betriebspunkt.</i>	
Knotenspannung	Die Spannung je Netzstation
Knotenleistung	Die Summe aus Last und Einspeisung je Netzstation
Auslastung angeschlossener Leitungen	Die prozentuale Auslastung der angeschlossenen Leitungen
Kurzschlusscheinleistung	Die Kurzschlusscheinleistung je Netzstation

Die Netzdaten basieren auf Ergebnissen aus der Lastfluss- sowie aus der Kurzschlussstromberechnung. Diesen wird vor allem in Anbetracht stark steigender bidirektionaler Leistungsflüsse, verursacht durch dezentrale Einspeisung, eine hohe Bedeutung beigemessen. Die Lastflussrechnung wird mit konstanter Frequenz, der Netzfrequenz, sowie konstant vorgegebener Leistung der Verbraucher und Einspeiser

berechnet. Als Eingangsdaten werden die Betriebsmittel durch ohmsch-induktive und -kapazitive Elemente nachgebildet und durch Strom-/Spannungsquellen ergänzt. Hier sind unter anderem Kabel/Freileitungen, Transformatoren, Generatoren und Lasten zu berücksichtigen [16]. Die Daten zu den Leitungen, Netzknoten, Einspeisern sowie Verbrauchern werden aus PowerFactory implementiert. Es lassen sich mit Hilfe der Lastflussrechnung keine allgemeingültigen Aussagen treffen, man kann jedoch durch Variation des Betriebszustandes mehrere Szenarien durchspielen. In diesem Fall stammen die Parameter für die Lastflussrechnung aus genau einem Betriebszustand. Dieser Betriebszustand entspricht 100% der Nennleistung aller auf der Mittelspannungsseite angeschlossenen Verbraucher und Einspeiser. Zur Berücksichtigung der Verbraucher und Einspeiser auf der Niederspannungsseite wurde der abgelesene Schleppzeigerwert am Transformator mit einem Skalierungsfaktor von 65% angenommen. Ein resultierender Parameter ist die Knotenspannung. Hohen Spannungen wird hierbei eine große Bedeutung zugewiesen, da sie prinzipiell netzgefährdend sein können. Weiter kann durch die Lastflussrechnung die Knotenleistung des Betriebspunktes ermittelt werden. Hohe Leistungen bedeuten einen höheren Betriebsmittelverschleiß. Dasselbe gilt für die Auslastung angeschlossener Leitungen. Hier werden alle prozentualen Auslastungen der Leitungen, die an einer Netzstation anliegen, addiert und durch die Summe der angeschlossenen Leitungen geteilt:

$$\frac{\sum_{i=1}^n la_i (\%)}{\sum_{i=1}^n l_i} \quad (5)$$

Als weiterer Parameter wird die Kurzschlusscheinleistung aus der Kurzschlussstromberechnung implementiert. Geringe Kurzschlusscheinleistungen können im Fehlerfall dazu führen, dass ein Kurzschluss nicht detektiert wird und somit keine Eingriffsmaßnahmen erfolgen. Daher sind Netzstationen mit geringen Kurzschlusscheinleistungen priorisiert mit Messtechnik auszustatten.

### 3.1.3. Verfahren zur Identifikation von Netzbereichen

Folgend werden zwei bereits existierende Algorithmen, der Girvan-Newman Algorithmus und der Louvain-Algorithmus, miteinander verglichen. Dabei sollen die grundlegenden Funktionsweisen erklärt, und daraufhin am Beispiel des vorliegenden elektrischen Netzes

untersucht werden. Final soll eine Eignung für eine Anwendung auf elektrische Netzwerke festgestellt werden.

### 3.1.3.1. Girvan-Newman Algorithmus

Der Girvan-Newman Algorithmus wurde von M. Girvan und M. E. J. Newman entwickelt, um Strukturen in sozialen und biologischen Netzwerken zu identifizieren. Dieser Algorithmus untersucht Netzwerke basierend auf den Kanten zwischen einzelnen Knoten. Diesen Kanten wird eine „Edge-Betweenness-Centrality“ (d.t.: Zwischen-Kanten-Zentralität) zugewiesen. Dafür wird zu Beginn ein einzelner Knoten betrachtet. Dieser hatte eine Anzahl  $k$  an Kanten anliegend. Nun sucht man von besagtem Knoten ausgehend jeden kürzesten Weg zu allen anderen Knoten im Netzwerk. Je häufiger ein Weg dabei über eine Kante verläuft, desto höher ist die Edge-Betweenness-Centrality (EBC). Im Folgenden ist ein Beispielnetz dargestellt (Abb. 12).

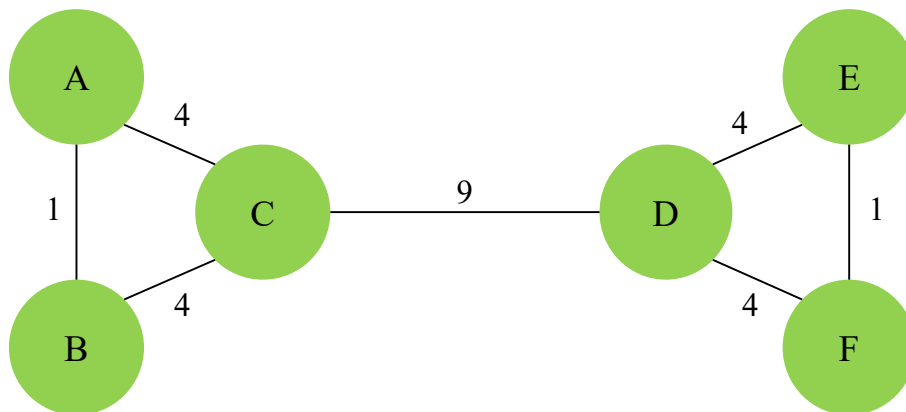


Abbildung 12: Beispielnetz Girvan-Newman Algorithmus

Von jedem Knoten ausgehend werden nun die kürzesten Wege gebildet, um jeden anderen Knoten zu erreichen. Dabei zählt beispielsweise der Weg zwischen A und B nur einmal, und nicht zweimal. Somit erhält die Kante zwischen A und C den Wert vier, da von A ausgehend, um zu den Knoten C, D, E, F zu kommen, viermal am kürzesten über die Kante A-C gehen würde. Iteriert man dies für jeden Knoten durch, erhält die Kante C-D mit einem Wert von neun die höchste EBC. Nun wird im ersten Iterationsschritt die Kante mit der höchsten EBC getrennt. Es entstehen daraufhin zwei „Communities“ (siehe Abb. 13).



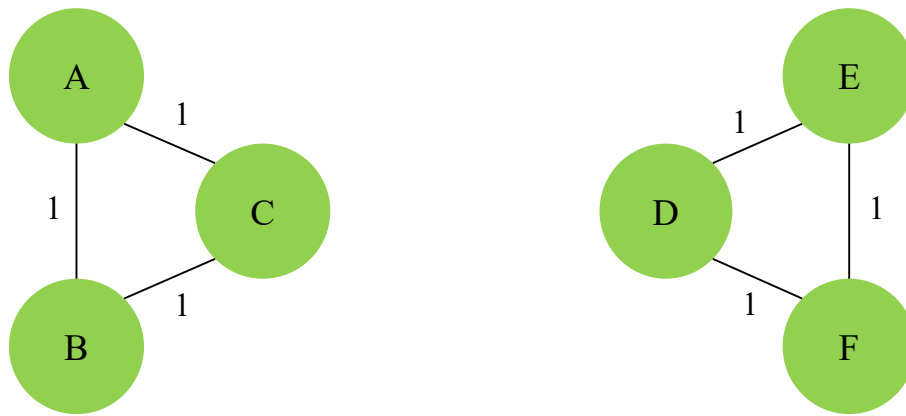


Abbildung 13: Communities nach dem ersten Iterationsschritt

Nach diesem Iterationsschritt wird im zweiten Iterationsschritt erneut die EBC für alle Kanten gebildet. In diesem Fall sind alle Werte der EBC gleich groß, und es wird keine weitere Kante mehr entfernt. Somit hat der Algorithmus in diesem Netzwerk zwei Community-Strukturen gefunden. Der Algorithmus iteriert in folgenden Schritten:

1. Kalkuliere Edge-Betweenness für alle Kanten eines Netzwerks
2. Entferne die Kante mit der höchsten Edge-Betweenness
3. Kalkuliere erneut die Edge-Betweenness für alle Kanten, auf die die Entfernung aus Schritt 2 einen Einfluss hatte.
4. Wiederhole die Schritte von Schritt 2 ausgehend, bis keine Kanten übrigbleiben

Der Algorithmus basiert auf den Verbindungen zwischen einzelnen Knotenpunkten [17]. Für ein elektrisches Netzwerk kann der Algorithmus ebenfalls angewandt werden, indem dieses ebenfalls als ein Netzwerk mit Knoten und Kanten modelliert wird. Auch wenn der Algorithmus zu einer Lösung kommt, ist er jedoch ungeeignet, um priorisierte Netzbereiche für ein Verteilnetzautomatisierungssystem zu finden. Es fehlen die Möglichkeiten, die Priorisierungskennzahlen der einzelnen Netzstationen geeignet zu implementieren. Des Weiteren findet der Algorithmus eine Struktur für ein Netzwerk. Dies führt zu Problemen, da vorher nicht prognostiziert werden kann, wie groß die einzelnen Communities, in diesem Fall Netzbereiche, werden. Somit ist der Girvan-Newman Algorithmus für die Suche nach Netzbereichen einer definierten Größe  $n$ , welche eine hohe Priorisierung basierend auf der Bewertung der Netzstationen vorweisen sollen, ungeeignet.

### 3.1.3.2. Louvain-Algorithmus

Der Louvain- Algorithmus wurde von Vincent D. Blondel et al. von der Universität Louvain entwickelt. Er wurde insbesondere entwickelt, um Communities in großen Netzwerken zu identifizieren. Dabei kann er Netzgrößen von bis zu 100 Millionen Knoten und Milliarden von Verbindungen zwischen diesen untersuchen [18]. Ziel des Algorithmus ist es, eine bestmögliche Partitionierung eines Netzwerks in verschiedene Communities vorzunehmen. Um eine Partitionierung zu bewerten, wird dabei der Modularitätswert der Partitionierung betrachtet. Der Modularitätswert einer Partitionierung ist wie folgt definiert:

$$Q = \frac{1}{2m} \sum_{ij} [A_{ij} - \frac{k_i k_j}{2m}] \delta(c_i, c_j) \quad (6)$$

Die Kronecker-Delta-Funktion  $\delta(c_i, c_j)$  steht für die Zugehörigkeit von Knoten  $i$  und Knoten  $j$  zu einer Community. Die  $\delta$ - Funktion ist eins, wenn  $c_i = c_j$ , und ansonsten null.  $A_{ij}$  bezeichnet das Gewicht der Kante zwischen Knoten  $i$  und  $j$ , während  $k_i = \sum_j A_{ij}$  und damit die Summe der Gewichte, die an Knoten  $i$  anliegen, beschreibt. Der Parameter  $m = \frac{1}{2} \sum_{ij} A_{ij}$  ergibt das Gesamtgewicht aller Kanten im Graph. Dabei geht der Algorithmus in zwei Phasen vor, die iterativ wiederholt werden: Zunächst wird ein Netzwerk bestehend aus Knoten und Kanten vorgegeben. Im ersten Schritt wird jedem Knoten eine unterschiedliche Community zugewiesen, sodass genauso viele Communities wie Knoten existieren. Im zweiten Iterationsschritt werden von jedem Knoten  $i$  die Nachbarknoten  $j$  betrachtet. Dabei wird der Modularitätswert berechnet, wenn Knoten  $i$  der Community von Knoten  $j$  zugewiesen wird. Sollte eine Erhöhung des Modularitätswertes vorliegen wird der Knoten  $i$  der Community zugeordnet, für welche der Modularitätswert maximal ist. Dieser Iterationsschritt wird wiederholt, bis keine Knotenbewegung zwischen einzelnen Communities mehr den Modularitätswert erhöhen kann. In Abbildung 14 ist beispielhaft ein initiales Netz sowie die Community-Zuweisung nach der ersten Iterationsschleife für den Louvain-Algorithmus dargestellt.

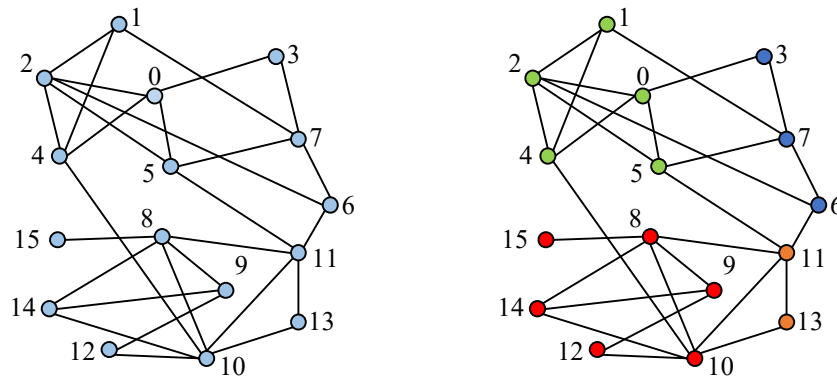


Abbildung 14: Ergebnis der ersten Iterationsschleife des Louvain-Algorithmus

Im zweiten Iterationsschritt wird dann ein neues Netzwerk erstellt, dessen Knoten nun aus den einzelnen Communities besteht. Von dort ausgehend werden immer die erste und zweite Phase wiederholt, bis es keine Verbesserung mehr gibt. In Abbildung 15 ist der schematische Ablauf der Iterationsphasen dargestellt. Zusammengehörige Knoten werden jeweils zu einem neuen Gesamtknoten zusammengefasst.

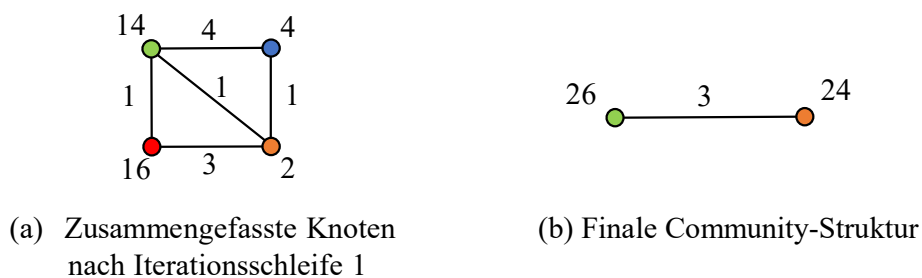


Abbildung 15: Iterationsschritte des Louvain-Algorithmus

Aus dem initialen Netz aus Abbildung 14 wurde hier in Abbildung 15, (a) das Netz zusammengefasst und die Knoten einer Community zu einem Gesamtknoten gebildet. Beispielsweise wird aus den fünf grünen Knoten ein neuer Hauptknoten mit einem Modularitätswert von 14. An den einzelnen Verbindungskanten steht die Anzahl an Verbindungen zwischen den Communities. Beispielsweise verbinden die grüne und die blaue Community vier Kanten. Im nächsten Iterationsschritt ist zu erkennen, dass nach der Community-Struktur aus Abbildung 15 (a) in (b) die Knoten der orangen und roten Community zusammengefasst werden, da sie drei Verbindungen miteinander haben, sowie die Knoten der grünen und blauen Community, da sie vier Knoten verbindet und das damit ebenfalls die höchste Anzahl an Verbindungen für beide Communities bedeutet. Final Konter

somit ein Hauptnetz bestehend aus 16 Knoten in zwei verschiedene Communities unterteilt werden.

Anders als der Girvan-Newman Algorithmus werden hier keine Kanten entfernt, sondern Communities über einen Modularitätswert abgebildet. Auch dieser Algorithmus kann auf elektrisch modellierte Netze angewandt werden. Ein großer Vorteil des Algorithmus ist die geringe Iterationszeit, beispielsweise benötigt der Algorithmus für das Finden von Communities in einem 118 Millionen-Knoten-Netz nur 152 Minuten Berechnungszeit. Außerdem können mit der Bibliothek Networkx in Python Parameter wie die Gewichte der Kanten oder das Bevorzugen von größeren oder kleineren Communities [20]. Es wäre möglich, Einfluss auf die Wahl der Communities zu gewinnen. Dennoch ist es auch hier wieder nicht möglich, einen besten Netzbereich ausgehend von einer Netzstation zu finden, und ebenfalls nicht möglich, eine genaue Netzbereichsgröße vorzugeben [19].

### 3.1.3.3. Kombinationsalgorithmus

Eine deterministische Lösung kann lediglich unter Berücksichtigung aller Kombinationen erreicht werden, da hierbei ausgeschlossen werden kann, dass eine Kombination existiert, die eine bessere Lösung liefert. Ausgehend von einem Netz sind die einzelnen Priorisierungskennzahlen für jede Netzstation sowie die Verbindungen der Netzstationen untereinander bekannt. Für eine deterministische Lösung können zunächst alle Kombinationen unabhängig ihrer Zugehörigkeit gebildet werden. Daraufhin wird ermittelt, ob die gebildeten Kombinationen topologisch zusammenhängen. Die Summe der Priorisierungskennzahlen der topologisch zusammenhängenden Netzstationen wird dann für jede Kombination ermittelt um anschließend die höchste Summe zu bestimmen. Schritt eins führt hierbei jedoch bereits zu einer Unlösbarkeit, da die Rechenzeit die Kapazität einer herkömmlichen Rechenmaschine überschreitet. Dies soll anhand eines einfachen Beispiels mit einer Netzgröße  $j$  und einer festzulegenden Netzbereichsgröße  $u$  verdeutlicht werden. Die Berechnung aller Kombinationen  $C$  kann mithilfe von Gleichung (7) erfolgen:

$$C(j, u) = \frac{(j+u-1)!}{(j! \cdot (u-1)!)} \quad (7)$$

Bei Betrachtung eines Netzes mit 235 Netzstationen und einer zuvor definierten maximalen Netzbereichsgröße von zehn zu berücksichtigenden Netzstationen, ergeben sich aus der

Anwendung von Gleichung (7) etwa  $1,71 \cdot 10^{17}$  mögliche Kombinationen. Hieraus ist erkennbar das ein kombinatorisches Optimierungsproblem vorliegt, welches i.d.R. NP-schwer ist. Damit hat das Problem nichtdeterministisch polynominelle Zeitkomplexität und übersteigt die Rechenkapazitäten [21].

### **3.1.4. Problemstellung und Anforderungen zur Identifikation relevanter Netzbereiche in Verteilnetzen**

Die Identifikation relevanter Netzbereiche in Verteilnetzen basiert auf mehreren Anforderungen des Verteilnetzbetreibers. Dem Verteilnetzbetreiber muss die Möglichkeit gegeben werden, einen Netzbereich einer definierten Netzbereichsgröße  $n$  auszustatten. Des Weiteren muss die Möglichkeit gegeben sein, Netzbereiche ausgehend von definierten Knoten, wie einer wichtigen Netzstation oder dem Umspannwerk zu bilden, oder direkt den Netzbereich mit der höchsten Summe der Priorisierungskennzahlen für eine Netzbereichsgröße  $n$  zu identifizieren. Im Kapitel 3.1.3. wurden verschiedene Möglichkeiten erläutert, um aus Netzen Netzbereiche zu identifizieren. Die vorgestellten Algorithmen, insbesondere der Girvan-Newman- sowie der Louvain Algorithmus liefern hierbei bei einer geringen Iterationszeit schnelle Ergebnisse. Beide Algorithmen sind jedoch nicht geeignet, um auf die verschiedenen Anforderungen zur Identifikation relevanter Netzbereiche in Verteilnetzen zu reagieren. Es können keine festen Netzbereichsgrößen eingestellt werden. Außerdem wird eine Communitystruktur im Wesentlichen über die anliegenden Kanten gebildet. Um eine deterministische Lösung zu generieren, wurden Versuche mit einem Kombinationsalgorithmus durchgeführt. Hier gibt es die Möglichkeit, definierte Netzbereichsgrößen zu generieren. Jedoch wird bei diesem die Rechenkapazität bei Weitem überstiegen. Es ist somit ersichtlich, dass die untersuchten Verfahren auf Grund ihrer eingeschränkten Eingabemöglichkeiten sowie der hohen Rechenkapazität keine zufriedenstellenden Lösungen liefern. Somit bedarf es anderer Lösungen, um bei angemessener Rechenkapazität individuelle Netzbereiche zu identifizieren. Es stellt sich folgend die Frage, wie unter

- 1) angemessener Rechenkapazität
- 2) für definierte Netzbereichsgrößen
- 3) ausgehend von alle oder nur bestimmten Netzstationen/Umspannwerk

der durch ein Verfahren optimale Netzbereich für eine Netzstation/Umspannwerk oder von allen Netzstationen/Umspannwerk gefunden werden kann.

