

Praxisnahe Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene in bestehenden urbanen und ländlichen Netzen

mittels Planung,
Betriebsführung und
Schaltzustandsoptimierung

Dissertation



ausgeführt am Institut für Elektrische Anlagen und Netze der Technischen
Universität Graz

Autor:

Dipl.-Ing. Mario LEITNER

Betreuer:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar FICKERT

Begutachtet:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang GAWLIK

Ao.Univ.-Prof.i.R. Dipl.-Ing. Dr. techn. Herbert MÜLLER

Institut für Elektrische Anlagen

Leiter: Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Technische Universität Graz
8010 Graz, Inffeldgasse 18 / 1

<http://www.ifea.tugraz.at>

Tel.: +43 (0) 316 873-7551

Fax.: +43 (0) 316 873-7553

Die vorliegende Arbeit behandelt das umfassende Thema einer praxisnahen Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene und somit einer Netzoptimierung durch gezielte Verteilnetzoptimierungsschritte in Richtung eines festgelegten Zielnetzes der. Im Besonderen geht es um die Planung, Berechnung, operative Umsetzung und Zustandsänderung des Verteilnetzes, unter der Berücksichtigung eines wirtschaftlich sinnvollen Netzbetriebs.

Planungsmethoden, Adaptierung und Schaltzustandsoptimierung als drei wesentliche technische Kernprozesse sind in ein Umfeld von Netzinformatiionsprozessen eingebunden, in denen weit mehr als technisches und wirtschaftliches Know-how in hohem Maße vorhanden sein muss. Das historisch gewachsene Mittelspannungsnetz in urbanen und ländlichen Gebieten unterlag den klassischen Energieversorgungs- und Planungsgedanken, bei denen vor allem das Wissen über Abläufe und Zuständigkeiten sowie die Kenntnis von Gesetzen und Vorschriften erforderlich ist. Es ist ein Wissen, das sehr verteilt ist und nur durch intensive Zusammenarbeit fassbar und verfügbar gemacht wird und so als Basis für Weiterentwicklung und Adaptierung in Richtung Zielnetz genutzt werden kann.

Mein Dank richtet sich an all jene die mich bei der Fertigstellung dieser Arbeit unterstützt haben. Es ist daher nicht nur mein Anliegen, sondern meine Verpflichtung, den vielen Wissensträgern – Fachleuten, Kollegen, Freunden – zu danken, die durch ihre Arbeit in Wort und Schrift, in Besprechungen und Diskussionen, die Basis für diese Arbeit geliefert haben. Dank gebührt ihrer Offenheit, ihrer Hilfsbereitschaft und ihrer Begeisterungsfähigkeit für ein Thema, das uns großen Nutzen verspricht. Die Zeit ist reif für eine umfassende Modellierung komplexer Verteilernetze, insbesondere ihrer Lasten.

Besonderen Dank für die ausgezeichnete Betreuung möchte ich Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert, Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz, aussprechen.

Weiters gilt mein ganzer Dank meiner ganzen Familie, die mich während diesem Studium laufend motiviert und unterstützt hat und somit einen nicht unwesentlichen Anteil an der Fertigstellung dieser Arbeit hat.

Kurzfassung

Durch den jahrzehntelangen zum Teil unvorhersehbaren bzw. unstrukturierten Energiebedarfsanstieg wurden Betreiber von Stromnetzen in urbanen, aber auch suburbanen bzw. ländlichen Räumen zu einem punktuellen und teilweise suboptimalen Ausbau des Verteilnetzes getrieben. Das dadurch historisch gewachsene Stromnetz entspricht demnach nicht mehr seiner grundsätzlichen bzw. optimalen Netzstruktur. Ehemals klar definierte Versorgungsbereiche sind somit verschwommen und ein optimaler Betrieb der Stromnetze gestaltet sich sehr schwierig.

Um die Widerstandskraft bzw. Resilienz der Netze gegenüber außerordentlichen Belastungen zu stärken, scheint eine Restrukturierung bzw. Adaptierung der Stromnetze vor allem im Bereich der Mittelspannungsebene notwendig. Dabei muss aber jedenfalls Rücksicht auf die Versorgungssicherheit des Verteilnetzes genommen und zu hohe Investitionen in langjährig betriebene und gewartete Stromleitungen vermieden werden.

Die vorliegende Dissertation beschäftigt sich mit unterschiedlichen, eigens entwickelten Planungsmethoden zur Restrukturierung von Stromnetzen und deren Anwendung auf existierende Netzgebiete. Bevor diese Methoden jedoch Anwendung finden, ist eine Sammlung, Bündelung und Filterung aller adaptierungs- und optimierungsrelevanten Informationen für den betreffenden Netzabschnitt notwendig.

Die Methoden bzw. Anwendungsbeispiele zeigen, dass jeder Netzabschnitt einzeln betrachtet einer Systemoptimierung unterzogen, aber nicht jede Planungsmethode sinnvoll und kompatibel angewendet werden kann. Demnach müssen die in dieser Dissertation entwickelten Methoden zur Zielnetzplanung, wie beispielsweise die Anwendung des Detour-Faktors, auf den zu optimierenden Netzabschnitt angepasst werden.

Die Anwendung der Planungsmethoden hat zum Ergebnis, dass sich die adaptierten und optimierten Netzabschnitte durch geringere Leitungslängen, gleichmäßige Belastungen, zentralisierte Umspannwerksversorgung und einem einheitlichen Strukturaufbau auszeichnen. Ein optimaler Netzbetrieb sorgt zugleich für einen hohen Versorgungssicherheitsstandard und verringert die Ausfallwahrscheinlichkeit der Betriebsmittel.

Abschließend zeigt ein Ausblick, in welche Richtung sich das Verteilnetz in städtischen, aber auch ländlichen Räumen bewegen muss. Dazu ist ein Monitoringsystem zur Erfassung des Betriebszustandes des Stromnetzes an strategisch festgelegten Stellen in der Mittel- und in weiterer Folge in der Niederspannungsebene unerlässlich, da nur damit die Belastungsgrenzen und eine effektive Betriebsführung laufend angepasst und optimiert werden können.

Abstract

Due to of the decades-long, unpredictable and unstructured increase in energy demand in urban but also suburban and rural areas the operators of power grids were driven to a selective and suboptimal expansion of the distribution network. Such historically grown power grids therefore no longer correspond to its basic and optimized network structure. Furthermore, clearly defined supply areas are blurred and consequently can no longer be operated optimally.

In order to increase the resilience of electrical power grids against exceeding stress an adaptation of the medium-voltage level seems primarily necessary. Furthermore, a supply-save distribution network as well as the prevention of high investments in long-term operated and maintained power lines have to be ensured.

The present dissertation deals with different, specially developed planning methods, which are subsequently applied to existing network areas. However, before these methods can be applied, all necessary information regarding various adaptation and optimization considerations for the examined network section has to be gathered and bundled.

The methods and application examples indicate that each network section can undergo an independent system optimization, but not every planning method is appropriate and constructive. Thus, the methods developed in this dissertation for target network planning like the application of the detour factor must be adapted to the network section in order to be optimized.

The implementation of the planning methods illustrates that the adapted and optimized network sections are characterized by shorter line lengths, even loads, centralized substation supply and a uniform structure. The optimum network operation also ensures a high standard of supply security and reduces the probability of failure of the equipment.

Finally, an outlook shows in which direction the distribution network has to move in urban as well as rural areas. According to this a monitoring system for the middle and subsequently the low-voltage level is indispensable, since the load limit and operational management can be adjusted and optimized continuously.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Motivation für dieses Thema.....	1
1.2	Wissenschaftliche Fragestellungen	2
1.3	Planungs- und Begriffsdefinition	2
1.4	Methodik und Aufbau der Arbeit	3
1.5	Systemabgrenzung und Datenschutz.....	5
1.6	Netzoptimierung, eine zwingende Notwendigkeit	6
2	Asset Management	8
2.1	Angewandtes Asset Management im urbane und ländliche Räume	11
2.2	Wirtschaftliche Kriterien des angewandten Asset Managements	13
3	Planungsmethoden	15
3.1	Grundüberlegungen vor Beginn der Planungen	18
3.1.1	Informationsquellen für den Planer.....	19
3.1.2	Sicherheit in einem Netzgebiet.....	20
3.1.3	Beanspruchbarkeit der Assets.....	22
3.1.4	Zuverlässigkeitskennzahlen und Unterbrechungsdauer.....	25
3.1.5	Zeithorizonte in Bezug auf Planungen.....	28
3.1.6	Geographische Gegebenheiten und Befundung über vorhandenes Netz.....	30
3.2	Zielnetzplanung.....	33
3.2.1	Automatisierung von Betriebsmitteln	35
3.2.2	Art der Sternpunktsbehandlung	42
3.2.3	Kriterien und Rahmenbedingungen der Zielnetzplanung	46
3.2.4	Planungsmethodik anhand eines einfachen theoretischen Beispiels.....	50
3.3	Detour-Faktor.....	57
3.3.1	Auswirkungen des Detour-Faktors auf die Umspannwerksebene.....	60
3.3.2	Trafostationsoptimierung und Einfluss des Detour-Faktors	63
3.4	Greenfield Planning	65
4	Anwendung systematischer Netzplanung auf ausgewählte existierende Netzgebiete	69
4.1	Urbanes Versorgungsgebiet Umspannwerk J	69
4.2	Urban-/ländliches Versorgungsgebiet Umspannwerk SCH	73
4.3	Ländliches Versorgungsgebiet Umspannwerk EZ.....	87
4.4	Ländliches Versorgungsgebiet Schalthaus MA	98
4.5	Versorgungsverbesserung Stadtgemeinde E	102
5	Zusammenfassung.....	110
6	Ausblick.....	112
6.1	Abbildungsverzeichnis	116
6.2	Tabellenverzeichnis	118
6.3	Begriffsdefinitionen	119
7	Literaturverzeichnis	123

1 Einleitung

1.1 Motivation für dieses Thema

Eines der wesentlichen Merkmale der Strom Mittelspannungs-Verteilnetze ist die historisch gewachsene Netzstruktur im urbanen Raum. Diese gewachsenen Strukturen waren aufgrund der steigenden Bevölkerungsdichte und dementsprechend erhöhtem Energiebedarf zwar zwingend notwendig, jedoch haben in der Zwischenzeit viele Netztopologien ihre Berechtigung verloren. Diese Tatsache in Verbindung mit gesetzlichen- und regulativen Vorgaben verpflichtet die Verteilnetzbetreiber, das Netz zu optimieren und somit eine nachhaltige effiziente Netzstruktur für die Zukunft zu schaffen.

Eine Mittelspannungssystemoptimierung im urbanen Raum muss weiterhin dem Anforderungsprofil eines versorgungssicheren Netzes genügen und soll zugleich hohe Investitionen durch Instandhaltungsmaßnahmen langjährig betriebener Kabeln verhindern. Was verbindet man aber mit dem Begriff Anforderungsprofil des Netzes und welche Erwartungen hat der Kunde im Sinne einer sicheren Versorgung? Die Forderung an den Verteilnetzbetreiber, das Grundbedürfnis elektrische Energie zu jeder Tages- und Nachtzeit bereitzustellen ist oberste Prämisse. Betrachtet man die Situation detaillierter, so wird klar, dass das Anforderungsprofil an das Verteilnetz sowohl vom Netzbetreiber, als auch vom Kunden ident ist. Aufgrund dieser Tatsache spielt die Minimierung der Versorgungsunterbrechung die wesentlichste Rolle bei jeglicher Netzoptimierung. Denn jede -auch noch so kurze- Unterbrechung hat folgende Auswirkungen:

- Finanzielle und volkswirtschaftliche Schäden
- Imageschaden für den Netzbetreiber, da die Wahrnehmung der Bevölkerung durch Medien verstärkt wird

Im Zuge dieser Tatsachendarstellung erscheint es wichtig aufzuzeigen, dass eine Mittelspannungssystemoptimierung in vielen Verteilnetzen aufgrund der historisch gewachsenen Netzgröße zwingend notwendig ist. Diese Optimierung muss einerseits zu jeder Zeit die bisherige Netzqualität beibehalten und so den Ansprüchen gerecht werden und andererseits die Schwachstellen im Netz kompensieren.

Für die Verteilnetzbetreiber selbst wäre es sinnvoll einen Leitfaden zu erstellen, der Rahmenbedingungen, Umsetzungsvarianten, aber auch Vor- und Nachteile aufzeigt und dabei die speziellen Anforderungsprofile der Verteilnetze betrachtet.

1.2 Wissenschaftliche Fragestellungen

Das Thema "Mittelspannungssystemoptimierung für Verteilnetzbetreiber im urbanen- und ländlichen Raum" birgt folgende Hauptfragestellung in sich:

- Inwieweit kann das Konzept einer Zielnetzplanung flächendeckend für Verteilnetzbetreiber angewandt und somit ein optimierter, sicherer Betrieb gewährleistet werden?

Aus dieser Hauptfragestellung ergeben sich zwei weitere Subfragen, die in weiterer Folge durchleuchtet und beantwortet werden:

- Welche Auswirkungen hat die Umsetzung in Richtung Zielnetz für den Normalschaltzustand?
- Welche Kosten treten im Zuge einer Optimierung, im Vergleich zu einer Beibehaltung der momentanen Netztopologie und somit verbundener Störungsbehebung bzw. Reparatur, auf?

Die Dissertation wird die angeführten Fragestellungen beantworten und könnte somit im Entscheidungsprozess für Netz-Optimierungsumsetzungen urbanen und ländlichen Mittelspannungsnetzen unterschiedlicher Verteilnetzbetreiber entscheidend wirken.

1.3 Planungs- und Begriffsdefinition

Damit in weiterer Folge die unterschiedlichen Planungsbegriffe nachvollziehbar und als eindeutig definiert gelten, ist es notwendig diese Begrifflichkeiten kurz zu erläutern.

- Der Begriff des Zielnetzes umfasst einen urbanen oder ländlichen Netzabschnitt, der aufgrund des Alters, der Fehlerhäufigkeit, oder des Netzzuwachses adaptiert und optimiert werden muss. Dabei wird nach klar definierten Kriterien und Rahmenbedingungen vorgegangen, die einem optimalen Netzabschnitt entsprechen, dem Zielnetz.
- Der Unterschied zwischen einem urbanen- und einem ländlichen Netzabschnitt definiert sich über die Begriffe der Netzdichte, der Netzbelastung, sowie der Leitungsführung. Während in einem urbanen Netz die Netzdichte und die Netzbelastung sehr hoch sind, ist dies in einem ländlichen Raum meist überschaubar und ereignisorientierter planbar. Die Leitungsführung eines ländlichen Netzes ist meist durch einen hohen Anteil an Freileitungsabschnitten gekennzeichnet, während im städtischen Bereich ausschließlich Erdkabel in Verwendung sind.
- Das Asset-Management definiert klare Strukturen zwischen der strategischen Planung und der operativen Umsetzung. Es basiert auf dem Prinzip des Auftraggebers und des Auftragnehmers und stellt die Grundlage für die optimale Betriebsmittelführung dar.

- Netzvergleichsmodelle sind Netze, die ausschließlich auf Basis eines Greenfield-Plannings basieren und somit zwar allen Kriterien und Rahmenbedingungen eines Zielnetzes entsprechen, jedoch in bereits bestehenden Netzen nur theoretisch angewandt werden können. Es dient jedoch als Vergleichsreferenz zu einem adaptierten Netzabschnitt und zeigt somit die Abweichungen zu einem idealen Zielnetz.

All diese Begriffsdefinitionen werden im Laufe der folgenden Kapitel genauesten beschrieben und finden in weiterer Folge auch praktische Anwendung.

1.4 Methodik und Aufbau der Arbeit

Eine geeignete Methodik für die Systemoptimierung zu finden ist auf Grund der zur Verfügung stehenden, verschiedenen technischen und analytischen Verfahren nicht einfach. Betriebswirtschaftliche und technische Methoden, erzielen zwar mathematisch exakte und somit optimale Lösungen, jedoch steigt deren Anwendungsaufwand mit der Größe und Komplexität des Netzes. Aufgrund dieser Tatsache können solche Anwendungen nur bei sehr kleinen Netzen angewandt werden.

Die Methodik der Mittelspannungssystemoptimierung im urbanen Raum basiert auf einer pragmatischen Herangehensweise mit klar definierten Planungsrichtlinien, die in jedem Versorgungsabschnitt alle Mittelspannungsabzweige sowie Querverbindungen genauestens untersucht. Um diesen Sachverhalt zu gewährleisten, wird auf computergestützte Simulationsprogramme gesetzt, die weiters auch den mathematischen Background für Themen wie Umwegfaktoren, Vermaschungsgrad und Asset-Belastungen (werden im Laufe der Arbeit genauesten erläutert) liefern. Dadurch geben die Simulationen den mathematisch exakten Lösungsweg an. Wesentlicher Vorteil dieser Methodik bleibt, dass die praktische Umsetzbarkeit stets berücksichtigt wird.

Die Optimierung in Richtung Zielnetz muss sich dabei an Kriterien und Rahmenbedingungen der bestehenden Netze orientieren, Analysen und Modelle miteinander vergleichen und letztendlich durch variantenreiche Simulation an die gegebene Netzstruktur anpassen.

Diese Methodik lässt sich im folgenden Prozess abbilden:

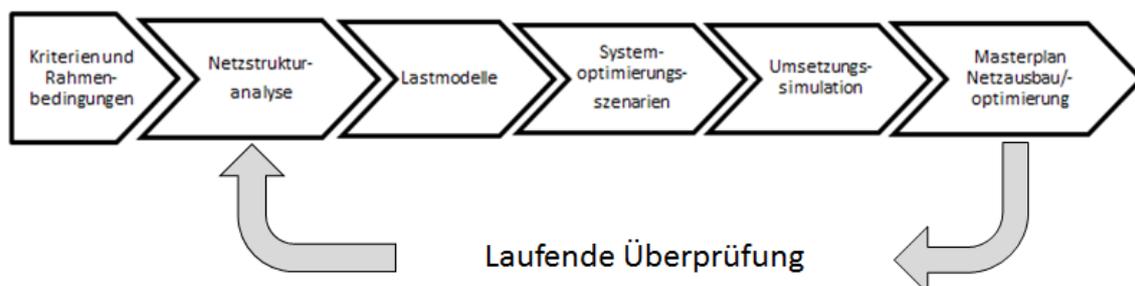


Abbildung 1 Geschlossener Optimierungsprozess in Richtung Zielnetz

Die dabei festgelegten Kriterien und Rahmenbedingungen berücksichtigen Netzfaktoren wie Kabel- und Trafobelastungen, die Einfachheit im Netzaufbau, sowie die rasche Wiederherstellung nach Netzunterbrechungen.

Eine Netzstrukturanalyse zeigt einerseits, in wie weit sich ein ausgewählter Netzabschnitt verändern und somit optimieren lässt, und andererseits werden dabei auch unveränderbare Teilnetzabschnitte - beispielsweise durch geografische Gegebenheiten, Denkmalschutz oder unververtretbaren Mehraufwand - festgelegt.

Die Lastmodelle könnten auch als Vergleichsmodelle bezeichnet werden, da ein Lastmodell eines Netzabschnittes zeigt, in wie weit sich jedes System in Richtung Zielnetz optimieren lässt, ohne die Kabelbelastungen zu überschreiten. Die (n-1)-Sicherheit muss auch im Zielnetz zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein.

Bei den Systemoptimierungsszenarien und der Umsetzungssimulation müssen Szenarien zum Zielnetz entwickelt werden, welche im Einklang mit den zu Beginn festgelegten Rahmenbedingungen stehen. Das festgelegte Szenario wird anschließend unter Berücksichtigung der Ausfallzeiten simuliert.

Abschließend muss für den jeweilig untersuchten Netzabschnitt ein Master- bzw. Maßnahmenplan inklusive aller Netzausbau- und Umstrukturierungsprojekten erstellt werden.

Die vorliegende Arbeit ist so aufbereitet, dass eine klare Struktur und das darüberstehende Ziel einer Mittelspannungsrestrukturierung, laufend erkennbar ist. Der spezielle Aufbau der Dissertation stellt sich wie folgt dar:

- Kapitel 1 erläutert neben der zentralen Fragestellung vor allem die Notwendigkeit einer Systemoptimierung im urbanen und ländlichen Raum und darüber hinaus deren geplante Umsetzung mittels klar definierter Methoden und Vorgehensweisen. Die Systemabgrenzung in Richtung Mittelspannungsstromnetz entspricht einer zwingenden Eingrenzung, um den Rahmen dieser Arbeit nicht zu sprengen und die Qualität einer nachhaltigen Netzplanung in Richtung Zielnetz zu wahren. Daher werden Zielnetze im Gas- und Wärmebereich vernachlässigt.
- Das Kapitel 2 befasst sich mit den Planungsmethoden einer Mittelspannungssystemoptimierung und deren theoretisch anwendbaren Untersuchungspunkten. Das Kapitel soll neben den möglichen Werkzeugen einer Zielnetzplanung auch die Umsetzung anhand eines virtuellen Beispiels widerspiegeln und dabei die versorgungstechnischen Problemstellungen aufzeigen. Wichtig in diesem Kapitel ist die Erkenntnis, dass nicht jede Planungsmethode zu einem gewünschten Ergebnis führt und demnach an die jeweilige Netzstruktur anzupassen ist. Weniger ist in diesem Fall oft mehr.

- Das darauffolgende Kapitel 3 zeigt die zwingende Notwendigkeit eines funktionierenden Asset-Managements und die damit verbundenen Aufgaben zwischen strategischer Planung und operativer Umsetzung.
Nur durch die eindeutige Zuordnung und Kenntnis der unterschiedlichen Betriebsmittel, lässt sich ein netztechnischer Mehrwert generieren. Theorie und praktische Anwendung können somit in Kombination mit der Investsteuerung Projekte in großem Ausmaß umsetzen.
- Das letzte Kapitel zeigt abschließend die praktischen Anwendungen der unterschiedlichen Planungsmethoden für reale urbane- und ländliche Netzgebiete. Dabei wird man sehen, dass die klassische Mittelspannungssystemoptimierung mit ihren Kriterien und Rahmenbedingungen nicht überall Anwendung findet und demnach situationsbedingt angewendet werden muss. Vor allem im ländlichen Bereich greifen alternative Planungsmethoden, welche sich nicht nur auf eine grüne Wiesenplanung beziehen, sondern auch in den laufenden Netzverbund integriert werden können.

1.5 Systemabgrenzung und Datenschutz

Netz-Systemoptimierung in Richtung Zielnetz ist ein sehr weitläufiger Begriff, welcher sich nicht nur auf die Sparte Strom beziehen muss, sondern auch im Bereich des Gas- und Wärmenetzes Anwendung findet. Auch in unterschiedlichen Spannungsebenen, Gas- und Druck-, oder auch Temperaturstufen, kann eine Systemoptimierung angewandt werden. Aufgrund dieser Tatsache und auch um den Rahmen dieser Arbeit nicht zu sprengen, kommt es zu einer notwendigen Systemabgrenzung.

Die Arbeit befasst sich demnach explizit mit der Mittelspannungsebene und deren Systemoptimierung in Richtung Zielnetz. Die Versorgungssicherheit der Hoch- und Höchstspannung wird als gegeben betrachtet. Ebenso wird eine ausgeglichene Verteilung und Lastabnahme in der Niederspannung vorausgesetzt.

Trotz dieser Abgrenzung steht fest, dass die angewandte Methodik nicht auf die Mittelspannung begrenzt ist, sondern auch in allen anderen Spannungsebenen angewandt werden kann.

Die Untersuchung und Optimierung der Mittelspannung ist insofern interessant, da sie im Vergleich zur Hoch- und Höchstspannung im urbanen Raum ausschließlich aus Kabelstrecken besteht und im Gegensatz zur Niederspannung klare Versorgungsbereiche definiert sind. Diese Bereiche definieren sich über die maximal mögliche Versorgungskapazität die durch ein Umspannwerk gewährleistet werden kann. Im urbanen Raum ist dies meist gebunden an einen Stadtabschnitt oder einen Bezirk.

1.6 Netzoptimierung, eine zwingende Notwendigkeit

Während Begriffe wie Unbundling, Deregulierung und Liberalisierung am Strommarkt trotz gelebter Umsetzung der Energiebranche bis dato in der Gesellschaft noch immer als unklar erscheinen, ist dies beim Begriff Versorgungssicherheit schon lange nicht mehr der Fall. Doch verstehen die Bürger unter diesem Begriff etwas völlig anderes, als der Energieversorger und Netzbetreiber.

Versorgungssicherheit ist für die Bevölkerung ein Grundbedürfnis und somit auch ein subjektives Recht, rund um die Uhr mit elektrischer Energie versorgt zu werden.

Der Netzbetreiber - oder genauer der Verteilnetzbetreiber - verbindet damit, Versorgungsunterbrechungen zu minimieren, da jede Unterbrechung einen volkswirtschaftlichen Schaden mit sich bringt. Auch der Imageschaden für den Netzbetreiber ist nicht zu vernachlässigen, vor allem, da die Wahrnehmung der Bevölkerung durch die Medien verstärkt wird. Im Fall einer zukünftigen Umsetzung der Qualitätsregulierung, würde jede Störung auch einen finanziellen Schaden für den Verteilnetzbetreiber bedeuten.

Um nun einerseits die Bedürfnisse der Gesellschaft zu befriedigen und andererseits ein funktionsfähiges und sicheres Netz zu gewährleisten, ist es zwingend notwendig, die Schwachstellen des Netzes erkennbar zu machen und rechtzeitig Maßnahmen zur Beseitigung umzusetzen. Sind die Schwachstellen und Fehlerhäufungspunkte im Netz erstmals bekannt, kann durch gezielte Eingriffe nicht nur punktuell eine Verbesserung erzielt werden, sondern sogar flächendeckend das Netz optimiert und somit fehlerungsfälliger gemacht werden.

Die Schwachstellen in jedem urbanen-, aber auch ländlichen Netz sind grundsätzlich Kabel-Mittelspannungsmuffen, überdimensionale Leitungslängen, sowie zu wenige Querverbindungen und Umschaltmöglichkeiten in einer offenen Ringnetzstruktur.

