

# Abschlussbericht zum Verbundvorhaben SpaZiel

## Spannungsebenenübergreifende optimierte und automatisierte Zielnetzplanung von Verteilungsnetzen

### Final report on the joint project SpaZiel

Optimised and automated target network planning for distribution  
networks across voltage levels

Zuwendungsempfänger:

Bergische Universität Wuppertal

FKZ 03EI6087A

IAV GmbH – Ingenieurgesellschaft Automobil und Verkehr

FKZ 03EI6087B

Assoziierte Partner:

RheinNetz GmbH

Stadtwerke Hilden GmbH

SachsenNetze GmbH

Enercity Netz GmbH

Laufzeit des Vorhabens

01.09.2022 – 31.08.2025

Wuppertal & Gifhorn, 24.02.2026

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## Inhaltsverzeichnis

Einleitung und Voraussetzungen unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde .....	3
Aufgabenstellung und Ziele des Vorhabens .....	3
Planung und Ablauf des Vorhabens .....	4
Stand der Wissenschaft und Forschung .....	5
Überblick zum Stand der Wissenschaft und Forschung .....	5
Abgrenzung zu anderen Forschungsprojekten.....	6
Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	7
Verwendung der Zuwendung einschließlich Einordnung zur Notwendigkeit der geleisteten Arbeit und Verwertbarkeit des Ergebnisses .....	8
1. Arbeitspaket: Zukünftige Einflüsse und Rahmenbedingungen in deutschen Verteilungsnetzen	8
2. Arbeitspaket: Entwicklung eines Konzepts zur automatisierten spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanung .....	12
3. Arbeitspaket: Entwicklung eines Konzepts zur Integration und Analyse von Geostruktur- und Marktdaten in den Zielnetzplanungsprozess .....	20
4. Arbeitspaket: Entwicklung eines Prototyps zur automatisierten innovativen Zielnetzplanung	25
5. Arbeitspaket: Anwendung des Prototyps auf reale Verteilungsnetze .....	50
6. Arbeitspaket: Projektkoordination.....	57
Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises .....	58
Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit.....	58
Verwertbarkeit des Ergebnisses .....	59
Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen.....	59
Literatur.....	61

## Einleitung und Voraussetzungen unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Zur Eindämmung des menschengemachten Klimawandels haben sich viele Staaten der Erde zu einer Reduzierung ihrer Treibhausgasemissionen und Klimaneutralität bis zur Mitte des aktuellen Jahrhunderts verpflichtet [1], [2]. Zur Erreichung dieser Ziele wird in vielen Ländern auf einen Umbau des Energiesystems weg von fossilen Großkraftwerken und zentraler Energiebereitstellung hin zu regenerativen kleineren Erzeugungsanlagen und dezentraler Energiebereitstellung hingewirkt. Das hat direkte Auswirkungen auf das historisch auf zentrale Bereitstellung hin ausgelegte elektrische Energiesystem. Hinzu kommt zusätzlich der Umstand, dass auch in ursprünglich kaum elektrisch geprägten Bereichen wie dem Verkehrs- und Gebäudeenergiesektor über batterieelektrische Fahrzeuge und Wärmepumpen eine deutliche Elektrifizierung stattfindet.

Um den daraus resultierenden Herausforderungen zu begegnen, werden durch Verteilnetzbetreiber in regelmäßigen Abständen Zielnetzplanungen durchgeführt. Dabei wird eine strategische Planung mit einem Vorschauzeitraum von typischerweise über 10 Jahren erstellt. Hierzu erfolgt zunächst eine Prognose der zukünftigen Last und Einspeisung, dann eine Verteilung der Prognose auf das Netzgebiet und im Anschluss die eigentliche Zielnetzplanung. Im Rahmen der Zielnetzplanung wird dann ein Netz entwickelt, das bezüglich seiner Tragfähigkeit die abgebildete Last- und Erzeugungssituation unter Einhaltung vorgegebener Grenzwerte tragen kann.

Durch die zuvor dargestellten Umbrüche im Energiesystem kommt es zu Veränderungen mit zunehmender Geschwindigkeit bei gleichzeitig herausfordernderer Prognose. Abschätzungen zur zukünftigen Last- und Einspeiseverteilung werden in zunehmend kurzen Abständen an neue gesellschaftliche, politische und technische Entwicklungen angepasst. Auch nimmt die Durchdringung aller Ebenen des elektrischen Energieversorgungssystems in den Prognosen stetig zu, so dass früher übliche pauschale Reserven zu einer Über- oder Fehldimensionierung insbesondere einzelner Ebenen führen können. Um Schritt zu halten, müssen bei signifikanten Veränderungen auch Zielnetzplanungen aktualisiert werden.

Dabei findet eine solche Zielnetzplanung üblicherweise getrennt nach Spannungsebenen statt. Die Umsetzung erfolgt zumeist manuell durch speziell ausgebildete Netzplaner, aber auch automatisierte Anwendungen sind am Markt verfügbar. Eine spannungsebenenübergreifende Zielnetzplanung erfolgt dabei zumeist nicht. Hier setzt das Forschungsvorhaben SpaZiel mit dem Ziel der Entwicklung einer spannungsebenenübergreifenden automatisierten Zielnetzplanung an. Durch diese Entwicklung soll insbesondere der Anforderung an häufiger wiederholte Planungsdurchführung bei gleichzeitig gebotener Reduzierung pauschaler Reserven Rechnung getragen werden.

## Aufgabenstellung und Ziele des Vorhabens

Zentrales Ziel im Forschungsvorhaben SpaZiel war die Entwicklung und Anwendung einer softwaregestützten Methodik zur spannungsebenenübergreifenden automatisierten Zielnetzplanung von realen Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Elektromobilität sowie Geostruktur- und Marktdaten. Dabei sollten sowohl konventionelle als auch innovative Betriebsmittel und Planungsmethoden berücksichtigt werden. Als Grundlage dienten zwei bestehende Softwarelösungen der bergischen Universität Wuppertal (im Text auch BUW genannt; für automatisierte Zielnetzplanungen der Niederspannungsebene) und der IAV GmbH – Ingenieurgesellschaft Automobil und Verkehr (im Text auch IAV genannt; für automatisierte Zielnetzplanungen der

Mittelspannungsebene). Auf dieser Basis sollte zunächst eine Methode entwickelt werden, mit der eine ebenenübergreifende automatisierte Zielnetzplanung implementiert werden konnte. Dabei sollte zunächst eine grundsätzliche Analyse bekannter Ansätze erfolgen. Im Anschluss war ggfls. die Entwicklung zusätzlicher Ansätze vorgesehen. Ziel war es, die Verknüpfung unter zumindest grundsätzlicher Beibehaltung der Struktur der bestehenden Softwarelösungen zu erreichen. Hierzu sollte aus allen ermittelten bzw. entwickelten Ansätzen ein geeigneter ausgewählt werden. Im Anschluss sollte dieser in die Softwarelösungen implementiert werden, so dass spannungsebenenübergreifende automatisierte Zielnetzplanungen ermöglicht werden. Zusätzlich sollten Geostuktur- und Marktdaten eingebracht werden, um die zukünftige Positionierung neuer Lasten und Einspeiser unter vorgegebenen Randbedingungen und Annahmen möglichst genau abschätzen zu können und um Verlauf und Kosten (insbesondere Tiefbaukosten) elektrischer Leitungen möglichst genau bestimmen zu können.

Durch die am Forschungsvorhaben beteiligten assoziierten Partner sollten Modelle von jeweils ein bis zwei realen Netzgebieten bereitgestellt werden. Auf diese Modelle sollte die Methode dann unter Nutzung der weiterentwickelten Softwarelösungen angewendet werden. Im Anschluss war die generelle Plausibilisierung der neuen Methode, aber auch die Ableitung zentraler technischer Erkenntnisse und Einsparpotenziale vorgesehen. Dabei sollte insbesondere herausgearbeitet werden, ob, und wenn ja in welcher Höhe, sich Kosteneinsparpotenzial durch eine ebenenübergreifende automatisierte Zielnetzplanung im Vergleich zu einem ebenenseparaten automatisierten Ansatz ergibt. Ein Vergleich zwischen Netzen mit verschiedenen regionalen und topologischen Besonderheiten (insbesondere ländlich / städtisch gelegen und hoher / niedriger Freileitungsanteil) sollte durchgeführt werden.

## Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben war in sechs Arbeitspakete aufgegliedert. Diese waren:

1. Zukünftige Einflüsse und Rahmenbedingungen in deutschen Verteilnetzen
2. Entwicklung eines Konzepts zur automatisierten spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanung
3. Entwicklung eines Konzepts zur Integration und Analyse von Geostuktur- und Marktdaten in den Zielnetzplanungsprozess
4. Entwicklung eines Prototyps zur automatisierten innovativen Zielnetzplanung
5. Anwendung des Prototyps auf reale Verteilungsnetze
6. Projektkoordination

Dabei war der Ablauf nicht streng chronologisch entsprechend der Nummerierung vorgesehen.

Geplant war, dass zunächst die Arbeitspakete 1 und 5 beginnen. Arbeitspaket 1 diente dabei maßgeblich als Grundlage insbesondere dazu, welche Aspekte sowohl mit Blick auf die Last- und Einspeiseentwicklung als auch auf die zukünftigen Technologien für die vorgesehene Implementierung relevant werden würden. Im ersten Teil von Arbeitspaket 5 war die Übernahme, Prüfung und Konvertierung von Modellen der bereitzustellenden Netzgebiete vorgesehen. Hier wurde ein früher Start insbesondere wichtig, da Vorerfahrungen der Projektbeteiligten vermuten ließen, dass entsprechende Modellübergaben und Konvertierungen in vorgesehene Zielformate voraussichtlich nicht trivial werden würden.

Im Anschluss sollte in den Arbeitspaketen 2 und 3 parallel sowohl das generelle Konzept zur automatisierten spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanung als auch das Konzept zur Integration von Geostruktur- und Marktdaten entwickelt werden. Eine parallele Bearbeitung war vorgesehen, da zwar der grundsätzliche Ansatz zur Methodik der übergreifenden Planung bekannt sein musste, um die Integration weiterer Daten zu entwickeln, nicht jedoch die finalen Ergebnisse zum Konzept. Da ferner Wechselwirkungen zwischen der Ausgestaltung der generellen Planungsmethodik und den zu integrierenden weiteren Daten vermutet wurden, erschien eine parallele Bearbeitung zweckmäßig.

Darauf aufbauend war die Entwicklung des konkreten Prototyps der Softwarelösung in Arbeitspaket 4 vorgesehen. Dieses Arbeitspaket musste weitgehend nachgelagert bearbeitet werden, da die Finalisierung der Methode erforderlich war, um eine zielgerichtete Entwicklung sicherzustellen.

Im Anschluss war geplant, im zweiten Teil von Arbeitspaket 5 die Modelle der realen Netzgebiete mit der Softwarelösung zu überplanen. Die Planungsergebnisse sollten analysiert und zentrale Erkenntnisse abgeleitet werden.

Arbeitspaket 6 sollte dabei während der gesamten Projektlaufzeit bearbeitet werden, um eine laufende Koordination und die zeitnahe Kommunikation von Zwischenergebnissen sicherzustellen.

Der tatsächliche Ablauf des Projektes folgte weitgehend dem Plan. Insbesondere in Arbeitspaket 5 konnte die Übernahme und Konvertierung der Netzmodelle jedoch nicht, wie ursprünglich geplant, etwa mit Beginn von Arbeitspaket 3 abgeschlossen werden. Stattdessen traten die erwarteten Herausforderungen in Bezug auf die erfolgreiche Übernahme und Konvertierung ein, weshalb dieser Aspekt von Arbeitspaket 5 über weite Teile der Projektlaufzeit immer wieder betrachtet werden musste. Abgeschlossen werden konnte der Aspekt erst ca. vier Monate vor Ende der Projektlaufzeit. Die Anwendung des Prototypen der Softwarelösung und die Analyse der Ergebnisse war trotz dieser längeren Laufzeit für alle vorgesehenen Netzgebiete möglich.

## Stand der Wissenschaft und Forschung

### Überblick zum Stand der Wissenschaft und Forschung

Zielnetzplanungen werden zurzeit durch Netzbetreiber üblicherweise manuell und erfahrungsbasiert durchgeführt. Dabei werden Netze jeder Spannungsebene bzw. Netzebene getrennt betrachtet: die Anpassung an zukünftige Versorgungsaufgaben erfolgt in jeder Ebene iterativ, indem so lange Maßnahmen (Umschaltungen, Leitungstausch, Neuleitungsbau, Einsatz zusätzlicher Betriebsmittel) vorgesehen werden, bis alle Grenzwerte im jeweiligen Netz eingehalten werden. Bei diesem Vorgehen werden allerdings regelmäßig große Reserven berücksichtigt, weshalb der ermittelte Netzausbaubedarf im Vergleich zu einer spannungsebenenübergreifenden Planung erkennbar höher ausfällt. Dementsprechend führt die spannungsebenenseparate Zielnetzplanung regelmäßig zu einer Überdimensionierung der Netze, aus der unmittelbar höhere Netzausbaukosten resultieren.

Spannungsebenenübergreifende Zielnetzplanungen sind allerdings bei manueller Durchführung zeitlich so umfangreich, dass eine Bewältigung in angemessener Zeit kaum realisierbar ist. Die Entwicklung einer Methode zur automatisierten spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanung erscheint deshalb erforderlich. Dies gilt umso mehr bei gleichzeitiger Integration innovativer Technologien in den Planungsprozess. Da viele dieser Technologien zusätzliche Freiheitsgrade in die Planung einbringen, steigt hier der manuelle Aufwand zumeist deutlich.

Methoden und Anwendungen zur teilautomatisierten bzw. ebenenseparat automatisierten Zielnetzplanung wurden in verschiedenen abgeschlossenen Forschungsprojekten entwickelt und erprobt. Auch Ansätze zur ebenenübergreifenden automatisierten Zielnetzplanung wurden bereits entwickelt, allerdings erfolgte hier entweder die Nutzung eines zusammenhängenden Netzmodells oder eine nur sehr schwache Verzahnung. Die Abgrenzung zu diesen Forschungsprojekten ist im nächsten Unterkapitel ausführlich dargestellt.

### Abgrenzung zu anderen Forschungsprojekten

Nachfolgend werden den Autoren bekannte Projekte zur automatisierten Zielnetzplanung dargestellt. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass in vielen der genannten Forschungsprojekte ebenenseparate Zielnetzplanungsansätze verfolgt wurden. Forschungsprojekte, die ebenenübergreifende automatisierte Zielnetzplanungen zum Gegenstand hatten, verfolgten entweder Ansätze mit gemeinsamen ebenenübergreifendem Netzmodell, einer Simulation von Last und Einspeisung auf Basis von Zeitreihen oder einer Berücksichtigung der Randbedingungen einer weiteren Ebene ohne aktive Beeinflussungsmöglichkeit. Von allen drei Ansätzen kann SpaZiel deutlich abgegrenzt werden, da die Entwicklung einer spannungsebenenübergreifenden automatisierten Zielnetzplanung mit getrennten Netzmodellen und Abbildung der Last- und Einspeisesituation über Betriebspunkte angestrebt wurde. Gleichzeitig wurde bei grundsätzlich eigenständiger vorgelagerter Optimierung der Niederspannungsebene ein zusätzlicher Freiheitsgrad zur ebenenübergreifenden Gesamtoptimierung durch den Optimierungsalgorithmus der Mittelspannungsebene vorgesehen. Insbesondere der letztgenannte Punkt ist nicht Gegenstand der nachfolgend dargestellten Forschungsprojekte.

#### **DiGO – Distribution Grid Optimization (FKZ 020E-100343647) [3]**

Hauptziel des Forschungsvorhabens „DIGO – Distribution Grid Optimization“ war die Verbesserung der Prozesse bei der Netzausbauplanung mit Fokus auf Niederspannungsverteilnetze. Dabei wurde unter anderem auch ein Tool zur automatisierten Zielnetzplanung für Niederspannungsnetze entwickelt, welches einen genetischen Algorithmus nutzt. [3, S. 41] Eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung war nicht Gegenstand des Forschungsprojektes, außerdem wurden Zeitreihen statt statischen Betriebspunkten für die Planung genutzt.

#### **KonVeTrO – Kongruentes Verfahren zur ebenenübergreifenden Ausbauplanung von Verteil-, Übertragungs- und Overlaynetzen (FKZ 03EK3535) [4]**

Das Forschungsprojekt „KonVeTrO – Kongruentes Verfahren zur ebenenübergreifenden Ausbauplanung von Verteil-, Übertragungs- und Overlaynetzen“ hatte die ebenenübergreifende Analyse elektrischer Netze zum Ziel. Der Fokus lag dabei insbesondere auf dem Zusammenspiel zwischen Höchst- und Hochspannungsnetz sowie Mittelspannungs-Verteilnetz. Die übergreifende Betrachtung auch mit Niederspannungsnetzen stand nicht im Fokus. Entwickelte Verfahren zur ebenenübergreifenden Betrachtung nutzten im Projekt ein zusammenhängendes ebenenübergreifendes Modell des Netzes. [4, S. 43-44]

#### **ANaPlan – Automatisierte Netzausbauplanung im Verteilungsnetz (FKZ 0325923A-C) [5]**

Im Forschungsvorhaben „ANaPlan – Automatisierte Netzausbauplanung im Verteilungsnetz“ wurde eine automatisierte Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen auf Basis eines Hill-Climbing-Verfahrens implementiert. [5] Begonnen wurde mit einer Zielnetzplanung der Mittelspannungsebene. Eine Verbindung zwischen den Netzebenen erfolgte über die Spannung am MS/NS-Transformator je

Netz. Dabei sind allerdings insbesondere die Randbedingungen aus der Planung der MS-Ebene in der NS-Ebene als unveränderbar gegeben anzusehen. MS- und NS-Planungen wurden wiederholt, um mit veränderten am Ebenenübergang herrschenden Spannungen durch eine veränderte Spannungsbandaufteilung zu planen. [5, S. 51-56]

#### **straZNP – Strategische Zielnetzplanung (FKZ 020E-100375093) [6]**

In straZNP wurde eine sowohl ebenenseparat, als auch ebenenübergreifend, einsetzbare automatisierte Zielnetzplanung entwickelt. Zur Anwendung kamen getrennte Netzmodelle für Mittel- und Niederspannungsebene. Die Mittelspannungsebene wurde über einen Ameisenalgorithmus optimiert, die Niederspannungsebene über einen genetischen Algorithmus. Informationen zur Ausgestaltung der Schnittstelle und zum Prozess konnten weder dem Abschlussbericht noch Veröffentlichungen entnommen werden. Die gesamte Zielnetzplanung im Forschungsprojekt basierte auf Zeitreihenbetrachtungen, welche zur Bestimmung aller Netzauslastungen genutzt wurden.

#### **SektorPlan - Sektorenübergreifende Planungs- und Betriebsgrundsätze für Energienetze [7]**

Im Rahmen des Projektes SektorPlan sollten sektorenübergreifende Planungs- und Betriebsgrundsätze für Energienetze entwickelt werden. Dabei stand insbesondere die Berücksichtigung einer Kopplung zwischen Strom-, Gas- und Wärmenetzen im Fokus. Zur Durchführung der Planungen im Projekt wurde aber auch eine Methode zur automatisierten Erneuerungsplanung unter Berücksichtigung von Sektorenkopplungsanlagen entwickelt und genutzt [8]. Eine ebenenübergreifende Betrachtung **erfolgte nicht**.

#### **STROM – Bayerischer Forschungsverbund „Energie – SekToRkOpplung und Micro-Grids“ [9]**

Im Forschungsverbund STROM lag der Fokus auf der Entwicklung neuer Methoden und Werkzeugen zur schnellen Entscheidungsfindung. Dabei wurde auch die Netzausbauplanung berücksichtigt. Ziel eines Teilprojektes war die Entwicklung eines Zielnetzplanungsprozesses mit hohem Automatisierungsgrad, der konventionelle und innovative Planungsansätze berücksichtigen sollte [10]. Dabei wurde insbesondere eine Sektorenkopplung berücksichtigt, eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung erfolgte nicht.

#### **open\_eGo - Netzebenen-übergreifendes Planungsinstrument [11]**

Das Modell eGO wurde durch das Institut für Vernetzte Energiesysteme des deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) gemeinsam mit weiteren Partnern entwickelt. Es beinhaltet eine Modellierung verschiedener Spannungsebenen von der Höchst- bis zur Niederspannung. Auf Basis verschiedener Eingangsdaten können insbesondere Lastflussberechnungen über verschiedene Spannungsebenen hinweg durchgeführt werden. Ein Ansatz zur spannungsebenenübergreifenden Planung auf Basis des Tools wurde implementiert. Der Ansatz verfolgt eine Top-Down-Strategie, in der Mittel- und Niederspannungsebene wird nur eine Auswahl von Netzen überplant. Eine Anwendung auf spezifische reale Netze ist nicht vorgesehen. [12]

### Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen des Forschungsvorhabens erfolgte eine Zusammenarbeit der Verbundpartner Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, und IAV GmbH – Ingenieurgesellschaft Automobil und Verkehr maßgeblich untereinander. Insbesondere für die Übernahme und Konvertierung der Modelle realer Netzgebiete und die Vorstellung der Ergebnisse

erfolgte eine Zusammenarbeit mit den assoziierten Partnern RheinNetz GmbH, Stadtwerke Hilden GmbH, SachsenNetze GmbH und Enercity Netz GmbH. Ferner erfolgte mit diesen auch regelmäßig im Rahmen von Projekttreffen und ad-hoc-Abstimmungen ein Austausch zu den vorgesehenen Methoden und Modellen der Planungsmaßnahmen, um die Relevanz und Richtigkeit mit Blick auf die praktische Anwendung zu validieren.

Um vergleichbare Kostenansätze im Rahmen aller Planungen sicherzustellen, wurden einheitliche Kostenansätze mit den assoziierten Partnern abgestimmt. Für regelbare Ortsnetztransformatoren wurden Kostenansätze bei der Maschinenfabrik Reinhausen GmbH erfragt. Eine Zusammenarbeit über die Abfrage aktueller Kostenansätze hinaus erfolgte mit Maschinenfabrik Reinhausen GmbH nicht.

Über die vorgenannten Aspekte hinaus ist im Projekt eine Zusammenarbeit mit anderen Stellen nicht erfolgt. Für im Rahmen des Projektes erschienene Veröffentlichungen, bei denen sich ggfls. anderer Stellen, Verbände und Unternehmungen bedient wurde, wird auf die entsprechende Stelle im nachfolgenden ausführlichen Bericht verwiesen. Diesem können auch Details zur Zusammenarbeit mit den assoziierten Partnern entnommen werden.

## Verwendung der Zuwendung einschließlich Einordnung zur Notwendigkeit der geleisteten Arbeit und Verwertbarkeit des Ergebnisses

### 1. Arbeitspaket: Zukünftige Einflüsse und Rahmenbedingungen in deutschen Verteilungsnetzen

#### AP 1.1 - Analyse der zukünftigen Einflüsse und Rahmenbedingungen auf deutsche Verteilungsnetze

Die Transformation des deutschen Energiesystems hin zur Klimaneutralität bis 2045 stellt Verteilnetzbetreiber vor erhebliche Herausforderungen. Im Rahmen der Sektorenkopplung werden bisher fossil geprägte Bereiche wie Mobilität und Wärmeversorgung zunehmend elektrifiziert. Gleichzeitig erfolgt der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik und Windkraft. Diese Entwicklungen verändern die Last- und Einspeisesituation in Verteilnetzen aller Spannungsebenen grundlegend: Erhöhte Spitzenlasten durch Elektromobilität und Wärmepumpen sowie bidirektionale Lastflüsse durch dezentrale Erzeugung erfordern eine Anpassung der Netzinfrastruktur. Eine belastbare Zielnetzplanung setzt daher die Quantifizierung dieser zukünftigen Einflüsse voraus.

#### Elektromobilität

Der Bestand an Elektro-Pkw in Deutschland betrug zum Referenzjahr 2022 etwa 1,0 Mio. Fahrzeuge. Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung von 2021 wurde das Ziel formuliert, bis 2030 einen Bestand von 15 Mio. Elektrofahrzeugen zu erreichen. Die tatsächliche Marktentwicklung bleibt hinter diesem ambitionierten Ziel zurück, wobei verschiedene Studien Bestandsprognosen zwischen 9 und 17 Mio. Fahrzeugen für 2030 ausweisen.

Für die Netzplanung ist neben der Anzahl der Fahrzeuge insbesondere die Verteilung der Ladeleistungen relevant. Im privaten Bereich dominieren Ladepunkte mit 11 kW und 22 kW Anschlussleistung. Auf Basis von Erfahrungswerten und Abstimmungen mit den assoziierten Netzbetreibern wurde für die Planungen eine Verteilung von 60 % mit 11 kW und 40 % mit 22 kW

Ladeleistung angenommen. Im öffentlichen Bereich ist eine Entwicklung hin zu höheren Ladeleistungen und DC-Ladestationen zu erwarten. Für die Stützjahre wurde eine Verteilung von 80 % mit 50 kW und 20 % mit höheren Leistungen von 150 kW angesetzt.

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladeeinrichtungen wurden auf Basis von Mobilitätssimulationen in Anlehnung an das Forschungsprojekt "PuBStadt" ermittelt [13]. Dabei zeigt sich, dass die Gleichzeitigkeit mit zunehmender Anzahl an Fahrzeugen sinkt. Für typische Niederspannungsnetze mit 10 bis 100+ Ladepunkten ergeben sich Gleichzeitigkeitsfaktoren zwischen 0,7 und < 0,1, abhängig von der Ladeleistung und der betrachteten Fahrzeuganzahl.

### Wärmepumpen

Der Bestand an elektrischen Wärmepumpen lag 2022 bei etwa 1,0 Mio. Geräten. Mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) wurde die Wärmewende politisch forciert. Die Prognosen für 2030 variieren zwischen 4 und 6 Mio. installierten Wärmepumpen, für 2045 zwischen 9 und 15 Mio. Geräten.

Für die netztechnische Dimensionierung kann zwischen drei Leistungsklassen unterschieden werden. Auf Basis einer Auswertung des Wärmepumpenbestands mit Prüfnachweis (Stand 2018) ergab sich, dass etwa 55-79 % der Anlagen eine elektrische Leistung unter 3 kW aufweisen, 13-34 % im Bereich 3-5 kW liegen und 8-32 % oberhalb von 5 kW. Luft-Wasser-Wärmepumpen, die den überwiegenden Anteil der Neuinstallationen ausmachen, weisen dabei tendenziell niedrigere elektrische Leistungen auf als Sole-Wasser- oder Wasser-Wasser-Systeme.

Für die Zielnetzplanung wurden drei Modellierungsvarianten entwickelt. Variante 1 setzt eine pauschale elektrische Leistung von 3 kW an. Variante 2 berücksichtigt mit 6 kW den Mittelwert typischer Anlagen einschließlich eines elektrischen Heizelements. Variante 3 differenziert zwischen Wärmepumpe (3 kW) und Heizelement (6 kW) als separate Lasten. Die Berücksichtigung von Sperrzeiten zur Lastreduzierung im Starklast-Betriebspunkt erfolgt durch einen Faktor von 1,33, der die Lastverschiebung in Nicht-Sperrzeiten abbildet. In Abstimmung mit den assoziierten Netzbetreibern wurde für die Planungen im Projekt die Variante 2 ausgewählt, bei der 6 kW elektrische Leistung als Durchschnittswert je Anlage vergeben wurden. Diese wird bei großen Gebäuden mit mehr als 5 Wohneinheiten zusätzlich mit 1 kW pro zusätzlicher Wohneinheit skaliert, um innerstädtische Verhältnisse besser abzubilden.

### Photovoltaik

Die installierte Photovoltaikleistung in Deutschland betrug zum Referenzjahr 2022 etwa 64 GW. Das EEG 2023 definiert Ausbaupfade von 215 GW bis 2030 und 400 GW bis 2045. Die verschiedenen Studien weisen für 2030 Werte zwischen 100 und 200 GW aus, für 2045 zwischen 250 und 400 GW.

Photovoltaikanlagen sind überwiegend in der Niederspannungsebene (Dachanlagen bis max. 130 kW) und Mittelspannungsebene (Freiflächenanlagen und Dachanlagen ab 100 kW) angeschlossen. Der Ausbau führt insbesondere im Starkeinspeise-Betriebspunkt zu Spannungsanhebungen und Rückspeisungen in vorgelagerte Netzebenen. Für die Netzplanung ist daher neben der installierten Leistung die räumliche Verteilung der Anlagen von Bedeutung, die im nachfolgenden Arbeitspaket 3 adressiert wird.