## **3.2. Verfahren zur Identifikation von Netzbereichen in Mittelspannungsnetzen**

Durch die vorhergehenden Beispiele wurde gezeigt, dass eine zufriedenstellende Lösung weder mit vorhandenen Algorithmen noch mit einer deterministischen Lösung bestimmt werden kann. Daher müssen nun andere Ansätze gewählt werden, die die Rechenkapazität nicht überschreiten und dennoch zuverlässige Lösungen liefern. Somit soll in den folgenden Verfahren versucht werden, bei der Netzbereichsidentifikation möglichst viele Informationen, insbesondere über die Verbindungen zwischen den Netzstationen sowie deren Priorisierungskennzahlen, zu nutzen.

### **3.2.1. Initiale Ansätze**

In Kapitel 5.3.1 werden zwei Verfahren untersucht, mit denen erste Lösungen generiert werden sollen. Hierbei handelt es sich um initiale Ansätze für Algorithmen, die einer ersten Logik folgen. Zunächst wird ein Ansatz diskutiert, in dem das Umspannwerk des Netzbereiches vom Netz getrennt wird, um dadurch mehrere Netzbereiche zu generieren, die weiter unterteilt werden können. Im Anschluss daran wurde ein einfacher Suchalgorithmus entwickelt, welcher ausgehend von gewählten oder allen Netzstationen die besten Netzbereiche einer Größe  $n$  sucht, indem er in jedem Iterationsschritt die jeweils wichtigste weitere Netzstation anhängt.

#### **3.2.1.1. Trennung des Umspannwerks zur Identifikation einzelner Netzbereiche**

Das Umspannwerk eines Mittelspannungsnetzes ist der zentrale Punkt eines Netzes, in dem der Strom aus höheren Spannungsebenen über Transformatoren auf die Mittelspannungsebene transformiert wird. Von dort aus wird das anliegende Mittelspannungsnetz zu großen Teilen versorgt. Folglich bestehen von hier aus alle Leitungsabgänge, die in die unterschiedlichen Netzregionen und deren Netzstationen führen. Ein erster Ansatz zur Identifikation relevanter

Netzbereiche könnte sein, die Leitungen des Umspannwerks, die in das Mittelspannungsnetz führen, zu trennen. Dadurch könnte das Netz in mehrere Teilnetze aufgetrennt werden, und es würden initiale Netzbereiche entstehen. Im Anschluss daran würde man die Information nutzen, die die Priorisierungskennzahl der einzelnen Netzstationen bringt. Würde man, basierend auf den Priorisierungen beider Netzstationen, die an einer Leitung anliegen, eine Leitungspriorisierung erstellen. Verbindet eine Leitung zwei wichtige Netzstation ist die Leitungspriorisierung höher als jene von zwei unwichtigen Netzstationen. Somit würde man in den folgenden Iterationsschritten nach und nach die Leitung entfernen, deren Priorisierung zum jeweiligen Iterationsschritt das niedrigste ist. Nach jedem Iterationsschritt kann dann untersucht werden, wie viele Netzbereiche nun vorhanden sind, und es kann ab einer bestimmten Anzahl gestoppt werden. Vorteil von diesem Verfahren ist, dass das Verfahren simpel umzusetzen ist, und man nach und nach Netzbereiche erhält, bis man die Iteration stoppt. Jedoch bleiben auch hier viele Nachteile, die eine optimale Anwendung für eine Netzbereichsidentifikation unbrauchbar machen. Zunächst würde das Heraustrennen des Umspannwerkes ausschließen, dass dieses einem weiteren Netzbereich zugeordnet wird. Somit könnten Netzbereiche, die über das Umspannwerk geschlossen werden, nicht mehr gefunden werden. Des Weiteren können zwar nach und nach neue Netzbereiche gefunden werden, es kann jedoch vorher nicht deterministisch bestimmt werden, wie viele Netzbereiche nach  $x$  Iterationsschritten vorhanden sind. Das Entfernen der Leitung, die am schwächsten priorisiert ist, kann einen existierenden Netzbereich in zwei Netzbereiche unterteilen, deren Größe aber sehr unterschiedlich sein kann. Daher kann im Vorhinein auch keine fest bestimmte Netzbereichsgröße eingestellt werden, da nicht vorhergesagt werden kann, wie die Netzbereiche nach dem Entfernen einer Leitung aussehen. Zusammenfassend ist festzustellen, dass mit dieser Lösung zwar Netzbereiche gefunden werden können, die auch einer guten Lösung entsprechen können. Um aber eine Grundlage für ein Verfahren zu stellen, welches alle Verbindungen zwischen den Netzstationen sowie dem Umspannwerk berücksichtigt und weiterhin zu festen Parametern eine definierte Netzbereichsgröße findet, muss ein anderes Verfahren genutzt werden.

### **3.2.1.2. Einfacher Suchalgorithmus zur Identifikation von Netzbereichen**

Ein erster Ansatz kann ein einfacher Suchalgorithmus darstellen. Hierbei wurde eigenständig ein Algorithmus in Python entwickelt. Nun soll ein heuristischer Ansatz gewählt werden: Der

Algorithmus soll von jedem Knoten einmal starten und für den jeweiligen Knoten einen Netzbereich einer vorgegebenen Netzbereichsgröße  $n$  finden. Dafür wird zunächst das Mittelspannungsnetz eingelesen in Python. Dieses liegt als Pandapower-Netzwerk vor [22]. Dessen Netzstationen wurden durch das Bewertungsverfahren individuelle Priorisierungskennzahlen zugefügt. Dabei können, durch die Lastfluss- wie auch die Kurzschlussstromrechnung, ebenfalls Priorisierungskennzahlen für Abzweigpunkte vorhanden sein. Abzweigpunkte sind zwar wichtig, um das Netz zu modellieren, sind aber irrelevant für eine Ausstattung mit Messtechnik. Da das Pandapower-Netzwerk Abzweigpunkte aber wie Netzstationen speichert, müssen diese zwar berücksichtigt werden, werden jedoch nicht in der Netzbereichsgröße erfasst. Daher wird den Abzweigpunkten eine Priorisierungskennzahl von Null zugewiesen. Um das Netzwerk geeignet zu untersuchen, wird es als Graph modelliert. Hier sind alle Netzstationen, Abzweigpunkte oder das Umspannwerk als Knoten mit der jeweiligen Priorisierungskennzahl gespeichert und über Kanten, hier Leitungen, verbunden. Zu Beginn einer Iteration umfasst die zu füllende Liste  $L^*$  nur die initiale Netzstation  $N_i$ , die willkürlich vorgegeben werden kann.

$$L^* = \{N_i\}, \quad i = 1, \dots, n \quad (8)$$

Anschließend soll der einfache Suchalgorithmus in jedem Iterationsschritt eine weitere Netzstation an den Netzbereich  $N$  anhängen, bis der Netzbereich die eingestellte Netzbereichsgröße  $n$  aufweist und einer Teilmenge des Netzes entspricht:

$$|L^*| = n \quad (9)$$

Im ersten Schritt werden alle Netzstationen, die direkt an der initialen Netzstation  $N_i$  anhängen, identifiziert. Hierbei gilt es zu beachten, dass wenn ein Abzweigpunkt anliegt, dieser nicht angehängt wird, sondern in die Richtung weitergesucht wird, bis eine Netzstation gefunden wurde. Im zweiten Schritt der ersten Iteration wird die anliegende Netzstationen  $N_x$  mit der höchsten Priorisierungskennzahl der Liste hinzugefügt.

$$L^* = \{N_i, N_x\}, \text{ mit } x \neq i \quad (10)$$

Anschließend folgt ausgehend von jeder Netzstation in  $L$  unter der Vernachlässigung der Verbindungen zwischen den schon in  $L^*$  zugeordneten Netzstationen der nächste Iterationsschritt. Bei einer Netzbereichsgröße von  $n = 20$  würde dementsprechend iteriert



werden, bis  $|L^*| = 20$  gilt, woraus im Anschluss die Summe der Priorisierungskennzahl aller zugeordneten Netzstationen  $y_S$  folgendermaßen berechnet wird:

$$y_S = \sum_{i=1}^n p(N_i), \text{ mit } N_i \in L^* \quad (11)$$

Um den Netzbereich mit der höchsten Summe der Priorisierungskennzahl zu identifizieren, kann der Algorithmus  $m$ -mal durchlaufen werden. Dabei wird jede Station des Netzes einmal als initiale Netzstation betrachtet und der zu priorisierende Netzbereich bestimmt.

Mit diesem Algorithmus wird ein heuristischer Ansatz verfolgt, bei dem nicht alle Kombinationen erforderlich sind und dennoch Netzbereiche mittels der Summierten Priorisierungskennzahl von Netzstationen ausgewählt und bewertet werden können. Der Nachteil hierbei ist, dass immer die benachbarte Netzstation in jedem Iterationsschritt berücksichtigt werden und somit dahinterliegende Netzstationen mit einer möglichen hohen Bedeutung nicht mehr betrachtet werden. Es hat sich jedoch in stichprobenweisen Untersuchungen gezeigt, dass bei derartigen Betrachtungsweisen von hinterlegenden Stationen eine höhere Summe der Priorisierungskennzahl erzielt werden kann. Daher wird im nächsten Unterkapitel ein Algorithmus aufgezeigt, der hinter liegende Netzstationen berücksichtigt.

### 3.2.2. Look-Beyond Algorithmus

In den folgenden Kapiteln wird die Funktionsweise und der Aufbau eines eigenständig entwickelten Algorithmus erläutert. Mit dem Look-Beyond Algorithmus besteht die Möglichkeit, für eine flexible Anzahl an Netzstationen den jeweils besten Netzbereich einer definierten Netzbereichsgröße  $n$  zu finden. Der Look-Beyond Algorithmus verfolgt ebenfalls einen heuristischen Ansatz, ist jedoch im Gegensatz zu einer lokalen Suche in der direkten Umgebung, wie es der einfache Suchalgorithmus durchführt, mit der Funktion versehen, alle hintereinanderliegende Netzstationen in den verschiedenen Leitungsabgängen zu vergleichen.

#### 3.2.2.1. Vorbereitung des Look-Beyond Algorithmus

Im Folgenden soll erläutert werden, welche Vorbereitungen getroffen werden, um den Look-Beyond Algorithmus durchzuführen. Wie zuvor erwähnt, wird die Netztopologie mittels

Knoten und Kanten modelliert. Die Kanten entsprechen hierbei den einzelnen Leitungen, während die Knoten Netzstationen, Abzweigpunkte und Trennstellen darstellen. Zunächst wird den Netzstationen ihre jeweilige Priorisierungskennzahl zugefügt. Für eine Ausstattung von Messtechnik sind Abzweigpunkte und Trennstellen hierbei irrelevant. Diese sollen daher bei der Identifikation von Netzbereichen keinen Einfluss auf den Netzbereich nehmen, und erhalten daher eine Priorisierungskennzahl von Null. Ein Abzweigpunkt oder eine Trennstelle dürfen dennoch Netzbereichen vorkommen, die Netzbereichsgröße  $n$  soll jedoch nur für Netzstationen gezählt werden. Ein Netzbereich der Größe 30 könnte beispielsweise 30 Netzstationen und 20 Abzweigpunkte sowie Trennstellen besitzen. Um verschiedene Netzbereiche zu generieren, wird unter anderem der SP-Algorithmus angewandt. Dieser Algorithmus kann, ausgehend von einem definierten Knoten, alle möglichen Wege zu jedem anderen Knoten finden, und hierbei alle Knoten des Weges abspeichern. Des Weiteren kann ein cutoff  $w$  eingestellt werden, der ab einer definierten Länge an Knoten in einem Weg abbricht. Würde beispielsweise ein cutoff von 30 eingestellt werden, würde der Algorithmus ausgehend von dem initialen Knoten maximal 30 weitere Knotenpunkte anhängen. Alle Wege darüber hinaus würden ungeachtet bleiben. Da für einen einzelnen Knoten im vorliegenden Mittelspannungsnetz über 50.000 verschiedene Wege vorliegen können, soll eine Vorbereitung getroffen werden, um den cutoff zu nutzen und damit die Iterationszeit zu verkürzen. Initial wird einmal für das gesamte elektrische Netz  $E$  der SP-Algorithmus auf alle Knotenpunkte  $K_i$ , somit auch für Trennstellen und Abzweigpunkte, angewandt, um jeden Weg zu speichern. Im zweiten Schritt wird für jeden Knoten der Weg gesucht, der die höchste Anzahl an Abzweigpunkten und Trennstellen ( $g$ ) besitzt. Dieser Weg wird für jede Netzstation unter  $z$  gespeichert.

$$z = \max[g(SP(K_i))], \text{ mit } K_i \in E \quad (12)$$

Somit wird mit der jeweiligen Netzstation der maximale Wert an Knotenpunkten gespeichert, der über einen Weg erreicht werden kann. Im Anschluss an diese Iteration werden alle Trennstellen geschlossen. Damit soll verhindert werden, dass Netzstationen, die durch offenen Trennschalter im vorliegenden Betriebspunkt galvanisch getrennt sind, verbunden werden, um hier alle Möglichkeiten für Netzbereiche zu identifizieren. Final werden dem Algorithmus zum einen die Netzstationen zugeführt, für die der jeweils beste Netzbereich gefunden werden soll, und zum anderen wird die individuelle Netzbereichsgröße  $n$ , die gefunden werden soll, vorgegeben.

### 3.2.2.2. Aufbau und Funktion des Look-Beyond Algorithmus

In diesem Kapitel wird der Aufbau und die Funktion des Look-Beyond Algorithmus erläutert. In Abbildung 16 wird der Ablauf des Look-Beyond Algorithmus dargestellt.

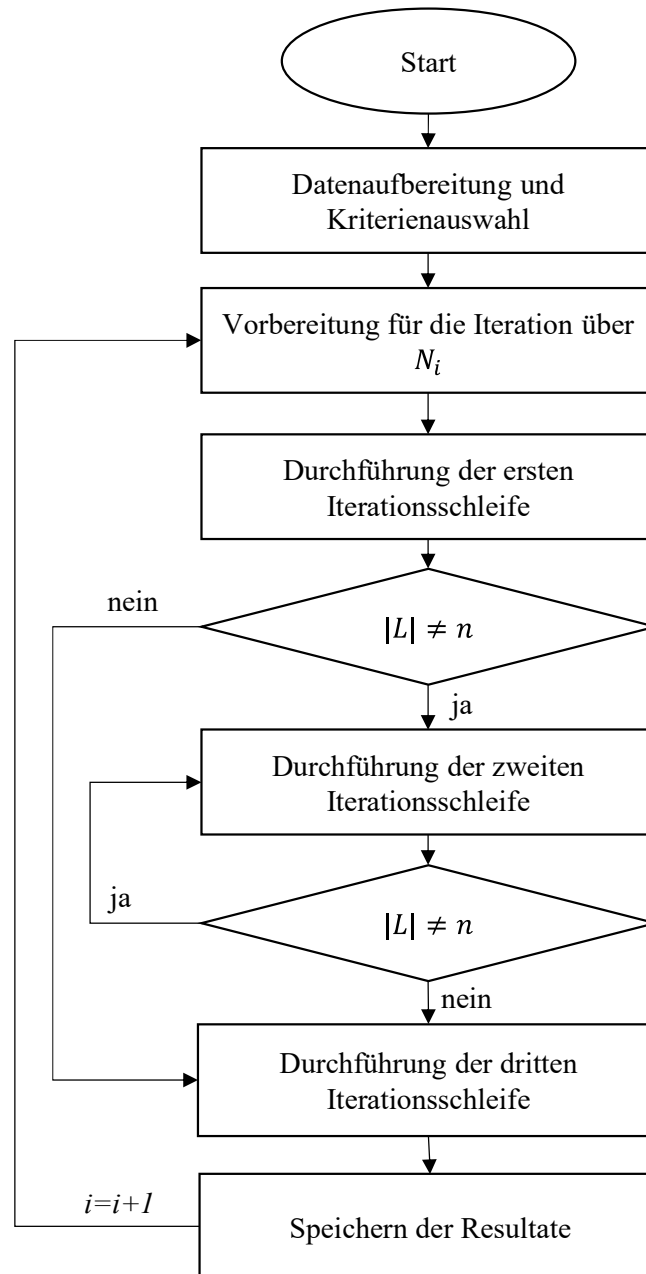


Abbildung 16: Ablauf des Look-Beyond Algorithmus

Nachdem die Datenaufbereitung und die Kriterienauswahl, wie in Kapitel 3.2.2.1 beschrieben, durchgeführt wurde, startet der Algorithmus mit der Vorbereitung für die Iteration über eine beliebige erste Netzstation  $N_i$ . Hierfür wird, wie zu Beginn des einfachen Suchalgorithmus,

eine Liste  $L$  gebildet, die initial nur die Netzstation  $N_i$  beinhaltet. Die ist in Gleichung 6 zu sehen:

$$L^* = \{N_i\}, \quad i = 1, \dots, n \quad (13)$$

Anschließend werden für die Station  $N_i$  alle möglichen Wege zu jeder anderen Station über den SP-Algorithmus gebildet. Um die Iterationszeit zu verkürzen, soll in diesem Schritt ein cutoff  $w$  für den SP-Algorithmus eingestellt werden. Da der Look-Beyond Algorithmus das Ziel hat, für eine Netzstation den besten Netzbereich  $N^*$  der Netzbereichsgröße  $n$  zu finden, ist es sinnvoll den cutoff so einzustellen, dass der SP-Algorithmus Wege findet, die maximal der Länge des Netzbereichs entsprechen. Da sich in den einzelnen Wegen jedoch auch Abzweigpunkte und Trennstellen befinden können, wurde in der Vorbereitung des Algorithmus die maximale Anzahl an Abzweigpunkten und Trennstellen, die der SP-Algorithmus von der jeweiligen Netzstation erreichen kann, unter der Variablen  $z$  gespeichert. Daher kann im Anschluss ausgeschlossen werden, dass ein Weg auf Grund von einer zu hohen Anzahl an Abzweigpunkten oder Trennstellen nicht gefunden wird. Der cutoff für eine Netzstation ergibt sich damit folgendermaßen:

$$w = n - 1 + z \quad (14)$$

Der SP-Algorithmus generiert daraufhin eine Liste  $L_1$ , die alle einzelnen Wege  $W$  von der Netzstation ausgehend abspeichert. In diesen Wegen wird die initiale Netzstation  $N_i$  nicht berücksichtigt.

$$L_1 = \{W_e(N_i), W_{e+1}(N_i), \dots, W_d(N_i)\}, \quad \text{mit } |W_e(N_i)| \leq c \quad (15)$$

Im Anschluss daran werden für alle Wege  $W$ , die über den SP-Algorithmus gebildet wurden, relative Priorisierungssummen  $r$  gebildet. Die relative Priorisierungssumme wird gebildet aus der Summe der einzelnen Priorisierungskennzahlen  $y_i$  der Netzstationen  $N_i$  aus einem Weg  $W$  dividiert durch die Anzahl an Netzstationen in einem Weg. Dafür wird von der Gesamtzahl an Knoten  $K$  in einem Weg die Anzahl an Abzweigpunkten und Trennstellen  $g$  in diesem Weg subtrahiert.