Die in den meisten Verteilnetzen auftretende Kombination aus allen drei Punkten ist Grund dafür, dass das Mittelspannungsnetz zu einem fehleranfälligen und somit versorgungsunsicheren Konstrukt werden kann. Festzuhalten ist jedoch, dass die angeführten Schwachstellen bei einem stetig wachsenden Netz mit gleichzeitig wachsendem Energiebedarf sogar unvermeidlich sind.

Jedes Verteilnetz wächst langsam und somit werden festgelegte räumliche Versorgungsgrenzen mit der Zeit ausgedehnt, was zu einem Wachstum der Anschlussdichte und Kabelbelastungen führt. Anfänglich wird die auftretende Mehrbelastung durch eine punktuelle Querschnittsverstärkung der MS-Kabel kompensiert. Diese Kompensation ist jedoch begrenzt und somit nur eine Erstmaßnahme, die Netzanfälligkeit zu beschränken.

Stößt diese Erstmaßnahme an ihre Grenzen, weil es trotz punktueller Querschnittsverstärkung zu strukturbedingten Ausfällen auf diesem Kabelsystem kommt, wird in weiterer Folge eine Umschaltung im betroffenen Netzabschnitt durchgeführt.

Dabei wird versucht, dass der fehlerfreie Teil des Kabelsystems durch ein anderes System aufgefangen wird, während es im Fehlerabschnitt zur Aufgrabung und stückweise Erneuerung des Kabels kommt. Diese Maßnahme bringt jedoch mehr Nachteile als Vorteile mit sich. Zum einen muss ein Kabelsystem gefunden werden, welches eine weitere Kabellast aufnehmen kann, ohne dabei die eigene Kabellastgrenze zu überschreiten, und zum anderen kommt es durch die Umschaltung vom Normal- zu einem abnormalen Schaltzustand zu einer (n-1) - Sicherheitsverletzung. Darüber hinaus bringt die Maßnahme an sich nur einen bedingten Mehrwert, da ja das ersetzte System wiederum mit störungsanfälligen Mittelspannungsmuffen verbunden wird.

All dies sind Indizien dafür, dass die beschriebenen Maßnahmen zwar punktuell und kurzfristig eine Weiterführung des bestehenden Netzes erlauben, jedoch mittel- bzw. langfristig gesehen keine Lösung sind, nein sogar eine Verschlechterung und somit eine höhere Ausfallwahrscheinlichkeit mit sich ziehen.

Aufgrund dieser Tatsache ist eine flächendeckende Systemoptimierung eines Netzabschnitts zwingend notwendig. Der zu optimierende Netzabschnitt sollte dabei dem Versorgungsbereich eines Umspannwerks entsprechen und in weiterer Folge auch die benachbarten Umspannwerks-Versorgungsbereiche berücksichtigen. Dass die Umsetzung im Gegensatz zur Planung nicht gleichzeitig ganzflächig erfolgen kann, versteht sich von selbst, jedoch erlaubt die Mittelspannungssystemoptimierung eine anlassbezogene Adaptierung des bestehenden Netzes in Richtung Zielnetz.

2 Asset Management

Grundsätzlich ist ein Eingriff in eine Netzstruktur immer notwendig, gleichgültig ob dies aufgrund einer Störung und der damit verbundenen Versorgungsunterbrechung unumgänglich ist, oder durch systematische Netzplanung -mit dem Ziel eines optimierten, langfristigen und sicheren Netzes- geplant ist. In beiden Fällen gilt es, mit den zur Verfügung stehenden finanziellen Ressourcen umzugehen und diese sinnvoll einzusetzen.

Damit die Mittelspannungssystemoptimierung in einem Versorgungsgebiet in Abhängigkeit der eben beschriebenen Anwendungsfälle und unter Berücksichtigung der dafür notwendigen Investitionen zur Anwendung kommen kann, bedarf es eines unternehmensweiten Asset Managements, das die Verwaltung von Anlagen und Betriebsmittel bzw. dem Unternehmensvermögen umfasst. Mittel- und langfristige Investitions- und Kostenplanungen werden dabei durch Risikobetrachtungen, Innovationsmanagement und Unternehmensstrategie ergänzt.

Vor allem das reibungslose Zusammenwirken zwischen Asset-Owner, Asset-Management und Asset Services ist die Basis für ein erfolgreiches Vorgehen bei der Erreichung von Infrastrukturzielen (bspw. der Mittelspannungssystemoptimierung), sowie zugleich die Verhinderung diverser unternehmens-Interessenskonflikte.

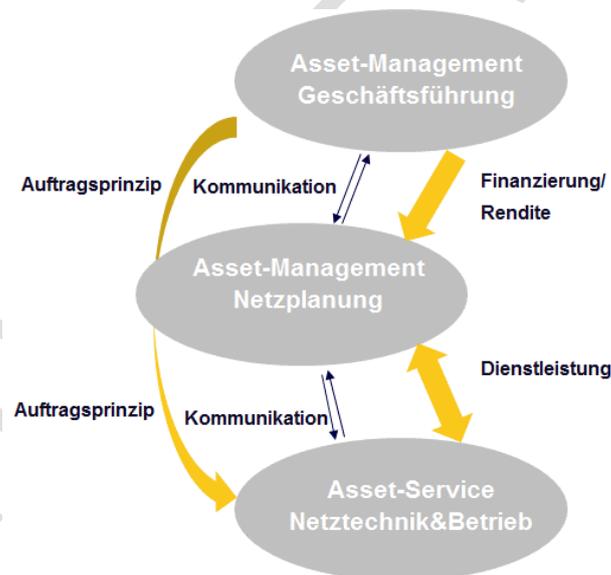


Abbildung 2 Struktur des Asset-Managements in einem Unternehmen

Nach erfolgter Identifikation der zu optimierenden Netzgebiete, ist eine Asset-Klassifizierung und die Festlegung aller Rollen im Asset Management, sowie eine Bewertung der Betriebsmittel (Kabel, Freileitung, Trafostation, Umspannwerk) erforderlich.

Bezugnehmend auf die Mittelspannungssystemoptimierung ist das definierte Ziel des Asset Managements, die Steigerung des Effizienzniveaus durch klare Aufgabenteilung zwischen strategischen und operativen Verantwortungsbereichen.

Dies soll durch ein Auftraggeber-/Auftragnehmer-Prinzip gewährleistet werden.

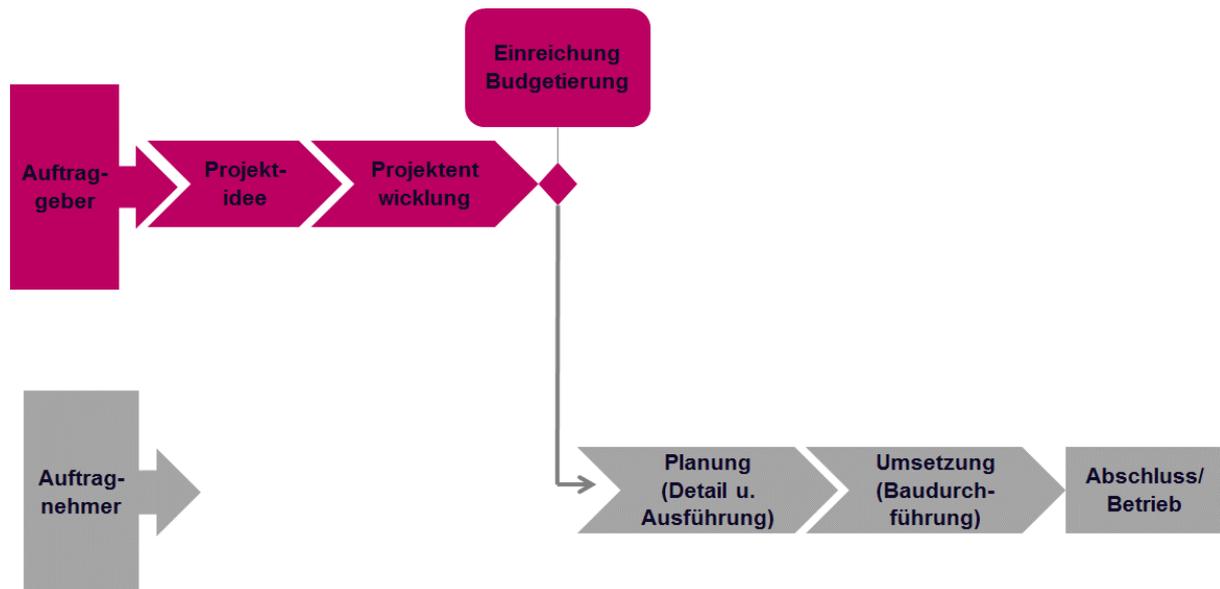


Abbildung 3 Asset Management Konzept zu verbesserten Steuerung der Mittelspannungssystemoptimierung

Entscheidend für ein erfolgreiches Asset Management bei der Mittelspannungssystemoptimierung ist die klare Definition und Umsetzung der Grundkonzepte. Bei der Realisierung von Projekten und Linientätigkeiten, müssen alle wesentlichen Aktivitäten, Zuständigkeiten und Freigabeerfordernisse des Auftraggebers, sowie des Auftragnehmers eindeutig definiert sein.



Abbildung 4 Aktivitäten und Zuständigkeiten des Auftraggebers und Auftragnehmers

Durch die klaren Kompetenzzuordnungen ist einerseits das Auftraggeber/Auftragnehmer-Prinzip gewährleistet und andererseits wird durch den koordinierten Austausch zwischen strategischem und operativem Bereich die Qualität von der Planung bis zu Umsetzung garantiert.

Ebenfalls ein wesentlicher Faktor ist die Evaluierung aller relevanten Betriebs- und Instandhaltungskosten. Vor allem eine umfassende Bewertung der in Frage kommenden Assets muss gewährleistet sein, um einen möglichst optimalen Einsatz der vorhandenen Budgetmittel sicher zu stellen.

Die kostenoptimale strategische Ausrichtung des Asset Managements liegt im Übergangsbereich zwischen den divergierenden Kriterien der tatsächlichen Wechselkosten und der Schadensvermeidungskosten.

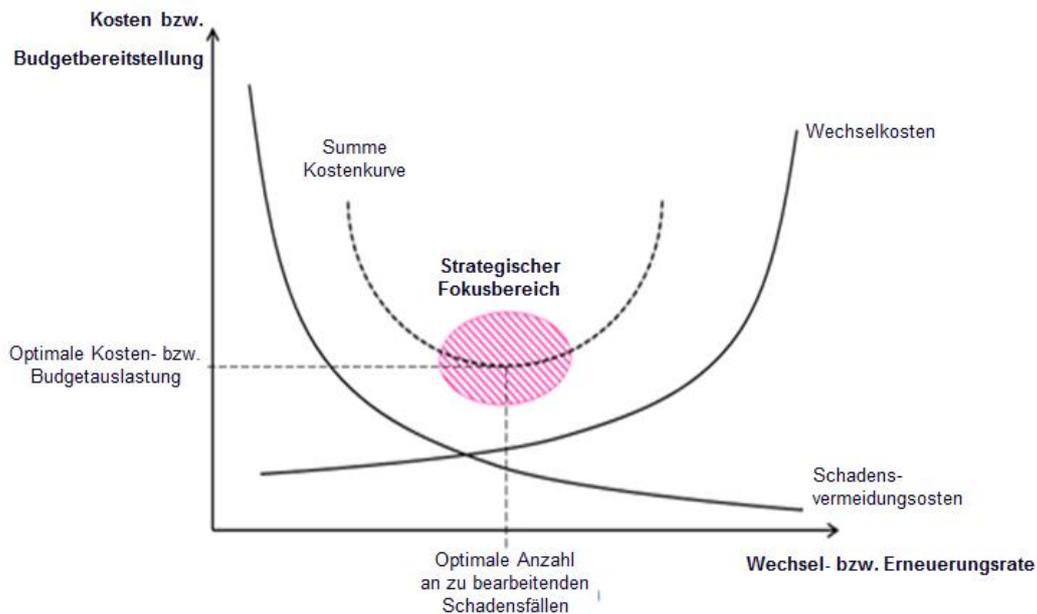


Abbildung 5 Schematische Darstellung des optimalen Asset-Ersatzzeitpunktes

Zunehmende Wechselkosten entstehen einerseits durch einen stark ausgerichteten Fokus mit hohen Wechsel- bzw. Erneuerungsrate. Demgegenüber zeigen Schadensvermeidungskosten bei hohen Wechsel- bzw. Erneuerungsrate einen degressiv sinkenden Verlauf.

Das Optimum der Asset Management Strategie liegt demnach im Minimum-Bereich beider Kostenfaktoren (Summe beider Kostenfunktionen). Da die Kostenfunktionen in der betrieblichen Realität oftmals unbekannt sind, wird dieses Optimum zumeist durch Annäherungsverfahren (im Zuge von notwendigen Projekt-Priorisierungen) ermittelt.

Vor allem die Investitionen in der Mittelspannungsebene tragen zu einem Großteil des Investitionsvolumens aller Verteilnetzbetreiber bei und sind demnach punktuell richtig einzusetzen. Ein systematischer Planungsvorgang beschäftigt sich nicht allein mit den einzelnen Planungsschritten bis hin zur technischen Umsetzung, sondern berücksichtigt zuvor den Aufwand/Kosten-Nutzenfaktor einer Neulegung, Optimierung und Störungsbehebung. Nur wenn aus diesem Vergleich eindeutige Argumente für einer dieser Punkte hervorgehen, kann mit weiteren Überlegungen begonnen werden.

2.1 Angewandtes Asset Management im urbane und ländliche Räume

Um die theoretischen Grundlagen des Asset Managements anwenden zu können, bedarf es zuvor einer Evaluierung des zu optimierenden Netzgebiets. Dabei ist auf die Vielfalt der bereits vorhandenen, aber auch zukünftigen Anforderungen einzugehen und diese je nach Netzgebiet zu filtern. Die folgende Darstellung verdeutlicht diesen ersten Schritt für den urbanen Raum.

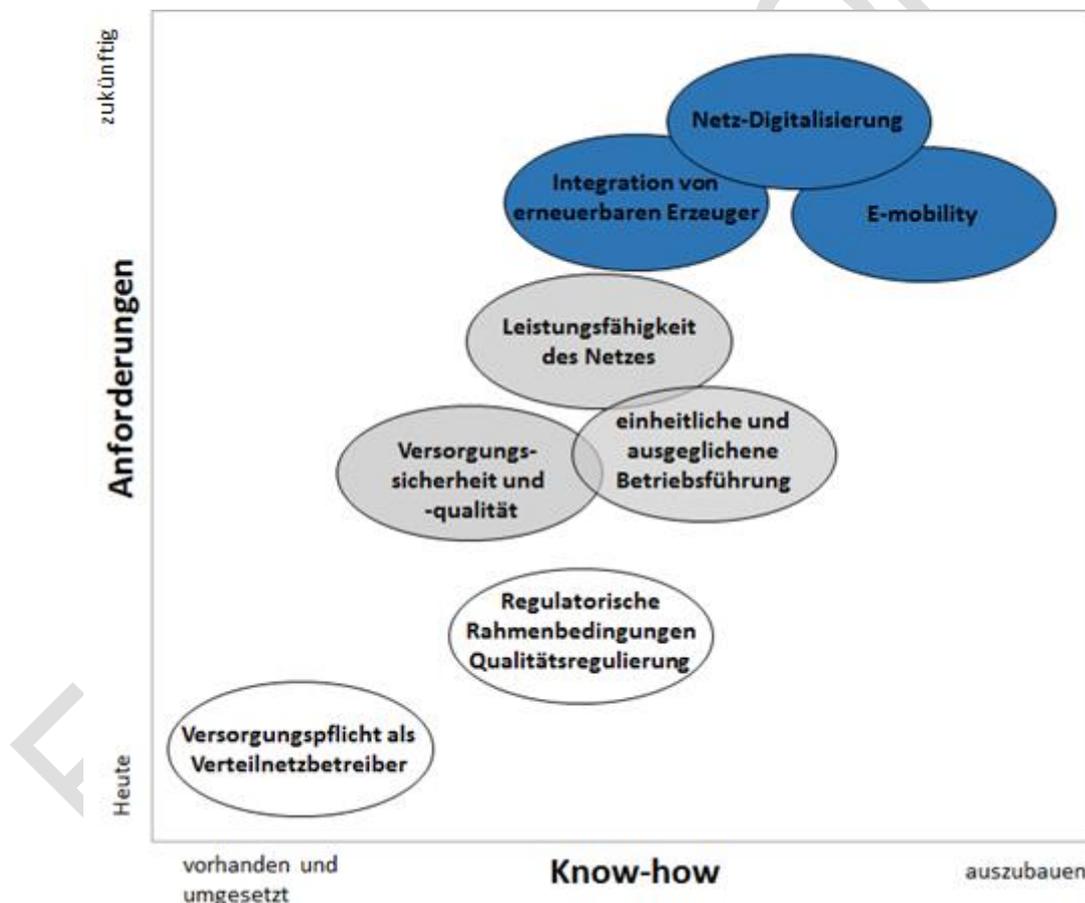


Abbildung 6 Anforderungen an ein systematisches Asset Management im urbanen Raum

Unabhängig von der geografischen Netzsituation, muss die technisch- und wirtschaftliche Kernkompetenz eines Verteilnetzbetreibers zu jederzeit abgedeckt sein. Das Wissen, die Prozesse und Standards müssen bis hin zu allen regulatorischen Rahmenbedingungen abgedeckt sein. Auch die zukünftigen Anforderungen werden sich in diesem Bereich nur marginal ändern (bspw. in Richtung Qualitätsregulierung).

Die größten und wesentlichsten Unterscheidungen zwischen dem urbanen und dem ländlichen Raum, werden bei der Versorgungssicherheit schlagend und reichen über die zukünftige Leistungsfähigkeit bis hin zur vollständigen Netzdigitalisierung und damit direkt in Verbindung stehenden technologischen Entwicklungen.

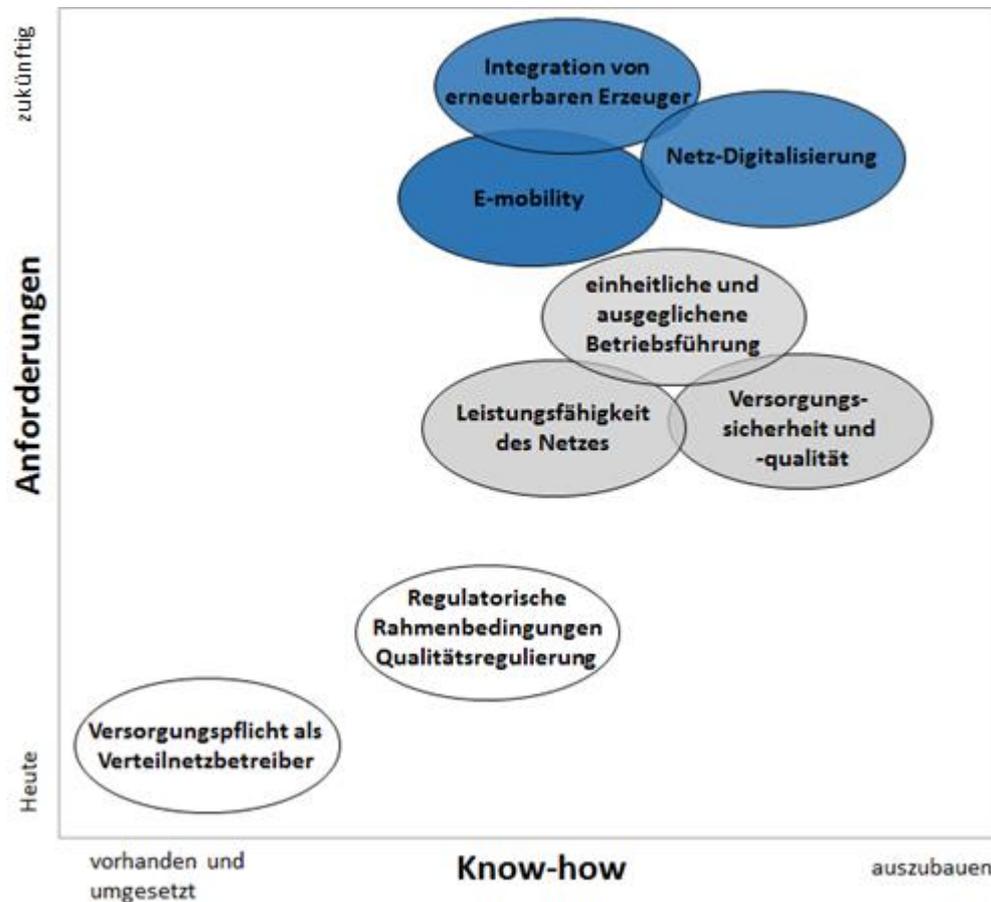


Abbildung 7 Anforderungen an ein systematisches Asset Management im ländlichen Raum

Wie in Abbildung 7 deutlich hervortritt, nehmen die Themenbereiche Versorgungssicherheit, sowie Netzdigitalisierung und erneuerbare Erzeugungseinheiten andere Rollen als im urbanen Raum ein und müssen auch demnach berücksichtigt werden.

Diese beiden recht allgemein gehaltenen Abbildungen erfassen schon einen Großteil der unterschiedlichen geografischen Gegebenheiten, sind jedoch beim jeweils betrachteten Netzabschnitt genau auf das Anforderungsprofil zu adaptieren.

Unabhängig vom geografischen Raum ist es entscheidend, wie die kurz-, mittel- und langfristige Prozessausrichtung des Asset Managements ausgerichtet wird. Auch wenn langfristige Ausrichtungen oft unseriös erscheinen, ist es wichtig eine zukünftige Strategie zu entwickeln und sich daran zu orientieren. Vor allem im Bereich der Resilienzsteigerung in der Mittelspannungsebenen macht eine langfristige Ausrichtung durchaus Sinn und ist auch nur anlassbezogen Schritt für Schritt umsetzbar.

Ein wirtschaftlich funktionierendes Asset Management muss auf Basis eines risikobasierten Managements (RBAM) ablaufen. Dabei wird eine Risikomatrix erstellt, welche auf Zustand- und "Wichtigkeit" der betrachteten Betriebsmittel fokussiert ist. Für die Mittelspannungsebene werden dabei folgende Prioritäten festgelegt:

Risikoidentifikation (1 hoch ... 5 niedrige Priorität)		
380 kV	...	
110 kV	...	
10/20/30 kV	10 kV-Schaltfelder UW	4
	20 kV-Schaltfelder UW	4
	10 kV-Einspeiseschaltfelder UW	2
	20 kV-Einspeiseschaltfelder UW	2
	MS-Petersenspulen	4
	MS-Freileitung	5
	MS-Kabel-Öl	4
	MS-Ölmuffen	5
	MS-Kabel-VPE	4
	MS-VPE-Muffen	4
	10 kV Schaltfelder TS	3
	20 kV Schaltfelder TS	3
	Stationen mit Personenschutz	4
	mit eingeschr. Personenschutz	3
	ohne Personenschutz	3
	SF6 Schaltanlagen	2
	Feststoffisolierte Schaltanlagen	5
	Trafos MS-NS mit Ausdehnungsgefäß	5
Trafos MS-NS ohne Ausdehnungsgefäß	5	
0,4 kV	...	

Abbildung 10 Risikomatrix für unterschiedliche Assets der Mittelspannungswarte

In weiterer Folge wird das Netz auf Basis von Projekten adaptiert und somit erneuert. Die Betriebsmittel selbst werden durch Betrachtung des Zustandes sowie der Priorität instandgesetzt oder gewartet. Durch diese Vorgehensweise werden die Gesamtkosten reduziert, jedoch erhöht sich auch das Risiko, da bspw. die Lebensdauer von Betriebsmitteln überschritten wird und Instandhaltungsmaßnahmen nicht nach Bedarf, sondern laut vorgegebenem Projekt und der jeweiligen Risikobewertung vollzogen werden.



Abbildung 11 Asset Management auf Basis des Risikomanagement (RBAM)

3 Planungsmethoden

Das Ziel von definierten Planungsmethoden ist es, ein Mittelspannungs-Verteilnetz oder dessen Erweiterung so festzulegen, dass das Anforderungsprofil eines Netzgebietes und dessen Bedarf an elektrischer Energie zu optimalen Kosten zur Verfügung steht und dabei die Qualitäts- und Zuverlässigkeitskriterien erfüllt sind.

Die Aufgabe der Planung wird dabei in drei Phasen zerlegt:

- Grundüberlegungen vor der Planung und Schaffung eines Axiomensystems, sowie die Untersuchung der praktischen Anwendbarkeit bei bereits vorhandenen Assets
- Entwurf eines optimalen Netzkonzeptes unter idealen Bedingungen (Greenfield Planning)
- Entwicklung eines Umstiegsszenarios vom bestehenden Netz zum Zielnetz unter Berücksichtigung des Kosten/Nutzen Faktors → die Kenntnis über das bestehende Netz wird erst in diesem Planungsschritt berücksichtigt

Grundsätzlich muss vor jeder Planungsüberlegung feststehen, in welchem Bereich eines Netzgebietes die Mittelspannungssystemoptimierung angewandt werden soll. Urbane, suburbane, und ländliche Räume unterscheiden sich nicht nur durch Ihre geografische Gegebenheit, sondern auch durch teils unterschiedliche elektrotechnische Rahmenbedingungen wie Leitungs- und Betriebsführung, Trassenlängen und Leitungsquerschnitte. Eine klare Definition dieser unterschiedlichen Bereiche, samt Netzeigenschaften ist daher zielführend. In den folgenden Abbildungen ist die Anordnung und Herausforderung dieser unterschiedlichen Bereiche deutlich erkennbar.



Abbildung 12 Geografisch unterschiedliche ländliche Räume²
links: dichte Gemeindeverbauung, rechts: Ansiedlung an den Gemeinderand

Abbildung 12 zeigt die Gegebenheiten und Herausforderungen des ländlichen Bereichs deutlich auf. Geringe Bevölkerungs- und Leistungsdichten, sowie lange Leitungslängen, erfordern andere Planungsüberlegungen und Maßnahmen, als im urbanen Raum. Auch die Leitungsführung und Leitungskapazität korreliert nicht mit einem klassischen Stadtnetz.

