

# ANaPlan - Automatisierte Netzausbauplanung im Verteilnetz

27. Juni 2019

## Öffentlicher Abschlussbericht

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen FKZ 0325923A-C gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt ausschließlich bei den Autoren.

**U N I K A S S E L**  
**V E R S I T Ä T**

 **Fraunhofer**  
IEE

  
innogy

Gefördert durch:

 Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



# ”ANaPlan” - Automatisierte Netzausbauplanung im Verteil- netz

## **Autoren (alphabetisch)**

Christian Czajkowski	innogy SE
Dr. Tanja Kneiske	Fraunhofer IEE
Daniel Lohmier	Fraunhofer IEE
Dr. Christian Spalthoff	Fraunhofer IEE
Dr. Leon Thurner	Universitaet Kassel
Jannis Kupka	Universitaet Kassel

## **Verbundkoordination**

Dr. Tanja Kneiske Fraunhofer IEE

## **Wissenschaftliche Leitung**

Prof. Dr. Martin Braun Universität Kassel

## **Verbundpartner**

<b>Verbundpartner</b>	<b>Anschrift</b>	<b>Ansprechpartner</b>
Universität Kassel, Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze (Prof. Dr. Martin Braun)	Wilhelmshöher Allee 71-73, 34121 Kassel	Prof. Dr. Martin Braun, Tel: 0561 804-6202
Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Bereich Anlagentechnik und Verteilungsnetze (Dr. Philipp Strauß)	Königstor 59, 34119 Kassel	Dr. Tanja Kneiske, Tel: 0561 7294-136
innogy SE	Kruppstraße 5, 45128 Essen	Christian Czajkowski, Tel: 0201 12-29334

# Inhaltsverzeichnis

<b>Akronyme</b>	<b>5</b>
<b>1 Übersicht</b>	<b>7</b>
1.1 Projektpartner . . . . .	7
1.2 Zusammenfassung und Ziele . . . . .	8
1.3 Überblick der wichtigsten Ergebnisse . . . . .	8
<b>2 Datenbasis</b>	<b>10</b>
2.1 Netzdaten . . . . .	10
2.2 Szenarien als Ausgangspunkt der Netzausbauplanung . . . . .	12
<b>3 Netzausbauplanung</b>	<b>17</b>
3.1 Planungsgrundsätze . . . . .	17
3.2 Maßnahmenbibliothek . . . . .	18
3.3 Netzplanung als Optimierungsproblem . . . . .	21
3.4 Lösungsverfahren . . . . .	22
<b>4 Asset-Management-Strategien</b>	<b>24</b>
4.1 Ziele . . . . .	24
4.2 Tool zur Entwicklung einer Asset-Management-Strategie . . . . .	25
4.3 Einbindung der Asset-Management-Strategie in die Netzplanung . . . . .	26
4.4 Jahresscharfe Erneuerungsplanung . . . . .	28
4.5 Weiterentwicklung . . . . .	34
<b>5 Regulatorische Bewertung</b>	<b>35</b>
5.1 Parameter für die erlösrelevante Betrachtung . . . . .	35
5.2 Umsetzung der Kapitalkostenoptimierung . . . . .	41
5.3 Umsetzung der Effizienzbewertung . . . . .	43
5.4 Zusammenfassung und Ausblick . . . . .	47
<b>6 Praxiseinsatz</b>	<b>48</b>
6.1 Ziele und notwendige Voraussetzungen . . . . .	48
6.2 Anwendungsfälle Automatisierte Netzplanung . . . . .	49
6.3 Fazit und Weiterentwicklung . . . . .	68

## Akronyme

**ARegV** Anreizregulierungsverordnung

**ASIDI** Average System Interruption Duration Index

**BHWK** Blockheizkraftwerk

**BM** Betriebsmittel

**Capex** Investitionsausgaben

**DEA** Data-Envelopment-Analysis

**DER** Dezentrale Energieressource

**EEG** Erneuerbare-Energien-Gesetz

**EOG** Erlösbergrenze

**e-Kfz** elektrisches Kraftfahrzeug

**FMEA** Fehlermöglichkeits- und -einflussanalyse

**HC** Hill-Climbing

**HS** Hochspannung

**MCS** Monte-Carlo Simulation

**MS** Mittelspannung

**NABM** Netzausbaumaßnahme

**NEV** Netzentgeltverordnung

**NS** Niederspannung

**Opex** Betriebsausgaben

**PV** Photovoltaik

**RP** Regulierungsperiode

**rONT** regelbarer Ortsnetztrasformator

**SAIDI** System Average Interruption Duration Index

**SFA** Stochastic-Frontier-Analysis

**sTotex** standadisierte Gesamtkosten

**Totex** Gesamtkosten

**TSP** Traveling Salesman Problem

**UKS** Universität Kassel

**UW** Umspannwerk

**VRP** Vehicle Routing Problem

**WEA** Windenergieanlage

**WEAs** Windenergieanlagen

**WP** Windpark

**WPs** Windparks

# 1 Übersicht

## 1.1 Projektpartner

### 1.1.1 Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Das Fraunhofer IEE in Kassel forscht mit über 360 Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern, Angestellten, Studentinnen und Studenten für die Transformation der Energiesysteme. Es entwickelt technische und wirtschaftliche Lösungen, um die Kosten für die Nutzung erneuerbarer Energien weiter zu senken, die Versorgung trotz volatiler Erzeugung zu sichern, die Netzstabilität auf hohem Niveau zu gewährleisten und die Energiewende zu einem wirtschaftlichen Erfolg zu führen. Das Institut ist 2018 aus dem Institutsteil Energiesystemtechnik des Fraunhofer IWES hervorgegangen und wurde 1988 als Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET in Kassel gegründet.

### 1.1.2 Universität Kassel

Das Fachgebiet „Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze“ ( $e^2n$ ) vertritt in Forschung und Lehre die technisch und wirtschaftlich optimierte Auslegung, Regelung und Betriebsführung des zukünftigen dezentralen Energieversorgungssystems mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.

Wesentliche inhaltliche Schwerpunkte sind insbesondere:

- Regelung und Auslegung von Erzeugern, Verbrauchern, Speichern und Netzbetriebsmitteln zur Bereitstellung von Energie- und Netzdienstleistungen
- Energie- und Netzmanagement sowie Automatisierungslösungen in dezentralen Versorgungsstrukturen
- automatisierte Netzplanung und optimiertes Systemdesign
- Lösungen für robustes Systemverhalten im Fehlerfall und für den Netzwiederaufbau

Wesentliche methodische Schwerpunkte der Entwicklung sind dabei Modelle und Simulationen zur Analyse und Beschreibung des Systems auf allen Zeitskalen und Ebenen sowie die multikriterielle Optimierung inkl. Methoden der Komplexitätsreduktion.

### 1.1.3 innogy SE

innogy ist ein etabliertes europäisches Energieunternehmen und ein führender Verteilnetzbetreiber in Europa. Die Verteilnetze sind das Rückgrat der Energiewende und spielen die Schlüsselrolle für die sichere Versorgung mit Strom. Mit den Geschäftsfeldern Netz und Infrastruktur sowie Vertrieb ist innogy für die Aufgaben in einer modernen dekarbonisierten, dezentralen und digitalen Energiewelt gerüstet.

## 1.2 Zusammenfassung und Ziele

Aufgrund des Ausbaus dezentraler Anlagen zur Stromerzeugung nehmen die Netzebenen der Nieder- und Mittelspannung, die in der Vergangenheit nur zur Stromverteilung an die Endkunden ausgelegt waren, teilweise bereits jetzt schon erhebliche Einspeiseaufgaben wahr. In Verbindung mit neuen Möglichkeiten im Netzausbau, welche sich aus innovativen Betriebsmitteln wie z. B. regelbaren Ortsnetztransformatoren oder Smart Metern ergeben, wird die Planungsaufgabe für Verteilnetzbetreiber zunehmend komplexer.

Ziel des Vorhabens ANaPlan war die Entwicklung einer ganzheitlichen Netzausbauplanung, welche neben den Investitions- und Betriebskosten (Capex und Opex) auch die Altersstruktur des Netzes in Form von Asset-Daten berücksichtigt. Durch den automatisierten Ansatz kann die Netzentwicklung in verschiedenen Varianten automatisiert simuliert und analysiert werden. Im Ergebnis wird so eine vorausschauende Netzplanung erstellt, welche die Gesamtkosten für Netzausbau und Netzbetrieb minimiert.

## 1.3 Überblick der wichtigsten Ergebnisse

- Basierend auf der Simulationssoftware pandapower und pandapower Pro wurde eine Maßnahmenbibliothek erstellt, welche die realen Handlungsmöglichkeiten eines Mittelspannungsnetzplaners realistisch nachbilden. Darüber hinaus wurden Methoden zur automatisierten Auswertung der relevanten technischen Randbedingungen in Form von Planungsprämissen implementiert. Schließlich wurden Optimierungsstrategien entwickelt, welche mit Hilfe der Maßnahmenbibliothek und den Planungsprämissen eines Netzbetreibers in der Lage sind, kostenoptimale und zuverlässige Zielnetze nach verschiedenen Planungsprämissen zu planen.
- Im Bereich des Asset-Managements wurde ein Tool entwickelt, mit dem für ein bestehendes Netz die zukünftige Entwicklung von Zuständen, Wert und Zuverlässigkeit der Betriebsmittel dargestellt werden können, um daraus eine sinnvolle Ersatzstrategie abzuleiten. Zudem wurden verschiedene Ansätze zur gekoppelten Betrachtung von Netzerneuerung und Netzausbau betrachtet, wie z.B. die Einbindung eines Restwerts in die Netzplanung oder die Vorauswahl von aus Asset-Management-Sicht sinnvollen Maßnahmen als Zusatzinformation in der Netzplanung (hybrider Ansatz). Dabei zeigte sich, dass die Berücksichtigung eines Restwerts in der Netzplanung dazu führen kann, dass das zukünftige Netz mit nur geringfügig höherem Aufwand im Vergleich zur reinen Netzausbauplanung die Erneuerung des Netzes deutlich fördern kann, was zu einem höheren Substanzwert sowie einer erhöhten Zuverlässigkeit führt. Bei der Vorauswahl von Leitungen aus Sicht des Asset-Managements ist zu berücksichtigen, dass stets zu klären ist, wie mit diesen Assets weiter verfahren werden kann. Bei einer reinen Ersatzbetrachtung ist der Unterschied zwischen einer gekoppelten und einer getrennten Betrachtung nur gering, jedoch ist dieser Ansatz besonders hilfreich für eine Netzstrukturoptimierung, da diese

die Informationen über Leitungsverläufe, welche ohnehin bald erneuert werden müssen, besonders gut verarbeiten kann.

- Im Themenfeld der regulatorischen Bewertung können technisch äquivalente Lösungen zu unterschiedlichen ökonomischen Ergebnissen führen. Es wurden verschiedene mögliche Einflüsse aufgeschlüsselt, und bewertet, inwiefern sich erlösrelevante Aspekte auf Basis der vorhandenen Netzdaten abbilden und quantifizieren lassen. Mehrere Aspekte ließen sich dabei auf Basis der vorhandenen Daten und der Asset-Betrachtung abbilden: Im betrachteten, ländlichen Netz lassen sich z. B. ein positiver Einfluss von möglichst frühen Investitionszeitpunkten innerhalb einer RP auf die kumulierte Erlösbergrenze erkennen. Dieser Effekt ist im Gegensatz zu den Einflüssen auf den Effizienzwert weitgehend unabhängig von der jeweiligen Netzstruktur. In einer Benchmarking-Effizienzbewertung des ländlichen Netzgebietes als Pseudo-Netzbetreiber zeigte sich, dass Ausbaumaßnahmen wie Leitungsverkürzung oder Veränderung des Freileitungsanteils einen negativen oder positiven Einfluss auf den Effizienzwert haben können, und dass die Sensitivität gegenüber diesem Einfluss von der individuellen Netzbetreiberstruktur abhängt.
- Das Ergebnis der Praxistauglichkeit ist, dass aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers besonders der hybride Ansatz interessant ist. Dieser Ansatz beinhaltet einerseits, dass Leitungen ausgewählt werden können, welche dann andererseits in einer Zielnetzplanung berücksichtigt werden können. Ein Planer hat hiermit die Möglichkeit, dass jüngst verlegte Kabel in einem Zielnetz auf jeden Fall berücksichtigt werden. Ebenso kann über den hybriden Ansatz lediglich ein Teilnetz und somit einzelne Bereiche oder Stadtteile optimiert werden. Das Ergebnis der Optimierung zeigt auf Basis vieler Parameter, welche Maßnahmen als robust angesehen werden können und hilft, die richtigen Investitionsentscheidungen zu treffen. Ein solch flexibler Einsatz eröffnet einem Verteilnetzbetreiber viele Möglichkeiten strategische Planungen und interne Prozesse effizienter zu gestalten.

## 2 Datenbasis

Die Durchführung der Netzausbauplanung unterliegt einem mehrstufigen Prozess. Ausgehend von einem Modell, das den Ist-Zustand des Netzes beschreibt, wird ein zukünftig möglicher Netzzustand abgeleitet, der typischerweise Netzausbau erforderlich macht. Die Netzausbaumaßnahmen werden mit Hilfe eines Optimierungsalgorithmus identifiziert. Der Prozess besteht aus den in Abbildung 1 dargestellten Schritten.

Die Schritte der Netzdatenaufbereitung und der Szenariengenerierung dienen hier primär der Schaffung einer Berechnungsgrundlage für das Netzplanungstool. Die folgenden Abschnitte liefern einen Überblick über diese beiden Schritte und die dafür benötigte Datenbasis.

### 2.1 Netzdaten

Für die Entwicklung der Netzausbaualgorithmen wurden Testnetze verwendet, die alle für die Netzausbauplanung wichtigen Eigenschaften der realen Netze abbilden und gleichzeitig durch eine geringere Komplexität die Fehlersuche vereinfachen. Diese Netze sind zudem über das Open-Source-Tool pandapower zugänglich gemacht worden. Zeigte eine Entwicklung für die Testnetze das gewünschte Verhalten, wurde sie auf reale Netze angewendet und validiert. Falls dabei in den realen Netzen ein ungewünschtes Verhalten der Entwicklung auftrat, wurden die Testnetze in einem iterativen Prozess an die neuen Anforderungen angepasst.

#### 2.1.1 Betrachtete Netzgebiete

Als reales Testnetz in der Mittelspannungsebene (MS-Ebene) stellte der Projektpartner innogy SE ein ländlich geprägtes Netzgebiet zur Verfügung (siehe Abbildung 2). Bei der Datenbereitstellung wurde dafür gesorgt, dass dieses Netz alle für die Netzausbaualgorithmen notwendigen Daten und Informationen enthält.

Das Netzgebiet wird durch insgesamt 205 km MS-Leitungen mit einem Verkabelungsgrad von 60 % versorgt. Zwei 30 MVA 110/10 kV Transformatoren stellen die Verbindung zur übergeordneten Hochspannungsebene (HS-Ebene) her und insgesamt versorgt das Netzgebiet 266 MS/NS-Stationen mit einer installierten Leistung von 75,4 MW. Erzeugungsseitig sind 67 MW installiert, die sich vor allem auf Windkraft-, Photovoltaik- (PV) und Blockheizkraftwerke (BHKW) aufteilt, wovon die Windkraft den größten Beitrag leistet.

Zum Vergleich der Ergebnisse und der Übertragung auf ein weiteres Realnetz stellte innogy SE zudem ein eher städtisch geprägtes Netz zur Verfügung. Kennzeichnend dafür ist eine sehr hohe Last- und Verkabelungsdichte (höhere Last bzw. größere Leitungslänge pro Fläche), sowie die strukturelle Kopplung von drei Umspannwerken, welche die Zuverlässigkeit deutlich erhöht, da von allen Umspannwerke Teile der anderen Umspannwerksbereiche wiederversorgt werden können. Im Normalbetrieb sind diese Bereiche aber voneinander getrennt, das Netz wird radial betrieben. Einen Überblick über die Umspannwerksbereiche zeigt Abbildung 3. Die Stationen,

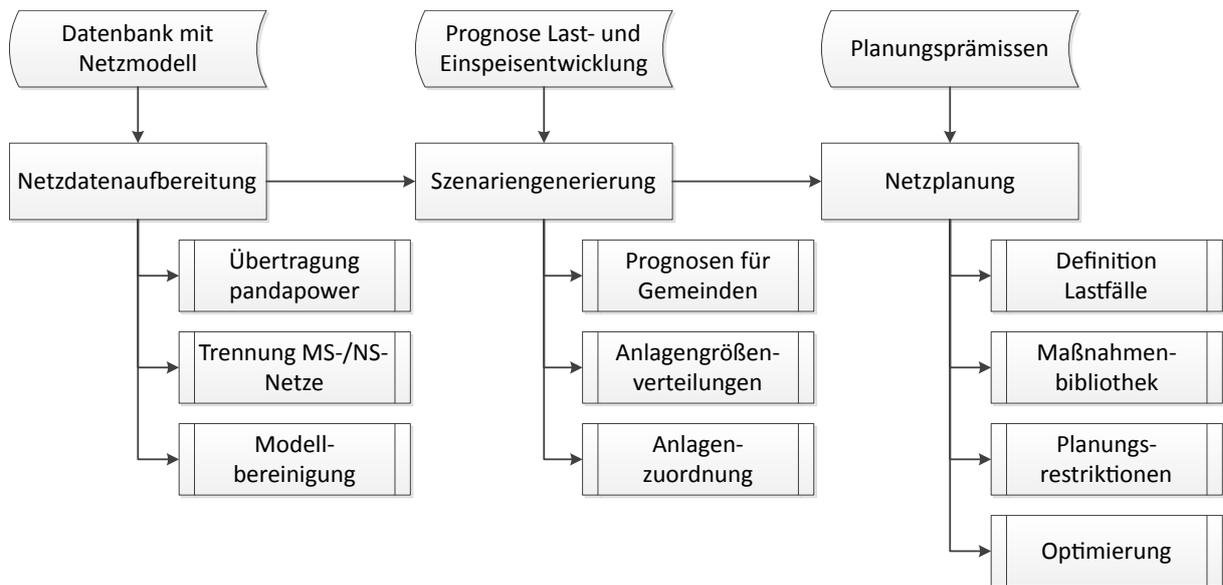


Abbildung 1: Schritte des Netzausbauplanungsprozesses.

an denen die drei Bereiche durch das Öffnen von Schaltern voneinander abgegrenzt sind, sind als Kopplungsstationen gekennzeichnet.

Insgesamt werden durch dieses Netz 255 MS/NS-Stationen mit einer insgesamt installierten Leistung von 51,5 MW versorgt. Erzeugungsseitig sind hier 7,4 MW installiert, wobei hier die Photovoltaik den größten Anteil hat. Die Versorgung des Netzgebietes erfolgt durch insgesamt 134 km MS-Leitungen bei einem Verkabelungsgrad von 98,7 %.

### 2.1.2 Datenkonvertierung und -aufbereitung

Für das Projekt ANaPlan wurde zur Bereitstellung von Netzdaten ein eigenes Datenformat zum Auslesen eines spezifizierten Netzgebietes mit den angeforderten Daten aus einer Datenbank entwickelt. Die Daten wurden als Datenbanken in Form von XML-Dateien, aufgeschlüsselt nach Netzelementen wie Leitungen und Transformatoren, übergeben. Dabei ist jedes Element jeder Tabelle mit einer eigenen ID und der ID einer übergeordneten Einheit gekennzeichnet. Auf diese Weise ist es möglich z. B. einzelne Schalter einem Schaltfeld und dieses wiederum einer Kante im Knoten-Kanten-Modell zuzuordnen.

Zur Überführung der Daten in ein rechenfähiges pandapower-Netzmodell musste ein Konvertierungstool erstellt werden. Aufgabe des Tools ist es, die Daten aus den XML-Dateien auszulesen, in die in pandapower genutzten pandas-Tabellen einzufügen und dabei Lücken zu füllen (z. B. bei fehlenden Kabeltypen mit einem zuvor abgestimmten Standardtyp). Das resultierende Netzmodell besteht stets aus einem Mittelspannungsnetz mit allen unterlagerten Niederspannungsnetzen inklusive der dazwischen geschalteten Ortsnetztransformatoren. Um diese auch einzeln betrachten zu können, muss dieses entsprechend große netzebenenübergreifende Mo-

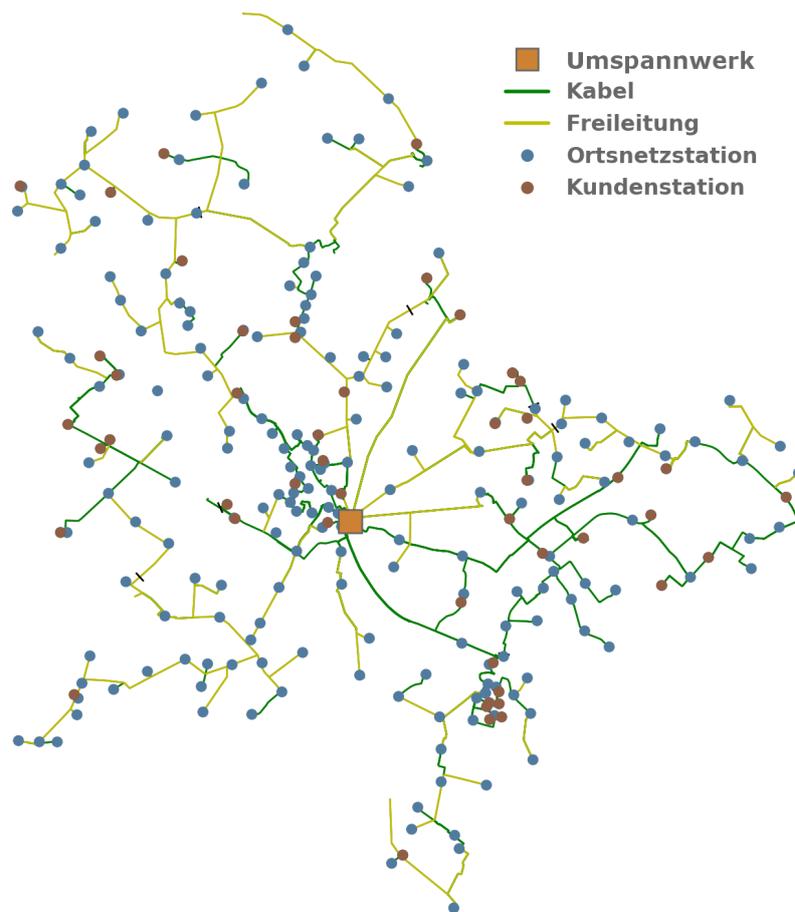


Abbildung 2: Ländlich geprägtes Mittelspannungsnetz

dell aufgetrennt werden in die einzelnen Mittel- und Niederspannungsnetze, wobei die unterlagerten NS-Netze als Lasten im MS-Netz sichtbar bleiben. Eine besondere Herausforderung ist dabei die Identifikation von Trennstellen, welche nicht aus dem Datensatz hervorgehen. Dazu wurde bereits auf die in diesem Projekt entwickelte Methode der Trennstellenoptimierung zurückgegriffen. Der letzte Schritt besteht in einer Bereinigung der Netzdaten, sodass das entsprechend konvertierte Netz im Ist-Zustand die abgestimmten Planungsprämissen wie z. B. das Spannungsband einhält. Maßnahmen zur Bereinigung wurden teilautomatisiert eingepflegt, d. h. einige Standardmaßnahmen wurden in vordefinierten Fällen durchgeführt (z. B. Querschnitts- oder Leistungsanpassung bei unlogischen Ergebnissen). Wenn diese noch nicht ausreichten, mussten weitere Anpassungen händisch erfolgen.

## 2.2 Szenarien als Ausgangspunkt der Netzausbauplanung

Für die möglichst genaue Auslegung des zukünftigen Netzes müssen alle relevanten Entwicklungen innerhalb des Planungshorizonts durch Szenarien berücksichtigt werden. Ein Szenario

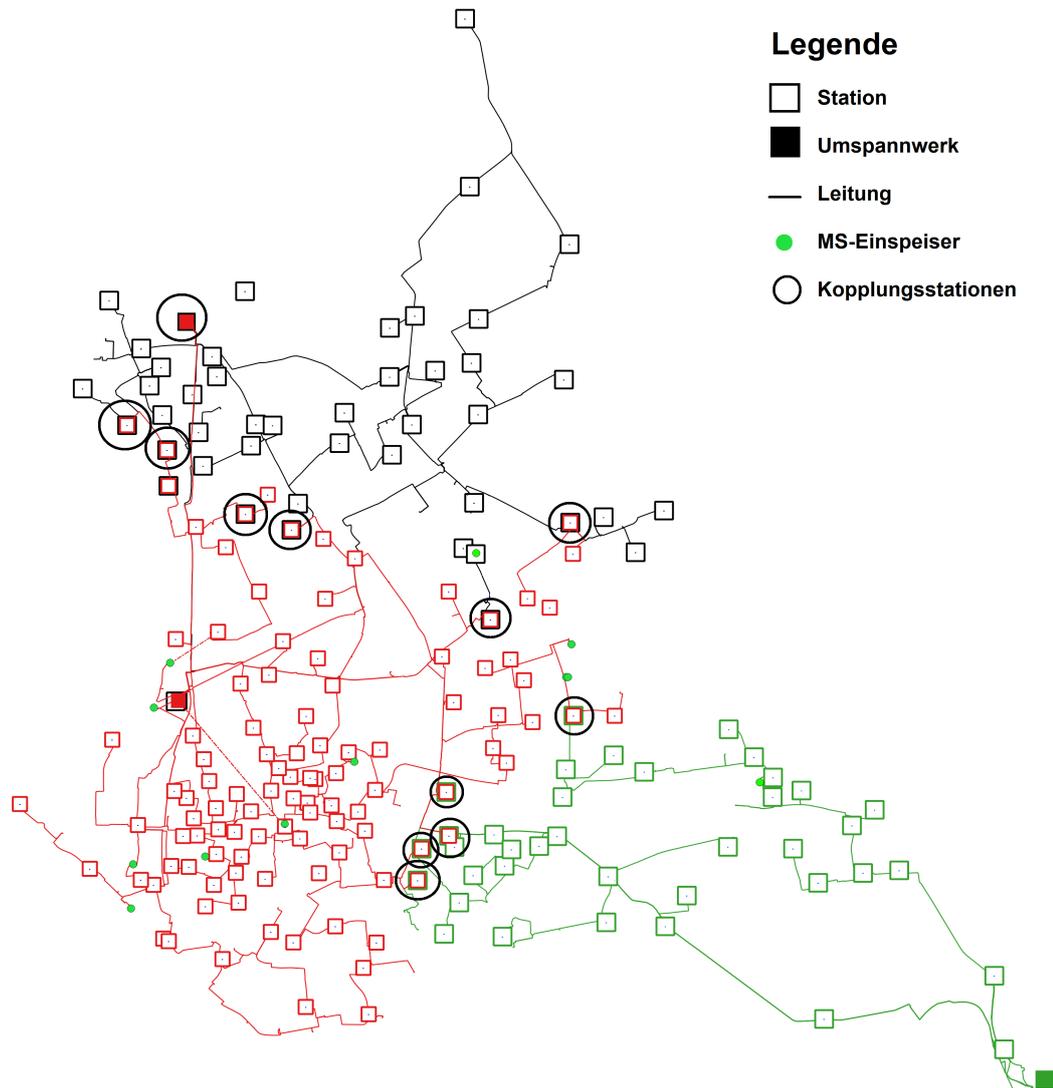


Abbildung 3: Städtisch geprägtes Mittelspannungsnetz

beschreibt einen voraussichtlich zukünftigen Zustand des Zielnetzes in Bezug auf die Versorgungsaufgabe und die Vermögensstruktur. Da der zukünftige Zustand des Zielnetzes nicht eindeutig bestimmbar ist, werden die Prognoseunsicherheiten durch unterschiedliche Szenarien abgebildet. Damit können sowohl Unsicherheiten in der Prognose an sich (wie z. B. unterschiedliche Höhe des Gesamtausbaus dezentraler Erzeugung in einer Region) wie auch der spezifischen Verteilung gemeint sein. Zur Darstellung solcher zukünftiger Netzzustände werden die in den folgenden Abschnitten erläuterten Methoden in einem eigens entwickelten Tool umgesetzt.