### Windkraft

Der Bestand an Windenergieanlagen lag 2022 bei etwa 58 GW installierter Leistung (onshore). Die Ausbauziele liegen bei 80 - 100 GW bis 2030 und 120 - 145 GW bis 2045. Die installierte Leistung

konzentriert sich dabei auf ländliche Regionen mit entsprechendem Windpotenzial, insbesondere in Norddeutschland. Da Windenergieanlagen überwiegend in der Mittel- und Hochspannungsebene angeschlossen werden, ist ihre unmittelbare Relevanz für die Niederspannungs-Zielnetzplanung gering. In der Mittelspannungsebene sind sie als Einspeiser zu berücksichtigen, insbesondere im Starkeinspeise-Betriebspunkt. Da es sich jedoch um größere Anlagen mit Leistungen ab ca. 3 MVA je EZE handelt, erfolgte eine Berücksichtigung im weiteren Projektverlauf nicht. Die Positionierung solcher Anlagen im Netz ist eher als Einzelfallentscheidung im Rahmen der Ausführungsplanung zu betrachten.

## AP 1.2 - Szenarienbildung für zukünftige deutsche Verteilungsnetze

### Auswahlkriterien für Szenarien

Für die Zielnetzplanung im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden Szenarien benötigt, die den regulatorischen Rahmen der Klimaneutralität 2045 sowie die Zwischenziele einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 65 % bis 2030 berücksichtigen. Zusätzlich sollten die Szenarien durch anerkannte wissenschaftliche Institutionen erstellt worden sein und eine ausreichende Differenzierung nach Technologien (Elektromobilität, Wärmepumpen, Photovoltaik, Windkraft) ermöglichen.

Nach Sichtung der verfügbaren Studien durch die BUW (50+ Studien wurden analysiert) wurden zwei Szenarien ausgewählt:

- **Moderates Szenario (dena-Leitstudie "Aufbruch Klimaneutralität", Hauptszenario) [14]:** Durchgeführt von der Deutschen Energie-Agentur (dena) in 2021. Das Szenario erreicht Klimaneutralität 2045 und eine THG-Reduktion um 65 % bis 2030. Es repräsentiert einen ausgewogenen Transformationspfad mit moderatem Ausbau der Sektorenkopplung.
- **Progressives Szenario (Ariadne "Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045") [15]:** Teil der Kopernikus-Projekte, herausgegeben vom Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) in Zusammenarbeit mit 25 wissenschaftlichen Institutionen in 2021. Das Szenario erreicht ebenfalls Klimaneutralität 2045 und 65 % THG-Reduktion bis 2030, weist jedoch höhere Ausbauraten bei Elektromobilität, Wärmepumpen und Photovoltaik aus.

Als Stützjahre für die Betrachtung wurden 2030 und 2045 gewählt, wobei 2022 als Referenzjahr für den Status Quo dient.

### Szenarienwerte je Technologie

Die nachstehenden Tabellen (Siehe Tabelle 1 - 4) fassen die für die Zielnetzplanung relevanten Szenarienwerte zusammen.

Szenario	2022 (SQ)	2030	2045
dena Hauptszenario	1,0	9,1	31,8
Ariadne Technologiemix	1,0	10,0	37,0
Koalitionsziel	1,0	15,0	-

**Tab. 1:** Anzahl der prognostizierten Elektrofahrzeuge für verschiedene Stützjahre

Das Ariadne-Szenario weist für 2045 etwa 16 % mehr Elektrofahrzeuge aus als das dena-Szenario. Beide Szenarien liegen deutlich unter dem Koalitionsziel von 15 Mio. Fahrzeugen bis 2030.

Szenario	2022 (SQ)	2030	2045
dena Hauptszenario	1,0	4,1	9,0
Ariadne Technologiemix	1,0	5,3	15,0

**Tab. 2:** Anzahl der prognostizierten elektrischen Wärmepumpen für verschiedene Stützjahre

Im Bereich der Wärmepumpen zeigt das Ariadne-Szenario mit etwa 15 Mio. Geräten bis 2045 einen deutlich ambitionierteren Ausbaupfad als das dena-Szenario mit 9 Mio. Geräten.

Szenario	2022 (SQ)	2030	2045
dena Hauptszenario	64	131	259
Ariadne Fokus PV	64	185	400
EEG 2023 Ausbaupfad	64	215	400

**Tab. 3:** Prognostizierte PV-Leistung (in GW) für verschiedene Stützjahre

Das Ariadne-Szenario "Fokus PV" entspricht im Zieljahr 2045 dem EEG-Ausbaupfad von 400 GW. Das dena-Szenario weist mit 259 GW einen moderateren Ausbau aus.

Szenario	2022 (SQ)	2030	2045
dena Hauptszenario	58	92	124
Ariadne Fokus PV	58	83	130

**Tab. 4:** Prognostizierte Windenergieanlagen-Leistung (in GW) für verschiedene Stützjahre

Bei der Windkraft zeigen beide Szenarien ähnliche Ausbaupfade. Das Ariadne-Szenario "Fokus PV" weist aufgrund des PV-Schwerpunkts leicht niedrigere Windkraft-Werte aus als das dena-Hauptszenario. Die Windkraft-Leistung wird bei der Lastverteilung in die im Projekt überplanten Netze nicht berücksichtigt.

#### Annahmen für die Netzplanung

Für die konkrete Anwendung in der Zielnetzplanung wurden die deutschlandweiten Szenarienwerte durch folgende Annahmen ergänzt (ausführlich dargelegt unter AP 1.1):

##### Elektromobilität:

- Verteilung privater Ladepunkte: 65 % mit 11 kW, 35 % mit 22 kW
- Verteilung öffentlicher Ladepunkte: 80 % mit 50 kW, 20 % mit 150 kW, Verteilung zum Teil an Kundenstationen im Netzgebiet
- Gleichzeitigkeitsfaktoren gemäß Mobilitätssimulation (abhängig von Fahrzeuganzahl und Ladeleistung)

##### Wärmepumpen:

- 6 kW (Wärmepumpen teilweise mit, teilweise ohne E-Heizelement)
- Keine Berücksichtigung von Sperrzeiten
- Gleichzeitigkeitsfaktoren basierend auf Wintzek et al. [13]

##### PV-Anlagen:

- Verteilung von NS-PV-Anlagen mit verschiedenen typischen Anlagengrößen (5 kW, 7 kW, 10 kW, 14 kW)

- Verteilung von MS-PV-Dachflächenanlagen auf Kundenstationen im Netz. Begrenzung auf 500 kVA pro Station.

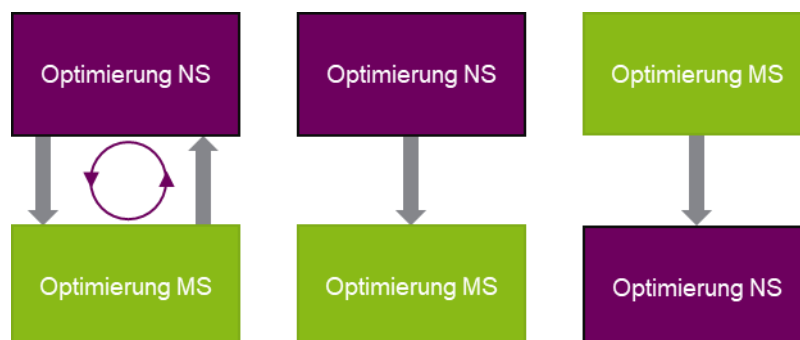
Die räumliche Verteilung der Technologien auf das jeweilige Planungsgebiet erfolgt im Rahmen der Regionalisierung in Arbeitspaket 3.

## 2. Arbeitspaket: Entwicklung eines Konzepts zur automatisierten spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanung

Ziel von Arbeitspaket 2 ist die Entwicklung eines Konzeptes für die spannungsebenenübergreifende automatisierte Zielnetzplanung (autoZNP) unter Berücksichtigung der bestehenden Vorarbeiten. Maßgebliche Erkenntnisse dieses Arbeitspaketes wurden auf der Tagung Zukünftige Stromnetze 2025 vorgestellt und in [16] veröffentlicht.

### AP 2.1 - Entwicklung eines Grundkonzeptes zur konventionellen automatisierten spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanung

Hauptziel in AP 2.1 war die Erstellung eines Grundkonzeptes zur Realisierung einer spannungsebenenübergreifenden autoZNP unter Berücksichtigung der durch die bestehenden Lösungen für ebenenseparate Zielnetzplanungen vorgegebenen Randbedingungen. Dabei lag der Fokus insbesondere auf der Beibehaltung unabhängiger Lastflüsse für jede Ebene und der Verwendung der für die ebenenseparaten Planungen genutzten Algorithmen. Auf Basis dieser Randbedingungen konnten drei mögliche Ansätze identifiziert werden, die die nachfolgende Abbildung zeigt.



**Abb. 1:** mögliche Ansätze zur spannungsebenenübergreifenden autoZNP

Die in der Abbildung dargestellten Ansätze weisen folgende Charakteristika auf:

- **Links:** Ansatz der mehrfach abwechselnden autoZNP (**Ansatz 1**). Hier wird als Beispiel mit einer Lastflussberechnung in der NS-Ebene begonnen. Nach Übermittlung von Kenngrößen wird eine Lastflussberechnung mit anschließender autoZNP in der MS-Ebene durchgeführt. Hiernach werden Kenngrößen in die NS-Ebene übertragen. Dort erfolgt eine Lastflussberechnung und autoZNP. Der gesamte Vorgang wird wiederholt, bis die autoZNP aus dem vorherigen Durchlauf unter den Randbedingungen des gegenwärtigen Durchlaufs weiterhin gültig ist.
- **Mitte:** Ansatz der aufeinanderfolgenden autoZNP, beginnend mit der NS-Ebene (**Ansatz 2**). Dabei wird zunächst eine Lastflussberechnung in der NS-Ebene durchgeführt. Für die Oberspannungsseite des MS-NS-Transformators wird eine feste Spannung angenommen. Auf Basis der Lastflussberechnung wird eine autoZNP durchgeführt. Kenngrößen werden an die MS-Ebene übertragen. Basierend auf diesen Kenngrößen wird eine Lastflussberechnung mit anschließender autoZNP der MS-Ebene durchgeführt.

- **Rechts:** Ansatz der aufeinanderfolgenden autoZNP, beginnend mit der MS-Ebene (**Ansatz 3**). Der Ablauf ist dabei dem aus Ansatz 2 ähnlich, jedoch erfolgt die autoZNP in der MS-Ebene zunächst mit festen Annahmen, die autoZNP in der NS-Ebene dann mit den Kenngrößen der MS-Ebene.

Die nachstehende Tabelle 5 zeigt die Vor- und Nachteile der einzelnen Ansätze. Dabei bedeutet „+“, dass der jeweilige Aspekt zutrifft, „-“, dass der Aspekt nicht zutrifft. Beim Berechnungsaufwand wird zwischen „Gering“ und „Hoch“ differenziert.

Aspekt	Ansatz 1	Ansatz 2	Ansatz 3
Last und Netzverluste aus NS sind für Lastflussberechnung in MS bekannt	+	+	-
MS-Spannungen liegen als Oberspannung für MS-NS-Trafos für Lastflussberechnung in NS vor	+	-	+
Zeitlich und räumlich getrennte Ausführung der Ebenen möglich	-	+	+
Berechnungsaufwand Lastfluss und autoZNP	Hoch	Gering	Gering

**Tab. 5:** Vor und Nachteile der Ansätze zur spannungsebenenübergreifende autoZNP

Unter Berücksichtigung der Vor- und Nachteile der jeweiligen Ansätze ist festzustellen, dass für die Ansätze 2 und 3 die vorteilhaften Aspekte im Vergleich zu Ansatz 1 in gleichem Maße überwiegen. Insbesondere der hohe Berechnungs- und Optimierungsaufwand in Ansatz 1 macht dessen Anwendung auf reale Netze schwer möglich. Ansatz 1 wird deshalb nicht umgesetzt. Für Ansatz 2 und 3 wurde jeweils geprüft, wie für die Lastflussberechnung fehlende Kenngrößen ermittelt werden können. In Ansatz 3 können für die Lastflussberechnung grundsätzlich die Lastwerte aus der NS-Ebene vorab berücksichtigt werden. Die Verluste in der NS-Ebene müssen abgeschätzt werden, allerdings führen ungenaue Schätzungen zu Abweichungen in den sich einstellenden Spannungen gegenüber den tatsächlich zu erwartenden Werten. In Ansatz 2 muss die Übertragbarkeit der in der NS-Ebene gefundenen Lösung auf andere am Verknüpfungspunkt auftretende Spannungen sichergestellt werden. Hierzu ist die Gültigkeit des Ergebnisses der autoZNP für abweichende Spannungen zu bewerten und ein entsprechender Korridor zulässiger Spannungen an die MS-Ebene zu übertragen.

Da eine Übertragbarkeit sichergestellt werden kann, wurde Ansatz 2 zur Implementierung vorgesehen. Die Detaillierung der Schnittstelle wird insbesondere in Arbeitspaket 2.5 dargestellt. Die konkrete Umsetzung ist in Arbeitspaket 4.2 ausführlicher dargestellt. An dieser Stelle wird auf die dortigen Informationen verwiesen.

### AP 2.2 - Integration innovativer Technologien zur Spannungsregelung in das Konzept zur automatisierten spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanung

Vorgesehen war in diesem Arbeitspaket die Integration der spannungsregelnden Technologien regelbarer Ortsnetztransformator (rONT), Einzelstrangregler (ESR) und Anpassung der Sammelschienensollspannung am HS/MS-UW (siehe Tabelle 6). Verschiedene Betriebskonzepte sollten dabei untersucht werden. Alle vorgesehenen spannungsregelnden Technologien wurden zunächst im Rahmen einer Literaturrecherche charakterisiert. Dabei konnte die nachstehende Zuordnung zu den jeweiligen Ebenen herausgearbeitet werden.

Technologie	Ebene
Regelbarer Ortsnetztransformator	Schnittstelle (Auswahlentscheidung Mittelspannung)
Einzelstrangregler	Niederspannung und Mittelspannung, je separat
Regelung der Sammelschienensollspannung	Mittelspannung

Tab. 6: Zuordnung der spannungsregelnden Technologien zu den Spannungsebenen

### Regelbarer Ortsnetztransformator

Für den rONT sind die Betriebsfälle Festwert-Spannungsregelung („statisch“) und Leistungsrichtungsabhängige Spannungsregelung („dynamisch“) vorgesehen. Dabei hält der statische rONT die Spannung an der Trafo-Unterseite über den gesamten Betriebsbereich annähernd konstant, während der dynamische rONT einen vom Betriebspunkt abhängigen Sollwert erreichen soll. Dieser abhängige Sollwert ist im Starklastfall typischerweise höher als im Starkeinspeisefall. Die Dimensionierung soll nur für die auslegungsrelevanten Betriebsfälle erfolgen, Zwischenwerte der dynamischen Implementierung z.B. für den Fall „geringe Last, keine Einspeisung“ müssen im Rahmen der Ausführungsplanung bestimmt werden. Die grundsätzlichen Auswirkungen auf die Spannungsbandaufteilung für die Mittel- und Niederspannungsebene zeigen die nachstehenden Abbildungen. Für die Mittelspannung wird in allen Fällen eine Sammelschienensollspannung von 102 % bei einer Regelabweichung von 2 % berücksichtigt. Es wird ein maximaler Spannungsanstieg im MS-Netz von 2 % und ein maximaler Spannungsfall von 5 % vorgesehen.

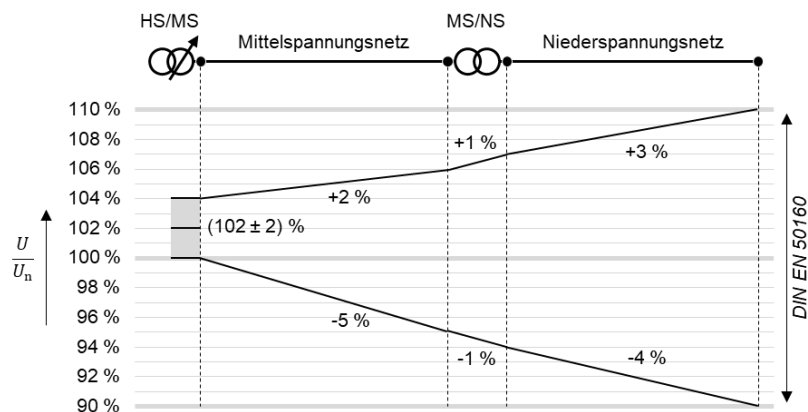


Abb. 2: Spannungsdiagramm ohne rONT

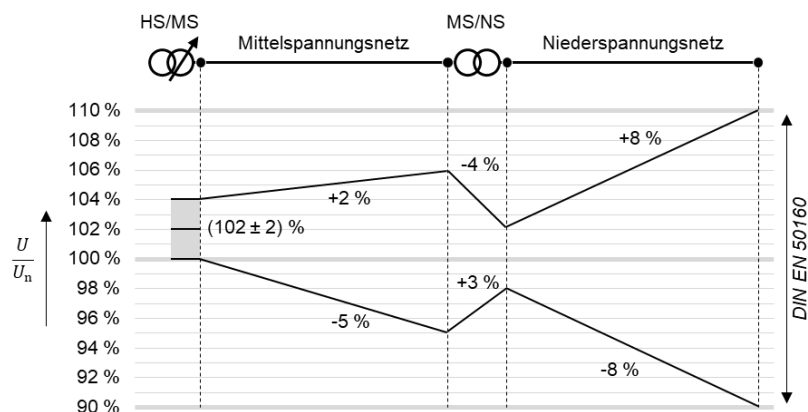
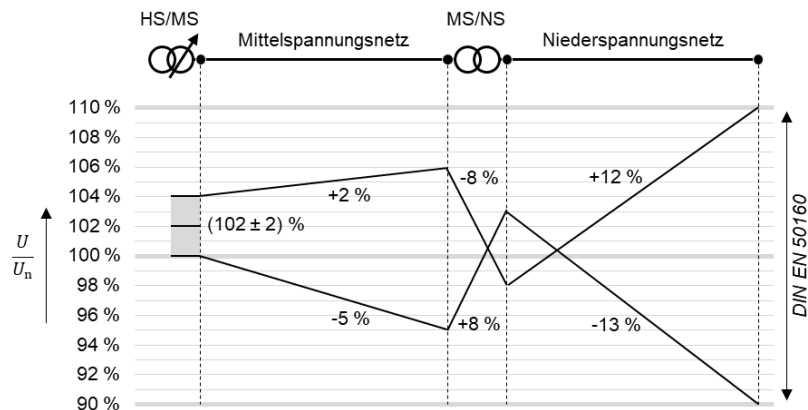


Abb. 3: Spannungsdiagramm mit statischem rONT



**Abb. 4:** Spannungsdiagramm mit dynamischem rONT

### Einzelstrangregler

Für den Einzelstrangregler erfolgte eine Konzeptionierung lediglich für einen Betrieb mit lastflussrichtungsabhängigem Sollwert. Dazu ist vorgesehen, im Lastfluss des jeweiligen Betriebspunktes (Starklast / Starkeinspeisung) die erforderliche Stufe des Einzelstrangreglers zu bestimmen. Es wird unterstellt, dass diese Stufe dann mit Eintreten des jeweiligen Betriebsfalls erreicht wird. Ziel der Implementierung soll nicht die Bestimmung der gesamten Kennlinie des Einzelstrangreglers sein. Es wird nur geprüft, ob die auslegungsrelevanten Betriebspunkte generell mit einem ESR beherrscht werden können. Die Dimensionierung der Zwischenwerte wird der Ausführungsplanung zugeordnet.

Auch in der Mittelspannung gibt es Einzelstrangregler, die nach Rückmeldung der im Projekt assoziierten Netzbetreiber nicht nennenswert verbreitet sind. Dennoch wird eine Betrachtung auch in der Mittelspannung vorgesehen. Dazu wird der Einzelstrangregler im Algorithmus nicht explizit als Trafo modelliert. Stattdessen wird an der Position des Einzelstrangreglers ein zusätzlicher Slack-Knoten implementiert.

### Regelung der Sammelschienensollspannung

Für die Regelung der Sammelschienensollspannung kann auf die Fähigkeit der Software zur Mittelspannungszielnetzplanung, betriebspunktabhängige Slack-Spannungen zu verwenden, zurückgegriffen werden. Aufgrund der ausschließlichen Betrachtung einzelner Betriebspunkte kann über diese Fähigkeit das Verhalten der Regelung der Sammelschienenspannung hinreichend abgebildet werden. Bei der Parametrierung der betriebspunktabhängigen Slack-Spannungen ist die Regelabweichung mitzubedenken, wobei die Abweichung stets in ungünstige Richtung angenommen wird. Für Details wird auf die Implementierung verwiesen. Ein darüberhinausgehendes Konzept wurde nicht erarbeitet.

Details der Implementierung aller Technologien sind in AP 4.4 dargestellt.

### AP 2.3 - Integration innovativer Technologien zum Leistungsmanagement in das Konzept zur automatisierten spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanung

In AP 2.3 war die Integration eines statischen und dynamischen Einspeise- sowie Lastmanagements vorgesehen. Im Rahmen der Konzeption zeigte sich, dass sich eine dynamische Abregelung mit festen Betriebspunkten kaum darstellen lässt. Da Leistungsverläufe und abgeregelter Energiemengen sich bei

festen Betriebspunkten nicht bestimmen lassen, müssen Ersatzwerte (z.B. feste prozentuale Leistungsreduzierung im entsprechenden Betriebspunkt) abgebildet werden.

Für das Lastmanagement wurden die Vorgaben des §14a EnWG adaptiert, um einer Anwendung mit statischen Betriebspunkten zu genügen. Es wird dabei davon ausgegangen, dass alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Starklast-Betriebsfall bei angewendetem Lastmanagement mit ihrer jeweils einzuräumenden Mindestleistung in Betrieb sind. Dabei ist grundsätzlich die Berücksichtigung von Energiemanagementsystemen vorgesehen, die Leistung wird dann entsprechend den im Beschluss der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur dargestellten internen Gleichzeitigkeitsfaktoren angepasst [17]. Da auch bei Anwendung des Lastmanagements noch netzseitige Gleichzeitigkeitsfaktoren angewendet werden sollen, wurden netzseitige Gleichzeitigkeitsfaktoren auch für geringe durchschnittliche Leistungen von 4,2 kW und weniger im Rahmen dieses Arbeitspaketes ermittelt. Eine Veröffentlichung erfolgte in [18].

Das Einspeisemanagement wird ähnlich wie das Lastmanagement durch eine feste prozentuale Abregelung dargestellt. Dabei ist eine Abregelung der Erzeugungsanlagen in 10%-Schritten, bezogen auf die jeweilige Nennleistung, vorgesehen. Die Abregelung soll als Reduzierung der momentanen Leistung im Starkeinspeise-Betriebspunkt jeweils für das gesamte betrachtete Netz (Nieder- oder Mittelspannung) erfolgen.

Eine Nutzung von Leistungsmanagement in der Niederspannung zwecks Behebung von Netzengpässen in der Mittelspannung ist in Analogie zur aktuellen Regulatorik nicht vorgesehen.

#### AP 2.4 - Integration weiterer Maßnahmen in das Konzept zur automatisierten spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanung

In AP 2.4 war die Integration zusätzlicher Maßnahmen vorgesehen, insbesondere zur Platzierung von Ortsnetzstationen, zur Trennstellenoptimierung und zur Integration netzdienlicher Speichersysteme. Im Rahmen eines Workshops mit den assoziierten Netzbetreibern wurden die vorgesehenen Maßnahmen besprochen. Dabei wurde deutlich, dass der Integration von netzdienlichen Speichern zurzeit keine hohe Priorität zugemessen wird. Insbesondere restriktive regulatorische Randbedingungen und fehlende finanzielle Anreize lassen eine großflächige Integration entsprechender netzdienlicher Systeme auch mittelfristig nicht erwarten. Stattdessen wurde der Einsatz eines Blindleistungsmanagements als zu betrachtende Maßnahme identifiziert. Hierbei sind die regulatorischen Rahmenbedingungen aus Sicht der Projektbeteiligten deutlich klarer, die Randbedingungen werden in VDE AR-N 4105 [19] und VDE AR-N 4110 [20] beschrieben und können von Marktteilnehmern regelmäßig erfüllt werden. Es wurde deshalb entschieden, neben Maßnahmen zur Platzierung von Ortsnetzstationen und zur Trennstellenoptimierung auch ein Blindleistungsmanagement zu integrieren.

#### Stationspositionierung und -integration

Für die Platzierung neuer ONS sind physische und rechtliche Randbedingungen zu berücksichtigen. Physisch muss der Standort den erforderlichen Flächenbedarf für die Station selbst sowie Abstandszonen für Wartungszugang bieten. Rechtlich kommen nur öffentlich zugängliche Flächen oder Gebäude mit entsprechender Nutzungsklassifikation in Frage. Zur Identifikation geeigneter Standorte werden öffentlich verfügbare Geodaten aus dem amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS) herangezogen.

Es werden zwei Stationstypen unterschieden: Kompaktstationen in Freilächenaufstellung und Kellerstationen in Gebäuden. Kompaktstationen erfordern eine Grundfläche von etwa 4 × 2 Metern zuzüglich Abstandszonen, sind jedoch auf geeignete öffentliche Freilächen beschränkt. Kellerstationen können in öffentlichen oder industriellen Gebäuden untergebracht werden und erfordern reduzierte Abstandszonen, sind jedoch mit höheren Kosten für die Erfüllung brandschutztechnischer Anforderungen verbunden.

Die Bewertung erfolgt über einen Vergleich von Investitionskosten und vermiedenen Ausbaurkosten. Die Investitionskosten umfassen Stationsgehäuse, Transformator und Anbindungsleitungen. Die vermiedenen Ausbaurkosten ergeben sich aus den konventionellen Maßnahmen, die durch die neue ONS entfallen. Eine neue ONS wird nur dann vorgesehen, wenn der wirtschaftliche Nettonutzen positiv ist.

Die Integration einer neuen ONS erfordert die Aufteilung bestehender Abgänge zwischen der existierenden und der neuen Station. Diese Netzauftrennung erfolgt durch Festlegung der bestmöglichen Trennstellen, an denen der Abgang unterbrochen wird. Es werden verschiedene Kombinationen für alle beteiligten Abgänge simuliert. Dabei ist die Wahrung der strahlenförmigen Betriebsweise sicherzustellen. Existierende Schalter werden gegenüber physischen Trennungen priorisiert.

Es wurden zwei Methoden entwickelt, die unterschiedliche Anwendungsbereiche adressieren. Für kleine Netzgebiete mit wenigen benachbarten Netzen wurde eine zweistufige Methode konzipiert: Eine Grobauswahl auf Mittelspannungsebene identifiziert Bereiche mit hohem Bedarf, anschließend erfolgt eine Detailoptimierung im zusammenhängenden Niederspannungsnetzgebiet. Auf Basis dieser ersten Methode wurde für komplette Mittelspannungs-Netzgebiete eine weitere Methode entwickelt: Die Vorauswahl in der MS-Ebene wird durch eine Filterung auf Basis von ALKIS-Geodaten ersetzt. Diese identifiziert alle geeigneten Standorte, anschließend werden diese iterativ nach ihrem wirtschaftlichen Nettonutzen bewertet. Die Bewertung orientiert sich dabei an der ersten Methode, wurde allerdings auf Grund der deutlich höheren Anzahl an zu bewertenden Positionen weiter optimiert.

Details zur Implementierung sind AP 4.4 zu entnehmen. Beide Methoden wurden in Veröffentlichungen publiziert [21], [22].

#### Trennstellenoptimierung

Die Versorgungsgebietsgrenzen zwischen benachbarten Ortsnetzstationen sind historisch gewachsen und orientieren sich an den zum Zeitpunkt der Netzerrichtung vorherrschenden Lastverteilungen. Durch die Integration von Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge verschieben sich diese Lastverteilungen in zukünftigen Szenarien erheblich. Eine Neuverteilung der Versorgungsgebiete durch Verschiebung von Trennstellen kann Lastflüsse zwischen Ortsnetzstationen umverteilen und dadurch Verstärkungsmaßnahmen reduzieren oder vermeiden.

Die Trennstellenoptimierung wurde durch BUW als vorgelagerter Schritt zur automatisierten NS-Zielnetzplanung konzipiert. Durch Bestimmung optimaler Schaltzustände vor der eigentlichen Netzplanung können kostenoptimierte Versorgungsgebietsgrenzen als Eingangsgröße für die nachgelagerten Planungsalgorithmen bereitgestellt werden.