² Quelle: Google Earth 20.8.2018

Die folgende Abbildung verdeutlicht einen Bereich, der sowohl von der geografischen Lage, als auch von der Leistungsdichte, zwischen dem ländlichen- und dem urbanen Raum liegt.

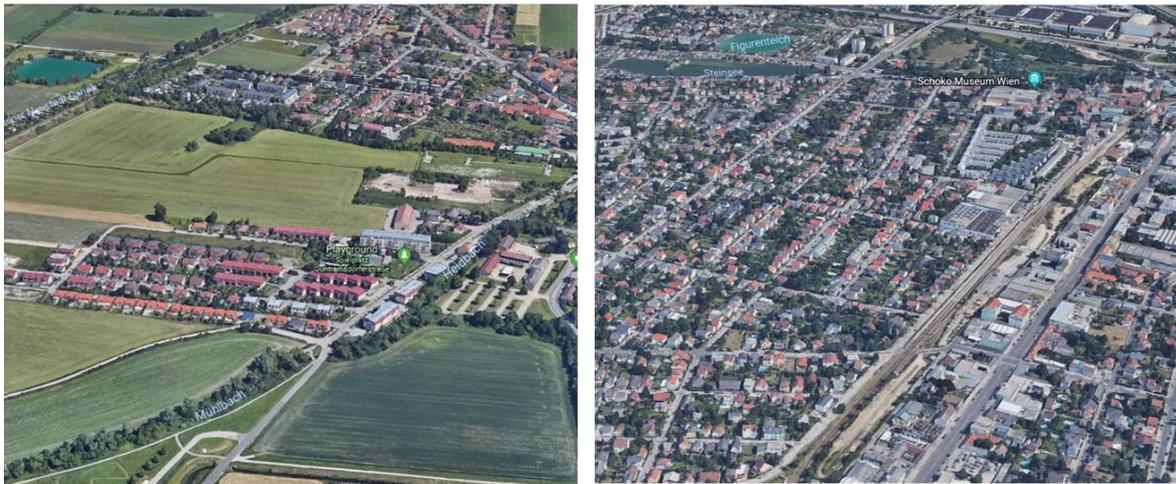


Abbildung 13 Verdeutlichung des suburbanen Raums und dessen Grenzen zum ländlichen und urbanen Räumen links: Grenze zum ländlichen Raum, rechts annähernd urbaner Raum

Auch in den suburbanen Bereichen unterscheiden sich die Bevölkerungs- und Leistungsdichte, sowie die jeweilige Netzanbindung und Optimierungsmöglichkeit. Je nachdem wie hoch der jeweilige „Verbauungsgrad“ ist, desto mehr Möglichkeiten ergeben sich für eine Netz-Restrukturierung, ohne dabei zwingend das Netz operativ auszubauen.

Abbildung 14 verdeutlicht nun den urbanen Kern und zugleich die möglichen Unterschiede im städtischen Raum.

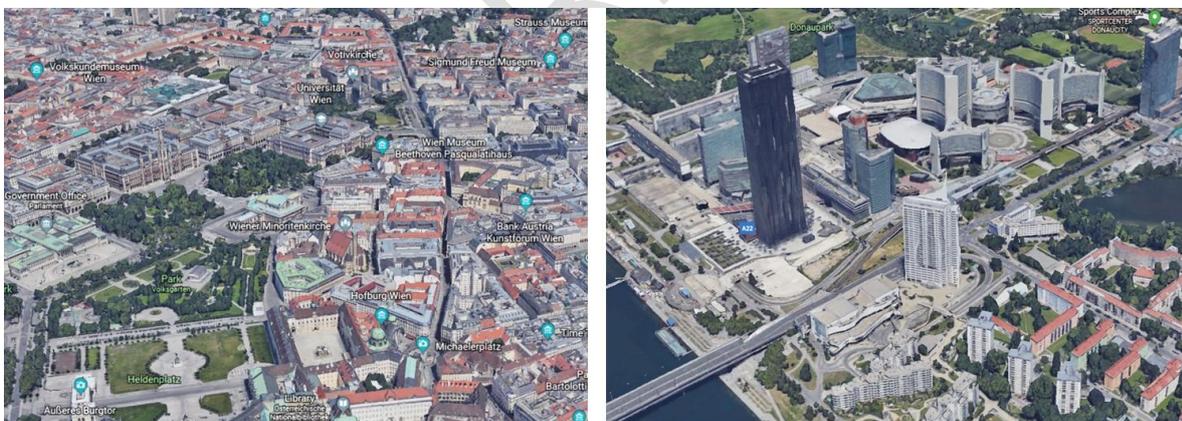


Abbildung 14 Unterschiede im Urbanen Kern links: innerstädtisch urbaner Raum, rechts: Randbezirke mit Vielzahl an Hochhäusern

Der urbane Raum zeichnet sich durch folgende energietechnische Eigenschaften aus:

- Hohe Leistungsdichten → hoher elektrischer Energiebedarf
- Reines Kabelnetz mit geringen Leitungslängen → kein Spannungsproblem bezüglich Spannungsabfall, jedoch mögliches „Stromproblem“ (thermische Leitungsbelastung)
- Historisch gewachsenes Stromnetz → möglicherweise Ungleichgewicht in der Leitungsbelastung

In weiterer Folge ist es nun für den Netzplaner unerlässlich, jeden Netzbereich zu definieren und dessen Last- und Nutzungseigenschaften für die Systemoptimierung festzulegen.

In Bezug auf die eben beschriebenen geografischen Unterschiede ist es vor jeder Planung wichtig, die energietechnischen Spezifika für den zu untersuchenden Bereich zu kennen. Energiebedarf, Lastverteilung und Landnutzung, sind je nach Topografie unterschiedlich und somit eine erste Richtungsvorgabe für die jeweilige Netzplanung bzw. Systemoptimierung. Abbildung 15 verdeutlicht die Anforderungen und technischen Eckpunkte für die unterschiedlich geografischen Räume.

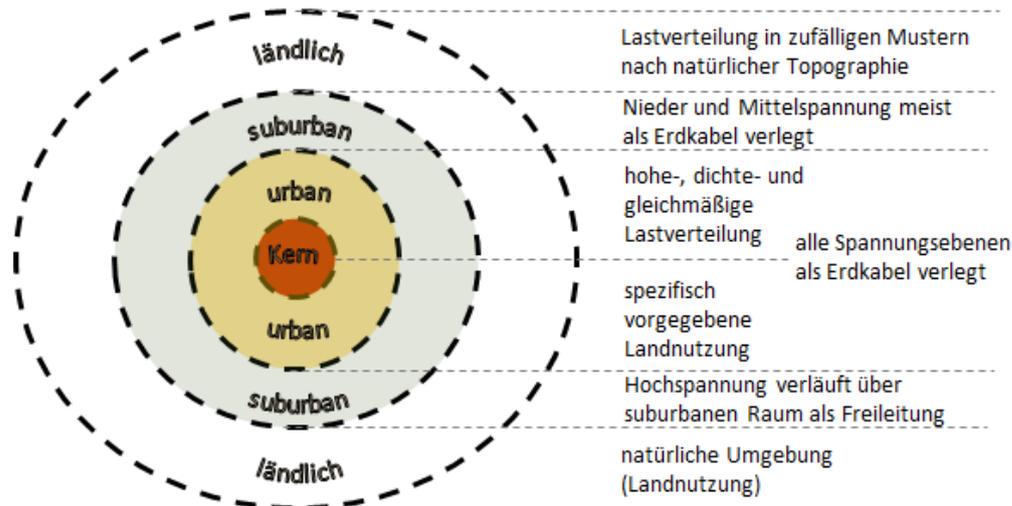


Abbildung 15 Energietechnische Gliederung der unterschiedlichen geografischen Räume³

Eine interessante Verbindung zwischen der Straßendichte und dem Energiebedarf wurde im Zusammenhang mit einer Systemoptimierung in der finnischen Hauptstadt Helsinki festgestellt. Dabei wird die Behauptung aufgestellt, dass je mehr Straßenkilometer pro km² verlaufen, desto mehr elektrische Energie in diesem Bereich benötigt wird. Das folgende Diagramm verdeutlicht dies anschaulich.

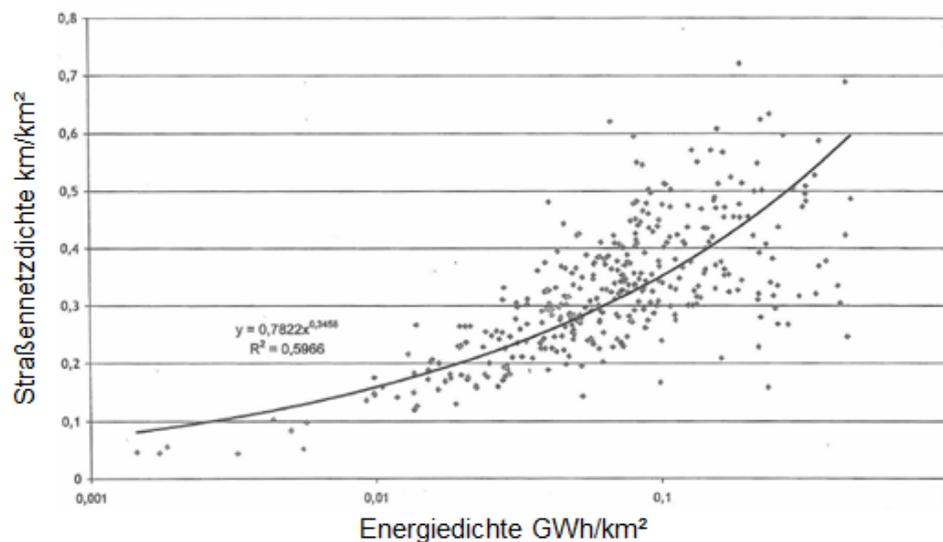


Abbildung 16 Darstellung der Korrelation zwischen der Straßennetzdichte und der Energiedichte³

³ Quelle: Markku Hyvärinen 2008

Diese ersten Erkenntnisse und Rahmenbedingungen liefern für die Netzrestrukturierung eine klare Richtungsvorgabe. Bevor jedoch mit der Planung und Netzsystemoptimierung begonnen werden kann, müssen Grundüberlegungen angestellt und Informationsquellen eingeholt werden.

Sind diese Überlegungen abgeschlossen, muss in weiterer Folge eine Entscheidung bezüglich der Planungsmethode fallen. Die Methoden selbst, reichen von einer Zielnetzplanung im verbauten Gebiet, die eine hochgradige Planungsfreiheit und eine dementsprechende Netzadaptierung zulässt, über die Ermittlung des „Detour-Faktors“ und der dementsprechenden Schaltzustandsänderung, bis hin zur Netzneuaufschließung durch diverse Stadtentwicklungsprojekte und dem damit verbundenen „Greenfield Planning“.

Die eben beschriebenen Punkte werden in weiterer Folge ausführlich behandelt und ermöglichen demnach eine klar strukturierte Vorgehensweise. Die Kombination aus Grundüberlegung und Planungsmethode ergeben ein Grundgerüst für jede Mittelspannungssystemoptimierung, unabhängig, ob es sich dabei um den urbanen-, suburbanen- oder ländlichen Raum handelt.

3.1 Grundüberlegungen vor Beginn der Planungen

Unter dem Begriff Planung eines Netzes bzw. der Optimierung eines Netzabschnittes versteht man ein systematisches und zukunftsorientiertes Durchdenken und Definieren von Zielen, sowie das Abarbeiten klar definierter Kriterien und Rahmenbedingungen. Um einen Netzentwurf für die Zukunft zu entwickeln, müssen Mängel der Gegenwart behoben, aber auch erwartete Anforderungen im untersuchten Netzgebiet bewältigt werden.

Damit diese Aufgabenstellung erreicht werden kann, müssen vor jeder Untersuchung Grundüberlegungen angestellt werden bzw. ist ein passendes Axiomensystem zu finden. Dieses Axiomensystem ist dabei vollständig mit Grundforderungen zu beschreiben und spiegelt damit den grundsätzlichen Aufbau jeder Netzplanung. In Bezug auf eine Systemoptimierung in Richtung Zielnetz, sollten sich folgende Punkte wiederfinden:

- Alle Betriebsmittel sind Smart-Grids-tauglich auszulegen und können die dabei auftretende Lastflussänderungen beherrschen.
- Die geplanten Betriebsmittel müssen eine ausreichende Übertragungsfähigkeit aufweisen.
- Das Zielnetz muss eine, dem Stand der Technik ausreichende, Sicherheit aufweisen und sollte dabei wartungsarm betrieben werden können.
- Kundenwünsche müssen in die Planung und Energiebereitstellung miteinfließen.
- Gesetze und Normen sind jederzeit einzuhalten.

Zum einen scheinen diese Grundforderungen eines Axiomensystems klar und selbstverständlich, zum anderen jedoch müssen alle einzelnen Punkte genauestens betrachtet und hinterfragt werden.

Was bedeutet beispielsweise Smart-Grids-tauglich oder ausreichende Übertragungsfähigkeit? Die Durchleuchtung dieser Begrifflichkeiten folgt in den kommenden Punkten ausführlich.

Festzuhalten ist jedenfalls, dass eine Veränderung eines einzelnen Punktes im Axiomensystem zu einer Änderung des Zielnetzes führt. Diese Änderung kann aufgrund anlassbezogener Anforderungen jederzeit passieren und bedeutet nicht, dass das Zielnetz nun qualitativ schlechter ist, sondern lediglich, dass das Zielnetz eine andere Gestalt annimmt.

Grundvoraussetzung für jede Planungsüberlegung ist die Ansammlung aktueller ausreichender Informationen, um in weiterer Folge das beschriebene Axiomensystem aufstellen zu können. Sind diese Schritte abgehandelt, werden die unterschiedlichen Optimierungsoptionen analysiert, deren Anwendbarkeit getestet und letztendlich die situationsbedingt optimalen Planungsschritte gesetzt.

Die folgenden Punkte erläutern die notwendigen Grundüberlegungen zur Erstellung eines Axiomensystems und in weiterer Folge die passenden Planungs- und Optimierungsschritte, um ein Zielnetz umsetzen zu können.

3.1.1 Informationsquellen für den Planer

Datentechnische Quellen sind wesentliche Voraussetzungen jeder Planungsgrundüberlegung und müssen somit vor Beginn einer Netzabschnittsuntersuchung detailliert und qualitativ hochwertig erhoben werden. Informationen über das zur Bearbeitung anstehende Gebiet sollten in einem vollständigen digitalen Netzabbild vorhanden sein. Dieses Abbild muss Informationen über geografische Lage aller Mittelspannungskabel, Betriebsmitteldaten, Schaltzustände und Netzlasten liefern. Als Datenbasis kann man demnach drei Grundsysteme mit hoher Aussagekraft heranziehen:

- Geografisches Informationssystem (GIS): Dient zur Ermittlung von Schaltzustand und geografischer Lage eines einzelnen Mittelspannungs-Abzweigs. Auch eine Betriebsmittelidentifikation wird mittels GIS ermöglicht.
- Kundeninformationssystem: Ein solches System ermöglicht es direkt oder über Rückrechnung, die Belastung von Kabeln festzustellen. Auch zukünftige Lastprognosen lassen sich durch ein Kundeninformationssystem besser ermitteln.
- Netzleitsystem: Schaltzustandsänderungen lassen sich mit Hilfe eines Netzleitsystems durchführen und tragen somit zur Optimierung - ohne jeglichen monetären Aufwand - bei.

Die größte Hürde und gleichzeitige Herausforderung verschiedener Informationssysteme sind deren gemeinsame Verknüpfung, sowie das Filtern relevanter Daten.

Die Sammlung an Daten allein genügt nicht, da diese auf jeden Fall aufbereitet werden müssen. Dies ist umso zeitaufwändiger, je größer das zu planende Gebiet und demnach die Datenmenge ist.

Erleichternd wirkt in diesem Zusammenhang die Tatsache, dass im Mittelspannungsnetz in allen UW-Abzweigen Messgeräte verbaut sind und somit die Belastungsverläufe jederzeit bekannt sind. Über einen gewissen Zeitraum bekannte Belastungsverläufe sind im Zusammenhang mit einer optimierten Planung das „Non Plus Ultra“. Im Gegensatz zum Niederspannungsnetz, bei dem auf keine zeitaktuellen Messwerte zugegriffen werden kann (meist kein Monitoring-System installiert), ermöglichen die aktuellen Messwerte der Mittelspannung eine zielführende und genaue Planung.

Anders sieht die Situation bei der Zuordnung von Betriebsmitteln oder Kundenanlagen aus. Während in der Niederspannung jeder Hausanschluss einer Adresse zugeordnet werden kann, funktioniert dies bei Mittelspannungskunden nicht. Die Verknüpfung zur Kundenadresse wird hierbei meist mittels Adressschlüssel erhoben und kann beispielsweise bei einer Trafostation, die eine Eckadresse aufweist, zu Problemen führen.

Wird eine Adresse nicht erkannt, oder falsch zugeordnet, beeinflusst dies natürlich eklatant die Planungsüberlegungen.

Eine spezifisch genaue Planung ist erst aufgrund eines Bebauungsplanes der Stadt bzw. des zu planenden Netzgebiets möglich. Dabei wird Auskunft über die vorgesehene bauliche Nutzung der Grundflächen gegeben und an den Netzbetreiber eine Leistungsanfrage (kW) pro Projekt gestellt. Ein solcher Bebauungsplan findet sich im urbanen Raum meist in einem Stadtentwicklungsplan wieder und wird hier im Punkt 0 genauer behandelt.

Zusammenfassend kann man sagen, dass schon die Sammlung an Informationen und somit die erste Grundüberlegung von enormer Bedeutung ist und daher mit größter Sorgfalt aufbereitet werden muss.

3.1.2 Sicherheit in einem Netzgebiet

Die Begriffe Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit sind in einem Stromnetz eng miteinander verknüpft und stehen auch in gewisser Abhängigkeit zueinander. Während für den Kunden Versorgungssicherheit ein Bedürfnis mit hoher Priorität ist, muss der Netzbetreiber Sicherheit messbar machen. Innerhalb Europas werben viele Netzbetreiber oft mit einer Zuverlässigkeit von 99,99% und demnach einem extrem sicheren Netz, bzw. bei Versorgungsunterbrechungen wird dadurch rasch eine Rechtfertigung gefunden. Legt man jedoch dieses Zahlenspiel der Zuverlässigkeit auf ein anschauliches Beispiel um, so würde eine Zuverlässigkeit von 99,99% im Mobilitätssektor bedeuten, dass jedes Jahr 1500 Fahrzeuge von der Europabrücke in die Tiefe stürzen.

Conclusio daraus ist, dass eine Ausfallswahrscheinlichkeit für den einzelnen Kunden zwar unwahrscheinlich ist, jedoch jederzeit passieren kann und auch passiert.

Ein Verteilnetz ist grundsätzlich "sicher", wenn sich alle Netzparameter der Versorgungssicherheit innerhalb der vorgegebenen Grenzen (laut jeweiliger Norm) bewegen:

- Einhaltung des (n-1) - Kriteriums
- Beobachtung der Netz-Überalterung
- Beobachtung der Störanfälligkeit von Betriebsmitteln
- Überprüfung der Aktualität von Notfallplänen

Das Risiko eines gestörten Netzbetriebs ist über eine Wahrscheinlichkeitsaussage so definiert, dass es das Produkt der zu erwartenden Häufigkeit des Schadeneintritts und des zu erwartenden Schadensausmaßes ist.

Folgendes Beispiel untermauert die eben beschriebene Risikotheorie: Ein neu verlegter Mittelspannungs-Netzabschnitt wird durch Arbeiten an einer in der Nähe liegenden Fernwirkleitung beschädigt und fällt dadurch aus. War dieser Netzabschnitt nun sicher und/oder zuverlässig? Die Antwort lautet in Bezug auf die Sicherheit JA, weil das zu erwartende Restrisiko kleiner als das höchste vertretbare Grenzkrisiko war.

In Bezug auf die Zuverlässigkeit lautet die Antwort NEIN, weil die Leitungen nach Eintritt des Ereignisses (Beschädigung) nicht mehr in der Lage waren, ihre Funktion weiter zu erfüllen.

Anschaulicher lässt sich das Risiko und die damit verbundene Sicherheits- und Zuverlässigkeits-Aussage über einen Risikographen beschreiben.

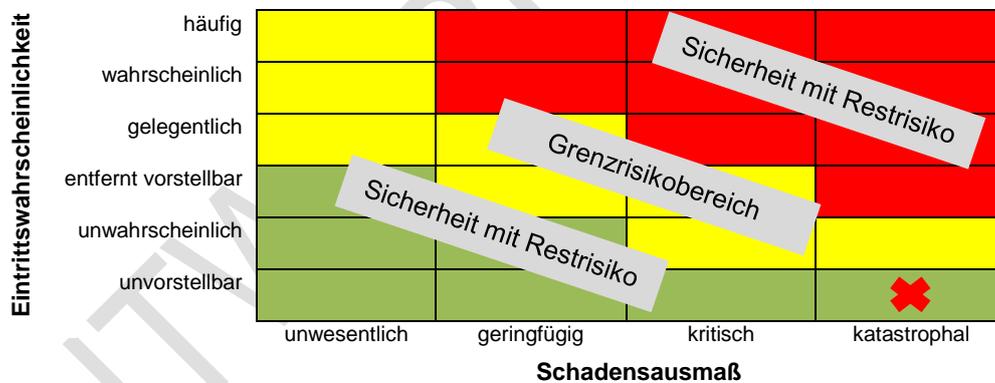


Tabelle 1 Risikobewertung für Energieübertragungsleitungen mittels Risikographen

Um einen Netzabschnitt als optimierungsbedürftig und demnach unsicher bzw. nicht zuverlässig einstufen zu können, bedarf es gewisser Informationen. Die Verwendung eines Netzinformationssystems ist somit zwingend notwendig und erleichtert die Einschätzung und Bedarfsbegründung bei einer doch durch hohen monetären Einsatz geprägten Systemoptimierung.

Ein Großteil der folgend angeführten Netzinformatiionsdaten sollte vor jeder Restrukturierungsüberlegung über den betrachteten Netzabschnitt bekannt sein:

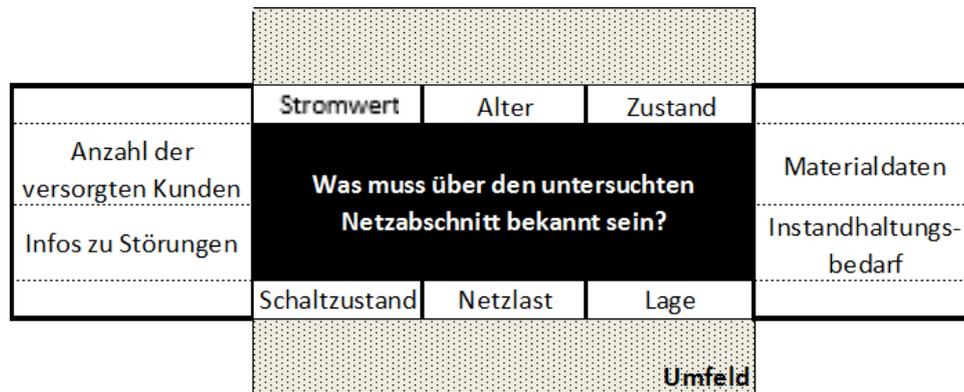


Abbildung 17 Essentielle Netzinformatiionsdaten vor jeder Systemoptimierung

Wird bei jedem in Betracht gezogenem Netzabschnitt diese Analyse im Vorfeld durchgeführt, so kann der Zustand des jeweiligen Bereichs rasch beurteilt werden und so eine einfache Abschätzung über das momentane Sicherheits-Zuverlässigkeits-Verhältnis erfolgen. Die Abschätzungen orientieren sich dabei an Referenzwerte, die jeder Netzbetreiber für sein Versorgungsgebiet definiert.

3.1.3 Beanspruchbarkeit der Assets

Das Asset Kabel unterscheidet sich in der Gegenwart im Vergleich zur Vergangenheit durch dessen Beschaffenheit, sowie einer verbesserten Übertragungsfähigkeit. Während früher flächendeckend Papier/Blei-Kabel eingesetzt wurden, hat sich dies hin zu einem leistungsfähigeren Polyethylen-Kabel entwickelt.

In der Gegenwart wird bei Neulegungen ausschließlich auf diese Kabeltechnologie vertraut. Bei Störungen mit älteren Papier/Blei-Leitungsabzweigen kann es jedoch sein, dass mittels Verbindungsmuffe der Leitungszug in seiner vorhandenen Kabeltechnologie erhalten bleibt.

Um die möglicherweise auftretenden Beanspruchungen der eingesetzten Betriebsmittel zu kennen, ist zunächst einmal die Belastung im Normalbetrieb von Interesse. Da im Störfall eine deutlich größere Leistung transportiert wird, muss festgelegt sein, wie im Normalfall Betrieb zu führen ist.

Es besteht ohne weiteres die Möglichkeit, dass bei Auftreten einer Netzstörung zur Spitzenlastzeit, eine zur Deckung der Belastung herangezogene Kuppelleitung den Lastfluss von zwei Leitungen für einige Zeit übernehmen muss.

Die Regulationsbehörde gibt in diesem Zusammenhang vor, dass bei EVU-Last ein Betriebsmittel 10 Stunden lang mit Vollast und 10 Stunden mit 60% der Vollast betrieben werden darf. Die restlichen 4 Tagesstunden sind nicht definiert.

Damit Betriebsmittel bei Eintreten der beschriebenen Eventualitäten nicht durch Überlastung ausfallen, werden sie nach der Umsetzung einer Systemoptimierung nur mit ca. 60 – 70% ihrer Nenn-Übertragungsleistung betrieben.

Diese Grenzen wurden innerhalb Österreichs im Konsens der Verteilnetzbetreiber einheitlich beschlossen. Die restliche Kapazität -und darüber hinaus- dient zur Abdeckung des Störungfalles, sowie für Schaltzustandsänderungen bei Lastverschiebungen.