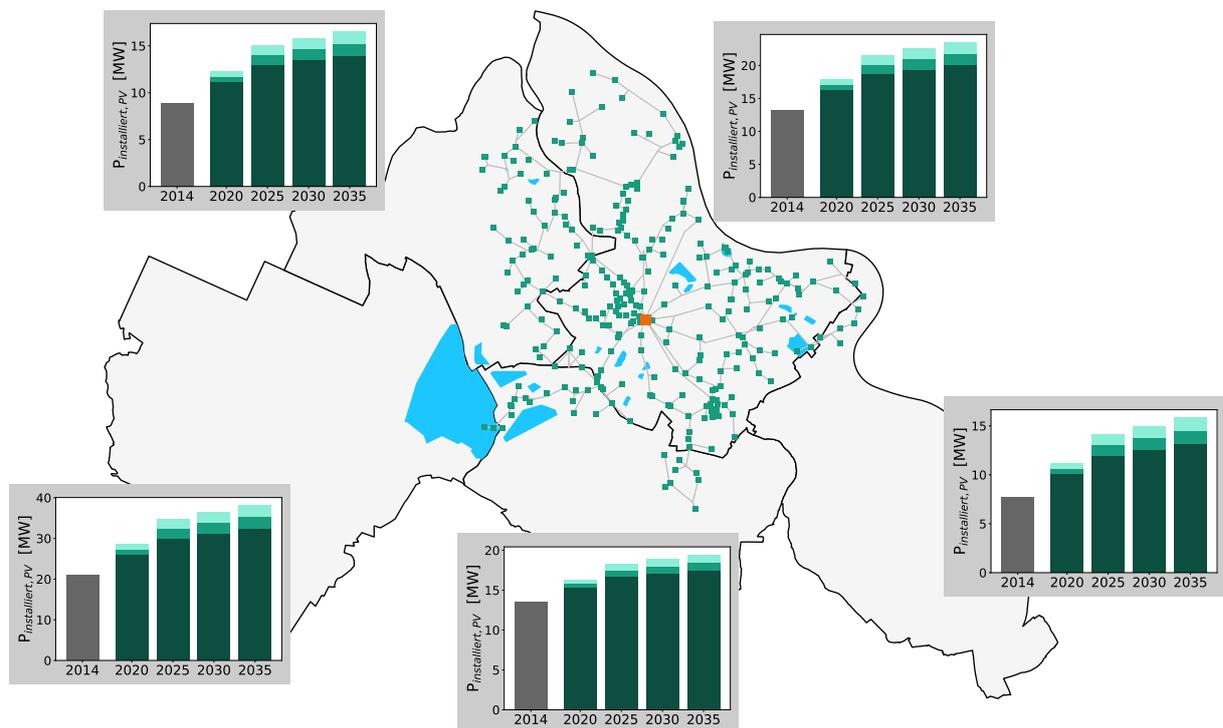


Abbildung 4: : Prognosen des Zubaus von EEG-Anlagen für die an das Netzgebiet angrenzenden Gemeinden.

### 2.2.1 Prognosen

Das Netzplanungstool soll in der Lage sein, ein möglichst realistisches zukünftiges Netz zu entwerfen und die richtigen Netzausbaumaßnahmen auszuwählen. Da jedoch der Ausbau dezentraler Erzeugung sowie elektrischer Lasten nicht eindeutig vorhergesagt werden kann, wird für die Generierung eines zukünftigen Netzzustandes ein probabilistischer Ansatz genutzt. Dieser soll jedoch möglichst viele Informationen zur Bestimmung von Wahrscheinlichkeiten über den Ort und die Größe zugebauter Anlagen verarbeiten. Eingangsgröße für das Tool ist eine nach Regionen erzeugte Prognose der zugebauten Leistung, differenziert nach Jahr und Anlagentyp (vgl. Abbildung 1). Die im Projekt genutzten Prognosen stammen von einer durch innogy SE in Auftrag gegebenen Studie und geben die erwartete installierte Leistung unterschiedlicher Energieträger auf Gemeindeebene an. Für das Beispiel-Mittelspannungsnetz sind die Prognosen für die an das Netzgebiet angrenzenden Gemeinden in Abbildung 4 dargestellt. Die unterschiedlich farbigen Balken repräsentieren dabei eine gegenüber der Studie leicht verringerte und erhöhte Prognose der installierten Leistung, was einer konservativen und einer progressiven Ausprägung entspricht.

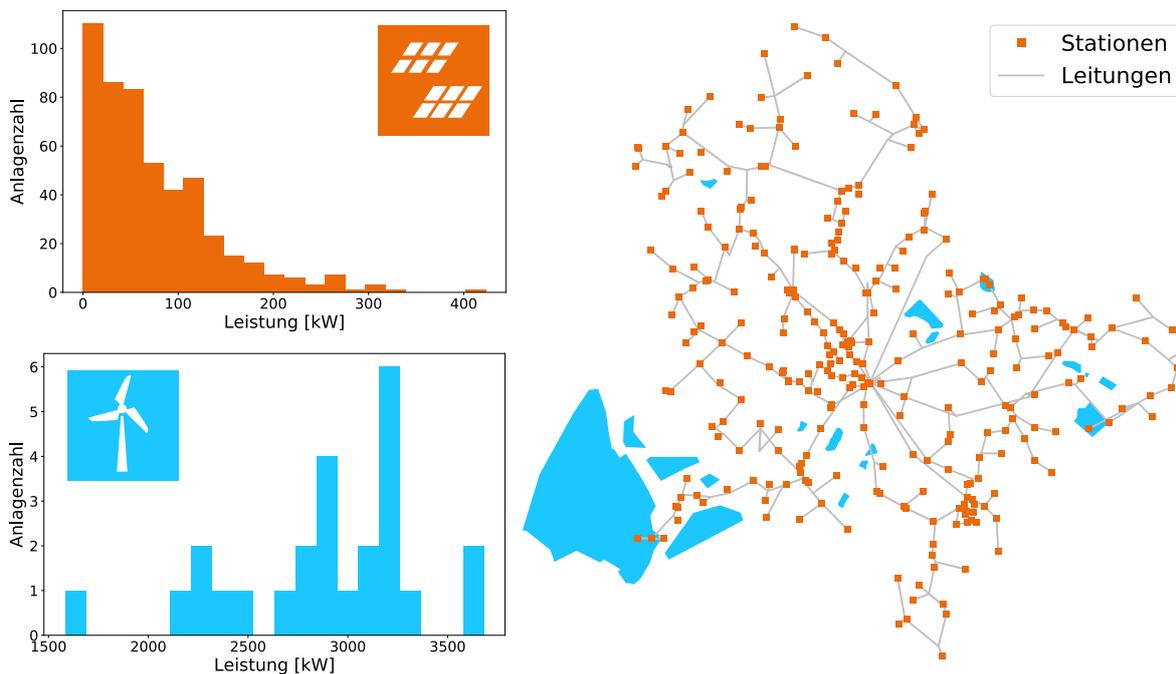


Abbildung 5: Größenverteilung für Windkraft- und Solaranlagen. Aus den links gezeigten Verteilungen werden Anlagen gezogen und im Netz an den farblich markierten Stellen platziert. Die im Netz blau markierten Flächen sind Windvorrangflächen, in welchen die Windkraftanlagen priorisiert zugebaut werden.

### 2.2.2 Tool zur Generierung zukünftiger Netzzustände

Da das Netzplanungstool die Planung für ein konkretes Zielnetz vornimmt, müssen die für Gemeinden vorgegebenen Prognosen anschließend in konkrete zukünftige Netzzustände umgesetzt werden. Daher wurde im Projekt ein Tool entwickelt, das für jede Technologie (also Wind- oder Solarenergie, e-Kfz usw.) eine Anlagenverteilung auf Basis einer Größenverteilung erstellt, wie dies in Abbildung 5 dargestellt ist. Eine Anlage wird aus dieser Größenverteilung gezogen und einem Punkt im Netzgebiet zugeordnet, wobei die Punkte unterschiedlich wahrscheinlich sind. Dies geschieht so lange, bis die Summe aller Anlagenleistungen der Prognose für das gesuchte Stützjahr entspricht. Da die Gemeinden – wie aus Abbildung 4 ersichtlich – nicht nur von einem Mittelspannungsnetz versorgt werden, können auch Anlagen aussortiert werden, diese würden also an Punkten in anderen Netzen angeschlossen.

Einen Sonderfall stellen Windkraftanlagen dar, da diese nicht einem Netzknoten direkt zugeordnet werden, sondern der genaue Standort – typischerweise innerhalb einer Windvorrangfläche, welche in Abbildung 5 blau markiert sind – unter Beachtung einer Abstandregel ermittelt wird. Von dort aus können dann mögliche Anschlüsse im Netz identifiziert werden, wobei die unterschiedlichen Anschlussmöglichkeiten in die Optimierung einfließen sollen.

### 2.2.3 Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle

Da für Ortsnetzstationen heute keine flächendeckenden zeitlich aufgelösten Messdaten vorliegen, basieren die Planungsannahmen üblicherweise auf Worst-Case-Annahmen. Diese Worst-Case-Annahmen können aus verschiedenen Datenquellen, wie beispielsweise Schleppzeigermessungen, zeitlich aufgelösten Abgangsmessungen oder installierten Leistungen gewonnen werden. Diese Daten fließen dann in die Definition von Lastfällen ein, welche relevante Netznutzungsfälle abbilden und durch das Verhältnis von Last und Erzeugung sowie Gleichzeitigkeitsfaktoren gekennzeichnet sind. Für die Bestimmung des Zielnetzes werden repräsentative Lastfälle wie der Stark- und der Schwachlastfall ausgewählt, die jeweils die Extreme der Netzbeanspruchung beschreiben. Bei der Definition dieser Lastfälle muss neben der Prognose der Last- und Einspeisedaten auch die Regelung der Netzelemente berücksichtigt werden. Dabei können verschiedene Blindleistungsregelverfahren für EEG-Anlagen ( $\cos\varphi$ ,  $\cos\varphi(P)$ ,  $Q(U)$ ) sowie verschiedene Regelungsverfahren für die Spannungshaltung im Umspannwerk (konstanter Einstellpunkt, Weitbereichsregelung, lastflussabhängige Regelung) zum Einsatz kommen.

## 3 Netzausbauplanung

Ziel der Netzausbauplanung ist es, mit definierten Maßnahmen eine möglichst kosteneffiziente Netzstruktur für den Planungshorizont zu finden, welche unter dem prognostizierten Szenario und unter Einhaltung der Planungsgrundsätze einen zuverlässigen Netzbetrieb gewährleistet. Im Rahmen von ANaPlan wurde eine automatisierte Netzausbauplanung entwickelt, die mit Hilfe einer Optimierung in der Lage ist, optimale Zielnetzstrukturen zu ermitteln. Im Folgenden werden die für die automatisierte Netzausbauplanung notwendigen Bereiche erläutert.

### 3.1 Planungsgrundsätze

Die Rahmenbedingungen für einen zuverlässigen Netzbetrieb werden in den Planungsprämissen des Netzbetreibers festgehalten [23, 26]. Die konkreten Grenzwerte, Parameter und Ausprägungen der verschiedenen Rahmenbedingungen sind frei einstellbar, um Planungsprämissen verschiedener Netzbetreiber abbilden zu können. Grundsätzlich können verschiedene Arten von Randbedingungen unterschieden werden, von denen die gängigsten im Folgenden kurz erläutert werden.

#### 3.1.1 Netztopologie

Die Netztopologie beschreibt den strukturellen Aufbau des elektrischen Netzes. MS-Netze sind meist in einfachen oder verzweigten Ringstrukturen aufgebaut, sodass jede Station im Fall eines Fehlers schnell wiederversorgt werden kann [26]. In manchen Fällen kann jedoch auch eine Stichtanbindung zulässig sein, beispielsweise für eine begrenzte Anzahl von Stationen oder in Abhängigkeit der Nennleistung [39]. Die genauen Vorgaben für die zulässige Netzstruktur können abhängig von den Planungsprämissen des Netzbetreibers definiert werden. Bei strukturverändernden Maßnahmen wie Rück- und Neubaumaßnahmen wird überprüft, ob die Netztopologie nach Durchführung der Maßnahmen noch den Planungsprämissen entspricht.

#### 3.1.2 Betriebsweise

Die meisten deutschen MS-Netze werden entweder in einem radialen Betriebskonzept oder durch MS-Schaltanlagen schwach vermascht betrieben [26]. Die Randbedingungen für den radialen Betrieb können jedoch auch für den Einsatz in vermascht betriebenen Stadtnetzen entsprechend angepasst werden. Bei der Optimierung des Schaltzustands wird daher die Einhaltung des vorgegebenen Betriebskonzepts beachtet.

#### 3.1.3 Lastflussparameter Normalbetrieb

Im Normalbetrieb dürfen zu keiner Zeit die Auslastungsgrenzen der Betriebsmittel sowie die Spannungsgrenzen verletzt werden. Je nach Betriebsweise des Netzes und Regelung des HS/MS-Trafos können sich die Auslastungs- und die Spannungsgrenzen unterscheiden [25], weshalb die

konkreten Spannungsgrenzen flexibel einstellbar sind. Kommt es zu Überlastungen des Netzes im Normalbetrieb, muss das Zielnetz durch Änderung des Schaltzustandes, Ersatz von Betriebsmitteln oder Umstrukturierung durch Rück- und Neubau in einen technisch zulässigen Zustand gebracht werden.

#### **3.1.4 Lastflussparameter n-1 Betrieb**

Auch im Fehlerfall dürfen nach einer Wiederversorgung keine Verletzungen der Grenzwerte für Lastflussparameter auftreten. Dies wird durch explizite Berechnung von Wiederversorgungszuständen berechnet. Dafür wird für ein potentiell Zielnetz ein Ausfall jeder Abgangsleitung an HS/MS-Umspannwerken und MS-Schaltanlagen simuliert und mögliche Wiederversorgungszustände berechnet [38]. Ein Netz gilt nur dann als (n-1)-sicher, wenn es für jeden Abgang mindestens eine Wiederversorgungsmöglichkeit gibt, bei der keine Verletzungen des Spannungsbands oder Leitungsüberlastungen auftreten. Treten solche Überlastungen im (n-1)-Fall auf, müssen sie genau wie Überlastungen im Normalbetrieb durch entsprechende Maßnahmen behoben werden. Da Erzeuger im gestörten Betrieb zur Garantie eines sicheren Betriebs gemäß §13 EnWG abgeregelt werden können [3], werden (n-1)-Analysen jedoch üblicherweise nur für Worst-Case Fälle mit hoher Last überprüft.

#### **3.1.5 Kurzschlussströme**

Kurzschlüsse müssen von den Schutzsystemen zuverlässig von normalen Betriebsströmen unterscheidbar sein. Deshalb muss im Rahmen des Planungsprozesses sichergestellt werden, dass die Kurzschlussströme gewisse Grenzen nicht unterschreiten können. Dazu kann eine Untergrenze für den minimalen Kurzschlussstrom festgelegt werden, welcher sich am Normalnennstrom der Leitungen und Transformatoren orientiert. Um diese Randbedingungen prüfen zu können, wurde im Rahmen des Projektes ANaPlan eine Kurzschlussrechnung nach IEC 60909 in der Netzberechnungssoftware pandapower umgesetzt [40].

### **3.2 Maßnahmenbibliothek**

Im Rahmen des Planungsprozesses können verschiedene Maßnahmen ergriffen werden, um ein zuverlässiges und kosteneffizientes Zielnetz zu planen. Im Folgenden werden die möglichen Planungsmaßnahmen beschrieben, die während der Netzplanung eingesetzt werden können.

#### **3.2.1 Rückbaumaßnahmen**

Ein Rückbau von Betriebsmitteln kann aus verschiedenen Gründen notwendig sein. Betriebsmittel können entfernt werden, weil sie innerhalb des Planungshorizonts ihre technische Lebensdauer erreichen werden. Ebenfalls kann eine Änderung der Planungsprämissen, eine Umstellung des Netzbetriebs oder schlechte Erfahrungen mit bestimmten Betriebsmitteln (z. B.

Freileitungen, Schaltanlagen) dazu führen, dass diese innerhalb des Planungshorizonts ersetzt werden sollen. Die automatisierte Netzausbauplanung unterstützt dabei den Rückbau von Kabel- und Freileitungstrassen sowie von Schaltanlagen (siehe Abbildung 6a). Die Auswahl der zu entfernenden Elemente kann entweder automatisiert aufgrund von Alters- oder Typdaten erfolgen oder individuell vorgegeben werden. Die zurückgebauten Betriebsmittel werden dann im Laufe des Planungsprozesses durch die in der Folge beschriebenen Maßnahmen ersetzt.

### **3.2.2 Ersatzmaßnahmen**

Ersatzmaßnahmen beschreiben das Austauschen von Betriebsmitteln gegen neue Betriebsmittel an gleicher Stelle. Der Ersatz kann entweder altersbedingte Gründe haben oder zur Einhaltung von Planungsprämissen notwendig sein. Da neue Kabel oder Transformatoren typischerweise ein besseres elektrisches Verhalten in Form einer niedrigeren Impedanz oder einer höheren Belastbarkeit aufweisen, kann so die Übertragungskapazität erhöht oder das Spannungsprofil verbessert werden.

### **3.2.3 Neubaumaßnahmen**

Durch den Rückbau von Leitungstrecken oder MS-Schaltanlagen entsteht ein unvollständiger Netzplan, welcher durch den Neubau von Trassen wieder komplettiert werden muss. Während Ersatzmaßnahmen den Neubau in der gleichen Trasse beschreiben, beziehen sich Neubaumaßnahmen auf das Verbinden zweier bisher nicht verbundener Netzknoten. Standardmäßig wird die Leitungslänge einer möglichen neuen Trasse durch die Entfernung der Luftlinie unter Berücksichtigung eines Umwegefaktors bestimmt. Es ist jedoch auch möglich, die Leitungslänge anhand geographischer Merkmale aus Open Street Map-Daten, wie beispielsweise dem Verlauf von Straßen und Fußwegen, genauer anzunähern. Eine Vorauswahl möglicher Leitungsverbindungen wird durch eine Delaunay-Triangulation [6] automatisiert so bestimmt, dass obsolete Kabelstrecken ersetzt werden können (siehe Abbildung 6b).

### **3.2.4 Schaltermaßnahmen**

Um einen radialen Betrieb oder eine bessere Ausnutzung von Spannungsbändern und Auslastungsgrenzen zu ermöglichen, können Verlagerungen von Netztrennstellen sinnvoll sein. Dazu zählen neben dem Verlegen von Trennstellen auch die Rekonfiguration der Verschaltung von Abgängen in HS/MS- oder MS-Schaltanlagen. Nach der Veränderung der Leitungsstruktur durch Rück- und Neubau von Leitungstrassen kann es außerdem notwendig sein, Trennstellen aus dem Netz zu entfernen oder neue Trennstellen hinzuzufügen. Daher werden sowohl die Umschaltungen an allen Ortsnetzstationen wie auch an allen MS-Schaltanlagen als mögliche Maßnahmen im Planungsprozess berücksichtigt.

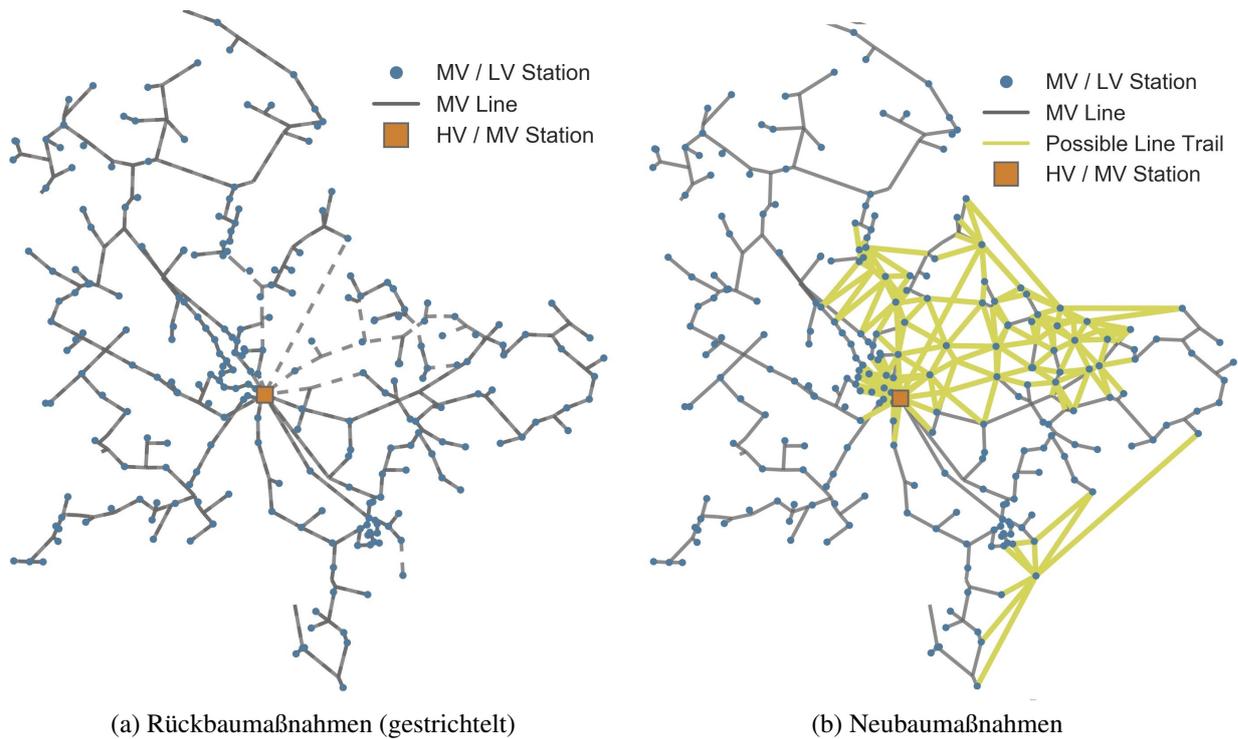


Abbildung 6: Darstellung von Maßnahmen

### 3.2.5 Automatisierte Ortsnetzstationen

Die Zuverlässigkeit des Zielnetzes ändert sich im Laufe des Planungsprozesses durch den Einsatz der zuvor beschriebenen Maßnahmen. Das kann dazu führen, dass die Zuverlässigkeit des ermittelten Zielnetzes nicht den Vorgaben entspricht oder dass die Zuverlässigkeit des Zielnetzes geringer als die des Ausgangsnetzes ist. Automatisierte Ortsnetzstationen können die Zuverlässigkeit eines Netzes erhöhen oder stabilisieren, indem sie die Rekonfiguration der Netztopologie, die nach einem Fehlerfall zur Wiederversorgung notwendig ist, durch automatisierte Schalter beschleunigen. Automatisierte Ortsnetzstationen werden im Anschluss an den Optimierungsprozess als Maßnahmen eingesetzt, wenn die Zuverlässigkeit des Zielnetzes nicht den Vorgaben entspricht. In einem iterativen Prozess werden Stationen mit einem hohen Beitrag zur Zuverlässigkeit automatisiert, bis die Zuverlässigkeitsvorgaben erreicht sind.

### 3.2.6 Transformatorregelung

Für die Mittel- und Niederspannung ist ein gemeinsames Spannungsband vorgegeben, das auf beide Spannungsebenen aufgeteilt werden muss. Um das gemeinsame Spannungsband einzuhalten, kann erheblicher Netzausbau z. B. in Form von Leitungsaustausch- oder -neubau notwendig sein, der entsprechenden Aufwand und Kosten verursacht. Durch regelbare Transforma-

toren zwischen Mittel- und Niederspannung können die Spannungsebenen entkoppelt werden und somit das Spannungsband sowohl in der Mittel- als auch in der Niederspannung besser ausgenutzt werden, wodurch aufwändiger Netzausbau vermieden werden kann. Die verschiedenen Stufenschalterpositionen der regelbaren Transformatoren können als Maßnahmen in der Optimierung berücksichtigt werden und somit die optimale Stufenschalterposition für verschiedene Lastfälle ermittelt werden.

### 3.3 Netzplanung als Optimierungsproblem

Für eine automatisierte Netzplanung muss das Planungsproblem als Optimierungsproblem formuliert werden, welches dann mit geeigneten Methoden gelöst werden kann. Im Rahmen dieses Projekts wurde deshalb eine Methodik erarbeitet, um Netzplanungsprobleme verschiedener Art als Optimierungsproblem abbilden zu können.

#### 3.3.1 Lösungsraum

Der Lösungsraum des Optimierungsproblems wird durch die Maßnahmen aufgespannt, welche als Entscheidungsvariablen im Optimierungsproblem definiert werden. Die Gesamtmenge der Maßnahmen  $M$  umfasst alle Handlungsalternativen, welche im Zuge des Planungsprozesses durchgeführt werden kann (z. B. Kabelersatzmaßnahme, Umschaltmaßnahme, Einbau einer intelligenten Ortsnetzstation).

Mit Hilfe dieser Maßnahmen kann jeder Netzzustand als eine Reihe angewandter Maßnahmen kodifiziert werden [39]. Da jede Maßnahme entweder angewendet oder nicht angewendet werden kann, wächst der Lösungsraum  $S$  exponentiell mit der Anzahl der Maßnahmen  $|M|$ :

$$|S| = 2^{|M|} \quad (1)$$

Durch dieses exponentielle Wachstum des Lösungsraums ergibt sich für das kombinatorische Optimierungsproblem bereits für kleine Planungsprobleme eine sehr große Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten, was eine vollständige Evaluation aller Kombination ausschließt [39].

#### 3.3.2 Planungsprämissen als Randbedingungen

Die Planungsprämissen definieren zulässige Netzzustände und gehen somit als Randbedingungen in das Optimierungsproblem ein. Dazu müssen die Planungsprämissen quantifiziert werden, wie beispielhaft in Tabelle 1 dargestellt.

Somit können die Planungsprämissen in mathematische Gleichungen umgewandelt werden, wie beispielsweise eine Begrenzung des Kurzschlussstroms:

$$st_{sc} > [1.8]kA \quad (2)$$

Diese Gleichungen bilden die Planungsprämissen mathematisch ab und dienen als Randbedingungen für das Optimierungsproblem.

Variable	Beschreibung	Randbedingungstyp
$st_{unversorgt}$	Anzahl nicht angeschlossener Stationen	Strukturrandbedingung
$st_{ring}$	Anzahl Stationen auf Ring	Radialbedingung
$ll_{(n)}$	Maximale Leitungsauslastung	Operative Randbedingung
$ll_{(n-1)}$	Maximale Leitungsauslastung n-1	Operative Randbedingung
$st_{sc}$	Minimaler Kurzschlussstrom	Fehlerrandbedingung

Tabelle 1: Beispiele für Quantifizierung von Planungsprämissen

### 3.3.3 Zielfunktion

Die Zielfunktion der Netzplanung kann grundsätzlich variieren, wird jedoch normalerweise als Kostenwert angegeben, beispielsweise als kalkulatorische Jahreskosten unter Berücksichtigung von Opex und Capex. Die Kosten der Lösung  $c_m(s)$  ergeben sich dann aus der Summe der Kosten  $c_m$  aller Einzelmaßnahmen in der Lösung.

Das übergeordnete Optimierungsziel besteht darin, eine zulässige Lösung  $s^* \subseteq M$  zu finden, die  $c_m(s)$  minimiert. Je nach betrachteten Maßnahmen und Planungsrandbedingungen ergeben sich so unterschiedliche Optimierungsprobleme, wie beispielsweise:

$$\begin{aligned}
 & \underset{s \in 2^M}{\text{minimiere}} && c_m(s) \\
 & \text{subject to} && st_{disco}(s) = 0, \\
 & && \Delta sf(s) = 0, \\
 & && st_{unversorgt}(s) = 0, \\
 & && st_{ring}(s) = 0, \\
 & && ll_{(n)}(s) < 100, \\
 & && ll_{(n-1)}(s) < 100, \\
 & && st_{sc}(s) > 1.8,
 \end{aligned} \tag{3}$$

Das resultierende Netzplanungsproblem ist ein stark eingeschränktes, hochdimensionales, gemischt-ganzzahliges, nichtlineares, kombinatorisches Optimierungsproblem [39].

## 3.4 Lösungsverfahren

Zur Lösung des in Abschnitt 3.3.1 beschriebenen Optimierungsproblems wurden im Rahmen dieses Projekts verschiedene Lösungsmöglichkeiten evaluiert.

### 3.4.1 Evaluation verfügbarer Algorithmen

Es gibt zwei grundlegende Kategorien von Optimierungsmethoden: exakte Methoden, die das gegebene Optimierungsproblem immer optimal lösen, und heuristische Methoden, die darauf abzielen, eine gute Lösung zu finden, ohne die Optimalität zu garantieren.

Exakte Optimierungsmethoden finden in begrenzter Zeit immer die optimale Lösung für ein bestimmtes Optimierungsproblem [7]. Dies trifft auf Brute-Force-Methoden zu, welche jedoch bei kombinatorischen Optimierungsproblemen nicht effektiv sind, da die Anzahl der möglichen Lösungen mit der Problemgröße exponentiell ansteigt (siehe Abschnitt 3.3.1). Andere exakte Lösungsmethoden basieren darauf, das Problem mit mathematischer Programmierung zu lösen. Dies setzt jedoch die mathematisch geschlossene Formulierung des Optimierungsproblems voraus. Die hier eingeführten komplexen nichtlinearen Randbedingungen müssten jedoch stark vereinfacht werden, um mit üblichen mathematischen Optimierungsmethoden gelöst werden zu können. Aus diesem Grund stellt sich die mathematische Optimierung nicht als praktikabler Lösungsansatz für das Lösen realer Netzplanungsprobleme dar.