Im Gegensatz zur klassischen Netzkonfiguration (Distribution Network Reconfiguration, DNR), die auf Verlustminimierung fokussiert, wurde für die strategische Netzplanung eine verstärkungsorientierte Zielfunktion gewählt. Verstärkungskosten folgen einem diskreten, schwellenwertbasierten Verhalten:

Eine Leitung ist entweder innerhalb ihrer thermischen Belastungsgrenze oder erfordert einen Austausch. Die standardisierten Bemessungsleistungen von Betriebsmitteln definieren die Schwellenwerte für Verstärkungsmaßnahmen.

Zur Priorisierung der Nebenbedingungen wurde ein normalisiertes Strafsystem mit Constraint-Hierarchie entwickelt. Topologische Verletzungen (Vermaschung zwischen Transformatoren, Ringstrukturen, unversorgte Komponenten) werden höher gewichtet als elektrische Grenzverletzungen (Überlast, Spannungsband), diese wiederum höher als Netzverluste. Die hierarchische Gewichtung stellt sicher, dass zunächst eine zulässige Netztopologie hergestellt wird, bevor elektrische Optimierungen erfolgen.

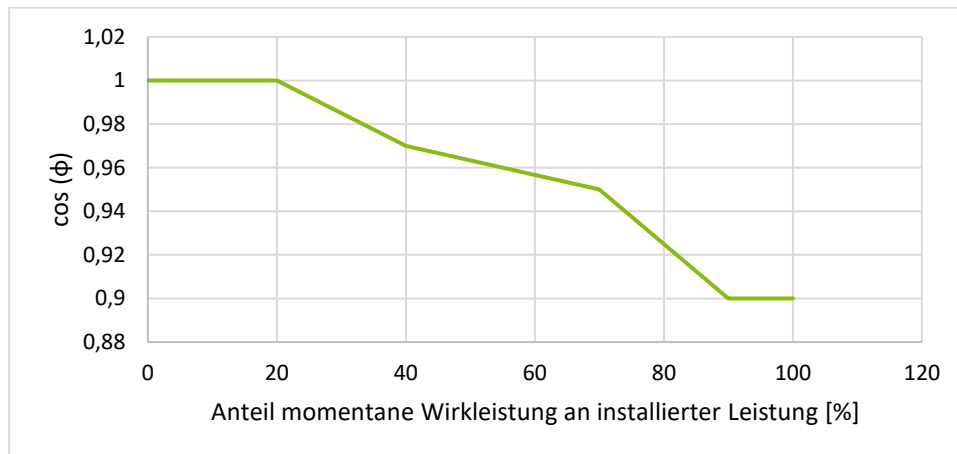
Eine zentrale Randbedingung ist die Topologie-adaptive Berechnung von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Bei Verschiebung von Trennstellen ändert sich die Zuordnung von Lasten zu Transformatoren und Abgängen. Da die Gleichzeitigkeit von Lasten von der Aggregationsgruppe abhängt, müssen Gleichzeitigkeitsfaktoren für jede Kandidatenkonfiguration neu berechnet werden. Für unterschiedliche Lasttypen (Haushalte, Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen) werden unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfunktionen angewendet.

Details zur algorithmischen Umsetzung und Validierung sind AP 4.4 zu entnehmen.

#### Blindleistungsmanagement

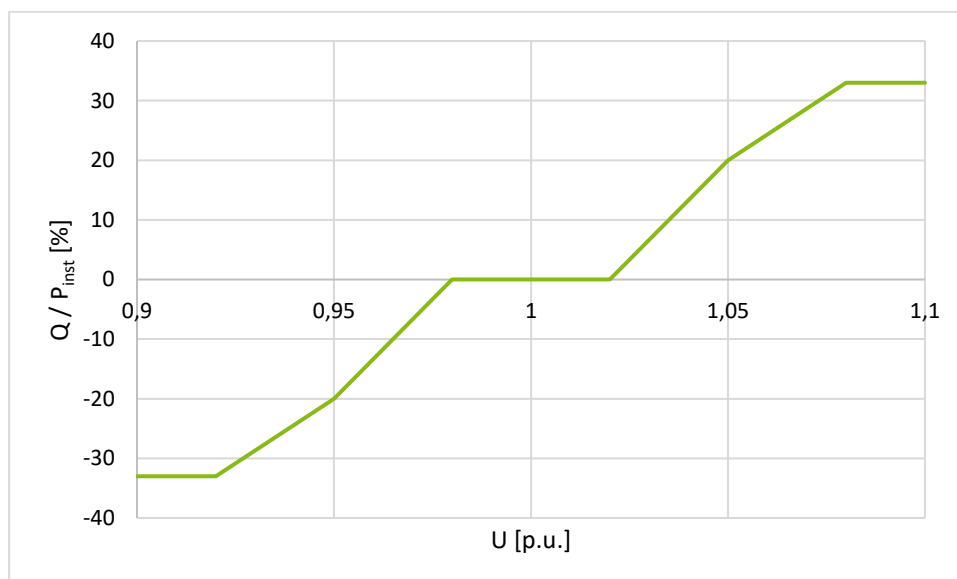
Ein Konzept zum Blindleistungsmanagement wurde in einer Bachelor-Abschlussarbeit mit dem Thema „Entwicklung eines Moduls zum Blindleistungsmanagement für eine bestehende Software zur automatisierten Zielnetzplanung“ an der BUW erstellt. Analysiert wurden die Verfahren „keine Blindleistungsbereitstellung“, „fester  $\cos(\phi)$ “, „ $\cos \phi(P)$ “ und „ $Q(U)$ “. Dabei sollen im Einklang mit den geltenden Anwendungsregeln Einspeiser berücksichtigt werden, es ist aber auch vorgesehen, leistungselektronische Lasten (insbesondere Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmepumpen) zu berücksichtigen. Obwohl für leistungselektronische Lasten die normative Situation deutlich uneindeutiger als für Einspeiser ist, fordern einige Netzbetreiber insbesondere für Anlagen in Mittelspannungsnetzen die Bereitstellung von Blindleistung, zum Teil auch abhängig von Leistung oder Spannung [23]. Eine Möglichkeit zur Berücksichtigung im Planungsprozess soll deshalb geschaffen werden.

Dabei wird das Verfahren „keine Blindleistungsbereitstellung“ durch Modellierung aller Lasten und Einspeiser mit reiner Wirkleistung berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass ein Betrieb stets mit einem  $\cos(\phi)$  von Eins erfolgt. Im Betriebsfall „fester  $\cos(\phi)$ “ wird für Lasten bzw. Einspeiser eine von Null verschiedene Blindleistung gewählt. Der Betriebsfall „ $\cos \phi(P)$ “ berücksichtigt eine Blindleistungsbereitstellung mit variablem Anteil abhängig von der momentanen Wirkleistung. Eine beispielhafte Kennlinie zeigt die nachstehende Abbildung.



**Abb. 5:** Beispielhafte Kennlinie  $\cos \phi (P)$

Die dargestellte Kennlinie weicht durch zusätzliche Stützstellen und verschobene Bereichsgrenzen von der aus VDE AR-N 4105 bekannten Umsetzung ab, da im Projekt ausdrücklich auch Kennlinien mit größeren Anpassungsmöglichkeiten vorgesehen werden sollten. Durch die Planung mit festen Betriebspunkten ist das Verfahren allerdings für Planungen, die nicht gleichzeitig ein Last- oder Einspeisemanagement anwenden, unerheblich. Bei Betrieb im Startlast- bzw. Starkeinspeise-Betriebspunkt entspricht das Verfahren dem Verfahren „fester  $\cos(\phi)$ “.



**Abb. 6:** Beispielhafte Kennlinie  $Q(U)$

Im Verfahren „ $Q(U)$ “ wird eine Blindleistung spannungsabhängig gewählt. Eine beispielhafte Kennlinie zeigt die vorstehende Grafik. Auch hier weicht die dargestellte beispielhafte Kennlinie von bekannten Ansätzen ab. Es ist vorgesehen, bis zu neun Abschnitte zuzulassen, um Betrachtungen auch deutlich über die normativ beschriebenen Ansätze hinaus zuzulassen. Das Verfahren „ $Q(U)$ “ führt bei einer Modellierung im Rahmen von Lastflussberechnungen zu erhöhtem Berechnungsaufwand. Da die bereitgestellte Blindleistung spannungsabhängig ist, aber die Richtung und Höhe der Blindleistung die Spannung u.a. am Anschlussknoten beeinflusst, sind mehrfach wiederholte Lastflussberechnungen erforderlich. Es muss zunächst eine Lastflussberechnung im Grundzustand (keine Blindleistungsbereitstellung) erfolgen. Auf Basis der sich einstellenden Spannungen wird dann die

bereitzustellende Blindleistung bestimmt. Im Anschluss erfolgt ein erneuter Lastfluss. Die sich dann einstellenden Spannungen beeinflussen erneut die bereitgestellte Blindleistung. Der Vorgang muss wiederholt werden, bis ein stabiler Zustand erreicht ist oder ein Abbruchkriterium erfüllt wird.

Details zur Umsetzung sind dem Kapitel zur Implementierung zu entnehmen.

### AP2.5 - Detaillierung und Definition von Schnittstellen im Konzept zur automatisierten spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanung

In diesem Arbeitspaket wurde die Schnittstelle zwischen den Softwarelösungen der NS-Ebene und der MS-Ebene entwickelt. Dabei erfolgt der Austausch über eine JSON-formatierte Datenstruktur, die für jedes NS-Netz als getrennte Datei erzeugt wird. Da durch ein MS-Netz mehrere NS-Netze versorgt werden, wird zunächst eine eindeutige Kennung des NS-Netzes übermittelt. Außerdem werden die im jeweiligen NS-Netz installierten Lasten und Einspeiser, ggfls. nach Art und Summenleistung aggregiert, bereitgestellt. Für jede Netzvariante werden dann die Informationen zu den Kosten der Netzvariante, der Verlustleistung (Netz und Transformator) sowie das zulässige Spannungsband (minimale und maximale MS-Spannung am Verknüpfungspunkt) bereitgestellt.

Neben der Implementierung als asynchron bereitgestellte JSON-Datei wurde auch eine Bereitstellung als Excel-Datei sowie der bedarfsgerechte Abruf über eine REST-API als mögliche Ansätze geprüft. Da eine zeitlich entzerrte Abarbeitung der jeweiligen Ebenen vorgesehen wurde, ohne dass für die Software der MS-Ebene eine aktive Instanz der Software der NS-Ebene zum Informationsabruf bereitstehen sollte, wurde die Nutzung einer REST-API verworfen. Die Nutzung einer Excel-Datei wäre möglich gewesen, wurde jedoch auf Grund erwarteter Nachteile bei Laufzeit und Umwandlung nicht weiterverfolgt. Ferner wurde das JSON-Format unter anderem aufgrund seiner leichten Erweiterbarkeit ausgewählt. Von dieser Möglichkeit wurde im Projektzeitraum Gebrauch gemacht und der erwartete geringe Aufwand hat sich sowohl auf schreibender Seite (BUW) als auch auf lesender Seite (IAV) bestätigt.

### 3. Arbeitspaket: Entwicklung eines Konzepts zur Integration und Analyse von Geostruktur- und Marktdaten in den Zielnetzplanungsprozess

Dieses Arbeitspaket fokussiert sich auf die Analyse von Geostruktur- und Marktdaten sowie die Entwicklung einer Schnittstelle für die automatisierte Planung über verschiedene Spannungsebenen hinweg, so dass abschließend ein finalisiertes Konzept zur Integration von Geostruktur- und Marktdaten in den automatisierten und spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanungsprozess zur Verfügung steht.

Ziel war die automatisierte Auswertung großer Datenmengen und die anschließende Nutzung der gewonnenen Informationen für die Zielnetzplanung. Dafür sollten GfK-Marktdaten und Daten zu Gebäude-, Bevölkerungs- und Einkommensstrukturen verwendet werden, um Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Photovoltaik-Anlagen möglichst genau auf Straßenzug- und Netzebene zu verteilen. Im Gegensatz zur zufälligen Verteilung, die üblicherweise in Studien angenommen wird, soll eine realitätsnahe Verteilung erfolgen, wie bspw. mehr Elektrofahrzeuge in einkommensstarken Einfamilienhausgebieten. Auf diese Weise kann die zukünftige Netzbelastung simuliert werden, um Last- und Einspeiseschwerpunkte zu identifizieren.

Zudem können Geostrukturdaten auch zur Berechnung von Kabeltrassen genutzt werden, um die kostengünstigste Route unter Berücksichtigung von Bodenbeschaffenheit und Straßenverläufen zu

ermitteln. Dabei werden auch die Kosten für Baumaßnahmen bei unterschiedlichen Untergründen berücksichtigt, um den optimalen Trassenverlauf zu finden.

### AP 3.1 - Integration von Geostruktur- und Marktdaten in die Regionalisierungssystematik der Szenarien

Die in AP 1 entwickelten deutschlandweiten Szenarien für Photovoltaikanlagen (PVA), Windenergieanlagen (WEA), elektrische Fahrzeuge (EPKW) und Wärmepumpen (WP) liegen aggregiert auf nationaler Ebene vor. Für die Anwendung in der Zielnetzplanung einzelner Verteilungsnetze ist jedoch eine räumliche Auflösung auf Straßenzugebene erforderlich. AP 3.1 entwickelte daher eine mehrstufige Regionalisierungssystematik, die eine proportionale Verteilung deutschlandweiter Prognosewerte auf einzelne Straßenzüge ermöglicht. Die Entwicklung erfolgte maßgeblich durch BUW, da die Anwendung maßgeblich für die NS-Ebene relevant wird. Die Übertragung auf die MS-Ebene erfolgt von dort aus.

#### Hierarchie der Regionalisierung

Die entwickelte Systematik folgt einer fünfstufigen Hierarchie:

1. Deutschlandebene: Gesamtzahlen aus den Szenarien (z.B. 15,7 Mio. EPKW in 2030)
2. Bundeslandebene: Verteilung auf 16 Bundesländer anhand bundeslandspezifischer Faktoren
3. Gemeindeebene: Verteilung auf Gemeinden mittels amtlichem Gemeindeschlüssel anhand gemeindespezifischer Faktoren
4. Ortsteilebene: Verteilung auf Ortsteile basierend auf soziodemografischen Daten und der Gebäudestruktur
5. Straßenzugebene: Finale Verteilung auf einzelne Straßenzüge anhand von Marktdaten

Diese Hierarchie ermöglicht es, bei jeder Regionalisierungsstufe geeignete Verteilungsfaktoren anzusetzen und so die räumliche Verteilung sukzessive zu verfeinern.

#### **Verteilungsfaktoren auf Bundeslandebene**

Für die Verteilung auf Bundeslandebene wurden technologiespezifische Faktoren aus Bestandsdaten und Prognosen abgeleitet:

- PVA: Verteilung differenziert nach Freiflächenanlagen (FF) und Dachanlagen (DF), basierend auf installierten Bestandsleistungen und Flächenverfügbarkeit je Bundesland
- WEA: Verteilung nach installierter Windenergieleistung je Bundesland mit Berücksichtigung der regionalen Windpotenziale
- EPKW: Verteilung nach PKW-Bestand und sozioökonomischen Faktoren wie z.B. Kaufkraft sowie dem Gebäudebestand
- WP: Verteilung nach Gebäudebestand und Heizungsstruktur je Bundesland

Die Bundeslandfaktoren werden aus Excel-Basisdaten geladen und ermöglichen die Berechnung des jeweiligen Anteils eines Bundeslandes am deutschlandweiten Szenariowert.

#### **Verteilung auf Gemeindeebene**

Die weitere Verteilung auf Gemeindeebene erfolgt analog zur Bundeslandebene über gemeindespezifische Verteilungsfaktoren. Diese wurden aus statistischen Daten wie dem Zensus und dem Marktstammdatenregister abgeleitet. Für jede Technologie existieren separate Verteilungsfaktoren:

- WEA-Verteilungsfaktoren: Abgeleitet aus der installierten Leistung je Gemeinde
- PVA-Verteilungsfaktoren: Differenziert nach Anlagentyp (FF/DF) und Stützjahr
- EPKW-Verteilungsfaktoren: Basierend auf PKW-Zulassungen und Gewerbeanteil sowie dem Gebäudebestand
- WP-Verteilungsfaktoren: Abgeleitet aus Gebäudebestand und Heizungsstruktur

Zusätzlich werden für EPKW die Anteile gewerblicher Fahrzeuge sowie Einpendlerverkehr berücksichtigt. Der Einpendleranteil wird aus Pendlerdaten des Statistischen Bundesamtes abgeleitet.

### **Verteilung auf Spannungsebenen**

Die regionalisierte Leistung wird anschließend auf die relevanten Spannungsebenen verteilt. Für PVA und WEA existieren spannungsebenenspezifische Verteilungsfaktoren:

- PVA auf Niederspannung: Vorwiegend Dachanlagen
- PVA auf Mittelspannung: Größere Dachanlagen, z.B. auf Industrie- und Gewerbegebäuden welche durch Kundenstationen versorgt werden, und kleine Freiflächenanlagen
- PVA auf Hochspannung: Große Freiflächenanlagen

Die Aufteilung variiert je nach Stützjahr, da mit zunehmender Durchdringung auch größere Anlagen in höheren Spannungsebenen hinzukommen.

### Saint-Laguë-Verfahren für ganzzahlige Verteilung

Bei der Verteilung ganzzahliger Einheiten wie WP und EPKW auf Straßenzugebene ergibt sich das Problem, dass kontinuierliche Verteilungsfaktoren zu nicht-ganzzahligen Ergebnissen führen. Zur Lösung wurde das Saint-Laguë-Verfahren (auch Sainte-Laguë/Schepers-Verfahren) implementiert. Dieses Verfahren ist aus dem Wahlrecht bekannt und dient dort zur proportionalen Sitzverteilung.

Das Verfahren arbeitet wie folgt:

1. Die zu verteilenden Einheiten (z.B. WP) werden zunächst auf Einkommensklassen aufgeteilt, da Kaufentscheidungen für WP einkommensabhängig sind
2. Für jeden Straßenzug wird die Anzahl geeigneter Haushalte durch eine Divisorenreihe (0,5; 1,5; 2,5; ...) geteilt
3. Die höchsten resultierenden Quotienten erhalten jeweils eine Einheit
4. Das Verfahren wird fortgesetzt, bis alle Einheiten verteilt sind

Diese Methode gewährleistet eine proportionale Verteilung bei gleichzeitiger Einhaltung der Ganzzahligkeit. Pro Haushalt können konfigurierbare Obergrenzen gesetzt werden (z.B. maximal eine WP und zwei EPKW pro Haushalt).

### GfK-Marktdaten

Für die Verteilung auf Straßenzugebene werden GfK-Marktdaten verwendet. Diese Daten enthalten für jeden Straßenzug detaillierte soziodemografische Informationen. Eine Auswahl der wichtigsten Daten findet sich in der anschließenden Tabelle 7.

Datenkategorie	Attribute
Haushaltsstrukturen	Anzahl Haushalte, Singlehaushalte, Mehrpersonenhaushalte
Einkommensklassen	Sieben Klassen von unter 11.000 € bis über 75.000 € Jahreseinkommen
Gebäudetypen	Wohngebäude, Mischgebäude, Gewerbegebäude
Wohnungsgrößen	Differenziert nach 1-2, 3-6, 7-19 und 20+ Wohneinheiten

**Tab. 7:** Erläuterung der Kategorien und Attribute der GfK-Marktdaten

Die Einkommensklassen werden für die gewichtete Verteilung von WP und privaten EPKW genutzt, da die Anschaffungswahrscheinlichkeit mit dem Einkommen korreliert. Die prozentuale Verteilung über die Einkommensklassen wurde wie folgt parametrisiert: EK1 (3,6 %), EK2 (7,1 %), EK3 (10,7 %), EK4 (14,3 %), EK5 (17,9 %), EK6 (21,4 %), EK7 (25,0 %).

#### Voronoi-basierte Stationsaggregation

Für die Integration der regionalisierten Lasten in das Netzmodell wurde eine Voronoi-basierte Stationsaggregation entwickelt. Diese ordnet jedem Straßenzug die nächstgelegene Ortsnetzstation (ONS) zu.

Das Verfahren umfasst folgende Schritte:

1. Netzgebietsgrenzen ermitteln: Mittels Alphashape-Algorithmus wird eine konkave Hülle um die Stationspunkte erzeugt. Der Alpha-Parameter steuert die Konkavität der Hülle.
2. Voronoi-Partitionierung: Der Algorithmus teilt das Netzgebiet in Voronoi-Polygone auf, wobei jedes Polygon genau einer Station zugeordnet ist. Ein Punkt liegt in dem Voronoi-Polygon, dessen zugehörige Station ihm am nächsten liegt.
3. Zuordnung der Straßenzüge: Straßenzugpunkte werden dem Voronoi-Polygon zugeordnet, in dem sie liegen. Die aggregierten Lasten aller Straßenzüge eines Voronoi-Polygons ergeben die Last an der zugehörigen Station.

Die Methode wurde sowohl für Ortsnetztransformatoren als auch für Kundenstationen implementiert, wobei jeweils unterschiedliche Alpha- und Buffer-Parameter verwendet werden.

#### AP 3.2 - Integration von Geostrukturdaten in die Trassierungssystematik der automatisierten Zielnetzplanung

Ziel dieses Arbeitspakets war die Nutzung von Geostrukturdaten zur Berechnung von Kabeltrassen. Durch die Verknüpfung von Katasterdaten und Straßenplänen können Bodenbeschaffenheit und Straßenverläufe analysiert werden, um die optimale Route für neue Kabel zu bestimmen. Bei der spannungsebenenübergreifenden autoZNP müssen sowohl Niederspannungs- als auch Mittelspannungskabel berücksichtigt werden, was unterschiedliche Anforderungen an die Geostrukturdaten stellt. Aufgrund der vielen Ortsnetzstationen, Hausanschlüsse und Verteilerkästen ist die Anzahl an möglichen Trassen sehr groß. Besonderes Augenmerk lag daher auf einer genauen Auswahl der infrage kommenden Trassen, um den Berechnungsaufwand zu minimieren. Die Datenhaltung ist ebenfalls eine Herausforderung aufgrund der Vielzahl möglicher Routen.

IAV entwickelte ein Konzept zur Integration von Geostrukturdaten in die Trassierungssystematik der automatisierten Zielnetzplanung für Mittelspannungsnetze, wobei die Geostrukturdaten aus

OpenStreetMap gewonnen werden und die Trassierung entlang von Straßen und Wegen erfolgt. Hindernisse wie mehrspurige Straßen, Eisenbahnlinien und Gewässer werden dabei berücksichtigt.

Aus der Perspektive der Mittelspannung fokussiert sich der zentrale Aspekt der „spannungsebenenübergreifenden optimierten und automatisierten Zielnetzplanung von Verteilungsnetzen“ auf ein Netz zwischen den bestehenden Ortsnetzstationen. Da aufgrund der Energiewende jedoch mit einem Zuwachs an Ortsnetzstationen zu rechnen ist, wurde von IAV ein Konzept zur Platzierung neuer Ortsnetzstationen aus der Sicht der Mittelspannung entwickelt, das die Identifizierung besonders stark belasteter Bereiche in Mittelspannungsnetzen beinhaltet und Informationen über die aktuelle Netzstruktur sowie die gegenwärtige und zukünftige Lastsituation berücksichtigt. Wichtige Kennzahlen zur Bestimmung von Bereichen, in denen neue Ortsnetzstationen sinnvoll sind, umfassen Lastschwerpunkte und stark ausgelastete oder überlastete Ortsnetzstationen. Die Details zur Umsetzung werden gemeinsam mit der Umsetzung innerhalb der Niederspannung in Abschnitt 4.4 beschrieben.

#### OpenStreetMap als Datenquelle

OpenStreetMap (OSM) bietet einen frei verfügbaren, flächendeckenden Datensatz des Straßen- und Wegenetzes. Neben den geografischen Verläufen und Kreuzungspunkten werden für die Trassierung in der Niederspannung durch BUW werden folgende Attribute genutzt, um Oberflächen und somit Kosten für den Tiefbau abzuschätzen:

*highway*-Tag: Klassifizierung des Straßentyps (motorway, trunk, primary, secondary, tertiary, residential, service, footway, path)

*landuse*-Tag: Umgebende Landnutzung (industrial, commercial, retail, residential, allotments, etc.)

Diese Attribute bestimmen die Kosten für die Leitungsverlegung entlang einer Kante des Straßennetzes.

#### AP 3.3 - Integration von Geostrukturdaten in Kostenberechnung der automatisierten Zielnetzplanung

Geostrukturdaten können neben der Trassenplanung auch bei der Berechnung der Kosten von Kabeltrassen verwendet werden. Durch die Nutzung von Katasterdaten und Straßenplänen lassen sich die Bodenbeschaffenheit und Straßenverläufe miteinander verbinden, um eine präzise Kostenschätzung für eine Trasse zu erstellen. Auf diese Weise können die Baukosten für verschiedene Untergründe ermittelt, gespeichert und bei der Auswahl des optimalen Verlaufs einer Kabeltrasse berücksichtigt werden.

Der wesentliche Kostentreiber bei der Verlegung von Mittelspannungskabeln sind die Tiefbau- bzw. Grabenkosten. Nach Abstimmung mit den assoziierten Partnern wurde daher eine Differenzierung der Grabenkosten nach Wegkategorie und Landnutzungstyp der Wegumgebung vorgesehen. Da eine exakte Ermittlung der Grabenkosten auf Basis frei verfügbarer Daten nicht möglich ist, ermöglicht die Nutzung von Geostrukturdaten zumindest eine grobe Klassifizierung. Auf diese Weise kann die automatisierte Trassierung bevorzugt solche Wege nutzen, bei denen mit vergleichsweise geringen Grabenkosten zu rechnen ist.

Die bestehende Systematik von IAV Optera zur Bestimmung von Trassen wurde entsprechend erweitert, indem bei der Generierung von Trassenvorschlägen nun berücksichtigt wird, ob eine Straße bzw. ein Weg inner- oder außerorts verläuft. Hierzu wird auf die in OpenStreetMap hinterlegte

Landnutzung der angrenzenden Flurstücke zurückgegriffen. Grundlage dieses Vorgehens ist die Tatsache, dass die Grabenkosten beim Verlegen von Erdkabeln maßgeblich von der Oberflächenbeschaffenheit beeinflusst werden und außerorts häufig unbefestigte Randbereiche entlang von Straßen vorhanden sind, in denen Tiefbauarbeiten in der Regel kostengünstiger durchgeführt werden können.

In IAV Optera können für Trassenabschnitte, die inner- bzw. außerorts verlaufen, jeweils spezifische Kostenfaktoren hinterlegt werden, mit denen der Basiskostenwert für die Kabelverlegung multipliziert wird. Die konkrete Parametrierung dieser Faktoren wurde in Abstimmung mit den assoziierten Partnern vorgenommen und im Rahmen von AP 5 durchgeführt.

Die Implementierung in der NS-Ebene durch BUW umfasst maßgeblich die folgenden Elemente:

#### Kostengewichteter Trassierungsgraph

Aus den OSM-Daten wird ein gewichteter Graph erzeugt. Die Kantengewichte setzen sich zusammen aus Basiskosten pro Meter + Zuschläge nach Straßentyp und Untergrund (Abgeleitet auf Basis der Flächennutzung)

#### Kostenoptimale Trassenfindung

Die Trassierung erfolgt über Shortest-Path-Algorithmen auf dem gewichteten Graphen. Dabei wird für jede zu verbindende Punkt-Kombination der kostenoptimale Pfad ermittelt. Die Implementierung nutzt die networkit-Bibliothek für performante Graphoperationen.

#### Grabenteilung (Shared Trench)

Bei der Verlegung mehrerer Leitungen können Synergieeffekte durch gemeinsame Grabennutzung entstehen. Das entwickelte Kostenmodell berücksichtigt dies durch eine Aufteilung in Grabenkosten und Materialkosten für die Kabel.

Wenn eine Trasse bereits für eine vorherige Leitung genutzt wurde, fallen für weitere Leitungen nur noch die inkrementellen Kabelkosten an. Dies entspricht dem realen Sachverhalt, dass der Tiefbau den größten Kostenanteil ausmacht und bei gemeinsamer Nutzung nur einmal anfällt. Eine Vergrößerung des Grabens, und daraus entstehende Zusatzkosten, für mehrere Leitungen wurde im Projekt nicht berücksichtigt, kann aber generell vorgesehen werden.