Die folgende Abbildung und Tabelle verdeutlicht einerseits die unterschiedlichen Kabeltypen, sowie andererseits jene Beanspruchung der Betriebsmittel in unterschiedlichen Betriebsfällen.



Betriebsmittel	Isolation	Normalbetrieb	Störungsbetrieb
Mittelspannungskabel	Papier	60%	120%
Mittelspannungskabel	VPE	60%	120%
Mittelspannungskabel	PVC	50%	100%
Trafo MS/NS	Öl	130%	175%

Tabelle 2 Flächendeckende Betriebsmittelbeanspruchung nach Systemoptimierung⁴

Wie die Tabelle 2 zeigt, ist es durchaus möglich, Mittelspannungstrafo mit 130% dauerhaft zu belasten. Die Lebensdauer verkürzt sich zwar durch diesen Umstand, jedoch nehmen viele Verteilnetzbetreiber dies in Kauf, bevor sie in einem dicht verbauten, urbanen Bereich, mühsam eine zusätzliche Trafostation integrieren. Ein weiterer wesentlicher Punkt für die Planung und Umsetzung der Systemoptimierung ist die Betriebsmittel-, sowie die Kunden-Unterbrechungsdauer nach Störungen. Allgemein ist eine Unterbrechungsdauer als jene Zeit definiert, die sich vom Eintritt der Störung bis zur Wiederversorgung der Kunden erstreckt. Diese Zeit kann durch geschickte Planungswerkzeuge (welche meist mit Umsetzungsinvestitionen verbunden sind), aber auch durch administrative Maßnahmen beeinflusst werden. Eines dieser Planungswerkzeuge muss zur Einhaltung der (n-1)-strukturierten Sicherheit dienen. Demnach wird für jedes Betriebsmittel, ein oder mehrere Reserve-Betriebsmittel vorgehalten.

Tabelle 3 verdeutlicht die hinnehmbare Betriebsmittel-Unterbrechungsdauer.

Betriebsmittel	Belastung bei Eintritt der Störung	vertretbare Unterbrechungsdauer	zu erreichen durch
Mittelspannungskabel (20kV)	5MVA	≤ 40min	Umschaltung vor Ort
Mittelspannungskabel (10kV)	3MVA	≤ 60 min	Umschaltung vor Ort
Trafo MS/NS	Sehr unterschiedlich	≤ 5 min	Fernsteuerung

Tabelle 3 Hinnehmbare Unterbrechungsdauer nach Störungen

⁴ Quelle: Kabel und Leitungen für Starkstrom, Pirelli 1999

Die hinnehmbare Unterbrechungsdauer ist zwar durch das Zollenkopfkriterium abgeleitet, jedoch muss vielmehr durch unternehmensinterne Strategien oder Kundenreaktionen zwischen Senkung der Investition und Risikowahrscheinlichkeit abgewogen werden.

Der Leitsatz in diesem Punkt muss lauten: Unterbrechungen der Versorgung sind nicht zu vermeiden, jedoch ist es notwendig, die Betriebsmittel-Ausfallsdauer hinnehmbar und den Aufwand für das Stromversorgungsunternehmen tragbar zu machen.

Wie schon erwähnt, muss ein essentieller Punkt einer jeden Mittelspannungssystemoptimierung die Herabsetzung der DISQUAL-Kenngrößen sein.

Kenngröße	Einheit	Berechnung über Kunden	Berechnung über Leistung
Unterbrechungshäufigkeit	1/a	$H_u = \frac{\sum_j n_j}{N_{ges}}$ SAIFI	$H_u = \frac{\sum_j S_j}{S_{ges}}$ ASIFI
Nichtverfügbarkeit	min/a	$Q_u = \frac{\sum_j n_j t_j}{N_{ges}}$ SAIDI	$H_u = \frac{\sum_j S_j t_j}{S_{ges}}$ ASIDI
Unterbrechungsdauer	min	$T_u = \frac{\sum_j n_j t_j}{\sum_j n_j}$ CAIDI	$T_u = \frac{\sum_j S_j t_j}{\sum_j S_j}$
Erläuterung	n_j ... Anzahl der unterbrochenen Kunden je Versorgungsstufe N_{ges} ... Anzahl der insgesamt versorgten Kunden s_j ... unterbrochene Bemessungsleistung je Versorgungsstufe S_{ges} ... Insgesamt installierte Bemessungsscheinleistung t_j ... Unterbrechungsdauer je Anlassfall j ... Versorgungsstufen bei Versorgungsunterbrechungen		

Tabelle 4 Verfügbarkeitsgrößen nach DISQUAL⁵

Wichtig in diesem Zusammenhang ist, dass das Hauptaugenmerk auf der Senkung der Nichtverfügbarkeit liegt und mittels gezielten Optimierungswerkzeugen und nach abgeschlossener Systemoptimierung eine spürbare Verbesserung gewährleistet sein muss. Die Frage nach der Umsetzung dieser zeitlichen Herabsetzung beantwortet sich durch die Ziele einer optimierten Netz-Betriebsführung:

- Annähernd gleiche Auslastung aller Mittelspannungs-Assets
- Frühzeitiges Erkennen gefährdeter Betriebsmittel
- Im Falle einer Nichtverfügbarkeit muss die Störungsauswirkung gering und die Versorgungsunterbrechung kurzgehalten werden

Bezieht man sich auf den letzten Punkt und auf die damit verbundene Frage nach einer Reduktion der Nichtverfügbarkeit, so muss klar sein, dass die Versorgungsunterbrechungszeit sowie die Störungsauswirkungen zu minimieren sind. Auf der einen Seite können Störauswirkungen gering ausfallen, indem Schutzabschnitte so klein als möglich gehalten werden. Andererseits wird durch gezielte Schutztechnik, aber vor allem durch intelligente Verteilung ferngesteuerter Stationen, die Versorgungsunterbrechungszeit gesenkt.

⁵ Quelle: Ausfall- und Störstatistik für Österreich, E-Control 2016

Diese angeführten Möglichkeiten sind nur Teile einer Reihe von Planungswerkzeugen zur Verbesserung bzw. Optimierung eines urbanen aber auch ländlichen Verteilnetzes. Sie müssen jedoch richtig und zielorientiert eingesetzt werden. Damit dies gewährleistet ist, sind alle festgelegten Kriterien und Rahmenbedingungen einzuhalten und müssen demnach schon vor einem Greenfield Planning definiert sein.

3.1.4 Zuverlässigkeitskennzahlen und Unterbrechungsdauer

Die Themen Versorgungssicherheit, Zuverlässigkeit und Unterbrechungsdauer sind die zentralen Themen für die österreichische Regulierungsbehörde und haben somit für die Netzbetreiber einen äußerst hohen Stellenwert.

Wie in Tabelle 4 markiert, bilden die beiden Zuverlässigkeitskennzahlen ASIDI (Average System Interruption Duration) und SAIDI (System Average Interruption Duration) einen laufenden Richtwert für den Netzbetreiber. Die Stromversorgungsunternehmen sind demnach auch bemüht, diese beiden Werte so gering als möglich zu halten, und somit die Versorgungsqualität zu erhöhen. Das folgende Diagramm veranschaulicht den Österreichwert der Nichtverfügbarkeitszeiten aller Verteilnetzbetreiber über die Jahre.

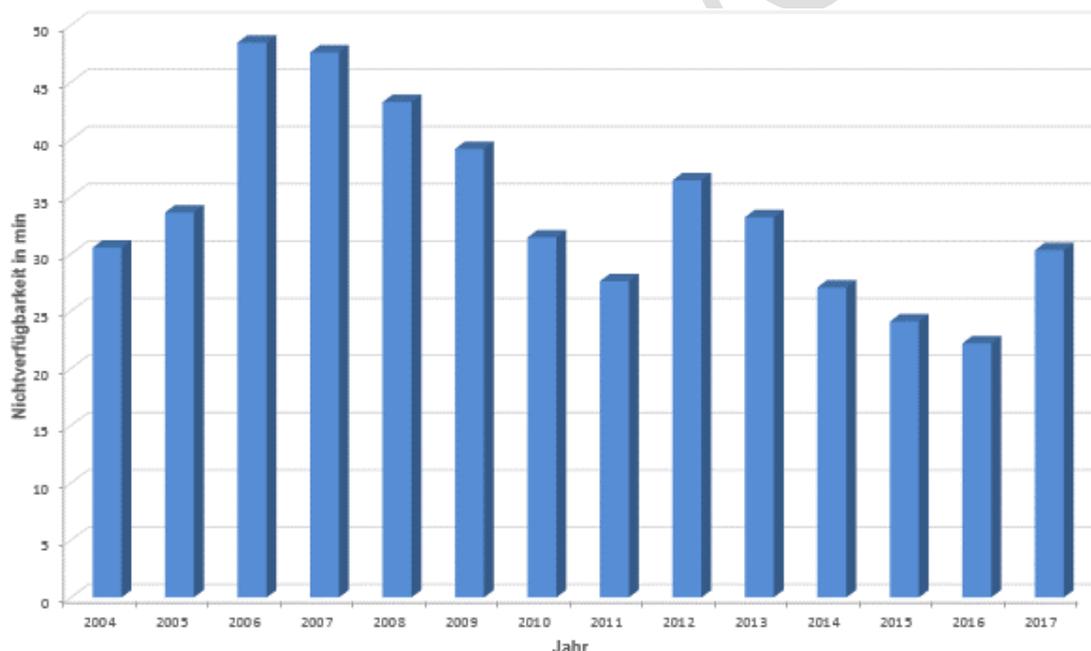


Abbildung 18 ASIDI Jahreswerte Österreichs⁶

Dabei ist deutlich zu erkennen, dass ohne den durch Wetterkapriolen bedingten „Ausreißerjahren“ 2012, 2013 und 2017 der Wert durch unterschiedliche Netzsanierungsmaßnahmen (bspw. Muffensanierungsprogramme), Netzautomatisierungen und die Digitalisierung im Allgemeinen, stetig sinkt.

⁶ Quelle: Ausfall- und Störstatistik für Österreich, E-Control 2016

Betrachtet man den Verlauf der ASIDI-Kennzahl speziell für einen einzelnen Verteilnetzbetreiber, so lässt sich ein korrelierender Verlauf wie in der Zusammenfassung Österreichs feststellen.

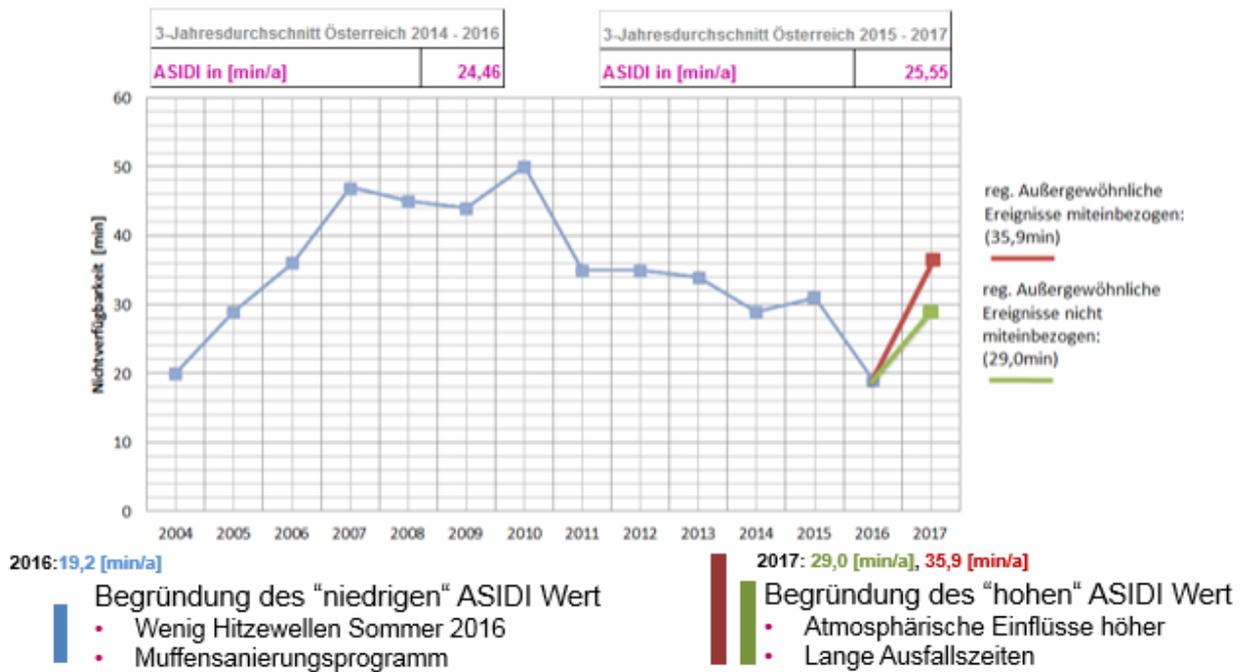


Abbildung 19 ASIDI-Verlauf eines österreichischen Verteilnetzbetreibers

Grundsätzlich muss man an dieser Stelle anmerken, dass bei Versorgungsunterbrechungen zwischen geplanten- und ungeplanten Unterbrechungen zu unterscheiden ist. Das Verhältnis zwischen den beiden Unterbrechungsarten hält sich die Waage. Die Gesamtanzahl von 15.000 Jahres-Versorgungsunterbrechungen kann als Österreichschnitt angesehen werden. Vor allem die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen sind für den Netzbetreiber von Interesse und haben die unterschiedlichsten Gründe und Auswirkungen.

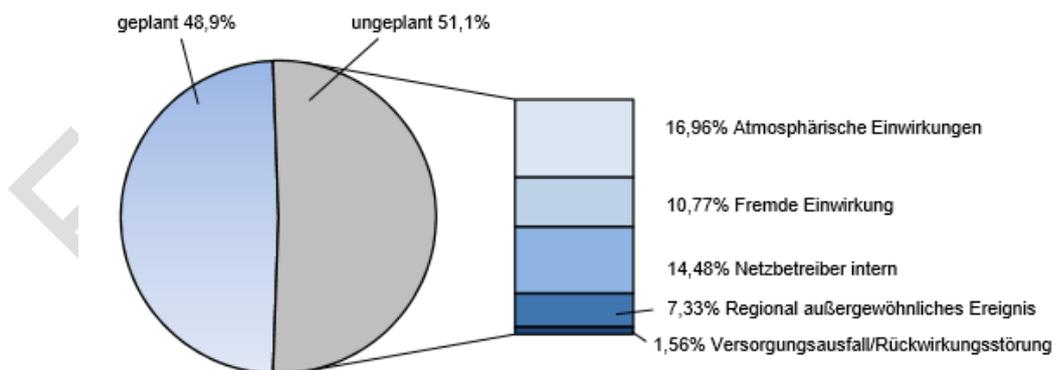


Abbildung 20 Durchschnittliche Aufschlüsselung der Gesamtzahl an Versorgungsunterbrechungen in Österreich⁷

⁷ Quelle: Ausfall- und Störstatistik für Österreich, E-Control 2015

Damit die Versorgungsqualität und die damit verbundene Sicherheit verbessert werden kann, müssen die Zuverlässigkeitskennzahlen gesenkt werden. Die Verteilnetzbetreiber beschäftigen sich in diesem Zusammenhang meist mit der ASIDI-Kennzahl, da sie den Quotienten aus dem Produkt Messgröße und betroffener Bezugsgröße zur gesamten Bezugsgröße darstellt. (siehe Tabelle Tabelle 4).

Um schon im laufenden Jahr Prognosen erstellen zu können und mögliche Gegenmaßnahmen einzuleiten, ist es wichtig, dass der ASIDI-Wert eine Abweichungsanalyse durchläuft und zugleich einem laufenden Monitoring unterzogen wird. Die folgende Darstellung verdeutlicht diese Forderung.

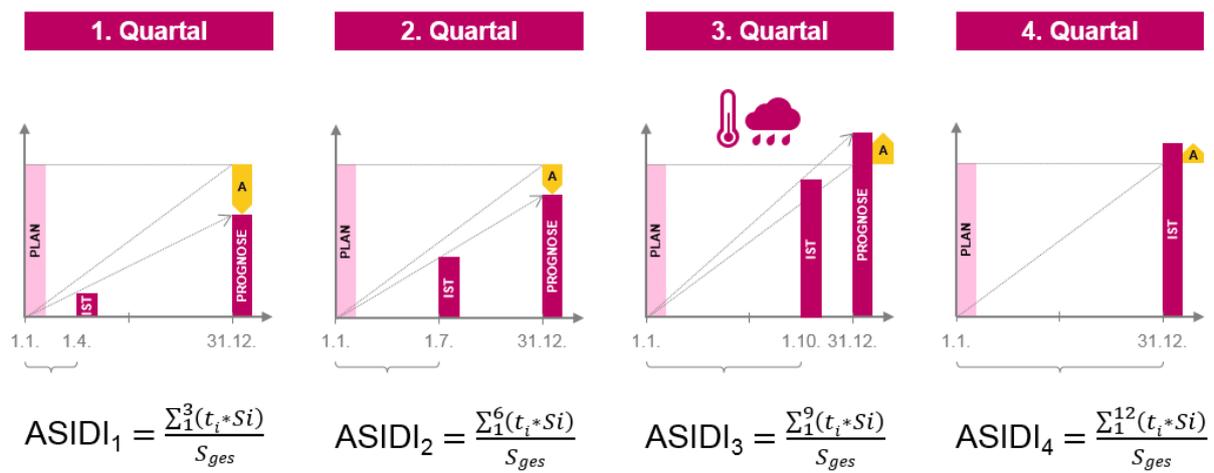


Abbildung 21 Monitoring und Abweichungsanalyse des ASIDI Werts

Die Analyse kann beispielsweise im Quartal durchgeführt werden. Dabei ist deutlich die Abweichung (Prognose – Plan = Ist – Plan) dargestellt (Pfeil A). Wie schon beschrieben, gliedern sich die Berechnungen pro Quartal aus Unterbrechungsdauer, unterbrochener Scheinleistung und der gesamt installierten Scheinleistung.

3.1.5 Zeithorizonte in Bezug auf Planungen

Die rasche Veränderung und Ausdehnung des urbanen Raums zwingt die Netzplanung zu effektiven Reaktionen und Anpassungen. Wie jedoch schon mehrmals betont, genügt aufgrund steigenden Energiebedarfs die notgedrungene Netzanpassung schon lange nicht mehr. Die Aufrechterhaltung des heutigen Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität führt bei zahlreichen Stadtentwicklungsplänen und deren Umsetzung zu versorgungstechnischen Problemstellungen, die neben den folgenden theoretischen Untersuchungspunkten auch einen gewissen Weitblick in der Planungsumsetzung in Richtung Zielnetz verlangen.

Der Planungshorizont setzt neben der Entwicklung technischer Lösungen - im Verhältnis zu deren technischen Aufwand - auch einen gewissen Umsetzungszeitplan für diverse Optimierungsschritte, aber auch für die zeitliche Abschätzung zur Erschließung neuer Netzgebiete voraus. Die technischen und zum Teil organisatorischen Fragestellungen lassen sich aus versorgungstechnischer Sicht in folgende Themenbereiche unterteilen:

- Technische Notwendigkeit und Anforderung für den Einsatz einer optimierten Netzplanung
- Netztechnische Umsetzungsmöglichkeiten und Grenzen der momentan eingesetzten Übertragungstechnologie
- Künftige Anforderungen an einen Stadtteil und mögliche Zukunftsprojekte anhand eines Städteentwicklungsplans

Vor allem der zuletzt aufgelistete Punkt in Bezug auf diverse Projekte eines Stadtentwicklungsplans, stellt die Verteilnetzplaner vor enorme Herausforderungen und verlangt einen gewissen Planungsweitblick, um zukünftige Notanpassungen möglichst zu vermeiden. Gelingt der Spagat zwischen dem Konzept der Stadtentwicklung und der weitsichtigen Versorgungsumsetzung des Verteilnetzbetreibers, kann von einem nachhaltigen Zielnetz gesprochen werden.

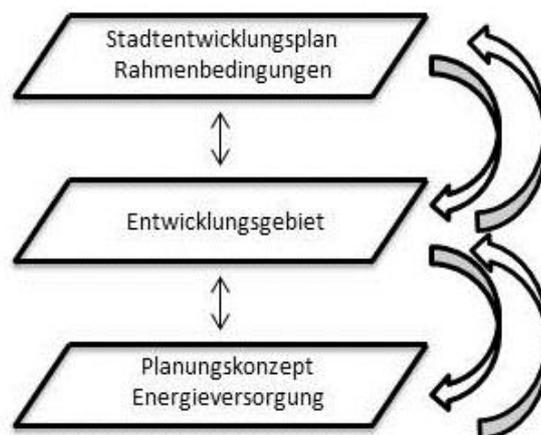


Abbildung 22 Zusammenhänge zwischen Vorgabe und Versorgung

Bei solch einem Zielnetz kann auch davon ausgegangen werden, dass Netzanpassungen auch bei weiteren Projekten langfristig nicht notwendig sein werden.

Um eine Vorstellung des Ausmaßes eines Stadtentwicklungsplans zu erlangen, soll in der folgenden Abbildung ein reales Beispiel dienen. Dabei wird der Entwicklungsplan der Stadt Wien samt angeforderter (benötigter) elektrischer Leistung je Projekt dargestellt.

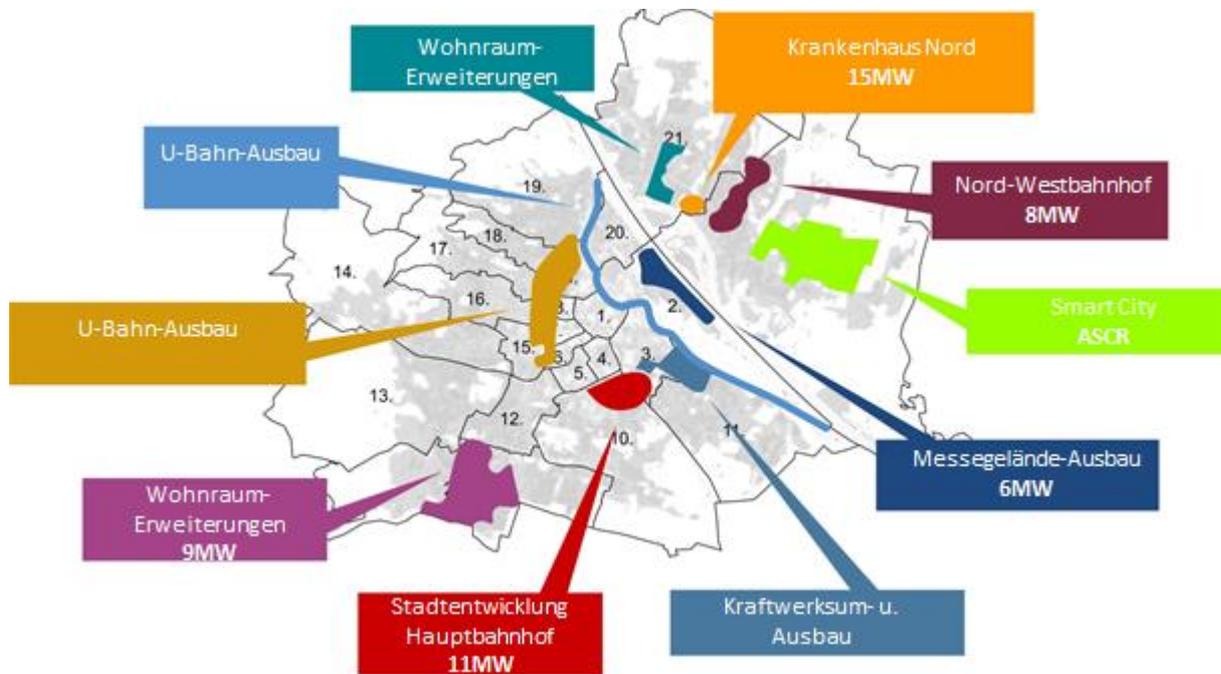


Abbildung 23 Stadtentwicklungsplan des urbanen Raums Wien

Wie der Darstellung zu entnehmen ist, sind in den kommenden Jahren zehn Stadtentwicklungsprojekte im Kern Wiens geplant. Darunter finden sich auch Smart City- und weitere innovative Projekte wieder. Diese smarten Stadtgebiete zeichnen sich größtenteils durch Ihre mehrfach vorhandene dezentrale Rückspeisung ins Netz aus und benötigen demnach auch ein Smart-Grid, welches die nun folgende Lastfluss-Richtungsänderung aufnehmen und sicher ins Mittelspannungsnetz weiterleiten kann. Für den Netzplaner gelten demnach keine konventionellen Planungsüberlegungen mehr.

Neben den Herausforderungen eines Smart-Girds ist bei den restlichen Projekten meist eine große Leistungsanfrage bereitzustellen. Dies sollte möglichst ohne einen investitionsreichen Umspannwerks-Neubau erfolgen.

Eine priorisierte Lang-, aber auch Kurzzeitplanung ist demnach unumgänglich und muss vor allen anderen Planungsschritten klar und definiert sein. Der Planungshorizont ist demnach entscheidend für die Realisierung eines optimierten Zielnetzes.

3.1.6 Geographische Gegebenheiten und Befundung über vorhandenes Netz

Um ein ausgewähltes Plangebiet bestmöglich zu optimieren, bedarf es Kenntnisse über geografische Gegebenheiten in diesem Gebiet. Die Notwendigkeit dieser Kenntnisse hilft bei der Lösung eines akuten Optimierungsproblems. Dabei handelt es sich um die Tatsache, dass ein Greenfield Planning nur in einem neu aufgeschlossenen Gebiet möglich ist, dieses jedoch im urbanen Raum kaum zu finden sein wird. Eine Befundung über das vorhandene Netz ist Grundvoraussetzung, um den Arbeitsaufwand der Systemoptimierung einschätzen zu können. Ist das zu untersuchende Netzgebiet definiert, werden die unterschiedlichen Lastprofile, Branchen und deren Verbraucherkategorie erörtert und beispielsweise farblich in einem Flächenwidmungsplan gekennzeichnet. Die folgende Abbildung zeigt eine mögliche Struktur eines solchen Plans.