Wo exakte Methoden nicht in vertretbarer Zeit Lösungen finden, kann auf heuristische Algorithmen zurückgegriffen werden. Diese ermöglichen es, gute Lösungen für komplexe Optimierungsprobleme zu approximieren, welche mit analytischen Methoden nicht in vertretbarer Laufzeit gelöst werden können. Metaheuristische Algorithmen sind Verfahren, mit denen heuristische Suchprozesse besser gesteuert werden können. Eine wichtige Klassifikation heuristischer Algorithmen ist der Unterschied in der Art und Weise, wie der Suchraum durchlaufen wird: Während gradientenbasierende Algorithmen den Gradienten zum Auffinden der besten Lösung verwenden, beschreiben populationsbasierte Metaheuristiken die Entwicklung einer Menge von Lösungen [7]. Beispiele für gradientenbasierte Algorithmen sind Tabu Search, Iterated Local Search oder Simulated Annealing [7]. Zu den gebräuchlichsten populationsbasierten Algorithmen gehören Ant Colony Optimization, evolutionäre Algorithmen oder genetische Algorithmen [7].

Die Lösung des Netzplanungsproblems mit einem heuristischen Ansatz wurde 1994 von V. Miranda eingeführt [31]. Seitdem wurden mehrere Metaheuristiken angewendet, um verschiedene Varianten von Netzplanungsproblemen zu lösen, wie z. B. genetische Algorithmen [13, 14, 18, 19, 28, 31], Particle Swarm Optimization [21, 36], Tabu Search [16, 33], künstliche Immunsysteme [27, 29], Simulated Annealing [32, 43], Iterated Local Search [37] oder evolutionäre Algorithmen [15, 22, 44].

### 3.4.2 Umsetzung in ANaPlan

Im Rahmen von ANaPlan wurden auf Basis der oben beschriebenen Literaturrecherche heuristische Suchalgorithmen als am besten geeignete Methode zur Lösung verschiedener Netzplanungsprobleme identifiziert. Dabei haben sich insbesondere gradientbasierte Verfahren als wirksame Methode für komplexe Optimierungsprobleme bewährt [39]. Beispielhaft ist hier ein Hill-Climbing-Verfahren beschrieben, welches im Rahmen von ANaPlan zur Lösung des Planungsproblems eingesetzt wurde [39]:

Eine ausführliche Beschreibung der eingesetzten Optimierungsalgorithmen, Analyse und Vergleich von Konvergenzzeiten sowie umgesetzter Beschleunigungsverfahren findet sich in [39].

**Algorithm 1** Hill Climbing

---

```

1: procedure HILLCLIMBING( $s_0, M$ )
2:    $s^* \leftarrow s_0$ 
3:   repeat
4:     Choose  $s' \in N(s^*, M)$ 
5:     if  $c(s') < c(s^*)$  then
6:        $s^* = s'$ 
7:     end if
8:   until  $c(s) \geq c(s^*), \forall s \in N(s^*, M)$ 
9:   return  $s^*$ 
10: end procedure

```

---

## 4 Berücksichtigung von Asset-Management-Strategien

### 4.1 Ziele

Ziel des Asset-Managements ist ein langfristiger Erhalt der Netzinfrastruktur in einem möglichst optimalen Kostenverhältnis. Das bedeutet, dass die Netzinfrastruktur durch Erneuerung derart ertüchtigt wird, dass zu jedem Zeitpunkt ein weitgehend sicherer und störungsfreier Betrieb des Netzes gewährleistet wird. Ausfälle sind kostentreibend und können in der modernen Gesellschaft ernsthafte Schäden nach sich ziehen, da immer mehr Bereiche des Lebens auf eine funktionierende Stromversorgung angewiesen sind. Entscheidend ist somit, dass stetig in die Infrastruktur investiert wird, da die Alterung der Betriebsmittel dazu führt, dass Investitionstätigkeiten, die geringer sind als der stetige Wertverlust, durch erhöhte Investitionen zu einem späteren Zeitpunkt aufgefangen werden müssen, was das Unternehmensbudget stark belasten kann. Das Asset-Management bewegt sich dabei im Interessensfeld unterschiedlicher Stakeholder. Zu den wichtigsten gehören Kunden bzw. versorgte Endabnehmer, Investoren und Anteilseigner, das Personal sowie die Öffentlichkeit mit ihrer Kontrollfunktion, welche sie z. B. über die Bundesnetzagentur wahrnimmt.

Bei vielen Netzbetreibern in Deutschland besteht in den kommenden Jahren ein hoher Bedarf an Erneuerung und es wird eine verstärkte Investitionstätigkeit erwartet. Zeitgleich müssen Netzbetreiber aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energieträger und der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr oftmals die Netze ausbauen und verstärken. Diese beiden Aspekte sind aus wirtschaftlichen Gründen zu koordinieren, was bedeutet, dass auch Tools zur Netzausbauplanung den Aspekt der Netzerneuerung berücksichtigen sollten. Eines der Ziele im Projekt ANaPlan war deshalb die Kopplung der Netzausbauplanung mit einer Asset-Management-Strategie in einem Tool. Somit sollen Synergien aufgedeckt werden, um Kosten zu sparen und die Interessen unterschiedlicher Stakeholder stärker in die strategische Netzplanung zu integrieren. Zwei Faktoren sind dabei besonders entscheidend. Zum einen sollen Investitionen in die Verstärkung des Netzes auch zu einer Erneuerung und einer möglichst erhöhten Zuverlässig-

keit führen. Zum anderen führt eine Bewertung des Anlagenbestandes möglicherweise zu einer Verschiebung der Wertigkeit unterschiedlicher Investitionen. Der Austausch von relativ neuen Anlagen kann also weniger sinnvoll sein als der Austausch alter Anlagen, selbst wenn dies eine geringere Investition erfordert. Durch die Integration kommt damit der Prozess der automatisierten Planung der Tätigkeit eines menschlichen Netzplaners näher als bei einer getrennten Betrachtung, da ein Netzplaner, der das zu planende Netzgebiet gut kennt, typischerweise Alter und Fehleranfälligkeit von Betriebsmitteln automatisch in seine Überlegungen mit einbezieht. Dazu wurden verschiedene Ansätze getestet, die in den folgenden Abschnitten kurz vorgestellt werden sollen.

## 4.2 Tool zur Entwicklung einer Asset-Management-Strategie

Vorrangiges Ziel des Asset-Managements ist der Erhalt der Netzinfrastruktur bei möglichst geringen Kosten. Der Erhalt dient zum einen dem Werterhalt des Unternehmens und zum anderen der Versorgungszuverlässigkeit der versorgten Kunden. Die Kennzahlen, die diese Ziele beschreiben, sind zum einen der Wert des Netzes, also der Neuwert abzüglich aller Abschreibungen, und zum anderen die Kennzahlen für die Versorgungsunterbrechungen, also ASIDI (Mittelspannung) bzw. SAIDI (Niederspannung). Im Rahmen von ANaPlan wurden Instandhaltungsstrategien nicht betrachtet, da diese in der Regel keine Synergien mit der Netzplanung aufweisen. Daher lag der Fokus auf der Identifikation sinnvoller Erneuerungsstrategien. Betriebsmittel, die ausgetauscht werden sollen, müssen einen starken Einfluss auf die Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit bzw. des Unternehmenswerts haben. Deshalb wurde ein Tool entwickelt, mit dem dieser Einfluss identifiziert werden kann. Dieses Tool analysiert die im Netz verlegten Leitungsabschnitte und schätzt deren Zustand und Wichtigkeit ab, wie es in [5] beschrieben ist. Wesentliche Eingangsgrößen für den Zustand sind das Alter und die erwartete technische Lebensdauer, während die Berechnung der Wichtigkeit auf einer Fehlermöglichkeits- und -einflussanalyse (FMEA) beruht. Die FMEA simuliert für jeden Leitungsabschnitt einen Ausfall und analysiert, wie schnell der Fehler isoliert und behoben werden kann, und welche Lasten in dieser Zeit unversorgt sind. Wesentliche Eingangsgrößen dafür sind die angeschlossenen Lasten sowie Zeiten für Schaltvorgänge, die benötigt werden, um den Fehler zu isolieren. Eine solche Analyse wurde auf Basis der Software pandapower ebenfalls entwickelt (vgl. [17]). Zustand und Wichtigkeit ergeben sich gemäß Formeln (4) und (5), wobei  $A_k$  das Alter des Assets,  $LD_k$  die Lebensdauer und  $E_{Ausfall,k}$  die Ausfallenergie im Falle eines Fehlers bezeichnet und  $N$  die Anzahl aller Assets darstellt. Die Größen werden für alle Leitungsabschnitte, also für alle Assets, erhoben und auf einen Wert zwischen 0 und 100 skaliert, um eine Vergleichbarkeit der beiden Größen herzustellen.

$$c_k = \frac{\frac{A_k}{LD_k}}{\max_{n \in N} \frac{A_n}{LD_n}} \times 100 \quad (4)$$

$$\dot{i}_k = \frac{E_{Ausfall,k}}{\max_{n \in N} E_{Ausfall,n}} \times 100 \quad (5)$$

Bei der Auswahl der zu erneuernden Assets werden Zustand und Wichtigkeit zugrunde gelegt. Dazu wird eine Gerade definierter Steigung in den Zustands-Wichtigkeits-Raum gelegt, oberhalb derer alle Assets ausgetauscht werden. Die Lage der Geraden wird durch die Vorgabe eines Werterhalts definiert. Der Nutzer kann vorgeben, ob ein 1:1-Ersatz der Assets vorgenommen werden soll oder ein Ersatz mit einem bestimmten anderen Kabeltypen. Zudem kann er eine Vorgabe für den zu erreichenden Wert des Netzes (die Asset-Substanz) machen. Für das vorgegebene Zieljahr werden so lange Assets ausgetauscht, bis dieser Wert erreicht wird, wobei die Assets in Abhängigkeit der Lage im Zustands-Wichtigkeits-Raum ausgewählt werden, was einer Verschiebung der Geraden entspricht. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 7 anhand eines ländlich geprägten Mittelspannungsnetzes beispielhaft für die Jahre 2025 und 2035 dargestellt. Die zur Erneuerung ausgewählten Leitungsabschnitte sind im Netz, in einem Alters-Histogramm sowie in einem Zustands-Wichtigkeits-Diagramm abgebildet. Im oberen Plot wird zudem die Gerade gezeigt, die im Zustands-Wichtigkeits-Diagramm die auszuwählenden Assets abtrennt. Eine Veränderung der Asset-Strategie, z. B. durch eine progressive Erneuerung oder durch Zulassen eines stärkeren Verfalls, kann durch die Lage dieser Geraden verbildlicht werden.

### 4.3 Einbindung der Asset-Management-Strategie in die Netzplanung

Die Verknüpfung von automatisierter Netzplanung mit einer Asset-Management-Strategie ist nicht trivial und kann in verschiedener Weise umgesetzt werden. Ein wichtiger Aspekt dabei ist, dass die Ziele in der Netzplanung typischerweise harte Kriterien sind, die aus Normen und Planungsprinzipien abgeleitet werden können, während im Asset-Management die Ziele eher weich sind und einen Interessenausgleich zwischen verschiedenen Gruppen herstellen müssen. So gibt es zwar im Regulierungskontext mit dem Qualitätselement einen Preis für nicht gelieferte Energie, jedoch wird absichtlich nur jener Netzbetreiber mit diesem Preis belegt, der eine schlechtere Versorgungsqualität aufweist als vergleichbare Netzbetreiber. Somit können intern Zielgrößen für die Versorgungszuverlässigkeit sowie den Wert des Anlagenbestands definiert werden, jedoch müssen diese auch gegenseitig abgewogen werden, was dazu führt, dass das Optimierungsproblem, welches im Rahmen der Netzausbauplanung gelöst wird, mehrere Zielgrößen aufweisen müsste, um auch eine Asset-Management-Strategie einzubinden. Dazu wurden unterschiedlicher Ansätze betrachtet, welche im Folgenden kurz vorgestellt werden.

#### 4.3.1 Berücksichtigung der Assetauswahl

Eine Möglichkeit der Kopplung von Netzausbauplanung und Asset-Management ist die Vorauswahl spezifischer Assets, welche ausgetauscht werden sollen, anhand des in Abschnitt 4.2

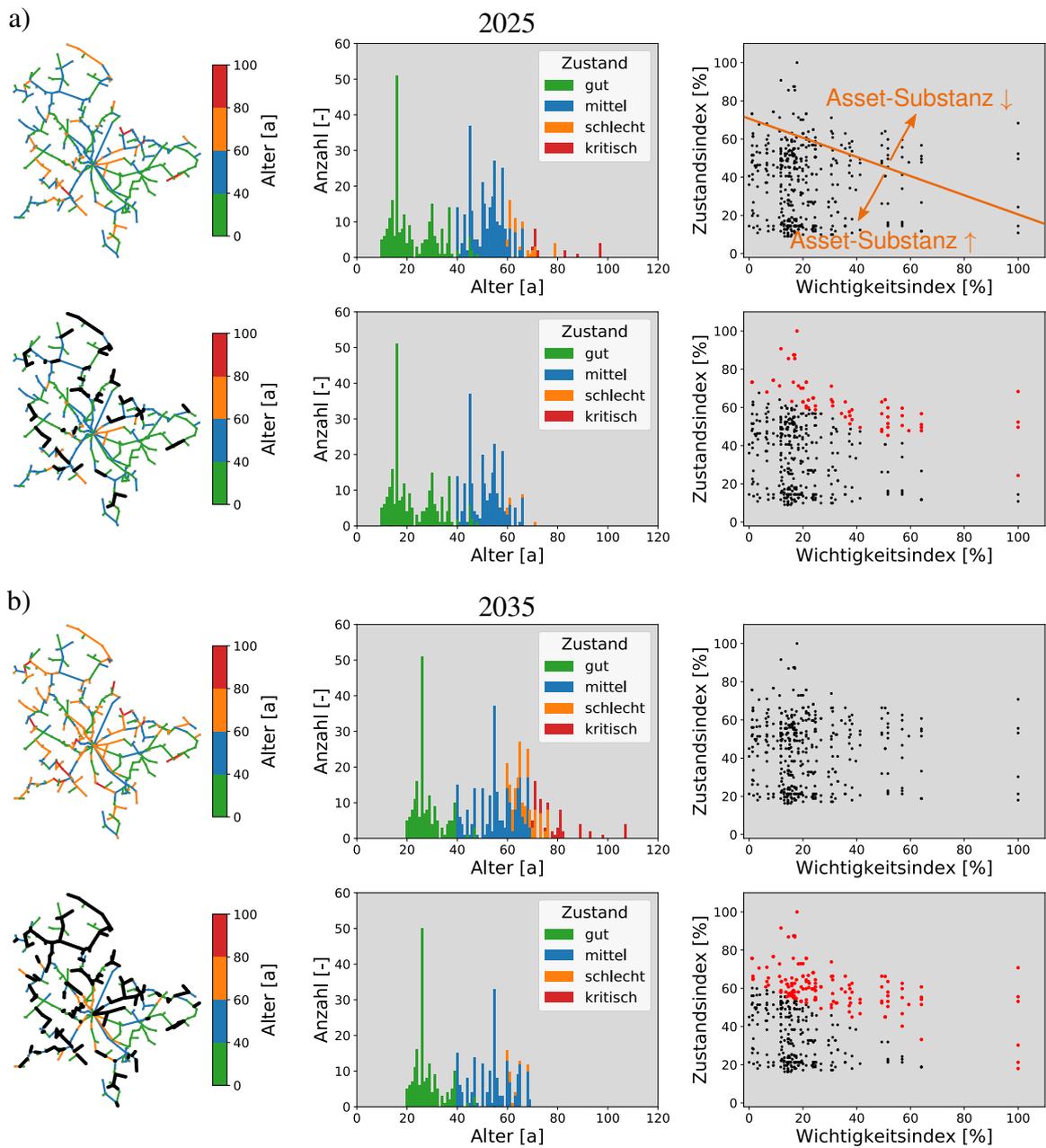


Abbildung 7: Auswahl von zu erneuernden Assets für die Jahre 2025 (a) und 2035 (b). Die ausgewählten Leitungsabschnitte sind in der jeweils unteren Darstellung des Netzes schwarz markiert. Sie fallen auch aus dem Histogramm heraus und sind im Zustands-Wichtigkeits-Diagramm rot eingefärbt. In der oberen Abbildung ist gezeigt, wie sich die Gerade im Zustands-Wichtigkeits-Diagramm verschiebt je nach angestrebter Asset-Substanz.

vorgestellten Tools und die Berücksichtigung dieser Assets in der Netzausbauplanung. Zur Umsetzung dieser Strategie ist eine Überprüfung erforderlich, ob die zuvor gewählten Assets als Maßnahmen in der Lösung des Optimierungsproblems enthalten sind. Eine Nichteinhaltung dieser Vorgabe fließt in die in Kapitel 3.4 beschriebene Kostenfunktion ein, wobei die Priorität dieser Nebenbedingung typischerweise höher angesetzt wird als die der betrieblichen Bedingungen, jedoch geringer als der strukturellen.

Ergebnisse dieses Ansatzes für das in ANaPlan betrachtete Mittelspannungsnetz sind in der Auswertung der Netzausbauplanungsanalyse in Abschnitt 6.2.3.3 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass entscheidend für den Erfolg dieser Vorgehensweise die Relevanz der gewählten Assets in der Netzausbauplanung ist. Wenn ein Austausch der durch das Tool identifizierten Betriebsmittel grundsätzlich kaum zur Verbesserung der Netzauslastung beiträgt, gibt es bezüglich der gefundenen Lösungen kaum Überschneidungen und der altersbedingte Austausch findet lediglich zusätzlich zum betriebsbedingten Ersatz von Betriebsmitteln statt.

### 4.3.2 Restwertanalyse

Ein weiterer Ansatz ist die Zielgröße des Optimierungsproblems so neu zu definieren, dass dabei nicht nur die Neuinvestition berücksichtigt und minimiert wird, sondern auch der Restwert von Anlagen, die ausgetauscht werden sollen. Dieser Ansatz ist in [9] beschrieben. Durch die Berücksichtigung des Restwerts werden jene Betriebsmittel vorzugsweise ausgetauscht, die bereits ein hohes Alter erreicht haben und deren Austausch den Wert der Netzinfrastruktur signifikant erhöht.

In der Untersuchung eines Szenarios konnte mit verschiedenen Optimierungsdurchläufen gezeigt werden, dass die Änderung der Zielfunktion die Anforderungen des Asset-Managements erfüllt. So werden Austauschstrategien bevorzugt, bei denen die Investitionen etwas höher sind als bei einer reinen Netzausbauplanung. Dadurch kann jedoch eine signifikante Verbesserung der für das Asset-Management relevanten Parameter wie Anlagevermögen, durchschnittliche Restlebensdauer sowie Ausfallwahrscheinlichkeit erreicht werden. Somit ist im Anschluss weniger altersbedingter Austausch von Betriebsmitteln notwendig.

## 4.4 Jahresscharfe Erneuerungsplanung

Das in Kapitel 3 vorgestellte Verfahren zur Netzplanung ermöglicht die Ermittlung eines optimalen Zielnetzes für ein vorgegebenes Szenario. Für Bereiche, wie die operative Planung oder die regulatorische Bewertung (vgl. Kapitel 5) ist die Transformation vom Ist- in den Zielzustand und die Planung der zeitlichen Umsetzung von Maßnahmen ebenfalls wichtig. Daher wurde im Rahmen von ANaPlan auch ein Ansatz implementiert, um eine jahresscharfe Erneuerungsstrategie zu entwickeln. Dabei sind zwei Aspekte zur Anpassung der Vorgehensweise besonders wichtig. Zum einen muss dafür die Kostenfunktion angepasst werden, da für die Buchhaltung und die Asset-Bewertung nicht der reine Invest entscheidend ist, sondern vielmehr der Wertverlust (Abschreibungen) sowie die laufenden Kosten. Zum anderen muss es möglich sein, alle

Austauschmaßnahmen in jedem Jahr eines betrachteten Zeithorizonts durchzuführen. Dabei hat der Zeitpunkt der Investition Einfluss auf den Wert sowie die Abschreibungen des ausgetauschten Assets und auf die Zuverlässigkeit.

Abbildung 8 zeigt das verwendete Kostenmodell. Damit sollen die durch den Austausch im Wesentlichen beeinflussten Kosten der Assets beschrieben werden. Abschreibungen sind hierbei linear dargestellt, welches das in der Netzentgeltverordnung NEV festgelegte Abschreibungsmodell ist [1]. Als Zinssatz wird hier ein gemischter Zinssatz von 4,39 % angenommen, der sich laut NEV und ARegV aus maximal 40 % Eigenkapitalzins für Neuanlagen und 60 % Fremdkapitalzins ergibt [1, 2]. Instandhaltungskosten sind in Anlehnung an [35] mit fixen Kosten pro Jahr angesetzt, differenziert nach Asset-Typen wie Freileitungen und Kabeln. Die Ausfallwahrscheinlichkeit wird für die im Netz vorhandenen Betriebsmittel mit Hilfe eines Alterungsmodells gemäß [20] berechnet. Basierend auf der Ausfallwahrscheinlichkeit können zum einen die voraussichtlichen Reparaturkosten ermittelt werden, wobei die Kosten je Reparatur ebenfalls aus [20] entnommen wurden. Zudem entstehen dem Netzbetreiber bei Ausfällen auch Kosten für nicht gelieferte Energie, wobei diese im Kontext der Regulierung über das Qualitätselement abgebildet werden [12]. Die nicht gelieferte Energie und damit der ASIDI kann wie bei dem in Kapitel 4.2 beschriebenen Tool mit Hilfe einer FMEA ermittelt werden. Die ARegV sieht eine Anhebung der Erlösobergrenze (Bonus) von Netzbetreibern mit verhältnismäßig hoher Versorgungszuverlässigkeit vor und eine Senkung (Malus) bei entsprechend geringer Versorgungszuverlässigkeit. Die Bewertung des ASIDI ist primär abhängig von der zu versorgenden Lastdichte, wobei eine Referenzkurve definiert, wie hoch der ASIDI bei einer spezifischen Lastdichte sein darf. Der tatsächlich ermittelte Wert wird mit dem Referenzwert verglichen und daraus Bonus bzw. Malus abgeleitet.

Wie bei der Netzausbauplanung wählt ein Algorithmus die Austauschmaßnahmen mit dem zugehörigen Jahr aus, welche in Summe die geringsten Kosten über den betrachteten Zeithorizont verursachen. Ein Szenario wird dabei nicht ausgewertet, was bedeutet, dass Austauschmaßnahmen lediglich aufgrund des Alters durchgeführt werden, nicht jedoch zur Netzverstärkung. Auch die Auswertung von Lastflüssen erfolgt aus diesem Grund nicht. Eine Strukturoptimierung wird hier ebenfalls nicht durchgeführt. Hintergrund dabei ist die komplexe Zuverlässigkeitsberechnung, die nicht in die Optimierung mit eingehen kann (vgl. hierzu auch [39]). Jedoch ist es möglich, diese im Vorhinein durchzuführen und bei Auswahl einer Maßnahme lediglich die Ausfallwahrscheinlichkeit anzupassen. Investitionen gehen nicht in die Kostenbetrachtung mit ein, allerdings ist es möglich ein jährliches Budget vorzugeben, das nicht überschritten werden darf, um Investitionen zu deckeln. Auch ein maximaler ASIDI oder ein minimal gewünschter Wert des Anlagevermögens können als Nebenbedingungen einfließen. Diese Nebenbedingungen verändern das Ergebnis zumeist dahingehend, dass mehr investiert wird. Das Ergebnis für einen Zeitraum der Jahre 2020 bis 2040 für das ländliche reale Mittelspannungsnetz ist in den Abbildungen 9 - 11 dargestellt.

Bei der Auswertung zeigt sich, dass die Kosten für Reparatur und Ausfälle im Verhältnis zu den Abschreibungen und Zinsen relativ gering sind. Eine weitgehende Desinvestition wirkt sich kaum negativ aus, obwohl der ASIDI deutlich ansteigt. Durch Vorgabe eines minimalen Anla-

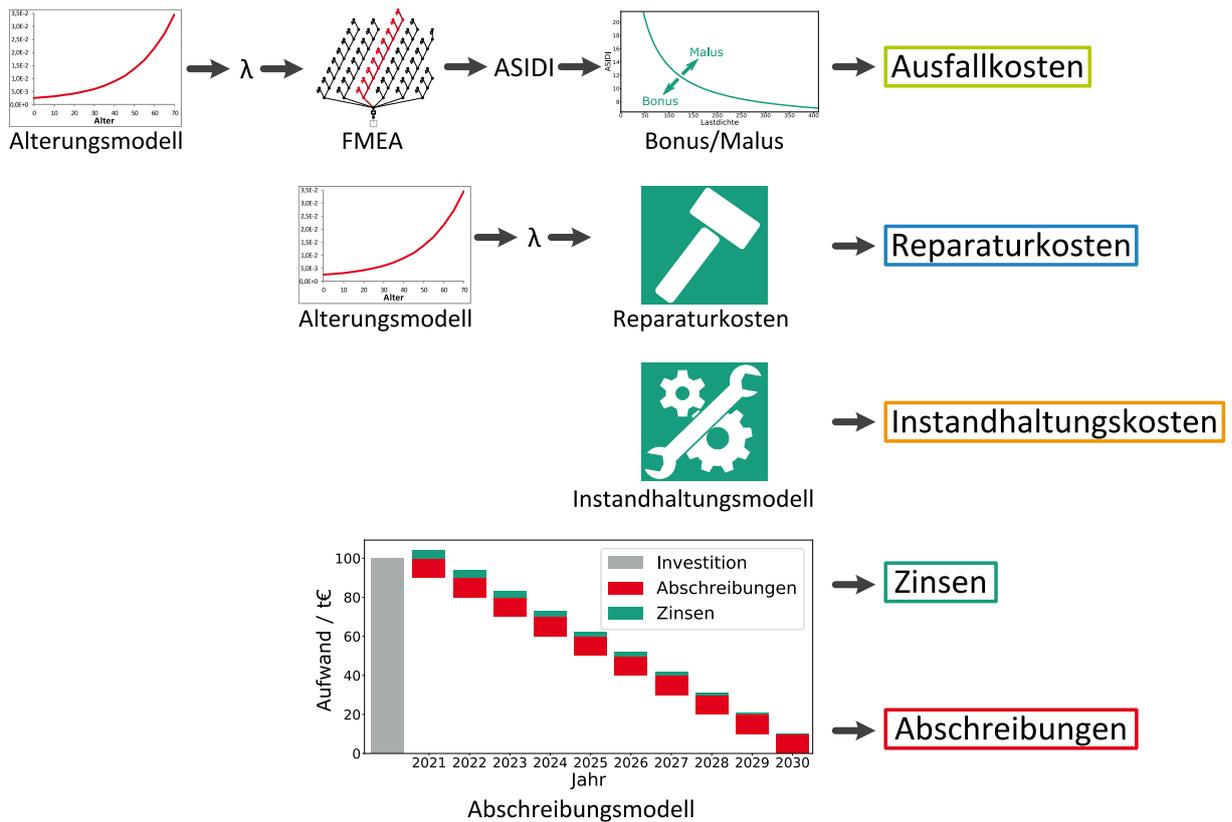


Abbildung 8: Kostenmodell für die jahresscharfe Erneuerungsplanung. Die Kosten in jedem Jahr setzen sich aus den Abschreibungen, den Zinsen auf die Restwerte, Instandhaltungskosten, Reparaturkosten und Bonus bzw. Malus für ausgefallene Energie zusammen.

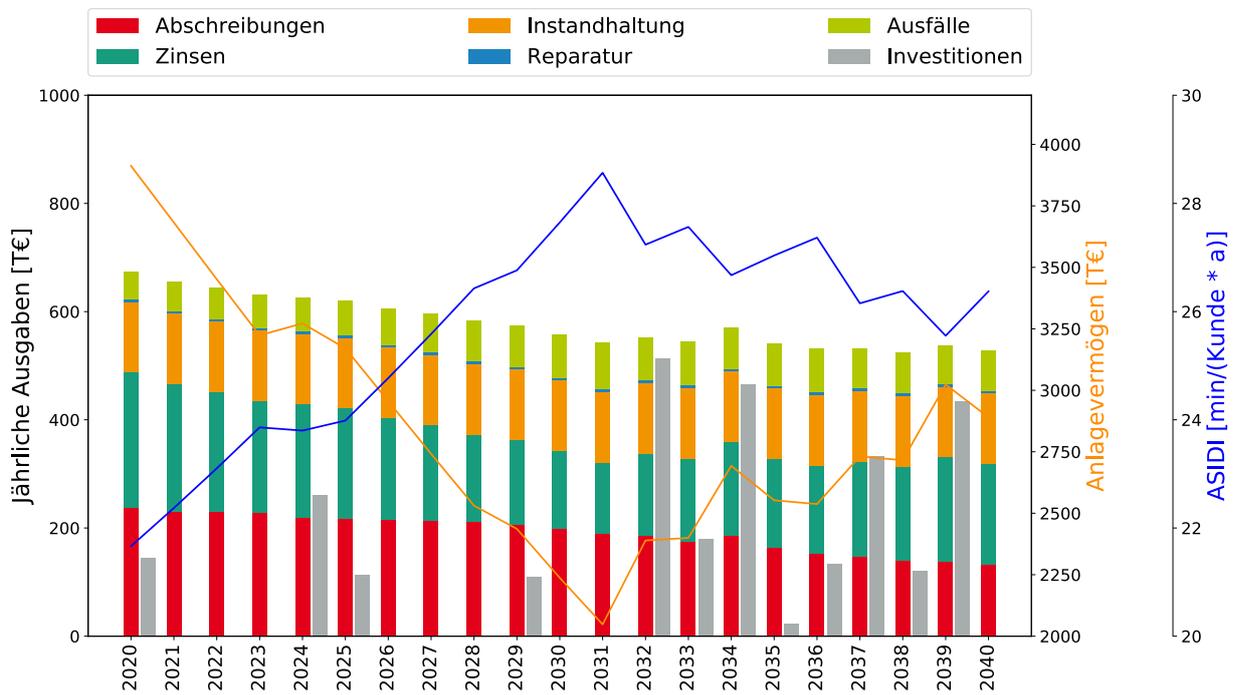


Abbildung 9: Ergebnis der jahresscharfen Erneuerungsplanung ohne Vorgabe spezifischer Ziele. Zu Beginn sinkt das Anlagevermögen deutlich, es wird wenig investiert. Die Erhöhung von Ausfall- und Reparaturkosten sind so gering, dass sie die verringerten Abschreibungen kaum kompensieren können.