## 4. Arbeitspaket: Entwicklung eines Prototyps zur automatisierten innovativen Zielnetzplanung

### AP 4.1 - Definition der Software-Anforderungsanalyse und der Software-Architektur

Zunächst wurden aus den in AP 2 und 3 entwickelten Konzepten funktionale Anforderungen an die Software abgeleitet. In hoher Abstraktionsebene ergeben sich an die zukünftige Software die funktionalen Anforderungen:

- Die Software soll für Nieder- und Mittelspannungsnetze eingesetzt werden können.
- Die Software soll Zielnetzplanungen automatisiert durchführen. Dabei umfassen Zielnetzplanungen die Behebung aller Strom- und Spannungsgrenzwertverletzungen in vorgegebenen Netzen unter Gewährleistung einer vollständigen Versorgung mit zulässiger Topologie. Zulässige Werkzeuge sind dabei Austausch oder Neubau von Leitungen in zuvor definierten Querschnitten oder die Veränderung der Topologie durch Umschaltungen.
- Die Software soll Zielnetzplanungen spannungsebenenübergreifend durchführen. Dabei sollen aus der Niederspannungsebene verschiedene Planungsvarianten bereitgestellt werden, die für

verschiedene Spannungskombinationen gültig sind. In der Mittelspannungsebene sollen diese Planungsvarianten zur Festlegung der zulässigen Spannungsgrenzwerte genutzt werden. Es ist abzuwägen, ob ein Ausbau der Mittelspannungsebene zur Anpassung der vorherrschenden Spannungskombination, oder die Auswahl einer Planungsvariante mit geeigneter Spannungskombination zu geringeren Gesamtkosten führt. Ziel ist die Einhaltung von Spannungs- und Stromgrenzwerten über beide Ebenen hinweg.

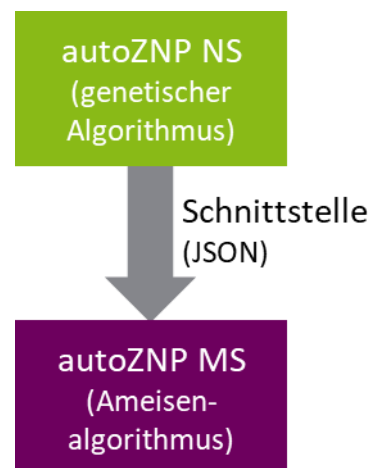
- Die Software soll ein Modul zum Import aufbereiteter Netzdaten aus dem Quellformat „Pandapower-Excel“ besitzen. In der Software für die Mittelspannungsebene (IAV Optera) wird dies durch ergänzende Module realisiert, die eine Konvertierung in das intern genutzte Datenformat durchführen.
- Die Software soll ein Modul zum Export aufbereiteter Ergebnisse im Format „Pandapower-Excel“ und „IAV-Optera-HTML“ besitzen.
- Die Software soll ein Modul zur Berücksichtigung von Geostrukturdaten besitzen. Ein Import der Geostrukturdaten der Netze über das Format „Pandapower-Excel“ ist vorzusehen. Zusätzliche Geostrukturdaten sollen über Kartendienste (OpenStreetMap) bezogen werden.
- Die Software soll ein Modul zur Ortsnetzstationsplatzierung und Trennstellenoptimierung vorhalten. Das Modul kann getrennt als vorgelagerter Schritt ausgestaltet werden, Ein- und Ausgabeformate sind dann auf die Erfordernisse des Hauptprogramms anzupassen.
- Die Software soll Module zur Berücksichtigung der innovativen Technologien
  - o rONT,
  - o ESR,
  - o Regelung der Umspannanlagen-Sammelschienenspannung,
  - o Lastmanagement,
  - o Einspeisemanagement,
  - o Bildleistungsmanagement,

unter Berücksichtigung der in AP 2 beschriebenen Randbedingungen, enthalten.

Bereits in AP 2.1 wurde beschrieben, dass im Rahmen des Projektes die bestehenden Algorithmen zur autoZNP und die nach Ebenen getrennten Lastflussberechnungen beibehalten werden sollten. Es ist deshalb ein Aufbau entsprechend der nachstehenden Grafik vorgesehen.

Es ergeben sich daraus die nichtfunktionalen Anforderungen:

- Für die Zielnetzplanung in der Niederspannungsebene ist der in Vorprojekten entwickelte genetische Algorithmus einzusetzen.
- Für die Zielnetzplanung in der Mittelspannungsebene ist der kommerziell entwickelte Ameisenalgorithmus einzusetzen.
- Die Schnittstelle zwischen den Ebenen soll als eine JSON-Struktur in Form entsprechender Dateien ausgestaltet werden.
  - o Auf Mittelspannungsseite werden die JSON-Dateien für alle zum betrachteten Mittelspannungsnetz gehörenden Niederspannungsnetze aggregiert und die



**Abb. 7:** Geplanter Aufbau der Softwarelösungen

Aggregation über eine neue Eingangsschnittstelle in die Zielnetzplanung mit aufgenommen.

Weitere nichtfunktionale Anforderungen sind:

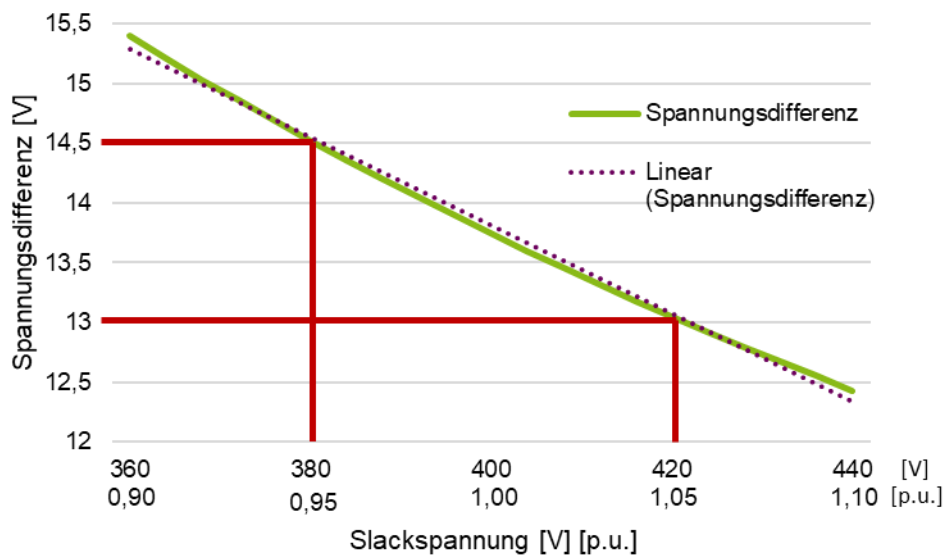
- Die Software soll nach Nieder- und Mittelspannungsebene zeitlich und räumlich getrennt ausgeführt werden können.
- Die Übertragung der JSON-Dateien soll durch manuelle Bereitstellung und manuellen Abruf auf einem Austauschlaufwerk oder Onlinedienst erfolgen.
- Die Entwicklung der Software für die Niederspannungsebene soll in der Programmiersprache Python erfolgen.
- Die Entwicklung der Software für die Mittelspannungsebene soll in der Programmiersprache Java erfolgen.
- Die Durchlaufzeit soll für 50 durchschnittliche Niederspannungsnetze und ein überlagertes Mittelspannungsnetz unterhalb von sieben Tagen liegen. Verzögerungen durch manuelle Übertragung der JSON-Dateien sind nicht zu berücksichtigen.

#### AP 4.2 - Programmierung der Grundstruktur der spannungsebenenübergreifenden automatisierten Zielnetzplanung

Hier wurde die Grundstruktur entsprechend der in AP 2 und AP 4.1 dargestellten Anforderungen und Randbedingungen erstellt. Dabei wurde ein besonderes Augenmerk auf die Ausgestaltung der Schnittstelle und die spätere Erweiterbarkeit um weitere Module gelegt.

Bei der Programmierung der Grundstruktur für die Niederspannungsebene durch die Bergische Universität konnte auf Ergebnisse aus Vorprojekten (insbesondere aus dem Projekt SektorPlan [7]) zurückgegriffen werden. Die Vorprojekte sahen jedoch nur die Optimierung hin zu einer kostenoptimalen Netzstruktur für eine feste Spannungscombination vor. Für den spannungsebenenübergreifenden Einsatz ist dieses Vorgehen allerdings ungeeignet. Kostenoptimale Netzstrukturen für verschiedene Spannungscombinationen müssen ermittelt werden, um in der Mittelspannungsebene den entsprechenden Freiheitsgrad zu erhalten. Es wurden deshalb umfassende Anpassungen erforderlich.

Zunächst war im Rahmen der Implementierung durch die BUW vorgesehen für alle möglichen Spannungscombinationen im Starklast- und Starkeinspeise-Betriebsfall Lastflussberechnungen mit hoher Auflösung durchzuführen. Bei einer Auflösung von 0,01 p.u. und den Spannungsgrenzen 0.92 p.u. nach unten bzw. 1.08 p.u. nach oben hätte das jedoch die Berechnung 32 zusätzlicher Lastflüsse im Vergleich zur ebenenseparaten Planung zur Folge. Die Grenzen sind so gewählt, dass der Niederspannungsebene jeweils mindestens 2 % des Spannungsbandes zugestanden werden. Da hierdurch eine deutliche Zunahme der Programmlaufzeit erwartet wurde, erfolgte stattdessen die Implementierung eines abweichenden Ansatzes. Die geringste bzw. höchste Spannung im Netz und die höchste Betriebsmittelauslastung für alle Spannungscombinationen sollte stattdessen über eine Näherung ermittelt werden. Für die Spannung wurde hierbei eine Linearisierung mit zwei um 10 % der Nennspannung voneinander entfernten Stützstellen vorgesehen. Eine Linearisierung in einem Arbeitspunkt erwies sich in Vorbetrachtungen als nicht praktikabel. Da die Betriebsmittelauslastung eine annähernd quadratische Abhängigkeit von der Spannung aufweist wurde hierfür eine Näherung über eine quadratische Funktion unter Zuhilfenahme von drei Stützstellen vorgesehen. Hierbei sollte der Abstand zwischen den Stützstellen jeweils 5 % der Nennspannung betragen.



**Abb. 8:** Vorgehen zur Linearisierung der Spannungsdifferenz zwischen Slackknoten und minimaler Spannung im Netz (für Starklast-Betriebspunkt)

Die Abbildung zeigt das Vorgehen für die Spannungsdifferenz zwischen dem niederspannungsseitigen Trafoknoten (in der Optimierung der Niederspannungsebene als Slackknoten ausgeführt) und der geringsten Spannung im Starklast-Betriebspunkt. Dabei zeigt sich, dass diese Spannungsdifferenz nicht vollständig linear ist, aber gut linear genähert (Bestimmtheitsmaß  $R^2 = 0,9963$ ) werden kann. Die Nichtlinearität ergibt sich dabei aus der sich über verändernde Ströme verändernden Verlustleistung über die Betriebsmittel, die zu einer zusätzlichen Spannungsänderung führt.

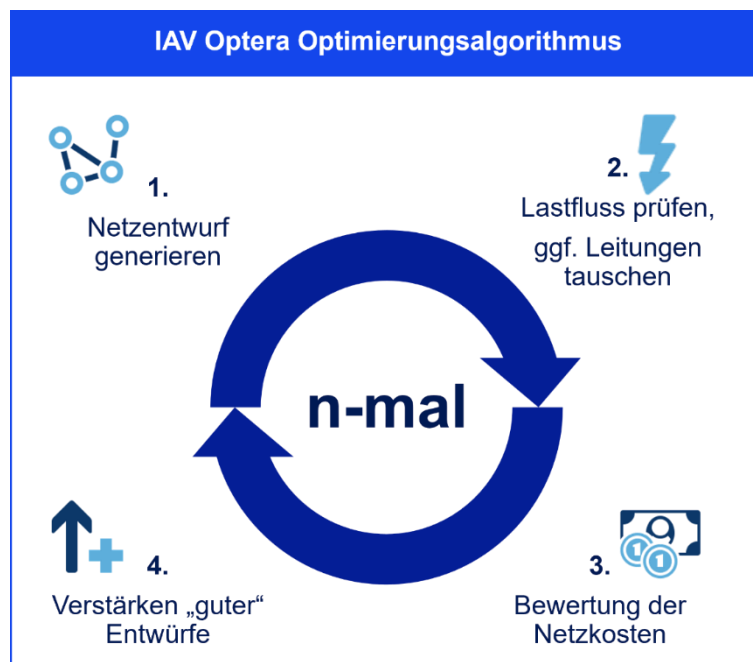
Die Ermittlung kostenoptimaler Strukturen für verschiedene Spannungskombinationen erfolgt bei der umgesetzten Implementierung innerhalb eines Durchlaufs des genetischen Algorithmus. Zur generellen Funktion des Algorithmus wird auf [24] erwiesen. Dabei werden alle entstehenden Gensequenzen in Netzmodelle übersetzt und die für die Näherung von Spannungen und Betriebsmittelauslastungen erforderlichen Lastflussberechnungen werden durchgeführt. Die Bewertung erfolgt dann durch Ermittlung der Spannungen und Auslastungen für alle Spannungskombinationen. Bei Grenzwertverletzungen werden kombinationsspezifische Strafkosten vergeben. Die nach Spannungskombinationen getrennte Bewertung wird in einer entsprechenden Datenstruktur während des gesamten Durchlaufs der Optimierung zwischengespeichert.

Nach der Optimierung erfolgt die Sortierung nach geringsten Gesamtkosten (Herstellungskosten + spannungskombinationsspezifische Strafkosten) getrennt für jede Kombination. Für jede Spannungskombination wird dann aus allen Kombinationen, die keine Strafkosten aufweisen, diejenige mit den geringsten Kosten als optimale Lösung identifiziert und aufbereitet. Kenngrößen dieser Lösungen werden aufbereitet und für die Mittelspannungsebene bereitgestellt.

In der Mittelspannungsebene wurde die bestehende automatisierte Zielnetzplanung (IAV Optera) durch IAV so erweitert, dass sie mit den Ergebnissen der automatisierten NS-Zielnetzplanung der BUW gekoppelt werden kann. Zur Verdeutlichung der notwendigen Schritte wird zunächst das bisherige Vorgehen des Optimierungsalgorithmus in Optera beschrieben.

Wie in Abbildung 9 dargestellt, wird durch den Ameisenalgorithmus zunächst ein Netzentwurf erstellt, das heißt, es wird ein Graph aufgebaut, der die Knoten (Umspannwerke, Ortsnetzstationen,

Abzweigmuffen usw.) über Kanten (Kabel bzw. Freileitungen) miteinander verbindet (Schritt 1). In diesem Graphen werden Trennstellen gesetzt, um eventuell vorhandene Maschen aufzulösen.



**Abb. 9:** Ablauf des Optimierungsalgorithmus in IAV Optera

Anschließend wird im zweiten Schritt der Lastfluss berechnet und – falls erforderlich – durch Tausch bzw. durch Verstärken von Leitungen so angepasst, dass alle betrieblichen Randbedingungen eingehalten werden. Im dritten Schritt wird dieser Netzentwurf anhand seiner Kosten bewertet; hierbei fließen sowohl Investitionskosten als auch mögliche Strafkosten für ungültigen Lastfluss oder nicht erfüllte Strukturbedingungen ein. Im vierten Schritt werden gute Netzentwürfe verstärkt, indem die entsprechenden Kanten im Sinne des Ameisenalgorithmus bevorzugt werden. Dieses Vorgehen wird iterativ sehr häufig (mehrere hundert bis wenige tausend Iterationen) wiederholt.

Bei der Bewertung der Netzlösungen wird neben der Normalschaltung auch die n-1-Sicherheit berücksichtigt. Hierzu werden für den Ausfall einzelner Umspannwerksabgänge Ersatzschaltungen automatisch generiert und in die Lastflussprüfungen integriert. Nur Netze, die sowohl in der Normalschaltung als auch in den betrachteten n-1-Fällen alle relevanten Betriebsgrenzen einhalten, gehen als gültige Lösungen in die Optimierung ein.

Durch die vorgelagerte automatisierte Zielnetzplanung in der Niederspannung entsteht im Rahmen des Projekts ein weiterer Freiheitsgrad für die MS-Zielnetzplanung: An jeder Ortsnetzstation muss nun eine von mehreren vorgegebenen NS-Netzvarianten ausgewählt werden.

Der Ameisenalgorithmus in IAV Optera wurde so erweitert, dass in jeder Iteration nicht nur eine mittelspannungsseitige Netzstruktur aufgebaut, sondern gleichzeitig eine geeignete Kombination von NS-Netzvarianten gewählt wird. Ausgehend von den bestehenden Strukturen wird zunächst – wie in Abbildung 9 im ersten Schritt dargestellt – ein Graph erzeugt, der Verbindungen zwischen allen Stationen enthält. Für diese Verbindungen werden zunächst die je günstigsten verfügbaren Leitungen (ggf. Bestandsleitungen) ausgewählt. Weiterhin werden an allen Ortsnetzstationen die günstigsten verfügbaren Niederspannungs-Varianten herausgesucht. Auf dieser Basis wird im zweiten Schritt ein Lastfluss berechnet und eine erste Bewertung durchgeführt.

Im Rahmen der Lastflussberechnung wird geprüft, ob für alle Betriebspunkte die durch die gewählte NS-Variante vorgegebenen Spannungsgrenzen am Verknüpfungspunkt eingehalten werden. Treten in einzelnen Netzabschnitten Spannungsbandverletzungen auf, versucht der Algorithmus diese über zwei alternative Vorgehensweisen zu beheben:

- zunächst durch Auswahl der günstigsten NS-Varianten, die die Spannungsgrenzen einhalten, und anschließend – falls noch erforderlich – durch Verstärken von Leitungen in der Mittelspannung, und
- zunächst durch Verstärken von Leitungen in der Mittelspannung und anschließend – falls noch erforderlich – durch Auswahl geeigneter NS-Varianten.

Anschließend wird das kostengünstigere der beiden Vorgehen für die Bewertung im dritten Schritt ausgewählt.

Die Gesamtbewertung jeder Iteration (Schritt 3 in Abbildung 9) erfolgt auf Basis der aufsummierten Investitionskosten für MS-Maßnahmen und gewählte NS-Varianten sowie der Einhaltung aller technischen Randbedingungen und steuert das weitere Suchverhalten des Ameisenalgorithmus in den nachfolgenden Iterationen.

#### AP 4.3 - Entwicklung eines Moduls zur Szenariengenerierung unter Berücksichtigung von Geostruktur- und Marktdaten

Die in AP 3 entwickelte Regionalisierungssystematik wurde durch BUW als automatisiertes Softwaremodul umgesetzt, das aus deutschlandweiten Szenariodaten netzgebietsspezifische Lastmodelle erzeugt. Das Modul bildet die Schnittstelle zwischen den in AP 1.2 definierten Szenarien und den Netzmodellen, die in der nachgelagerten Optimierung (AP 4.4) verwendet werden.

##### Automatische Regionalisierung

Das Regionalisierungsmodul verteilt die deutschlandweiten Szenariowerte für PVA, WEA, elektrische PKW und Wärmepumpen über fünf Hierarchieebenen (Bundesland, Landkreis, Gemeinde, PLZ-Gebiet, Straßenzug) bis auf einzelne Straßenzüge. Auf jeder Ebene werden technologiespezifische Verteilungsfaktoren angesetzt, die aus Bestandsdaten, Zensus und Marktstammdatenregister abgeleitet wurden (vgl. AP 3.1). Für die Verteilung ganzzahliger Einheiten auf Straßenzugebene kommt das Sainte-Laguë-Verfahren zum Einsatz. Dieses ordnet die zu verteilenden Einheiten proportional zur Anzahl geeigneter Haushalte zu, wobei konfigurierbare Obergrenzen pro Haushalt gelten (z.B. maximal eine Wärmepumpe und zwei Ladepunkte). Die Kaufwahrscheinlichkeit wird über sieben Einkommensklassen aus GfK-Marktdaten gewichtet.

Als Eingangsdaten dienen die Szenariowerte aus AP 1.2 (deutschlandweite Prognosen für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050) sowie Basisdaten zu Gebäude- und Bevölkerungsstruktur auf Gemeinde- und Straßenzugebene. Das Modul unterstützt sowohl deutschlandweite als auch regionale Szenarien, bei denen nur ausgewählte Bundesländer in die Verteilung eingehen.

##### Geografische Zuordnung zu Netzstationen

Die regionalisierten Lasten und Erzeuger auf Straßenzugebene müssen den ONS bzw. Kundenstationen des jeweiligen Netzgebiets zugeordnet werden. Hierzu wurde ein zweistufiges Verfahren implementiert (vgl. AP 3.2). Zunächst wird mittels Alphashape-Algorithmus eine konkave Hülle um die Stationspunkte erzeugt, die das Netzgebiet abgrenzt. Anschließend teilt eine Voronoi-Partitionierung dieses Gebiet in Polygone auf, wobei jedes Polygon genau einer Station zugeordnet ist.

Die Straßenzugpunkte (Zentroide der Straßenabschnitte) werden dem Voronoi-Polygon zugeordnet, in dem sie liegen. Die aggregierten Lasten aller Straßenzüge eines Polygons ergeben die Gesamtlast an der zugehörigen Station. Das Verfahren wurde sowohl für Ortsnetztransformatoren als auch für Kundenstationen mit jeweils angepassten Alpha- und Buffer-Parametern umgesetzt.

#### Lastimport und Erzeugerzuordnung

Aus den regionalisierten Stationswerten werden die Last- und Einspeiseelemente für die NS-Netzmodelle erzeugt. Die Verteilung auf die einzelnen Netzknoten erfolgt in zwei Stufen: Zunächst werden die Gesamtzahlen einer Station proportional zur Anzahl der Hausanschlüsse auf die Abgänge aufgeteilt (D'Hondt-Verfahren). Innerhalb jedes Abgangs erfolgt dann die Zuordnung zu den einzelnen Hausanschlussknoten.

An jedem Hausanschlussknoten werden separate Last- bzw. statische Einspeise-Elemente für Wärmepumpen, Ladepunkte und Dachflächen-PV-Anlagen angelegt. Für die räumliche Platzierung innerhalb eines Abgangs werden zwei Varianten berechnet: Im Worst-Case werden die Anlagen spannungssensitiv verteilt - hierzu wird eine Probeeinspeisung bzw. -last auf alle Knoten aufgeschaltet und die resultierenden Spannungsabweichungen als Sortierkriterium verwendet. Erzeuger werden bevorzugt an Knoten mit hoher Spannungssensitivität platziert, Lasten analog an den empfindlichsten Knoten. Im Average-Case erfolgt die Zuordnung zufällig (Monte-Carlo-Sampling mit konfigurierbarer Anzahl an Wiederholungen).

Die Leistungswerte werden für zwei statische Betriebspunkte berechnet: Starklast (maximaler Leistungsbezug) und Starkeinspeisung (maximale dezentrale Einspeisung bei minimalem Bezug).

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF) werden nach VDE-Richtlinien angesetzt und auf Abgangs- sowie Netzebene berechnet. Für Ladepunkte hängt der GZF von der Anzahl der Ladepunkte und deren durchschnittlicher Leistung ab, für Wärmepumpen ausschließlich von deren Anzahl. Die GZF-Berechnung erfolgt getrennt nach Abgang und Gesamtnetz, da die Gleichzeitigkeit mit steigender Aggregation abnimmt.

Auf der Erzeugerseite werden PV-Anlagen an Hausanschlussknoten als statische Einspeiser modelliert. Die installierte Leistung ergibt sich aus der Regionalisierung, differenziert nach Dach- und Freiflächenanlagen sowie Spannungsebene. Bestehende Einspeiser im Netzmodell werden beibehalten und in die Betriebspunktberechnung einbezogen.

### AP 4.4 - Modellierung und Integration von innovativen Technologien in die spannungsebenenübergreifende automatisierte Zielnetzplanung

#### Regelbarer Ortsnetztransformator

Der regelbare Ortsnetztransformator wurde an der Schnittstelle zwischen Nieder- und Mittelspannungsebene implementiert. Sowohl statischer als auch dynamischer rONT werden durch die Erstellung zusätzlicher Planungsvarianten der Niederspannungsnetze modelliert. Alle im folgenden beschriebenen Parameter sind veränderbar, von den Projektannahmen abweichende Randbedingungen können dargestellt werden.

Im Projekt wurde der statische rONT mit einer Stufenbreite von 2 % bei einer Regelbandbreite von  $\pm 10\%$  (insgesamt elf Stufen) modelliert. Für Regelabweichung und Totband wurde je eine Stufenbreite pro Richtung abgezogen. Es ergibt sich deshalb ein modellierter Regelbereich von  $-8\%$  bis  $+8\%$ . Da der statische rONT betriebspunktunabhängig eine konstante Spannung an der

Niederspannungssammelschiene bereitstellen soll, kommt für diesen Typ nur die Erweiterung von Varianten in Frage, für die diese Randbedingung gilt. Bei der Variantenauswahl sind die zuvor genannte Regelabweichung und das Totband zu berücksichtigen. Es wurden deshalb Varianten ausgewählt, deren bei der Planung zu Grunde gelegte Spannungen symmetrisch 2 % über (Starkeinspeisung) bzw. unter (Starklast) dem Sollwert lagen. Als Sollwerte wurden 0,99 p.u., 1,00 p.u. und 1,01 p.u. festgelegt.

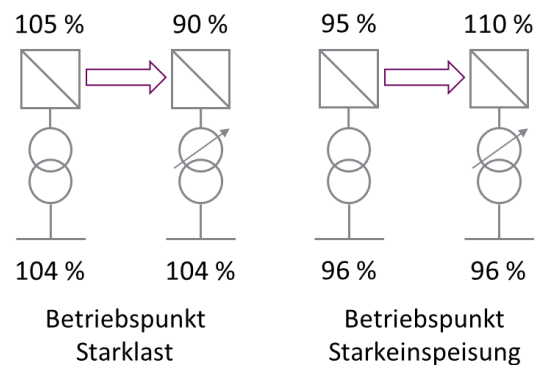
Es wurden deshalb die Varianten mit den Spannungskombinationen 0,97 / 1,01; 0,98 / 1,02 und 0,99 / 1,03 um rONT-Varianten ergänzt. Die Tabelle zeigt die sich daraus ergebenden neuen Spannungsgrenzen, begrenzt auf die nach EN 50160 [25] dauerhaft zulässigen Spannungswerte. Neben den

Variante	Spannungsband alt	Spannungsband neu
0,97 / 1,01	97 % - 101 %	90 % - 109 %
0,98 / 1,02	98 % - 102 %	90 % - 110 %
0,99 / 1,03	99 % - 103 %	91 % - 110 %

**Tab. 8:** Anpassung des Spannungsbandes durch Einsatz des statischen rONT

Änderungen am Spannungsband wurden für rONT auch zusätzliche Kosten berücksichtigt.

Der dynamische rONT wurde mit gleicher Stufenbreite und -anzahl modelliert. Allerdings wurde hier keine bleibende Regelabweichung berücksichtigt. Es wird unterstellt, dass bei leistungsrichtungsabhängiger Regelung auch eine Ausregelung in den Randbereichen erfolgt. Zusätzlich erfolgte keine Beschränkung auf Varianten mit annähernd konstanter Sammelschienenspannung. Da die leistungsrichtungsabhängige Modellierung eine Anpassung an den Betriebspunkt erlaubt, wurden alle Planungsvarianten der NS-Netze als Grundlage für rONT-Varianten zugelassen.