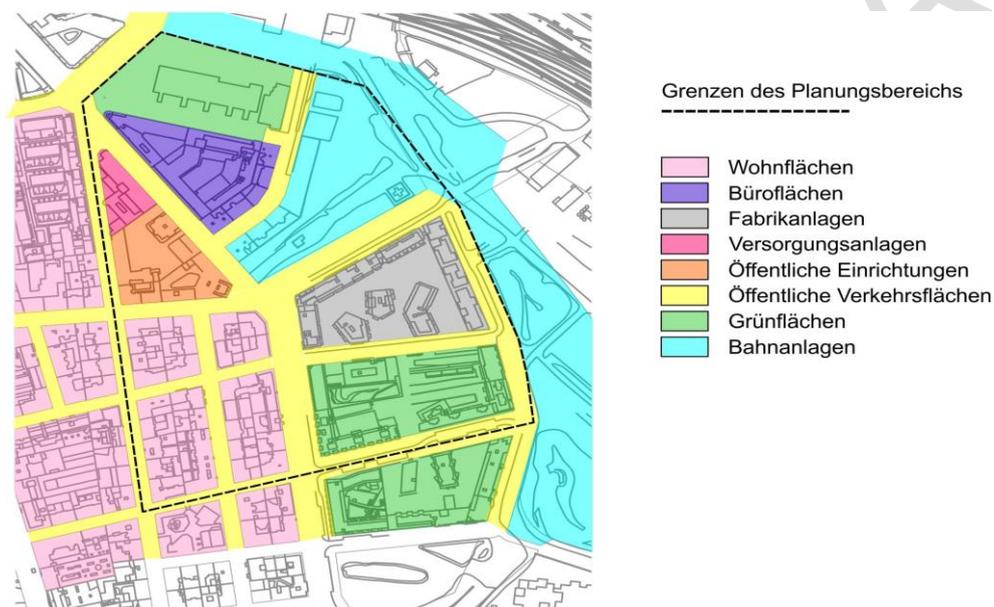


Abbildung 24 Gekennzeichnetes Planungsgebiet

Hat man die Einteilung und Zuordnung innerhalb der Planungsgrenzen definiert, kann vorweg schon ermittelt werden, auf welchen Routen eine Neulegung bzw. Ersetzung alter Leitungen ohne großen organisatorischen Aufwand möglich wäre. Für jede Aufgrabung auf öffentlichem Gut benötigt man diverse Zustimmungserklärungen der Eigentümer. Darunter fallen unter anderem Straßenverwaltung und Straßenbau, verkehrsrechtliche und elektrizitätsrechtliche Bewilligungen und möglicherweise die Zustimmung der Österreichischen Bundesbahn. Die Wahrscheinlichkeit von Haftungs- und Koordinationssperren ist somit gegeben und erschwert damit ein rasches Vorankommen in der Umsetzung. Der hohe organisatorische Aufwand ist daher mit ein Grund, bei jeder Systemoptimierung vorab zu eruieren, ob eine Schaltzustandsänderung ebenfalls zu einer Optimierung führen kann. Eine Kabellegung und Trassensuche, samt beschriebenem Aufwand, wäre somit hinfällig.

Sind die geografischen Gegebenheiten festgelegt, muss in weiterer Folge die Netztopologie sowie Leitungs- und Lastdaten erhoben werden. Minderquerschnitte, Unter- oder Überdimensionierungen, aber auch mögliche Engpässe werden so ersichtlich.

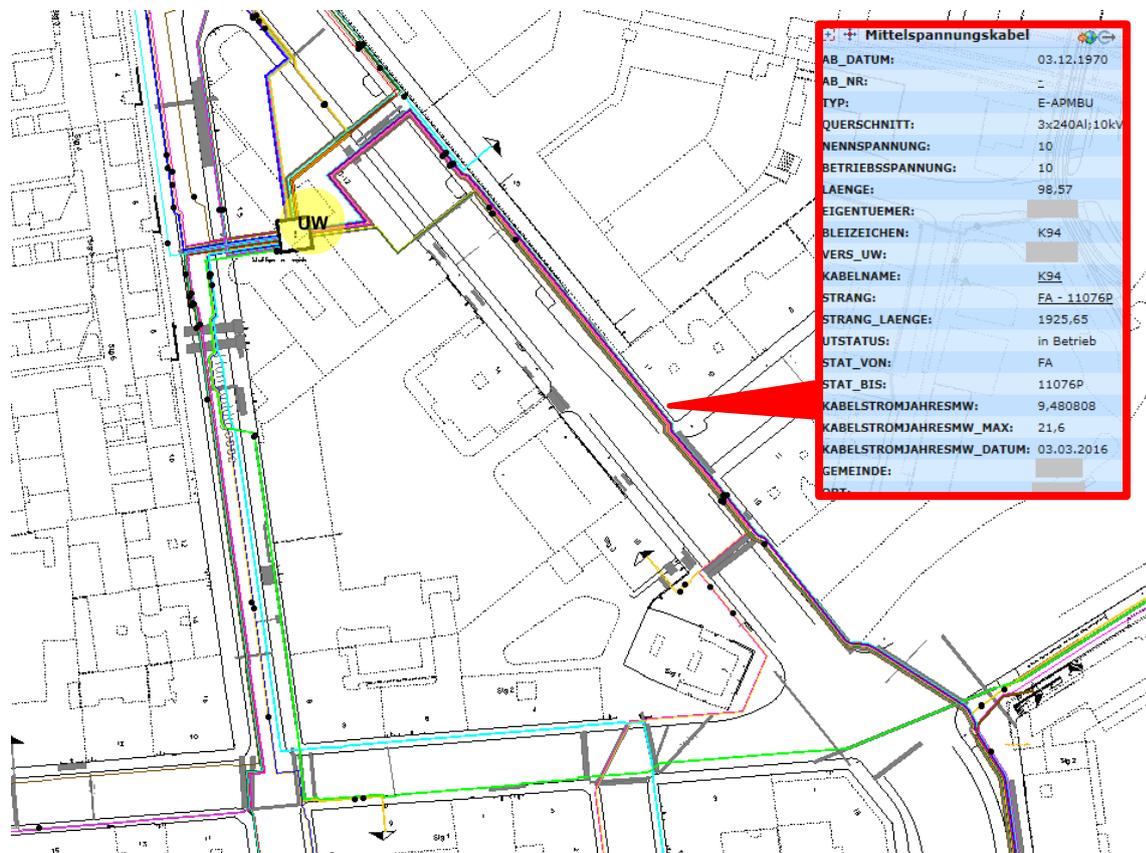


Abbildung 25 Erhebung aller MS-Abzweige eines Netzgebiets

Sind die Leitungstypen, sowie deren Querschnitt erhoben, muss in weiterer Folge die Altersstruktur des vorliegenden Netzes geklärt werden. In vielen Verteilnetzen liegen gealterte Leitungsnetze vor, deren Erneuerungsbedarf laufend ansteigt. Grund hierfür ist der hohe Verlegungsgrad und ein dementsprechender Investitionsberg in den 70er und 80er Jahren. Diese Tatsache birgt das Problem in sich, dass ein Großteil der verlegten Kabel ihren Alterszenit erreicht hat und somit die Ausfallwahrscheinlichkeit erhöht wird.

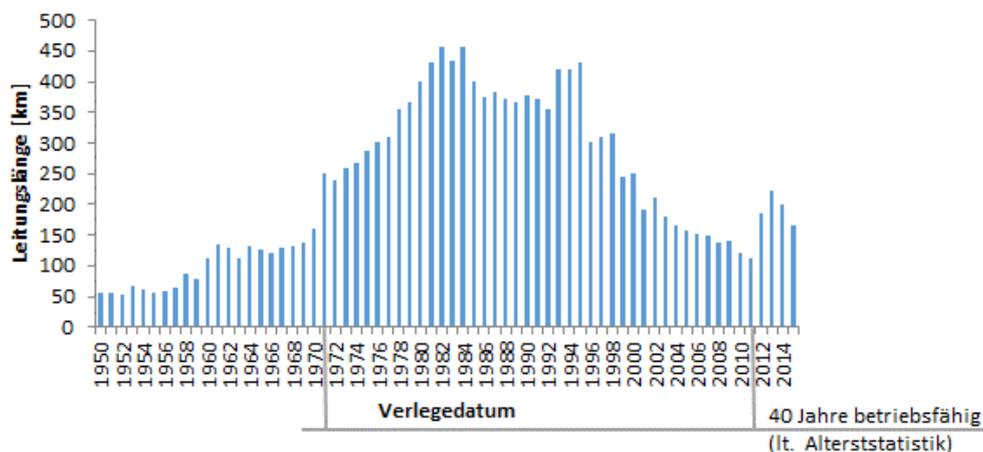


Abbildung 26 Schematische Darstellung des Kabel-Verlege-Investitionsbergs

Ebenfalls dem hohen Betriebsalter und einem erhöhten Störungsaufkommen geschuldet ist der Umstand, dass auf einigen Leitungsabzweigen im Schnitt pro 50 m eine Verbindungs- oder Übergangsmuffe zu finden ist. Im Unterschied zu Niederspannungsmuffen, weisen viele Mittelspannungsmuffen extreme Schwachstellen in Bezug auf Feuchtigkeit auf und stellen somit eine andauernde Störquelle im laufenden Leitungszug dar.

Abbildung 26 verdeutlicht den in vielen Verteilnetzen beschriebenen Investitionsberg, ohne Berücksichtigung des verlegten Kabeltyps. Während bis Ende der 90er Jahre in der Mittelspannung fast ausschließlich Ölkabel verlegt wurden, wird mittlerweile jeder Leitungsausfall genützt, um auf die technologisch vorteilhafteren Kunststoffkabel umzusteigen. Bei Neulegungen werden ebenfalls nur noch Kunststoffkabel verlegt.

Liegt eine genaue Befundung des aktuellen Netzzustandes vor, können im nächsten Schritt Überlegungen zum Zeithorizont der geplanten Optimierung angestellt werden.

ENTWURF VORAB

3.2 Zielnetzplanung

Bevor nun in die unterschiedlichen Umsetzungsmethoden durchgearbeitet und in weiterer Folge angewandt werden können, muss dem Planer die Tatsache klar sein, dass jegliche Netzadaptierung auch zu einer echten Verbesserung führen muss. Die Ausschöpfung des gesamten technologisch umsetzbaren Potentials zur Systemoptimierung soll daher schon in den ersten Planungsgedanken genauestens abgewogen werden. Die Gefahr der Überforderung für das Personal und die Betriebsmittel ist vor allem im Störfall gegeben und kann somit anstatt zu einer Verbesserung der Ausfallszeiten zu einer Störungserweiterung führen. Der Mehrwert einer zielführenden Verbesserung, sowie der Einsatz von neuen Technologien, muss vom Planer an strategisch wertvollen Punkten im laufenden Leitungszug und in weiterer Folge im gesamten Netz gefunden und festgelegt werden. Um dies zu gewährleisten, dienen unterschiedliche Planungswerkzeuge zur Optimierung und Automatisierung, sowie die Kriterien zwischen einer theoretischen Netzplanung und der operativen Umsetzung.

Die entwickelte Mittelspannungs-Zielnetzplanung kann in unterschiedlichsten Ausprägungen umgesetzt und in allen Spannungsebenen angewandt werden. In der Systemoptimierung liegt das Hauptaugenmerk auf Mittelspannungs-Teilbereichen unterschiedlichster Verteilnetzbetreiber. Dabei ist natürlich neben der geografischen Netzsituierung auch die Netzart (reines Kabelnetz oder Mischnetz aus Freileitungen und Kabel) von großer Bedeutung.

Zielnetze sind ein ideales Hilfsmittel, mit denen im finalen optimierten Netzzustand Investitions- und Wartungskosten langfristig gesenkt werden können.

In der Arbeitsmethode wird von einem bestehenden Ist-Netz ausgegangen und daraus mit festgelegten Planungskriterien und Aufgabenstellungen das Soll-Zielnetz definiert. Die Erreichung des Soll-Zielnetzes erfolgt immer durch mehrere voneinander unabhängige Maßnahmen. Grundsätzlich wird dabei jeder Mittelspannungsabzweig, sowie alle Querverbindungen des Ist-Netzes untersucht und durch gezielte Änderungen bzw. Anpassungen das Netz optimiert. Die Mittelspannungssystemoptimierung erlaubt dabei eine anlassbezogene Adaptierung des bestehenden Netzes in Richtung Zielnetz und kann bei unterschiedlichen Anlassfällen wie beispielsweise

- Beschädigungen,
- elektrische Fehler wie Spannungsdurchschläge (Muffenfehler) oder bei
- systematisch durchgeführten Teilentladungsmessungen festgestellte erhöhte Ausfallwahrscheinlichkeit

angewandt werden.

Die genauen Kriterien und Rahmenbedingungen zur Planung eines Netzes in Richtung Zielnetz folgen im Punkt 3.2.3 und werden dort anhand eines theoretischen Beispiels genauestens erläutert

Alle Ergebnisse der Zielnetzplanung erstrecken sich von der Reduktion der Mittelspannungsabzweige je Umspannwerk, über die Minimierung von Mittelspannungsmuffen, bis hin zur Verringerung des Vermaschungsgrades und somit zu einer vereinfachten optimierten Netzstruktur. Erreicht werden diese Ergebnisse durch unterschiedlichste Eingriffe in die Netztopologie. Ein möglicher und anschaulicher netztopologischer Eingriff ist beispielsweise die Auflassung eines 20-kV-Freileitungsbypasses. Vor allem in ländlichen Versorgungsgebieten kommt es sehr häufig vor, dass parallel zu einer Mittelspannungsfreileitung eine Kabelstrecke mit Standardquerschnitt verläuft. Obwohl für die Freileitung keine größeren Instandhaltungsmaßnahmen erforderlich sind, gibt es doch immer wieder notwendige Investitionen, sowie notwendige Unterhaltungsmaßnahmen wie beispielsweise die Begehung und Ausüstung entlang der Freileitungsstrecke. All diese Aufwendungen, können durch den Abbau der Freileitung vermieden werden. Voraussetzung für die Entfernung eines Freileitungsbypasses ist, dass die elektrische Leistung der Freileitung durch die parallel verlaufende Kabelstrecke aufgenommen werden kann. Handelt es sich bei der Kabelstrecke um eine Leitung mit Standardquerschnitt (20-kV-Mittelspannungskabel 3x1x150mm²), dann kann diese Leistung grundsätzlich ohne weitere Maßnahmen übernommen werden, vor allem aus der Tatsache heraus, dass in einem optimierten Netz, die jeweiligen Leitungen nur bis max. 70% betrieben werden, um im Störfall die Leistung der defekten Leitung übernehmen zu können. Die folgende Abbildung verdeutlichen beispielhaft den eben beschriebenen Optimierungseingriff.

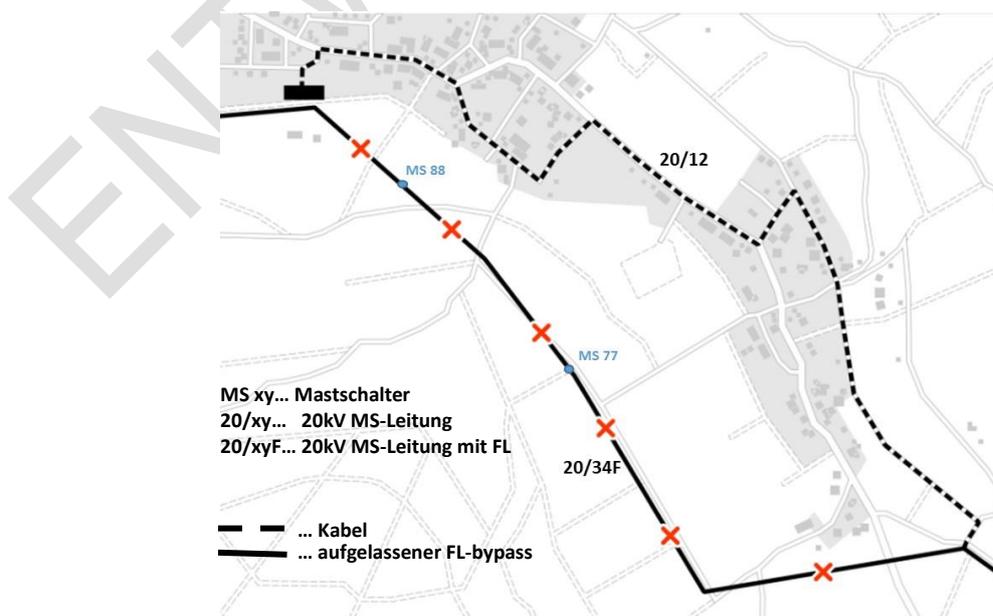


Abbildung 27 Netzoptimierung durch Auflassung eines Freileitungsbypasses

3.2.1 Automatisierung von Betriebsmitteln

Eine Automatisierung von Betriebsmitteln richtet sich bei der Systemoptimierung gezielt an die Fernsteuer- und Fernmeldebarkeit von Trafostationen und in weiterer Folge auch an Funktionserweiterungen unterschiedlicher Einrichtungen wie Überstromanzeiger und Geräte-Monitoring.

Soll ein Leitungszug durch die Adaptierung seiner Trafostationen auf Fernmelde- und Fernsteuerbarkeit einen sinnvollen Automatisierungsgrad erlangen, so sind vorab für den Planer folgende Fragestellungen zu beantworten:

- Wie groß soll die Anzahl der automatisierten Trafostationen sein und wie lassen sich strategisch wertvolle Punkte in Hinsicht auf die Fernsteuerung finden?
- Welches Übertragungsmedium eignet sich je nach geografischer Lage und wohin soll übertragen werden?
- Worin besteht der Unterschied zwischen dem urbanen und ländlichen Netz und wie ist die Vorgehensweise bei einem überwiegenden hohen Freileitungsanteil?

All diese Fragen lassen sich nicht pauschalisiert beantworten, jedoch ist es wichtig, eine strategische Planungsrichtung festzulegen und diese für jeden Leitungszug einzuhalten und gegeben falls zu adaptieren. Erst wenn all diese Überlegungen vorab eindeutig beantwortet und klar definiert sind, lassen sich planerisch strategische Überlegungen auch operativ umsetzen. Im Folgenden, werden nun alle drei Fragestellungen analysiert und hinsichtlich der unterschiedlichen Anforderungen verschiedener Versorgungsgebiete (urban oder ländlich, Kabel oder Freileitung) beantwortet.

Die Frage nach der Anzahl an automatisierten Trafostationen ist grundsätzlich situationselastisch zu beantworten und muss für jeden Mittelspannungsabzweig, aufgrund unterschiedlicher Gegebenheiten, einzeln bewertet werden. Hingegen können zur strategischen Ausrichtung in diesem Bereich ganz klare Aussagen getroffen werden.

Eine Mittelspannungsleitung darf unabhängig von ihrer Länge und der Anzahl an Trafostationen sowie Querzweigen nicht mehr als drei fernsteuer- und fernmeldebare Trafostationen aufweisen. Der Grund hierfür liegt einerseits im hohen Investitionsvolumen, welches bei flächendeckender Stationsadaptierung keine Wirtschaftlichkeit mehr zulassen würde und andererseits in der enormen Informationsflut an Meldungen, die im Falle einer Störung eintreffen und zur Fehlereingrenzung, sowie Behebung, verarbeitet werden müssen.

Die folgende Abbildung zeigt anhand eines einfachen Beispiels die strategischen Punkte einer Leitungs- und Stationsautomatisierung. Um eine annehmliche Grundlage vor Beginn jeglicher Überlegungen zu schaffen, ist es wichtig die Symbolik und Schaltzustandsarten zu verstehen. Die überwiegende Anzahl an Verteilnetzen (vor allem im urbanen- und suburbanen Raum) ist je nach Netzstruktur so aufgebaut, dass es mehrere Möglichkeiten einer Netzumschaltung und Lastverteilung gibt. Diese Umschaltmöglichkeit auf eine benachbarte Leitung wird als Kuppelstelle oder Kuppelkabel bezeichnet. Weiters ist davon auszugehen, dass alle Pläne tagesaktuell den momentanen Schaltzustand repräsentieren. Hierbei unterscheidet man zwischen einem normal- und einem abnormal-Schaltzustand. Die Legende in der Abbildung verweist nochmals auf diesen Zustand.

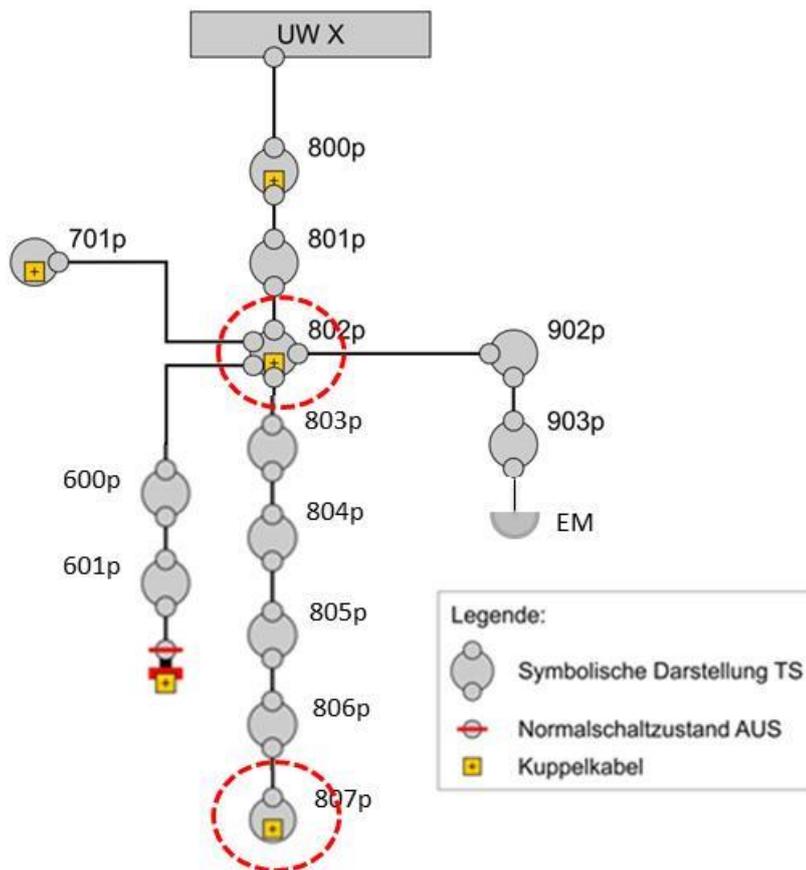


Abbildung 28 Strategische Festlegung von automatisierten Trafostationen

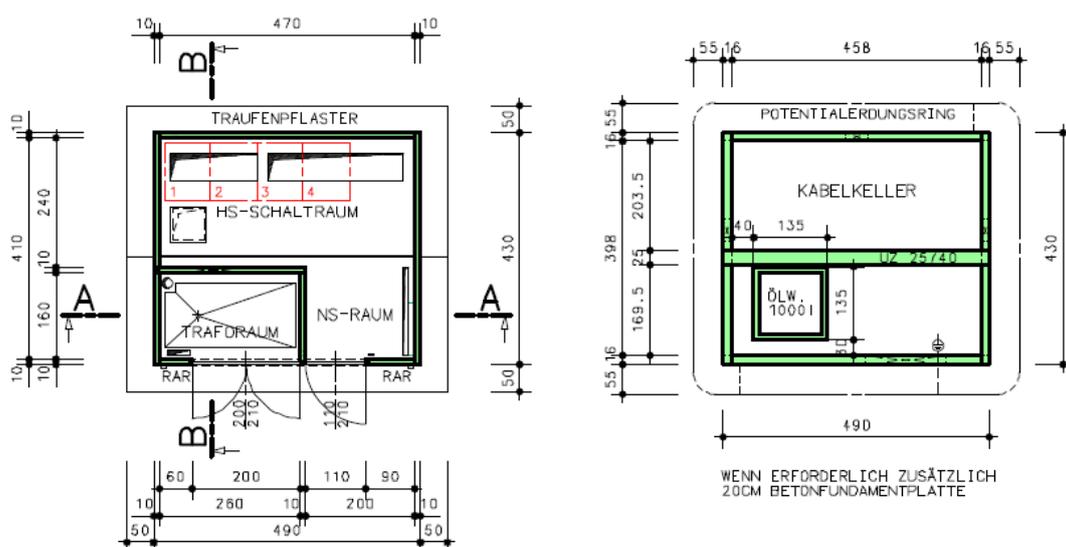
Die Auswahl der Trafostationen zur Netzautomatisierung muss so erfolgen, dass die in weiterer Folge automatisierten Stationen im operativen Betrieb eine einfache und optimierte Betriebsführung gewährleisten.

Ein Umbau der Station 802p hin zur Fernsteuer- und Fernmeldbarkeit ist demnach unerlässlich, da durch gezielte Meldungen, Fehler isoliert und gesunde Abzweige rasch wieder ans Netz geschaltet werden können. Nimmt man als Beispiel einen Kurzschluss am Kabel zwischen den Stationen 802p und 701p an, so erhält man die Meldung, dass in der Station 802p nur die Überstromanzeiger in Richtung der Station 701p einen Kurzschluss anzeigen. Alle anderen Abzweige sind daher "gesund".

Aufgrund dieser Meldung, wird der Kabellasttrenner zwischen der Station 802p und 701p ferngesteuert geöffnet und im Umspannwerk X der Leistungsschalter - welcher durch den Schutz ausgelöst wurde - geschlossen. Binnen kürzester Zeit ist die Versorgung der Kunden auf diesem Abzweig zu über 90% wiederhergestellt. Eine zweite Station sollte am Ende einer Leitung, mit der Möglichkeit zur Kupplung einer benachbarten Mittelspannungsleitung, gefunden werden. Somit ist sichergestellt, dass auch am gegenüberliegenden Ende der Leitung eine Wiederversorgung möglich ist. In diesem Falle wurde die Station 807p ausgewählt, jedoch hätte ebenfalls Station 701p herangezogen werden können.