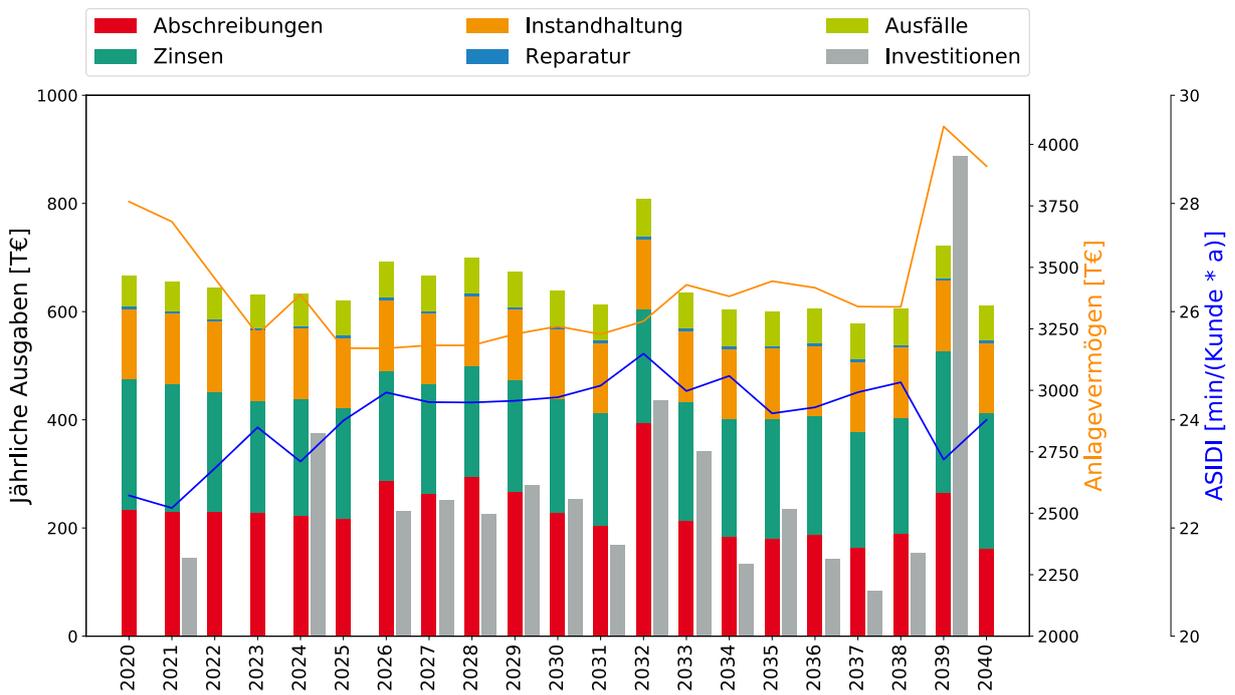


Abbildung 10: Ergebnis der jahresscharfen Erneuerungsplanung mit Vorgabe eines einzuhaltenden minimalen Anlagevermögens. Hierbei wird deutlich mehr investiert als ohne Vorgabe, wodurch das Anlagevermögen nie unter ca. 2,5 Mio. € sinkt. Lediglich zum Ende des Betrachtungshorizonts kommt es zu einem ungewöhnlich hohen Investitionsschub.

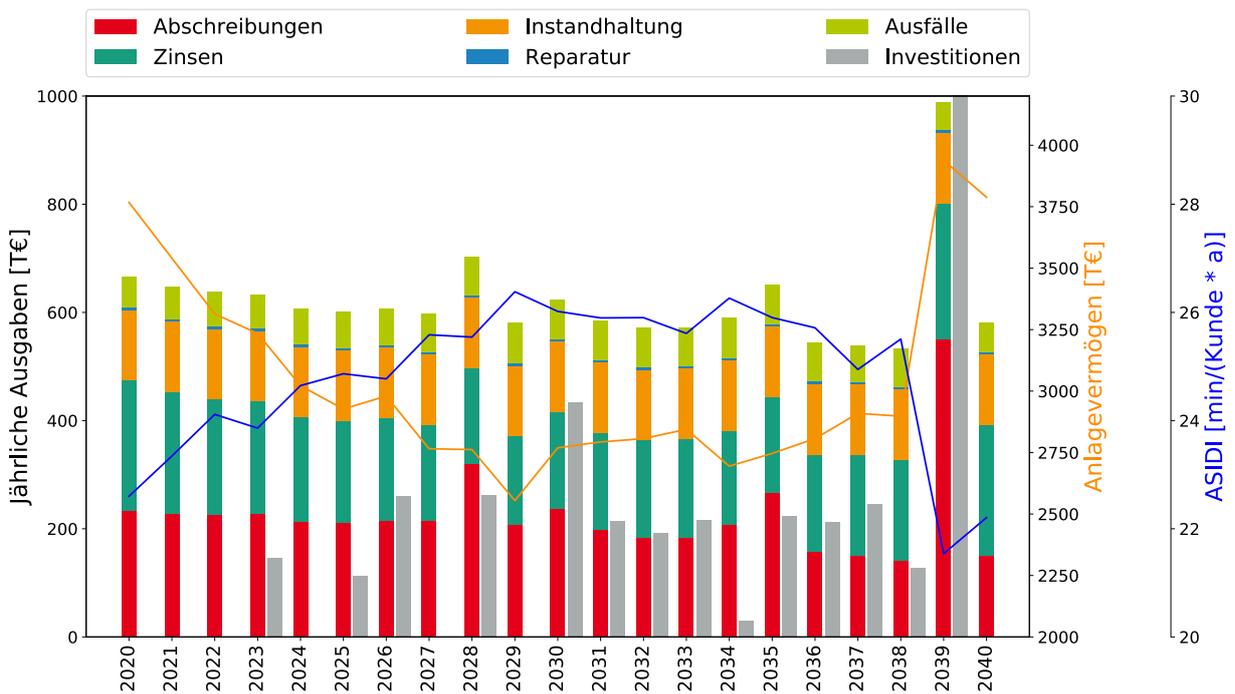


Abbildung 11: Ergebnis der jahresscharfen Erneuerungsplanung mit Vorgabe eines einzuhaltenen maximalen ASIDI. Ähnlich wie bei Vorgabe des Anlagevermögens wird hier relativ viel investiert und sowohl ASIDI wie auch Anlagevermögen bleiben nach einer anfänglichen Verschlechterung relativ konstant. Auch hier zeigt sich ein ungewöhnlicher Investitionsschub zum Ende des Betrachtungshorizonts.

gevermögens oder eines maximalen ASIDI wird die Investitionstätigkeit frühzeitig angereizt. Insgesamt steigen dadurch aber auch die Kosten. Zudem kommt es in beiden Fällen zu einem Investitionsschub am Ende des Betrachtungshorizonts, wobei es sich hierbei um eine Pseudo-Optimierung handeln könnte, denn die Investitionen des vorletzten Jahres fließen kaum noch in das Kostenmodell ein.

Ein weiterer zu prüfender Aspekt ist die Frage, welchen Einfluss der gewählte Betrachtungshorizont auf das Ergebnis hat. Alle Kosten, die zu einem späteren Zeitpunkt entstehen, fließen in die Betrachtung nicht ein, und es kann nicht frühzeitig mit Investitionen darauf reagiert werden. Somit ist unklar, ob eine Desinvestition dazu führt, dass zu einem späteren Zeitpunkt größere Investitionen notwendig werden, die dann in der notwendigen Höhe nicht mehr umsetzbar sind. Insgesamt zeigt der gewählte Ansatz einige Zusammenhänge zwischen der Investitionstätigkeit und dem erreichbaren Anlagevermögen bzw. der Zuverlässigkeit. Zudem zeigt sich, dass für das betrachtete Netzgebiet der Anreiz aus dem Qualitätselement der ARegV nicht so hoch ist, dass eine Verjüngung der Netzinfrastruktur die damit verbundenen Kosten rechtfertigt. Allerdings könnte sich dieser Aspekt ändern, wenn der Betrachtungshorizont erweitert wird und sich eine anfangs niedrige Investitionstätigkeit später rächt. Ein weiterer interessanter Aspekt ist der Vergleich der Assets, die in diesem Ansatz ausgetauscht werden, gegenüber dem Ergebnis des Ansatzes des in Kapitel 4.2 beschriebenen Tools zur Assetauswahl.

## 4.5 Weiterentwicklung

Im Rahmen von ANaPlan konnte der Aspekt der zeitlichen Verteilung auf den Planungshorizont lediglich mit dem vereinfachten Modell aus dem vorigen Kapitel implementiert werden. Dennoch ist dieser Aspekt für die Netzentwicklung und den Übergang in die operative Planung ebenfalls wichtig. Zudem können mit einem Ansatz, der über einen längeren Zeithorizont Kosten optimiert, Maßnahmen wie der Einsatz von rONTs oder Querreglern besser bewertet werden, da sich diese unter Umständen langfristig weniger lohnen als kurzfristig, jedoch eine langfristige Planung mit mehr Unsicherheiten behaftet ist. Diese Aspekte müssen bei der Planung ebenfalls adressiert werden, es sind also robuste Ausbaustrategien gefragt, welche sowohl kurzfristig Entlastung schaffen wie auch langfristig in einer Vielzahl von Fällen sinnvoll sind, ohne dabei zu hohe Kosten zu verursachen. Aus diesem Grund sollte das in Kapitel 3 vorgestellte Framework so erweitert werden, dass eine Planung für einen bestimmten Zeithorizont analog zum Ansatz in Kapitel 4.4 auch unter Berücksichtigung verschiedener unsicherheitsbehafteter Szenarien sowie strukturverändernder Maßnahmen möglich wird. Dazu ist auch eine Vereinfachung der Zuverlässigkeitsanalyse notwendig, sodass diese in jedem Optimierungsschritt ausgewertet werden kann und für die in der Optimierung gewählte Lösung einen Anhaltspunkt für die Ausfallenergie bzw. den ASIDI liefert. Damit können diese Größen direkt innerhalb der Optimierung adressiert werden. Auf diese Weise können die für das Asset-Management relevanten Größen wie ASIDI oder Asset-Substanz mit Zielvorgaben belegt werden, was eine direkte Kopplung von Netzplanung und Asset-Management auf Ebene der Optimierung erlaubt, ohne auf eine Vereinfachung wie die Restwertbetrachtung zurückgreifen zu müssen.

## 5 Regulatorische Bewertung

Durch den grundsätzlichen Kostenerstattungscharakter der ARegV ist eine kostenminimierte Netzausbaustategie nicht unbedingt im Sinne des Netzbetreibers oder kann sogar kontraproduktiv sein, da die über Netzentgelte erzielbaren Erlöse durch die geltend gemachten Kosten begrenzt sind. Ein häufiges vorgebrachtes Argument in diesem Zusammenhang ist, dass die geltenden Regulierungsinstrumente durch ihren Fokus auf Investitionen den Einsatz „intelligenter“ Lösungen behindern und einseitig den Ausbau von konventioneller Infrastruktur fördern würden.

Während in den typischen Softwaretools zur Netzausbauplanung die Bewertung von Maßnahmen auf Basis einer einheitlichen Kostenfunktion erfolgt, fordern die gesetzlichen Vorgaben eine sehr viel detailliertere betriebswirtschaftliche Aufschlüsselung der Ausgaben des Netzbetreibers. Es wurden verschiedene Einflüsse, die sich dadurch auf Netzplanungsprobleme ergeben, aufgeschlüsselt, und bewertet, inwiefern sich erlösrelevante Aspekte auf Basis der vorhandenen Netzdaten abbilden und quantifizieren lassen.

### 5.1 Parameter für die erlösrelevante Betrachtung

Die Erlösberechnung von Netzausbaumaßnahmen stellt aufgrund der starken Verflechtung unterschiedlicher Aspekte und der hohen Abhängigkeit von betriebsspezifischer Praktiken ein komplexes Problem dar. Als schwierig zeigt sich insbesondere der starke Einfluss der Gesamtsituation der Kostenstruktur des Unternehmens, welcher nur zu einem kleinen Teil von lokalen Netzausbaustrategien bestimmt wird.

Umgekehrt weisen die betrachteten Netzgebiete eine lokale Kombination aus Infrastrukturparametern auf, die sich von der des Gesamtunternehmens stark unterscheiden kann. Gleichzeitig sind viele Parameter zu Bilanz- und Kapitalstruktur des Unternehmens nicht auf Basis einzelner Netzgebiete erfasst und unterliegen außerdem der Vertraulichkeit. Die Diskrepanz zwischen der Bewertung lokaler Gegebenheiten im Rahmen der Netzausbauplanung und den gesamtbetrieblichen Gegebenheiten, die in die Erlösberechnung einfließen, stellt damit eine zentrale Schwierigkeit in der Erlösbetrachtung dar.

Als Grundlage für eine differenziertere Betrachtung wurden fünf mögliche Ansätze zur erlösrelevanten Bewertung von NABM erarbeitet. Diese wurden anschließend daraufhin überprüft, welche Eingangsdaten für eine Betrachtung im Rahmen der Netzausbauplanung notwendig wären und ob sich durch eine Betrachtung im Rahmen der in ANaPlan betrachteten Netze relevante Auswirkungen ergeben würden.

#### 5.1.1 Aufwandsminimierung (Wartungs- und Betriebskosten)

Die laufenden Wartungs- und Instandhaltungskosten für existierende Betriebsmittel gehen als betriebsmittelspezifischer Posten in die Kosten- und Effizienzbewertung gemäß ARegV voll ein. Sie werden nur im Rahmen des Effizienzfaktors ersetzt, nicht verzinst und damit bei Netz-

Ansatz	Eingangsdaten	Wichtigkeit
Aufwandsminimierung	Aufwand (aus Betriebskosten)	Niedrig
Aktivierung Investitionen	Typen und Restwerte (aus Assets), Aktivierungspraxis	Niedrig
Kapitalkostenoptimierung	Abschreibung (aus Asset-Alter), Kapitalstruktur	Hoch
Effizienzabschätzung	Kosten- und Leistungsparameter (aus Netzdaten), Totex, Vergleichsbetreiber	Hoch
Qualitätsbewertung	Ausfallzeiten (aus Netzmodell)	Niedrig

Tabelle 2: Betrachtete Ansätze zur erlösrelevanten Bewertung von NABM

betreibern mit Effizienzwerten unter 100 % nicht kostendeckend erstattet. Zusätzlich führen sie als „beeinflussbare Kosten“ zu einer Erhöhung der Kosten bei der Berechnung des betrieblichen Effizienzwertes und damit potentiell zu einem niedrigeren Ergebnis, so dass sie auch für Betreiber mit einem Effizienzwert von 100 % vermieden werden sollen.

**Berücksichtigung:** Die Wartungs-, Instandhaltungs- und Betriebskosten (Opex) für unterschiedliche Netzausbauvarianten werden durch Summierung der Einzelkosten aller Betriebsmittel errechnet. Bei den Betriebskosten wird von typischen mittleren Kosten je Betriebsmittelart ausgegangen. Betriebsmittelunabhängige Positionen wie z. B. fixe Personalkosten werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

**Eingangsdaten:** Die Abschätzung des betriebsmittelspezifischen Aufwands (OPEX<sub>bm</sub>) ergibt sich als Funktion von:

- Betriebsmittelklasse (z B. „Erdkabel“)
- Betriebsmitteltyp (z. B. „VPE-Kabel“)
- Betriebsmittelalter (höhere Instandhaltungskosten für ältere BM)
- Betriebsmittelzustand

Wo diese Daten nicht vorliegen, müssen sie aus gemittelten Verteilungen abgeschätzt werden. Dies geschah durch die Generierung einer synthetischen Alterungsverteilung eines bestehenden

Netzes anhand von kumulierten Altersdaten vergleichbarer Betriebsmittel. Dieser Ansatz erlaubt die Bewertung des Einflusses grundsätzlicher Ausbaustrategien, jedoch nicht die betriebsmittelscharfe, topologiespezifische Bewertung. Eine Bewertung des Betriebsmittelzustands aufgrund spezifischer Daten (z. B. Wartungsprotokolle) ist denkbar, liegt aber in den vorhandenen Datensätzen nicht vor, so dass ersatzweise eine Zustandsbewertung rein aufgrund des Betriebsmittelalters vorgenommen wurde.

**Auswirkung auf die Netzausbauberechnung in ANaPlan:** Der Aspekt der Aufwandsminimierung ist dann relevant, wenn sich bestehende oder künftige Betriebsmittel deutlich im relativen Aufwand unterscheiden: Der Austausch eines reperaturintensiven alten Transformators wäre z. B. förderlich, die Umsetzung eines personalintensiven Metering-Systems hinderlich. Bei den bestehenden Betriebsmitteln wären dies vor allem zustandsabhängige Reperaturkosten, welche jedoch für die untersuchten Netze nicht vorliegen. Bei künftigen Betriebsmitteln sind nach den aktuell möglichen Annahmen die Kostenanteile für alle betrachteten Maßnahmen außer rONTs gleich, so dass im ausgewählten Lösungsraum der rONT-Anteil den einzigen wirksamen Parameter für diese Betrachtung darstellt. Da Austauschmaßnahmen in den betrachteten Netzen in erster Linie durch Leitungsüberlastungen getrieben werden, ist die in der automatisierten Ausbauplanung ermittelte Einbauquote von rONTs bereits vergleichsweise niedrig, so dass der Unterschied im Aufwand keine relevante Größe erreicht und deswegen nicht berücksichtigt wurde. Im Rahmen einer unterschiedlichen Netztopologie oder eines künftigen erweiterten Maßnahmenkatalogs wäre eine weitergehende Betrachtung dieses Aspekts sinnvoll. Eine besondere Relevanz hat das Thema bei der Frage, ob sich durch unterschiedliche Instandhaltungsstrategien eine Verschiebung von Ausgaben realisieren lässt. So könnte sich etwa durch Verlängerung von Wartungsintervallen eine Kosteneinsparung ergeben, welche durch höhere Investitionen durch früheren Ersatz alter Betriebsmittel kompensiert werden könnte. Hierfür wäre eine detailliertere Betrachtung von Asset-Management-Daten erforderlich, die über das aktuelle Projekt hinausgehen.

### 5.1.2 Aktivierung von Investitionen

Bei der Kostenbewertung wird vom Gesetzgeber zwischen grundsätzlich erwünschten Investitionsausgaben und grundsätzlich vermeidbaren Aufwänden unterschieden. Kosten für die Errichtung eines Betriebsmittel könne je nach Situation sowohl als Aufwand als auch als Aktiva gewertet werden, wobei kein Aktivierungswahlrecht besteht und den Vorgaben des Handelsrechts zu folgen ist.

**Berücksichtigung:** Während Netzausbaukosten zur Erweiterung des Netzes oder Ausweitung der Kapazität grundsätzlich als Aktiva angenommen werden, gelten Kosten, die ausschließlich der Erhaltung oder Erneuerung des Netzes ohne funktionale Verbesserung dienen, z. B. auch Vermaschung, [42] als Aufwand. Die Aussagen zur Bewertung von Maßnahmen zum Ersatz

verschlissener Betriebsmittel sind uneinheitlich. Zusätzlich gelten noch betriebsinterne Richtlinien, z. B. dass Kabelstrecken unterhalb einer bestimmten Länge als Aufwand gerechnet werden. Die Länge kann vom Betrieb eigenständig festgelegt werden („Aktivierungspraxis“). Letzterer Punkt ist vermutlich primär im Kontext Instandhaltung relevant, wo kurze Kabelabschnitte ausgetauscht werden, während in der Netzausbauplanung vermutlich meist größere Längenabschnitte zugebaut werden.

**Eingangsdaten:**

Für eine Bewertung der Aktivierungspraxis werden

- betriebspezifische Längenwerte

benötigt, ab welchen eine Maßnahme aktiviert wird, sowie die

- Kabellänge

jeder getätigten Netzausbaumaßnahme. Liegt kein betriebspezifischer Längenwert vor, ab dem Leitungsersatz aktiviert wird, kann ein arbiträrer Wert gewählt oder dieser Aspekt ignoriert werden.

Im Fall eines Leitungstauschs, in dem beim Netzausbau ein Betriebsmittel entfernt und an gleicher Stelle ein anderes hinzugefügt wird, ist eine Unterscheidung zwischen „Ersatz“ und „Erweiterung“ prinzipiell möglich, indem

- Querschnitte bzw. Kapazitäten

der BM abgeglichen werden. Bei einem Ersatz eines bestehenden Kabelabschnitts durch ein Kabel gleichen Typs und Querschnitts könnte man hier von einer Passivierung ausgehen und die Verlegung den Betriebskosten zuschlagen.

**Auswirkung auf die Netzausbauberechnung in ANaPlan:** Die Auswirkungen der Aktivierungspraxis wurden in Diskussionen mit den Netzbetreibern als für die Praxis wenig relevant eingeordnet. Detaillierte Vorgaben im Sinne einer betriebsweit gültigen Mindestlänge für die Aktivierung konnten nicht ermittelt werden. Die relevanten Längen und Maßnahmen für diese Betrachtung liegen grundsätzlich mehr im Bereich der Netzinstandhaltung als der Ausbauplanung, und damit unterhalb der Größenordnung der in ANaPlan behandelten Maßnahmen, so dass der Effekt erst bei einer feiner aufgelösten Betrachtung zum Tragen käme. Im Rahmen einer stärkeren Fokussierung auf den Aspekt des Asset-Managements wäre eine weitergehende Betrachtung dieses Aspekts zukünftig sinnvoll.

### 5.1.3 Kapitalkostenoptimierung

Als wesentliches neues Instrument sind in der dritten Regulierungsperiode der Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag hinzugekommen. Hierbei handelt es sich um eine jahresgenaue

Anpassung der erstatteten Kapitalkosten, welche einerseits durch den abschreibungsbedingt sinkenden Gesamtwert der existierenden Aktiva fällt, andererseits durch nach dem Basisjahr getätigte Investitionen steigt. Die Berechnung der relevanten Kapitalkosten erfolgt hierbei durch festgelegte, von einander und der realen Kapitalstruktur des Unternehmens unterschiedliche Formeln für Zinssätze und Eigenkapitalanteil. Hierbei können sich, abhängig von der realen Kostenstruktur des Unternehmens sowohl positive als auch negative Aspekte abhängig vom Zeitpunkt ergeben, zu dem eine Investition getätigt wird.

**Berücksichtigung:** Es wird vereinfachend von einer vollständigen Genehmigung eingereicherter Kosten für Ausbaumaßnahmen ausgegangen. Die Berechnung des Kapitalkostenabzugs und Kapitalkostenaufschlags geschieht auf Basis der Zinssätze der dritten Regulierungsperiode, der BM-spezifischen Abschreibungsbeträge und der Eigenkapitalquote des Unternehmens. Bei den Anschaffungskosten wird von typischen mittleren Kosten je Betriebsmittelart ausgegangen.

**Eingangsdaten:** Die Abschreibungsberechnung ergibt sich als Funktion von:

- Betriebsmittelklasse
- Betriebsmitteltyp
- Anschaffungszeitpunkt
- Kalkulatorischer Abschreibungsfrist
- Unternehmensspezifischer Eigenkapitalquote

Liegen Teile dieser Daten nicht vor, müssen sie aus gemittelten Verteilungen (synthetische Alterungsverteilung, s. o.) abgeschätzt werden. Die Auswirkung unterschiedlicher Eigenkapitalquoten lässt sich durch Vergleich der Ergebnisse mit verschiedenen Eingangsparametern untersuchen. Dieser Aspekt bietet Potential für eine Optimierung der Investitionskosten durch Verteilung auf Jahreszielbudgets.

**Auswirkung auf die Netzausbauberechnung in ANaPlan:** Sowohl die Betrachtung der Wertentwicklung bestehender Betriebsmittel als auch das Timing von Ausbaumaßnahmen stellen wichtige Eingangsgrößen für die Netzplanung dar. Durch die Novelle der ARegV hin zu jahresscharfer Kapitalkostenbetrachtung wird der Effekt der "Fotojahre" zwar gemindert, die Investitionszeitpunkte sind aber weiterhin stark erlösrelevant. Deswegen wurde die Asset-Betrachtung durch die Implementation eines Wertentwicklungs- und Kapitalkostenmoduls in ANaPlan erweitert, um die Grundlage für die künftige Betrachtung dieses Aspektes zu legen (Abs. 5.2).

#### 5.1.4 Abschätzung Effizienzwert

Der Effizienzwert ist ein zentrales Element der ARegV und damit neben den Kosten maßgeblich für die Höhe der erreichbaren Erlöse. Durch das System der Gegenüberstellung von Kosten- zu

unterschiedlichen Leistungsparametern können sich netzausbaubedingte Änderungen auf beiden Seiten auf den Effizienzwert auswirken, wobei insbesondere Kabel und Leitungen sich als Leistungsparameter im Vergleich zu anderen NABM positiv auswirken.

Problematisch bei der Ermittlung von Effizienzwerten ist, dass dieser Wert sich nicht für einzelne Maßnahmen getrennt, sondern nur für das Unternehmen in seiner Gesamtkostenstruktur ermitteln lässt. Zusätzlich erfordert der Benchmarking-Ansatz bei der Berechnung einen Vergleich mit anderen Akteuren, deren Kosten- und Netzstruktur bekannt sein muss. Durch unterschiedliche NABM hervorgerufene Änderungen des Effizienzwertes lassen sich deswegen immer nur in Relation, z. B. zu früheren Werten, darstellen.

**Berücksichtigung:** Die Ermittlung der Kosten erfolgt aus den maßnahmenscharfen Netzausbaukosten und Betriebskosten, diese werden den dauerhaft nicht beeinflussbaren, vorübergehend nicht beeinflussbaren und beeinflussbaren Kosten zugeordnet. Soweit vorhanden erfolgt ein Abgleich der netzspezifischen Gesamtkosten (Totex) mit diesen Werten, ansonsten eine Abschätzung anhand von mittleren Kostenanteilen aus dem Gesamtnetz oder exemplarischer Netze. Eine darüber hinausgehende Berücksichtigung nicht netzausbaubedingter Kosten findet nicht statt. Die Berechnung des Effizienzwertes geschieht per DEA und SFA und ceteris paribus bezogen auf das Ausgangsnetz im Benchmarking-Vergleich mit den Gesamtdaten anderer Netzbetreiber.

**Eingangsdaten:** Die netzausbauspezifischen Eingangsgrößen für die Effizienzwertberechnung sind aus Unternehmensdaten:

- Totex / sTotex

aus Netzdaten:

- Anschlusspunkte
- Kabellänge (alle Spannungsebenen)
- Freileitungslänge (alle Spannungsebenen)
- Anzahl Messstellen
- Versorgte Fläche (konstant)

aus Szenarien:

- Spitzenlast
- Dezentrale Erzeugerleistung

Diese Daten müssen für das betrachtete Netzgebiet vorliegen. Außerdem werden Datensätze für Mitbewerber benötigt, diese sollten eine Verteilung aufweisen, die dem für die Effizienzbewertung verwendeten Feld der 3. RP möglichst ähneln. Für eine Gesamtbetrachtung werden außerdem Daten für den Netzbetreiber als Ganzes benötigt. Liegen Teile dieser Daten nicht vor, müssen sie aus geschätzten oder zufallsbasierten Verteilungen (synthetische Netzbetreiber, s.u.) abgeschätzt werden.

**Auswirkung auf die Netzausbauberechnung in ANaPlan:** Die Auswirkungen von Netzausbaustrategien auf den Unternehmenseffizienzwert wurden in Diskussionen mit den Netzbetreibern als wichtig, aber auch schwer einschätzbar eingestuft. Die Arbeiten im Projekt ANaPlan konzentrierten sich deswegen darauf, ein Framework zu erschaffen, das erstmalig eine Abschätzung eines Effizienzwerts eines einzelnen Netzgebiets ermöglicht und in Zukunft einen Vergleich von Ist-Netzgebieten oder Zielnetzen untereinander auf Basis von Effizienzparametern erlaubt.

## 5.2 Umsetzung der Kapitalkostenoptimierung

### 5.2.1 Ermittlung der Kapitalstruktur

Reale Daten für das entsprechende Netzgebiet oder den Netzbetreiber insgesamt lagen nicht vor. Die für die folgenden Berechnungen angenommenen Zahlen gehen von einem hohen Eigenkapitalanteil aus und rechnen mit 335.000 €Umlaufvermögen, 450.000 €Abzugskapital, 800.000 €Baukostenzuschüssen und 1.100.000 €verzinslichem Fremdkapital. Die relevanten Zinssätze entsprechen denen der ARegV für die 3. Regulierungsperiode.