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{|W_e| - |g(W_e)|} \quad (16)$$

Im Anschluss daran hat nun jeder Weg aus der Liste  $L_l$  eine relative Priorisierungssumme. In der ersten Iterationsschleife wird nun die maximale relative Priorisierungssumme aus allen Wegen gespeichert. Es kann somit sein, dass der Algorithmus im ersten Iterationsschritt nur eine weitere Netzstation, oder direkt zehn oder 15 Netzstationen anhängt. Damit können direkt mehrere Netzstationen angehängen werden, wenn diese die höchste relative Priorisierungssumme besitzen. Dadurch kann ein Netzbereich schneller gefunden werden, da nicht wie beim einfachen Suchalgorithmus immer nur eine Netzstation angehängen werden muss. Die Knoten aus dem Weg mit der höchsten relativen Priorisierungssumme werden nun der Liste  $L^*$  zugefügt:

$$L^* = \{N_i, K_j\}, \text{ mit } i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, k \quad (17)$$

Nach dieser Iteration erfolgt die Abfrage, ob die Anzahl an Netzstationen in  $L^*$  bereits der Netzbereichsgröße  $n$  entspricht. Ist dies der Fall wird  $L^*$  direkt der dritten Iterationsschleife zugeführt. Sollte dies nicht der Fall sein wird  $L^*$  in die zweite Iterationsschleife überführt. In der zweiten Iterationsschleife befindet sich nun  $L^*$ , welche aus Netzstationen, Abzweigpunkten und Trennstellen (Gesamtbezeichnung = Knoten) bestehen kann. Im ersten Iterationsschritt wurden alle Wege ausgehend von  $N_i$  gebildet. Im zweiten Iterationsschritt sollen nun alle Wege von allen Knoten, die in  $L^*$  vorhanden sind, gebildet werden. Dafür wird zunächst jede Leitung bzw. Kante, die zwei Knoten aus der Liste  $L^*$  liegt, entfernt. Diese Wege sollen nicht mehr gebildet werden, da sie zu einer Doppelung der Knoten führen könnte. Somit kann sich der Netzbereich in jede Richtung, ausgehend von den bereits inhärenten Knoten aus  $L^*$ , ausbreiten. Dabei werden ebenfalls mit dem SP-Algorithmus alle Wege von den Abzweigpunkten und Trennstellen gebildet, da auch von diesen ausgehend der Netzbereich erweitert werden kann. Der cutoff  $w$  ist für jeden Knoten individuell, da der Wert  $z$  für jeden Knoten unterschiedlich sein kann. Dennoch wird beim cutoff die Netzbereichsgröße um die bereits vorhandene Anzahl an Netzstationen  $f$  in  $L^*$  verringert, um weitere Iterationszeit zu sparen.

$$w = n - 1 - f + z \quad (18)$$

Somit entstehen, abhängig von der Anzahl der Knoten, neue Listen mit allen Wegen  $W_a$  eines jeweiligen Knoten.

$$A = \{L_i = \{W_{a,L_i}\}, L_{i+1} = \{W_{a,L_{i+1}}\}, \dots, L_n = \{W_{a,L_n}\}\}, \text{ mit } n = |L^*| \quad (19)$$

Im Anschluss daran werden erneut alle relativen Priorisierungssummen gebildet. Im Anschluss werden alle Elemente aus  $A$  miteinander verglichen, deren Anzahl an Netzstationen addiert zu der Anzahl an Netzstationen aus  $L^*$  kleiner gleich der Netzbereichsgröße ist. Der Weg mit dem höchsten Wert von  $r$  aus diesen Elementen wird an die Liste  $L^*$  angehängen. Nach dieser Iterationsschleife erfolgt erneut die Abfrage, ob die Anzahl an Netzstationen in  $L^*$  nun der Netzbereichsgröße  $n$  entspricht. Sollte dies nicht der Fall sein, wird  $L^*$  erneut in Iterationsschleife zwei überführt, bis die Netzbereichsgröße  $n$  erreicht wird. Mit dieser Iteration ist es möglich, Netzbereiche zu finden, die in jegliche Richtungen von den anliegenden Knoten aus liegen, und nicht nur unidirektionale Netzbereiche zu finden.

Hat der Algorithmus nun nach Iterationsschleife zwei oder bereits nach Iterationsschleife eins einen Netzbereich der Größe  $n$  erreicht, wird dieser Netzbereich in Iterationsschleife drei überführt. In dieser Iterationsschleife wird nun zunächst die Summe der Priorisierungskennzahlen  $y_S$  aus  $L^*$  gebildet.

$$y_S = \sum_{i=1}^n y(N_i), \text{ mit } N_i \in L^* \quad (20)$$

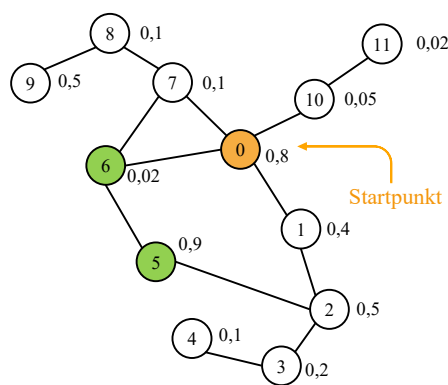
Im Anschluss daran wird die Liste jedoch noch nicht als Resultat gewertet, denn es erfolgt eine dritte und letzte Abfrage. Für kleine Netzbereichsgrößen kann es vorkommen, dass die Summe der Priorisierungskennzahlen  $y_S$  der Liste  $L^*$  geringer ist, als die Summe der Priorisierungskennzahlen eines Elementes aus der initialen Liste  $L_1$ . Daher wird im Folgenden die Liste  $L_1$  erneut aufgerufen, um dort für jeden Weg, dessen Anzahl an Netzstationen kleiner gleich der Netzbereichsgröße  $n$  ist, ebenfalls die Priorisierungskennzahl  $y_S$  zu bilden:

$$y_S = \sum_{i=1}^n y(N_i), \text{ mit } N_i \in W_e(L_1), n = 1, \dots, n \quad (21)$$

Das finale Resultat ist somit die Liste mit denjenigen Knoten, die den maximalen Wert aus der Summe der Priorisierungskennzahlen von  $L^*$  und  $L_1$  erreicht. Anhand von Tests wurde ermittelt, dass die dritte Iterationsschleife nur sehr selten Verbesserungen vornimmt. Dennoch wird diese Schleife ausgeführt, da auch minimale Fehler verbessert werden sollen. Ist das Resultat gefunden wird der Algorithmus für die nächste Netzstation durchgeführt, die aus der Kriterienauswahl hervorgeht.

### 3.2.2.3. Anwendungsfälle für ein Testnetz

In Abbildung 17 ist das Testnetz dargestellt. Dieses besitzt zwölf Knoten, wobei die Knotennamen in dem jeweiligen Knoten zu finden sind. Zu rechten eines jeden Knoten ist seine jeweilige Priorisierungskennzahl zu finden, die aus dem Bewertungsverfahren generiert wird. Nun soll der beste Netzbereich ausgehend vom Knoten 0 gefunden werden. Die Netzbereichsgröße  $n$  soll dabei drei betragen. Der SP-Algorithmus würde alle Wege der maximalen Länge zwei ausgehend vom Knoten 0 bilden, wie in Abbildung 17 zu sehen ist.



Weg	Relative Priorisierungssumme $r$	Weg	$\sum$ Priorisierungskennzahl $y$
1	$0,4/1 = 0,4$	0-1	$0,8 + 0,4 = 1,2$
1-2	$(0,4 + 0,5)/2 = 0,9/2 = 0,45$	0-1-2	$0,8 + 0,4 + 0,5 = 1,7$
6	$0,02/1 = 0,02$	0-6	$0,8 + 0,02 = 0,82$
6-5	$(0,02 + 0,9)/2 = 0,92/2 = 0,46$	0-6-5	$0,8 + 0,02 + 0,9 = 1,72$
6-7	$(0,02 + 0,1)/2 = 0,12/2 = 0,06$	0-6-7	$0,8 + 0,02 + 0,1 = 0,92$
7	$0,1/1 = 0,1$	0-7	$0,8 + 0,1 = 0,9$
7-8	$(0,1 + 0,1)/2 = 0,2/2 = 0,1$	0-7-8	$0,8 + 0,1 + 0,1 = 1$
10	$0,05/1 = 0,05$	0-10	$0,8 + 0,05 = 0,85$
10-11	$(0,05 + 0,02)/2 = 0,07/2 = 0,035$	0-10-11	$0,8 + 0,05 + 0,02 = 0,87$

(a) Iterationsschleife 1

(b) Iterationsschleife 3

Abbildung 17: Iterationsschleife 1 &amp; 3 des Look-Beyond Algorithmus für Beispiel 1

Nach diesem Schema wurde jeder einzelne Weg mit der maximalen Länge drei erzeugt, und für diesen die relative Priorisierungssumme  $r$  gebildet. In diesem Fall wird schon nach Iterationsschleife 1 der vollständige Netzbereich 0-6-4 der Größe drei gefunden. In Iterationsschleife drei werden dann die einzelnen Summen der Wege verglichen, wobei Netzbereich 0-6-4 die höchste Summe der Priorisierungskennzahlen aufweist, mit einem Wert von 1,72 für  $y_5$ . Damit wird das Ergebnis aus Iterationsschleife 1 bestätigt und der Netzbereich 0-6-4 ausgewählt.

Derselbe Anwendungsfall wird in Abbildung 18 noch einmal für den einfachen Suchalgorithmus durchgeführt:

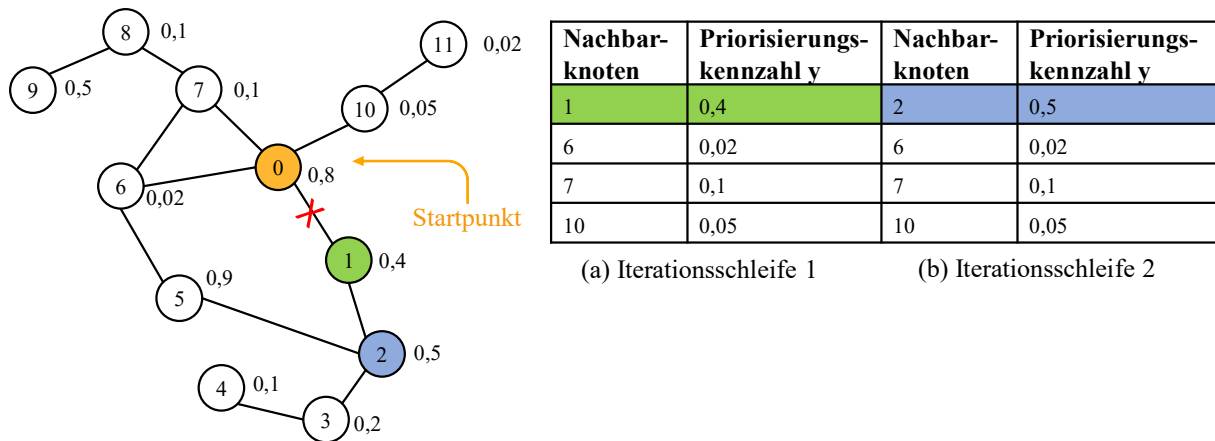


Abbildung 18: Iterationsschleifen 1 & 2 des einfachen Suchalgorithmus für Beispiel 1

Es fällt auf, dass die Summe der Priorisierungskennzahlen, die der einfache Suchalgorithmus nach zwei Iterationsschleifen gefunden hat, lediglich bei 1,7 liegt und somit niedriger ist als das Ergebnis des Look-Beyond Algorithmus.

Ein weiteres Beispiel wird in Abbildung 19 gezeigt. Als Ausgangsknoten wurde Knoten 4 gewählt, die Netzbereichsgröße soll fünf betragen. Hier benötigt der Look-Beyond Algorithmus zwei Iterationsschritte.

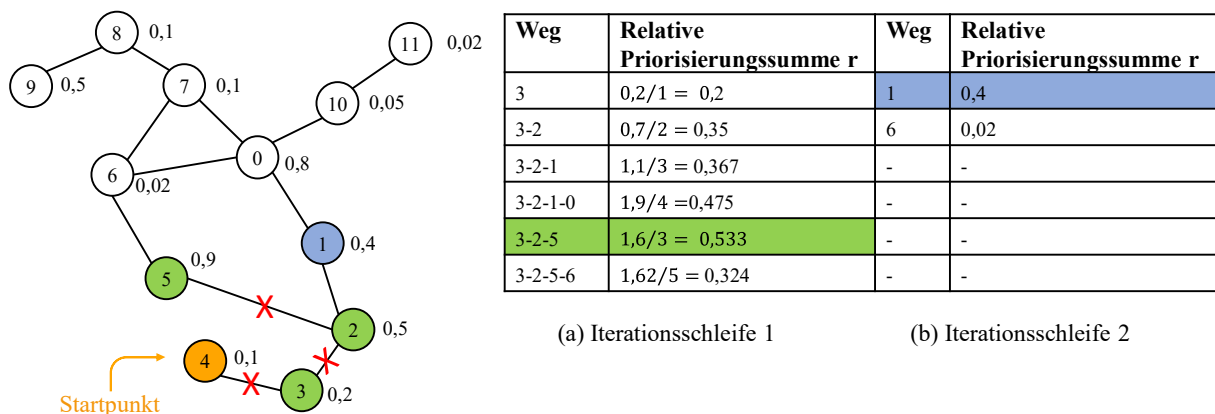


Abbildung 19: Iterationsschleifen 1 & 2 des Look-Beyond Algorithmus für Beispiel 2

Hier ist gut zu erkennen, wie im initialen Schritt direkt der Netzbereich bestehend aus Weg 4-3-2-5 gefunden und die Knoten/Stationen entsprechend angehängen werden. Im zweiten Iterationsschritt werden dann die Leitungen zwischen den inhärenten Netzstationen des Netzes getrennt, sodass diese Wege im Anschluss nicht mehr durchsucht werden. Im zweiten Iterationsschritt fehlt somit nur noch eine Netzstation, sodass aus nur noch zwei weiteren möglichen Stationen die Station 1 ausgewählt und dem Netzbereich zugeführt wird.



Im letzten Beispiel soll gezeigt werden, warum die dritte Iterationsschleife eingesetzt wird. In Folgendem Beispiel wird der beste Netzbereich der Größe drei ausgehend vom Knoten 1 gesucht. In Abbildung 20 ist zu erkennen, dass nach zwei Iterationsschritten ein Netzbereich gefunden wird.

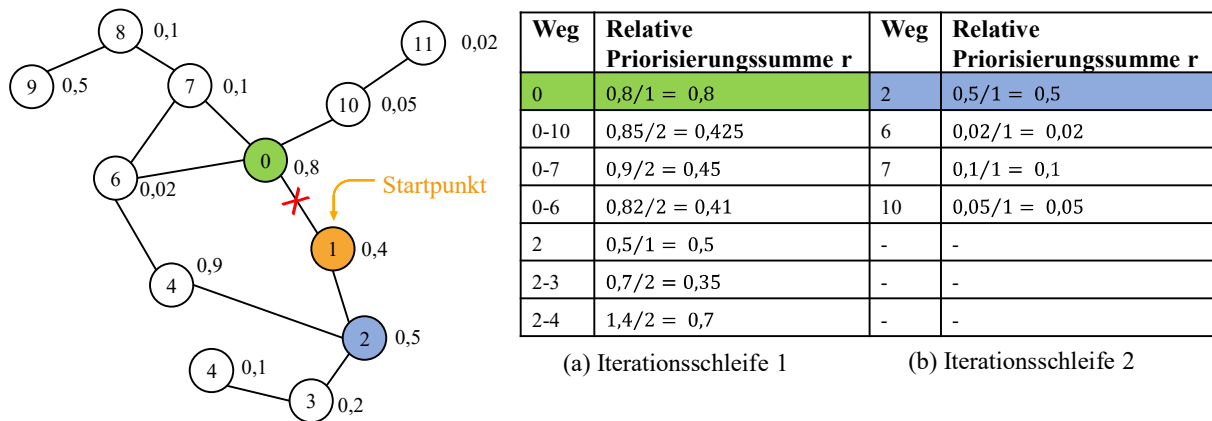


Abbildung 20: Iterationsschleifen 1 & 2 des Look-Beyond Algorithmus für Beispiel 3

Gefunden wird demnach der Netzbereich 1-0-2. Dieser erzielt eine summierte Priorisierungskennzahl von 1,7.

Im dritten Iterationsschritt werden nun ausgehend von Knoten 1 mit dem SP-Algorithmus nochmal alle Wege gebildet und deren summierte Priorisierungskennzahl y gebildet (vgl. Abb. 21).

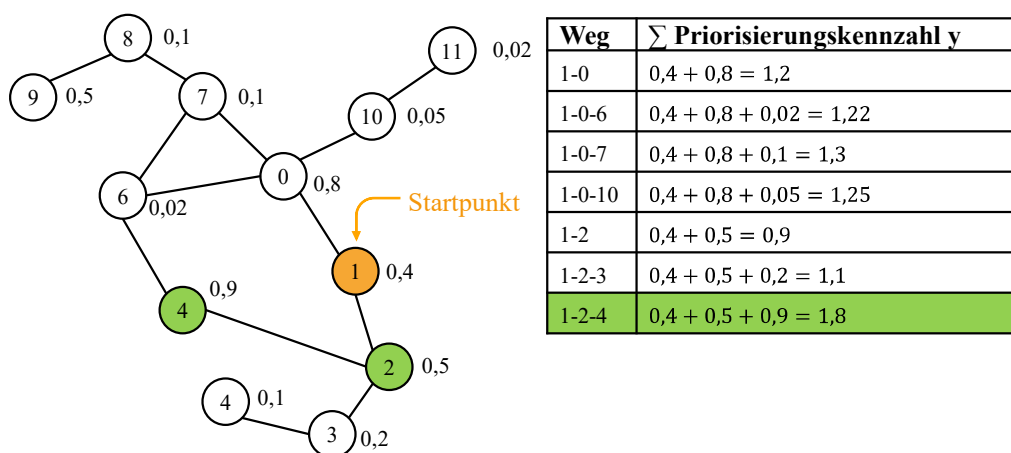


Abbildung 21: Iterationsschleife 3 des Look-Beyond Algorithmus für Beispiel 3

Die Summe der Priorisierungskennzahl y des Netzbereiches 1-2-4 beträgt demnach einen Wert von  $y_S=1,8$  und ist somit höher als y des gefundenen Netzbereichs aus Iterationsschritt 2

mit einem Wert von 1,7. Daher wird der Netzbereich substituiert und final der Netzbereich 1-2-4 gewählt.

Abschließend konnten in diesem Kapitel anhand von Beispielen für ein Testnetz aufgezeigt werden, wie die einzelnen drei Iterationsschleifen des Look-Beyond Algorithmus aufgebaut werden. Dabei ist zu erkennen, dass der Look-Beyond Algorithmus mit der Fähigkeit, Knoten bzw. Netzstationen zu bewerten, die keine direkten Anschlussknoten sind, schon für kleine Netzbereiche bessere Ergebnisse generiert als der einfache Suchalgorithmus (vgl. Abbildung 17 & 18). Des Weiteren wird jedes Ergebnis in der dritten Iterationsschleife nochmals überprüft, sodass auch Fehler ausgebessert werden (vgl. Abbildung 20 & 21). Mit diesem Testnetz konnte der Algorithmus somit erstmal verifiziert werden. Im Folgenden Kapitel soll der Algorithmus dann auf ein gegebenes Mittelspannungsnetz mit 180 Netzstationen angewandt und mit dem einfachen Suchalgorithmus verglichen werden.