Zur Vervollständigung sei noch gesagt, dass automatisierte Trafostationen in den meisten Fällen als SF₆-Stationen betrieben werden und zuvor dementsprechend umzubauen sind. Grundsätzlich ist der Platzbedarf einer SF₆-Station um einiges geringer, als jener einer gekapselten Station. Trotzdem muss ausreichend Platz vorhanden sein, da die zusätzlich benötigten Betriebsmittel (Übertragungseinrichtung, Datenkonzentratoren, etc.) unterzubringen sind. Jede adaptierte automatisierte Station, soll als sogenannte multifunktionale Trafostation betrieben werden.

In der Praxis hat sich gezeigt, dass bestimmte Stationsbauformen sich am besten und schnellsten für einen Umbau eignen. Vor allem die beiden Bauformen „K5F“ und „K3F“ sind aufgrund ihrer Anordnung der Kabelverläufe, sowie der Platzierung der Trafokojen optimal zur Adaptierung auf die Multifunktionalität. Vor allem, wenn der Umbau schnell erfolgen muss und man das bauliche Grundgerüst der Station nicht verändern möchte. Die abgebildeten Baupläne erläutern das eben beschriebene und zeigen die vorhandene Platzgröße solcher Stationen.



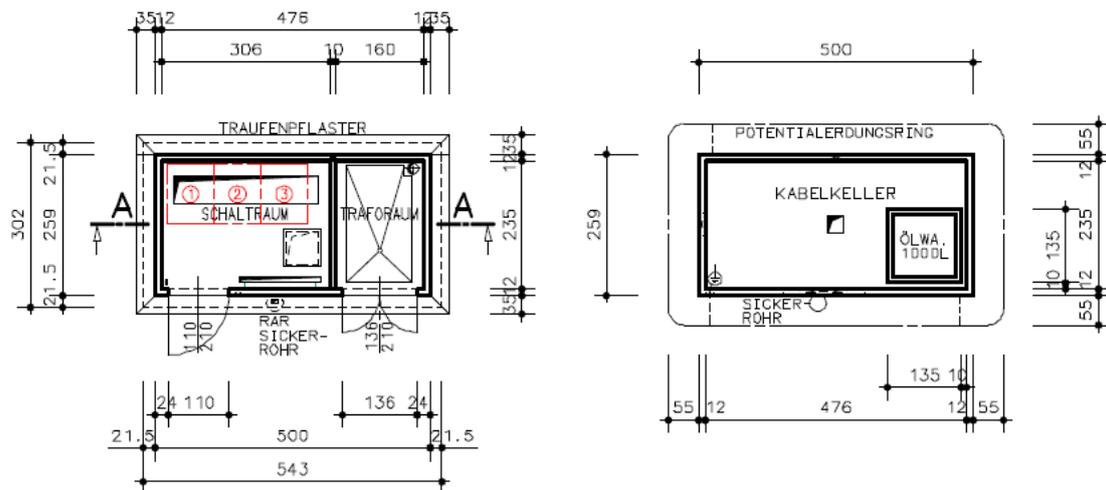


Abbildung 29 Die beiden möglichen Trafostationsbauarten zur einfachen Umsetzung der Automatisierung (oben: Bauform „K5F“, unten: Bauform „K3F“)

Mit der strategischen Festlegung der fernsteuerbaren Trafostationen und deren Umbau, ist jedoch nur der erste Schritt getan. Daher muss man sich in weiterer Folge der zweiten Fragestellung aus Punkt 1.2 in Hinblick auf die Kommunikation und somit dem zugehörigen Übertragungsmedium annehmen. Oberste Prämisse hat dabei die Bereitstellung eines IKT-Kernsystems zur Abdeckung folgender Bereiche:

- Fernsteuerbarkeit in intelligente bzw. multifunktionalen Trafostationen
- Messwerte von Niederspannungsssekundärwänden der Trafostationen
- Kommunikationsanbindung zwischen Umspannwerk und Trafostation
- Datenkonzentratoren von Smart Metering

Auch wenn Grundsätzlich nicht all diese Punkte unmittelbar für die Mittelspannungssystemoptimierung notwendig sind, macht es aufgrund von Kosten- und Ressourcengründen Sinn, eine gemeinsame Betrachtung zu vollziehen. Dadurch ist auch gewährleistet, dass nicht für jeden Anforderungsfall eine eigene IKT-Infrastruktur aufgebaut wird. Bei einem Grundkonzept und dessen Design ebenfalls nicht vernachlässigbar ist die Security, welche gewährleistet, dass die einzelnen Systeme entkoppelt voneinander kommunizieren können.

Vor dem Design und dem Aufbau eines IKT-Kernnetzwerks ist vorab die Klärung nach dem geeignetsten Übertragungsmedium unumgänglich. Dabei kann von drei bewährten Übertragungsmedien ausgegangen werden, wobei jedes dieser Medien auf unterschiedlichen Anwendungsbereichen Vor- als auch Nachteile bietet. Neben der von den Telekommunikationsunternehmen in diesem Aufgabenbereich bevorzugten Lichtwellenleiter-Technologie, besteht weiters die Möglichkeit der Übertragung durch Mobil- oder Richtfunk. Während einerseits die Vorteile einer LWL-Kommunikationsanbindung weitgehend bekannt sind, steht andererseits der große Nachteil gegenüber, dass die Telekommunikationsplanung

bei den meisten Verteilnetzbetreibern jahrelang zweitrangig behandelt wurde und demnach meist nur ein Bruchteil der Trafostationen mittels LWL-Anbindung ausgestattet ist. Erst in den letzten Jahren starteten die Verteilnetzbetreiber eine Telekommunikationsoffensive, welche bei Kabellegungen jeglicher Art und Spannungsebene, zwingend eine LWL-Legung oder Leerverrohrung vorsieht. Für das europaweite Thema Automatisierung, kommt diese Offensive - zumindest für eine flächendeckende Umsetzung- zu spät. Lediglich auf einzelne Stadtsektoren oder Versorgungsbereiche kann auf die LWL-Technik als Kommunikationslösung zurückgegriffen werden.

Der Richtfunk bietet demnach eine Alternative, ist jedoch in seiner Übertragungsqualität sehr stark abhängig von der jeweiligen geografischen Lage. Dies könnte vor allem im ländlichen Bereich immer wieder zu Ausfällen, Unterbrechungen oder Fehlmeldungen führen.

Aber auch im urbanen Raum, wo Trafostationen meist im Keller unterschiedlichster Mehrparteienhäusern situiert sind, ist der Richtfunk keine zuverlässige Technologie.

Eine echte Alternative zu LWL stellt der Mobilfunk dar. Nicht nur weil diese Technologie auf einen flächendeckenden Ausbau zurückgreifen kann, sondern vor allem aus jenem Grund, da die überlappende Mobilfunk-Versorgungssicherheit und das zugehörige Batterie Backup auch bei einer konventionellen Stromversorgungsunterbrechung funktionieren.

Zusammenfassend in Hinblick auf die Vorgehensweise und die damit verbundene Auswahl des Übertragungsmediums lässt sich sagen, dass LWL als Übertragungsmedium überall dort eingesetzt werden soll, wo es bereits einen flächendeckenden Ausbau gibt.

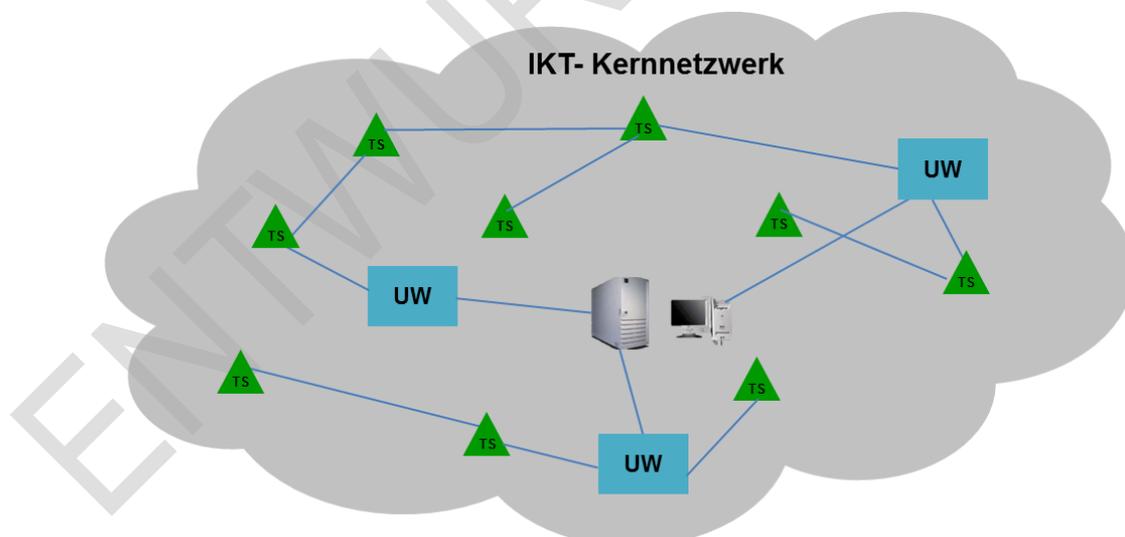


Abbildung 30 Umsetzung eines IKT-Kernsystems auf LWL Basis

Die Abbildung zeigt diese idealisierte Form eines LWL Netzwerks, in dem alle Trafostationen miteinander verbunden sind, sowie die Anbindung ans jeweilige Umspannwerk gegeben ist und der Informationsfluss an die Leitstelle (z.B. Lastverteiler oder Mittelspannungswarte) gesichert übertragen wird.

Da der LWL-Ausbaugrad bei den meisten Verteilnetzgebieten recht gering sein wird und die Trafostationen auch mittelfristig nicht flächendeckend mit LWL erreichbar sein werden, muss auf die beste Alternative, welche demnach die Kombination zwischen LWL und Mobilfunk darstellt, zurückgegriffen werden.

Die sauberste Lösung bei der Kombination zwischen LWL- und Mobilfunk-Technologie ist der Aufbau eines vermaschten (passiven) LWL-Netzes, in dem die Umspannwerke mit einer Leitzentrale (z.B. Lastverteiler beim Verteilnetzbetreiber) georedundant vernetzt sind.

Dabei sind in der Leitzentrale, in den Umspannwerken und Trafostationen, aktive Netzwerkkomponenten aufgebaut, damit ein aktives Netzwerk implementiert werden kann. Über dieses Netzwerk werden die benötigten Kommunikationsverbindungen bereitgestellt.

All jene Trafostationen, die nicht mittels LWL erreicht werden können, werden entweder über einen bereits vorhandenen Festnetzanschluss, oder über eine Mobilfunkeinrichtung in das IKT-Netzwerk eingebunden.

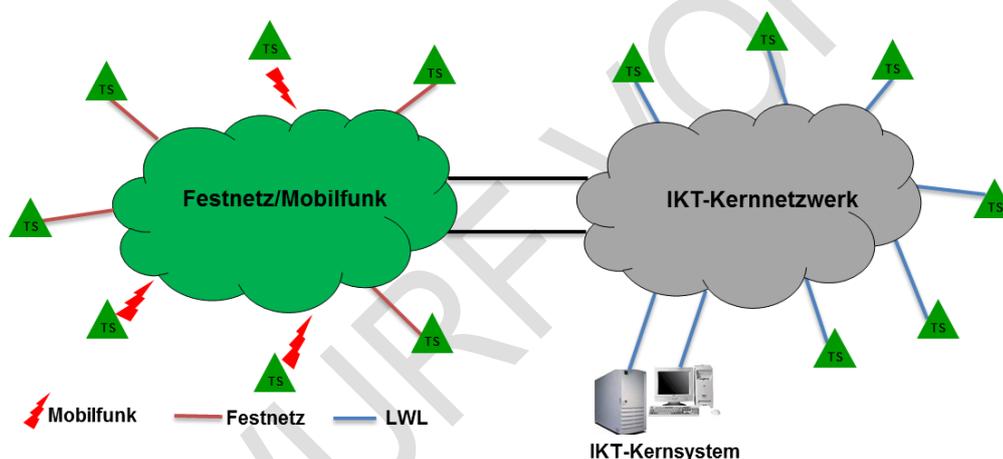


Abbildung 31 Einbindung des Festnetzes und Mobilfunks und das IKT Netzwerk

In Hinsicht auf eine schnelle Automatisierungsumsetzung ist das eine durchaus machbare und funktionierende Lösung.

Bei dieser sauberen Alternativlösung sind ebenfalls Randbedingungen wie die weitere Verfügbarkeit nach Stromausfall, eine Verträglichkeit mit automatisierten Betriebsmitteln und die Einbindung für Smart Meter gewährleistet. Die folgende Tabelle verdeutlicht dies nochmals:

	IKT-Kernnetzwerk über LWL	MPLS Festnetz	MPLS Mobilfunk	LTE450 Funknetz
Verfügbarkeit bei lokalem Stromausfall	6h	24h	6h	6h
Verfügbarkeit in unterschiedlichsten Versorgungsgebieten	✓	✓	✓	✓
Für Automatisierung geeignet	✓	✓	✓	✓
Für Smart Meter geeignet (Anbindung an Datenkonzentratoren)	✓	✓	✓	✓

Tabelle 5 Alternativprüfung zum LWL Übertragungsmedium

In den unterschiedlichen Betrachtungsbereichen sollte vor dem Aufbau des IKT-Kernnetzwerks noch eine Kostenschätzung für die kommenden 10 Jahre durchgeführt werden, in der einerseits die Variante des kombinierten LWL- und Funknetzes abgebildet ist und andererseits der jährliche Zuwachs an Trafostationen (je nach geografischer Lage) berücksichtigt wird.

Die dritte Fragestellung aus Punkt 1.2 und somit der Unterschied zwischen einem urbanen- und einem ländlichen Netz, ergibt sich schon aufgrund des hohen Freileitungsgrades. Was bedeutet dies jedoch für die Netzadaptierung in Hinsicht auf Automatisierung?

Bei einem Netzabschnitt mit einem hohen Freileitungsanteil, ist es meist schwierig eine geeignete Trafostation zu finden, da auch die Dichte an Stationen nicht vorhanden ist. In dieser Situation ist es zielführend auf andere, ebenfalls automatisierte elektrische Betriebsmittel, zu erweitern. Hierfür bieten sich Überstromanzeiger auf Freileitungen an, welche zwar heute schon bei den meisten Verteilnetzen eingesetzt werden, jedoch beginnen diese im Falle eines Kurzschlusses, nur vor Ort zu blinken. Die Erweiterung auf eine Fernmeldung erwirkt in diesen Situationen eine enorme Zeitersparnis bei der Behebung von Leitungsfehlern.

Die folgende schematische Darstellung erläutert die Funktionsweise eines ferngesteuerten Überstromanzeigers.



Abbildung 32 Fernmeldebare Überstromanzeiger auf Mittelspannungsfreileitungen

Auch hier muss vom Netzplaner das Gleichgewicht zwischen strategischen Mehrwert und der Reizüberflutung durch zu viele Meldungen gefunden werden. Das bedeutet, dass nicht jeder Freileitungsabschnitt, oder bereits im Leitungszug vorhandener Überstromanzeiger dementsprechend adaptierten werden soll.

3.2.2 Art der Sternpunktsbehandlung

Die Sternpunktsbehandlung nimmt in der Energietechnik aber auch in weitere Folge für die Systemoptimierung eine explizit hervortretende Rolle ein, da sie im fehlerfreien Fall auf die Übertragung der elektrischen Energie wenig Einfluss hat, jedoch in Bezug auf die Störanfälligkeit eines Netzes und die Anzahl der störungsbedingten Abschaltungen, eine umso größere Bedeutung.

Der häufigste Fehler in Verteilnetzen ist der einpolige Erdfehler (Erd- bzw. Erdkurzschluss). Diese Netzstörungen beginnen einpolig als Durchschlag der Isolation eines Außenleiters gegen Erde. Ein Großteil davon sind vorübergehende Fehler (Erdschlusswischer), jedoch aus dem Anteil die nichtvorübergehenden Fehler, entwickeln sich durch fortschreitende Zerstörung der Isolation häufig zwei- und dreipolige Fehler. Die Verteilnetzbetreiber Europas und daher auch Österreichs haben sich größtenteils für den Betrieb eines „gelöschten“ Netzes in der Mittelspannungsebene entschieden.

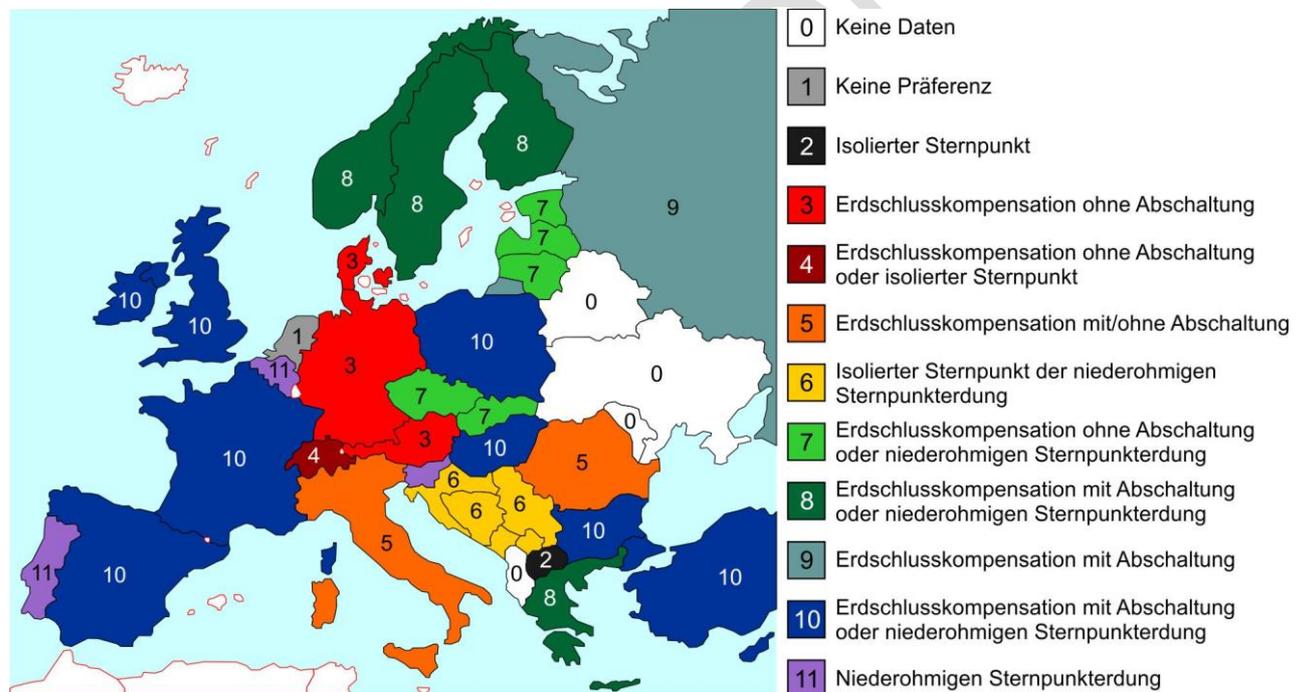


Abbildung 33 Sternpunktsbehandlung und Fehlerortung in Europa

Dahinter steckt der Grundgedanke, dass das Netz im Erdschlussfalle weiter betrieben werden kann, und der verbleibende Wattreststrom, welcher sich durch die Überlagerung des kapazitiven Fehlerstroms mit dem induktiven Strom der Petersen-Spule ergibt, einen in der Norm festgelegten Wert (bei 10- und 20kV \rightarrow 60A) nicht überschreitet.

Da die Netzversorgung trotz Fehler aufrecht bleibt, gibt es keine Versorgungsunterbrechungen und daher auch keine zeitliche Anhebung der Zuverlässigkeitskennzahlen. Die Kunden der Mittelspannungs- aber natürlich auch der Niederspannungsebene merken in diesem Fall einer Störung nichts.

Die nachstehend angeführten Planungswerte im Zusammenhang mit der Auslegung der Erdungsanlagen garantieren im Erdschlussfall, dass die Berührungsspannungsgrenzen in jedem Punkt des Versorgungsabschnitts eingehalten werden und demnach unbedenklich sind.

Die folgende Abbildung verdeutlicht die in der Norm festgelegte Löschgrenze für ein gelöschtes Netz.

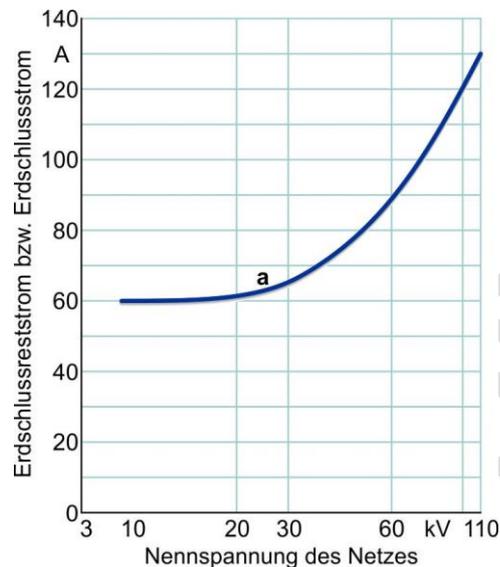


Abbildung 34 Löschgrenze für der Fall der induktiven Sternpunktbehandlung

Nun behindert jedoch ein wesentlicher Einflussfaktor die eben beschriebenen Vorteile dieser Sternpunktbehandlung, nämlich die Altersstruktur des Netzes. Sind die betriebführenden Kabel in die Jahre gekommen, ist die Gefahr eines Folgefehlers allgegenwärtig und sollte somit vom Netzbetreiber verhindert werden.

Tritt nun ein Erdschluss an einem Kabel im gelöschten Netz auf, kommt es auf den gesunden Phasen zur Spannungsanhebung um den Verkettungsfaktor $\sqrt{3}$. Diese Mehrbelastung wird an einem altersbedingt schwachen Kabel in aller Voraussicht nach sehr rasch zu einem Folgefehler führen und somit zu einem Doppelerdschluss. Dementsprechend muss eine Mehrbelastung jederzeit ausgeschlossen sein.

Um diesem Doppelerdschluss bzw. Kurzschluss und der damit verbundenen automatischen Abschaltung entgegen zu wirken, wird das betroffene Kabel beim Auftreten eines Erdschlusses sofort händisch ausgeschaltet. Aufgrund dieser Abschaltung beraubt man sich jedoch bewusst dem Sinn und Zweck eines gelöschten Netzes, da einerseits der Vorteil einer Weiterversorgung wegfällt und andererseits die Kunden aufgrund der Erdschlusseingrenzungssuche und der damit verbundenen kurzen Netz-Zuschaltung und sofortiger Wiederabschaltung, gestört werden.

Diese Tatsache unterstreicht einen weiteren Grund für eine Systemoptimierung in der Mittelspannung, denn die Anschaffungskosten, aber auch die laufenden Instandhaltungskosten dieser Sternpunktart sind wertlos, wenn deren Vorteile nicht ausgespielt werden können.

Es stellt sich daher sehr rasch die Frage, ob ein flächendeckender oder aber zumindest ein punktueller Umstieg auf eine alternative Sternpunktbehandlung zur Netzoptimierung beiträgt und somit zielführend sein kann.

Eine mögliche Optimierungsart ist eine Sternpunktumstellung in Richtung niederohmige Sternpunktbehandlung. Vor allem in Kombination mit automatisierten Betriebsmitteln macht diese Art der Sternpunktbehandlung Sinn, da jeder einphasige Erdschluss als Kurschluss wirkt und somit durch die Schutzeinrichtung im Umspannwerk (LS → „Aus durch Schutz“) sofort abgeschaltet wird.

Messungen und Analysen in älteren Mittelspannungsnetzen haben zudem gezeigt, dass eine Abnahme der Widerstandskraft gegenüber Dauer und Höhe der Verlagerungsspannung sehr realistisch ist und demnach eine Umstellung in Richtung niederohmiger Sternpunktbehandlung Sinn macht.

Die folgende Abbildung zeigt schematisch die allgemeinen Unterschiede, sowie den Verlauf der Fehlerströme im Erdschlussfall:

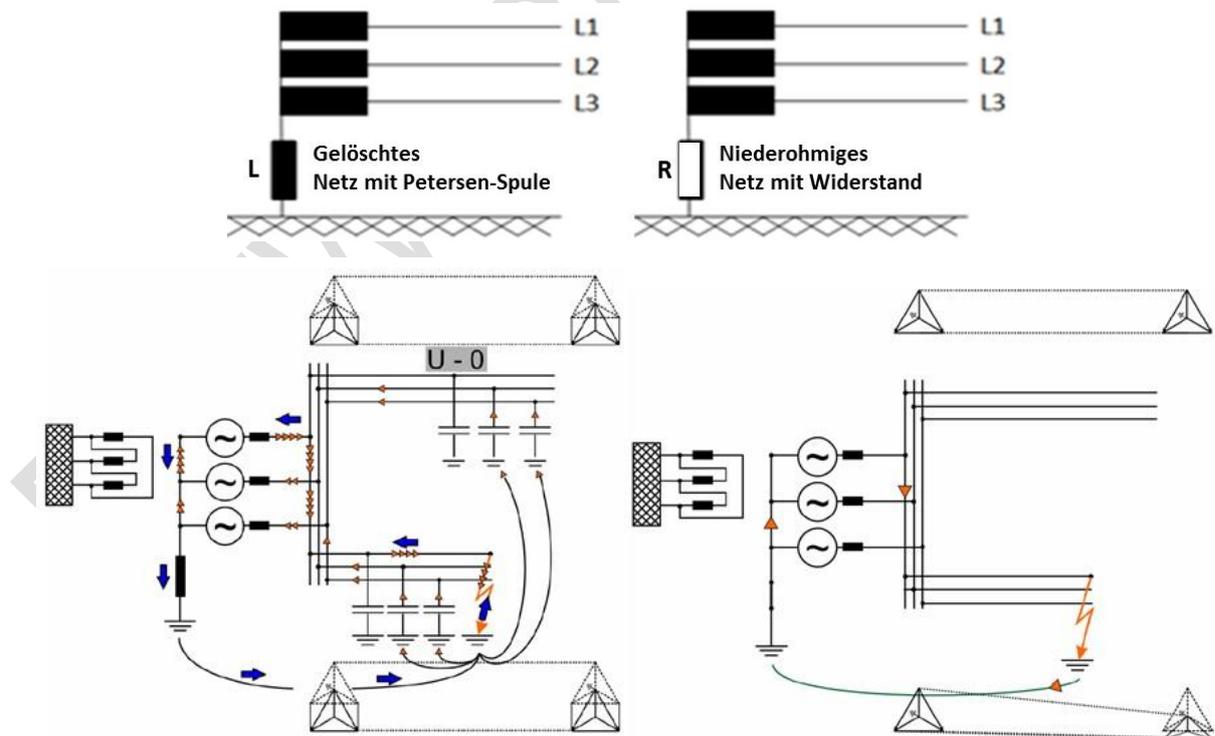


Abbildung 35 Unterschiedliche Eigenschaften der beiden Sternpunktbehandlungsarten⁸

⁸ Quelle: Grundlegende Untersuchungen zur mittelohmig-induktiven Sternpunktbehandlung, DA TU-Graz 2004

Bei einer Sternpunktumstellung, ist anstatt der Petersen-Spule mindestens ein Sternpunkt des Regelumspanners über eine Impedanz geerdet. Die Impedanz ist demnach so zu dimensionieren, dass ein Erdschluss an irgendeiner Stelle des versorgenden Netzes aufgrund seiner Stromhöhe zu einer automatischen Abschaltung führt.