**Abb. 10:** Änderung der in MS zulässigen Spannung durch Einsatz des dynamischen rONT

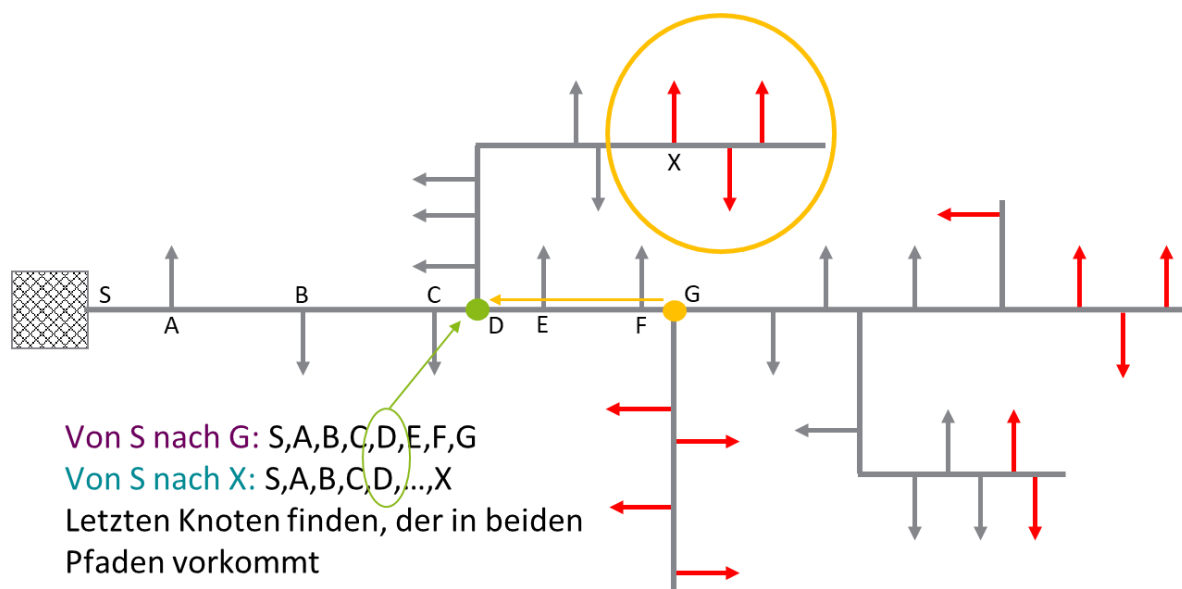
Das zur Integration entwickelte Modul führt die zuvor beschriebenen Schritte aus, indem die rONT-Varianten erstellt und vor der Optimierung der MS-Ebene bereitgestellt werden. Dazu werden die vorhandenen rONT-tauglichen Netzvarianten herangezogen, die Spannungsgrenzen entsprechend des rONTs angepasst und Kosten für den rONT aufgeschlagen. Die Kosten des rONTs hängen dabei maßgeblich davon ab, ob in der Planung ohnehin schon ein Trafotausch vorgesehen war.

### Einzelstrangregler

In der Niederspannungsebene wurde der ESR durch die Bergische Universität als separate Möglichkeit zur Lösung von Spannungsbandverletzungen neben dem genetischen Algorithmus implementiert. Für jeden Abgang im Niederspannungsnetz wird dazu vor der Optimierung zunächst überprüft, ob Spannungsbandverletzungen auftreten. Falls ja werden alle Leitungsüberlastungen im Abgang durch Austausch gegen einen geeigneten Querschnitt behoben. Im Anschluss werden verbleibende Spannungsbandverletzungen durch Einsatz eines ESR adressiert. Wenn ein ESR im Abgang alle verbleibenden Spannungsbandverletzungen beheben kann, wird eine Variante mit ESR-Einsatz ausgewiesen. Diese ist für den jeweiligen Abgang von den durch den genetischen Algorithmus ermittelten Varianten unabhängig. Für das Netz wird nach Durchlaufen aller Abgänge eine separate ESR-Variante erstellt. Diese enthält für alle Abgänge mit möglichem ESR-Einsatz die ESR-Variante des

Abgangs, für alle anderen Abgänge wird jeweils die optimale Variante aus dem genetischen Algorithmus gewählt, die die sich aus den ESR-Varianten ergebenden Spannungsgrenzen einhalten.

Die Positionierung des ESR innerhalb eines Abgangs wurde über eine Pfadsuche implementiert. Dabei werden zunächst alle Netzknoten identifiziert, in denen in mindestens einem Betriebspunkt eine Spannungsbandverletzung auftritt. Von allen entsprechenden Netzknoten wird dann jeweils der Pfad zur Niederspannungssammelschiene bestimmt. Alle Pfade werden im Anschluss, ausgehend von der NS-Sammelschiene, miteinander verglichen. Der letzte Netzknoten, der in allen Pfaden vorkommt, wird zur Platzierung des ESR genutzt. Es handelt sich dabei um den Knoten, mit der weitesten Entfernung von der NS-Sammelschiene, der bei Ausstattung mit einem ESR noch geeignet ist, um alle Spannungsbandverletzungen gemeinsam beeinflussen zu können. Die nachstehende Grafik zeigt einen beispielhaften Aufbau mit Pfadsuche. Zur Vereinfachung auf nur zwei zu vergleichende Punkte wird die Verschiebung von einem ungeeigneten hin zu einem geeigneten Punkt dargestellt.



**Abb. 11:** Pfadsuche im Rahmen der ESR-Platzierung

Neben einer Funktion zur Positionierung wurde auch eine Funktion zur Dimensionierung des ESR implementiert. Diese führt zunächst einen Lastfluss in beiden Betriebspunkten aus. Die maximale über die identifizierte Position fließende Leistung wird hierdurch ermittelt. Aus einer Liste vordefinierter Baugrößen wird dann diejenige ausgewählt, deren maximal zulässige Scheinleistung an wenigsten oberhalb der ermittelten Maximalleistung liegt. Sollte ein ESR, auf den diese Bedingung zutrifft, nicht in der Liste hinterlegt sein, wird die Positionierung verworfen und keine ESR-Variante für den Abgang erstellt. Ist ein entsprechender ESR hinterlegt, erfolgt im Anschluss die Festlegung der Betriebsstufe je Betriebspunkt. Im Projekt wurden für alle Größen des ESR in Niederspannung 21 Stufen bei einer Stufenbreite von 1,5 % unterstellt. Insbesondere die Zahl der verfügbaren Stufen lag damit im Projekt deutlich oberhalb real verfügbarer Bauformen. Um die Funktion der Stufenauslegung und den Einfluss von nach Auslegung verfügbarer Reservestufen zu prüfen wurde jedoch bewusst diese von der praktischen Verfügbarkeit abweichende Festlegung getroffen. Zur Bestimmung der Betriebsstufe wird jeweils iterativ so lange die Stufe des ESR im Modell angepasst und ein anschließender Lastfluss durchgeführt, bis erstmalig eine Spannungsbandverletzung an keiner Stelle mehr auftritt. Die dann simulierte Stufe wird als Betriebsstufe übernommen. Dabei erfolgt die Änderung der Stufe stets so, dass die Spannungsänderung der Grenzwertverletzung entgegenwirkt. Im Falle einer

Spannungsbandunterschreitung wird die Spannung entsprechend erhöht. Sofern nach Erreichen der maximalen Stufe weiterhin Spannungsbandverletzungen auftreten, wird die Positionierung verworfen und keine ESR-Variante für den Abgang erstellt.

Alle Parameter sind in einer Konfigurationsdatei anpassbar hinterlegt, abweichende Annahmen und Randbedingungen können berücksichtigt werden.

Für die Mittelspannungsebene wurde durch IAV eine Möglichkeit zur Platzierung von ESR implementiert. Diese stellen aus Sicht von Optera eine weitere Möglichkeit dar, Spannungsproblemen im Netz zu begegnen. In Abschnitt 4.2 ist dargelegt wie die beiden Möglichkeiten Leitungsverstärkung und Niederspannungsnetzvarianten gegeneinander abgewogen werden. Der Einzelstrangregler wurde optional als zusätzliche Möglichkeit hinzugefügt, die in Strängen an den Stellen eingefügt werden kann, wo zuerst Spannungsprobleme auftreten und dort als zusätzlicher Slack-Knoten fungiert.

#### Regelung der Sammelschienensollspannung

Der MS-Zielnetzplanungs-Algorithmus (IAV Optera) lässt grundsätzlich betriebspunktindividuelle Slack-Spannungen zu. Damit sind verschiedene Regelstrategien für die Sammelschienenspannung abbildbar. Für eine konventionelle Festwertregelung wird in der Regel hysteresese-bedingt im Lastfall eine geringere Slackspannung angenommen als im Einspeisefall. Für den Fall einer Weitbereichsregelung kann davon ausgegangen werden, dass die Slackspannung im Lastfall höher ist als im Einspeisefall und damit ein größeres Spannungsband zur Verfügung steht.

Ein Vergleich zwischen verschiedenen Varianten der Regelung der Sammelschienenspannung ist durch Durchführung mehrerer Optimierungsdurchläufe und Vergleich der Ergebnisse möglich.

#### Last- und Einspeisemanagement

##### **Lastmanagement**

Das Lastmanagement wurde durch BUW als eigenständiges Softwaremodul implementiert, das die in AP 2.3 beschriebenen konzeptionellen Vorgaben zur Adaption des §14a EnWG umsetzt. Im Starklast-Betriebspunkt werden dabei steuerbare Verbrauchseinrichtungen auf ihre einzuräumende Mindestleistung reduziert.

Für steuerbare Verbrauchseinrichtungen wurden zwei Kategorien mit unterschiedlichen Abregelungsgrenzen implementiert: Ladepunkte für Elektrofahrzeuge werden auf die Mindestleistung von 4,2 kW reduziert. Wärmepumpen werden auf das Maximum aus Mindestleistung (4,2 kW) und 40 % der installierten Leistung reduziert. Die unterschiedliche Behandlung berücksichtigt die höhere Kritikalität der Wärmeversorgung gegenüber der Ladeflexibilität. Da auch bei Anwendung des Lastmanagements nicht alle reduzierten Lasten gleichzeitig mit ihrer Mindestleistung in Betrieb sein werden, wurden netzseitige Gleichzeitigkeitsfaktoren auch für die reduzierten Leistungen implementiert. Auf Basis dieser Anzahl wird dann der jeweilige Gleichzeitigkeitsfaktor bestimmt. Für Ladepunkte und Wärmepumpen werden dabei unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfunktionen angewendet.

Zur Behandlung unterschiedlicher Priorisierungen wurden verschiedene Lastmanagement-Varianten implementiert. Diese unterscheiden sich in der Reihenfolge, in der Wärmepumpen und Ladepunkte reduziert werden, sowie in der Anwendung der Gleichzeitigkeitsfaktoren. Die Varianten ermöglichen die Abbildung unterschiedlicher netzbetreiberspezifischer Vorgaben.

Die Wirksamkeit des Lastmanagements wird durch eine Validierungsfunktion geprüft, die alle Kombinationen des Slackspannungsbandes durchläuft. Dabei wird dokumentiert, für welchen Spannungsbereich an der Sammelschiene die jeweilige Lastmanagement-Variante alle Grenzwertverletzungen beheben kann.

Alle Parameter, insbesondere die Mindestleistung und die Gleichzeitigkeitsfaktoren, sind in einer Konfigurationsdatei anpassbar hinterlegt.

### **Einspeisemanagement**

Das Einspeisemanagement wurde durch BUW für den Betriebspunkt Starkeinspeisung implementiert. Hier erfolgt eine Abregelung der Erzeugungsleistung. Die Abregelung wird iterativ durchgeführt. Zunächst wird ein Lastfluss mit der aktuellen Erzeugungsleistung durchgeführt und anschließend die Grenzwerte für Spannungsband und Leitungsauslastung geprüft. Bei Verletzung werden alle Einspeiser, deren Leistung oberhalb einer konfigurierbaren Mindestgrenze liegt, um einen festgelegten Prozentsatz reduziert. Das Verfahren wird wiederholt, bis alle Grenzwerte eingehalten werden oder alle Einspeiser auf Null reduziert sind.

Für die wirtschaftliche Bewertung wurde eine Kostenberechnung implementiert. Die durch die Abregelung entgangene Energie wird auf Basis einer repräsentativen PVA-Zeitreihe ermittelt. Der resultierende Abregelungsfaktor wird auf die normierte Zeitreihe angewendet und die Differenz zur unabgeregelten Erzeugung aufsummiert. Als Kostensatz wurden 46,27 ct/kWh abgeregelter Energie angesetzt.

Alle Parameter, insbesondere die Reduktionsstufen und der Kostensatz, sind in einer Konfigurationsdatei anpassbar hinterlegt. Abweichende Annahmen und Randbedingungen können dadurch berücksichtigt werden.

Die Verwendung von Last- und Einspeisemanagement in der Niederspannung für Belange der Mittelspannung ist regulatorisch aktuell nicht vorgesehen. Daher wurde in der Mittelspannung keine Veränderung der Leistungswerte aus der Niederspannung betrachtet.

### Stationsplatzierung

Die konzeptionellen Grundlagen zur Stationsplatzierung sind in AP 2.4 dargestellt. Im Folgenden wird die technische Umsetzung beschrieben.

### **Zweistufige Methode für kleine Netzgebiete**

Stufe 1: Grobauswahl auf Mittelspannungsebene

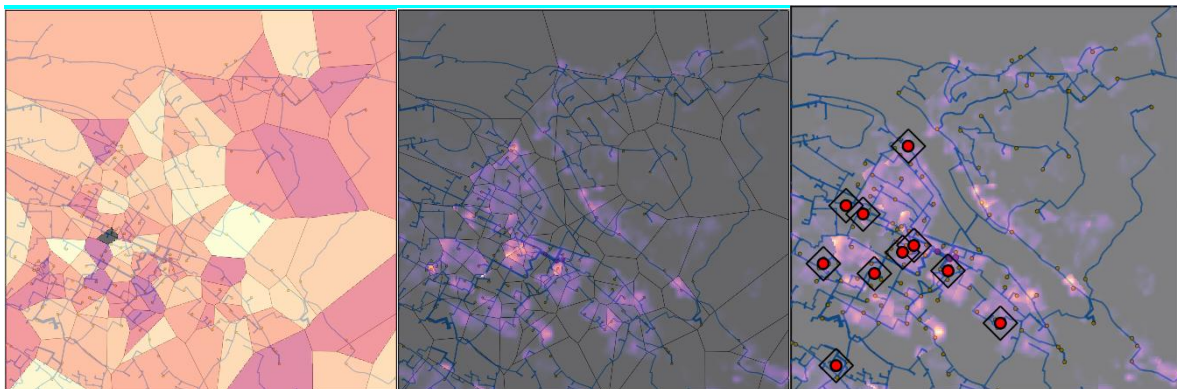
In der ersten Stufe wird das überlagerte Mittelspannungsnetz analysiert, um Bereiche mit hohem Bedarf an neuen ONS zu identifizieren. Zur systematischen Identifikation solcher Bereiche wurde ein geodatenbasiertes zweistufiges Verfahren entwickelt. In einem ersten Schritt wird das geografische Versorgungsgebiet um die vorhandenen Ortsnetzstationen in ein Raster von 100 m × 100 m unterteilt. Jede Rasterzelle wird mittels einer auf den Koordinaten der Ortsnetzstationen beruhenden Voronoi-Zerlegung eindeutig einer Station zugeordnet. Die in den Stationsknoten bilanzierten Lasten werden dadurch georeferenziert und räumlich lokalisiert. Dies ist in Abbildung 12 a) dargestellt.

Parallel dazu werden Bevölkerungsdaten aus dem Zensus 2022 (100 m × 100 m-Raster für Deutschland) [26] auf dieselben Rasterzellen abgebildet. Die Gesamtlast einer Voronoi-Zelle wird proportional zur relativen Bevölkerungsverteilung auf die enthaltenen Rasterzellen verteilt. Auf diese Weise entsteht eine approximierete, hochaufgelöste Lastkarte, die die Brücke zwischen

Mittelspannungs- und Niederspannungsebene schlägt und die Last der Ortsnetzstationen räumlich konkretisiert. Dies ist in Abbildung 12 b) dargestellt.

Zur näherungsweisen Bestimmung der tatsächlichen elektrischen Last wird die jeder Rasterzelle zugeordnete Last anschließend mit der Nennleistung der jeweils versorgenden Ortsnetzstation normiert. Daraus ergibt sich eine georeferenzierte Karte der relativen Leistungsnutzung, in der lokale Spitzenlasten („Lastspitzen“ bzw. Hotspots) sichtbar werden.

Die Auswahl potenzieller Bereiche für die Errichtung neuer Ortsnetzstationen erfolgt über ein iteratives Verfahren: Zunächst wird die Rasterzelle mit der höchsten normierten Leistungsnutzung identifiziert. Um diese Zelle herum wird ein Umfeld – im Projektbeispiel ein L1-Radius von 300 m – als potenzielles Versorgungsgebiet einer neuen Ortsnetzstation angenommen und mit einer vorgegebenen Transformatorleistung belegt. Die Lastverteilung in diesem Gebiet wird entsprechend angepasst, bevor im verbleibenden Raster erneut die höchste Lastspitze gesucht wird. Dieser Prozess wird so lange wiederholt, bis  $n$  relevante Lastspitzen als Kandidaten für neue Ortsnetzstationen identifiziert sind. Dies ist in Abbildung 12 c) dargestellt.



**Abb. 12:** a) Voronoi-Zellen mit zugeordneter Last; b) Hochaufgelöste Lastkarte; c) Kandidaten für neue Ortsnetzstationen; Grafiken in Anlehnung an [22].

Die so bestimmten Hotspot-Bereiche werden in einem zweiten Schritt in die weitere spannungsebenenübergreifende Zielnetzplanung überführt und dienen dort als priorisierte Suchräume für die detaillierte Netzplanung und Trassierung.

#### Stufe 2: Detailoptimierung im Netzgebiet

Die in Stufe 1 identifizierte Koordinate dient als Ausgangspunkt für die Zusammenstellung des Betrachtungsraums. Alle Niederspannungsnetze, deren Abgänge die Koordinate erreichen können, bilden einen gemeinsamen Optimierungsraum.

Innerhalb dieses Bereichs werden alle existierenden Verteilerknoten als Kandidatenpositionen für die neue ONS betrachtet. Für jeden Kandidaten werden alle möglichen Kombinationen aus anzuschließenden Abgängen und Trennstellen zur Netzauftrennung enumeriert. Jede Kombination definiert eine neue Topologie, für die mittels Lastflussberechnung die notwendigen Ausbaumaßnahmen ermittelt werden.

Die Bewertung erfolgt über die Gesamtausbaukosten, die sich aus Transformatormaßnahmen, Leitungsmaßnahmen, Stationskosten und Integrationskosten zusammensetzen. Im Einzelnen umfasst dies: Kosten für Transformator-Upgrade oder -Neubau, Kosten für Leitungsverstärkung oder -neubau,

Kosten für Stationsgehäuse und Schaltanlage sowie Kosten für die Anbindungsleitungen. Die Kombination mit minimalen Gesamtausbaukosten definiert den optimalen Standort sowie die zugehörige Topologieanpassung.

Die Aufteilung der Abgänge zwischen bestehender und neuer ONS erfordert die Festlegung optimaler Trennstellen. An der Trennstelle wird der Abgang unterbrochen, sodass die neue ONS den abgetrennten Teil versorgt. Für jeden Abgang werden alle möglichen Trennstellen betrachtet, wobei existierende Schalter gegenüber physischen Trennungen priorisiert werden. Die Wahl der Trennstelle beeinflusst die resultierende Lastaufteilung und damit die Auslastung beider Transformatoren sowie den Bedarf an Leitungsmaßnahmen.

### **Erweiterte Methode für große Netzgebiete**

Die zweistufige Methode ist auf kleine Netzgebiete begrenzt, da die kombinatorische Enumeration aller Abgangs- und Trennstellenkombinationen bei vielen Abgängen nicht mehr praktikabel ist. Die erweiterte Methode adressiert diese Limitation durch einen dreistufigen Ansatz.

Im ersten Schritt werden alle physisch und rechtlich zulässigen Standorte identifiziert. Die Standortsuche nutzt Geodaten aus dem amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS). Für Kompaktstationen in Freiflächenaufstellung werden öffentliche Grünflächen, Fußgängerzonen und öffentlich zugängliche Parzellen identifiziert. Private Wohngrundstücke, Industrieflächen und Verkehrsinfrastruktur werden ausgeschlossen. Für Kellerstationen in Gebäuden kommen öffentliche oder industrielle Bauten prinzipiell in Frage. Im Anschluss erfolgt eine Filterung nach dem erforderlichen Flächenbedarf unter Berücksichtigung der Abstandszonen. Das Ergebnis ist eine Rastermatrix aller geeigneten Kandidatenpositionen.

Die wirtschaftliche Bewertung der Kandidatenpositionen erfordert zunächst die Monetarisierung aller existierenden Grenzwertverletzungen in den Bestandsnetzen. Für jeden Abgang wird ein Kostenkennwert berechnet, der die Kosten für konventionelle Ausbaumaßnahmen approximiert.

Die Lastflussergebnisse identifizieren alle Leitungsabschnitte mit Auslastung über 100%. Die kumulierte Länge überlasteter Leitungen multipliziert mit den spezifischen Ersatzkosten ergibt den Kostenanteil für thermische Maßnahmen. Für verbleibende Spannungsverletzungen nach Behebung thermischer Überlastungen wird der kritische Pfad zur Sammelschiene ermittelt. Entlang dieses Pfades werden virtuell Leitungen durch stärkere Querschnitte ersetzt, bis die Spannungsgrenzen eingehalten werden. Die zugehörigen Kosten fließen in den Kostenkennwert des Abgangs ein.

Parallel wird für jeden Transformator ein Kostenkennwert berechnet. Bei Überlastung entspricht dieser den Kosten für ein Upgrade auf die nächste Standardgröße. Bei Überschreitung der maximalen Standardgröße werden zusätzlich Kosten für ein neues Stationsgehäuse angesetzt.

Für jede Kandidatenposition wird der wirtschaftliche Nettonutzen berechnet als Differenz zwischen vermiedenen Ausbaukosten und erforderlichen Investitionskosten. Die Investitionskosten umfassen Fixkosten für Stationsgehäuse und Schaltanlage (abhängig vom Stationstyp), Kosten für den Transformator (abhängig von der Summenlast der anzuschließenden Abgänge) sowie variable Anbindungskosten. Die vermiedenen Ausbaukosten ergeben sich aus den Kostenkennwerten der anzuschließenden Abgänge und Transformatoren. Ein Abgang wird nur angeschlossen, wenn seine vermiedenen Kosten die Anbindungskosten übersteigen. Der Anschlusspunkt am Abgang bestimmt dabei, welcher Anteil des Kennwerts realisiert werden kann.

Nach Bewertung aller Kandidatenpositionen wird diejenige mit dem höchsten positiven Nettonutzen ausgewählt. Die Kostenkennwerte der zugeordneten Abgänge und Transformatoren werden anschließend aktualisiert. Der Bewertungsprozess wird wiederholt, bis keine Position mehr einen positiven Nettonutzen aufweist.

Nach Festlegung der Standorte erfolgt die Integration in die Bestandstopologie. Neue Leitungsrouten werden unter Nutzung öffentlich verfügbarer Straßendaten ermittelt. Die Netzauftrennung bezogen auf die angeschlossenen Abgänge nutzt das in der zweistufigen Methode entwickelte Verfahren.

Alle Parameter sind in Konfigurationsdateien anpassbar hinterlegt. Dies umfasst Kostenansätze für Stationsgehäuse, Transformatoren verschiedener Standardgrößen, Leitungstypen und Tiefbaumaßnahmen sowie den Faktoren für die Anbindungskostenberechnung.

### Trennstellenoptimierung

Die Trennstellenoptimierung wurde entsprechend dem in AP 2.4 dargestellten Konzept implementiert. Das resultierende Optimierungsproblem ist als gemischt-ganzzahliges, nichtlineares Problem (MINLP) zu klassifizieren, da sowohl die binären Schaltzustände als auch die nichtlinearen Lastflussgleichungen berücksichtigt werden müssen.

Die Zielfunktion kombiniert topologische und elektrische Strafen in einem normalisierten Strafsystem. Alle strafbewehrten Aspekte werden nach einer einheitlichen Formel normalisiert, welche von Anzahl (Quantität) und Schweregrad (Qualität) der Grenzwertverletzungen bzw. Straf-Faktoren abhängt.

Der Ausmaß-Anteil quantifiziert den betroffenen Anteil des Netzes (beispielsweise den Anteil überlasteter Leitungslänge an der Gesamtleitungslänge). Der Schweregrad-Anteil gewichtet die Intensität der Verletzung. Diese Normalisierung garantiert Scores im definierten Bereich (Zwischen 0 und dem definierten maximalen Schweregrad, z.B. 5) vor Anwendung der Hierarchie-Multiplikatoren.

Eine Separation nach Größenordnungen (Faktor 10) zwischen den Hierarchie-Leveln etabliert eine weiche Hierarchie: Verletzungen höherer Level dominieren im Regelfall Verletzungen niedrigerer Level.

Ringstrukturen werden nur bestraft, wenn sie auflösbar sind. Ein Ring ist auflösbar, wenn er mindestens einen optimierbaren Schalter enthält, der keine Brücke im graphentheoretischen Sinne darstellt. Brücken werden mittels Tarjans Algorithmus identifiziert.

Im entwickelten Algorithmus werden Gleichzeitigkeitsfaktoren entsprechend der in AP 2.4 beschriebenen Randbedingungen für jede Kandidatenkonfiguration neu berechnet. Die Berechnung erfolgt auf zwei Aggregationsstufen: auf Transformatorebene (alle Lasten eines Transformator-Versorgungsgebiets) und auf Abgangsebene (alle Lasten eines Strangs). Für Haushaltslasten, Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen werden separate Gleichzeitigkeitsfunktionen angewendet.

Der entwickelte Algorithmus kombiniert evolutionäre Optimierung mit lokaler Suche in einer Insel-basierten Architektur (Adaptiver Memetischer Insel-Algorithmus, AMIA). Die Gesamtpopulation ist in  $k$  Teilpopulationen (Inseln) partitioniert, die unabhängig voneinander evolvieren. Zusätzlich wird eine Elite-Insel geführt, die die besten Lösungen aller Inseln aggregiert und Synergien ausnutzen kann.

Migration zwischen Inseln wird adaptiv ausgelöst: Fällt die genetische Diversität einer Insel unter einen Schwellenwert bei gleichzeitiger Stagnation, werden Individuen von derjenigen Insel ausgetauscht, zu

der die höchste genetische Distanz besteht. Die Elite-Insel injiziert periodisch hochwertige Lösungen in die regulären Inseln.

Die Schalter des Netzes werden hierarchisch gruppiert. Auf Basis einer elektrischen Distanzmatrix, berechnet mittels Dijkstra-Algorithmus auf dem gewichteten Netzgraphen, werden Schalter mit geringer Distanz zu Clustern zusammengefasst. Diese Cluster-Struktur ermöglicht cluster-basierte genetische Operatoren: Rekombinationen operieren auf ganzen Clustern statt auf einzelnen Bits, wodurch zusammenhängende Gensegmente erhalten bleiben.

Der Algorithmus akkumuliert während der Laufzeit Information über problematische Netzregionen. Verursacht eine Komponente eine Strafe, wird dieser Fehler auf die räumlich zugehörigen Cluster projiziert. Eine Sensitivitätsmatrix modelliert die räumliche Korrelation zwischen Clustern. Die Mutationswahrscheinlichkeit wird basierend auf dem geglätteten Fehlervektor gesteuert.

Die Mutation umfasst vier Operatoren: Das Öffnen von Schaltern in Clustern mit hoher Vermaschungsstrafe, das Schließen von Schaltern in Clustern mit hoher Unversorgtheitsstrafe, das Invertieren von Schalterzuständen sowie die lokale Suche durch Verschieben von Trennstellen. Der Trennstellen-Verschiebungsoperator wählt Schalterpaare mit geringer topologischer Distanz aber unterschiedlichen Zuständen und invertiert beide Zustände simultan. Die Auswahl der Operatoren erfolgt adaptiv basierend auf dem empirischen Erfolg (Adaptive Operator Selection).

Das Netz wird logisch in zwei komplementäre Sichten zerlegt: Die Subnet-Sicht gruppiert nach Transformator-Bezirken und bewertet Transformatorauslastung, Vermaschung und Versorgungszustand. Die Feeder-Sicht betrachtet einzelne Abgänge isoliert und bewertet Leitungsüberlastung und Spannungshaltung.

Alle Parameter der Hierarchie-Multiplikatoren, Populationsgrößen, Migrationsintervalle, Diversitätsschwellen und Gleichzeitigkeitsfunktionen sind in einer zentralen Konfigurationsdatei anpassbar hinterlegt. Die Trennstellenoptimierung ist als vorgelagerter Schritt im Gesamtworkflow integriert (vgl. AP 4.6).

### Blindleistungsmanagement

Das Modul zum Blindleistungsmanagement, das durch die Bergische Universität entwickelt wurde, implementiert alle unter AP 2.4 dargestellten Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung. Dabei werden die Verfahren „keine Blindleistungsbereitstellung“, „fester  $\cos(\phi)$ “ und „ $\cos\phi(P)$ “ vor der eigentlichen Optimierung angewendet. Da eine Änderung der Leistung innerhalb der Optimierungsfunktion nicht erfolgt, können für alle vorgenannten Verfahren die Blindleistungen vorab bestimmt und im Netzmodell hinterlegt werden. Alle vorgenannten Verfahren wurden im Rahmen der Bachelor-Abschlussarbeit zum Thema implementiert.