## 4 Anwendung und Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden der einfache Suchalgorithmus sowie der Look-Beyond Algorithmus in verschiedenen Szenarien miteinander verglichen. Dafür wurde ein vorhandenes Mittelspannungsnetz zu Verfügung gestellt. Folgende Abbildung zeigt die Darstellung des Mittelspannungsnetzes mit Geodaten:

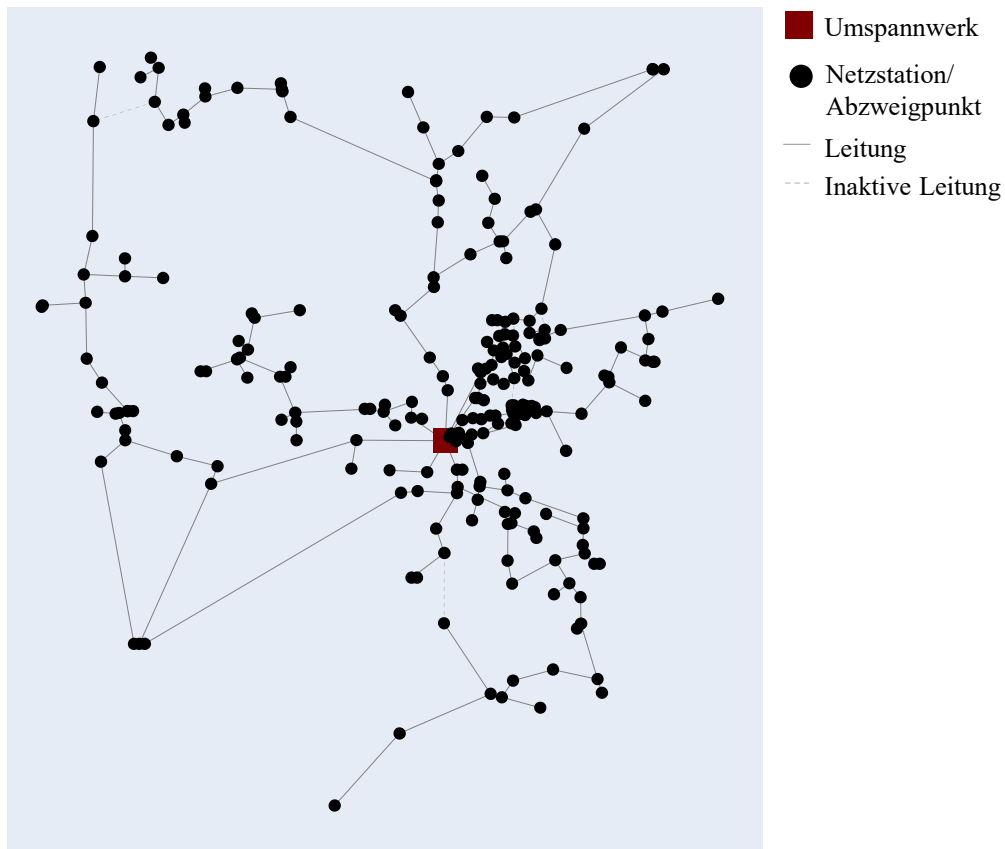


Abbildung 22: Darstellung des zur Verfügung gestellten Mittelspannungsnetzes

### 4.1. Anwendungsfälle und Szenarien

Im folgenden Kapitel sollen zwei drei Anwendungsfälle simuliert, und diese mit Hilfe unterschiedlicher Szenarien ausgewertet werden. Nach dem eine dem Anwendungsfall angemessene Priorisierung vorgenommen wurde, werden mit den Szenarien der einfache Suchalgorithmus und der Look-Beyond Algorithmus ausgehend von derselben Netzstation/ dem Umspannwerk für unterschiedliche Netzbereichsgrößen verglichen und der beste Netzbereich für eine Netzbereichsgröße identifiziert.

Hierbei sollen die Vorteile des Look-Beyond Algorithmus herausgestellt und die Ergebnisse verifiziert werden.

### 4.1.1. Anwendungsfall 1: Priorisierung der erneuerbaren Energien aus der Mittelspannung

Im folgenden Anwendungsfall soll ein Netzbereich besonders auf die vorhandenen Erzeuger aus der Mittelspannung untersucht werden. Hierbei wird die Anzahl der Erzeuger, wie Photovoltaik, Biogas oder Windkraft, die an einer Netzstation anliegen, priorisiert. Somit wird für das Szenario 1 folgende Priorisierung vorgenommen:

Tabelle 4: Priorisierung für Anwendungsfall 1

Parameter	Priorisierung
Anzahl Einspeiseanlagen Mittelspannung	1

Basierend auf dieser Priorisierung kann folgende Darstellung des vorliegenden Mittelspannungsnetzes generiert werden:

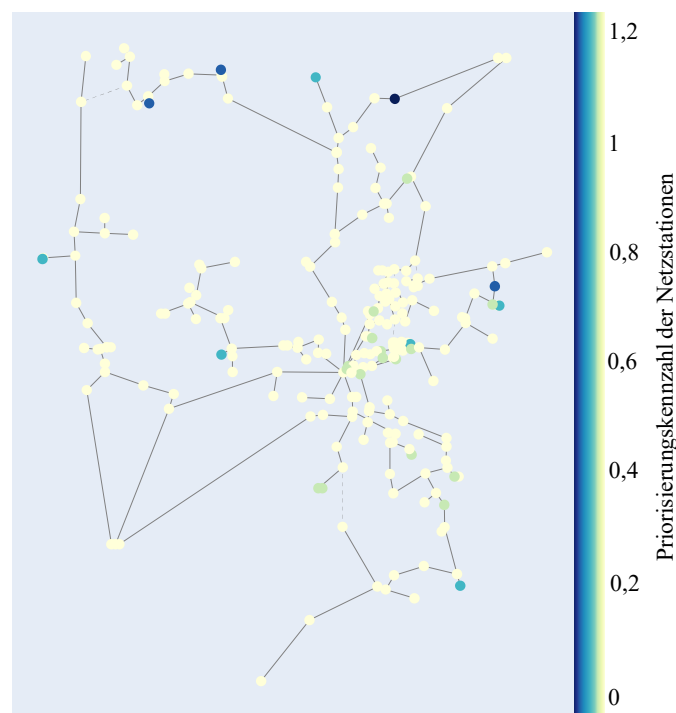


Abbildung 23: Auswertung des Bewertungsverfahrens für Anwendungsfall 1

Es ist deutlich zu sehen, dass nur eine niedrige Anzahl an Netzstationen im Netzbereich Erzeuger aus der Mittelspannung enthält. Da die Darstellung des Mittelspannungsnetzes auf Geodaten basiert, ist hier gut ersichtlich, wie die Verteilung dieser Anlagen vorliegt. Im zentralen Bereich des Netzes, dem städtischen Bereich, sind wenige Erzeuger aus der Mittelspannung angeschlossen, während in den umliegenden, äußeren Netzbereichen, wo die Bauernschaften liegen, mehrere Erzeuger angeschlossen sind. Die wichtigste Station ist die Station ST-00243, was im Rahmen der Priorisierung nur sinnvoll ist, da diese Station als einzige Station vier Erzeuger in Form von vier Photovoltaikanlagen besitzt. Da die Reichweite der angeschlossenen Erzeuger von Null bis Vier reicht, kann somit in Abbildung erkannt werden, dass das leicht hellere blau als das der Station mit vier Erzeugern, Erzeuger mit drei Anlagen sind. Abstufen kommen Erzeuger mit zwei und schlussendlich, hier in hellem grün visualisiert, mit einem angeschlossenen Erzeuger. Besonders auffallend ist der nördliche Netzbereich mit zwei Netzstationen mit drei Erzeugern, einer mit vier Erzeugern und einer mit zwei Erzeugern. Nun sollen für dieses Szenario Netzbereiche identifiziert werden. Dafür wird eine Netzbereichsgröße von 20 gewählt. Dieser wird daraufhin basierend auf dem einfachen Suchalgorithmus und basierend auf dem Look-Beyond Algorithmus miteinander verglichen. In Tabelle 5 sind die resultierenden Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 5: Ergebnisse Anwendungsfall 1 mit  $n=20$ 

<b>Algorithmus</b>	<b>Netzbereichsgröße</b>	<b>Initiale Netzstation</b>	<b>Summe Priorisierungskennzahl</b>
Einfache Suche	20	Umspannwerk	1,972
Look-Beyond	20	Umspannwerk	4,388
Einfache Suche	20	ST-00081	4,141
Look-Beyond	20	ST-00081	4,746

Im Folgenden sollen die Ergebnisse beider Algorithmen ausgehend von der gleichen Netzstation verglichen werden. Dafür wurde das Umspannwerk als initiale Station gewählt, von der die Iteration für beide Algorithmen startet. In Abbildung 24 ist der beste Netzbereich, den der Look-Beyond Algorithmus sowie einfache Suchalgorithmus vom Umspannwerk gefunden hat, visualisiert.

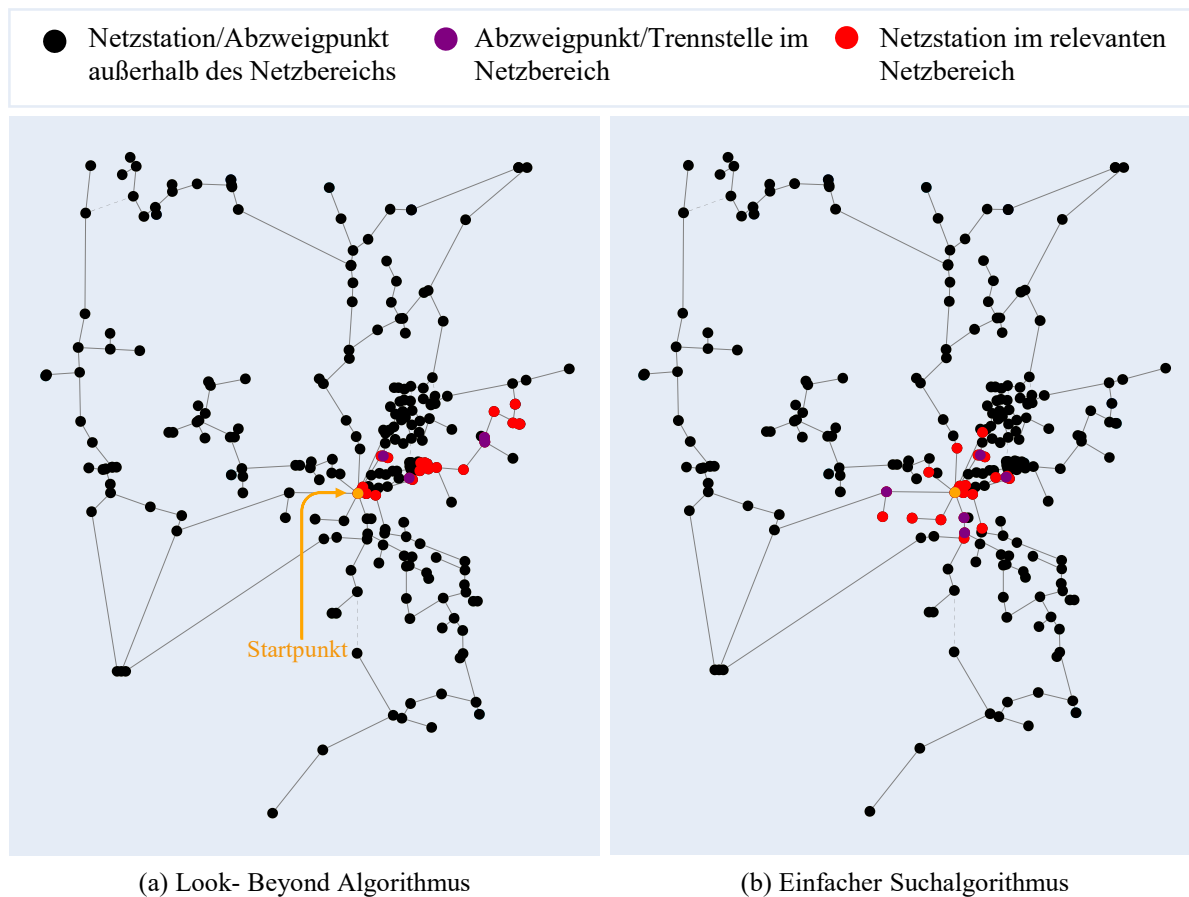


Abbildung 24: Bester Netzbereich ausgehend vom Umspannwerk für Anwendungsfall 1 mit  $n = 20$

Im Vergleich der Ergebnisse sind Unterschiede zu erkennen. Während der Look-Beyond Algorithmus ausgehend vom Umspannwerk einen Netzbereich in östlicher Richtung findet, verbleibt der Suchalgorithmus sehr lokal, und findet einen Netzbereich, der strahlenförmig um das Umspannwerk liegt. Der Look-Beyond Algorithmus kann durch seine Eigenschaft, auch hinter schwächer gewichteten Netzstationen zu suchen, einen Netzbereich finden, der eine Priorisierungssumme von 4,388 erreicht. Diese Summe konnte der Algorithmus dadurch erreichen, dass er die drei wichtigen Netzstationen im östlichen Teil des Netzes, die eins, zwei und drei Erzeuger angeschlossen haben (vgl. Abb. 23), finden konnte. Im Vergleich dazu erreicht der einfache Suchalgorithmus nur eine Priorisierungssumme von 1,972. Dadurch, dass zentral um das Umspannwerk für den ausgewählten Parameter kaum wichtige Stationen vorliegen, erreicht der Algorithmus keine hohe Priorisierungssumme. Im Folgenden wurde eine Iteration über jede Netzstation im Netzbereich gefahren, um den besten Netzbereiche zu finden, der bei jeweiliger Iteration über alle Netzstationen gefunden werden kann.

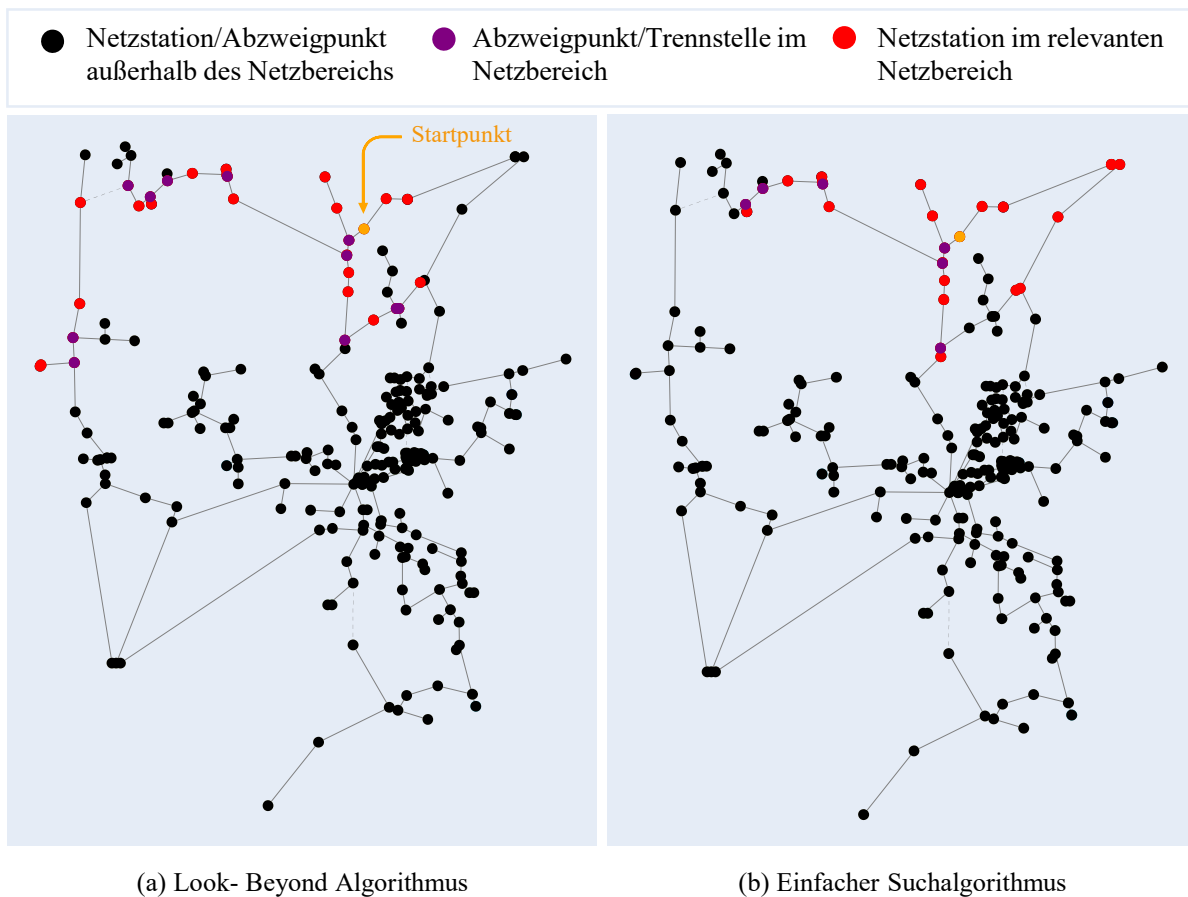


Abbildung 25: Bester Netzbereich für Anwendungsfall 1 mit  $n = 20$

Für den Look-Beyond Algorithmus wurde der beste Netzbereich ausgehend von der Station ST-00081 gefunden. Im Vergleich dazu ist der Netzbereich, den der einfache Suchalgorithmus gefunden hat, ebenfalls dargestellt. In diesem Fall ist der beste Netzbereich von dem einfachen Suchalgorithmus ebenfalls ausgehend vom Knoten ST-00081. Somit können hier die jeweils besten Netzbereiche ausgehend von derselben Netzstation verglichen werden (vgl. Abb. 25). Der Look-Beyond Algorithmus weist hierbei eine Priorisierungssumme von 4,746 auf, während der einfache Suchalgorithmus eine Priorisierungssumme von 4,141 erzielt. Die Ergebnisse liegen somit recht nah beieinander. Dennoch erzielt der Look-Beyond Algorithmus wieder ein besseres Ergebnis, da er eine hoch priorisierte Station im westlichen Netzbereich findet, die der einfache Suchalgorithmus nicht implementiert (vgl. Abb. 23). Es fällt auf, dass bei kleineren Netzbereichen, in denen wichtige Stationen nah zueinander liegen, der Look-Beyond Algorithmus bessere Ergebnisse erzielt, diese aber nah beieinanderliegen können. Um einen weiteren Vorteil des Algorithmus herauszustellen, wird deshalb im Folgenden die Netzbereichsgröße auf  $n = 40$  erhöht. In Tabelle 6 sind die Ergebnisse aus dieser Analyse zu sehen:

Tabelle 6: Ergebnisse Anwendungsfall 1 mit  $n = 40$ 

Algorithmus	Netzbereichsgröße	Initiale Netzstation	Summe Priorisierungskennzahl
Einfache Suche	40	Umspannwerk	2,766
Look-Beyond	40	Umspannwerk	8,233
Einfache Suche	40	ST-00191	2,786
Look-Beyond	40	ST-00191	8,550
Einfache Suche	40	ST-00166	5,550
Look-Beyond	40	ST-00166	8,243

Bei einer Netzbereichsgröße von 40 sind die abweichenden Ergebnisse zwischen den Algorithmen noch deutlicher zu sehen. In Abbildung 26 wird das Ergebnis für beide Algorithmen ausgehend vom Umspannwerk:

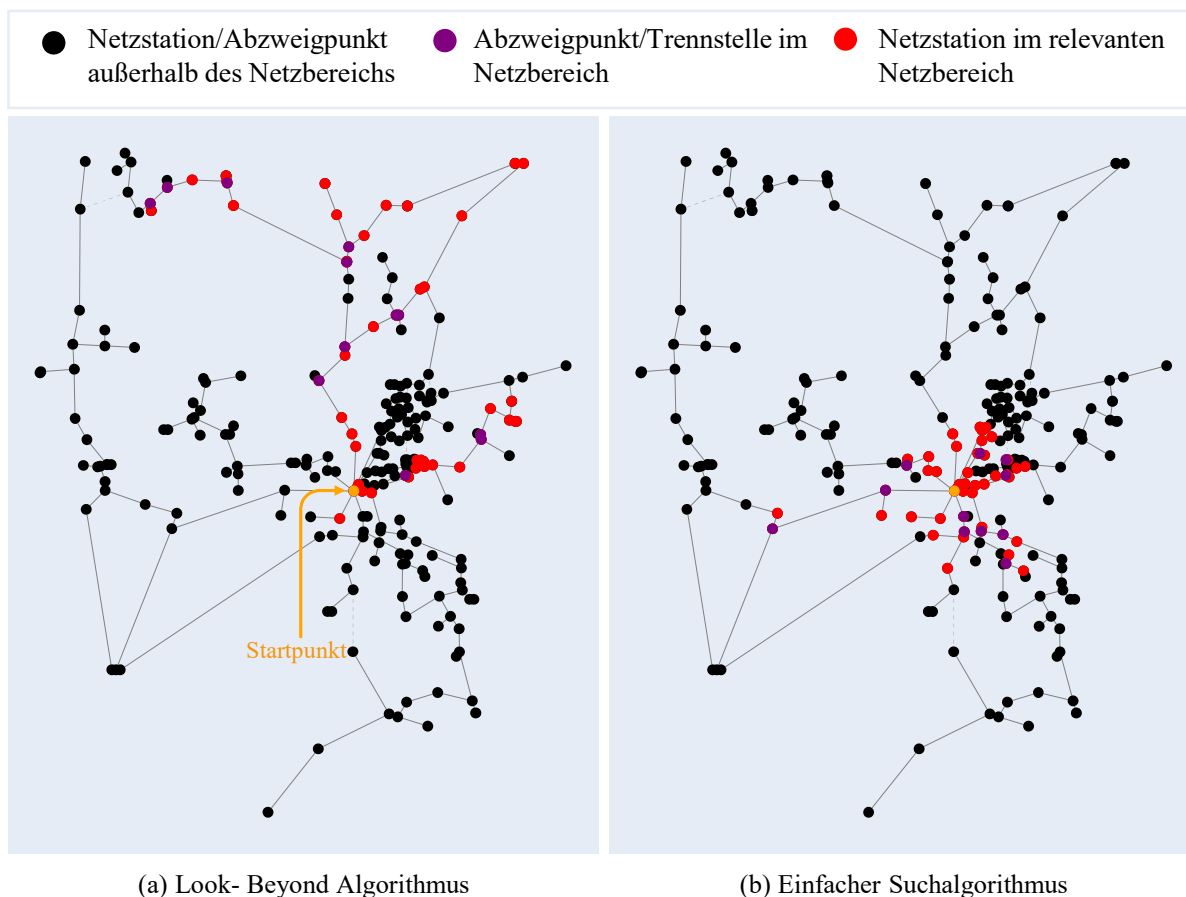


Abbildung 26: Bester Netzbereich ausgehend vom Umspannwerk für Anwendungsfall 1 mit  $n = 40$

Noch mehr als für die Ergebnisse für eine Netzbereichsgröße von 20 fällt auf, dass sich die Netzbereiche deutlich unterscheiden. Während der Look-Beyond Algorithmus durch seine



Iterationsschritte einen Netzbereich findet, der die priorisierten Netzstationen im nördlichen sowie östlichen Netzteil inkludiert, baut sich bei dem einfachen Suchalgorithmus erneut ein strahlenförmiges Netz um das Umspannwerk auf. Dies macht sich auch in der Priorisierungssumme bemerkbar, in der der Look-Beyond Algorithmus mit einem erzielten Wert von 8,233 einen fast dreimal höheren Wert wie die Priorisierungssumme des einfachen Suchalgorithmus erzielt, welche bei 2,776 liegt. In diesem Szenario wird der Vorteil des Look-Beyond Algorithmus sehr deutlich. Durch seinen Aufbau schafft er es auch in Netzen mit vermeintlich wenigen, hoch priorisierten Netzstationen, im Rahmen der gegebenen Netzbereichsgröße, wichtige Netzstationen zu inkludieren, während der einfache Suchalgorithmus auf dieser Basis keine guten Ergebnisse erzielt. Im Folgenden wurde die Iteration erneut für beide Algorithmen für alle Netzstationen ausgeführt. Abbildung 27 zeigt den Vergleich der beiden Netzbereiche für den besten Netzbereich für den Look-Beyond Algorithmus.

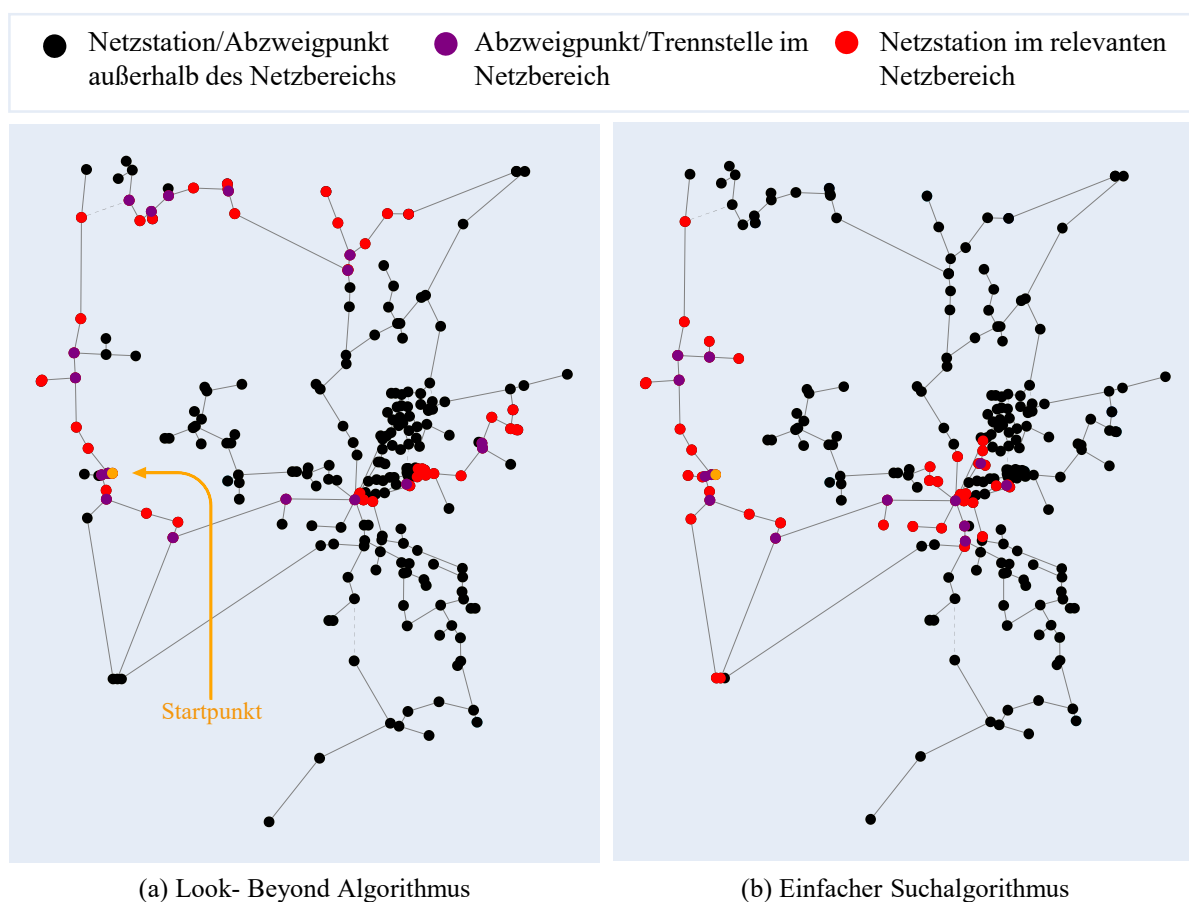


Abbildung 27: Bester Netzbereich des Look-Beyond Algorithmus für Anwendungsfall 1 mit  $n = 40$

Erneut ist gut zu erkennen, dass der Algorithmus die äußeren Stationen im Westen und Norden, sowie die priorisierten Stationen im Osten erreicht (vgl. Abb. 27, (a)). Daher erzielt er auch eine Priorisierungssumme von 8,550. Im Vergleich dazu kann der einfache Suchalgorithmus erneut nur vereinzelt wichtige Stationen erfassen. Priorisierte Stationen im Norden und Osten des Netzbereichs bleiben unerfasst. Daher erreicht er nur eine Priorisierungssumme von 2,786. Um nun zu verdeutlichen, dass der Look-Beyond Algorithmus bessere Ergebnisse als der einfache Suchalgorithmus erzielt, wird im Folgenden der höchst priorisierte Netzbereich des einfachen Suchalgorithmus visualisiert.

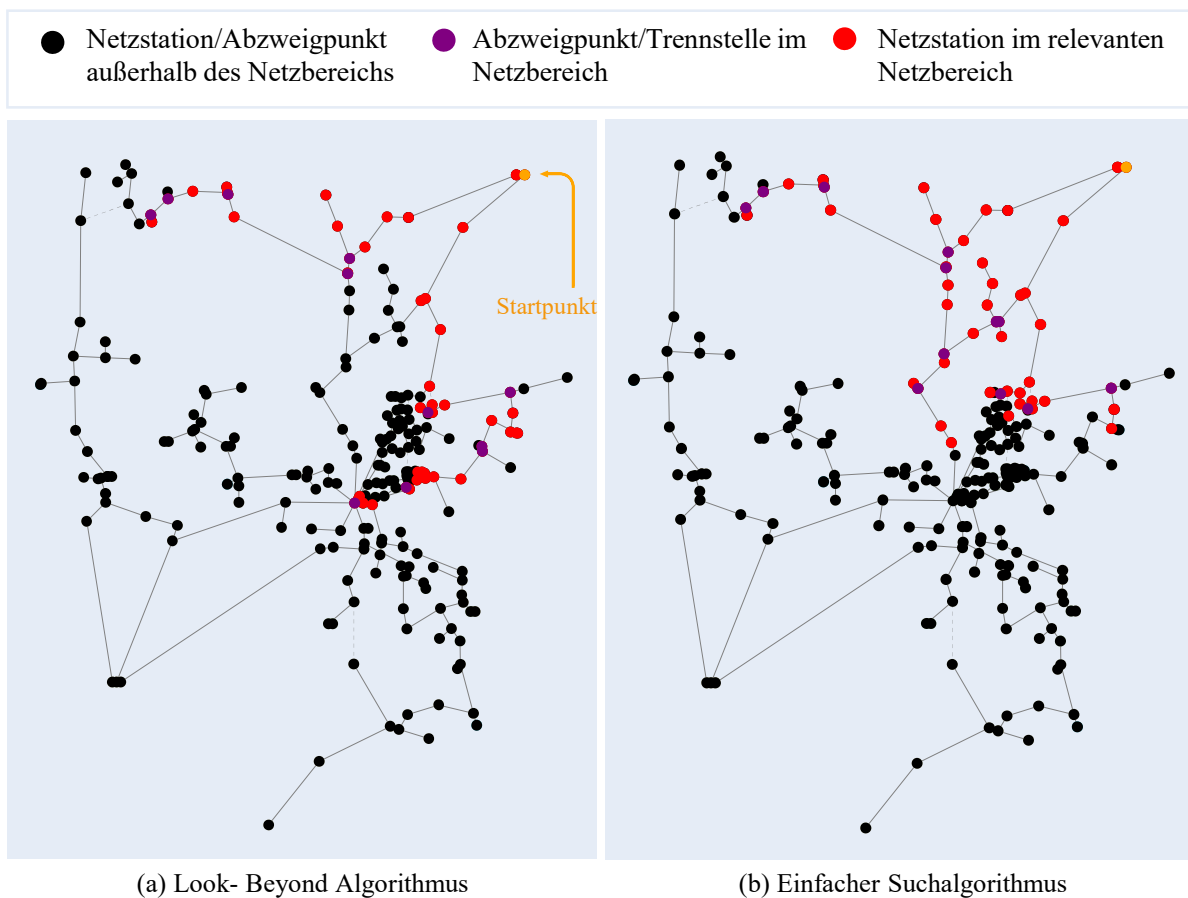


Abbildung 28: Bester Netzbereich des einfachen Suchalgorithmus für Anwendungsfall 1 mit  $n = 40$

In Abbildung 28 ist zu erkennen, dass zwar beide Algorithmen die priorisierten Stationen im nördlichen sowie östlichen Teil inkludieren, jedoch nur der Look-Beyond Algorithmus weiterhin zwar weniger priorisierte, aber vergleichsweise hoch einzuschätzende Stationen im Zentrum findet. Daher übertrifft er mit einer Priorisierungssumme von 8,243 den besten Netzbereich des einfachen Suchalgorithmus mit 5,550 dennoch deutlich.

Nach diesem Anwendungsfall lässt sich vor allem die Erkenntnis gewinnen, dass der Look-Beyond Algorithmus große Vorteile gegenüber einem Suchalgorithmus besitzt, wenn es vereinzelte, wichtige Netzstationen gibt, die weiter auseinanderliegen. Solch ein Anwendungsfall wird in Netzbereichen auf Dauer von großer Relevanz sein, da vor allem die Erzeuger auf der Mittelspannungsebene einen großen Teil zur angestrebten Energiewende in Form von dezentralen Einspeisern beitragen.

#### **4.1.2. Anwendungsfall 2: Priorisierung der erneuerbaren Energien aus der Mittel- sowie der Niederspannung**

Im zweiten Anwendungsfall soll erneut eine Priorisierung der erneuerbaren Energien erfolgen, in diesem Fall jedoch um einige Parameter aus den sozioökonomischen Daten erweitert werden, um auch die dezentralen Erzeuger aus der Niederspannung zu berücksichtigen. Somit wird einmal, ergänzend zu der Anzahl der Einspeiseanlagen aus der Mittelspannung, die Einspeiseleistung aus der Mittelspannung implementiert. Des Weiteren werden die Einspeiseleistung sowie die Anzahl der Einspeiseanlagen aus der Niederspannung bewertet.

Tabelle 7: Priorisierung für Anwendungsfall 2

<b>Parameter</b>	<b>Priorisierung</b>
Anzahl Einspeiseanlagen Mittelspannung	0,15
Einspeiseleistung Mittelspannung	0,22
Einspeisewirkleistung Niederspannung	0,28
Anzahl Einspeiseanlagen Niederspannung	0,35

In diesem Anwendungsfall ist die Anzahl der Einspeiseanlagen aus der Niederspannung mit 0,35 priorisiert. Gibt es viele verschiedene Einspeisepunkte, können im gesamten Niederspannungsnetz viele bidirektionale Leistungsflüsse auftreten, welche zu Netzvolatilitäten führen können. Da die Einspeisung aus der Niederspannung steigt, ist auch hier die Einspeiseleistung zu beachten, sie wird daher mit einem Wert von 0,28 priorisiert. Im Gesamten etwas geringer als die Einspeiseleistung sowie Anzahl der Einspeiseanlagen aus der Niederspannung werden beide Faktoren für die Mittelspannung priorisiert. Die Anzahl der Einspeiseanlagen ist zwar ebenfalls wichtig, jedoch sind diese zumeist mittelspannungsseitig direkt angeschlossen, und beeinflussen nicht den gesamten Netzbereich. Sie wird daher mit

0,15 priorisiert. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Einspeiseleistung aus der Mittelspannung, welcher mit 0,22 priorisiert wird.

In folgender Abbildung ist die Auswertung für die Netzstationen dargestellt:

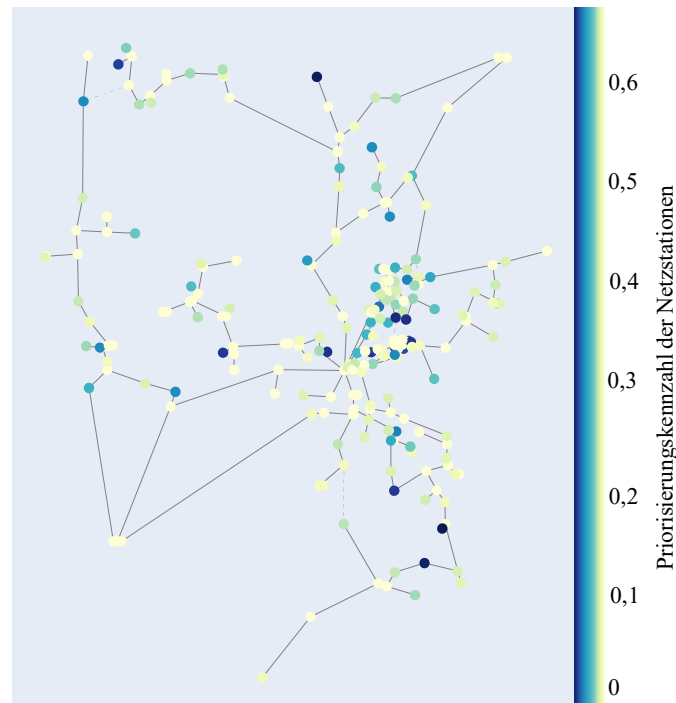


Abbildung 29: Auswertung des Bewertungsverfahrens für Anwendungsfall 2

Im Vergleich zu Anwendungsfall 1 ist zu erkennen, dass die Priorisierung der Niederspannungsanlagen und deren Leistung führt eine deutliche Angleichung der Priorisierungskennzahlen sorgt. Neben den bekannten priorisierten Netzstationen mit mittelspannungsseitiger Einspeisung ist vermehrt im Zentrum des Netzes aber auch über das Netz verteilt eine Priorisierung für mehrere Netzstationen zu erkennen. Dadurch, dass nun im Zentrum viele Stationen mit einer hohen Priorisierungskennzahl vorzufinden sind, nähern sich die Ergebnisse der beiden Algorithmen für eine Netzbereichsgröße ausgehend vom Umspannwerk an, wie in Tabelle 8 zu sehen ist.

Tabelle 8: Ergebnisse Anwendungsfall 2 mit  $n=20$

Algorithmus	Netzbereichsgröße	Initiale Netzstation	Summe Priorisierungskennzahl
Einfache Suche	20	Umspannwerk	6,540
Look-Beyond	20	Umspannwerk	7,014
Einfache Suche	20	ST-00218	4,237
Look-Beyond	20	ST-00218	6,826

Weiterhin führt die Priorisierung im Zentrum dazu, dass beide Algorithmen ihren besten Netzbereich ausgehend vom Umspannwerk vor allem in Richtung des Zentrums finden, wie in folgender Abbildung zu erkennen ist.

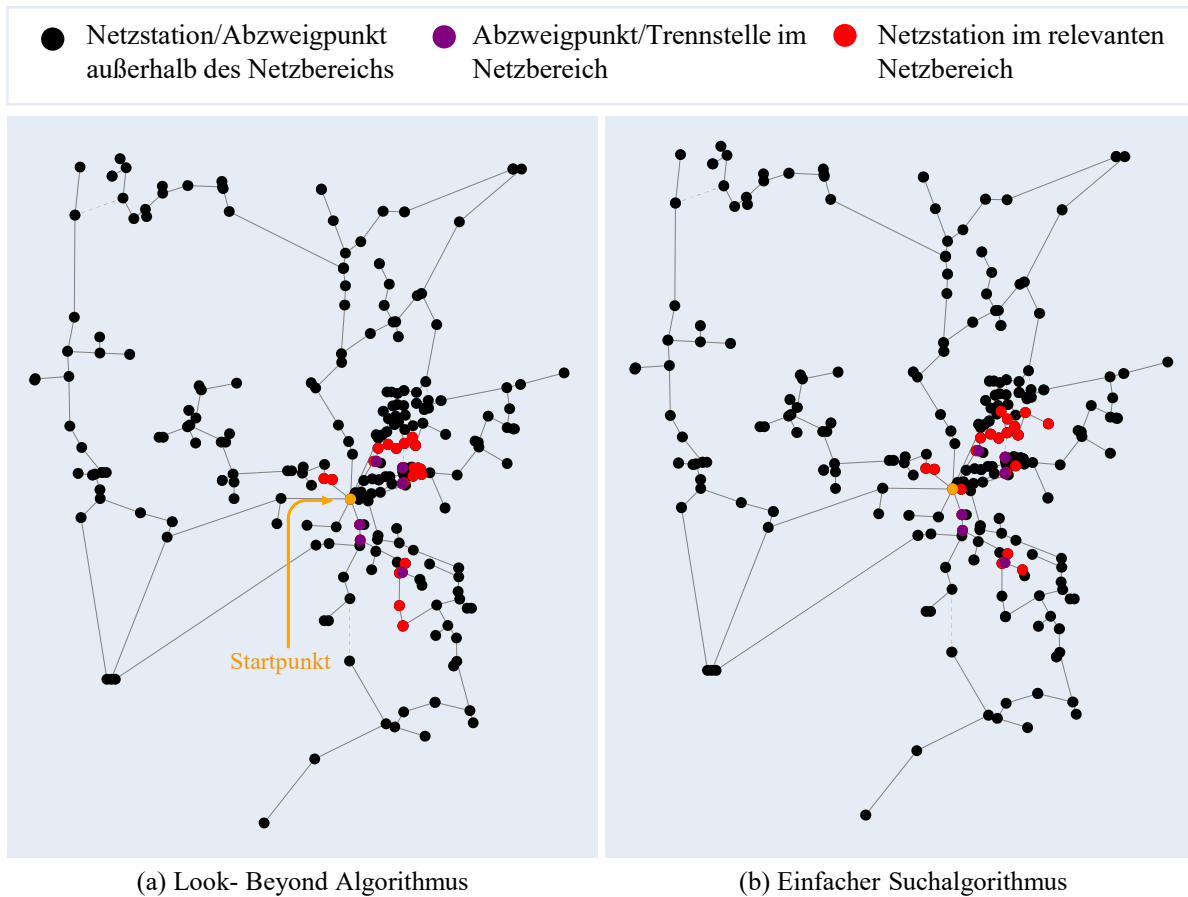


Abbildung 30: Bester Netzbereich ausgehend vom Umspannwerk für Anwendungsfall 2 mit  $n = 20$

Die höhere Dichte an priorisierten Netzstationen führt dazu, dass der einfache Suchalgorithmus mit einem Wert von 6,540 eine ähnliche Priorisierungskennzahl aufweist wie der Look-Beyond Algorithmus mit einem Wert von 7,014. Dennoch findet der Look-Beyond Algorithmus auch hier den höher priorisierten Netzbereich. Deutlichere Unterschiede werden gefunden, wenn die Ausgangsstation verändert wird. Dafür wird ein weiteres Ergebnis für die Ausgangsstation ST-00218 in Abbildung 31 visualisiert.