Durch die automatisierten Betriebsmittel wird somit jeder Kurz- und Erdschluss ferngemeldet, unabhängig ob es sich um ein Kabel- oder Freileitungsnetz handelt. Die bei einem gelöschten Netz notwendigen Suchschaltungen, um den Erdschlussfehler einzugrenzen, sind somit nicht mehr notwendig und ersparen bei der Störungsbehebung einen erheblichen Zeitaufwand.

Voraussetzung für eine Umstellung ist neben einer gründlichen Netzplanung eine vorab praktische Erprobung, sowie ein Nachweis über die Einhaltung der Berührungsspannungsgrenzen. Sind diese Voraussetzungen geschaffen, kann eine Anlagenänderung über die Behörde eingereicht werden. Kommt es in weiterer Folge tatsächlich zu einer Änderung, sind folgende technische und organisatorische Maßnahmen zu setzen:

- Sternpunkte an den Regelumspannern müssen über Strombegrenzungswiderstände geerdet werden
- Kurzschlussanzeiger in den jeweiligen Trafostationen sind an allen 3 Phasen notwendig
- Dokumentation und Informationsschreiben sollten an die Kunden versendet werden
- Betriebspersonal ist auszubilden
- Dienst- und Arbeitsanweisungen sind für die Betriebsführung und Störungsbehebung auszuarbeiten

In Bezug auf die Möglichkeit der Optimierung bzw. Adaptierung lässt sich zusammenfassend sagen, dass die Art der Sternpunktsbehandlung durch die positiven Rahmenbedingungen wie automatisierte Betriebsmittel, Verkabelungsgrad und Versorgungssicherheit auf jeden Fall zu überdenken ist und hierbei womöglich neue Wege zu beschreiten sind.

Auch die Wirtschaftlichkeit in Bezug auf Investition, Betrieb und Instandhaltung spielt bei den beiden Arten der Sternpunktsbehandlung eine wesentliche Rolle.

	Investition	Instandhaltung	Unterbrechungszeiten	Störungsbehebung
Petersen-Spule	hoch	mittel	gering	mittel (jedoch selten)
Widerstand	gering	gering	mittel	gering (jedoch selten)

3.2.3 Kriterien und Rahmenbedingungen der Zielnetzplanung

Grundsätzliche Vorgabe zur Erreichung des Zielnetzes ist, die Mittelspannungsabzweige eines untersuchten Umspannwerks zu reduzieren und dabei nicht nur die Lastaufteilung der Kabel auszugleichen, sondern auch den Schaltzustand zu verbessern. Das alles geschieht im ersten Schritt ohne Berücksichtigung der momentanen Kabelverlauf-Ist-Situation, um das theoretische Planungspotential nicht schon zu Beginn zu begrenzen. Die empirisch entwickelten Kriterien und Rahmenbedingungen dieser Dissertation teilen sich demnach wie folgt auf:

- Innerhalb eines Radius von 300 m Luftlinie sollte die erste Trafostation liegen und im Leitungszug eingebunden sein. Diese Rahmenbedingung steht für das wesentliche Hauptkriterium jeder Systemoptimierung durch eine Zielnetzplanung und begründet sich mit der Tatsache, dass im Regelfall die erste Leitungsstrecke zwischen Umspannwerk und Trafostation, die am meist belastete Leitungsverbindung im gesamten Leitungsverlauf ist. Natürlich gibt es auch Leitungsabgänge, bei denen die Leitungsaufteilung -in unterschiedlich Leitungsäste- erst bei der zweiten oder dritten Trafostation liegt. In solchen Fällen, ist klarerweise die zweite bzw. dritte Leitungsstrecke zwischen den Trafostationen genauso belastet wie die erste Leitungsstrecke. Die Begründung und Forderung dieses Hauptkriteriums liegt in der Tatsache, dass Mittelspannungsverbindungsmuffen aufgrund ihrer Störanfälligkeit die Schwachstellen in jedem Mittelspannungsnetz darstellen und demnach vermieden werden sollen. Da eine Standard-Mittelspannungs-Kabeltrommel eine Länge von 500 m aufweist, ergibt sich die Vorgabe des 300 m Luftradius. Dadurch ist sichergestellt, dass die erste Kabelstrecke „muffenfrei“ ist. Da nach den verbrauchten 500 m unweigerlich eine Verbindungsmuffe eingesetzt werden müsste, kann sich diese Forderung nur auf die Einbindung der ersten Trafostation beziehen. Es werden somit all jene Fälle vernachlässigt, bei denen die Leitungsaufteilung in unterschiedliche Leitungsäste, erst bei der zweiten, oder dritten Trafostation erfolgt. Die Tatsache, dass die erste Leitungsstrecke die höchste Belastung aufweist, begründet sich damit, dass – wie in Punkt 3.2.2 beschrieben – die meisten europäischen Verteilnetze, einen Erdschluss mittels einer induktiven Sternpunktsbehandlung kompensieren. Das sogenannte gelöschte Netz hat den großen Vorteil einer anhaltenden Energieversorgung trotz eines Erdschlusses, jedoch auch den Nachteil, dass die elektrische Spannung in den gesunden Netzphasen um den Verkettungsfaktor $\sqrt{3}$ ansteigt. Bei einem in die Jahre gekommenen Mittelspannungsnetz, kann diese Spannungsanhebung zu einem Folgefehler führen und somit zu einem Doppelerdschluss.

Um dieser Gefahr entgegenzuwirken gibt es einerseits die Möglichkeit die Sternpunktbehandlung in eine niederohmige Sternpunktterdung (NOSPE) zu adaptieren und zugleich das Netz sukzessive zu erneuern, und andererseits die vorerst belassene Sternpunktbehandlung, bei Eintreten eines Erdschlusses, händisch abzuschalten. Bedienen sich die Netzbetreiber der Möglichkeit einer händischen Abschaltung, müssen zur Fehlereingrenzung sogenannte „Suchschaltungen“ durchgeführt werden. Dies ist notwendig, da bei einem Erdschluss aufgrund des geringen Fehlerstroms, die Überstromanzeiger in den Trafostationen nicht aktiviert werden. Diese Kurzschluss- oder Überstromanzeiger werden erst ab einer Stromstärke von 1000 A aktiv. Die Methodik der „Suchschaltung“ beinhaltet dabei das Zu- und Wegschalten von Kabelabzweigen. Dadurch wird überprüft, ob der Leitungsabzweig erdschlussfrei ist, oder nicht. Durch diese Schaltungen kann der Fehler immer weiter eingegrenzt werden.

Das durch die Fehlersuche unvermeidbare Einschalten eines eventuell fehlerbehafteten Kabels, belastet das Netz laufend mit der um den Verkettungsfaktor höheren Spannung. Aufgrund dieser Tatsache muss die Umspannwerksanspeisung (Leitungsverbindung zwischen Umspannwerk und erster Trafostation) möglichst frei von jeglichen Schwachstellen wie beispielsweise Verbindungsmuffen, aber auch Querschnittsminderungen und überdimensionalen Leitungslängen sein. In dem eben beschriebenen liegt nochmals die detaillierte Begründung nach der Forderung der Einhaltung des 300 m Luftradius.

- Die Netzstruktur im urbanen-, aber auch suburbanen- und ländlichen Mittelspannungsnetz ist in den meisten Fällen eine offene Ringnetzstruktur. Diese Struktur hat den Vorteil einer (n-1)-Sicherheit und eignet sich daher bestens für diverse Umschaltungen zur Wiederversorgung nach Störereignissen, jedoch hat sie auch den Nachteil, dass die einzelnen Mittelspannungsleitungen nur mit ca. 65% betrieben und belastet werden dürfen, damit sie im Umschaltfall die Last des Kuppelkabels übernehmen können (siehe Kabelbelastungen Punkt 3.1.3). Um nun eine gleichmäßige Auslastung der Mittelspannungskabel zu erzielen, ist die Vorgabe eines Richtwerts mit der Anzahl an Trafostationen pro Leitungszug notwendig.

Wie aus Punkt 3.1.3 ersichtlich, sind die Mittelspannungskabel (unabhängig des Isolationsmaterials) im Normalbetrieb mit 60% belastet und bleiben im Störungsbetrieb trotz einer 20%igen Überlastung funktionsfähig.

Geht man im urbanen- und suburbanen Raum nun davon aus, dass die Standard-Netzumspanneranlage einen Nennscheinleistung von 630 kVA aufweist, jedoch aufgrund der hohen Dichte an Stationen nur mit bis zu 50% belastet sind, so ergibt sich folgende Situation:

Für Mittelspannungskabel mit einer Nennlast von 300 A gilt eine 60 %ige Auslastung, d.h. 150 A, was einer Leistung von 2,6 MW entspricht. Wenn ein 630 kVA Trafo im Schnitt mit 50 % belastet wird, so können 8 Trafostationen (2,5 MW) unter Einhaltung der 60 % Vorgabe versorgt werden. An dieser Stelle muss jedoch zwingend erwähnt werden, dass im urbanen und suburbanen Raum einen Trafo-Nennscheinleistung von 630 kVA zwar Standard ist, jedoch punktuell auch Trafostationen mit 400 kVA situiert sind. Aufgrund dieses Sachverhalts ist eine Anzahl von ca. 10 Trafostationen pro Mittelspannungsabzweig anzustreben. Die praktischen Untersuchungen von nicht optimierten Netzgebieten (siehe Punkt 0) wird zeigen, dass die Anzahl der Mittelspannungsabzweige in den unterschiedlichsten Umspannwerken nicht nur zu groß, sondern auch nicht richtig ausgelastet ist.

Somit entsteht einerseits ein Engpass an freien Abgangsfeldern und andererseits ein Ungleichgewicht der Lastverteilung. Dieser Zustand wird mit der Vorgabe von Trafostationsanzahlen bereinigt.

- Aufgrund der Vorgabe, dass im 10 kV Mittelspannungsnetz und somit im urbanen und suburbanen Raum ca. 10 Trafostationen je Mittelspannungsabzweig einzubinden sind, macht es durchaus Sinn, bei jeder möglichen 5. Trafostation eine Kuppelstelle zu einem benachbarten bzw. nächstliegenden Mittelspannungsleitung zu errichten. Durch diese Umsetzung bietet sich die Möglichkeit einer höheren Flexibilität und somit einer raschen Änderung in der Betriebsführung. Vor allem bei Störungsbehebungen und dem Fokus einer raschen Versorgungswiderherstellung macht diese Flexibilität durchaus Sinn.
- Direktleitungen zu "großen" Abnehmern mit einem hohen Energiebedarf bleiben unverändert und werden in die Überlegungen der Zielnetzplanung nicht miteingeschlossen. Krankenhäuser, Flughäfen, große Industrieparks haben meist einen Leistungsbedarf jenseits der 20 MW. Aufgrund dieser Tatsache werden sie im Regelfall mindestens mit zwei Mittelspannungskabeln versorgt. Weitere Verbraucher können somit gar nicht in diese Leitungsverbindung integriert werden.
- Das Ziel einer Systemoptimierung durch die Zielnetzplanung muss immer die Reduzierung der Mittelspannungsmuffen und Verteilleitungslängen bleiben. Aus diesem Grund macht es durchaus Sinn, Leitungsabschnitte, welche aufgrund Ihrer Altersstruktur und zugleich einer hohen Anzahl an Muffen gekennzeichnet sind, zu deaktivieren und durch neuen Leitungsverbindungen zu ersetzen.

- Die Anhebung des Netz-Automatisierungsgrad durch die Errichtung von intelligenten Trafostationen mittels fernsteuer- und fernmeldebarer Stationen dienen zugleich der Reduzierung aller Zuverlässigkeitszahlen wie bspw. ASIDI und SADI. An dieser Stelle sei nochmals erwähnt, dass für den Netzbetreiber der ASIDI-Wert und die damit verbundene Aussage über die ausgefallene Transformator-Scheinleistung mehr Erkenntnisse bringt, als der SAIDI-Wert mit der dargestellten Anzahl an nicht versorgter Kunden. Die Begründung liegt darin, dass eine Netzoptimierung aufgrund eines erhöhten Störaufkommens meist durch gezielte Adaptierungsschritte bzw. einer Verminderung der jeweiligen Netzbelastung geschieht. Dabei ist es gut zu wissen, ob ein Leitungsabzweig mit erhöhter Belastung öfter ausgefallen ist, oder nicht. Ist die Optimierung durchgeführt, erwartet sich der Netzbetreiber ein Sinken des ASIDI-Wertes. Tritt dieser zu erwartende Fall ein, so sinkt zwangsläufig auch der SAIDI-Wert.
- Die Belastbarkeit der Kabel sind entsprechend der Bauform zu berücksichtigen.

Aufgrund dieser Kriterien und Rahmenbedingungen, sowie den dadurch erreichten Optimierungen müssen all diese Punkte als Szenariengrundlage dienen und demnach je nach geografischer- und technischer Gegebenheit umgesetzt werden. Wichtig ist an dieser Stelle anzumerken, dass nicht zwingend alle Punkte 1:1 so umgesetzt werden müssen. Ein historisch gewachsenes Netz, welches durch eine Mittelspannungssystemoptimierung adaptiert werden soll, ist in den seltensten Fällen so gewachsen, dass sich alle Kriterien und Rahmenbedingungen ohne Anpassung an den Netzverkauf anwenden lassen. Im folgenden Punkt soll die Zielnetzplanung an einem einfachen theoretischen Beispiel vorgeführt werden.

3.2.4 Planungsmethodik anhand eines einfachen theoretischen Beispiels

Um einen Bezug zu den theoretischen Planungsrichtlinien, Kriterien und Rahmenbedingungen herstellen zu können, soll ein einfaches Beispiel herangezogen werden. Dabei handelt es sich um einen urbanen Netzabschnitt mit zugehörigem Umspannwerk. Angenommen wird hierbei, dass die nötigen Vorab-Überlegungen aus den oben angeführten Punkten bereits berücksichtigt wurden und dementsprechend zum Einsatz kommen.

Um sich einen Überblick des möglichen Optimierungspotenzials verschaffen zu können, muss die Umspannwerksstruktur samt Mittelspannungsabzweigen begutachtet werden. Die folgende Abbildung verdeutlicht beispielhaft eine sehr einfache Struktur im urbanen Raum:

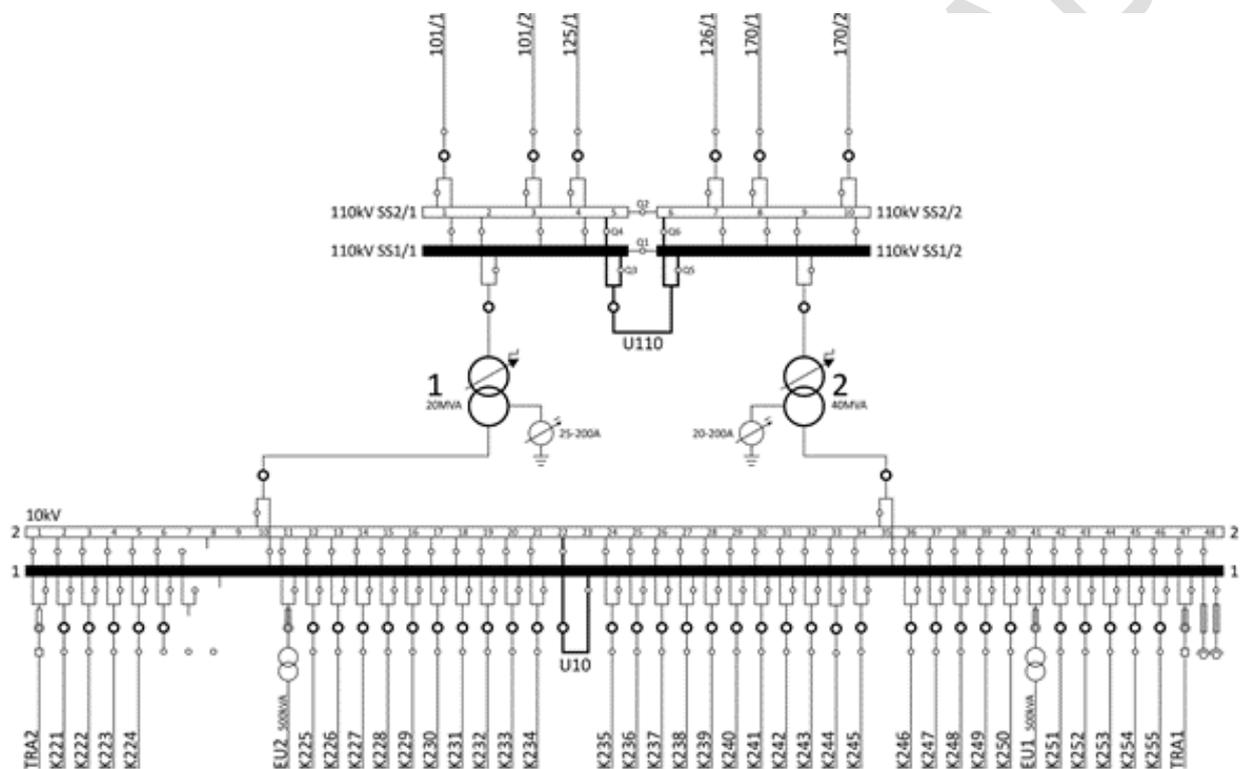


Abbildung 36 Einfache optimierte Darstellung einer Umspannwerksstruktur

In dieser schematisch-theoretischen Darstellung sind zwei Faktoren von wesentlichem Vorteil, kommen in der Realität jedoch nicht all zu oft vor. Der erste Pluspunkt dieser Anlage wäre eine recht geringe Anzahl an Mittelspannungskabeln und demnach ein überschaubares Versorgungsgebiet. Dies hilft vor allem bei Großstörungen wie beispielsweise einem Umspannwerksausfall, da in einem solchen Szenario die Mittelspannung durch die umliegenden UW's versorgt werden könnte. Der zweite wesentliche Vorteil liegt im Vorhandensein mehrerer freier Abzweige. Vor allem in Städten mit zukünftig infrastrukturellen Planungsstrategien, helfen freie MS-Abzweige, um neu aufgeschlossene Stadtgebiete versorgen zu können. Ein "volles" Umspannwerk müsste demnach bei Stadtentwicklungsprojekten ausgebaut bzw. an einem anderen Standort neu gebaut werden.

Wie im unteren Teil der Abbildung 36 ersichtlich, führen in Summe 35 Mittelspannungsabzweige aus dem Umspannwerk. Von dieser Anzahl sind bei der Systemoptimierung Leitungen für öffentliche Verkehrsmittel, tonfrequente Rundsteueranlagen sowie Direkt-Anspeisungen auszuschließen und gehen demnach nicht in die Planungsüberlegungen mit ein. Somit verbleibt eine relevante Anzahl an Mittelspannungsabzweigen, die es nun zu optimieren gilt.

Bei den MS-Abzweigen wird in weiterer Folge deren momentane Ist-Situation in Bezug auf Belastung und Stationsaufteilung ermittelt. Aufgrund des urbanen Wachstums wird man in Städten kaum Umspannwerke bzw. Kabelabzweige finden, die nicht entweder im Laufe der Zeit überlastet sind, oder aber aufgrund der großen Anzahl an Trafostationen, kaum vernünftig zu betreiben sind. Als Ergebnis dieser Analyse erhält man einerseits mögliche Überlastungen auf einzelnen Mittelspannungsabzweigen und andererseits all jene Leitungsverläufe, die es gilt zu entflechten und somit zu vereinfachen. Die folgende Tabelle verdeutlicht den kontinuierlichen „Belastungsanstieg“ über vier Jahre.

Abzweig	Max. Tages ¼ Std- Mittelwert/Jahr[A] 2012	Max. Tages ¼ Std- Mittelwert/Jahr[A] 2013	Max. Tages ¼ Std- Mittelwert/Jahr[A] 2014	Max. Tages ¼ Std- Mittelwert/Jahr[A] 2015	Max. Tages ¼ Std- Mittelwert/Jahr[A] 2016
K100	66	119	125	123	122
K300	200	153	157	248	290
K700	189	198	204	209	211

Tabelle 6 Auszug der Mittelspannungs-Abzweigbelastungen mit Wichtigkeits-Kategorisierung zur Entlastung

Die Auswertungen der beispielhaft ausgewählten Abzweige K100, K300 und K700 zeigen grundsätzlich einen Belastungsanstieg über die Jahre und bilden demnach den laufend steigenden Energiebedarf im urbanen Raum ab. Diese Tatsache deckt sich auch mit den Aussagen der vielen Stadtentwicklungspläne und der prognostizierten höheren Bevölkerungsdichte im städtischen Bereich. Die Ausnahme der Belastungsminderung des Mittelspannungskabels K300 für die Jahre 2013 und 2014 ist durch baulich bedingte Umschaltungen und dementsprechende Entlastungen auf diesem Kabel – jedoch auf Zusatzbelastungen auf dem Kuppelkabel des K300 - zu erklären. Nachdem im Jahr 2015 die Bauarbeiten abgeschlossen waren und der Normalschaltzustand wieder hergestellt wurde, stieg die Last weiter an. Die Einteilung der Ampelfarben resultiert aus dem eingesetzten Mittelspannungskabeltyp für die 10 kV-Spannungsebene. Das Standard HDPE-Kabel mit einem Aluminiumleiter kann einen Strom von ca. 400 A (laut EVU-Last) führen, während ein Standard Papier/Bleikabel mit Aluminiumleiter mit max. 340 A belastet werden kann.

Da aus der Tabelle 6 nicht hervor geht, welcher Abzweig mit welcher Kabeltechnologie verlegt wurde und eine Reserve von 40% für Umschaltmaßnahmen vorzuhalten ist, sind Belastungswerte ab 200 A gelb eingefärbt und weisen demnach auf eine Vorstufe der Überlastung des Kabels hin.

Die folgende Abbildung 37 zeigt das aus Tabelle 6 aufgelistete Kabel K700. Diese Mittelspannungskabel ist durch eine hohe Anzahl an Trafostationen gekennzeichnet und zeigt somit die Komplexität eines historisch gewachsenen offenen Ringnetzes.

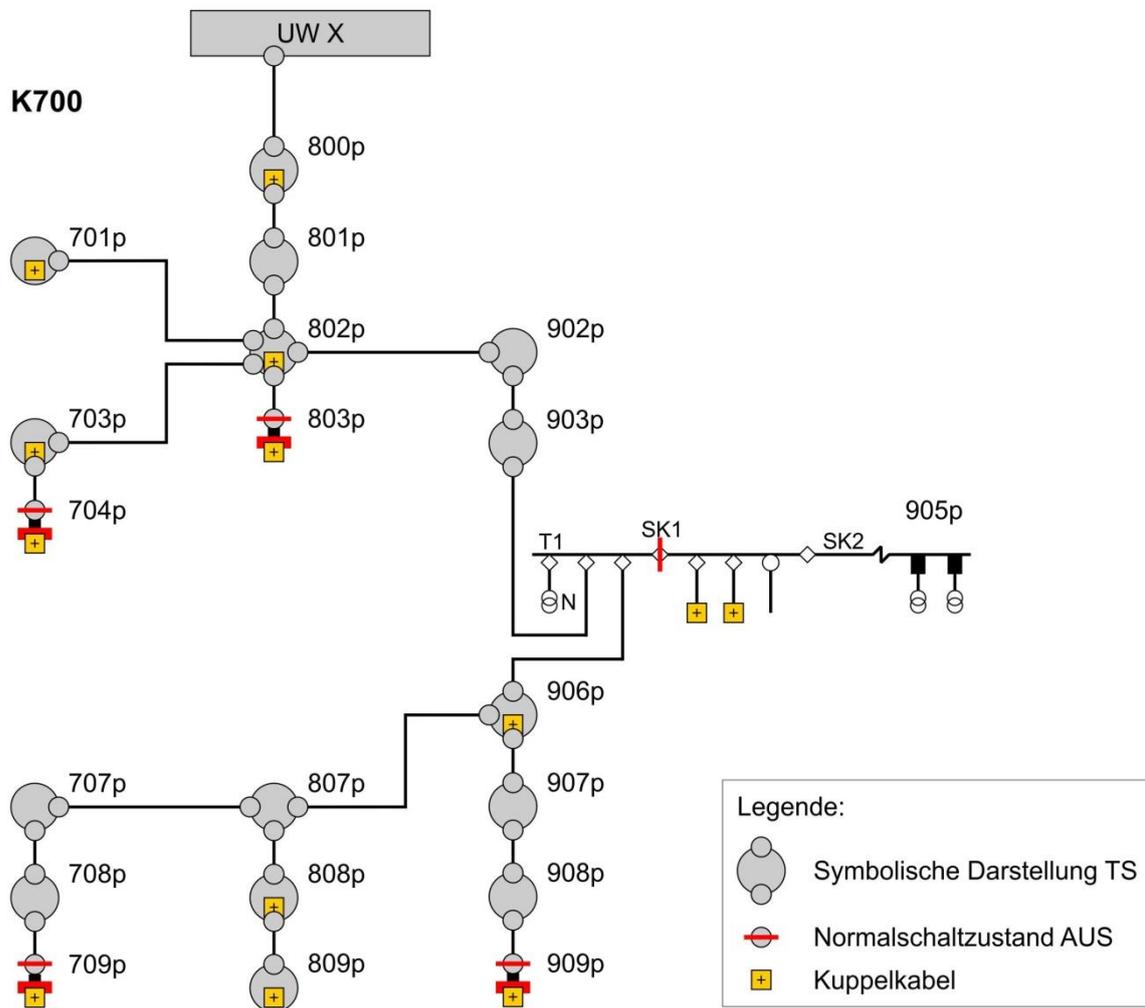


Abbildung 37 Verzweigter MS-Abzweig mit einer unnötig großen Anzahl an Trafostationen

In dieser Aneinanderreihung übermäßig vieler Trafostationen geht klar hervor, dass es im Störfall unweigerlich zu Problemen in der Findung eines optimal geeigneten Kuppelkabels kommen wird. Auch wenn in diesem Beispiel mehrerer Kupplungsmöglichkeiten vorhanden sind, muss erst ein Kabel gefunden werden, das die zusätzliche Last übernehmen kann, ohne dabei selbst eine Schutzauslösung durch Überlast zu verursachen.