Das Verfahren „ $Q(U)$ “ konnte im Rahmen der Abschlussarbeit nicht implementiert werden, weil es größere Eingriffe in die Programmstruktur erforderte. Die Implementierung erfolgte deshalb nachgelagert. Für das Verfahren „ $Q(U)$ “ erfolgte die Erstellung einer Funktion, die die Blindleistungswerte im Netzmodell abhängig von Lastflussergebnissen setzt. Dabei wird mit Aufruf der Funktion das zu nutzende Netzmodell, eine Liste der zu berücksichtigenden Lasten- und Einspeisertypen, die anzuwendenden Kennlinien und die Information zum aktiven Betriebspunkt übergeben. Nach Aufruf der Funktion wird zunächst auf Lastflussergebnisse des vorherigen Lastflusses innerhalb des Programmablaufs zurückgegriffen. Liegen diese nicht vor, wird für jeden Netzknoten von einer Spannung von 1,0 p.u. ausgegangen. Aufbauend auf den Spannungswerten an jedem Netzknoten

werden dann für die angeschlossenen Lasten/Einspeiser die Blindleistungswerte bestimmt und im Netzmodell hinterlegt. Im Anschluss wird ein Lastfluss im aktuellen Betriebspunkt durchgeführt. Die dabei bestimmten Spannungswerte werden zur Ermittlung der anzuwendenden Blindleistungswerte genutzt. Das Verfahren wird wiederholt, bis die Änderung der Blindleistung zwischen zwei Bestimmungen für alle relevanten Lasten bzw. Einspeiser unter 0,01 % liegt, oder eine Höchstzahl von zehn Durchläufen überschritten wurde. Die Begrenzung der Durchläufe wurde erforderlich, weil es in wenigen Konstellationen zu einer stabilen Oszillation zwischen zwei Kombinationen aus Spannung und Blindleistung gekommen ist. Ein Abbruch durch Erreichen der Begrenzung der Durchläufe wird erfasst und dem Anwender dargestellt, führt aber nicht zu einer Beendigung der Optimierung.

Die Implementierung des Verfahrens „Q (U)“ führte dabei zu einer deutlichen Erhöhung der Durchlaufzeiten der Optimierung. Da mindestens eine und bis zu zehn zusätzliche Lastflussberechnungen je ursprünglichem Lastflussberechnungs-Aufruf durchgeführt werden müssen, zeigte sich eine ca. dreimal verlängerte Ausführungszeit aller Lastflussberechnungsoperationen. Zu im Anschluss durchgeführten Laufzeitoptimierungen wird an dieser Stelle auf AP 4.8 verwiesen.

#### AP 4.5 - Identifikation von relevanten Betriebspunkten

Für Zielnetzplanungen mit festen Betriebspunkten kommen zumeist die Betriebspunkte „Starklast“ und „Starkeinspeisung“ zum Einsatz, die im Laufe dieses Berichts bereits mehrfach genutzt wurden.

Dabei sind die Betriebspunkte zunächst allgemein charakterisiert wie nachfolgend dargestellt:

- Starklast:
  - Betriebspunkt mit höchster zu erwartender Last bei geringster zu erwartender Einspeisung
  - Betriebspunkt mit niedrigster zu erwartender Spannung an Verknüpfungspunkten zur übergeordneten Netzebene
  - Typischerweise maximaler Bezug für alle Arten von Lasten (Haushalts-, Gewerbe-, Landwirtschafts-, Bandlasten, Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen)
  - Typischerweise minimale Einspeisung für alle Arten von Erzeugungsanlagen. Dabei wird üblicherweise die Einspeisung aller Anlagen, die nicht für den dauerhaft gleichförmigen Betrieb (konventionelle Großkraftwerke, Wasserkraftwerke) vorgesehen sind zu Null gesetzt
- Starkeinspeisung:
  - Betriebspunkt mit geringster zu erwartender Last bei höchster zu erwartender Einspeisung
  - Betriebspunkt mit höchster zu erwartender Spannung an Verknüpfungspunkten zur übergeordneten Netzebene
  - Typischerweise minimaler Bezug für alle Arten von Lasten (Haushalts-, Gewerbe-, Landwirtschafts-, Bandlasten, Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen)
  - Typischerweise maximale Einspeisung für alle Arten von Erzeugungsanlagen

Die Betriebspunkte werden in der Bewertung von Grenzwertverletzungen in Nieder- und Mittelspannungsnetzmodellen genutzt. Sie werden außerdem für die Dimensionierung neuer bzw. ersetzter Betriebsmittel verwendet.

Im Rahmen der Integration der innovativen Technologien wurde die Berücksichtigung weiterer Betriebspunkte erforderlich. Diese sind:

- Starklast mit Lastmanagement
  - o Grundsätzlich wie Betriebspunkt Starklast
  - o Nicht alle Lasten werden mit voller Leistung berücksichtigt; steuerbare Verbrauchseinrichtungen (Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen) werden nur mit einer reduzierten Leistung, die mindestens der einzuräumenden Mindestleistung entspricht (Grenzwert kann in der Anwendung festgelegt werden), berücksichtigt
- Starkeinspeisung mit Einspeisemanagement
  - o Grundsätzlich wie Betriebspunkt Starkeinspeisung
  - o Alle regelbaren Einspeiser (Arten und Umfang können in der Anwendung festgelegt werden) werden nur mit reduzierter Leistung Erzeugungsleistung berücksichtigt

Die Betriebspunkte mit Last- bzw. Einspeisemanagement dienen dabei ausschließlich zur Bestimmung von Grenzwertverletzungen und Ausbaumaßnahmen in der jeweiligen Ebene. In der jeweils anderen Ebene werden die unbeeinflussten Betriebspunkte angewendet.

#### AP 4.6 - Zusammenführung aller Module

##### Zielsetzung

Die in den vorangegangenen Arbeitspaketen entwickelten Einzelkomponenten der Niederspannungsebene - genetischer Algorithmus zur Netzoptimierung (AP 4.2), Technologiemodule für innovative Betriebsmittel (AP 4.4), Stationsplatzierung und Trennstellenoptimierung – wurden durch BUW zu einer durchgängigen Softwarelösung integriert. Das resultierende System bildet den vollständigen Planungsprozess von der Datenaufbereitung bis zur Ergebnisausgabe ab und verarbeitet sowohl einzelne Niederspannungsnetze als auch Netzbereiche mit mehreren hundert Abgängen.

##### Architektur

Die Softwarearchitektur folgt drei Leitprinzipien:

- Modularität: Jede Planungsfunktion ist in einem eigenständigen Modul gekapselt. Die Module kommunizieren über definierte Schnittstellen und können unabhängig voneinander weiterentwickelt werden. Diese Struktur ermöglicht die flexible Kombination verschiedener Optimierungsverfahren und Technologien.
- Konfigurierbarkeit: Sämtliche Planungsparameter - Grenzwerte, Algorithmeinstellungen, Kostenansätze, Technologieaktivierung - werden über eine zentrale Parameterdatei gesteuert. Änderungen an den Planungsrandbedingungen erfordern keine Anpassungen am Quellcode und gewährleisten die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse.
- Skalierbarkeit: Das System kann Netze unterschiedlicher Größenordnung - von einzelnen Niederspannungsnetzen bis zu ganzen Mittelspannungsnetzen mit mehreren hundert Abgängen optimieren.

Kategorie	Module	Funktion
Kern-Optimierung	genetic_algorithm, fitnessfunktion, codierung, startpopulation	Genetischer Algorithmus und Lösungsbewertung
Netz-Topologie	subnet, erstellung_varianten, grenzwerte, slackspannung	Abgangsextraktion, Variantenbildung, Grenzwerte
Technologien	esr_neu, trafoausbau_neu, blindleistung, lastmanagement, einspeisemanagement	Innovative Technologien
I/O und Dokumentation	schnittstelle_json, aufbereitung_erg, documentation, bilder_mit_geodaten	Datenaustausch und Ergebnisaufbereitung

**Tab. 9:** Übersicht über die Module und deren Funktionen für die Niederspannungsebene

### Verarbeitungspipeline

Der Planungsablauf gliedert sich in vier Phasen:

- Phase 0: Optional erfolgt vorgelagert die Platzierung neuer Stationen und die Trennstellenoptimierung zur Reduzierung der Gesamtkosten und Sicherstellung einer strahlenförmigen Ausgangstopologie. Das Ergebnis sind einzelne Netze, welche dann in den vier Phasen jeweils optimiert überplant werden.
- Phase 1 - Vorverarbeitung: Das Netzmodell wird eingelesen und in einzelne Abgangsnetze zerlegt. Geodaten werden bereinigt und in das Zielkoordinatensystem transformiert.
- Phase 2 - Technologieprüfung: Vor der Hauptoptimierung wird für jeden Abgang geprüft, ob innovative Technologien wie z.B. Einzelstrangregler (ESR) alle Grenzwertverletzungen beheben können. Falls ja, wird eine entsprechende-Variante erstellt, die unabhängig vom genetischen Algorithmus ist.
- Phase 3 - Optimierung: Der genetische Algorithmus optimiert jeden Abgang unter Berücksichtigung aller aktiven Spannungs-kombinationen. Die Fitnessfunktion bewertet Lösungskandidaten hinsichtlich Grenzwerteinhaltung und Kosten. Technologiemodule für Blindleistungsmanagement werden bei Bedarf in die Bewertung einbezogen.
- Phase 4 - Variantenzusammenführung: Die optimalen Abgangslösungen werden zu Gesamtnetzvarianten zusammengeführt. Für jede Spannungs-kombination entsteht eine Variante mit zugehörigen Kosten und Maßnahmenliste. Identische Varianten werden über Gensequenz-Vergleich erkannt und zusammengefasst.

### Integration der Technologiemodule

Die Technologiemodule sind über Aktivierungsflags zuschaltbar. Diese Architektur ermöglicht den Vergleich verschiedener Technologiekombinationen ohne Codeänderungen. Jedes aktive Technologiemodul erzeugt eigene Planungsvarianten, die der Mittelspannungsebene zur Auswahl bereitgestellt werden. Diese werden in Tabelle 10 dargestellt.

Variantentyp	Beschreibung
Minimale Kosten	Kostengünstigste Lösung je Spannungscombination
Leitungstausch	Variante die versucht, alle Probleme durch puren Leitungstausch (Also ohne neue Abgänge oder Abzweige) zu lösen (Falls technisch möglich)
rONT-Varianten	Erweiterung um regelbaren Ortsnetztransformator
ESR-Variante	Netz mit Einzelstrangreglern (falls technisch möglich)
Lastmanagement	Netz mit aktivem Leistungsmanagement

**Tab. 10:** Beschreibung der jeweiligen Varianten

#### Schnittstelle zur Mittelspannungsebene

Die Kopplung zur Mittelspannungsplanung erfolgt über einen strukturierten Datenaustausch. Für jedes Niederspannungsnetz werden bereitgestellt:

- Statische Netzkennwerte (Trafogröße, Lasten nach Kategorie)
- Betriebspunktspezifische Leistungsflüsse (Starklast, Starkeinspeisung)
- Planungsvarianten mit Kosten, eingesetzten Technologien und zulässigen Spannungsgrenzen

Für die Mittelspannung werden die übertragenen Informationen für alle Niederspannungsnetze, die zu einem Mittelspannungsnetz gehören, zunächst zusammengefasst, ggf. um rONT-Varianten erweitert (siehe Abschnitt 4.4) und anschließend zu dem Eingangsdatensatz von IAV Optera ergänzt. Die eigentliche Zielnetzplanung mit Variantenauswahl ist durch IAV vollständig in die Software IAV Optera integriert. Damit enthält IAV Optera unter anderem Module für:

- Zielnetzplanung in der Mittelspannung
- Trassierungssystematik unter Berücksichtigung unterschiedlicher Kosten
- Integration von Niederspannungsnetzvarianten in die Zielnetzplanung (spannungsebenenübergreifende Betrachtung)
- Integration innovativer Technologien in die Zielnetzplanung

Abschließend können die ausgewählten Niederspannungsnetzvarianten aus Optera ausgespielt werden.

#### AP 4.7 - Softwaretests (Modulverifikation, Integrationstests und Systemtests)

Die Validierung der durch die BUW entwickelten Optimierungsmodule erfolgte auf mehreren Ebenen. Da es sich bei den implementierten Verfahren um neuartige Algorithmen handelt, für die keine etablierten Referenzlösungen existieren, wurde ein praxisorientierter Validierungsansatz gewählt, der typischen Vorgehensweisen bei Forschungssoftware entspricht.

#### Modulare Testbarkeit

Die Kapselung der Funktionalität in spezialisierte Module ermöglichte eine isolierte Verifikation einzelner Komponenten. Jedes Modul wurde zunächst separat auf korrekte Funktion geprüft, bevor die Integration in den Gesamtprozess erfolgte. Die klare Trennung von Optimierungslogik, Fitnessbewertung und Ergebnisaufbereitung erlaubte dabei eine gezielte Fehlersuche bei auftretenden Problemen.

Für die zentrale Fitnessfunktion wurden Einzeltests mit bekannten Netzkonfigurationen durchgeführt. Die korrekte Berechnung von Strafkosten bei Grenzwertverletzungen wurde anhand konstruierter Testfälle verifiziert, bei denen die erwarteten Ergebnisse analytisch bestimmbar waren.

#### Automatische Grenzwertprüfung

Nach jedem Optimierungsdurchlauf wurden die ermittelten Lösungen automatisch auf Einhaltung der technischen Grenzwerte geprüft. Die Validierung umfasste:

- Spannungsgrenzen gemäß DIN EN 50160 für alle Knotenpunkte
- Betriebsmittelauslastungen für Leitungen und Transformatoren
- Konsistenz der Ergebnisse zwischen Starklast- und Starkeinspeisung-Betriebspunkt
- Lösungen mit Grenzwertverletzungen wurden entsprechend gekennzeichnet und von der weiteren Auswertung ausgeschlossen.

#### Integrationstests mit Realdaten

Die End-to-End-Validierung erfolgte anhand realer Netzdaten der assoziierten Projektpartner. Die Optimierungsmodule wurden auf repräsentative Netzgebiete unterschiedlicher Charakteristik angewandt. Dabei wurden sowohl ländliche Netze mit hohem Erzeugungsanteil als auch städtische Versorgungsgebiete mit hoher Lastdichte berücksichtigt.

Die Testnetze umfassten unterschiedliche Größenordnungen. Für jedes Testnetz wurden mehrere Szenarien mit unterschiedlichen Last- und Einspeisungsprognosen durchgeführt.

Die Ergebnisse wurden vereinzelt mit manuell ermittelten Planungsvarianten verglichen, um die Plausibilität der algorithmisch gefundenen Lösungen zu bewerten. Bei Abweichungen erfolgte eine detaillierte Analyse der Ursachen.

#### Plausibilitätsprüfung durch Experten

Ergänzend zur automatischen Validierung erfolgte eine manuelle Plausibilitätsprüfung der Optimierungsergebnisse durch Netzplanungsexperten. Diese umfasste:

- Nachvollziehbarkeit der vorgeschlagenen Netzstrukturen
- Bewertung der Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung praxisrelevanter Randbedingungen
- Prüfung auf technisch nicht sinnvolle Konfigurationen

Die Expertenvalidierung diente insbesondere dazu, systematische Fehler in der Zielfunktion oder den Randbedingungen zu identifizieren, die sich nicht unmittelbar in Grenzwertverletzungen manifestieren.

#### Einordnung in typische Vorgehensweisen

Das gewählte Vorgehen entspricht etablierten Praktiken bei der Entwicklung von Forschungssoftware im Bereich der Netzplanung. Bei neuartigen Optimierungsverfahren, für die keine analytischen Referenzlösungen verfügbar sind, erfolgt die Validierung typischerweise durch:

- Systemtests durch Anwendung auf repräsentative Testfälle unterschiedlicher Komplexität
- Vergleich mit manuell ermittelten oder aus der Praxis bekannten Lösungen
- Sensitivitätsanalysen zur Prüfung des Verhaltens bei Parametervariation
- Konsistenzprüfungen zwischen verschiedenen Betriebspunkten und Szenarien

Die Kombination aus automatischer Grenzwertprüfung, Realdatenvalidierung und Expertenbeurteilung stellte eine ausreichende Absicherung der Softwarequalität für den Einsatz im Forschungskontext sicher.

### Regressionstests

Bei Änderungen an den Optimierungsmodulen wurden Regressionstests durchgeführt. Die Ergebnisse für eine definierte Menge von Referenznetzen wurden nach jeder Modifikation mit den zuvor ermittelten Resultaten verglichen. Unerwartete Abweichungen wurden analysiert und dokumentiert. Dieses Vorgehen stellte sicher, dass Optimierungen oder Fehlerbehebungen keine unbeabsichtigten Seiteneffekte auf die Ergebnisqualität hatten.

Für die im Rahmen von SpaZiel weiterentwickelte Mittelspannungs-Zielnetzplanungssoftware IAV Optera wird ein mehrstufiges Test- und Qualitätssicherungskonzept verwendet, das auf einem agilen Entwicklungsprozess basiert. Die Weiterentwicklung erfolgt ticketbasiert, d.h. neue Funktionen, Änderungen und Fehlerbehebungen werden über ein Ticketsystem geplant, umgesetzt und nachverfolgt. Die Quellcodeverwaltung erfolgt in einer klaren Branch-Struktur (main/beta/feature), sodass Entwicklungsstände, Testversionen und freigegebene Versionen voneinander getrennt sind.

Die Implementierung neuer Funktionalitäten in Optera folgt dem Prinzip des testgetriebenen Entwickelns (Test-driven Development). Bereits während der Implementierung werden Tests in vier Stufen erstellt und ausgeführt:

- Unittests zur Prüfung einzelner Funktionen und Klassen,
- Modultests zur Verifikation größerer Funktionsblöcke (z. B. Optimierungs- und Lastflussmodule),
- Integrationstests zur Überprüfung des Zusammenspiels mehrerer Module,
- Oberflächen- bzw. GUI-Tests zur Sicherstellung der korrekten Bedienbarkeit und Darstellung im Anwender-Frontend.

Ein Großteil dieser Tests ist in eine Continuous-Integration-Pipeline eingebunden, die bei jedem Merge in einen Beta- oder Main-Branch automatisch angestoßen wird. Die CI-Pipeline führt die vorhandenen Unit-, Modul- und Integrationstests aus und verhindert, dass Änderungen ohne bestandene Tests in die stabilen Branches übernommen werden. Zusätzlich kommen statische Code-Analysen und definierte Qualitätsmetriken zum Einsatz, um Codequalität, Wartbarkeit und Sicherheit kontinuierlich zu überwachen.

Zur Sicherstellung der fachlichen Korrektheit werden neue oder geänderte Optimierungsfunktionen in Optera anhand definierter Referenznetzfälle geprüft. Dazu gehören:

- der Vergleich der berechneten Lastflüsse mit etablierten Netzberechnungswerkzeugen,
- die Überprüfung der Einhaltung von Spannungsgrenzen und Betriebsmittelauslastungen in typischen Starklast- und Starkeinspeisungsfällen,
- die Gegenüberstellung der Ergebnisse mit bestehenden, aus früheren Studien bekannten Zielnetzvarianten.

Bei Anpassungen an zentralen Optimierungsmodulen werden zusätzlich Regressionstests durchgeführt. Hierbei wird eine definierte Menge von Referenznetzen mit identischen Parametrierungen erneut berechnet und die Ergebnisse mit früheren Versionen verglichen.

Unerwartete Abweichungen werden analysiert und dokumentiert, sodass Optimierungen oder Fehlerbehebungen keine unbeabsichtigten Seiteneffekte auf bestehende Funktionalitäten haben.

Abschließend erfolgt eine manuelle Abnahme der neuen Funktionen durch die verantwortlichen Entwicklerinnen und Entwickler sowie durch Fachexperten. In diesem Rahmen werden sowohl die technische Funktionalität als auch die Plausibilität der Optimierungsergebnisse bewertet (z. B. Nachvollziehbarkeit der vorgeschlagenen Netzstrukturen, Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen, Einhaltung der üblichen Planungsgrundsätze). Durch die Kombination aus automatisierten Tests, CI-gestützter Qualitätssicherung, Regressionstests und Expertenabnahme wird ein für Forschungs- und Studienanwendungen im Projekt SpaZiel angemessenes Qualitätsniveau der Software sichergestellt.

#### AP 4.8 – Laufzeitoptimierung

Die für die Niederspannungsebene durch BUW entwickelten Optimierungsverfahren erforderten aufgrund der kombinatorischen Komplexität der Planungsaufgaben umfangreiche Maßnahmen zur Reduktion der Berechnungszeit. Die implementierten Optimierungen lassen sich in die Kategorien Parallelisierung, Caching, effiziente Datenstrukturen, algorithmische Verbesserungen und Speichermanagement unterteilen.

##### Parallelisierung

###### **Prozessbasierte Parallelverarbeitung**

Für die rechenintensiven Fitnessbewertungen im genetischen Algorithmus wurde eine prozessbasierte Parallelisierung implementiert. Die Aufteilung auf mehrere CPU-Kerne erfolgte durch Batch-Verarbeitung von Lösungskandidaten. Um Speicherengpässe bei großen Populationen zu vermeiden, wurde ein Streaming-Ansatz gewählt, bei dem die Ergebnisse kontinuierlich verarbeitet werden. Die Anzahl paralleler Prozesse wurde dabei kontrolliert begrenzt, um eine Überzeichnung der verfügbaren Systemressourcen zu vermeiden.

###### **Bedingte Parallelisierung**

Bei der Stationsplatzierung wurde die Parallelisierung erst ab einer bestimmten Kandidatenanzahl aktiviert. Unterhalb dieses Schwellwerts überwiegt der Overhead der Prozessgenerierung gegenüber dem Gewinn durch parallele Ausführung. Die Initialisierung der Worker-Prozesse erfolgte mit geteiltem Zustand für prozessübergreifend benötigte Daten.

##### Caching-Strategien

###### **Vorbereitung topologischer Kenngrößen**

Topologische Distanzen und Nachbarschaftsbeziehungen im Netzgraph wurden einmalig zu Beginn der Optimierung berechnet und für alle nachfolgenden Evaluationen vorgehalten. Diese Vorberechnung vermied wiederholte Graphtraversierungen während der Fitnessbewertung.

###### **Mehrstufiges Caching**

Für die Trennstellenoptimierung wurde ein zweistufiges Caching implementiert. Auf der ersten Ebene erfolgte ein prozesslokales Caching von Zwischenergebnissen. Die zweite Ebene stellte einen prozessübergreifenden Cache bereit, der insbesondere bei der parallelen Evaluation von Lösungskandidaten hohe Trefferraten erzielte.

### **Dual-View-Caching**

Die Lastflussergebnisse wurden aus zwei Perspektiven gecacht: aus Sicht der Subnetze und aus Sicht der Abgänge. Diese doppelte Indizierung ermöglichte schnelle Zugriffe unabhängig davon, welche Aggregationsebene für die aktuelle Berechnung benötigt wurde.

### **Lookup-Tabellen für wiederholte Berechnungen**

Berechnungen wurden aus wiederholten Bewertungsschleifen in ein einmaliges Preprocessing verschoben. Beispiele dafür:

- Bei der Stationsplatzierung wurden die Kosten für verschiedene Transformatorconfigurationen vorberechnet und in Lookup-Tabellen abgelegt. Diese Tabellen reduzierten die Anzahl der erforderlichen Lastflussberechnungen um mehrere Größenordnungen, da für jeden Stationskandidaten nur ein Tabellenzugriff statt einer vollständigen Netzsimulation erforderlich war.
- Bei Routenfindung wird vorab einmalig ein All-Path-Shortest-Pair (APSP) Algorithmus angewendet und dessen Ergebnisse als Lookup-Tabelle gespeichert.

### Effiziente Datenstrukturen

#### **Hashbasierte Duplikaterkennung**

Zur Vermeidung redundanter Evaluationen identischer Lösungskandidaten wurden hashbasierte Datenstrukturen eingesetzt. Die Berechnung eines kompakten Schlüssels aus der Lösungsrepräsentation ermöglichte eine schnelle Prüfung auf bereits bewertete Konfigurationen und reduziert weiterhin den Speicherbedarf.

#### **Probabilistische Datenstrukturen**

Für sehr große Lösungsräume wurde eine probabilistische Datenstruktur (Bloom-Filter) zur speichereffizienten Duplikaterkennung implementiert. Diese benötigt nur einen Bruchteil des Speichers einer exakten Mengendarstellung bei akzeptabler Fehlerrate für falsch-positive Treffer.

#### **Speichereffiziente Datentypen**

Für große Arrays mit bekanntem Wertebereich wurden speichereffiziente Datentypen gewählt. Die Reduktion der Speicherbelegung wirkte sich positiv auf die Cache-Effizienz der CPU aus und verbesserte damit auch die Rechengeschwindigkeit.

#### **Mengenbasierte Operationen**

Zugehörigkeitsprüfungen wurden durch mengenbasierte Datenstrukturen beschleunigt. Der Wechsel von listenbasierten Suchen zu mengenbasierten Operationen reduzierte die Komplexität entsprechender Abfragen von linear auf konstant.

#### **Vektorisierte Berechnungen**

Numerische Operationen wurden durch vektorisierte Implementierungen ersetzt. Die Nutzung von Array-Operationen statt iterativer Schleifen ermöglichte die Ausnutzung von SIMD-Instruktionen moderner Prozessoren und verbesserte die numerische Effizienz deutlich.

#### **Optimierung von Lastflussberechnungen**

Für die Lastflussberechnung wurde ein optimierter Solver eingesetzt, der gegenüber dem Standardverfahren deutlich kürzere Rechenzeiten erreichte. Die Beschleunigung resultierte aus einer effizienteren Implementierung der numerischen Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems. Bei wiederholten Lastflüssen wurden gleichbleibende Strukturen (Y-Bus) wiederverwendet.

### Algorithmische Optimierungen

#### **Interpolation statt Lastflussberechnung**

Für die Bewertung verschiedener Spannungskombinationen wurde eine Interpolation zwischen wenigen Stützstellen implementiert. Die Spannung wurde linear zwischen zwei Stützstellen angenähert, die Betriebsmittelauslastung quadratisch zwischen drei Stützstellen. Dieses Vorgehen reduzierte die Anzahl der erforderlichen Lastflussberechnungen erheblich bei akzeptablem Approximationsfehler.

#### **Frühzeitiger Abbruch**

Bei der Fitnessbewertung wurden ungültige Lösungskandidaten frühzeitig erkannt und von der weiteren Berechnung ausgeschlossen. Die Prüfung auf topologische Zulässigkeit erfolgte vor der rechenintensiven Lastflussberechnung.

#### **Algorithmus für Stationsplatzierung**

Bei der Stationspositionierung wurde anstatt einer vollständigen Enumeration aller Stationskombinationen ein Greedy-Algorithmus zur Evaluation einzelner Kandidaten-Positionen implementiert. In jeder Iteration wurde der Kandidat mit dem höchsten Nettogewinn ausgewählt. Der Algorithmus endet, sobald kein Kandidat mehr einen positiven Beitrag liefert. Dieses Vorgehen reduzierte die kombinatorische Komplexität erheblich.

#### **Sensitivitätsgeführte Optimierung**

Bei der Trennstellenoptimierung wurde die Suche auf problematische Netzregionen fokussiert. Durch Akkumulation von Strafinformationen lernte der Algorithmus, welche Bereiche Modifikationen erforderten. Nachfolgende Mutationen wurden gezielt in diese Regionen gelenkt.

#### **Cluster-basierte Repräsentation**

Die Lösungsrepräsentation der Trennstellenoptimierung wurde so gestaltet, dass ungültige Konfigurationen durch die Codierung selbst vermieden wurden. Die Zusammenfassung von Schaltzuständen in Cluster verhinderte die Erzeugung topologisch unzulässiger Lösungskandidaten.

### Zusammenfassung

Die Kombination der beschriebenen Maßnahmen ermöglichte die Durchführung der Optimierungen in praxistauglichen Rechenzeiten (Wenige Minuten pro Niederspannungsnetz, komplette Planung von Netzgebieten mit bis zu >100 Einzelnen Netzen in wenigen Tagen über alle Optimierungsschritte hinweg). Die größten Effekte wurden durch die Parallelisierung der Finessevaluation, das mehrstufige Caching von Lastflussergebnissen und die Interpolation zwischen Stützstellen erzielt. Die implementierten Optimierungen sind generisch angelegt und können bei ähnlichen Planungsaufgaben wiederverwendet werden.

### Mittelspannungsebene

Die Mittelspannungs-Zielnetzplanungs-Software IAV Optera hatte bereits vor der Integration der ebenenübergreifenden Planung im Rahmen von SpaZiel kontinuierlich Maßnahmen zur Laufzeitoptimierung durchlaufen. Auch bei der Integration der ebenenübergreifenden Planung in IAV Optera wurden diese Maßnahmen fortgeführt. Dies war insbesondere im Hinblick auf den hinzugefügten Freiheitsgrad der Niederspannungsnetzvarianten sehr wichtig.