### 5.2.2 Bewertung des Anlagenbestandes

Zur Bewertung des Kapitalbestandes an Anlagen wurde für jedes Betriebsmittel (Kabelabschnitt, Trafo) ein Restbuchwert ermittelt. Dies geschah unter Annahme einer linearen Abschreibung über die kalkulatorische Lebensdauer auf Basis des realen (bzw. angenommenen) Baujahres. Um historische und künftige Baupreise abbilden zu können wurden heutige Anschaffungskosten mit den dem BM-Typ entsprechenden Preisindex-Reihen multipliziert. Die in der StromNEV vorgeschriebene unterschiedliche Bewertung von Alt- und Neuanlagen auf Basis einer gekappten Eigenkapitalquote, wurde auf Basis der (teilweise randomisiert ergänzten) Altersdaten vorgenommen.

Mit diesen Werten ergab sich für das betrachtete Netz im Basisjahr 2016 ein Gesamtbuchwert von 6.173.670 €, der durch planmäßige Abschreibungen bis 2023 um ca. ein Viertel auf 4.651.377 Euro sinkt. Nimmt man Werte aus der konsekutiven Ausbauplanung aus einem mittleren Szenario für 2025 an, stehen diesem Werteverfall Neuinvestitionen von ca. 2,8 Mio. €entgegen, so dass der Gesamtwert des Netzes steigt. Diese Maßnahmen wurden randomisiert auf die Jahre der 3. Regulierungsperiode verteilt. (Abb. 12 A)

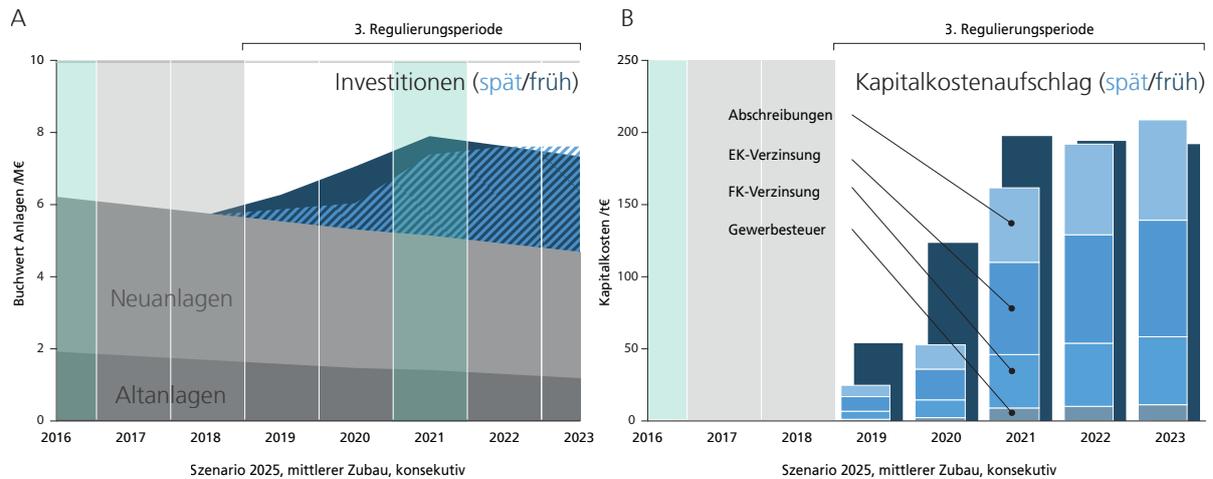


Abbildung 12: Verlauf des Anlagevermögens (grau) und der Netzausbauinvestitionen (blau) für zwei unterschiedliche Abfolgen von Maßnahmenzeitpunkten (A) und der resultierende Kapitalkostenabschlag (B) für das ländliche MS-Netz. Eine frühere Verteilung der Investitionskosten (A, hellblau) führt zu einem in der Summe niedrigeren Kapitalkostenabschlag (B, hellblau, aufgeschlüsselt nach Einzelkomponenten) als eine spätere Verteilung (dunkelblau, summiert).

### 5.2.3 Berechnung von Kapitalkostenabschlag und Kapitalkostenabzug

Die Vorgaben der AregV wurden in ein Python-Skript überführt, welches aus der Entwicklung des Anlagevermögens die verschiedenen Kapitalkosten und den resultierenden Kapitalkostenabschlag ermittelt.

Der ermittelte Kapitalkostenabzug im betrachteten Netzgebiet betrug für die 3. RP in Summe 277.237 €.

### 5.2.4 Abschätzung der Einflüsse des Investitionszeitpunktes auf die EOG am Beispiel eines realen Netzes

Auch wenn der starke Einfluss des Investitionszeitpunktes, der in der Vergangenheit das Verlagern von Investitionen in Fotojahre begünstigt hatte, durch die Gesetzesänderungen der 3.RP abgeschwächt werden sollte, besteht immer noch eine Diskrepanz zwischen dem linear berechneten Kapitalkostenabzug und dem jahresscharf berechneten Kapitalkostenabschlag. Um den Einfluss moderater Schwankungen in der Investitionsplanung auf die EOG abzuschätzen, wurden die ermittelten Kapitalkosten für zwei unterschiedliche Verteilung der Ausbaumaßnahmen auf die Einzeljahre verglichen.

Trotz leicht niedrigerem Gesamtinvestitionsvolumen im Jahr 2023 inkl. Abschreibungen (2.72 vs. 2.98 Mio €) erzielt hier die frühere Verteilung eine günstigere Erstattung der Kapitalkosten. Der Abschlag beläuft sich summiert auf 768.257 € gegenüber 645.120 € bei der späteren Verteilung. Aufgrund der fixen Zinssätze bei der Erstattung bestimmen hier allerdings auch

die unternehmensspezifischen Zinssätze, ob ein hoher oder niedriger Kapitalkostenaufschlag erstrebenswert ist.

### 5.3 Umsetzung der Effizienzbewertung

#### 5.3.1 Generierung eines Vergleichsdatensatzes synthetischer Netzbetreiber

Da zu Beginn des Projekts keine Vergleichsdaten für Netzbetreiber vorlagen, anhand derer sich das Verfahren zur Benchmarkberechnung implementieren ließe, wurde zunächst ein Vergleichsdatensatz aus einer Kombination aus veröffentlichten Netzstrukturdaten ca. 40 realer Netzbetreiber und aus Netzentgelten rückgerechneten Wertes für Totex erstellt. Im Versuch zeigte sich aber, dass diese Zahlen zwar ermöglichten, allgemeine Trends zu untersuchen, aber zu ungenau waren, um realistische Effizienzwerte für einzelne Betreiber zu erhalten [24].

Im weiteren Verlauf wurde deswegen auf die durch die BNetzA veröffentlichten Werte für Effizienzen aus dem Jahr 2017 [11] und Strukturparameter [10] zurückgegriffen. Hierbei waren die verwendeten Datensätze allerdings unvollständig, so dass nur für 82 der 182 Betreiber mit Strukturparametern im Datensatz Effizienzwerte vorlagen. Durch die Mischung aus Werten unterschiedlicher Jahre und der nicht eindeutigen Zuordnung einzelner Netzbetreiber in beiden Datensätzen stellt der resultierende synthetische Datensatz nur eine Näherung an den realen Datensatz der 2. RP dar.

#### 5.3.2 Implementierung des Benchmarking-Verfahrens der 2. RP

Zur Ermittlung von Effizienzwerten wurde das in der 2. RP angewendete Verfahren [4] in der Statistiksoftware R inklusive Dominanz- und Superffizienzverfahren implementiert. Grundlage war hierfür die Benchmarking-Package zur Durchführung sowohl von SFA- als auch DEA-Verfahren [8]. Die aggregierten Ergebnisse der DEA entsprachen gut den in [4] aufgeführten Werten (Durchschnitt Totex bzw.  $s_{\text{Totex}}$  82,80 % bzw. 85,19 % gegenüber Referenzwerten von 83,6 % bzw. 85,4 %). Die Methode der SFA ergab mit den normierten Datensätzen kein konvergentes Ergebnis und konnte so nicht ausgewertet werden. Dies ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass nach Normierung auf die Anzahl der Anschlusspunkte bei vielen Parametern kein linearer Zusammenhang mehr zwischen Leistungs- und Kostenparametern mehr vorlag. Trotz der ausführlichen Diskussion der Methode in der Originalarbeit lässt sich der Einfluss dieser Problematik dort nicht nachvollziehen, der Entwurf des Effizienzvergleichs für die 3. RP sieht allerdings inzwischen eine andere Form der Normierung vor.

Als Resultat beziehen sich die folgenden Ergebnisse rein auf das Benchmarking per DEA. Dieses Verfahren ist aufgrund des stärkeren Einflusses einzelner Datenpunkte, welche die Umhüllende bilden, auf das Gesamtergebnis vermutlich sensitiver gegenüber Änderungen einzelner Strukturparameter eines einzelnen Netzbetreibers als das Verfahren der SFA.

### 5.3.3 Erstellung und Bewertung eines realen Mittelspannungsnetzes als Pseudo- Netzbetreiber

Basierend auf den aus der Netzplanung bekannten Leitungslängen, Zählpunkten und Energiemengen wurde das ländliche MS-Netzgebiet ein Netzbetreiber-Datensatz erstellt, für den sich per DEA ein eigener Effizienzwert ermitteln lässt. Auf diese Weise lässt sich abschätzen, ob bestimmte Netzausbaumaßnahmen förderlich oder schädlich für einen Netzbetreiber mit einer bestimmten Netzstruktur auswirken können.

Als allgemeiner Richtwert für die Größe eines Netzbetreibers kann die Anzahl der Zählpunkte ("yConnections") genommen werden, dieser Wert dient auch bei der Effizienzbewertung per SFA in der 2. RP als Normierungsgröße. Hier liegt das Netzgebiet mit 5322 Anschlusspunkten auf Rang 174 von 184 Netzbetreibern im Vergleichsdatsatz, stellt also einen der kleinsten Netzbetreiber dar.

#### Struktureigenschaften

Um die sehr heterogenen Strukturparameter der Effizienzbewertung auch bei Betreibern unterschiedlicher Größen miteinander vergleichbar zu machen, wurde analog zur Methode bei der SFA auf die Anzahl der Zählpunkte normiert, und nachfolgende eine absteigende Rangliste aller betrachteten Netzbetreiber erstellt. Durch die Platzierung in dieser Liste lässt sich abschätzen, ob ein Netzbetreiber in bestimmten Leistungskategorien besonders gut abschneidet. Bei der Methode der DEA fallen solche Spitzenpositionen besonders ins Gewicht, da diese Netzbetreiber in einzelnen Leistungswerten auf der Umhüllenden liegen und deswegen besonders hohe Gesamteffizienzwerte erzielen.

Das ländlich geprägte Netzgebiet weist im Vergleich mit anderen Netzbetreibern (Abb. 13) besonders hohe Werte in den Kategorien "Freileitungen Mittelspannung" (Rang 9 von 179), "Dezentrale Einspeiseleistung" (Rang 13) und "Gleichzeitige Spitzenlast HS/MS" auf (Rang 51) auf. Unterdurchschnittlich sind hingegen die Parameter "Netzlänge Niederspannung" (Rang 147) und "Anzahl Zählstellen" (Rang 169). Die Werte für Totex und sTotex lagen nicht vor, so dass ersatzweise der normierte Median für die betrachteten Netzbetreiber genommen wurde, und der Parameter "versorgte Fläche" wurde auf 10 % der Gesamtfläche festgelegt. Obwohl im betrachteten Netzgebiet keine Hochspannungsleitungen enthalten waren, liegt die Rangzahl hier bei 81 (Kabel) und 62 (Freileitungen), da viele Netzbetreiber hier ebenfalls einen Wert von Null aufweisen.

## Netzstruktur im Vergleich mit anderen Betreibern (normiert)

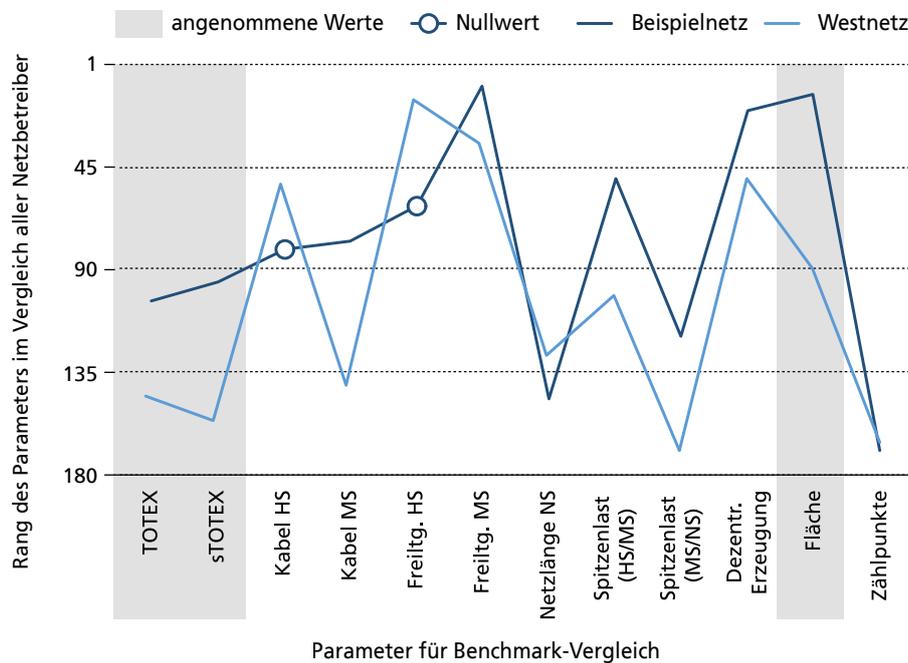


Abbildung 13: Vergleich der Strukturparameter des ländliche MS-Netzgebiets mit anderen Netzbetreibern. Jeder Parameter wurde durch den Normierungswert "Anzahl der Zählpunkte" des Netzbetreibers geteilt, und in eine absteigende Rangliste aller Betreiber geordnet. Niedrige Rangzahlen bedeuten einen überdurchschnittlich hohen Wert des entsprechenden Parameters. Graue Schattierung: Werte, die nicht in den Netzstrukturdaten für MS-Netz enthalten waren, Kreise: Werte mit Parameter = 0.

Im Vergleich mit den Werten für das gesamte Westnetz-Gebiet zeigt sich, dass sich einige dieser Eigenschaften auch dort wiederfinden: Auch bei der Westnetz GmbH sind die Parameter für "Freileitungen MS" und "Dezentrale Erzeugung" vergleichsweise hoch, die für "Netzlänge NS" und "Zählpunkte" niedrig. Unterschiedlich ist hier vor allem die "Kabellänge MS", die bei der Westnetz allgemein niedriger ist als im betrachteten Netzgebiet.

#### Auswirkungen von verschiedenen Netzausbaumaßnahmen

Im Benchmarking-Vergleich erzielt das MS-Netz im Ist-Zustand einen Effizienzwert von 82,16 % (Totex) bzw. 93,09 % (sTotex) und liegt damit einmal über und einmal unter dem Durchschnitt (82,80 % bzw. 85,19 %). Die Westnetz als Gesamtnetzgebiet erzielte in unserem Vergleichsdatensatz deutlich höhere Werte von 93,42 % und 100 %.

Um abzuschätzen, welchen Einfluss individuelle Netzausbaumaßnahmen auf die Effizienzwerte haben und in wieweit dies von der ursprünglichen Netzkonfiguration abhängt, haben wir verschiedene Parameter im Datensatz jeweils für das ländliche MS-Netz und Westnetz variiert

und per DEA ermittelt, ob sich eine Änderung im Effizienzwert ergibt (Abb. 14). Interessant war unter anderem, ob sich eine Veränderung des Freileitungsanteils in der Mittelspannungsebene positiv oder negativ auswirken würde, da ja sowohl Freileitungs- als auch Kabellängen als Leistungsparameter jeweils positiv auf den Effizienzwert auswirken.

### DEA-Effizienzwerte bei Änderungen der Netzstruktur

	Beispielnetz		Westnetz	
	TOTEX	sTOTEX	TOTEX	sTOTEX
Ausgangslage	82,16%	93,09%	93,42%	100,00%
Kabel zu Freileitungen (MS)	93,68%	96,98%	93,42%	100,00%
Freileitungen zu Kabel (MS)	93,68%	96,98%	93,42%	100,00%
-10% Kabellänge (MS)	81,91%	92,92%	93,42%	100,00%
-10% Kabellänge (NS)	82,16%	93,09%	93,42%	100,00%
-10% TOTEX bzw. sTOTEX	91,29%	100,00%	100,00%	100,00%
+50% Dez. Einspeiseleistung	95,77%	100,00%	100,00%	100,00%
+100% Dez. Einspeiseleistung	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Abbildung 14: Auswirkungen von Änderungen in Effizienzparametern auf die Gesamteffizienz nach DEA für Netzbetreiber des MS-Netzes (links) und Westnetz (rechts). Gelistet sind die resultierenden Effizienzwerte im ursprünglichen Netzgebiet (grau) und bei Veränderung einzelner Parameter (grün: gesteigerter, gelb: gleicher, rot: gesunkener Effizienzwert). Die Parameter der restlichen Netzbetreiber wurden jeweils nicht verändert.

Die Annahme, eine Umwandlung der MS-Freileitungen in Kabel könnte ggf. im MS-Netzgebiet mit seinem hohen Freileitungsanteil zu einer Abnahme eines Effizienzwertes führen hat sich nicht bestätigt: Sowohl eine Umwandlung aller Freileitungen in Erdkabel als auch eine (hypothetische) Umwandlung aller Erdkabel in Freileitungen würde für das Netzgebiet zu einer deutlichen Erhöhung des Effizienzwertes führen. Eine Verringerung der Gesamtkabellänge auf MS-Ebene, z. B. als Ergebnis einer Netzoptimierung, hätte hingegen erwartungsgemäß einen kleinen Rückgang des Effizienzwertes zur Folge, während interessanterweise dies für die Niederspannungs-Netzlänge nicht der Fall ist. Umgekehrt bewirkt die Erhöhung des Leistungsparameters "Dezentrale Einspeiseleistung" um 50 % bzw 100 % einen deutlichen Anstieg des Effizienzwertes.

Das Abschneiden der Westnetz in der DEA war von den meisten betrachteten Veränderungen weitgehend unbeeinflusst: Änderungen in den Kabellängen auf NS- und MS-Ebene hatten keinen Einfluss auf den Gesamteffizienzwert, eine Verringerung des Totex oder eine Steigerung der dezentralen Einspeisung hingegen schon.

## 5.4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Auswirkungen von Änderungen in der Netzstruktur auf Ergebnisse im Benchmark hängt also nicht nur von der Methode und den verwendeten Parametern ab, sondern ergibt sich auch individuell aus der jeweiligen Netzstruktur. Dies bedeutet, dass für die Bewertung einer eventuellen Nützlichkeit oder Schädlichkeit einer Ausbastrategie auf den Effizienzwert sowohl die Betrachtung konkreter Netzstrukturen als auch die Durchführung eines Benchmarkings mit einem realitätsnahen Satz an Netzbetreiberdaten notwendig ist. Eine Veränderung der Netzstruktur, wie sie sich z. B. durch Aufspaltung oder Fusionierung zweier Netzbetreiber ergeben würde, kann so dazu führen, dass eine vorher günstige Strategie nicht mehr wirksam ist. Von weiterführendem Interesse wäre hier eine Sensitivitätsanalyse, aus der sich verallgemeinernd aus der Netzbetreibergröße und bestimmten Strukturparametern ableiten ließe, welche Parameter besonders starken Einfluss auf den Gesamteffizienzwert haben.

Aufgrund der vielfältigen Freiheitsgrade und der starken Abhängigkeiten von betriebstypischen Entscheidungen ist es schwierig, allgemeine Zusammenhänge zwischen spezifischen Netzausbaustrategien und der Erlösberechnung zu formulieren, es zeigt sich aber bereits, dass technisch äquivalente Lösungen zu durchaus unterschiedlichen ökonomischen Ergebnissen führen können. Im betrachteten, ländlichen Netz lassen sich z. B. starke Effekte von Investitionszeitpunkten auf die Erlösbergrenze erkennen. Dieser Effekt ist im Gegensatz zu den Einflüssen auf den Effizienzwert sehr wahrscheinlich weitgehend unabhängig von der jeweiligen Netzstruktur, was auch für eine zukünftige stärkere Berücksichtigung von jahresscharfen Ausbaustrategien bei der Netzplanung spricht. Die Auswirkungen individueller Netzstrukturen und Ausbaustrategien verschiedener Netze und Betreiber konnten in dieser ersten Untersuchung noch nicht ermittelt werden. Diese Untersuchung ist aber durch den im Projekt ANaPlan erzielten hohen Automatisierungsgrad besser greifbar geworden und würde auch helfen, den Einfluss verschiedener regulatorischer Ansätze auf ein breites Spektrum von Netzbetreibern besser zu quantifizieren.

## 6 Automatisierte Netzausbauplanung im Praxiseinsatz

### 6.1 Ziele und notwendige Voraussetzungen

Eine automatisierte Netzausbauplanung ist für einen Verteilnetzbetreiber im Wesentlichen dann interessant, wenn größere Netze in unterschiedlichen Varianten berechnet werden sollen. Dies ist beispielsweise bei einer klassischen Zielnetzplanung der Fall, in der das bestehende Netz technisch und Asset-orientiert auf eine zukünftige Versorgungsaufgabe hin optimiert wird. Das Ergebnis einer Zielnetzplanung ist eine Maßnahmenliste, die alle Erneuerungen und Erweiterungen zur Erreichung des Zielnetzes auflistet, wodurch der Investitionsbedarf für die kommenden Jahre geeignet abgeschätzt werden kann.

Die Maßnahmenliste ist jedoch mit Unsicherheiten verbunden, da sich aus betrieblicher Sicht immer ungeplante Aufwände ergeben können, die als Maßnahme vorzuziehen sind. Darüber hinaus wird eine Zielnetzplanung einmalig auf eine prognostizierte Versorgungsaufgabe hin erarbeitet, die zum heutigen Stand vom Planer erahnt werden kann. Unterschiedlichste Ausbauszenarien und Versorgungsaufgaben sind händisch und in vertretbarer Zeit nicht zu betrachten. Eine einmal erstellte Zielnetzplanung zeigt ein optimiertes Verteilnetz, dessen Aussagekraft jedoch alle paar Jahre auf den Prüfstand gebracht werden muss, ob nicht inzwischen zusätzlich gewonnene Erkenntnisse eine Überarbeitung der Planung notwendig machen. Eine automatisierte Netzausbauplanung eröffnet dem Verteilnetzbetreiber diese Möglichkeit und bestehende Einschränkungen und Unsicherheiten einer klassischen Zielnetzplanung können minimiert werden.

Um die Planung automatisiert umsetzen zu können, muss das Tool zunächst in der Lage sein, bestehende Daten mit standardisierten Schnittstellen zu importieren. Logisch verknüpfte Datenstrukturen sind hierzu aus ihren Quellsystemen auszugrenzen und in einem allgemein transportablen Datenformat zu speichern. Diese aus unterschiedlichen Datentöpfen stammenden Daten müssen komfortabel und möglichst automatisiert überführt werden können. Allen Anforderungen an den Datenschutz ist hierbei Rechnung zu tragen. Eine Datenlieferung kann beispielsweise eine beliebige Umspannanlage samt aller Mittelspannungsabgänge mit Ortsnetzstationen und Trafogrößen, den dazu gehörigen Niederspannungsnetzen inklusive Kabelquerschnitten und Umschaltmöglichkeiten sowie die aktuell angeschlossene erneuerbare Einspeisung umfassen. Bereits hier wird deutlich, dass bei einem einzelnen Mittelspannungsnetz große Datenmengen zu beherrschen sind. Die Qualität des Importes bzw. des generierten Netzes ist hierbei von einer guten Sachdatenqualität in den Quellsystemen abhängig. Eine Möglichkeit, das automatisiert erstellte Netz nach dem Datenimport zu verifizieren, sollte gegeben sein.

Sind die Daten einmal qualitätsgesichert vorhanden, muss das Tool über einen ausreichenden Werkzeugkoffer verfügen und geeignete Varianten bereitstellen, die zur Optimierung herangezogen werden können. Mit den bestehenden Varianten wie Kabel 1:1 zu ersetzen, Kabelquerschnitte zu erhöhen, neue Trassen zu finden oder regelbare Ortsnetztrafos einzusetzen, stehen im Tool bereits jetzt viele Möglichkeiten zur Verfügung.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Individualisierung des Planungstools für den Einsatz beim

Verteilnetzbetreiber vor Ort. Eine reine Beschränkung auf eine Lastflusssimulation im Zielnetz bzw. die zusätzliche Berücksichtigung eines Asset-Managements ist nicht ausreichend. Ein Verteilnetzbetreiber muss in der Lage sein, das Tool auf seine Gegebenheiten und Vorgaben hin anzupassen. Solche Leitplanken werden beispielsweise über Planungs- und Betriebsgrundsätze festgehalten und müssen im Tool im Vorfeld einzustellen sein. Dies kann zum Beispiel die Information sein, unter welchen Voraussetzungen eine Station im Zielnetz im Stich angebunden werden darf und welche maximale Last im Stich toleriert wird. Diese Informationen wurden in der Programmierung berücksichtigt. Eine freie Einstellbarkeit solcher Leitplanken sollte über eine geeignete Eingabemaske (GUI) verfügbar sein. Darüber hinaus sind eine (n-1) Betrachtung und eine Trennstellenoptimierung wesentliche Bestandteile einer Zielnetzplanung und in dem bestehenden Umfang bereits realisiert.

## 6.2 Anwendungsfälle Automatisierte Netzplanung

### 6.2.1 Strukturoptimierung

Eine Netzausbauplanung mit Strukturoptimierung zeichnet sich dadurch aus, dass über den Austausch von Assets hinaus auch Rück- und Neubaumaßnahmen betrachtet werden. Durch die zusätzlichen Maßnahmen ist der Lösungsraum deutlich größer als bei Netzplanungsproblemen ohne Strukturoptimierung. Außerdem müssen bei einer Strukturoptimierung über die betrieblichen Randbedingungen hinaus auch komplexe Topologierandbedingungen berücksichtigt werden. Dazu gehören beispielsweise Randbedingungen für erlaubte Stichleitungen, Radialitäts- und Vermaschungsrandbedingungen oder Kurzschlussrandbedingungen [39]. Somit wird sowohl die Auswertung der Randbedingungen wie auch die Traversierung des Lösungsraums deutlich aufwändiger. In ANaPlan wurden deshalb Methoden entwickelt, um die Auswertung der Randbedingungen zu beschleunigen und die heuristische Suche effizienter in Richtung guter Lösungen zu steuern [39]. So konnte im Rahmen des Projekts gezeigt werden, dass ein automatisiertes Netzplanungssystem auf Basis einer spezialisierten heuristischen Suche in der Lage ist, sinnvolle Vorschläge für die Umstrukturierung eines Netzgebiets zu erstellen [39,41]. Ein Beispiel für eine solche Netzstrukturoptimierung ist in Abbildung 15 dargestellt.

### 6.2.2 Netzebenenübergreifende Planung

Konventionelle strategische Planung wird für MS- und NS-Netze getrennt durchgeführt. Für jede betrachtete Worst-Case-Situation wird das verfügbare Spannungsband zwischen MS- und NS-Netzen aufgeteilt. MS-Netze werden im allgemeinen so geplant, dass alle MS-Knoten sich innerhalb der entsprechenden Spannungsgrenzen befinden. Dabei werden die NS-Netze unter der Annahme geplant, dass die MS-Knoten, zu denen die NS-Netze angeschlossen sind, die Worst-Case-Spannung aufweisen, die in den MS-Netzen definiert ist.

Der Vorteil von einer getrennten Netzplanung ist ihre Einfachheit. Für die Entscheidung, ob ein NS-Netz verstärkt werden muss, ist es ausreichend, das betroffene NS-Netz zu betrachten, ohne andere Netze zu berücksichtigen. Die Position des MS-Abgangs entlang des NS-Netzes

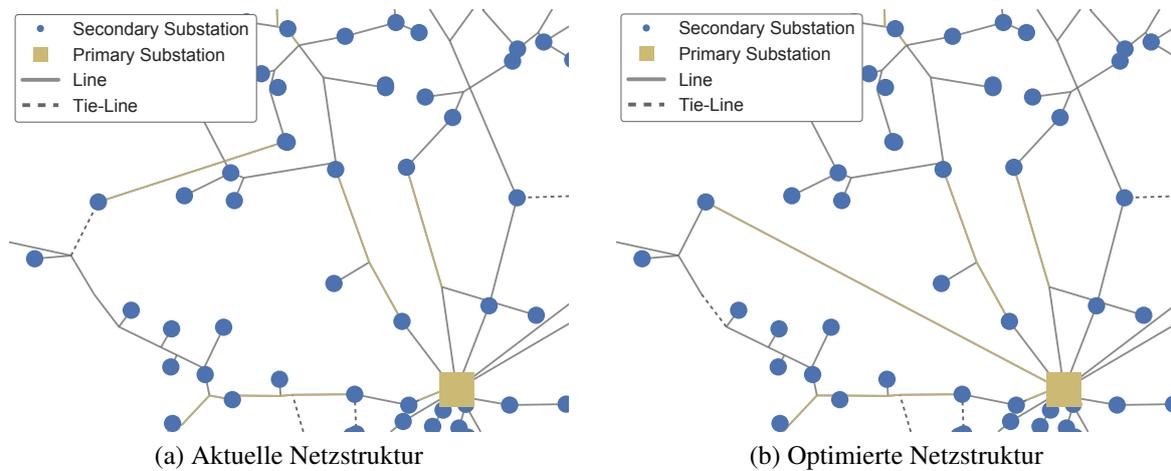


Abbildung 15: Beispiel für Netzstrukturoptimierung [39]

wird jedoch bei der getrennten Planung nicht berücksichtigt, obwohl dies einen starken Einfluss auf die erwartete Worst-Case-Spannung im NS-Netz hat. Dies hat zur Folge, dass eine höhere Netzverstärkung für NS-Netze geplant wird als notwendig wäre. Die Investitionen in das MS-Netz werden möglicherweise auch zu hoch angesetzt. Beispielsweise ist es nicht notwendig, das MS-Netz für den betroffenen Knoten zu verstärken, wenn es im untergeordneten NS-Netz keine Grenzwertverletzung der Spannung gibt.