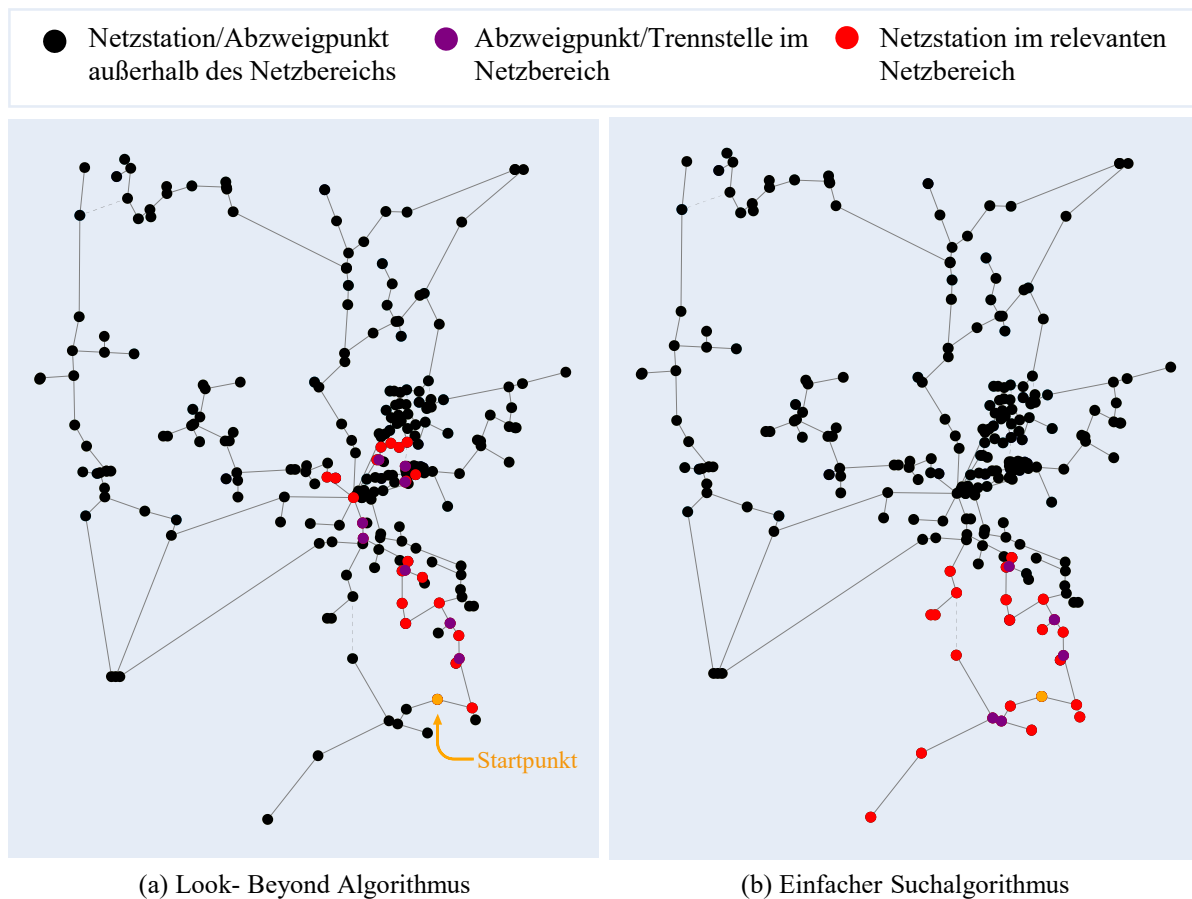


Abbildung 31: Bester Netzbereich ausgehend von Netzstation ST-00218 für Anwendungsfall 1 mit  $n = 20$

Gut zu sehen ist, wie der einfache Suchalgorithmus es nun nicht schafft, von dem südöstlichen Netzbereich in das priorisierte Zentrum zu iterieren. Das wiederum schafft der Look-Beyond Algorithmus, weshalb er mit einer Priorisierungskennzahl von 6,826 deutlich höher liegt als die des einfachen Suchalgorithmus mit 4,237. Im Folgenden werden weitere Untersuchungen für den Anwendungsfall 2 mit einer Netzbereichsgröße von 40 durchgeführt. In Tabelle 9 sind die Ergebnisse dieser Auswertung dargestellt.

Tabelle 9: Ergebnisse Anwendungsfall 2 mit  $n = 40$

Algorithmus	Netzbereichsgröße	Initiale Netzstation	Summe Priorisierungskennzahl
Einfache Suche	40	Umspannwerk	9,970
Look-Beyond	40	Umspannwerk	12,023
Einfache Suche	40	ST-00218	9,562
Look-Beyond	40	ST-00218	12,211
Einfache Suche	40	ST-00084	10,714
Look-Beyond	40	ST-00084	12,007

Dargestellt sind die Auswertungen für das Umspannwerk sowie für den jeweils besten Netzbereich des Look-Beyond Algorithmus und des einfachen Suchalgorithmus. In jedem Fall ist erzielt der Look-Beyond Algorithmus eine höhere summierte Priorisierungskennzahl. In Abbildung 32 ist der Vergleich ausgehend vom Umspannwerk dargestellt.

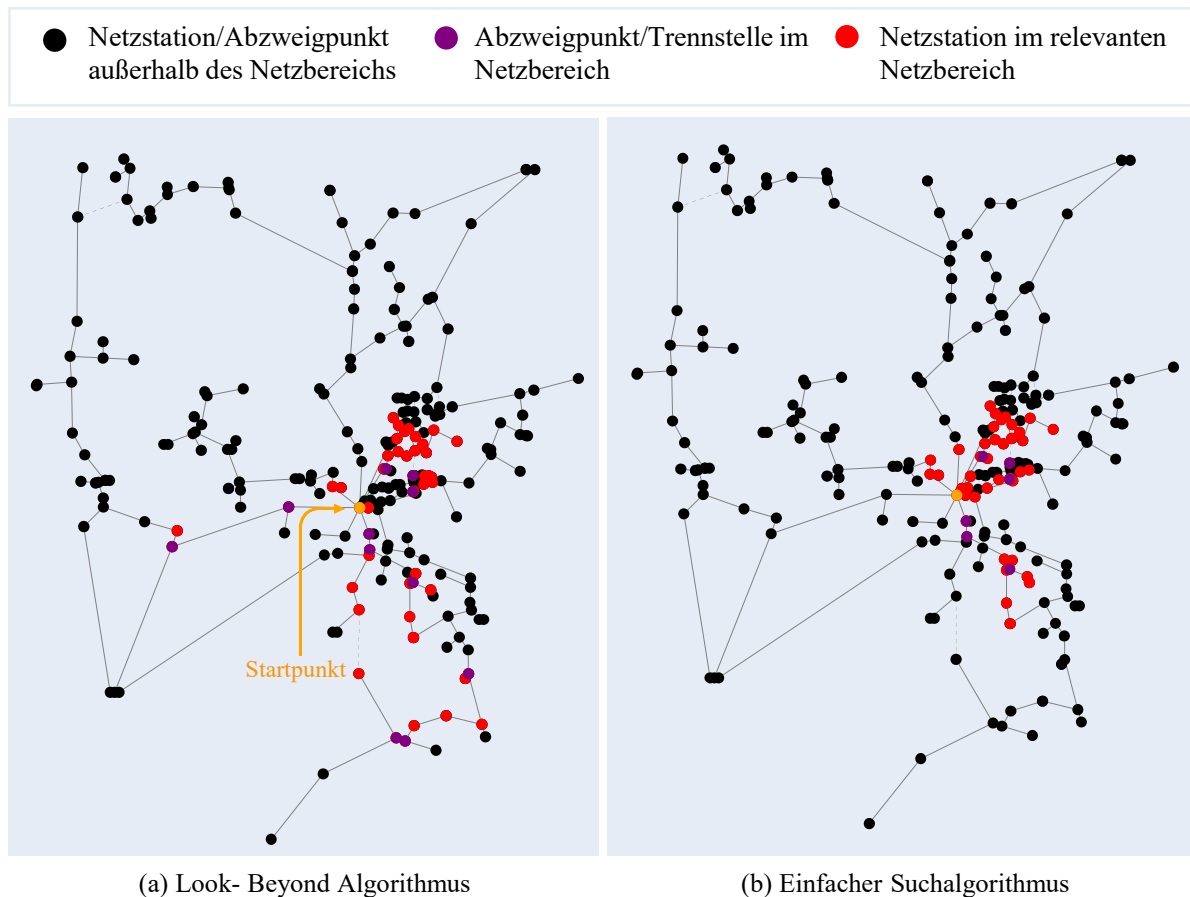


Abbildung 32: Bester Netzbereich ausgehend vom Umspannwerk für Anwendungsfall 2 mit  $n = 40$

Die Priorisierungskennzahl des Look-Beyond Algorithmus ist mit einem Wert von 12,023 deutlich höher als die des einfachen Suchalgorithmus mit 9,970. Obwohl beide Algorithmen viele Netzstationen im Zentrum des Netzes wählen, kann sich der Look-Beyond Algorithmus durch zwei hoch priorisierte Netzstationen im südlichen Netzbereich sowie eine im westlichen Bereich von dem einfachen Suchalgorithmus abheben (vgl. Abb. 29). Einen ähnlichen Netzbereich wählt der Look-Beyond Algorithmus für seinen besten Netzbereich. Ausgehend von der hoch priorisierten Netzstation ST-00218 erreicht er eine Priorisierungssumme von 12,211, der einfache Suchalgorithmus lediglich einen Wert von 9,562.

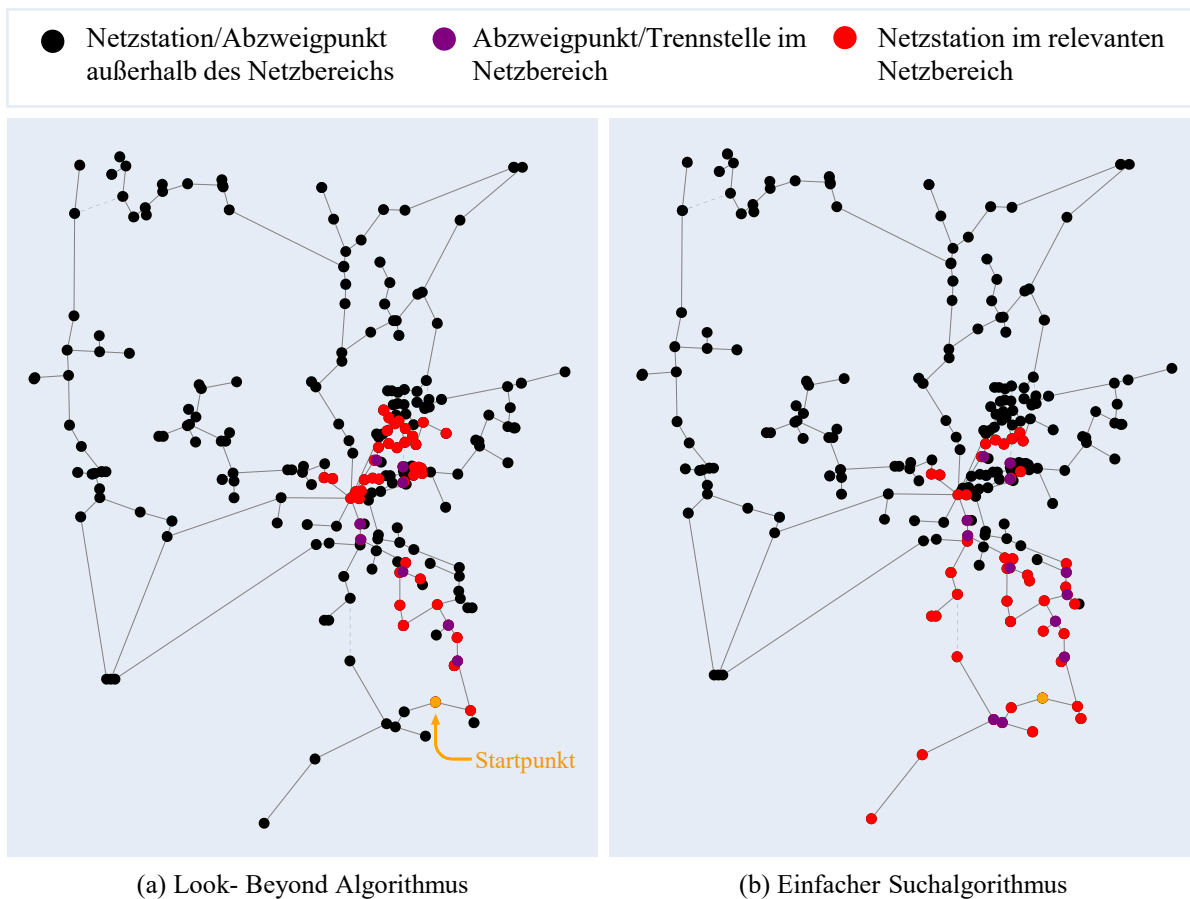


Abbildung 33: Bester Netzbereich des Look-Beyond Algorithmus für Anwendungsfall 2 mit  $n = 40$

In Abbildungen 33 ist erneut gut zu sehen, dass der einfache Suchalgorithmus erst den gesamten Netzbereich im südlichen Teil erfasst, bevor er die weiteren wichtigen Netzstationen im Zentrum des Mittelspannungsnetzes erfasst. Der Look-Beyond Algorithmus hingegen schafft es, die wichtigen Netzstationen im südlichen Teil zu implementieren und im Anschluss wichtige Netzstationen im Zentrum erfasst. Weniger priorisierte Netzstationen im südlichen Teil werden umgangen. Eine weitere Differenzierung zeigt sich für die Ausgangstation ST-00084, von der aus der einfache Suchalgorithmus seine höchste Priorisierungskennzahl findet.



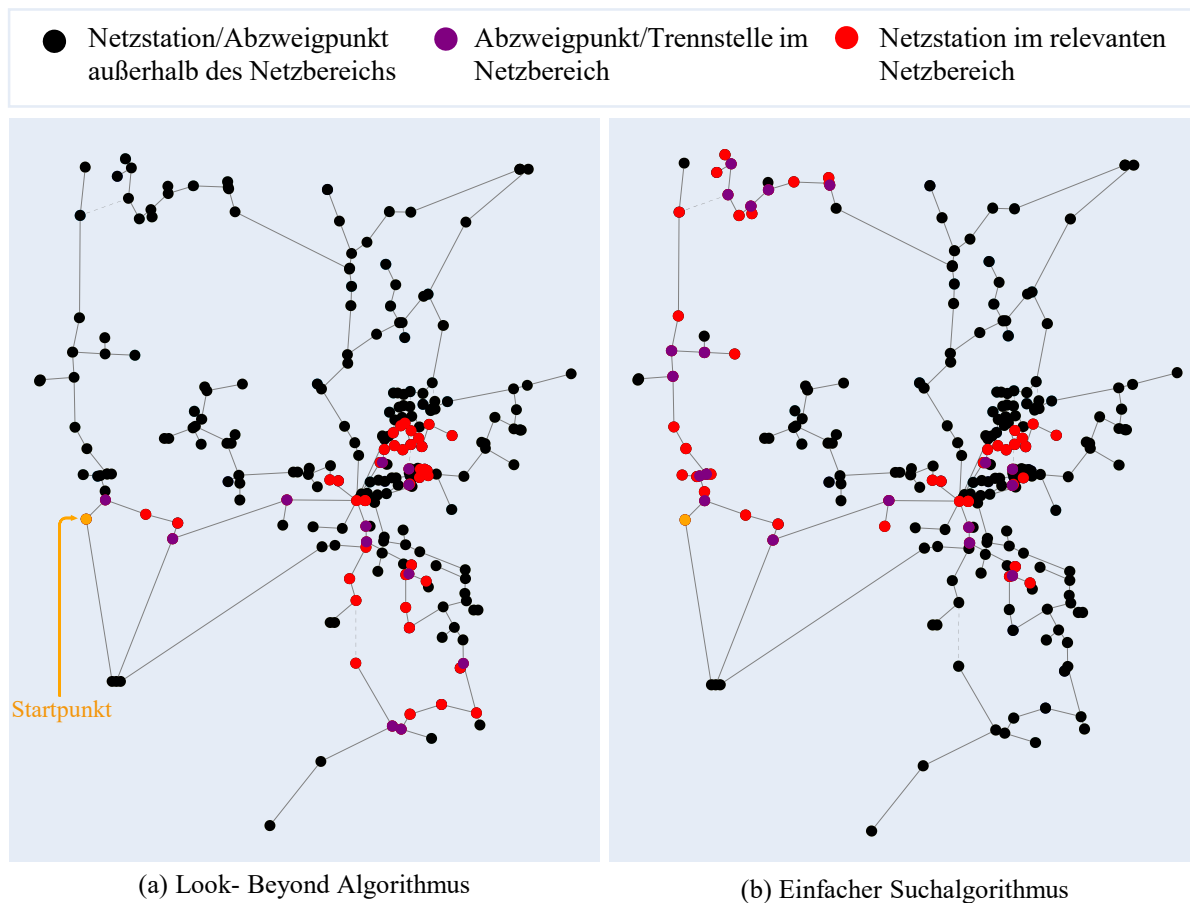


Abbildung 34: Bester Netzbereich des einfachen Suchalgorithmus für Anwendungsfall 2 mit  $n = 40$

In Abbildung 34 wird die Auswertung beider Algorithmen visualisiert. Es zeigen sich deutliche Unterschiede in den Netzbereichen. Während der einfache Suchalgorithmus neben einigen Stationen im zentralen Netzbereich vor allem die westlichen bis nordwestlichen Stationen erfasst, wählt der Look-Beyond Algorithmus erneut Stationen aus dem Zentrum und dem südlichen Netzbereich. Obwohl im nordwestlichen Bereich zwei wichtige Netzstationen zu finden sind, ist die Priorisierungskennzahl des Netzbereichs des einfachen Suchalgorithmus mit einem Wert von 10,714 geringer als die des Look-Beyond Algorithmus mit einem Wert 12,007.