#### AP 4.9 – Qualitätssicherung

Die Qualitätssicherung der durch die BUW entwickelten Software erfolgte über verschiedene Maßnahmen, die eine zuverlässige Funktion und Nachvollziehbarkeit der Optimierungsergebnisse gewährleisten.

Ein zentrales Logging-Modul wurde implementiert, das für jeden Optimierungslauf eine separate Protokolldatei mit Zeitstempel erstellt. Das Modul wurde so gestaltet, dass es auch in parallelen Prozessen korrekt funktioniert. Die Konfiguration des Hauptprozesses wird über Umgebungsvariablen an Worker-Prozesse weitergegeben, sodass alle Teilprozesse in dieselbe Protokolldatei schreiben.

Die Protokollierung umfasst:

- Start- und Endzeitpunkte der Optimierungsläufe
- Fortschrittsinformationen während der Iteration
- Warnungen bei unerwarteten Zuständen
- Fehlermeldungen mit Kontextinformationen

Diese Aufzeichnungen ermöglichen die Nachvollziehbarkeit von Optimierungsverläufen und erleichtern die Fehleranalyse bei auftretenden Problemen.

Fehlerbehandlung und Fallback-Strategien

- Für typische Fehlersituationen wurden robuste Behandlungsroutinen implementiert. Bei Konvergenzfehlern der Lastflussberechnung erfolgt eine definierte Fehlerbehandlung, die den Optimierungsablauf nicht unterbricht. Stattdessen wird der betroffene Lösungskandidat mit Strafkosten belegt und die Optimierung fortgesetzt.
- Bei Modulfehlern greifen automatische Fallback-Mechanismen. Ist beispielsweise der beschleunigte Lastfluss-Solver nicht verfügbar, wird auf die Standardimplementierung zurückgefallen. Ungültige Eingabedaten führen zu definierten Fehlermeldungen statt zu Programmabbrüchen.

Nach Abschluss der Optimierung werden die ermittelten Lösungen automatisch validiert. Die Prüfung umfasst:

- Einhaltung der Spannungsgrenzen an allen Netzknoten
- Zulässige Betriebsmittelauslastungen für alle Leitungen und Transformatoren
- Konsistenz der Ergebnisse zwischen verschiedenen Betriebspunkten
- Plausibilität der berechneten Kosten
- Lösungen mit Auffälligkeiten werden im Protokoll gekennzeichnet und können für eine manuelle Überprüfung markiert werden.

Die Aufteilung der Funktionalität in spezialisierte Module mit definierten Schnittstellen erleichtert die Wartung und Weiterentwicklung. Jedes Modul kapselt einen abgegrenzten Funktionsbereich:

- Codierung und Decodierung von Lösungsrepräsentationen
- Fitnessbewertung und Lastflussberechnung
- Optimierungsalgorithmen
- Ergebnisaufbereitung und Export

Die Konfiguration erfolgt über zentrale Parameterdateien, die alle relevanten Einstellungen zusammenfassen. Änderungen an Optimierungsparametern erfordern keine Modifikation des Quellcodes. Die Konfigurationsparameter sind dokumentiert und mit Erläuterungen zu zulässigen Wertebereichen und Auswirkungen versehen. Bei Änderungen an der Parametrierung wird die Konfigurationsdatei versioniert, um die Reproduzierbarkeit früherer Optimierungsläufe zu gewährleisten.

Die entwickelten Algorithmen wurden in technischen Dokumentationen beschrieben. Für komplexe Module existieren separate Dokumentationsdateien, die das Vorgehen und die Designentscheidungen erläutern. Kritische Codeabschnitte sind mit erklärenden Kommentaren versehen.

Die implementierten Qualitätssicherungsmaßnahmen gewährleisten einen zuverlässigen Betrieb der Optimierungssoftware im Forschungskontext. Die Kombination aus Protokollierung, Fehlerbehandlung, automatischer Validierung und modularer Architektur ermöglicht eine effiziente Fehlersuche und erleichtert die Anpassung an neue Anforderungen.

Zur Sicherstellung branchenüblicher Qualitätsstandards wurden bei IAV im gesamten Prozess der Entwicklung des Prototyps folgende Bausteine eingesetzt:

- Im Rahmen des sog. Test-driven Developments wurden umfangreiche Tests in den vier Teststufen Unittests, Modultests, Integrationstests und Oberflächentests entwickelt, durchgeführt und protokolliert (s. auch AP 4.7); zusätzlich erfolgte eine abschließende manuelle Abnahme.
- Es wurde ein Continuous Integration Server mittels Gitlab eingerichtet, der alle Feature- und Beta-Branches sowie den Release-Branch als Master mit allen zugehörigen Testläufen und -ergebnissen verwaltet, so dass eine Nachverfolgbarkeit aller gebauten Artefakte zu ihren Anforderungen und den zugehörigen Testergebnissen gewährleistet wurde. Die Testdurchführung erfolgte automatisch nach vordefinierten Test-Scripten. Dabei wurde sichergestellt, dass mit jeder Anforderung ein geeigneter Test verknüpft und durchgeführt und das Ergebnis dokumentiert wurde (s. auch AP 4.7).
- Zur Einhaltung von Mindeststandards an die Code-Qualität wurde eine statische Code-Analyse mittels SonarQube anhand der Coding-Richtlinien CWE, SANS Top25, OWASP und CERT durchgeführt und über Sonar Quality Gates bewertet. Für die Testmetriken Reliability, Maintainability und Security sowie Coverage und Duplication wurden dabei strengere Kriterien angelegt als üblicherweise gefordert. Für das Testing wurde eine Coverage von 90 % erreicht, die Duplication liegt bei ~ 0 %.
- Zur Sicherstellung der Konsistenz und der Reproduzierbarkeit wurde zu Beginn des SW-Entwicklungsprozess ein Konfigurationsmanagementsystem eingerichtet, die Code-Versionierung erfolgte in GitLab.

## 5. Arbeitspaket: Anwendung des Prototyps auf reale Verteilungsnetze

### AP 5.1 - Bereitstellung der Realnetzdaten, Konvertierung und Datenaufbereitung

Durch die assoziierten Partner Enercity Netz GmbH, RheinNetz GmbH, SachsenNetze GmbH und Stadtwerke Hilden GmbH wurden Datensätze mit Netzmodellen realer Nieder- und Mittelspannungsnetze bereitgestellt. Dabei wurden von allen Partnern jeweils zwei UW-Gebiete als MS-Netzgebiete übergeben. Alle unterlagerten Niederspannungsnetze wurden ebenfalls übergeben, so dass eine ebenenübergreifende Betrachtung möglich wurde. Dabei lieferten alle assoziierten

Partner je ein städtisches und ein vorstädtisches oder ländliches Netzgebiet, mit Ausnahme der Stadtwerke Hilden GmbH. Da der Netzbetrieb dort maßgeblich auf das Stadtgebiet beschränkt ist wurden stattdessen Modelle des Mittel- und Niederspannungsnetzes des gesamten Stadtgebiets übergeben.

Dabei lagen die Modelle alle digital vor, jedoch in stark verschiedenen Datenstrukturen. Während alle Mittelspannungsnetzgebiete in marktüblichen Netzberechnungsprogrammen vorgehalten werden und in entsprechenden Austauschformaten übergeben wurden, lagen verschiedene Niederspannungsnetzgebiete in Form von GIS-Daten vor. Die Übergabe erfolgte hier im Datenformat Shape. Durch die verschiedenen Arten der Vorhaltung und Bereitstellung kam es in diesem Arbeitspaket zu teils deutlichen Verzögerungen. Die Bereitstellung musste mit jedem assoziierten Partner separat abgestimmt werden, zum Teil waren zusätzliche Nachlieferungen erforderlich, um z.B. die GIS-Datensätze mit Informationen zu bestehenden Lasten und Einspeisern anreichern zu können. Hierbei wurden insbesondere anonymisierte Informationen zu Jahresenergieverbräuchen und installierten Leistungen nachträglich bereitgestellt. AP 5.1 wies deshalb eine deutlich längere Laufzeit auf, als ursprünglich vorgesehen.

Neben der Bereitstellung der Netzmodelle war auch für die Konvertierung der Netzdaten in das für die Niederspannungsebene einheitliche Zielformat „Pandapower-Excel“ ein erhöhter Aufwand erforderlich. Die Konvertierungen wurden durch die Bergische Universität durchgeführt. Es wurde in zwei Fällen auf einen als Open-Source-Software verfügbaren Konverter zwischen PowerFactory und pandapower zurückgegriffen. In weiteren Fällen mussten Konvertierungen teilautomatisiert aus weiteren Netzberechnungsprogrammen bzw. Shape-Dateien heraus durchgeführt werden. Hierzu wurden durch die Bergische Universität auch Programmmodule entwickelt, die einzelne Konvertierungsschritte automatisierten. Eine Veröffentlichung im Projekt erfolgte nicht, weil die Übertragbarkeit auf andere Netzmodelle als zu gering und die Fehleranfälligkeit als zu hoch eingeschätzt wurde. Für alle Niederspannungsmodelle war eine Konvertierung inklusive Geokoordinaten von Punkt- und Linienobjekten möglich. Auch konnten alle Netzmodelle mit Informationen zu bestehenden Lasten und Erzeugungsanlagen angereichert werden. Dies erfolgte maßgeblich durch Umwandlung von Jahresenergieverbräuchen über Standardlastprofile in Verbrauchszeitreihen, aus denen dann Maximalwerte extrahiert werden konnten.

Durch IAV erfolgte eine Konvertierung der Netzmodelle für die Mittelspannungsebene. In zwei Netzgebieten konnte direkt auf Pandapower-Excel-Modelle zurückgegriffen werden, die durch die BUW zur Verfügung gestellt wurden. Diese konnten in das Eingangsdatenformat von IAV Optera überführt werden. Dabei waren in einzelnen Fällen umfangreiche Verarbeitungsschritte erforderlich, da Modelle aus Netzberechnungsprogrammen teilweise erheblich detaillierter sind, als für IAV Optera erforderlich bzw. geeignet ist. In einem Fall lagen bspw. Daten aus einem Netzberechnungsprogramm vor, die jedoch nicht georeferenziert waren. Daher mussten diese mit Daten aus einem GIS-System verschnitten werden. Die Zuordnung der Knoten und Kanten zwischen den beiden Datenquellen erfolgte dabei anhand von IDs, was jedoch aufgrund von Uneindeutigkeiten und Datenfehlern mit manuellem Korrekturaufwand verbunden war. Für den vierten Netzbetreiber lagen ausschließlich GIS-Daten vor, die in das Optera-Datenformat überführt wurden. Dafür wurde von der BUW eine automatisierte Konvertierung mit Pandapower-Netzdatenformat als Zwischenschritt und mit händischer Überprüfung durchgeführt.

Auf Darstellungen der konvertierten Netzdaten wird im Bericht verzichtet, da es sich um vertrauliche Netzdaten der jeweiligen assoziierten Partner handelt.

### AP 5.2 - Spannungsebenenisierte automatisierte Zielnetzplanung

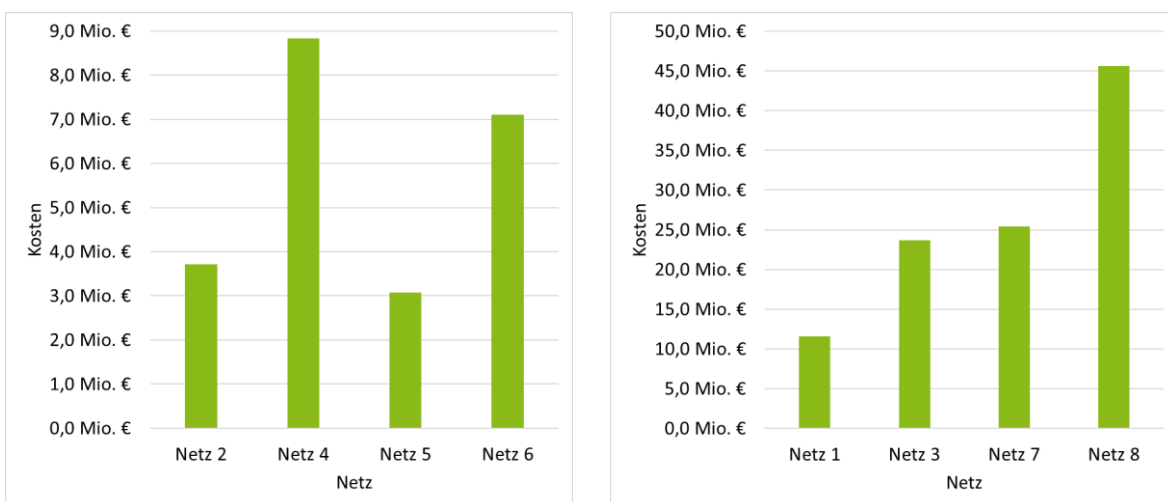
Während der Zusammenführung und Weiterentwicklung der Softwarelösung erfolgten laufend spannungsebenenseparate autoZNP zur Plausibilisierung der Algorithmen und ergänzten Module. Eine für den Vergleich mit der spannungsebenenübergreifenden autoZNP einsetzbare Ausführung der spannungsebenenseparaten autoZNP wurde nach Abschluss der Entwicklung durchgeführt. Ergebnisse dieser Ausführung werden hier, getrennt nach Spannungsebene, dargestellt.

Die spannungsebenenseparate autoZNP der Niederspannungsebene wurde durch die Bergische Universität durchgeführt. Für Austausch und Neubau von Betriebsmitteln wurden die in nebenstehender Tabelle dargestellten Kosten angesetzt. Dabei wurden für jeden Leitungsaustausch und Neubau die Kosten für Tiefbau und entsprechenden Leitungstyp berücksichtigt. Beim Austausch von Transformatoren wurden die Kosten für die entsprechende Leistungsstufe berücksichtigt. Sofern der Zubau zusätzlicher Transformatoren erforderlich wurde (Anzahl der Transformatoren nach Optimierung höher als Anzahl der Transformatoren vor Optimierung), wurden zusätzlich die Kosten für eine Stationserneuerung berücksichtigt. Als Slackspannung an der NS-Sammelschiene wurde für den Starklast-Betriebspunkt 0,95 p.u. angesetzt. Für den Starkeinspeise-Betriebspunkt wurde 1,07 p.u. angesetzt. Das erlaubt einen Spannungsfall von 5 % im Starklast-Betriebspunkt und eine Spannungsanhebung von 3 % im Starkeinspeise-Betriebspunkt.

Kostenart	Kosten
Tiefbaukosten	200 €/m
NS-Kabel NAYY 4x150	20 €/m
NS-Kabel NAYY 4x240	30 €/m
Transformator 250 kVA	20.000 €
Transformator 400 kVA	25.000 €
Transformator 630 kVA	30.000 €
Transformator 800 kVA	40.000 €
Transformator 1000 kVA	45.000 €
Stationserneuerung	40.000 €
Zuschlag rONT	6.000 €

**Tab. 11:** Kostenansatz für die ebenenseparate automatisierte Zielnetzplanung

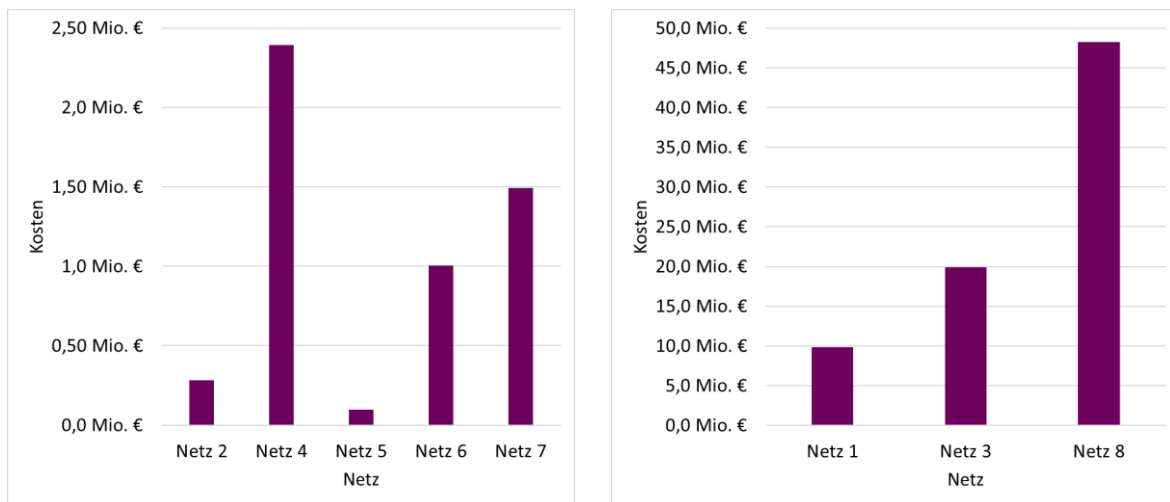
Es ergeben sich für die Netze der assoziierten Partner jeweils die in den nachstehenden Diagrammen dargestellten Kosten. Eine Einordnung der Ergebnisse im Vergleich zu den Ergebnissen der übergreifenden Planung erfolgt in AP 5.3.



**Abb. 13:** Kosten der ebenenseparaten Planung in der Niederspannungsebene

In der Mittelspannung wurde für den Leitungstausch und Neubau ein Aluminium-Kabel mit 240 mm<sup>2</sup> Querschnitt angenommen. Dafür wurden Kosten von 250 €/m inklusive Tiefbau angenommen. Als Spannungsgrenzen wurden in der ebenenseparaten Planung für die Normalschaltung 0,96 p.u. und 1,06 p.u. verwendet, womit 1 % Spannungshub für den Ortsnetztransformator möglich ist. Für den n-1-Fall wurde das zulässige Spannungsband auf 0,91 p.u. bis 1,1 p.u. erweitert, wobei nur für den Last-Betriebspunkt eine n-1-Prüfung stattfand. Die Slackspannung an den Umspannwerken wurde mit 1,04 p.u. im Einspeisefall und 1,00 p.u. im Lastfall parametrisiert.

Es ergeben sich für die Netze der assoziierten Partner jeweils die in den nachstehenden Diagrammen dargestellten Kosten. Eine Einordnung der Ergebnisse im Vergleich zu den Ergebnissen der übergreifenden Planung erfolgt in AP 5.3.



**Abb. 14:** Kosten der ebenenseparaten Planung in der Mittelspannungsebene

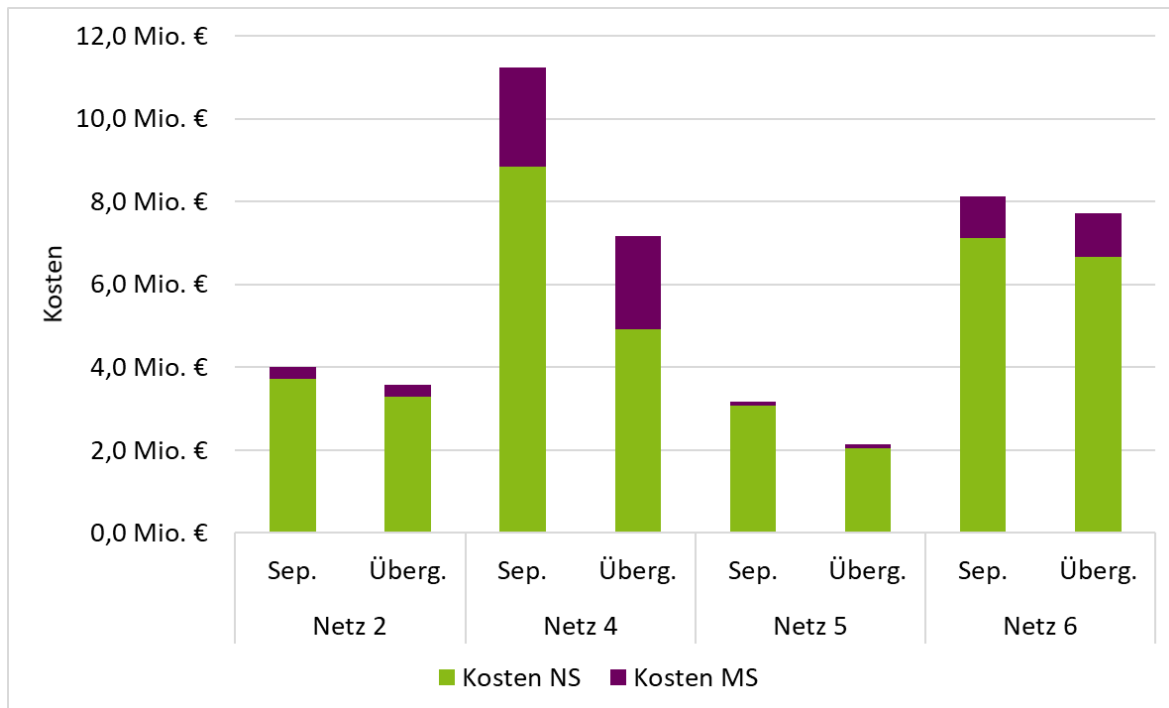
### AP 5.3 - Spannungsebenenübergreifende automatisierte Zielnetzplanung

Die spannungsebenenübergreifende autoZNP wurde durch die Bergische Universität und IAV gemeinsam durchgeführt. Dabei erfolgte die Durchführung für die Niederspannungsebene und die Aufbereitung an der Schnittstelle maßgeblich durch die Bergische Universität. Die Durchführung für die Mittelspannungsebene erfolgte maßgeblich durch IAV. Da die Kernergebnisse des Arbeitspaketes zusammenhängend dargestellt werden sollen, wird auf eine weitere Differenzierung im Folgenden verzichtet.

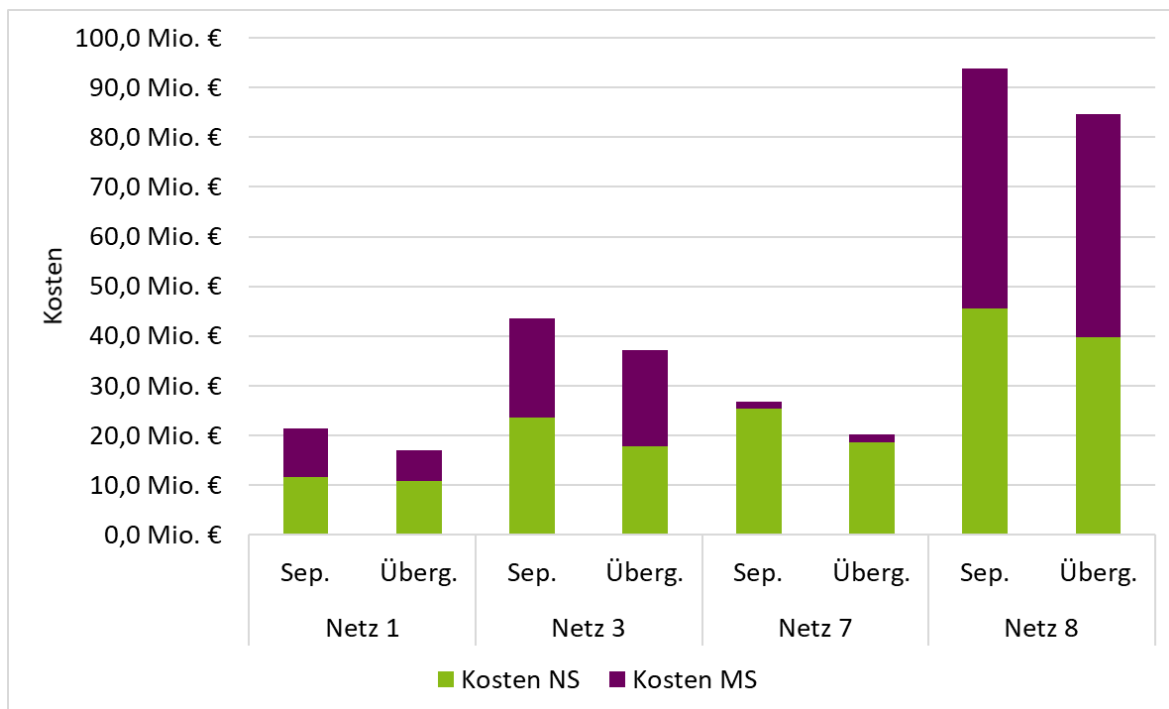
Die in AP 5.2 dargelegten Kostenansätze für die ebenenseparate autoZNP wurden auch in diesem AP angewendet. Dadurch konnte eine bestmögliche Vergleichbarkeit zwischen beiden Ansätzen sichergestellt werden. Feste Sammelschienenspannungen wurden, bedingt durch den übergreifenden Ansatz, in der NS-Ebene nicht berücksichtigt. In der MS-Ebene entsprachen die Werte am HS/MS-UW denen der ebenenseparaten autoZNP. Die Grenzwerte der minimal und maximal zulässigen Spannungen betragen in beiden Ebenen 0,9 p.u. bzw. 1,1 p.u., wobei in der MS-Ebene die Grenzen nur auf Knoten ohne unterlagerte NS-Netzvarianten angewendet wurden.

Für die bereits in AP 5.2 genutzten Netzmodelle ergeben sich unter Einsatz des ebenenübergreifenden Planungsansatzes ohne innovative Technologien die in Abbildung 15 und 16 dargestellten Kosten. Dabei zeigen die Abbildungen zunächst, dass der größere Kostenanteil in allen Netzen außer Netz 8 auf die Niederspannungsebene entfällt. Da in Netz 8 eine Umstellung der MS-Ebene von 10 kV auf 20 kV berücksichtigt wurde, lässt sich der in absoluten Zahlen und anteilig hohe Wert für die MS-Ebene

erklären. Ca. 70 % der MS-Leitungen wurden im Rahmen der autoZNP ersetzt, weil sie für einen Betrieb mit 20 kV nicht geeignet waren.

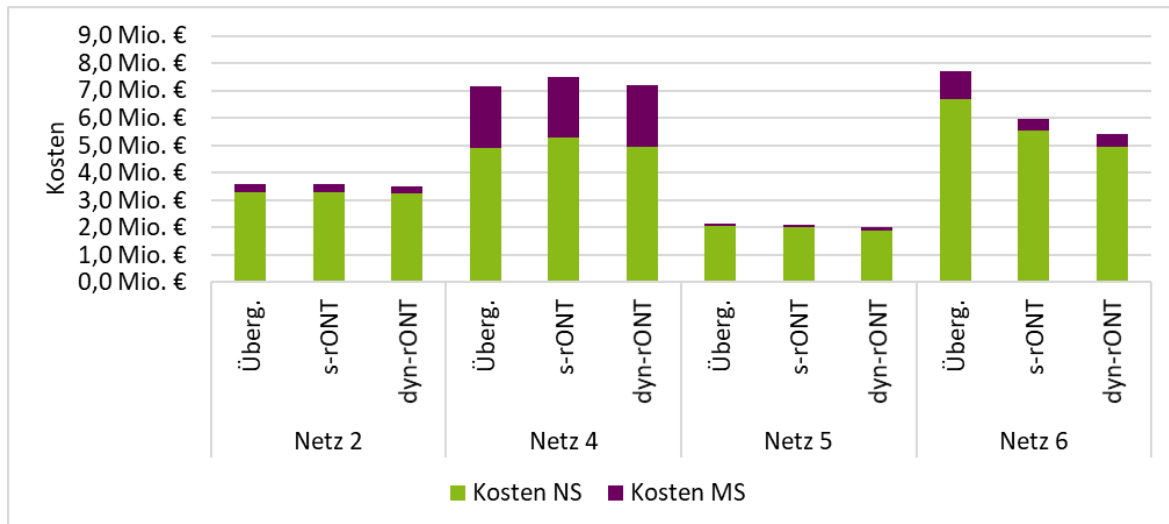


**Abb. 15:** Kosten der ebenenseparaten und -übergreifenden autoZNP für beide Spannungsebenen für die Netze 2, 4, 5 und 6

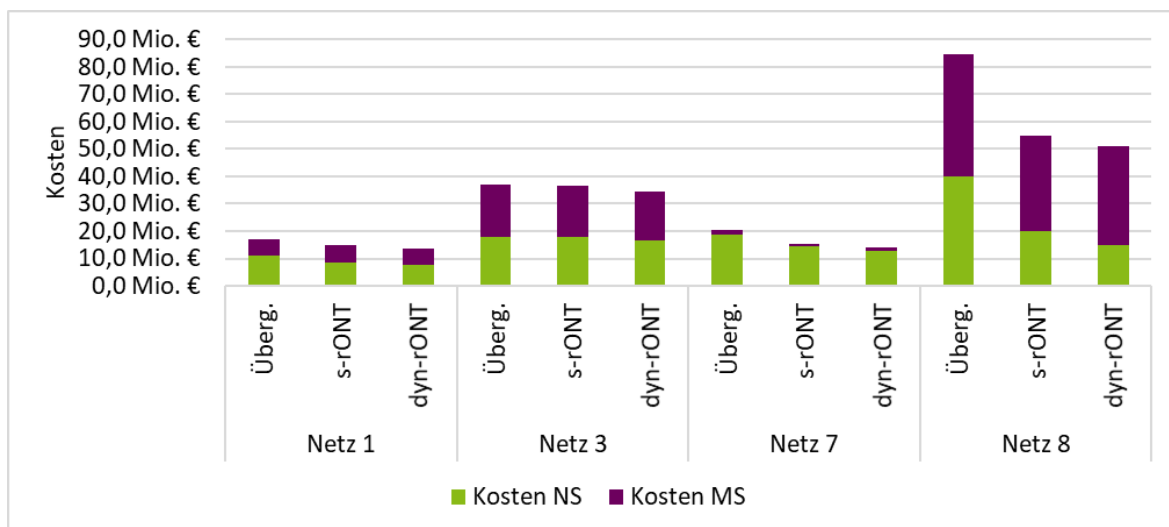


**Abb. 16:** Kosten der ebenenseparaten und -übergreifenden autoZNP für beide Spannungsebenen für die Netze 1, 3, 7 und 8

Zusätzlich zu den ebenenübergreifenden autoZNP ohne Berücksichtigung innovativer Technologien wurden auch ebenenübergreifende autoZNP mit Berücksichtigung der im Projekt betrachteten innovativen Technologien durchgeführt. Beispielhaft zeigen Abbildungen 17 und 18 Ergebnisse unter Berücksichtigung des statischen und dynamischen rONT (jeweils getrennt). Da der rONT unmittelbar an der Schnittstelle zwischen den Spannungsebenen eingesetzt wird, wurde diese Technologie beispielhaft für die Darstellung ausgewählt.