Eine Auswahl der MS/NS-Spannungsgrenze ist keine triviale Aufgabe. Die Höhe der Spannungsgrenzen hat großen Einfluß auf die Ergebnisse der Netzplanung, und eine Anpassung der Spannungsbandaufteilung kann zu verringerten Investitionsausgaben führen.

Wir haben eine Methodik entwickelt, um die MS- und NS-Netze kombiniert zu planen. Diese Methodik kann auch ohne ein spannungsebenen-übergreifendes Netzmodell angewendet werden. Dabei werden die Spannungswerte aus der Lastflussberechnung im MS-Netz als Ausgang für die Planung der NS-Netze verwendet. Dieses Verfahren kann genutzt werden, um eine bessere Spannungsbandaufteilung für die MS- und NS-Netze zu bestimmen.

Im Weiteren wird ein Vergleich der kombinierten und getrennten Netzplanung dargestellt. Die notwendigen Investitionsausgaben werden für beide Fälle verglichen. Die Analyse basiert auf dem MS-Netz, sowie auf allen angeschlossenen NS-Netzen. Dabei werden ambitionierte Szenarien für PV und Windkraft genutzt, mit einer installierten Gesamtleistung von 33 MW (PV) und 27 MW (Windkraft). Zusätzlich wurde eine Analyse über die Anwendung von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) durchgeführt.

Die Planung basiert auf 2 Worst-Case-Situationen: Lastfall und Rückspeisefall.

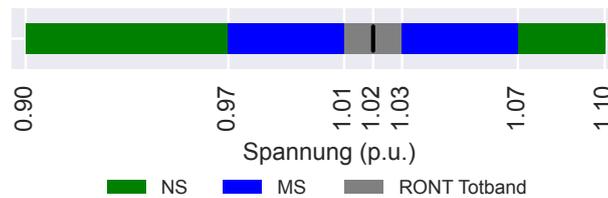


Abbildung 16: Spannungsbandaufteilung zwischen MS- und NS- Netzen. Die Pfeile zeigen die untersuchte Variation der Spannungsgrenzen.

### 6.2.2.1 Festlegung der Spannungsgrenzen

Die Norm EN 50160 definiert keine Aufteilung der Spannungsgrenzen zwischen MS- und NS-Netzen. Stattdessen werden der Maximalwert von 1,1 p.u. und der Minimalwert von 0,9 p.u. für Endverbraucher definiert. Netzbetreiber legen eine Spannungsbandaufteilung zwischen MS- und NS-Netzen zwecks Netzplanung fest. Ein Beispiel für so eine Aufteilung ist in Abbildung 16 dargestellt. Der HS-MS-rONT ist auf den MS-seitigen Sollwert von 1,02 p.u. eingestellt, mit der Annahme eines Totbandes von 2 %. Daraus ergeben sich die Worst-Case-Spannungen für das MS-Netz von 1,01 p.u. (Lastfall) und 1,03 p.u. (Rückspeisefall). Der Spannungsfall bzw. Spannungshub in den NS-Netzen wird auf 3 % begrenzt, und 4 % werden für das MS-Netz hinterlegt. Im Weiteren wird die Spannungsbandaufteilung angepasst, jeweils symmetrisch für den Last- und Rückspeisefall, mit einem Schritt von 0,05 p.u..

Die Grenze für die Auslastung wird auf 100 % gesetzt und ebenso für die Netzplanung berücksichtigt. Die Blindleistungsregelung ist in den NS-Netzen als  $\cos \phi(P)$  laut VDE-AR 4105 implementiert. Für Anlagen in MS-Netzen wird die Regelung als  $Q(U)$ -Regelung laut VDE-AR 4110 modelliert.

### 6.2.2.2 Vorgehensweise der Netzebenenübergreifenden Planung

Die Analysen werden für die Abgänge von MS-Netz einzeln durchgeführt (Abbildung 17). Die Spannungsfalldiagramme werden für den rot markierten Abgang beispielhaft dargestellt, die Ergebnisse beziehen sich auf das gesamte Netz.

Die Auswirkung der Szenarien auf das Netz im Rückspeisefall kann mit Hilfe eines Spannungsfalldiagramms dargestellt werden (Abbildung 18). Die Einspeisung der PV- und Windkraftanlagen verursacht Leitungsüberlastungen und Überschreitungen der Spannungsgrenzen am Endverbraucher. Das Diagramm links zeigt den MS-Abgang kombiniert mit den angeschlossenen NS-Netzen. Die Abszisse stellt die Entfernung der Netzknoten zum HS/MS-Umspannwerk dar. Die Ordinate zeigt den Spannungsbetrag im per Unit System. Die Spannungsgrenzen für die MS- und NS- Ebene werden als horizontale, gestrichelte Linien dargestellt. Im vorliegenden Beispiel ist die MS/NS-Spannungsgrenze auf 1,07 p.u. gesetzt. Im rechten Diagramm sind die einzelnen NS-Netze getrennt mit der fest eingestellten Spannung an den MS/NS-Stationen zu sehen, die der Spannungsgrenze im MS-Netz entspricht.

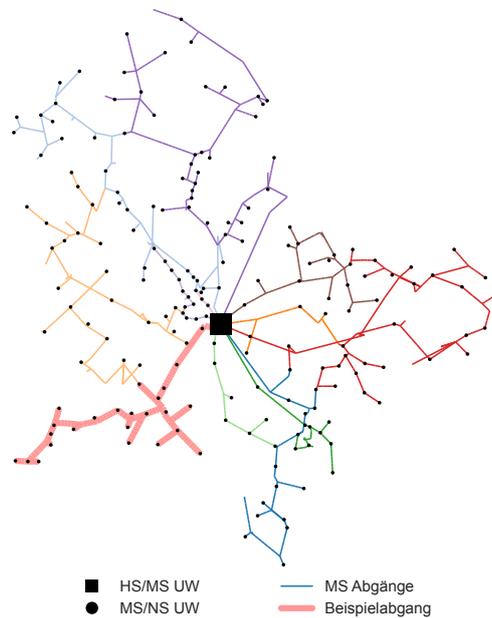


Abbildung 17: Das betrachtete MS-Netz. Der Abgang anhand dessen die Methodik dargestellt wird ist rot hinterlegt.

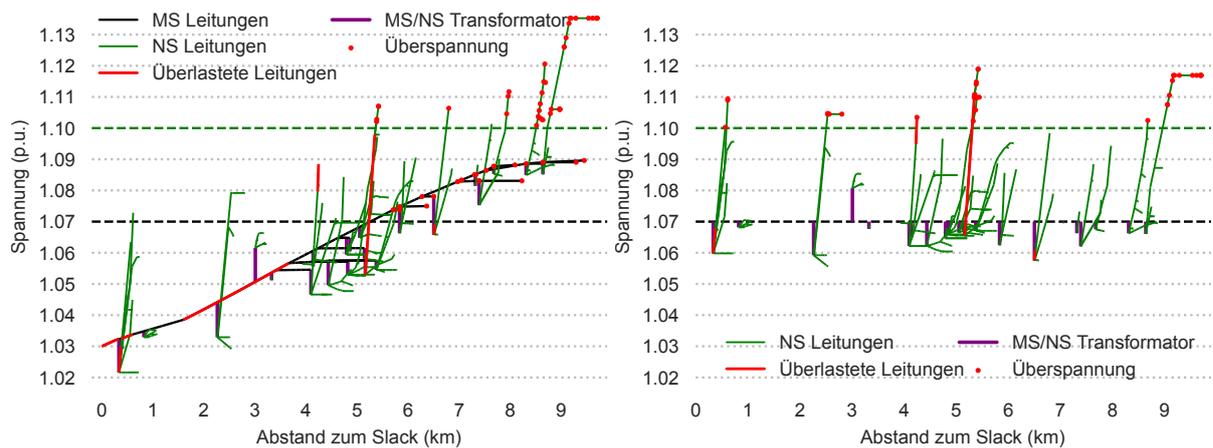


Abbildung 18: Die Auswirkung der Szenarien auf das Netz: Beispiel für einen Feeder im Rückspeisefall, kombinierte und getrennte Betrachtung.

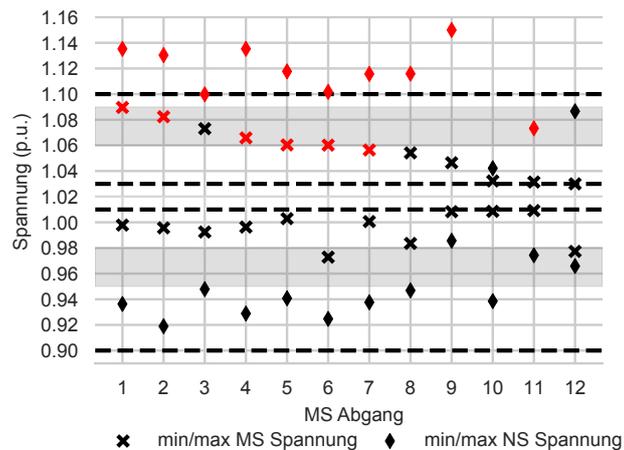


Abbildung 19: Maximale und minimale Spannungen in den MS- Abgängen und den angeschlossenen NS-Netzen, basierend auf der kombinierten Betrachtung. Die Überlastung ist rot eingefärbt, die MS/NS-Spannungsgrenze wird innerhalb der grauen Bereiche variiert.

Vergleicht man die beiden Fälle der kombinierten und getrennten Betrachtung miteinander, wird deutlich, dass die Grenzwertverletzungen stark von der gewählten Betrachtungsweise abhängig sind. Es wird deutlich, dass die NS-Netze, die nah am HS/MS-Umspannwerk angeschlossen werden, keine unzulässige Spannungserhöhung bei Endkunden aufweisen, selbst wenn der Spannungsanstieg innerhalb eines NS-Netzes über dem Wert von 0.03 p.u. liegt und für die Versorgungsaufgabe ausreichend sind. Dagegen würden diese oder ähnliche Netze bei der getrennten Betrachtung verstärkt werden müssen. Weiterhin zeigt sich, dass NS-Netze am Ende des MS-Abgangs stark von dem Spannungshub im MS-Netz beeinflusst werden.

Abbildung 19 fasst die Grenzwertverletzungen in allen MS- Abgängen zusammen. Abhängig von der MS/NS-Spannungsgrenze müssen 5 bis 6 MS-Abgänge nicht verstärkt werden, während die restlichen Abgänge von Überlastung und/oder Überspannung betroffen sind.

Der Vergleich der kombinierten und getrennten Planung basiert auf der automatisierten Netzausbauplanung. Die Ergebnisse für beide Ansätze werden miteinander verglichen. Die Maßnahmen für die Netzverstärkung sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

Ein Ersatz von Transformatoren beinhaltet auch die Investitionsausgaben für ein neues Stationsgebäude, da angenommen wird, dass das alte Gebäude aufgrund der Abmessungen des Transformators auch erneuert werden muss. Ein Ersatz durch rONT berücksichtigt nur die Capex des rONT selbst, da das Gebäude in diesem Fall beibehalten werden kann.

Im Fall der Leitungsverstärkung wird zunächst die Leitung durch eine neue Leitung ersetzt. Ist dies nicht ausreichend, wird eine parallele Leitung zusätzlich verlegt. Die Capex sind in diesem Fall niedriger, da derselbe Graben auch für die Parallelleitung verwendet werden kann.

Eine Möglichkeit der manuellen Einstellung der Transformatorstufe wird auch berücksichtigt. Es wird angenommen, dass die MS/NS-Transformatoren 3 Stufen haben, mit 4 % der Nennübersetzung. Die neue Stufenposition muss sowohl für Rückspeisefall als auch Lastfall gültig

Name	Spannungsebene	Querschnitt	Nennstrom	Capex
NA2XS2Y 240 AL 3X1	MS	240 mm <sup>2</sup>	415 A	115 €/m
Parallele Leitung	MS	240 mm <sup>2</sup>	415 A	66 €/m
NAYY 240 AL 4	NS	240 mm <sup>2</sup>	357 A	97 €/m
Parallele Leitung	NS	240 mm <sup>2</sup>	357 A	50 €/m
Tr 630 10/4 kV	MS/NS			37 000 €
Tr rONT 315 kVA	MS/NS			24 000 €
Tr rONT 400 kVA	MS/NS			26 000 €
Tr rONT 630 kVA	MS/NS			28 000 €

Tabelle 3: Typen für Netzverstärkung

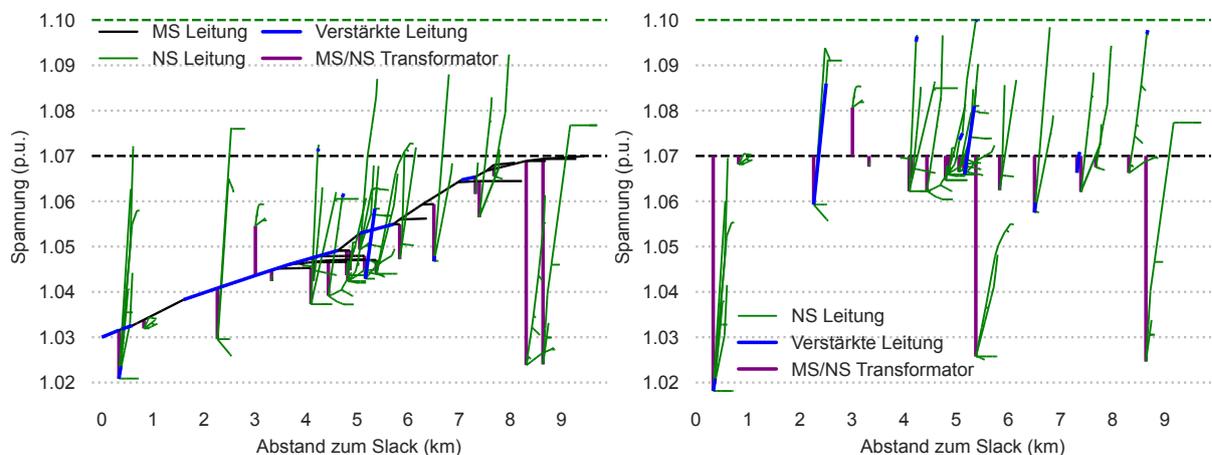


Abbildung 20: Ergebnisse der Netzplanung für den Beispielabgang, kombinierte (links) und getrennte (rechts) Betrachtung.

sein.

Die Ergebnisse der kombinierten und getrennten Planung sind in Abbildung 20 dargestellt. Der MS-Abgang wird in beiden Fällen für die Spannungsgrenze von 1,07 p.u. verstärkt. Die Investitionsausgaben für den MS-Abgang betragen 514.000 €. Im Falle der kombinierten Betrachtung (links), bei dem die Spannungswerte aus dem MS-Netz in den NS-Netzen angewendet werden, müssen 2 NS-Netze am Ende des MS-Abgangs aufgrund des Spannungshubs verstärkt werden. Die Investitionsausgaben für die NS-Netze betragen in diesem Fall 32.460 €. Bei der getrennten Betrachtung (rechts) müssen mehr NS-Netze verstärkt werden, die Capex betragen in diesem Fall 71.200 €. Selbst ohne eine Anpassung der Spannungsgrenze liefert die kombinierte Betrachtung somit bessere Ergebnisse.

Die Investitionsausgaben in den MS- und NS- Ebenen sind von der Aufteilung des Spannungsbandes abhängig. Die Spannungsgrenze wird symmetrisch verschoben und die Investitionsausgaben für die MS- und NS-Ebenen werden erneut berechnet. Die Ergebnisse sind in Abbil-

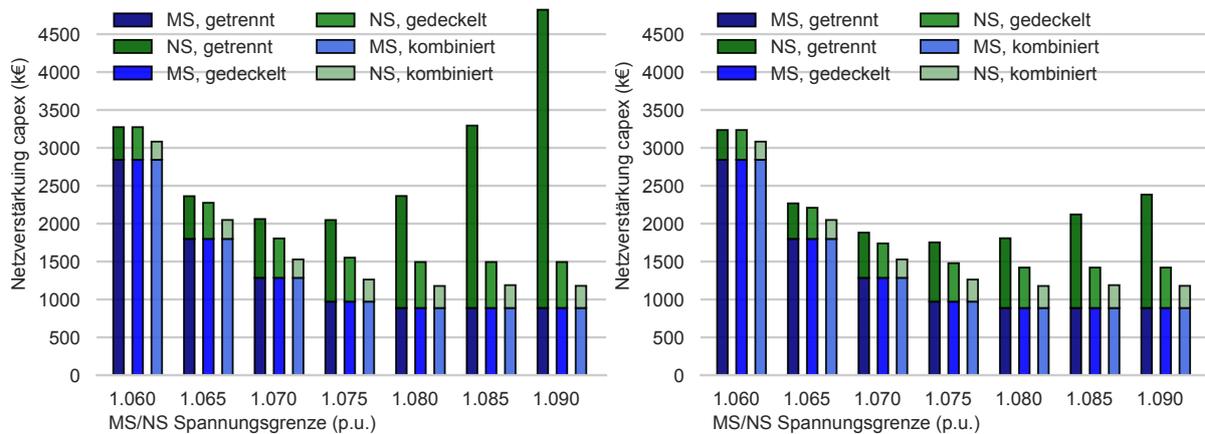


Abbildung 21: Investitionsausgaben für die MS- und NS- Ebenen für das gesamte MS-Netz. Links ohne rONT, rechts mit selektivem Einsatz von rONT.

Abbildung 21 dargestellt. Die MS-Capex sind nur von der Spannungsgrenze abhängig und deshalb für beide Fälle gleich. Die NS-Capex variieren nicht nur nach Spannungsgrenze, sondern auch nach dem gewählten Planungsansatz.

Die Investitionsausgaben in der MS-Ebene können stark reduziert werden, indem mehr Spannungshub/-Fall in der MS-Ebene zugelassen wird. Eine Erhöhung des MS-Spannungsbandes von 3 % auf 4 % reduziert die Investitionsausgaben im MS-Netz um 1,5 Mio. €. Ab der Spannungsgrenze von 1,085 p.u. bleiben die Capex gleich, da die Spannung im MS-Netz den Wert von 1,085 p.u. nicht erreicht.

Bei der getrennten Planung gibt es ein Trade-off zwischen den Capex in den MS- und NS-Netzen. Eine Senkung der Capex in der MS-Ebene ist mit dem Anstieg der Capex in den NS-Netzen verbunden. Ab der Spannungsgrenze von 1,075 p.u. sind die Capex in den NS-Netzen höher als im MS-Netz.

Weiterhin lässt sich feststellen, dass die beste Spannungsgrenze Abgangs-abhängig ist. Die beste Spannungsgrenze für Abgang 7 beträgt zum Beispiel 1,06 p.u., während der Wert für Abgang 1 1,08 p.u. ist. Wir schlagen einen vereinfachten Planungsansatz vor, der aus zwei Schritten besteht. Zunächst, muss für jedes NS-Netz die Zugehörigkeit zum jeweiligen MS-Abgang bestimmt werden. Anschließend wird eine Lastflussrechnung im MS-Netz durchgeführt, um die maximale Spannung pro Abgang zu bestimmen. Auch für den Lastfall wird eine Lastflussrechnung durchgeführt. Die Abgangs-abhängige Grenze wird dann als Minimum von einer globalen Spannungsgrenze (z. B. 1,07 p.u.) und dem definierten Maximalwert der Spannung in diesem Feeder definiert. In diesem Fall ist die gewählte Spannungsgrenze nicht höher als die maximal auftretende Spannung im MS-Abgang. Die Spannungsgrenze für den Lastfall wird analog ermittelt. Dieser Ansatz wird als "gedeckelt" bezeichnet. In Abbildung 21 (links) sieht man, dass der gedeckelte Ansatz bereits ein gutes Ergebnis liefert. Der beste Wert für die Spannungsgrenze in diesem Fall ist 1,08 p.u..

Beim kombinierten Ansatz werden die Spannungswerte aus den bereits verstärkten MS-Abgängen in den NS-Netzen angewendet. Die kombinierte Planung führt zu den höchsten Einsparungen der Investitionsausgaben. Die Capex für NS-Netze steigen nicht so stark mit der Erhöhung der Spannungsgrenze wie bei getrennter Planung, weshalb für das MS-Netz eine höhere Spannungsgrenze verwendet werden kann. Der beste Wert für die MS/NS-Spannungsgrenze ist in diesem Fall 1,085 p.u..

Ein selektiver Einsatz von rONT in den MS/NS-Umspannwerken führt zu einer großen Reduktion von Investitionsausgaben. Im Weiteren wird der Einfluss der rONT untersucht.

Ein rONT wird in einem Umspannwerk eingesetzt, wenn die Capex von rONT niedriger sind als das Ergebnis für die Netzverstärkung ohne rONT für das betroffene NS-Netz. Die rONT werden modelliert, indem der Sollwert der Spannung NS-seitig auf 1,02 p.u. für den Rückspeisefall und 0,98 p.u. für den Lastfall gesetzt wird.

Die Auswirkung der rONT ist besonders stark bei der getrennten Netzplanung (Abbildung 21 rechts). Die rONT führen auch indirekt zu einer Senkung der Capex im MS-Netz, da sich die beste Spannungsgrenze weiter nach rechts verschiebt.

Beim kombinierten Ansatz sinkt die Einsparung durch rONT, da dass die NS-Capex bereits durch die kombinierte Betrachtung gesenkt wurden und das Potential für rONT weniger hoch ist. In diesem Fall können in nur zwei NS-Netzen durch rONT Einsparungen erreicht werden, im Vergleich zu Einsparungen in 30 Netzen im Falle der getrennten Planung.

Die Auswahl der MS/NS-Spannungsgrenze hat eine starke Auswirkung auf die gesamten Investitionsausgaben der MS- und NS-Netze. Eine Zuweisung von Spannungshub/Spannungsfall von 4 % statt 3 % für die MS-Netze führt bereits zu einer wesentlichen Einsparung der Capex im MS-Netz.

Eine Kombination der Informationen über MS- und NS-Netze kann hilfreich sein, um die Capex weiter zu senken. Außerdem kann es notwendig sein, die Datenverfügbarkeit zu verbessern.

Eine getrennte Planung von MS- und NS-Netzen führt zu einer höheren Netzverstärkung als bei kombinierter Planung. Wenn die Zuweisung der NS-Netze zu den konkreten MS-Abgängen bekannt ist, kann eine getrennte Planung durch Einsatz von Abgangs-spezifischen Spannungsgrenzen immer noch zu guten Ergebnissen führen.

Sind sowohl MS- als auch NS-Netzdaten verfügbar, ist es empfehlenswert, die MS- und NS-Netze gemeinsam zu planen, da dadurch die niedrigsten Investitionsausgaben erreicht werden können. Die Spannungsgrenze sollte so gewählt werden, dass die Netzverstärkung möglichst in die NS-Netze verlagert wird.

Regelbare Ortsnetztransformatoren reduzieren den Netzverstärkungsaufwand vor allem bei der voneinander getrennten Netzplanung. Der Vorteil von rONT bei der kombinierten Planung ist nicht sehr hoch. Die Anwendung von rONT sollte auf die NS-Netze begrenzt werden, die sonst höhere Capex für die Netzverstärkung aufweisen würden.

### 6.2.3 Netzausbauplanungsanalyse

#### 6.2.3.1 Vorgehen

Ein Überblick über die Schritte der Netzausbauplanung ist in Abbildung 1 in Kapitel 2 dargestellt. Zur Durchführung der hier vorgestellten Netzplanungsanalyse sind die drei Schritte der Netzdatenaufbereitung, Szenariogenerierung und Netzplanung entscheidend. Dabei wird im ersten Schritt das durch den Netzbetreiber zur Verfügung gestellte Netzmodell in Form eines Datenbankauszugs in das Netzberechnungstool pandapower überführt (vgl. Kapitel 2.1.2). Im zweiten Schritt werden mögliche zukünftige Anlagenverteilungen für das Netz definiert (vgl. Kapitel 2.2.2), wobei dieser Schritt für die groß angelegte Auswertung mehrfach wiederholt wird, um möglichst robuste Aussagen zur Netzentwicklung treffen zu können. Der dritte Schritt ist der entscheidende, da hier das im Rahmen von ANaPlan entwickelte Verfahren zur automatisierten Planung zum Einsatz kommt. Dazu müssen aus den Anlagenverteilungen zunächst Lastfälle abgeleitet werden. Typischerweise sind dies ein Starklast- und ein Schwachlast- oder Rückspeisefall. Für jeden dieser Fälle müssen aus den Planungsprämissen des Netzbetreibers Restriktionen abgeleitet werden, wie z. B. das zulässige Spannungsband. Anschließend sind die möglichen Maßnahmen zu definieren, die zur Verstärkung oder Rekonfiguration des Netzes benötigt werden. Im letzten Schritt wählt der in Kapitel 3.4 beschriebene heuristische Algorithmus im Rahmen einer Optimierung eine Anzahl von Netzverstärkungs- und -rekonfigurationsmaßnahmen als sinnvolle Lösung aus, die mit möglichst günstigen Kosten einen sicheren Betrieb des Netzes garantiert. Die Kosten werden hierbei in Form von Annuitäten abgebildet, also auf jährlich zu leistende Zahlungen umgerechnet, wobei zukünftige Zahlungsströme abgezinst werden, sodass die Lebensdauer neuer Betriebsmittel einberechnet wird. In den berechneten Wert fließen zudem Betriebskosten ein, welche je nach Betriebsmittel einen fixen Anteil des Investitionsbetrages ausmachen.

Eine wesentliche Stärke eines automatisierten Planungsansatzes ist die Möglichkeit, mit dem stets gleichen Vorgehen den notwendigen Netzausbaubedarf für eine Vielzahl unterschiedlicher Szenarien und Varianten zu berechnen. Dies wurde im Rahmen von ANaPlan in einer groß angelegten Analyse für das von innogy SE zur Verfügung gestellte Mittelspannungsnetz umgesetzt. Eine der großen Herausforderungen der Netzausbauplanung stellt die Beurteilung zukünftiger Entwicklungen dar. Dabei stellt sich insbesondere die Frage, welche Netzausbaumaßnahmen im Hinblick auf eine unsichere Zukunft gewählt werden sollen, um in Zukunft weitergehende Kosten nach Möglichkeit zu vermeiden. Diese Beurteilung kann durch die automatisierte Betrachtung verschiedener zukünftig möglicher Zustände unterstützt werden, was in der hier vorgestellten Auswertung berücksichtigt wurde. Dazu wurden für die vier betrachteten Stützjahre zwischen 2020 und 2035 für drei verschiedene Szenarioausprägungen (niedrige, mittlere und hohe Zuwachsraten dezentraler Erzeuger) jeweils 10 Anlagenverteilungen im Netz erstellt und ausgewertet. Die Szenarien bauen aufeinander auf, d. h., dass alle Anlagen einer Verteilung im Jahr 2025 auch im Jahr 2020 bereits enthalten sind. Das Vorgehen ist im oberen Teil von Abbildung 22 dargestellt. So entsteht eine Matrix von insgesamt 120 verschiedenen möglichen zukünftigen Netzzuständen, die im Anschluss ausgewertet werden soll. Abbildung 23

zeigt zwei der insgesamt 30 möglichen Netzzustände für das Jahr 2030, die untersucht wurden, wobei der Zubau farblich markiert ist.