In Anwendungsfall 2 konnten weitere Erkenntnisse über die Unterschiede zwischen den beiden Algorithmen gewonnen werden. Durch die hohe Priorisierung von erneuerbaren Energien aus der Niederspannung veränderte sich die Auswertung nach dem Bewertungsverfahren, sodass auch viele zentrale Netzstationen eine hohe Priorisierungskennzahl aufweisen. Durch eine dichtere Verteilung von wichtigen Netzstationen, insbesondere im Zentrum des Mittelspannungsnetzes, können die

Priorisierungskennzahlen für die Netzbereiche beider Algorithmen näher beieinander liegen. Dennoch findet der Look-Beyond weiterhin bessere Ergebnisse, was im Anschluss bei den Auswertungen für eine Netzbereichsgröße von 40 noch deutlicher wird. Durch die höhere Anzahl an zu implementierenden Netzstationen schafft es der Look-Beyond Algorithmus zu wichtigen Netzstationen aus dem Zentrum priorisierte Netzstationen, insbesondere aus dem südlichen Netzbereich, zu finden und dem Netzbereich anzuhängen.

### 4.1.3. Anwendungsfall 3: Priorisierung mit Parametern aus den sozioökonomischen Daten, den Betriebsmitteln und den Netzdaten

Final soll ein dritter Anwendungsfall untersucht werden. In Anwendungsfall drei werden Parameter aus den sozioökonomischen Daten, den Betriebsmitteln und den Netzdaten implementiert. Dafür wird jede Netzstation auf insgesamt 15 verschiedene Parameter bewertet. In Tabelle 10 wird die Priorisierung der einzelnen Parameter dargestellt.

Tabelle 10: Priorisierung für Anwendungsfall 3

Parameter	Priorisierung
Lastschwankung am Transformator	0,06
Mittlere Auslastung	0,06
Einspeisewirkleistung Niederspannung	0,09
Anzahl Einspeiseanlagen Niederspannung	0,1
Einspeisescheinleistung Mittelspannung	0,1
Steuergeräte Niederspannung	0,03
Individualanzahl E-Fahrzeuge 2030	0,045
Wärmepumpen und Heizungen	0,08
Anzahl versorgte Einwohner	0,07
Verbindungen zu anderen Netzstationen über NS	0,03
Anzahl an Abgängen pro Ortsnetzstationen	0,035
Anzahl Einspeiseanlagen Mittelspannung	0,05
Knotenspannung	0,09
Auslastung angeschlossener Leitungen	0,08
Kurzschlusscheinleistung	0,08

Die Priorisierung der einzelnen Parameter liegt zwischen 0,035 und 0,1. Es wird somit bewusst ein Szenario gewählt, in welcher die Priorisierung der Parameter dicht beieinander liegt. Dieses Szenario soll nun zeigen, warum die gewählte Priorisierung nicht sinnvoll ist, um

ein Netz zu bewerten. In Abbildung 35 ist die Auswertung zu der Priorisierung der einzelnen Netzstationen zu sehen.

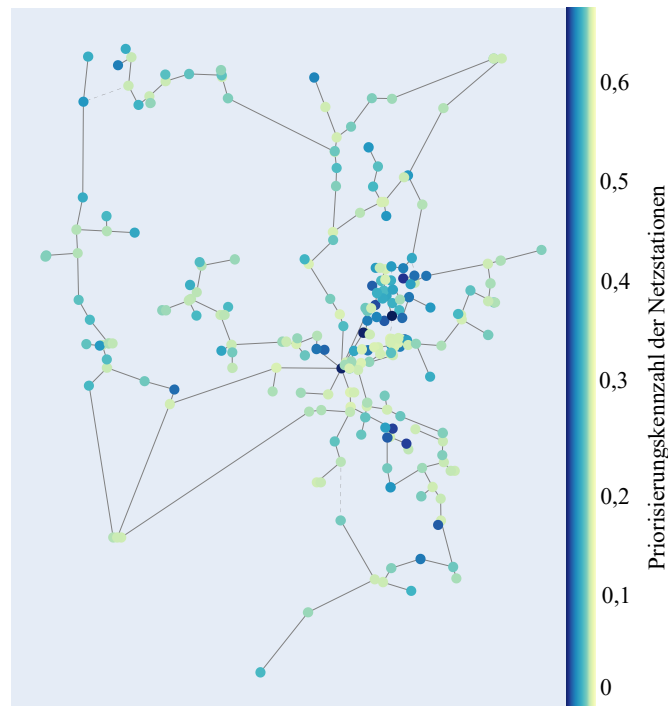


Abbildung 35: Auswertung des Bewertungsverfahrens für Anwendungsfall 3

Im Vergleich zu den vorherigen Auswertungen fällt auf, dass die Differenz zwischen hohen und niedrigen Priorisierungskennzahlen deutlich dichter ist als in vorherigen Anwendungsfällen. Die Ergebnisse zwischen den einzelnen Priorisierungen liegen hier zwischen knapp über Null und knapp über 0,6 wohingegen die Abweichung in Anwendungsfall 1 zwischen knapp über 0 und knapp über 1,2 lag (vgl. Abbildung 23). Die Priorisierung mehrerer Parameter mit einer ähnlichen Priorisierung führt somit dazu, dass sich die unterschiedlichen Priorisierungskennzahlen deutlich annähern und die Dichte an priorisierten Netzstationen über das Netz deutlich zunimmt. Das führt dazu, dass zwar relevantere Netzbereiche gefunden werden können, auf Grund der hohen Dichte die Abweichung der Ergebnisse der Algorithmen aber geringer ist. In Tabelle 11 werden Ergebnisse für eine Netzbereichsgröße von 20 vorgestellt.

Tabelle 11: Ergebnisse Anwendungsfall 3 mit  $n = 20$ 

Algorithmus	Netzbereichsgröße	Initiale Netzstation	Summe Priorisierungskennzahl
Einfache Suche	20	Umspannwerk	9,909
Look-Beyond	20	Umspannwerk	9,926
Einfache Suche	20	ST-00204	6,751
Look-Beyond	20	ST-00204	9,683

Beide Algorithmen finden ihren jeweils besten Netzbereich ausgehend von dem Umspannwerk. Die beiden Netzbereiche unterscheiden sich weiterhin nur sehr geringfügig, wie in Abbildung 36 zu sehen ist.

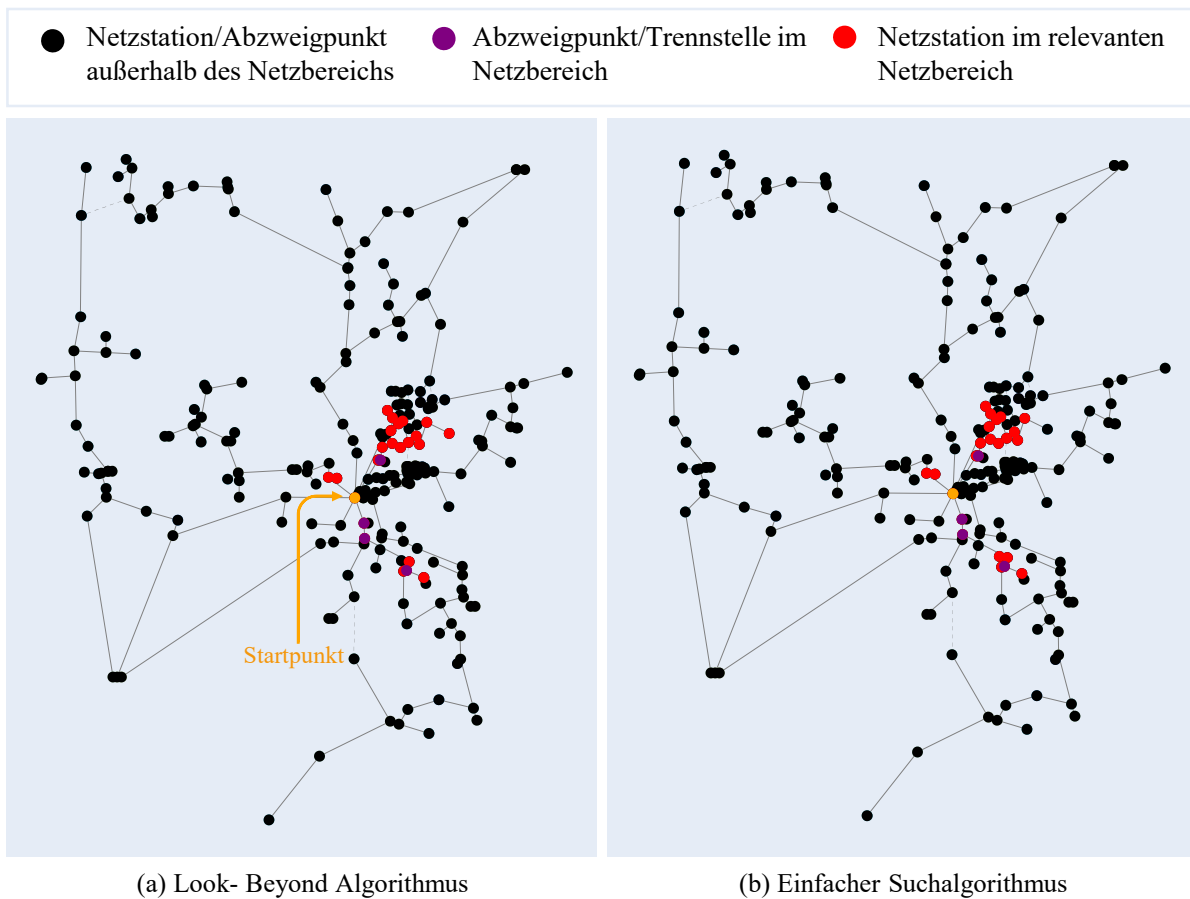


Abbildung 36: Bester Netzbereich ausgehend vom Umspannwerk für Anwendungsfall 3 mit  $n = 20$

Daher ist die Priorisierungskennzahl des Look-Beyond Algorithmus mit 9,926 auch nur geringfügig größer als die des einfachen Suchalgorithmus mit 9,926. Vergleicht man dies mit der Auswertung des Verfahrens für Anwendungsfall 3 sieht man deutlich, dass der beste

Netzbereich dicht verteilt im zentralen Netzbereich des Mittelspannungsnetzes liegt. Da für die geringe Netzbereichsgröße keine weiteren, priorisierten Stationen im äußeren Netzbereich gefunden werden können, liegen die Ergebnisse dicht beieinander.

Vergleicht man diese nun mit dem Ergebnis ausgehend von Netzstation ST-00204 werden dennoch Unterschiede deutlich, wenn die Verteilung der priorisierten Netzstationen nicht dicht beieinander verteilt liegt. Diese werden in Abbildung 37 visualisiert.

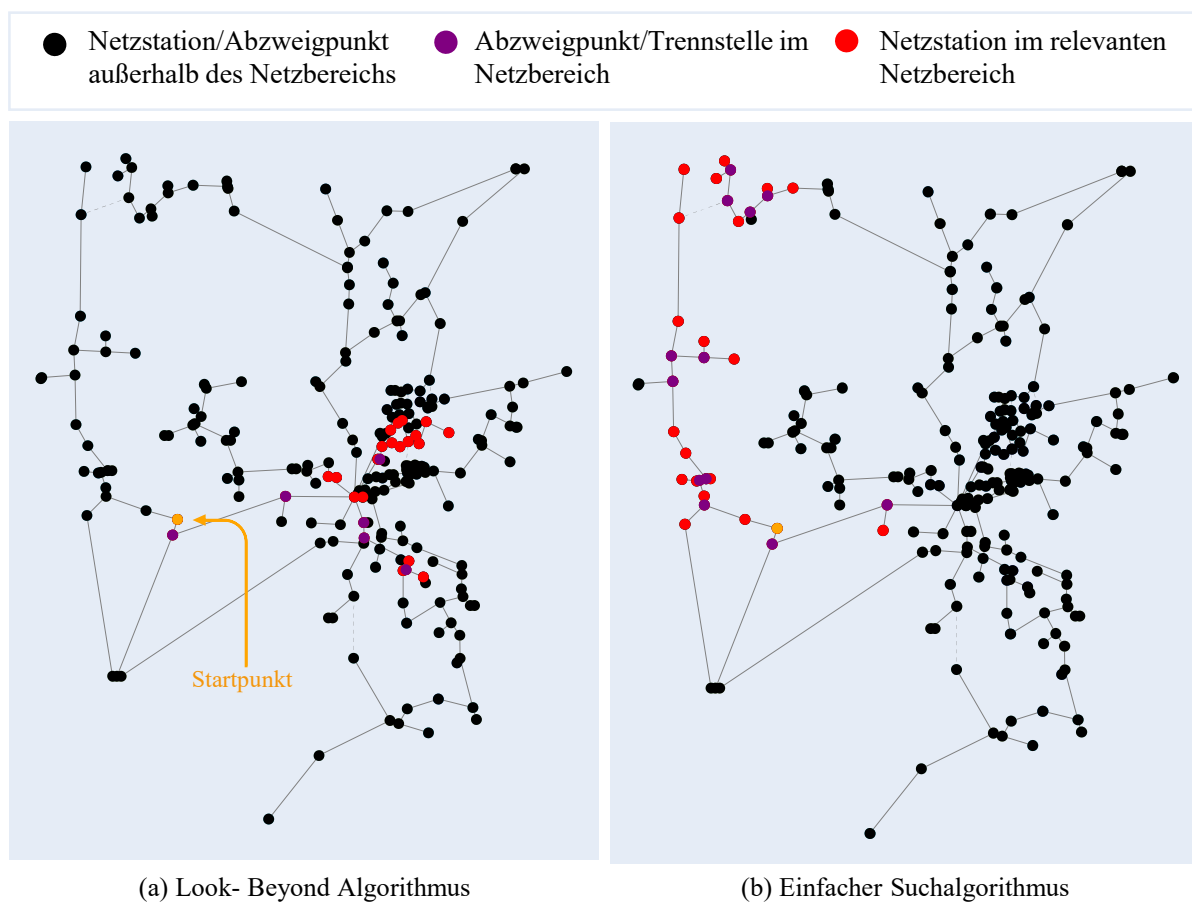


Abbildung 37: Bester Netzbereich ausgehend von Netzstation ST-00204 für Anwendungsfall 3 mit  $n = 20$

Hier ist deutlich zu sehen, warum der Look-Beyond Algorithmus große Vorteile gegenüber dem einfachen Suchalgorithmus besitzt. Während der einfache Suchalgorithmus das hoch priorisierte Zentrum des Netzes nicht erreicht, findet es der Look-Beyond Algorithmus. Dementsprechend generiert er mit einem Wert von 9,683 auch eine deutlich höhere Priorisierungskennzahl als der einfache Suchalgorithmus mit 6,751.

Eine ähnliche Entwicklung kann für eine Netzbereichsgröße von 40 gezeigt werden. In Tabelle 12 sind die Ergebnisse für beide Algorithmen dargestellt.

Tabelle 12: Ergebnisse Anwendungsfall 3 mit  $n = 40$

Algorithmus	Netzbereichsgröße	Initiale Netzstation	Summe Priorisierungskennzahl
Einfache Suche	40	ST-00052	17,457
Look-Beyond	40	ST-00052	17,589
Einfache Suche	40	ST-00275	12,336
Look-Beyond	40	ST-00275	16,910

Erneut fällt auf, dass beide Algorithmen von den gleichen Stationen ihren besten Netzbereich finden, wiederum mit einem geringen Unterschied (vgl Abb. 38). Dies ist wiederum mit der hohen Dichte an priorisierten Stationen im Zentrum zu erklären.

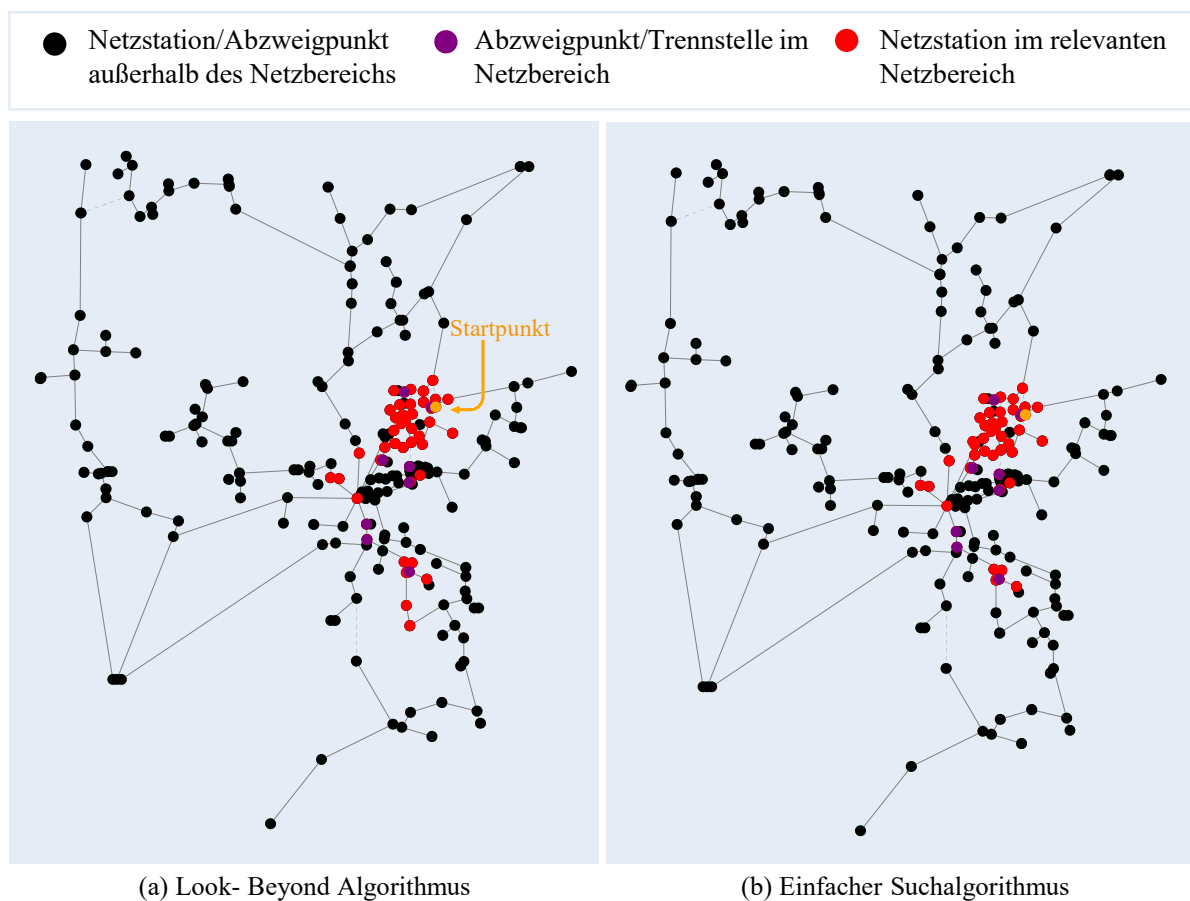


Abbildung 38: Bester Netzbereich ausgehend von Netzstation ST-00052 für Anwendungsfall 3 mit  $n = 40$

Um erneut zu zeigen, warum der Look-Beyond dennoch Vorteile zeigt, wird erneut eine Ausgangslage aus einer äußeren Netzstation, der Netzstation ST-00275, gewählt.