**Abb. 17:** Kosten der ebenenübergreifenden autoZNP ohne und mit rONT für beide Spannungsebenen für die Netze 2, 4, 5 und 6

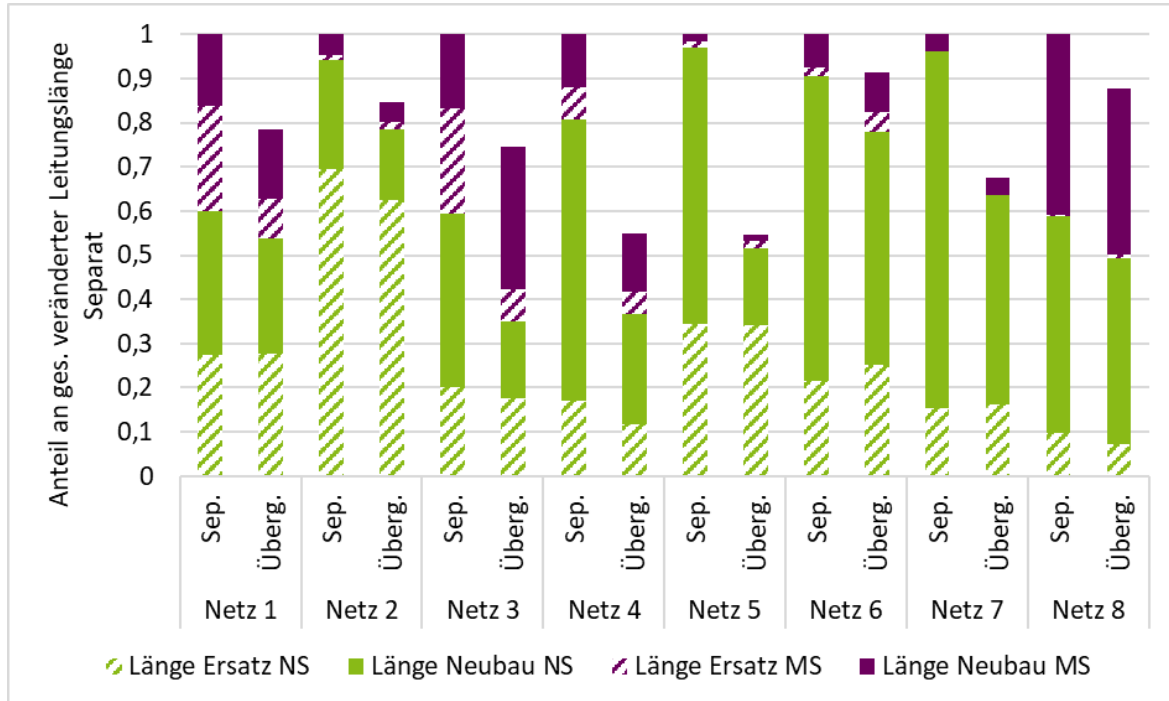


**Abb. 18:** Kosten der ebenenübergreifenden autoZNP ohne und mit rONT für beide Spannungsebenen für die Netze 1, 3, 7 und 8

#### AP 5.4 - Auswertung der Ergebnisse und Identifikation von Einsparpotentialen

Die Abbildungen 15 und 16 aus AP 5.3 zeigen neben den Ergebnissen der ebenenübergreifenden autoZNP auch die Ergebnisse der ebenenseparaten autoZNP im Vergleich. Es ist erkennbar, dass in allen betrachteten Netzgebieten eine Kostenersparnis durch die ebenenübergreifende autoZNP erreicht werden kann. Dabei liegt die mögliche Ersparnis zwischen ca. 5 % (Netz 6) und ca. 36 % (Netz 4). Diese Einsparung ergibt sich maßgeblich durch reduzierte Ersatz- und Neubau-Leitungslängen im Bereich der NS-Ebene. Vereinzelt zeigt sich auch eine Reduzierung der Leitungslängen in der MS-

Ebene. Abbildung 19 zeigt den zuvor beschriebenen Zusammenhang für die betrachteten Netzgebiete. Dabei ist der Gesamtwert von Leitungsersatz und -neubau für beide Ebenen gemeinsam für die ebenenseparate autoZNP jeweils auf Eins normiert. Der Wert der ebenenübergreifenden autoZNP bezieht sich jeweils auf diese Normierung.



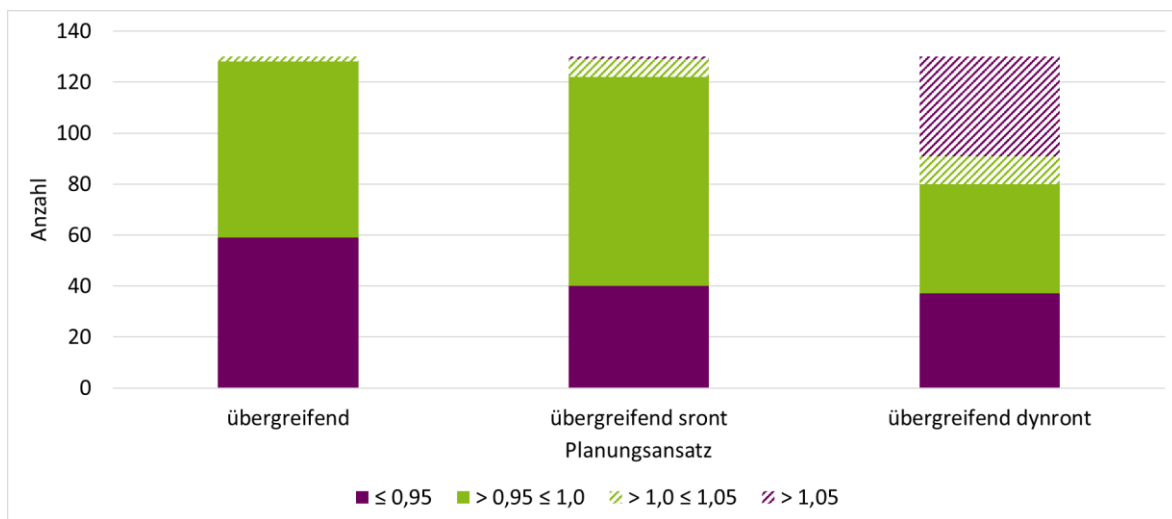
**Abb. 19:** Anteil der einzelnen Leitungsmaßnahmen an der Gesamtlänge aller Leitungsmaßnahmen im ebenenseparaten Fall

Der Rückgang der erforderlichen Leitungsmaßnahmen im Übergang von der ebenenseparaten zur ebenenübergreifenden autoZNP ist dabei größer, als der Rückgang der Gesamtkosten der autoZNP. Das liegt unter anderem an festen Kostenbestandteilen, wie z.B. dem Transformatortausch, die von den Spannungsverhältnissen und den daraus resultierenden Leitungsmaßnahmen unabhängig sind.

Der Einsatz des rONT als innovative Technologie kann in einigen Netzen weitere Einsparungen ermöglichen. Die ebenenübergreifende autoZNP zeigt Einsparpotenzial insbesondere in Netz 1, Netz 6, Netz 7 und Netz 8. Netze mit generell hohem Ausbaubedarf weisen dabei auch das absolut größte Einsparpotenzial durch rONT-Einsatz auf. Es kann auf Basis der vorliegenden Netzdaten nicht sicher abgeleitet werden, dass eine bestimmte Netzstruktur oder geografische Zuordnung stärker vom rONT-Einsatz profitiert. Die Netze 1 und 8 sind ländlich gelegen, Netze 6 und 7 sind städtisch gelegen. Netz 1 und Netz 8 enthalten signifikante Freileitungsanteile insbesondere in der NS-Ebene, Netz 6 und Netz 7 nicht.

Das Einsparpotenzial durch rONT ergibt sich maßgeblich durch ein größeres je Ebene zur Verfügung stehendes Spannungsband. Dadurch sind weniger Leitungsmaßnahmen auf Grund von Spannungsbandverletzungen erforderlich, was zu geringeren Netzausbaukosten führt. In Netzgebieten, in denen keine bis wenige Leitungsmaßnahmen durch Spannungsbandverletzungen erforderlich werden, ergibt sich entsprechend kaum bis kein Einsparpotenzial. Abbildung 20 zeigt den Mechanismus durch Darstellung der vom MS-Algorithmus ausgewählten NS-Netzvarianten im Übergang von einer ebenenübergreifenden autoZNP ohne rONT zur autoZNP mit dynamischem rONT

für Netz 1. Die angegebene Spannung bezieht sich dabei auf die mindestens erforderliche Spannung an der Niederspannungssammelschiene im Starklastfall.



**Abb. 20:** Verteilung der Varianten nach minimaler erforderlicher Spannung im Starklastfall bezogen auf die Niederspannungsebene

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass eine spannungsebenenübergreifende autoZNP im Vergleich zur ebenenseparaten autoZNP in allen betrachteten Netzgebieten ein Einsparpotenzial darstellen konnte. Für einzelne Netzgebiete zeigte auch der Einsatz innovativer Technologien, insbesondere des rONT, weiteres Einsparpotenzial noch über die ebenenübergreifende Betrachtung ohne innovative Technologien hinaus. Dabei zeigt sich ein umso größeres Einsparpotenzial, je größer der Anteil spannungsbandbedingter Leitungsmaßnahmen an der Gesamtheit der Leitungsmaßnahmen ist. Da eine ebenenübergreifende autoZNP durch Überlastung hervorgerufene (Leitungs-)Maßnahmen nicht signifikant beeinflussen kann erscheint dieser Zusammenhang auch losgelöst von den konkreten Beobachtungen plausibel.

Eine generelle Aussage zum Einsparpotenzial in Bezug auf die Lage (städtisch / ländlich) der Netze lässt sich auf Basis der durchgeführten autoZNP nicht treffen. Vielmehr scheint die Länge der Stromkreise insbesondere in der NS-Ebene für das Einsparpotenzial maßgeblich zu sein. Diese ist jedoch neben der reinen Anschlussdichte unter anderem auch vom verfügbaren Platz zur Errichtung von Ortsnetzstationen und der generellen Netztopologie abhängig.

## 6. Arbeitspaket: Projektkoordination

### AP 6.1 - Projektkoordination (inkl. Organisation der Projekttreffen)

Dieser Teil der Projektkoordination umfasste die Koordination aller Projekttreffen und formlosen Abstimmungen im Projekt.

Innerhalb der Projektlaufzeit fanden fünf Projekttreffen einschließlich Start- und Abschlusstreffen statt. Daneben gab es drei Onlineterminale mit assoziierten Partnern, in denen Zwischenergebnisse vorgestellt und Absprachen zum weiteren Vorgehen getroffen wurden. Ergänzt wurden diese Treffen durch eine in vierzehntägigem Rhythmus stattfindende Regelkommunikation zwischen der Bergischen Universität und IAV.

Kurz nach Abschluss des Projektes konnten Kernergebnisse einem breiteren Publikum noch im Rahmen eines Workshops bekanntgemacht werden. Dieser konnte ohne Einsatz von Projektmitteln organisiert

werden und diente der Bekanntmachung zentraler Erkenntnisse insbesondere unter Netzbetreibern der DACH-Region. Die im Rahmen des Workshops gezeigten Erkenntnisse wurden allen Teilnehmern auch im Rahmen einer Druckfassung bereitgestellt.

#### AP 6.2 - Projektkoordination (Erstellung von Veröffentlichungen und Teilnahme an Konferenzen)

Im Rahmen des Projektes erfolgten verschiedene Veröffentlichungen insbesondere auf Konferenzen:

- Veröffentlichung „Impact of internal and network-side demand factors in network-serving load management systems“ im Rahmen des CIREC Workshop Wien 2024 [18]
- Veröffentlichung „Entwicklung eines spannungsebenenübergreifenden Planungsansatzes für automatisierte Zielnetzplanungen“ im Rahmen der Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin 2025 [16]
- Veröffentlichung „Development of a Cross-Voltage-Level Planning Approach for Automated Strategic Network Planning“ als Open-Publishing-Veröffentlichung im Nachgang zur Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin 2025 [27]
- Veröffentlichung „Two-stage method for optimal placement and integration of distribution substations in low voltage networks“ im Rahmen der CIREC-Konferenz 2025 [21]
- Veröffentlichung „Automated Optimal Placement of Distribution Sub-stations for Future Supply Tasks“ im Rahmen der Konferenz Tec2Zero der Bergischen Universität Wuppertal 2025 [22]

Innerhalb der Arbeitspakete ist auf die entsprechenden Veröffentlichungen referenziert, dort erfolgt eine genauere Einordnung des jeweiligen Inhalts in den Kontext des Forschungsvorhabens.

#### Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Das gesamte Investitionsvolumen des Projekts umfasste ca. 1,2 Mio. Euro. Die Projektpartner erhielten im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung insgesamt eine Förderung in Höhe von ca. 850.000 Euro durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE).

Der Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal erhielt daraus eine Förderung in Höhe von ca. 530.000 Euro. Diese wurde in der Hauptsache zur Finanzierung von Doktorandenstellen genutzt, um die im Bericht beschriebenen Konzepte zu erarbeiten und eine Anwendung auf reale Netze umzusetzen. Außerdem fielen Kosten für Dienstreisen und andere Investitionen (insbesondere Software-Lizenzen zur Netzdatenkonvertierung) an.

Bei IAV waren ursprünglich Personalkosten in Höhe von 680.576,89€ kalkuliert, die sich nach dem genehmigten Änderungsantrag vom 13.05.2025 und der damit verbundenen Mittelumwidmung auf 700.776,89€ erhöht haben. Die Gesamtnachkalkulation hat Personalkosten in Höhe von 664.424,20€ ergeben, was durch den verstärkten Einsatz von Mitarbeitern mit geringeren Stundensätzen begründet ist.

Auf eine detaillierte Aufschlüsselung wird an dieser Stelle verzichtet.

#### Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde ein Konzept und ein Software-Prototyp zur spannungsebenenübergreifenden automatisierten Zielnetzplanung ohne ebenenübergreifenden

Lastfluss erarbeitet. Die beteiligten Projektpartner verfügten nicht über die für das Projekt notwendigen Ressourcen, sodass die Projektdurchführung erst durch die Förderung des BMWK ermöglicht wurde.

## Verwertbarkeit des Ergebnisses

Projektergebnisse werden im Rahmen zweier laufender Dissertationen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal berücksichtigt und weiter vertieft. Auch die weitere Vertiefung in zukünftigen Forschungsprojekten ist vorgesehen.

Als international erfolgreicher Ingenieurdienstleister treibt IAV seit über 40 Jahren Innovationen voran, mit einem starken Fokus auf Technologie und Partnerschaft. Die Erkenntnisse und Ergebnisse dieses Projektes unterstützen die angestrebte Portfolio-Erweiterung mit Fokus auf Vernetzung, Digitalisierung und Innovationen für die Energiewirtschaft.

In diesem Kontext plant IAV, die bestehende automatisierende Mittelspannungs-Zielnetzplanung gemeinsam mit dem Konsortialpartner BUW zu einer spannungsebenenübergreifenden Netzplanung zu erweitern, indem der funktionstüchtige Software-Prototyp, dessen Nutzen im Forschungsprojekt bestätigt wurde, in eine nutzbare Planungssoftware überführt wird. Diese Software kann zunächst als Dienstleistung im Bereich der Netzplanung eingesetzt werden – hier konnte bereits im Dezember 2025 ein erster Auftrag eines Netzbetreibers für einen Proof-of-Concept für eine spannungsebenenübergreifende Zielnetzplanung gewonnen werden.

Mittel- bis langfristig wird eine Integration des Prototyps in die bestehende Produktlandschaft angestrebt, so dass die Lösung als Software-as-a-Service (SaaS) kommerziell vertrieben werden kann. Dadurch könnten Verteilungsnetzbetreiber eigenständig Netzstudien durchführen, ohne auf Dritte angewiesen zu sein. IAV würde damit zur Planung effizienter und sicherer Stromnetze beitragen, die auf zukünftige Veränderungen vorbereitet sind. Die Software hilft Verteilungsnetzbetreibern, Änderungen ihrer Versorgungsaufgabe frühzeitig zu antizipieren und strategisch zu planen, was durch die Transformation des Energiesystems und gesetzliche Änderungen motiviert wird.

IAV ist auf eine Internationalisierung des Geschäfts vorbereitet, sollte sich der Ansatz in Deutschland bewähren.

## Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

### **straZNP – Strategische Zielnetzplanung (FKZ 020E-100375093) [6]**

Die große Ähnlichkeit zwischen den im Projekt straZNP und SpaZiel angewendeten Algorithmen für die jeweiligen Netzebenen wurde den Autoren erst nach Veröffentlichung des straZNP-Abschlussberichts bekannt. Zu diesem Zeitpunkt waren die Entscheidungen zur Ausgestaltung der einzelnen Ebenen bereits abgeschlossen. Da über die Ausführungen im straZNP-Abschlussbericht hinausgehende Informationen zur genauen Implementierung nicht veröffentlicht wurden, kann der in diesem Projekt erzielte Fortschritt nicht mit dem Fortschritt im Projekt SpaZiel abgeglichen werden.

### **DiGO 2.0 – Distribution Grid Optimization 2.0 [28]**

Das Projekt DiGO 2.0 baut auf dem Projekt DiGO [3] auf, das bereits in der Abgrenzung zu anderen Forschungsprojekten dargestellt wurde. Das Projekt soll Netzbetriebsführungen mit intelligenten

Messsystemen entwickeln und Planungsgrundsätze ableiten. Eine Weiterentwicklung der automatisierten Zielnetzplanung lässt sich aus der Projektbeschreibung nicht ableiten.

**AMAZING - Automatisierte Modellierung, Analyse und Zustandsschätzung mittels Intelligenter Netzalgorithmen und Graphenmethoden [29]**

Das Projekt AMAZING zielt auf die Anwendung von intelligenten Netzalgorithmen und Graphenmethoden auf Netzplanung und Netzbetrieb ab. Dabei wird in Teilprojekt C „Demonstration Anwendungsfälle“ auch eine Anwendung auf eine Zielnetzplanung vorgesehen. Hierzu soll die Software der retoflow GmbH zum Einsatz kommen, welche grundsätzlich eine automatisierte Zielnetzplanung unterstützt [30]. Fortschritte mit Blick auf spannungsebenenübergreifende automatisierte Zielnetzplanung konnten den vorliegenden Informationen nicht entnommen werden.

## Literatur

- [1] Framework Convention on Climate Change. "Adoption Of The Paris Agreement." Zugriff am: 12. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>
- [2] Europäische Kommission. "Effort sharing 2021-2030: targets and flexibilities." Zugriff am: 12. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/effort-sharing-member-states-emission-targets/effort-sharing-2021-2030-targets-and-flexibilities\\_en?prefLang=de](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/effort-sharing-member-states-emission-targets/effort-sharing-2021-2030-targets-and-flexibilities_en?prefLang=de)
- [3] Wolfgang Biener, Janis Kähler, Thomas Erge, Thomas Barucki, Ulrich Rudolph, "DIGO - Distribution Grid Optimization: Abschlussbericht," Projektabschlussbericht, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V., 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://edocs.tib.eu/files/e01fb23/185942239X.pdf>
- [4] Christian Rehtanz, Sebastian Stütz, Dennis Klein, Lars Hackstein, "Konvetro - Kongruentes Verfahren zur ebenenübergreifenden Ausbauplanung von Verteil-, Übertragungs- und Overlaynetzen: Abschlussbericht gemäß BNBest-BMBF 98 (ie<sup>3</sup>)/NKBF 98 (IML)," Projektabschlussbericht, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Technische Universität Dortmund, Dortmund, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:1669534111>
- [5] Martin Braun, "ANaPlan - Automatisierte Netzausbauplanung im Verteilnetz: Öffentlicher Abschlussbericht," Projektabschlussbericht, Fraunhofer IEE, Universität Kassel, Kassel, 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/images/Projekte/ANaPlan/ANaPlan\\_Automatisierte\\_Netzausbauplanung\\_im\\_Verteilnetz.pdf](https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/images/Projekte/ANaPlan/ANaPlan_Automatisierte_Netzausbauplanung_im_Verteilnetz.pdf)
- [6] Bernhard Wille-Hausmann, Wolfgang Biener, Janis Hähler, Thomas Barucki, Marcel Ketteler, "StraZNP - Strategische Zielnetzplanung: Abschlussbericht," Projektabschlussbericht, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V., Freiburg, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://edocs.tib.eu/files/e01fb24/1912799235.pdf>
- [7] Tobias Riedlinger. "SektorPlan - Sektorenübergreifende Planungs- und Betriebsgrundsätze für Energienetze." Zugriff am: 6. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/forschung/forschungsgruppe-netzstrukturen-und-netzplanung/sektorplan-sektoreneuebergreifende-planungs-und-betriebsgrundsaeetze-fuer-energienetze/>
- [8] Bernd Bastian Wierzba, Tobias Riedlinger, Markus Zdrallek, Daniel Ludwig, Christopher Johae, Rene Schmitz, Daniel Wolter, "An integrated analysis of automated low-voltage strategic grid planning under consideration of a cross-sectoral renewal planning," in *ETG Congress 2023*, Bd. ETG-Fb. 170.
- [9] Bayerische Transformations- und Forschungsstiftung. "Forschungsverbund Energie – Sektorkopplung und Micro-Grids – STROM." Zugriff am: 6. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.forschungsstiftung.bayern.de/projekt/forschungsverbund-energie-sektorkopplung-und-micro-grids-strom/>
- [10] Hermann Kraus. "STROM: Bayerischer Forschungsverbund „Energie – SekToRkOpplung und Micro-grids“." Zugriff am: 6. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: <https://fen.es.oth-regensburg.de/forschung/projekte/strom#c43724>
- [11] Institut für Vernetzte Energiesysteme - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). "Netzebenen-übergreifendes Planungsinstrument open\_eGo." Zugriff am: 6. Januar 2026.

- [Online.] Verfügbar: [https://www.dlr.de/de/ve/forschung-und-transfer/infrastruktur/modelle/planungsinstrument-open\\_ego](https://www.dlr.de/de/ve/forschung-und-transfer/infrastruktur/modelle/planungsinstrument-open_ego)
- [12] Ulf Philipp Müller, Birgit Schachler, Malte Scharf, Wolf-Dieter Bunke, Stephan Günther, Julian Bartels, Guido Pleßmann, "Integrated Techno-Economic Power System Planning of Transmission and Distribution Grids," *energies*, Nr. 12, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.3390/en12112091>
- [13] Patrick Wintzek, Shawki Alsayed Ali, Julian Monscheidt, Ben Gemsjäger, Adam Slupinski, Markus Zdrallek, *Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*, 1. Aufl. (Neue Energie aus Wuppertal 35). Wuppertal, 2021.
- [14] Deutsche Energie-Agentur GmbH. "dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität." Zugriff am: 9. Februar 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.dena.de/infocenter/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet-1/>
- [15] Gunnar Luderer, Christoph Kost, Dominika Sörgel, "Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich," 2021, doi: 10.48485/pik.2021.006.
- [16] Christoph Becker, Tobias Rebentisch, Markus Zdrallek, Felix Nolteernsting, Paul-Martin Körner, "Entwicklung eines spannungsebenenübergreifenden Planungsansatzes für automatisierte Zielnetzplanungen," in *Tagung Zukünftige Stromnetze, 29.-30. Januar 2025: Tagungsband*, Pforzheim, Deutschland: Conexio-PSE GmbH, 2025, S. 99–105.
- [17] Beschlusskammer 6. "Beschluss BK6-22-300." Zugriff am: 12. Januar 2026. [Online.] Verfügbar: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Beschluss/BK6-22-300\\_Beschluss\\_20231127.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Beschluss/BK6-22-300_Beschluss_20231127.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- [18] Christoph Becker Felix Talmond, Patrick Wintzek, Markus Zdrallek, Daniel Heuberger, "Impact of internal and network-side demand factors in network-serving load management systems," in *IET Conference Proceedings*, 5. Aufl., 2024, S. 298–302.
- [19] *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE AR-N 4105:2018-11, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin - Offenbach, Nov. 2018.
- [20] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, VDE AR-N 4110:2023-09, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin - Offenbach, Sep. 2023.
- [21] Tobias Rebentisch, Christoph Becker, Tobias Riedlinger, Markus Zdrallek, Alexander Tracht, Paul-Martin Körner, "Two-stage method for optimal placement and integration of distribution substations in low voltage networks," in *Proceedings of the 28th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2025)*, Genf, CIRED, Hg., 2025.
- [22] Tobias Rebentisch, Christoph Becker, Markus Zdrallek, Marco Kerzel, Daniel Heuberger, "Automated Optimal Placement of Distribution Sub-stations for Future Supply Tasks," in *Proceedings of the TEC2ZERO Conference*, Wuppertal, Bergische Universität Wuppertal, Hg., 2025.
- [23] *Technische Anschlussbedingungen Mittelspannung*, Westnetz GmbH, Jan. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.westnetz.de/content/dam/revu-global/westnetz/documents/bauen/ihr-weg-zum-netzanschluss/mittelspannung/TAB-Mittelspannung-01012024.pdf>
- [24] Tobias Riedlinger, Bernd-Bastian Wierzba, Markus Zdrallek, Lars Lohrberg, Daniel Wolter, "Integration of renewal planning results in an automated strategic power grid planning," in *IET*

- Conference Proceedings: 13th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2022)*, IET - The Institution of Engineering and Technology, Hg., 2022.
- [25] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen: Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019*, DIN EN 50160:2020-11, DIN, Berlin, Nov. 2020.
- [26] DESTATIS - Statistisches Bundesamt. "Zensus 2022." Zugriff am: 9. Februar 2026. [Online.] Verfügbar: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Zensus2022/\\_inhalt.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Zensus2022/_inhalt.html)
- [27] Christoph Becker, Tobias Rebentisch, Markus Zdrallek, Felix Nolteernsting, Paul-Martin Körner, "Development of a Cross-Voltage-Level Planning Approach for Automated Strategic Network Planning," *Proc Tagung Zukünftige Stromnetze | Future Power Grids Conf*, Jg. 2, 2025, doi: 10.52825/zukunftsnetz.v2i.2587.
- [28] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. "DiGO 2.0 – Distribution Grid Optimization 2.0." Zugriff am: 17. Februar 2026. [Online.] Verfügbar: [https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/digo\\_2\\_punkt\\_0.html](https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/digo_2_punkt_0.html)
- [29] retoflow GmbH. "AMAZING – Automatisierte Modellierung, Analyse und Zustandsschätzung mittels Intelligenter Netzalgorithmen und Graphenmethoden: Teilvorhaben: Smarte Netzplanung und intelligenter Netzbetrieb." Zugriff am: 17. Februar 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=%2201269543/1%22&v=10&s=9&id=167764550>
- [30] retoflow GmbH. "Zielnetzplanung und strategische Netzentwicklung." Zugriff am: 17. Februar 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.retoflow.de/zielnetzplanung>