Weitere Untersuchungen im Rahmen der Auswertung beziehen sich auf die Frage, welche Netzausbaumaßnahmen für das betrachtete Netz und die erstellten Szenarien besonders wirkungsvoll sind, wie wirkungsvoll der integrierte Ansatz von Netzausbauplanung und Asset-Management in diesem Netz ist (vgl. Kapitel 4.3.1), und wie sich der Betrachtungshorizont auf die Ergebnisse auswirkt. Basierend auf den 120 möglichen zukünftigen Netzzuständen wurden dann für verschiedene Auswertungsvarianten jeweils komplette Optimierungen durchlaufen. Diese Varianten sind im unteren Teil der Abbildung 22 dargestellt und beziehen sich auf eingesetzte Maßnahmen, Planungsansätze und Asset-Management-Strategien. Die zulässigen Maßnahmen umfassen dabei neben den in Abbildung 23 gezeigten Anschlüssen der Windkraftanlagen auch den Ersatz von Leitungen mit einem Kabel vorgegebenen Typs, die Parallelverlegung von Kabeln sowie das Verlegen von Netztrennstellen. In einer Untersuchungsvariante wurde auch der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONTs) berücksichtigt. Zudem wurden drei verschiedene Ansätze zur Integration einer Asset-Management-Strategie betrachtet sowie die beiden Planungsansätze der konsekutiven und der Zielnetzplanung. Aus den verschiedenen Anlagenverteilungen und Auswertungsvarianten ergibt sich eine Auswertungsmatrix, bei der insgesamt 1440 einzelne Optimierungen durchgeführt werden. Eine solch groß angelegte Auswertung erfordert viel Rechenkapazität, daher wurden die Simulationen auf einem leistungsstarken Rechencluster durchgeführt. Damit erhält der Planer für jedes der 4 Stützjahre 360 mögliche ausgebaute Zustände. Die Auswertungsmatrix soll der Komplexität des Planungsproblems Rechnung tragen. Die Komplexität muss in der Auswertung der Planungsergebnisse wiederum reduziert werden, um möglichst konkrete Aussagen zu sinnvollen Strategien treffen zu können. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sowie Ansätze zur Interpretation und Komplexitätsreduktion sollen im Folgenden vorgestellt werden.

### 6.2.3.2 Ergebnisse der Netzausbaukosten

Bei der Auswertung der Ergebnisse der Netzplanungsanalyse wurde zunächst der Fokus auf die zu erwartenden Kosten gelegt. Interessant sind hier die Unterschiede, die durch die verschiedenen Varianten in den Szenarien, Maßnahmen, Planungsansätzen und Asset-Management-Strategien auftreten. Damit kann für das entsprechende Netzgebiet auf Vor- und Nachteile verschiedener Herangehensweisen geschlossen werden. Durch die Auswertung einer Vielzahl möglicher zukünftiger Netzzustände kann aus den gefundenen Netzausbaumaßnahmen zudem abgeleitet werden, welche Maßnahmen in einer Vielzahl von Netzausbauvarianten vorhanden sind und damit tendenziell besonders hohe Relevanz haben. Mit dieser Analyse können potenziell Investitionsentscheidungen erleichtert werden, da die Wahrscheinlichkeit von Fehlinvestitionen verringert wird. Eines der wichtigsten und anschaulichsten Ergebnisse der groß angelegten Netzausbauplanungsauswertung sind die Kosten, welche sich in den verschiedenen Varianten ergeben. Diese sind in den Abbildungen 24 bis 26 dargestellt. Abbildung 24 zeigt die errechneten Annuitäten in Abhängigkeit der Zubaurate der Erzeugungsanlagen. Die Boxplots

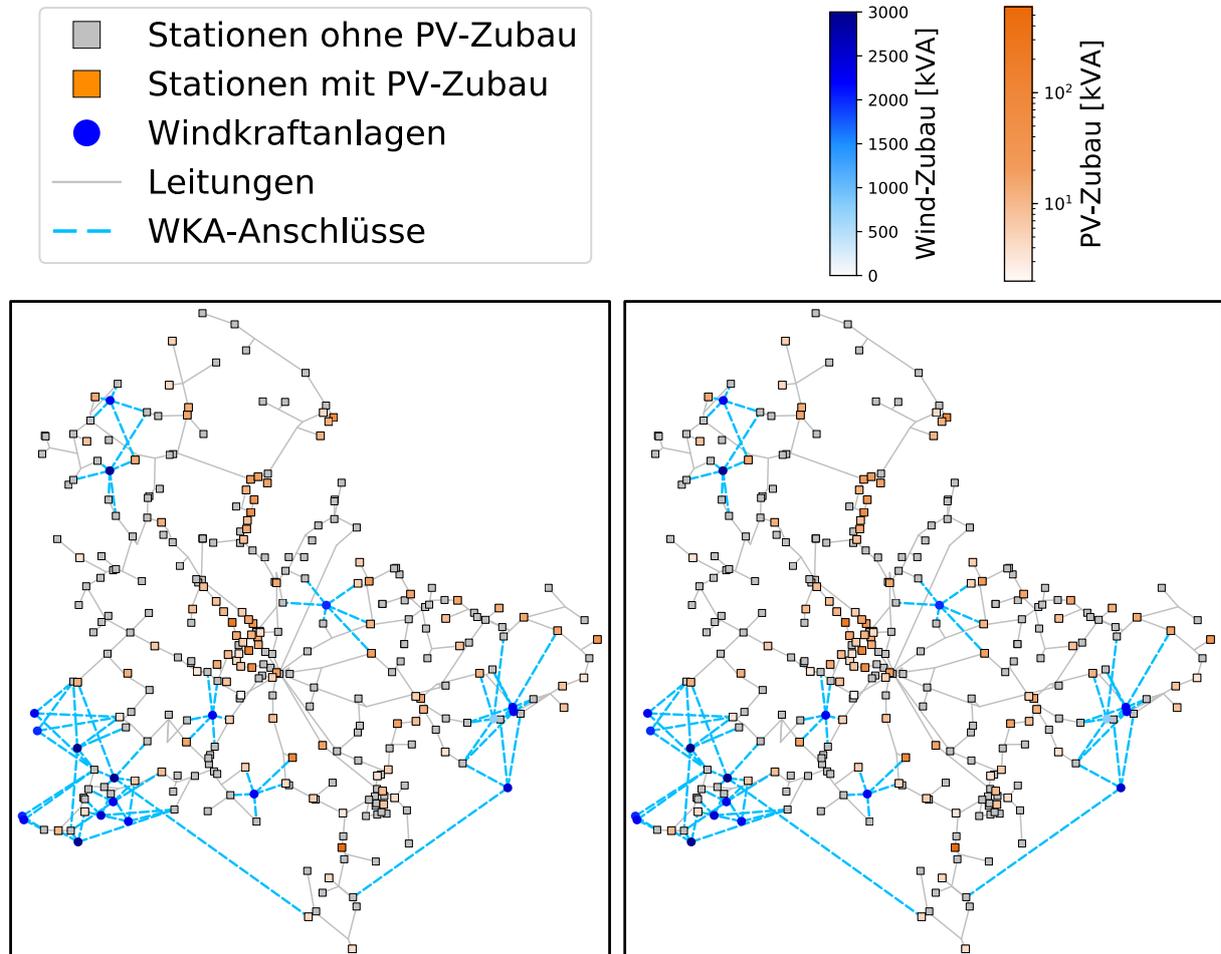


Abbildung 22: Mögliche zukünftige Zustände des untersuchten MS-Netzes im Jahr 2030, die sich aus dem prognostizierten Wind- und PV-Zubau ergeben. Die Stationen sind je nach Höhe des PV-Zubaus farblich gekennzeichnet, Windkraftanlagen sind als neue Anlagenpunkte eingezeichnet und die Größe der einzelnen Anlagen ebenfalls farblich gekennzeichnet. Die möglichen Anschlüsse im Netz sind als blau gestrichelte Linien dargestellt.



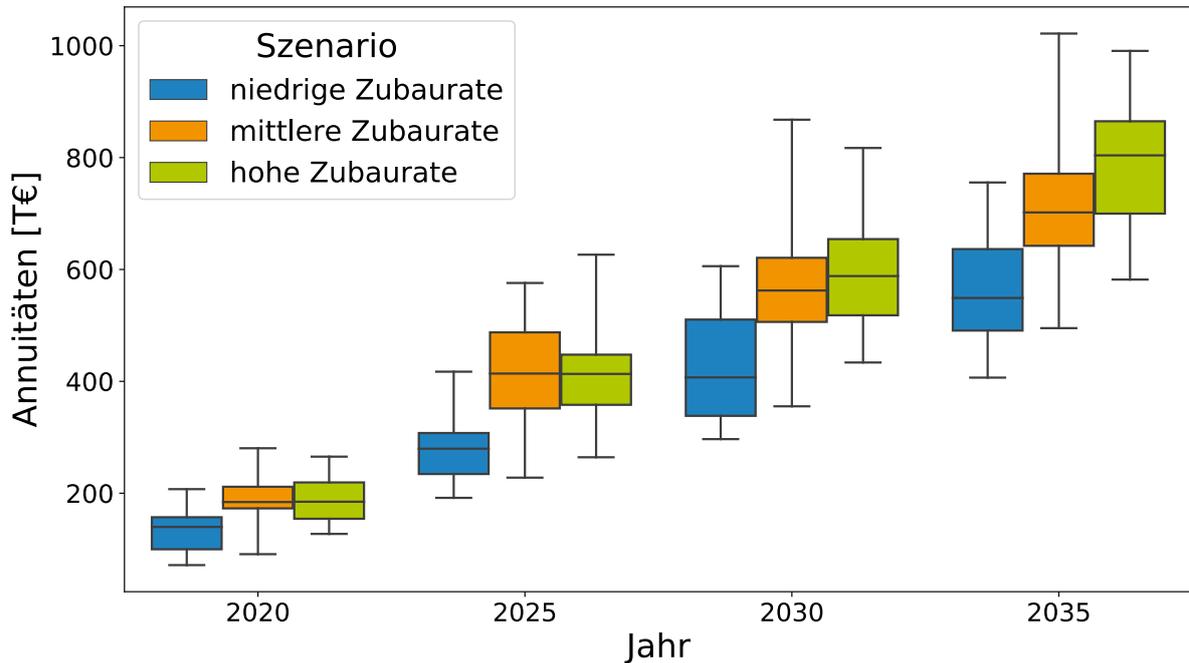


Abbildung 24: Verteilungen der errechneten Annuitäten für den nötigen Netzausbau, aufgeschlüsselt nach der Zubaurate der Erzeuger. Die Spreizung der Boxplots verdeutlicht die Unterschiede der verschiedenen Auswertungen sowohl von unterschiedlichen Anlagenverteilungen wie auch unterschiedlicher Planungs-, Asset-Management- und Maßnahmenansätze. Die Annuitäten gelten für jede Maßnahme über ihre jeweilige Wirkungsdauer.

enthalten dabei alle Ergebnisse für alle Anlagenverteilungen im Netz sowie alle verschiedenen Berechnungsvarianten. Wie zu erwarten, steigen die notwendigen Netzausbaukosten mit der Zubaurate. Die Ergebnisse für die hohe Zubaurate sind in allen Jahren im Schnitt die höchsten. Nur bei manchen Ausreißern sind die berechneten Annuitäten für die mittlere Zubaurate höher als für die hohe Zubaurate. Dies kann zum einen mit der konkreten Anlagenverteilung im Netz zusammenhängen und zum anderen mit der Tatsache, dass der Optimierungsalgorithmus eine Metaheuristik ist und nicht garantiert, dass stets ein globales Optimum gefunden wird. Ein weiterer möglicher Grund liegt in dem Zusammenspiel von spezifischen Maßnahmen und dem Planungsansatz. So kann bei der konsekutiven Planung ein verstärkter Netzausbau in früheren Jahren aufgrund der hohen Zubaurate dazu führen, dass zu späteren Zeitpunkten weniger investiert werden muss und die Maßnahmen effektiver sind (Bsp.: Austausch und Parallelverlegung von Kabeln im Jahr 2025 statt Austausch im Jahr 2025 und Parallelverlegung im Jahr 2030 mit doppelten Grabungskosten).

Abbildung 25 zeigt die errechneten Annuitäten in Abhängigkeit der Maßnahmenvariante, sprich ob rONTs im Maßnahmenkatalog berücksichtigt wurden oder nicht. Dabei zeigt sich, dass der Einsatz von rONTs kaum einen Einfluss auf die errechneten Annuitäten hat. Dies hängt in erster

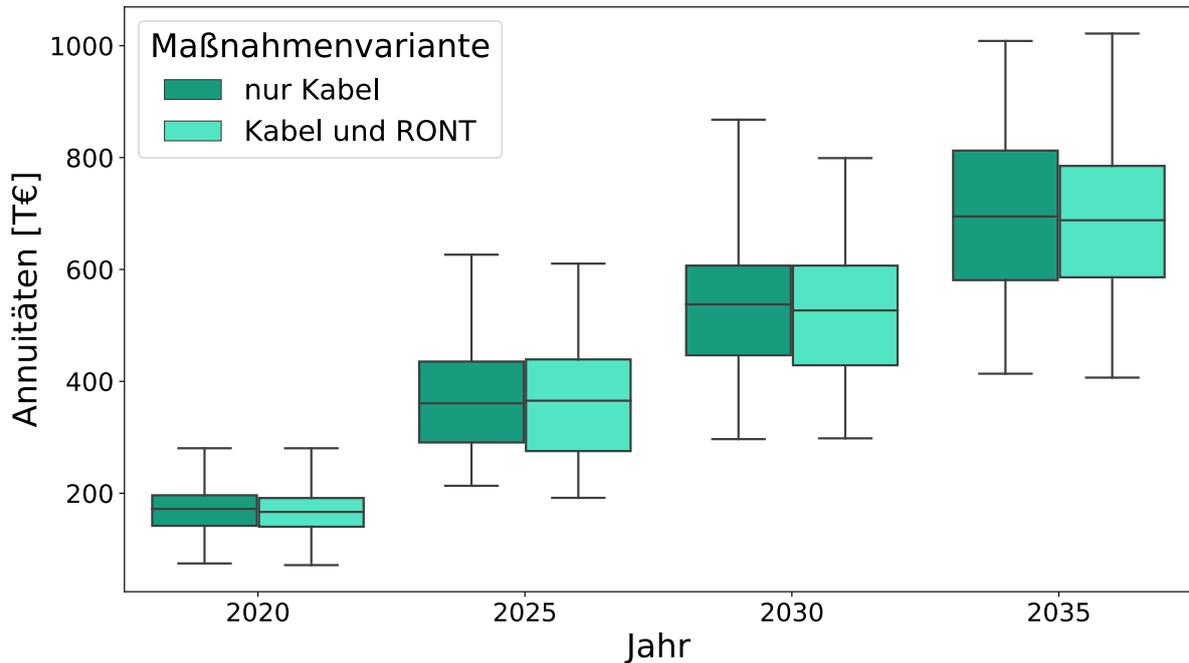


Abbildung 25: Verteilungen der errechneten Annuitäten für den nötigen Netzausbau, aufgeschlüsselt nach Maßnahmenvarianten (mit bzw. ohne Berücksichtigung von rONTs). Die Spreizung der Boxplots verdeutlicht die Unterschiede der verschiedenen Auswertungen sowohl von unterschiedlichen Szenarien wie auch unterschiedlicher Planungs- und Asset-Management-Ansätze. Die Annuitäten gelten für jede Maßnahme über ihre jeweilige Wirkungsdauer.

Linie damit zusammen, dass auftretende Grenzwertverletzungen im Netz zum großen Teil nicht spannungsbezogen sind, sondern aus Leitungsüberlastungen resultieren. Sobald diese behoben sind, z. B. durch Ersatzmaßnahmen, verschwinden typischerweise auch jegliche Spannungsbandverletzungen.

Abbildung 26 zeigt die errechneten Annuitäten in Abhängigkeit des Planungsansatzes. Auch hier zeigen die Ergebnisse die erwartete Tendenz, dass die Zielnetzplanung stets günstiger oder genauso teuer ausfällt wie die konsekutive Planung. Das hängt damit zusammen, dass jeder Zustand, der mit Hilfe des konsekutiven Ansatzes erreicht werden kann, bei der Zielnetzplanung auch erreicht werden kann, umgekehrt jedoch im Nachhinein nicht sinnvolle Maßnahmen im konsekutiven Ansatz nicht mehr rückgängig gemacht werden können. Im Jahr 2020 gibt es jedoch keinen Unterschied in den Ergebnissen, da auch die Methode hier keinen Unterschied aufweist. Der Unterschied tritt erst ab dem Jahr 2030 wirklich zutage, 2025 ist der Unterschied noch minimal.

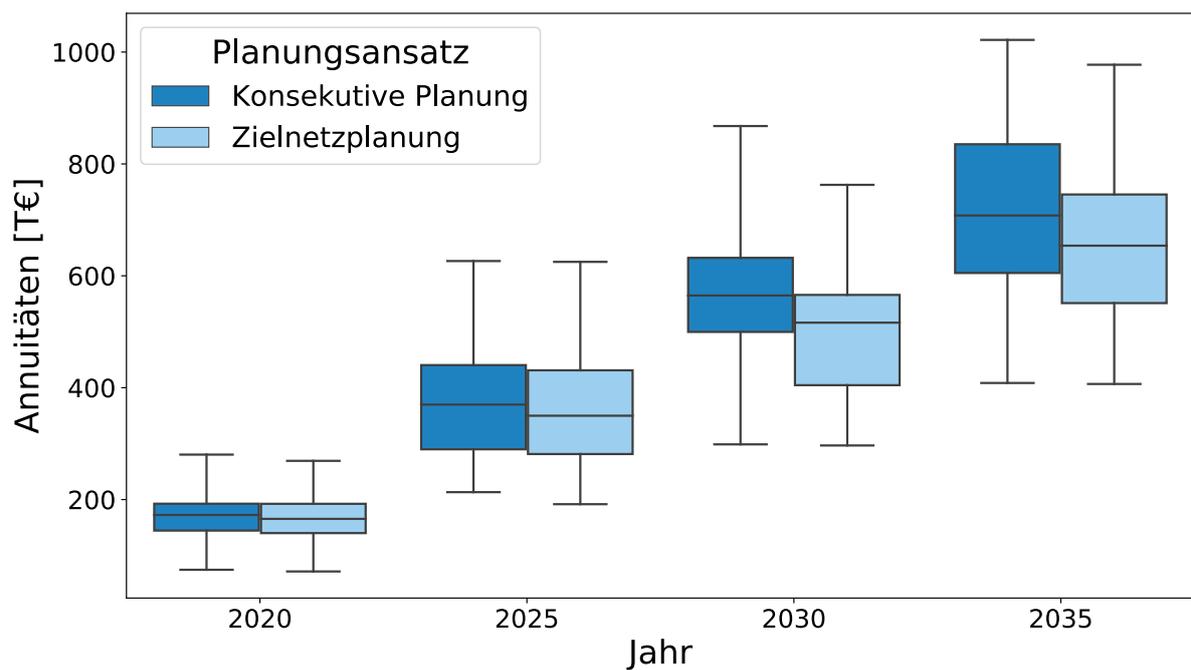


Abbildung 26: Verteilungen der errechneten Annuitäten für den nötigen Netzausbau, aufgeschlüsselt nach dem Ansatz der Netzentwicklung (konsequenter Netzausbau bzw. Zielnetzplanung). Die Spreizung der Boxplots verdeutlicht die Unterschiede der verschiedenen Auswertungen sowohl von unterschiedlichen Szenarien wie auch unterschiedlicher Asset-Management- und Maßnahmenansätze. Die Annuitäten gelten für jede Maßnahme über ihre jeweilige Wirkungsdauer.

### 6.2.3.3 Ergebnisse für die Asset-Management-Strategien

Bei Berücksichtigung der Asset-Management-Strategie wird die Optimierung angepasst, so dass eine der Planungsrestriktionen überprüft, dass für alle zuvor gewählten Leitungen (vgl. Kapitel 4.2) Ersatzmaßnahmen in der Lösung enthalten sind. Somit werden diese Maßnahmen festgehalten und ein Optimum unter der Vorbedingung gesucht, dass diese Ersatzmaßnahmen ohnehin getroffen werden müssen. In den anderen Ansätzen wurden die gewählten Ersatzmaßnahmen entweder gar nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 6.2.3.2) oder erst nach Abschluss der Optimierung. Der Unterschied zwischen diesen beiden Varianten liegt in der Betrachtung der konsekutiven Netzausbauplanung. Da dabei jede Lösung auf dem bereits zuvor ausgebauten Zustand beruht, macht es einen Unterschied, ob die Ersatzmaßnahmen aus der Asset-Management-Strategie zuvor noch in die Lösung einfließen oder nicht. In dem Fall, dass die gewählten Ersatzmaßnahmen einen Einfluss auf andere Restriktionen wie Leitungsüberlastung oder Spannungsbandverletzungen haben, ist es sinnvoll a priori zu wissen, dass diese ohnehin ergriffen werden müssen, und es werden keine aus Netzplanungssicht günstigeren Maßnahmen ergriffen, die aber für das Asset-Management nicht sinnvoll sind. Somit ist eine entsprechende Kostenersparnis zu erwarten. Abbildung 27 zeigt die errechneten Annuitäten, aufgeschlüsselt nach dem Ansatz der Einbindung der Asset-Management-Strategie. Die Annuitäten sind hier deutlich höher als in den in Kapitel 6.2.3.2 gezeigten Vergleichen, was bedeutet, dass die Ersatzmaßnahmen aus Sicht des Asset-Managements in vielen Fällen zusätzlich zu den Planungsmaßnahmen ergriffen werden mussten. Zudem zeigt sich, dass sich die Kosten der beiden verschiedenen Ansätze kaum unterscheiden.

### 6.2.3.4 Auswertung relevanter Maßnahmen

Wie zuvor bereits erwähnt, ist ein Vorteil der Untersuchung einer Vielzahl von Szenarien und Anlagenverteilungen die Möglichkeit, die Relevanz bestimmter Maßnahmen zu identifizieren. Wenn eine Maßnahme in vielen der Verteilungen bis zum Jahr 2035 ergriffen wird, macht es Sinn diese in der operativen Planung bereits früh anzuwenden, sofern dadurch Grenzwertverletzungen beseitigt werden. Eine anschauliche Darstellung für diese Relevanz ist in Abbildung 28 zu sehen, welche die Häufigkeit von Ersatz- und Parallelverlegungsmaßnahmen bis zum Jahr 2035 abbildet. Einige der Ersatzmaßnahmen sind in nahezu 100 % aller Fälle notwendig. Zudem gibt es einige Fälle, in denen auf eine Ersatzmaßnahme auch stets eine zusätzliche Parallelverlegung folgt. Allerdings ist die Folgemaßnahme nicht automatisch für das gleiche Jahr ermittelt worden. In einem solchen Fall könnte in der operativen Planung überlegt werden, ob im Falle von Ersatz gleich eine Parallelverlegung oder eine Verlegung von Leerrohren im gleichen Straßengraben erfolgt, um so Folgekosten zu sparen.

### 6.2.3.5 Übertragung auf ein städtisches Mittelspannungsnetz

Ein weiteres Ziel der Untersuchung ist zu zeigen, dass die in ANaPlan entwickelten Prinzipien zur Netzausbauplanung leicht auch auf andere Netzgebiete übertragen werden können. Dies ist

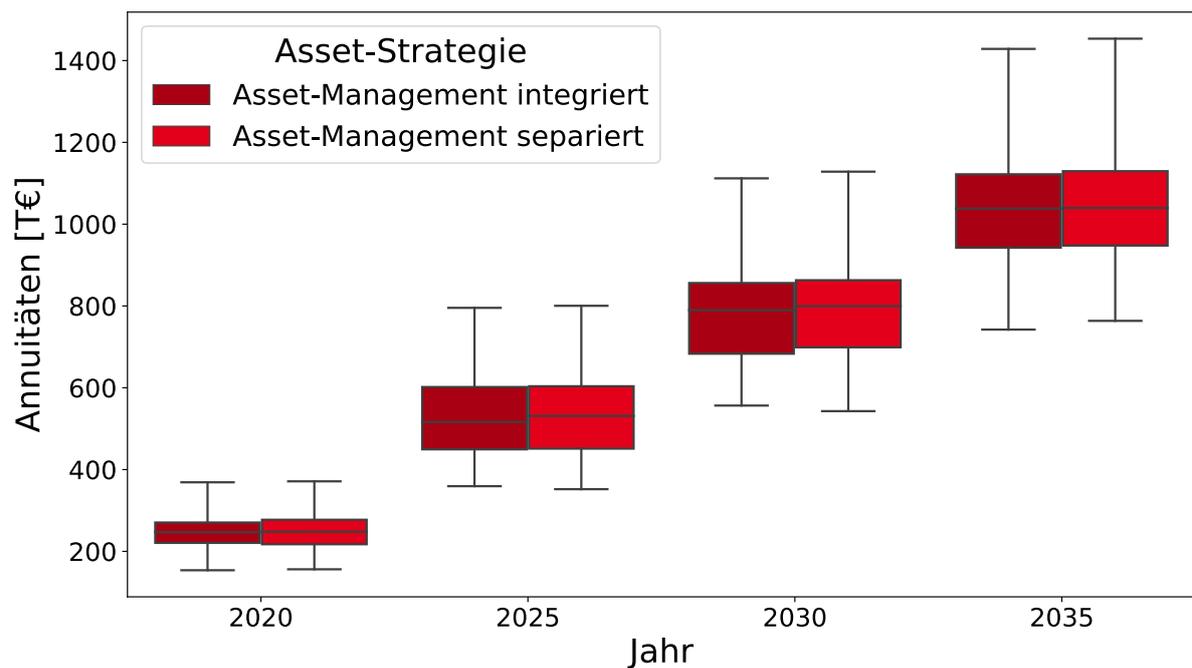


Abbildung 27: Verteilungen der errechneten Annuitäten für den nötigen Netzausbau und die Ersatzmaßnahmen aus Sicht des Asset-Managements, aufgeschlüsselt nach dem Ansatz der Einbindung der Asset-Management-Strategie (integriert bedeutet, dass sie in der Optimierung berücksichtigt wird). Die Spreizung der Boxplots verdeutlicht die Unterschiede der verschiedenen Auswertungen sowohl von unterschiedlichen Szenarien wie auch unterschiedlicher Planungs- und Maßnahmenansätze. Die Annuitäten gelten für jede Maßnahme über ihre jeweilige Wirkungsdauer.

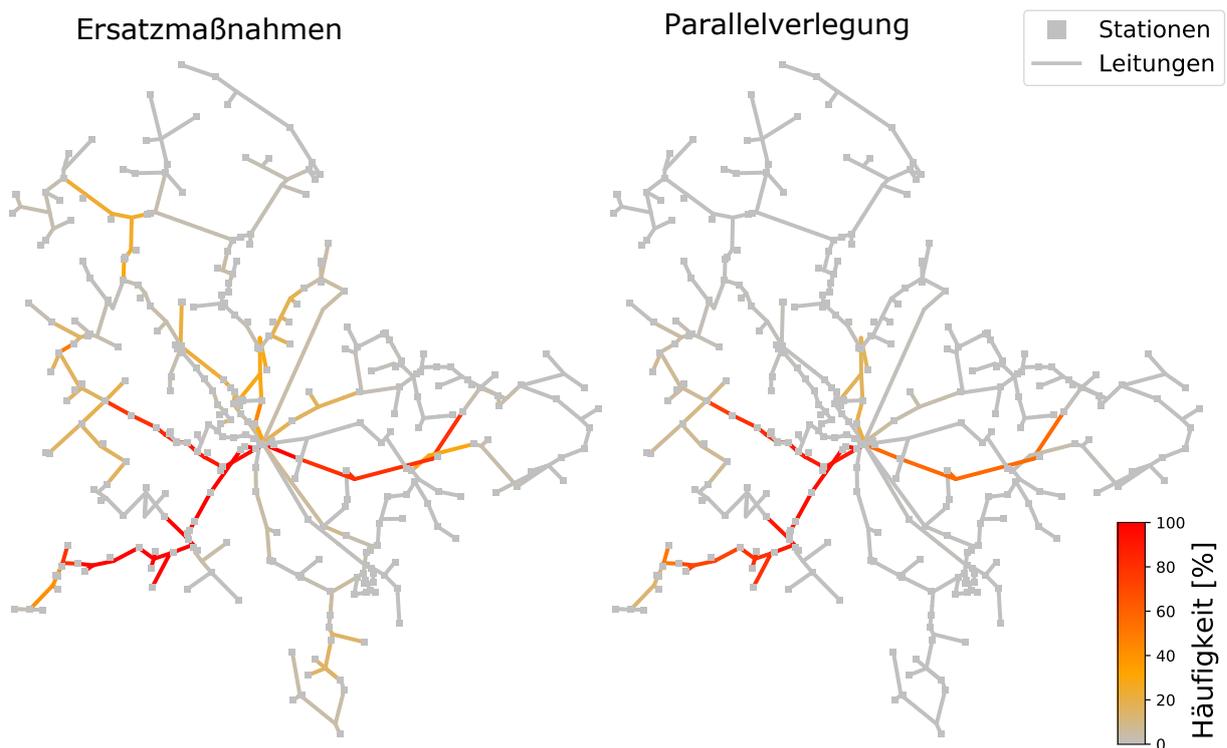


Abbildung 28: Häufigkeit des Auftretens bestimmter Ersatz- (links) und Parallelverlegungsmaßnahmen (rechts) im Jahr 2035. Einige Leitungsabschnitte müssen in nahezu allen betrachteten Verteilungen ersetzt werden, in vielen Fällen ist dann noch eine zusätzliche Parallelverlegung notwendig.

im Rahmen der Netzplanungsanalyse ebenfalls geschehen. Die Ergebnisse für das ebenfalls von innogy SE zur Verfügung gestellte städtische Mittelspannungsnetz basieren auf dem gleichen Framework zur Netzplanung. Die Prinzipien der Planung sind zu einem großen Teil ebenfalls ähnlich, jedoch gibt es typischerweise große Unterschiede zwischen städtisch und ländlich geprägten Netzen, welche in Kapitel 2.1.1 bereits größtenteils beschrieben sind. Der Umstand, dass beim städtischen Netz drei Umspannwerksbereiche strukturell miteinander gekoppelt sind, eröffnet die Möglichkeit einer Verlagerung von Trennstellen, um Kapazitäten in anderen Bereichen zu nutzen und damit Kosten einzusparen.