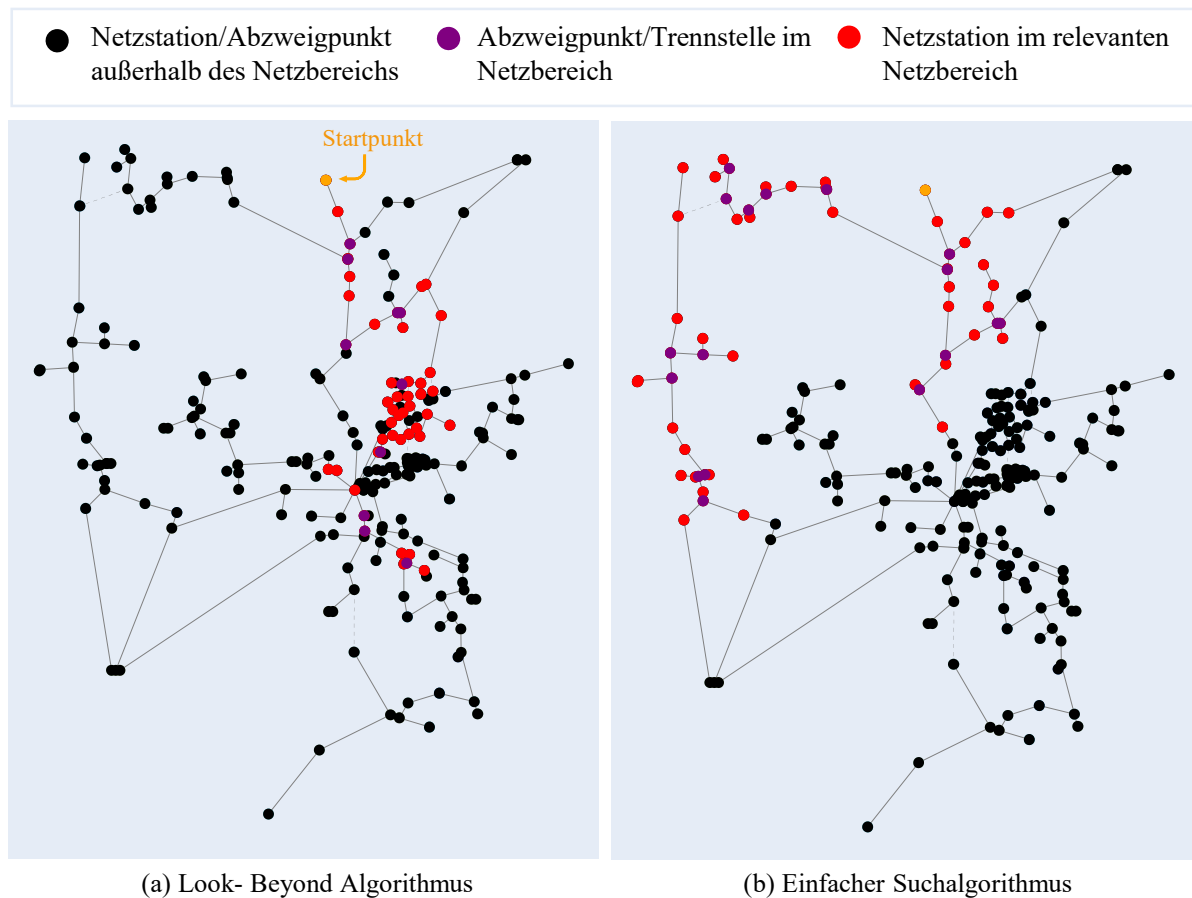


Abbildung 39: Bester Netzbereich ausgehend von Netzstation ST-00275 für Anwendungsfall 3 mit  $n = 40$

Wie in Abbildung 39 zu erkennen, ist kann mit dem Look-Beyond Algorithmus auch für eine dichte Verteilung an priorisierten Netzstationen ein besseres Ergebnis erzielt werden. Weiterhin fällt auf, dass die Netzbereiche sehr unterschiedlich ausfallen. Während der einfache Suchalgorithmus den nördlichen und westlichen Bereich des Netzes priorisiert, iteriert der Look-Beyond Algorithmus erneut in das Zentrum des Netzes. Er erreicht daher eine Priorisierungskennzahl von 16,910, und liegt damit deutlich über dem Wert des Look-Beyond Algorithmus mit 12,336.

Abschließend ist an Anwendungsfall 3 zu erkennen, dass eine Priorisierung über viele Parameter mit ähnlichen Priorisierungswerten eine angleichende Verteilung der Priorisierungskennzahlen über die Netzstationen erzeugt. Dies führt dazu, dass Unterschiede zwischen den Netzstationen geringer werden, und eine Priorisierung unbedeutender wird, was

sich in diesem Fall insbesondere für das Zentrum des Netzes erkennen lässt. Daher finden die Algorithmen in den zentralen Netzbereichen ähnliche Netzbereiche, während sich diese für die äußeren Netzstationen wiederum deutlich unterscheiden. Somit wird empfohlen, ähnlich wie in Anwendungsfall 1 und Anwendungsfall 2, bei einer Priorisierung eine geringere Anzahl an Parametern zu wählen, die jedoch bestimmter priorisiert werden.

Final konnte anhand von drei Anwendungsfällen anschaulich verdeutlicht werden, warum der Look-Beyond Algorithmus vorteilhaft gegenüber dem einfachen Suchalgorithmus ist. Weiterhin konnten Erkenntnisse gewonnen werden, die sich auf die Priorisierung von Netzstationen beziehen. Um priorisierte Netzbereiche zu identifizieren, sollte vorher eine Entscheidung getroffen werden, welche Parameter hierfür priorisiert zu gewichten sind. Andernfalls kann eine ähnliche Verteilung der Priorisierungskennzahl der Netzstationen entstehen, die dazu führt, dass sich Netzstationen undeutlicher differenzieren lassen.

## 4.2. Schrittweise Ausstattungsempfehlung für Anwendungsfall 2

Im Folgenden soll anhand von Anwendungsfall 2 eine schrittweise Ausstattungsempfehlung für Netzbereiche mit der Netzbereichsgröße  $n = 20$  ausgesprochen werden. In Abbildung 40 sind hierzu die Ergebnisse der Auswertung des Bewertungsverfahrens für Anwendungsfall 2 sowie die schrittweise Ausstattungsempfehlung zu sehen.

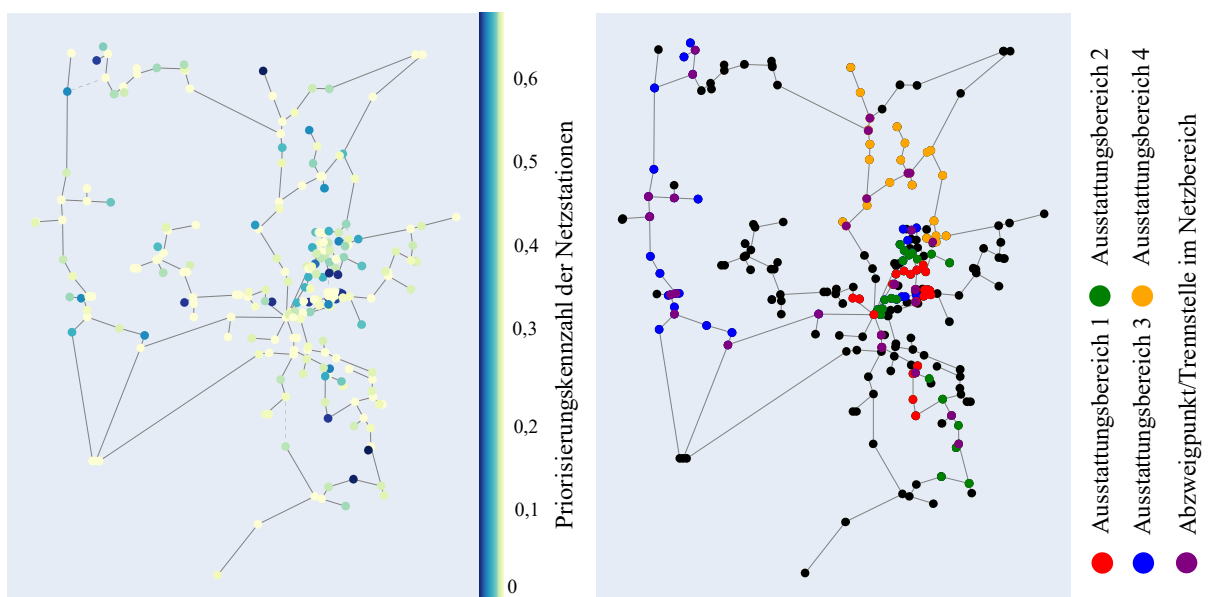


Abbildung 40: Schrittweise Ausstattungsempfehlung für Anwendungsfall 2



Demnach wären die rot dargestellten Netzstationen die ersten Netzstationen, die mit einem Automatisierungssystem ausgestattet werden sollten. Anschließend würden die Netzbereiche 2-4 ausgestattet werden. Besonders gut ist zu erkennen, dass der Algorithmus für diesen Anwendungsfall keine autarken Netzbereiche bildet, sondern die Netzstationen ausgehend von den bereits existierenden Ausstattungsbereichen sucht. Zu erkennen ist, dass der blaue Netzbereich 3 viele Netzstationen im westlichen Netzbereich aufweist, aber ebenfalls Netzstationen im Zentrum des Mittelspannungsnetzes auswählt, die mit vorherigen Ausstattungsbereichen galvanisch gekoppelt sind. Insgesamt ist hier anschaulich zu erkennen, dass zunächst die wichtigen Stationen im Zentrum sowie im Süden des Mittelspannungsnetzes für eine Ausstattung in Schritt 1 und Schritt 2 in Frage kommen, während im Anschluss die äußeren Netzbereiche priorisiert werden, in denen ebenfalls wichtige Netzstationen vorhanden sind, jedoch vereinzelter. Durch diese weitere nützliche Funktion des Algorithmus kann somit auch eine schrittweise Empfehlung für eine Ausstattung erfolgen, die es dem Netzbetreiber ermöglicht, abhängig von den Ausstattungskapazitäten schrittweise die sinnvollsten Netzbereiche auszustatten.

### 4.3. Rechenkapazität

Für die Ausführung der Algorithmen wurde ein Optiplex 7020 der Marke Dell genutzt. Der Prozessor des Typen Intel Core i5-4590 CPU verfügt über vier Kerne. Der installierte Arbeitsspeicher (RAM) beträgt 8,00GB. Des Weiteren liegt ein 64-Bit-Betriebssystem vor. Implementiert wurde der Algorithmus in Pycharm. Zur Implementierung des Netzes wurden die Bibliothek Pandapower genutzt [22]. Um das Pandapower Netzwerk umzuwandeln, wurde daraufhin die Bibliothek networkx genutzt [20]. Um den simple path Algorithmus in der Iteration am effizientesten durchzuführen, wurde das Netz final mit der Bibliothek igraph zu einem igraph-Netz umgewandelt [23]. In Tabelle 13 wird die Iterationszeit für verschiedenen Netzbereichsgrößen und eine definierte Anzahl von Netzstationen verglichen:

Tabelle 13: Iterationszeiten des Computers für verschiedene Netzbereichsgrößen

Netz	Netzbereichsgröße	Iterationszeit für alle Netzstationen (181)	Durchschnittliche Iterationszeit pro Netzstation
235 Knotenpunkte, davon 181 Netzstationen	20, AW 1	1,546 Stunden = 92,731 Minuten	$92,731/181=0,512$ Minuten(M)/Netzstation(N)
	20, AW 2	84,277 Minuten	$84,277/181=0,466$ M/N
	20, AW 3	79,589 Minuten	$79,589/181=0,440$ M/N
	40, AW 1	408,06 Minuten	$408,060/181=2,254$ M/N
	40, AW 2	373, 745 Minuten	$373,745/181=2,065$ M/N
	40, AW 3	387, 347 Minuten	$387,347/181=2,140$ M/N
	60, AW 2	420,203 Minuten	$420,203/181=2,322$ M/N
	80, AW 2	450,171 Minuten	$450,171/181=2,487$ M/N

Der Computer benötigt für eine Netzbereichsgröße von 20 durchschnittlich 28,36 Sekunden, um einen Netzbereich für eine Netzstation zu finden. Werden die Netzbereiche größer steigt auch die Iterationszeit. Für eine Netzbereichsgröße von 40 werden dann durchschnittlich 2,153 Minuten pro Netzstation benötigt. Weiterhin wurden Tests mit einer Netzbereichsgröße von 60 bzw. 80 Netzstationen durchgeführt, jeweils für Anwendungsfall 2. Für eine Netzbereichsgröße von 60 benötigt der Computer 2,322 Minuten pro Netzstation, für eine Netzbereichsgröße von 80 2,587 Minuten pro Netzstation. Es fällt somit auf, dass die Iterationszeit sich von einer Netzbereichsgröße von 20 auf 40 mehr als vervierfacht, bei einer Verdopplung von 40 auf 80 jedoch nur noch kaum ansteigt.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen der elektrischen Energiewende steigt die Zahl dezentraler Einspeiser aus den Mittel- sowie Niederspannungsnetzen. Die Energieversorgung wandelt sich somit von einer hierarchisch organisierten Struktur hin zu einer dezentralen Verteilung. Dadurch können insbesondere bidirektionale Leistungsflüsse entstehen, die zudem zu kritischen Netzsituationen führen können. Um zukünftig weiterhin eine Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sollen Verteilnetzautomatisierungssysteme eingesetzt werden, um Verteilnetze besser zu überwachen und regeln zu können. Da nicht jeder Netzbereiche sinnvoll für eine Ausstattung mit Messtechnik für ein Verteilnetzautomatisierungssystem ist, müssen geeignete Netzbereiche identifiziert werden, die priorisiert auszustatten sind.

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit konnten verschiedene Verfahren zur Identifikation von Netzbereichen für ein Verteilnetzautomatisierungssystemen implementiert werden. Die herkömmlichen Algorithmen liefern keinen optimalen Nutzen für die Aufgabenstellung, da Priorisierungsmöglichkeiten fehlen und Netzbereichsgrößen nicht definiert werden können. Auch der untersuchte Kombinationsalgorithmus ist auf Grund der hohen Rechenkapazitäten ungeeignet. Um dennoch Ergebnisse zu generieren, wurden eigenständig zwei Algorithmen implementiert. Mit dem einfachen Suchalgorithmus können Netzbereiche einer vorgegebenen Größe basierend auf der Priorisierungskennzahl der einzelnen Netzstationen gebildet werden. Dabei werden jedoch lediglich unmittelbar anliegenden Netzstationen dem Netzbereich zugeführt, so dass Netzstationen außer Acht gelassen werden, die hinter schwach priorisierten Netzstationen liegen. Mit dem Look-Beyond Algorithmus konnte hier ein Algorithmus entwickelt werden, welcher auch Netzstationen hinter schwach bewerteten Netzstationen in seine Netzbereichsuntersuchung einbezieht. Vor allem in Netzbereichen mit wenig stark priorisierten Netzstationen, die unter Umständen weit entfernt voneinander liegen, werden hier deutliche bessere Ergebnisse als mit dem einfachen Suchalgorithmus erzielt. Ist die Dichte an priorisierten Netzstationen höher oder gleichen sich die Priorisierungskennzahlen der einzelnen Netzstationen an, so liegen die Ergebnisse näher beieinander, wobei der Look-Beyond Algorithmus dennoch Netzbereiche mit einer höheren Summe der Priorisierungskennzahl als der einfache Suchalgorithmus findet.

Zukünftig kann der Look-Beyond Algorithmus weiter optimiert werden, um die Iterationszeiten zu kürzen. Hier kann beispielsweise versucht werden, die Suchweite des SP-Algorithmus für jede Netzstation noch weiter einzugrenzen. Außerdem können weitere

Auswertungsmöglichkeiten implementiert werden, in denen die Netzbereichsgröße beispielsweise über eine flexible Obergrenze verfügen kann, um in gefundenen Netzbereichen Stichstationen mit auszuwählen, die ursprünglich nicht für einen Netzbereich ausgewählt wurden, deren gleichzeitige Betrachtung aber sinnvoll wäre. Weiterhin sollte der Algorithmus auf weitere Netze verschiedener Größen angewandt werden, um die Funktionalität zu verifizieren, gleichzeitig aber auch Iterationszeiten zu vergleichen. Um die Funktionalität des Algorithmus weiter zu verbessern, kann künftig neben der Identifikation von Netzbereichen auch eine Empfehlung ausgesprochen werden, welche Netzstationen des Netzbereichs mit Mess- und Regelungstechnik ausgestattet werden sollten. Abschließend ist es zukünftig wichtig, eine ausreichende Datengrundlage bereitzustellen. Hier ist großes Potenzial, um viel Arbeitszeit einzusparen, in der Daten über mehrere Listen abgeglichen werden müssen oder nicht vorhanden sind. Dadurch wird eine faire Bewertung aller Netzstationen verhindert.

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] Umwelt Bundesamt: Erneuerbare Energien in Zahlen. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen?sprungmarke=strom#uberblick>. Letzter Zugriff: 03.08.2022.
- [2] Bundesverband Solarwirtschaft e.V. Größter Zuspruch für Solardächer. <https://www.solarwirtschaft.de/presse/mediathek/> . Letzter Zugriff: 12.03.2022.
- [3] Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz. Netze als Marktplatz und Integrationsplattform. <https://www.bayern-innovativ.de/de/seite/elektrische-netze-energiewende>. Letzter Zugriff: 03.08.2022.
- [4] Hofstätter, Frank; Weber, Thomas; Rabanus, Sebastian: *Intelligente Ortsnetzstationen als Alternative zum Netzausbau*. 2014.
- [5] Schwab, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme (2022). 7. Auflage*, S.25-552, Springer Vieweg, Berlin.
- [6] Rieger, V.; Weber, S. Energiewende 4.0 – Chancen, Erfolgsfaktoren, Herausforderungen, Barrieren für Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber. In: *Doleski, O. (eds) Herausforderung Utility 4.0*. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2017.
- [7] Bundesnetzagentur: Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2020. S.3. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- [8] Illo-Frank Primus, Rolf Rüdiger Cichowski(Hg.): *Netzstationen*, 2. Auflage, S. 22-53, VDE Verlag, Berlin, 2014.
- [9] energie-experten: RONT und SMIGHT Grid machen Trafohäuschen zu intelligenten Ortsnetzstationen. <https://www.energie-experten.org/news/ront-und-smight-grid-machen-trafohaeuschen-zu-intelligenten-ortsnetzstationen>. Oktober 2019. Letzter Zugriff: 09.08.2022.
- [10] DIN EN 62271-202 VDE 0671-202:2015-02. Teil 202: Fabrikfertige Stationen für Hochspannung/Niederspannung.

- [11] Was ist ein „Smart Grid“? <https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/was-ist-ein-smart-grid>. August 2013. Letzter Zugriff: 19.07.2022
- [12] Rolf Rüdiger Cichowski(Hg.): *Anlagentechnik 2020*, Seite 33-53, VDE Verlag, Berlin, 2020.
- [13] Teschel, Gerald; Teschel, Susanne. Grundlagen der Graphentheorie. In *Gerald Teschel; Susanne Teschel, Mathematik für Informatiker, 2. Auflage*, S.409-434, Springer, Berlin, 2007.
- [14] Die Bundesregierung. Verkehr. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/verkehr-1672896>. Letzter Zugriff: 25.07.2022
- [15] Nadine Kümpel. Der Bivalenzpunkt einer Wärmepumpe. <https://www.wegatech.de/ratgeber/waermepumpe/grundlagen/bivalenzpunkt/>. Juni 2022. Letzter Zugriff: 25.07.2022
- [16] Hanson, Jutta. Netzplanung und Netzberechnung. In *Valentin Crastan; Dirk Westermann, Elektrische Energieversorgung 3, 2. Auflage*, S.239-245, Springer Vieweg, Berlin, 2018.
- [17] Girvan, M. & Newman, M. E. J. (2002). Community structure in social and biological networks. *PNAS*, 99(12), S.1-6. <https://www.pnas.org/doi/full/10.1073/pnas.122653799>
- [18] Vincent Blondel. The Louvain method for community detection in large networks. <https://perso.uclouvain.be/vincent.blondel/research/louvain.html>. März 2011. Letzter Zugriff: 20.07.2022
- [19] Vincent D Blondel, Jean-Loup Guillaume, Renaud Lambiotte, Etienne Lefebvre. Fast unfolding of communities. In *large networks Journal of Statistical Mechanics: Theory and Experiment 2008 (10)*, P10008 (12pp), S. 2-5.doi: 10.1088/1742-5468/2008/10/P10008.
- [20] Aric A. Hagberg, Daniel A. Schult and Pieter J. Swart. Exploring network structure, dynamics, and function using NetworkX. In *Proceedings of the 7th Python in Science Conference (SciPy2008)*, *Gael Varoquaux, Travis Vaught, and Jarrod Millman (Eds)*, (Pasadena, CA USA), pp. 11–15, August 2008.

- 
- [21] Lang, Prof. Dr. Hans Werner: *Algorithmen in Java: Sortieren, Textsuche, Codierung, Kryptografie*, 3. Auflage, S.267-277, Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München, 2012.
- [22] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer et al. pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems, In *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6510-6521, November 2018.
- [23] Gabor Csardi und Tamas Nepusz. The igraph software package for complex network research. *InterJournal, complex systems* 1695.5, 2006.