Ausgehend von einer aufgrund der urbanen Struktur hohen Bevölkerungs- und damit Lastdichte ist zusätzlich eine hohe Lastzunahme durch Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr zu erwarten. Die Erzeugungszunahme wird, aufgrund geringer verfügbarer Flächen für PV-Anlagen und keinerlei Zubau von WEAs (aufgrund des notwendigen Abstands von WEAs zu bewohnten Gebieten, vgl. hierzu [30]), gering ausfallen. Bei dem städtischen Netzgebiet wurden der Zubau von Wärmepumpen, PV-Anlagen und Ladesäulen (aufgrund der Zunahme von Elektrofahrzeugen) berücksichtigt. Die Prognosen für den Zubau stammen aus einer Studie [34] und wurden anhand der Bevölkerungszahl auf die an das Netzgebiet angrenzenden Gemeinden umgerechnet. Die Zunahme von Last und Erzeugung ist beispielhaft für das Jahr 2035 in Abbildung 29 dargestellt. Hier ist zu erkennen, dass die Lastzunahme um einen Faktor von etwa 10 höher ausfällt als die Erzeugungszunahme, was auf die urbane Netzstruktur zurückzuführen ist.

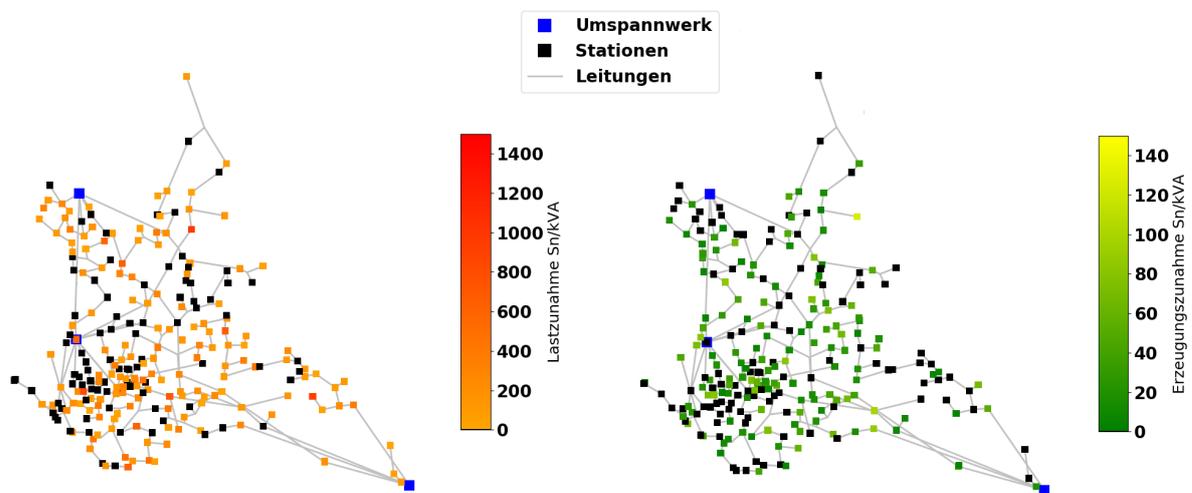


Abbildung 29: Zunahme von Last (links) und Erzeugung (rechts) im städtischen Mittelspannungsnetz bis zum Jahr 2035.

Abbildung 30 zeigt das Ergebnis für die Netzausbaukosten in den Jahren 2020 bis 2040, differenziert nach verschiedenen Planungsansätzen. Zunächst fällt dabei auf, dass die Kosten deutlich geringer sind als im Falle des ländlichen Mittelspannungsnetzes. Dies hängt zum einen mit

vorhandenen Kapazitäten im Netz zusammen, wodurch der Netzausbaubedarf geringer ausfällt, zum anderen mit dem deutlich geringeren Zubau an Last und Erzeugung. Zudem gibt es keine WEA-Anschlüsse im Netz oder direkt an das Umspannwerk zu berücksichtigen.

Bei der methodischen Betrachtung ist neben dem Vergleich der Planungsansätze: 1) konsekutive Planung und 2) Zielnetzplanung, auch die Verknüpfung der Umspannwerksbereiche besonders interessant. Bei diesem gekoppelten Ansatz, bei dem Lasten von einem Umspannwerksbereich in den anderen verlagert werden können, ist gegenüber dem getrennten Ansatz zu erwarten, dass die Kosten geringer ausfallen. Dies ist in Abbildung 30 auch tatsächlich erkennbar. Durch Erschöpfung vorhandener Kapazitäten wird der Unterschied in späteren Jahren jedoch wieder geringer.

Es gibt jedoch auch Szenarien, in denen die Optimierung für den gekoppelten Ansatz keine bessere Lösung findet als für den getrennten Ansatz. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass es sich bei dem Optimierungsalgorithmus um eine heuristische Optimierung handelt, wie sie in 3.4 beschrieben. Dieser kann keine optimale Lösung garantieren und stoppt teilweise an lokalen Optima. Je komplexer das Optimierungsproblem wird, desto schwieriger wird es, eine Lösung mit nahezu optimaler Fitness zu finden. Die gemeinsame Betrachtung der drei Umspannwerksbereiche erhöht dabei die Komplexität sehr stark. Ein interessanter Aspekt ist der Unterschied zwischen den Ansätzen der konsekutiven und der Zielnetzplanung. Sowohl bei der gekoppelten wie auch der getrennten Betrachtung liefert die Zielnetzplanung bessere Ergebnisse. Dieser Aspekt ist bereits in Kapitel 6.2.3.2 erörtert. Allerdings fällt hier auf, dass der Unterschied bei der gekoppelten Betrachtung insbesondere in den späteren Jahren tendenziell weniger deutlich ausfällt als bei der getrennten Betrachtung. Das Problem der konsekutiven Planung liegt darin, dass manche Investitionsentscheidungen sich später gegenüber anderen als ineffizient erweisen können. Durch die Möglichkeit der Verlagerung in andere Umspannwerksbereiche werden solche Effekte jedoch abgefedert, d. h. durch die zusätzlichen Freiheitsgrade sinkt die Wahrscheinlichkeit von Fehlinvestitionen.

Der Vergleich der Maßnahmenhäufigkeiten im städtischen Mittelspannungsnetz in Abbildung 31 zeigt, dass in vielen Fällen Leitungsüberlastungen durch eine Netzrestrukturierung reduziert werden können, wodurch weniger oder gar keine Leitungsmaßnahmen erforderlich werden.

### 6.3 Fazit und Weiterentwicklung

Im vorangegangenen Kapitel konnte gezeigt werden, dass das in ANaPlan entwickelte Tool zur Netzausbauplanung sowohl für den Einsatz in der Praxis wie auch zur Beantwortung allgemeiner Forschungsfragen geeignet ist.

Dabei kann eine Strukturoptimierung eine für die Zukunft besser geeignete Konfiguration aufzeigen und dabei die Ergebnisse des Asset-Managements mit Hilfe von Informationen wie Baujahr, angenommene Lebensdauer und Ausfallwahrscheinlichkeit zu den jeweiligen Assets berücksichtigen. Somit bezieht sich die Optimierung auf das Bestandsnetz und verfolgt keinen vereinfachten Grüne-Wiese-Ansatz, welcher in den seltensten Fällen sinnvoll auf die Realität übertragen werden kann. Die Beurteilung der gefundenen Netzkonfiguration liegt beim Planer,

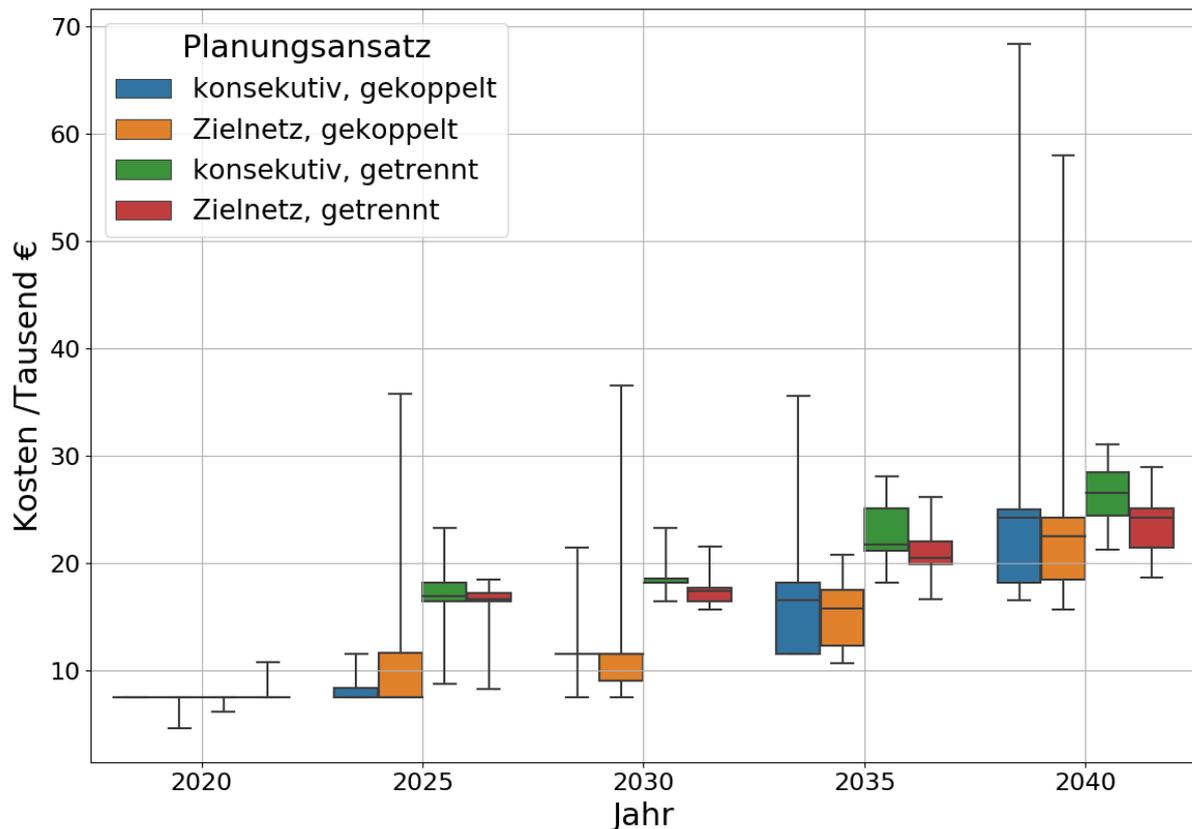


Abbildung 30: Kostenvergleich für das städtische Mittelspannungsnetz und alle Szenarien, differenziert nach Planungsansatz und der Möglichkeit, die Umspannwerksbereiche zu koppeln. Die Spreizung der einzelnen Boxplots beinhaltet die Ergebnisse für alle analysierten Szenarien und Anlagenverteilungen.

durch geeignete Anpassung der Problemformulierung, welche in einer GUI erfolgen kann, kann die Lösung entsprechend angepasst werden. So hat ein Planer z. B. die Möglichkeit, jüngst verlegte Kabel aus der Optimierung auszuschließen, so dass sie in einem Zielnetz auf jeden Fall berücksichtigt werden. Zudem ist es möglich, lediglich Teilnetze zu optimieren und sich so auf einzelne Bereiche oder Stadtteile zu beschränken. Ein solch flexibler Einsatz eröffnet einem Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit das Tool für unterschiedlichste Zwecke zu nutzen.

Bei der gleichzeitigen Planung verschiedener Spannungsebenen wie der Mittel- und Niederspannung können Puffer genutzt werden, die sich aus der Auslegung des MS-Netzes auf eine festgelegte Spannungsgrenze ergeben. Diese kann aufgeweicht werden, sofern unterlagerte NS-Netze ihrerseits in den vorgegebenen Netznutzungsfällen die in den Netzanschlussbedingungen formulierten Spannungsgrenzen am Hausanschluss einhalten.

Die entwickelten Tools erlauben zudem groß angelegte Auswertungen unterschiedlicher Planungsansätze und Szenarien. So kann durch eine Analyse verschiedener probabilistisch erstell-

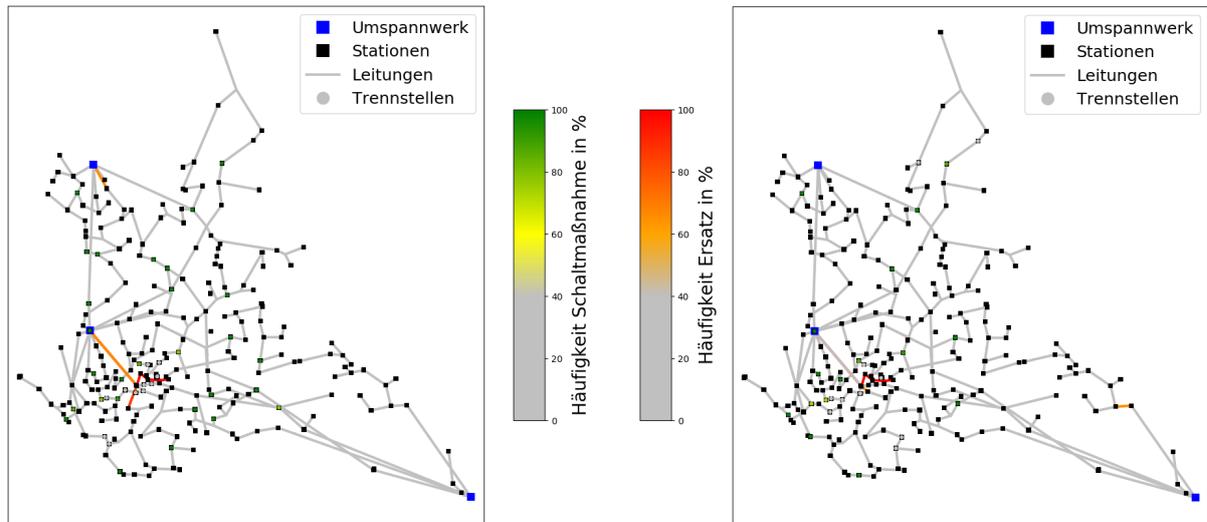


Abbildung 31: Vergleich der Maßnahmenhäufigkeiten im städtischen Mittelspannungsnetz für den gekoppelten (links) und den getrennten (rechts) Planungsansatz.

ter Szenarien sowohl analysiert werden, welche Methoden und Planungskriterien in bestimmten Fällen besonders wirkungsvoll sind, es können jedoch auch konkrete Aussagen zur Effektivität bestimmter Maßnahmen getroffen werden. Dies kann insbesondere dann hilfreich sein, wenn spezifische Maßnahmen im Netz notwendig werden, z. B. aufgrund einer geplanten neuen Anlage, die möglichen Maßnahmen aber nicht nur hinsichtlich ihrer Effektivität bezüglich der neu installierten Anlage beurteilt werden sollen, sondern auch hinsichtlich einer zukünftigen Weiterentwicklung des Netzes.

Um dies zu gewährleisten, sollte die Methodik zur Darstellung von Maßnahmenhäufigkeiten weiterentwickelt werden. Dabei sollten die in naher Zukunft anstehenden Maßnahmen mit der probabilistischen Weiterentwicklung des Netzes verglichen werden, was bereits in die Optimierung einfließen sollte, um einen probabilistischen Transformationspfad ableiten zu können. Zudem sollte die Erstellung der Szenarien noch weitere Kenngrößen wie die Verfügbarkeit bestimmter Flächen nach Flächennutzungsplan mit einbeziehen, um noch präzisere und realistischere Vorhersagen machen zu können.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Weiterentwicklung der kombinierten Planung mehrerer Netze. Da die deutschen Mittelspannungsnetze typischerweise strukturell grundsätzlich mit weiteren Mittelspannungsnetzen verbunden sind, stellt sich die Frage, welche Betrachtungsbereiche bei einer spezifischen Netzplanung ausgewählt werden sollen, damit eine für alle Bereiche optimale Lösung gefunden werden kann, während gleichzeitig das Optimierungsproblem handhabbar bleibt. Gleiches gilt für die integrierte Betrachtung verschiedener Spannungsebenen. Hier könnten sowohl bei der vertikalen wie auch der horizontalen Netzkopplung iterative Ansätze gewählt werden, welche jeweils möglichst viele Informationen über die gekoppelten Bereiche berücksichtigen. Die Auswahl eines entsprechend zu betrachtenden Netzbereiches ist

typischerweise Aufgabe des Planers, der dazu seine Erfahrung einsetzt. Ein automatisierter Ansatz kann hier aber zusätzliche Erkenntnisse liefern und des Planer bei der Auswahl unterstützen, indem verschiedene Varianten zügig getestet werden.

## Literatur

- [1] *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV): StromNEV. 07.2005*
- [2] *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV): ARegV. 10.2007*
- [3] GESETZ ÜBER DIE ELEKTRIZITÄTS- UND GASVERSORGUNG (ENERGIEWIRTSCHAFTSGESETZ - ENWG): § 13 Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen. 29.07.2016. – Bundesgesetzblatt Teil 1, Nr. 37
- [4] AGRELL, P. ; BOGETOFT, P. ; KOLLER, M. ; TRINKNER, U. : Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber Strom 2013.
- [5] BALZER, G. ; SCHORN, C. : *Asset Management für Infrastrukturanlagen - Energie und Wasser*. 2. Aufl. 2014. Springer Berlin Heidelberg (VDI-Buch). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-54939-7>. – ISBN 978-3-642-54939-7
- [6] BERG, M. de ; CHEONG, O. ; KREFELD, M. van ; OVERMARS, M. : *Computational Geometry: Algorithms and Applications*. 2008
- [7] BLUM, C. ; ROLI, A. : Metaheuristics in Combinatorial Optimization: Overview and Conceptual Comparison. In: *ACM Comput. Surv.* 35 (2003), Sept., Nr. 3, S. 268–308. <http://dx.doi.org/10.1145/937503.937505>. – DOI 10.1145/937503.937505. – ISSN 0360-0300
- [8] BOGETOFT, P. ; OTTO, L. : *Benchmarking with Dea, Sfa, and R*. Bd. 157. Springer Science & Business Media
- [9] BÜCHNER, D. ; THURNER, L. ; KNEISKE, T. M. ; BRAUN, M. : Automated Network Reinforcement including a Model for an Asset Management Strategy. Version: 2017. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8278724>. In: *International ETG Congress 2017*. VDE VERLAG (ETG-Fachbericht). – ISBN 9783800745050, 63–68
- [10] BUNDESNETZAGENTUR: *Datenblatt der Strom- und Gasnetzbetreiber*. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Transparenz/Transparenz\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Transparenz/Transparenz_node.html)
- [11] BUNDESNETZAGENTUR: *Übersicht Effizienzwerte*. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_01\\_Aktuell/Downloads/Veroeffentlichung\\_von\\_Effizienzwerten\\_Verteilnetzbetreiber.html?nn=266604](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK08/BK8_01_Aktuell/Downloads/Veroeffentlichung_von_Effizienzwerten_Verteilnetzbetreiber.html?nn=266604)

- [12] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN ; BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (Hrsg.): *Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung: Konsultationsfassung*
- [13] CAMARGO, V. ; LAVORATO, M. ; ROMERO, R. : Specialized genetic algorithm to solve the electrical distribution system expansion planning. In: *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*. Vancouver, Canada, July 2013. – ISSN 1932–5517, S. 1–5
- [14] CHEN, T.-H. ; CHERNG, J.-T. : Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 15 (2000), Aug, Nr. 3, S. 994–1000. <http://dx.doi.org/10.1109/59.871724>. – DOI 10.1109/59.871724. – ISSN 0885–8950
- [15] COSSI, A. M. ; ROMERO, R. ; MANTOVANI, J. R. S.: Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithms. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 20 (2005), Jan, Nr. 1, S. 205–213. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2004.839229>. – DOI 10.1109/TPWRD.2004.839229. – ISSN 0885–8977
- [16] COSSI, A. M. ; SILVA, L. G. W. D. ; LAZARO, R. A. R. ; MANTOVANI, J. R. S.: Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs. In: *IET Generation, Transmission Distribution* 6 (2012), March, Nr. 3, S. 274–284. <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd.2010.0666>. – DOI 10.1049/iet-gtd.2010.0666. – ISSN 1751–8687
- [17] DIPP, M. : *Bewertung von (n-1)-Sicherheit und optimaler Wiederversorgung für ausgewählte Topologien des Mittelspannungsnetzes: Bachelorarbeit*
- [18] FALAGHI, H. ; SINGH, C. ; HAGHIFAM, M.-R. ; RAMEZANI, M. : DG integrated multistage distribution system expansion planning. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 33 (2011), Nr. 8, S. 1489 – 1497. <http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.06.031>. – DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.06.031>. – ISSN 0142–0615
- [19] FLETCHER, J. ; FERNANDO, T. ; IU, H. ; REYNOLDS, M. ; FANI, S. : A case study on optimizing an electrical distribution network using a genetic algorithm. In: *2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2015. – ISSN 2163–5137, S. 20–25
- [20] FORSCHUNGSGEMEINSCHAFT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND STROMWIRTSCHAFT E.V. ; FORSCHUNGSGEMEINSCHAFT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND

- STROMWIRTSCHAFT E.V. (Hrsg.): *Technischer Bericht 299: Asset-Management von Verteilungsnetzen – Komponentenverhalten und Analyse des Kostenrisikos*. Mannheim,
- [21] GANGULY, S. ; SAHOO, N. ; DAS, D. : A novel multi-objective PSO for electrical distribution system planning incorporating distributed generation. In: *Energy Systems 1* (2010), Nr. 3, S. 291–337
- [22] GITIZADEH, M. ; VAHED, A. A. ; AGHAEI, J. : Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation using hybrid evolutionary algorithms. In: *Applied Energy* 101 (2013), Nr. Supplement C, S. 655 – 666. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.07.010>. – DOI <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.07.010>. – ISSN 0306–2619. – Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems
- [23] HARNISCH, S. ; STEFFENS, P. ; THIES, H. H. u. a.: *Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*. Zdrallek, Markus, 2016
- [24] HECHENBICHLER, T. : *Benchmarking im Bereich der automatisierten Verteilnetzplanung im Verteilnetz Strom - Generierung von synthetischen Verteilnetzbetreibern und Untersuchung zu den Effizienzwerten anhand konkreter Anwendungsfälle*
- [25] INSTITUT FÜR NETZ- UND ANWENDUNGSTECHNIK GMBH: *Spannungsbandproblem*. <http://ront.info/systemwirkung-ront/probleme-und-losungen/spannungsbandproblem/>
- [26] J. SCHLABBACH AND K.-H. ROFALSKI: *Power System Engineering: Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment*. Weinheim, Germany : Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2008
- [27] KEKO, H. ; SKOK, M. ; SKRLEC, D. : Solving the distribution network routing problem with artificial immune systems. In: *Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON)* Bd. 3. Dubrovnik, Croatia, May 2004, S. 959–962 Vol.3
- [28] KONG, T. ; CHENG, H. ; HU, Z. ; YAO, L. : Multiobjective planning of open-loop MV distribution networks using ComGIS network analysis and MOGA. In: *Electric Power Systems Research* 79 (2009), Nr. 2, S. 390 – 398. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.08.004>. – DOI <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.08.004>. – ISSN 0378–7796
- [29] LIN, C. H. ; CHEN, C. S. ; HUANG, M. Y. ; CHUANG, H. J. ; KANG, M. S. ; HO, C. Y. ; HUANG, C. W.: Optimal Phase Arrangement of Distribution Feeders Using Immune Algorithm. In: *2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, 2007, S. 1–6

- [30] MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INNOVATION, DIGITALISIERUNG UND ENERGIE (AZ. VI.A-3 – 77-30 WINDENERGIEERLASS), MINISTERIUM FÜR UMWELT, LANDWIRTSCHAFT, NATUR- UND VERBRAUCHERSCHUTZ (AZ. VII.2-2 – 2017/01 – WINDENERGIEERLASS) UND MINISTERIUM FÜR HEIMAT, KOMMUNALES, BAU UND GLEICHSTELLUNG DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN: *Erlass für die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung: Windenergie-Erlass.* [https://recht.nrw.de/lmi/owa/br\\_vbl\\_detail\\_text?anw\\_nr=7&vd\\_id=16977&ver=8&val=16977&sg=0&menu=1&vd\\_back=N](https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_vbl_detail_text?anw_nr=7&vd_id=16977&ver=8&val=16977&sg=0&menu=1&vd_back=N).  
Version: 08.05.2018
- [31] MIRANDA, V. ; RANITO, J. V. ; PROENCA, L. M.: Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 9 (1994), Nov, Nr. 4, S. 1927–1933. <http://dx.doi.org/10.1109/59.331452>. – DOI 10.1109/59.331452. – ISSN 0885–8950
- [32] NAHMAN, J. M. ; PERIC, D. M.: Optimal Planning of Radial Distribution Networks by Simulated Annealing Technique. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 23 (2008), May, Nr. 2, S. 790–795. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2008.920047>. – DOI 10.1109/TPWRS.2008.920047. – ISSN 0885–8950
- [33] NAVARRO, A. ; RUDNICK, H. : Large-Scale Distribution Planning - Part II: Macro-Optimization With Voronoi's Diagram And Tabu Search. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 24 (2009), May, Nr. 2, S. 752–758. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016594>. – DOI 10.1109/TPWRS.2009.2016594. – ISSN 0885–8950
- [34] NITSCH, J. ; PREGGER, T. ; NAEGLER, T. ; HEIDE, D. ; TENA, D. Luca d. ; TRIEB, F. ; SCHOLZ, Y. ; NIENHAUS, K. ; GERHARDT, N. ; STERNER, M. ; TROST, T. ; OEHSSEN, A. von ; SCHWINN, R. ; PAPE, C. ; HAHN, H. ; WICKERT, M. ; WENZEL, B. : Langfrist-szenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. (2012), 04, S. 115,131,195
- [35] OBERGÜNNER, M. : *Aachener Beiträge zur Energieversorgung*. Bd. 102: *Bewertung und Optimierung des Instandhaltungsaufwands elektrischer Verteilungsnetze: Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2005*. 1. Aufl. Aachen : Klinkenberg, 2005. – ISBN 3934318584
- [36] SAHOO, N. ; GANGULY, S. ; DAS, D. : Multi-objective planning of electrical distribution systems incorporating sectionalizing switches and tie-lines using particle swarm optimization. In: *Swarm and Evolutionary Computation* 3 (2012), S. 15 – 32. <http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.swevo.2011.11.002>. – DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.swevo.2011.11.002>. – ISSN 2210–6502
- [37] SCHEIDLER, A. ; THURNER, L. ; BRAUN, M. : Heuristic optimisation for automated distribution system planning in network integration studies. In: *IET Renewable Power*

- Generation* 12 (2018), April, Nr. 5, S. 530–538. <http://dx.doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0394>. – DOI 10.1049/iet-rpg.2017.0394
- [38] THURNER, L. ; SCHEIDLER, A. ; PROBST, A. ; BRAUN, M. : Heuristic optimisation for network restoration and expansion in compliance with the single-contingency policy. In: *IET Generation, Transmission Distribution* 11 (2017), Nr. 17, S. 4264–4273. <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0729>. – DOI 10.1049/iet-gtd.2017.0729. – ISSN 1751–8687
- [39] THURNER, L. : *Structural Optimizations in Strategic Medium Voltage Power System Planning*, Universität Kassel, Dissertation, 2018. <http://dx.doi.org/10.19211/KUP9783737605397>. – DOI 10.19211/KUP9783737605397
- [40] THURNER, L. ; BRAUN, M. : Vectorized Calculation of Short Circuit Currents Considering Distributed Generation - An Open Source Implementation of IEC 60909. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Conference Europe, Sarajevo, Bosnia and Herzegovina*, 1-6
- [41] THURNER, L. ; KUPKA, J. ; FISCHBÖCK, B. u. a.: TAZAN – Teilautomatisierte Ziel- und Ausbaunetzplanung in Mittelspannungsnetzen. In: *International ETG Congress 2019*. Esslingen, 2019, S. 1–6
- [42] WEISBACH, F. ; REUTER, H. : Aktivierungsgrundsätze bei Energieversorgungsunternehmen – Spannungsfeld zwischen HGB, Bilanzsteuerrecht und Regulierung. , Nr. 11, S. 321
- [43] ZHU, J. ; BILBRO, G. ; CHOW, M.-Y. : Phase balancing using simulated annealing. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 14 (1999), Nov, Nr. 4, S. 1508–1513. <http://dx.doi.org/10.1109/59.801943>. – DOI 10.1109/59.801943. – ISSN 0885–8950
- [44] ZMIJAREVIĆ, Z. ; SKOK, M. ; KEKO, H. u. a.: A comprehensive methodology for long-term planning of distribution networks with intrinsic contingency support. In: *18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED*. Turin, Italy, June 2005, S. 1–5