Im Anschluss dieser Ist-Situations-Erörterung, kann vorab eine theoretisch simple Aufteilung der Stationen auf die vorhandenen Abzweige erfolgen. Als Grundlage dienen hierzu die im Punkt 3.2.3 angeführten Rahmenbedingungen, wie beispielsweise 10 Stationen je Abzweig. Als Ergebnis dieser ersten Aufteilung folgt in der Regel eine mögliche Einsparung an Mittelspannungsabzweigen. Ob sich die Aufteilung laut Vorgabe in die Praxis umsetzen lässt, wird erst bei der konkreten Planung ersichtlich.

Ebenfalls wesentlich bei der Optimierung des Netzes in Richtung Zielnetz, ist die geografische Nähe des versorgenden Umspannwerks zu den Trafostationen. Damit ist gemeint, dass jede Trafostation von dem zu ihr nächstliegenden Umspannwerk versorgt werden sollte. Um dies zu gewährleisten, bedient man sich der in dieser Dissertation – auf Basis eines geografischen Informationssystems – entwickelten Sternengrafik. Dieses Tool ermittelt die Luftlinie zwischen den festen Standorten der Umspannwerke und der umliegenden Trafostationen, welcher mit einer Stationsnummer hinterlegt sind. Die Nummer der Trafostation, dient einerseits der Zuordnung und Hinterlegung in diversen Datenbanken und hat andererseits den Vorteil, dass bei einer Standortverlegung der Trafostation die Sternengrafik trotzdem aktuell bleibt, da die Stationsnummer weiterhin fix zugeordnet ist. Zusammengefasst ermittelt die Sternengrafik für jedes Umspannwerk die geografisch naheliegenden Stationen. Da man sich bei einer Mittelspannungssystemoptimierung nicht nur auf das momentan zu planende Umspannwerk fokussieren darf, sondern auch die umliegenden Nachbar-Umspannwerke berücksichtigen muss, sind in der Sternengrafik immer alle umliegenden Umspannwerke mitberücksichtigt. Für das hier angeführte theoretische Beispiel, könnte die zugehörige Sternengrafik wie folgt aussehen:

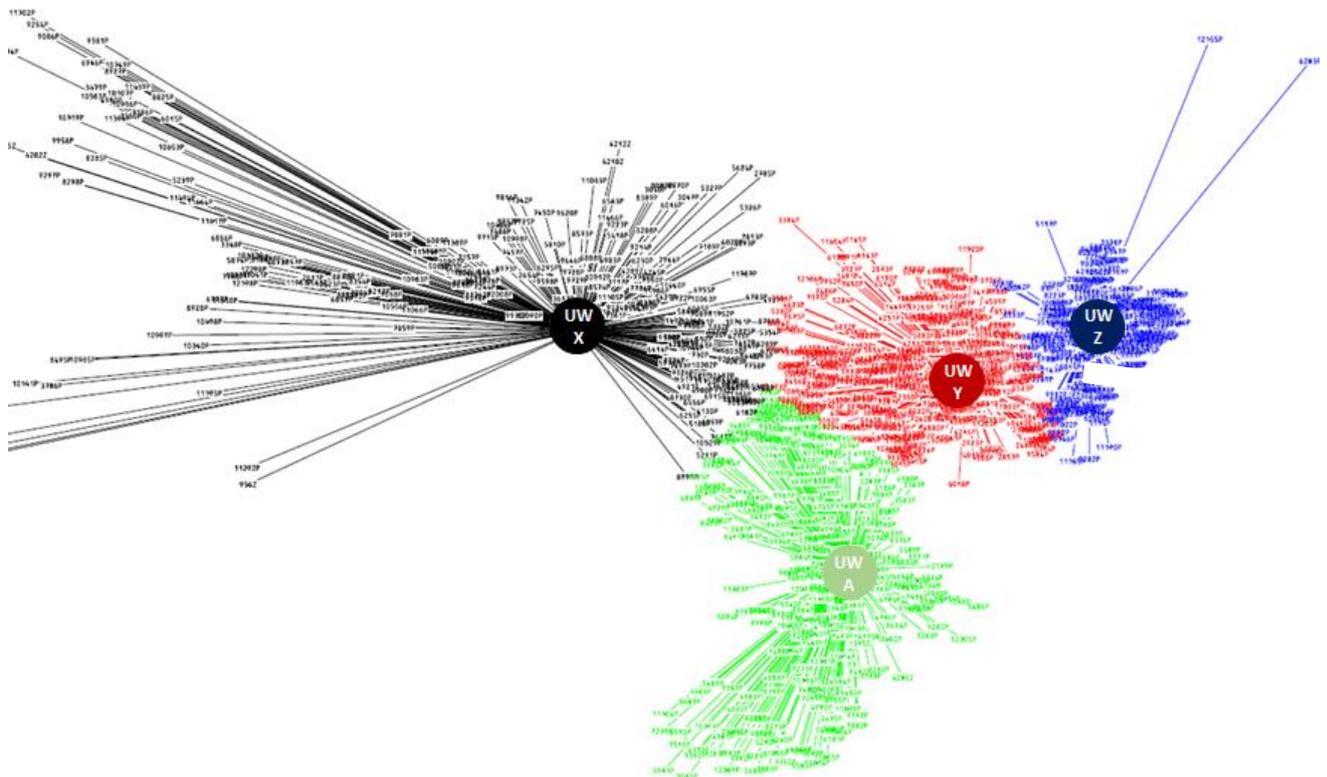


Abbildung 38 Sternengrafik für Zielnetz mit Berücksichtigung der Nachbar-Umspannwerke

Anhand der Sternengraphikauswertung richtet sich grundsätzlich die Einbindung der Trafostationen, jedoch müssen dabei “geografische Grenzen“ wie große Flüsse, Naturschutzgebiete etc. berücksichtigt werden. Diese Berücksichtigung kann durch die Sternengraphik alleine noch nicht gewährleistet werden. Es bedarf einer Erweiterung.

Die Polygon-Struktur jedes Umspannwerks ist diese Erweiterung bzw. Weiterentwicklung dieses Tools und berücksichtigt dabei die eben beschriebenen geografischen Grenzen. Darüber hinaus werden nicht nur lineare Verbindungen zwischen Umspannwerk und Trafostation gekennzeichnet, sondern auch der Versorgungsbereich jeder Trafostation markiert. Es entsteht dadurch ein Umspannwerks-Netzgebiet, dass es in weiterer Folge zu planen bzw. optimieren gilt.

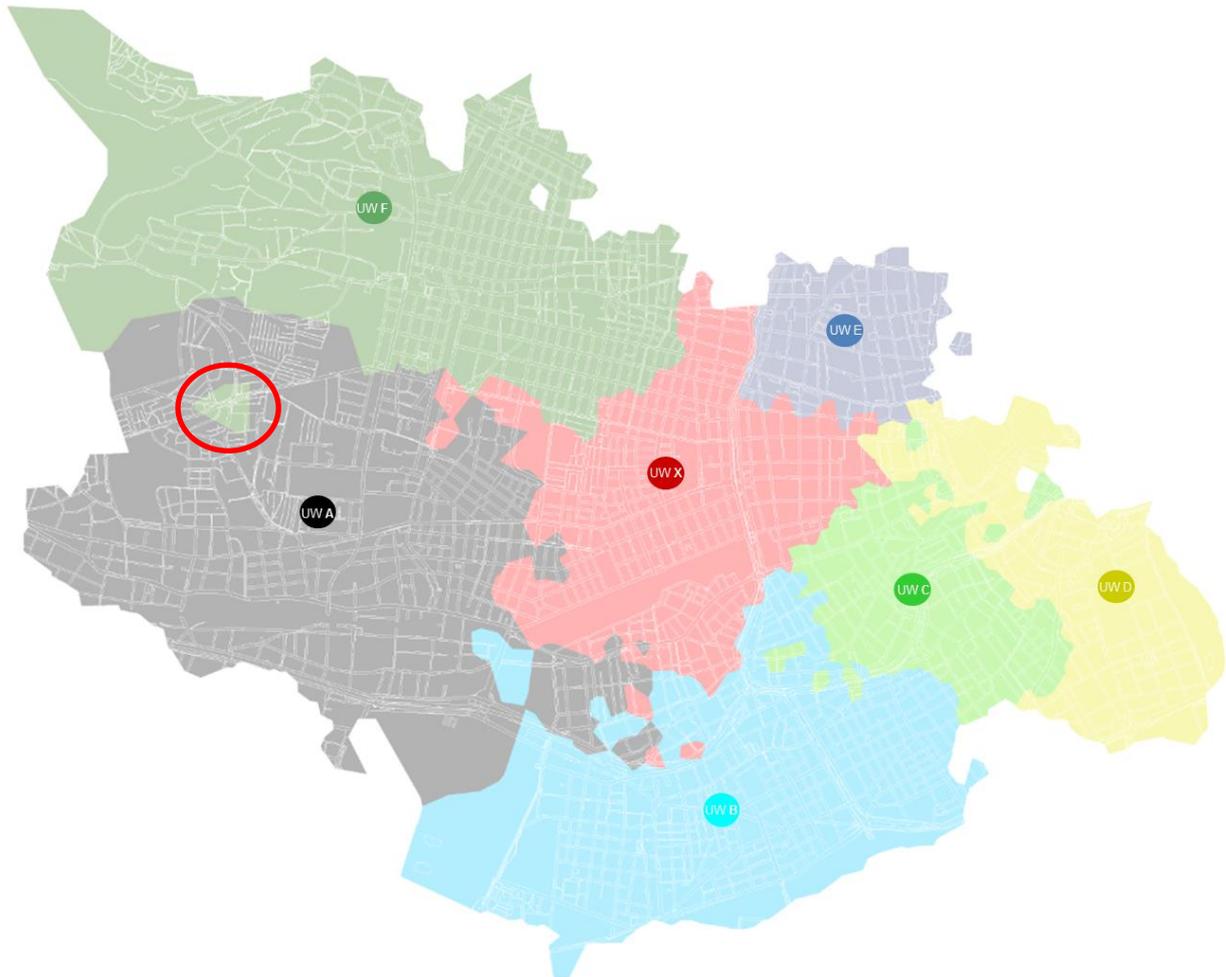


Abbildung 39 Erweiterte Polygon-Struktur für die in Abbildung 15 gezeigte Sternengrafik

Das eben Beschriebene spiegelt sich in Abbildung 39 anschaulich wider. Beispielsweise ist der mit einem roten Kreis markierte Netzbereich dem Umspannwerks A zugeordnet. Jedoch ist das Ergebnis der Polygon-Struktur, dass aufgrund von geografischen, bautechnischen, oder anderwärtigen Grenzen eine Versorgungszuordnung zum Umspannwerk F zielführender ist. Dies rechtfertigt den Aufwand einer Sternengrafik bzw. in weiterer Folge einer Polygon-Struktur und zeigt sogleich den großen Nutzen dieses Tools.

Mit den festgelegten Versorgungsgrenzen, dem Wissen über die aktuell hochbelasteten Mittelspannungsleitungen, sowie den in Punkt 3.2.3 angeführten Kriterien und Rahmenbedingungen, ist die Auswertung einer solchen Grafik der erste Planungsschritt in Richtung Zielnetz.

An dieser Stelle sei nochmals erwähnt, dass in dieser Planungsstufe, die aktuellen Leitungsverlegepläne sowie mögliche geografische- bzw. behördliche Sperrungen keinerlei Rolle spielen und sich der Planer einzig und allein auf die Einhaltung und Umsetzung der festgelegten Systemoptimierungsbedingungen der Zielnetzplanung konzentrieren kann.

Mit all den angeführten Vorüberlegungen und Teilergebnisplanungen gelangt man letztendlich bei diesem theoretischen Beispiel auf ein Planungsergebnis von 25 Mittelspannungsabzweigen, zuzüglich aller Direktkabel (Kunden mit hoher Last), sowie der Versorgung des öffentlichen Verkehrs. Das Ergebnis ist in Abbildung 40 zu sehen und zeigt eine Reduktion der Abzweige von deutlich mehr als 50% der Ausgangssituation. Erweiterter ansehlicher Effekt ist die sich im urbanen Raum ergebende „Torten“-Kabelverlaufsform rund um das Umspannwerk. Dabei ist dieser Bereich in Sektoren unterteilt, wobei jeder Sektor einen Mittelspannungsabzweig widerspiegelt.

Die beiden angesprochenen Vorteile sind größtenteils auf ihren hohen theoretischen Grundgedanken zurückzuführen und daher in dieser Form nur auf der grünen Wiese ersichtlich.

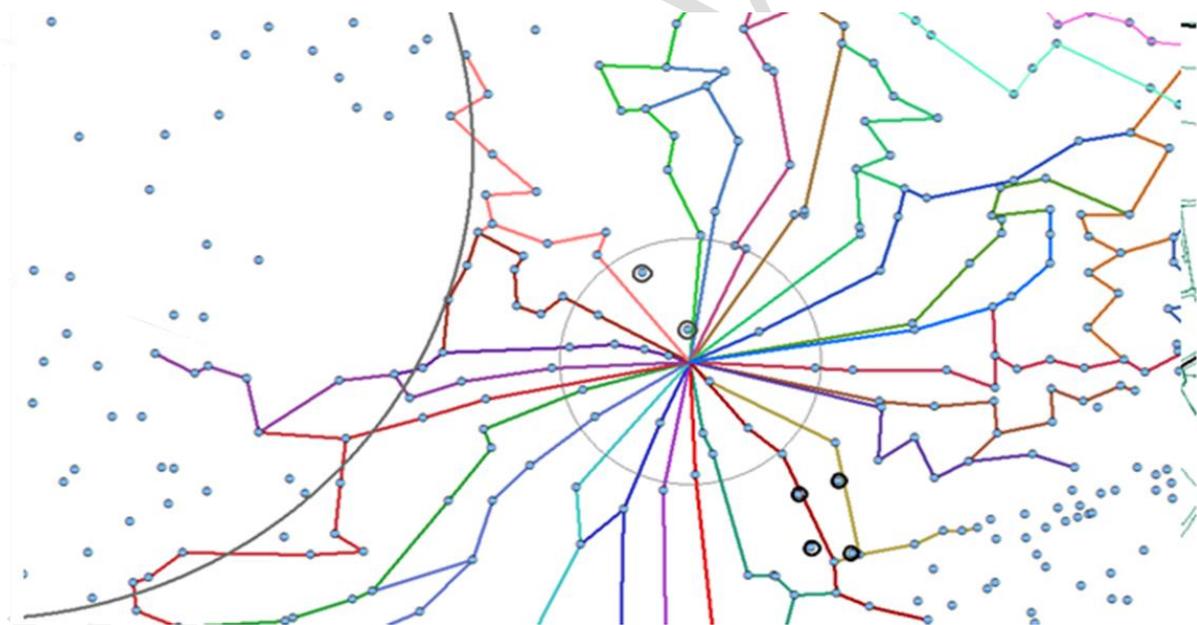


Abbildung 40 MS-Systemoptimierungsergebnis in Richtung Zielnetz

Dieser Planungsschritt zeigt zwar auf den ersten Blick die Vorteile der Zielnetzplanung auf der grünen Wiese wie beispielsweise die geografische Unabhängigkeit und die dadurch maximal mögliche Reduktionsoptimierung der Mittelspannungsabzweige, jedoch ist diese Blickweise allein sehr trügerisch, da klar sein muss, dass bei Berücksichtigung der erwähnten Grenzen, aber vor allem des aktuellen Leitungsverlaufes, eine Einsparung von über 50% nicht möglich sein kann.

Grund hierfür ist nicht nur der durch Gebäudegrenzen und Aufgrabungssperren erzwungene Kabelverlauf und die damit verlorene kurze Kabelführung zwischen zwei Trafostationen, sondern auch die Tatsache, dass bei einer Gebietsoptimierung nicht zwangsläufig alle Kabelverläufe aufgrund ihrer Altersstruktur oder einer großen Anzahl an Verbindungsmuffen gekennzeichnet sind und daher nicht getauscht werden müssen, auch wenn diese eine suboptimalen Kabelverlaufsstrecke repräsentieren.

Nichts desto trotz ist aufgrund der Einsparungen bzw. Zusammenlegung von Umspannwerks-Abzweigen, sowie der Behebung der Abzweigengpässe und der daraus folgenden Schaffung an Leerfeldern, die Zielnetzplanung bei der Mittelspannungssystemoptimierung zukünftig in entwicklungsreichen urbanen Räumen unumgänglich. Jedoch nicht nur im urbanen Raum, sondern mindestens in gleicher Intensität wird sie auch im ländlichen Raum Anwendung finden.

In diesem Punkt wurde nun rein auf das theoretische Potenzial der Zielnetzplanung bei einer Mittelspannungssystemoptimierung eingegangen und dabei noch der Vorteil einer Grünen-Wiese-Planung ausgeschöpft. Die in Punkt 0 folgenden Anwendungsbeispiele werden zeigen, dass es in der Realität zu weit aus komplexeren Problemlösungen kommt, nicht nur, weil Leitungslängen und Verluste berücksichtigt und in die Planungsüberlegungen mit aufgenommen werden müssen, sondern auch weil die gegebene Netzsituation oft nur anlassbezogene Eingriffe zulässt. Diese anlassbezogenen Netzeingriffe können Störungen, aber auch Stadterweiterungsprojekte sein.

3.3 Detour-Faktor

Die Identifikation von Verteilleitungen nach ihrem Optimierungspotenzial ist in Mittelspannungsnetzen einer der wesentlichsten Punkte, um den Arbeitsumfang zu definieren bzw. einzuschränken. Im bestmöglichen Fall lassen sich durch gezielte Schaltzustandsänderungen Netzknoten entlasten und somit ausfallssicherer betreiben. Die monetären Mittel sind in solch einem Szenario vernachlässigbar, der Arbeitsumfang überschaubar und das Optimierungsausmaß groß.

Die Erhebung dieses „best case“ wird durch die in dieser Dissertation entwickelten Methode des Detour-Faktors erzielt. Diese Methode erbringt ihre Aussagekraft durch die Berechnung des Quotienten der Leitungslänge zum Luftlinienabstand zwischen „Einspeiseknoten“ und „Lastknoten“.

$$f_u = \frac{l_{\text{Ltg}}}{l_{\text{Luft}}} \quad (1)$$

Die Ermittlung des Detour-Faktors lässt sich für die Nieder- und Mittelspannungsebene mit dieser Formel im Normalschaltzustand ohne großen Aufwand ermitteln. Für die Mittelspannungsebene ist dabei der Quotient aus tatsächlicher Leitungslänge zwischen zwei Netztransformatoren und der Luftlinie dieser zwei Verbindungen zu ermitteln.

Das folgende Diagramm zeigt ein schematisches Beispiel nach Erhebung des Detour-Faktors mehrerer Mittelspannungsleitungen in einem Netzgebiet.

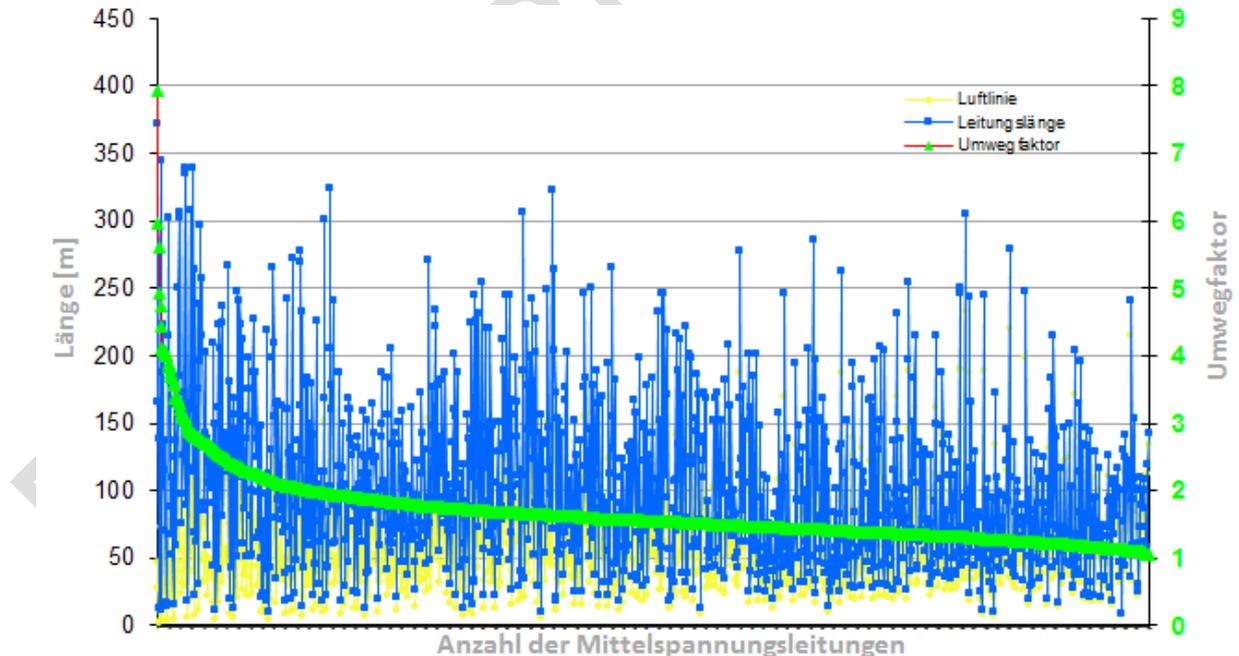


Abbildung 41 Darstellung der Umwegfaktoren vor einer Schaltzustandsoptimierung

Es obliegt nun dem Planer, welche Grenzwerte und Kriterien festgelegt werden, jedoch haben empirisch-, praktische Umsetzungen gezeigt, dass es sich anbietet, Mittelspannungsleitungen mit einem Faktor >2,5 genauer zu betrachten.

Es müssen anschließend neue Schaltzustände für die betroffenen Leitungen gefunden werden, jedoch unter der Berücksichtigung, dass eine Mittelspannungsleitung auch diese Last führen kann ohne dabei zu überlasten, oder ihre Ausfallswahrscheinlichkeit zu erhöhen. Dies könnte beispielsweise dann der Fall sein, wenn ein Kabel bereits mit mehreren Verbindungs- oder Übergangsmuffen betrieben wird. In solch einem Fall ist eine zusätzliche Belastung unzulässig, da jede Muffe eine Schwachstelle im Kabelverlauf darstellt und eine Vielzahl an Muffen in Kombination mit einer Mehrbelastung somit auch die Ausfallswahrscheinlichkeit erhöht. Von einer "Optimierung" wäre daher abzusehen auch dann, wenn der Detour-Faktor deutlich den Grenzwert von 2,5 überschreitet. Werden jedoch Leitungszüge gefunden, bei denen die eben beschriebenen Ausschließungsgründe nicht zutreffen, können Umschaltungen durchgeführt werden. In Anbetracht der Tatsache, dass durch diverse Umschaltungen auch die Lastenmomente steigen, ist anzumerken, dass gut ausgebaute Mittelspannungsnetze im Normalbetrieb (noch) symmetrisch sind und an den Sammelschienenabgängen nicht über 60% ausgelastet sind.

Durch die Umschaltung der geeigneten Leitungszüge wird das Ziel einer geringeren realen Leitungslänge ohne großen Umsetzungsaufwand sowie finanzielle Mittel erreicht. Der Detour-Faktor, sowie die Ausfallswahrscheinlichkeit der betroffenen Kabel sinkt dadurch zwangsläufig. Ein einfacher, aber vor allem effizienter Optimierungsschritt ist dadurch gewährleistet.

Aufbauend auf diese Methode kann mit geringem Aufwand das Optimierungspotenzial erweitert werden, indem Reduzierung des Vermaschungsgrades vorangetrieben wird. Grundsätzlich wird das Mittelspannungsnetz meist als offenes Ringnetz betrieben. Es weist jedoch oft aufgrund des urbanen Leistungsanstiegs, verbunden mit diversen Netzausbauten, einen historisch gewachsenen Vermaschungsgrad auf. Durch diese Teilvermaschung ist zwar im Störfall die Umschaltungsmöglichkeit auf mehrere Mittelspannungskabel jederzeit möglich, jedoch erhöht diese Option auch den Instandhaltungsaufwand und die damit verbundene Investition. Eines von vielen Zielen der Mittelspannungssystemoptimierung ist demnach auch, diesen Netze weg von der Vermaschung und hin zur offenen Ringnetz-Struktur zu optimieren. Die Einfachheit einer klar definierten offenen Ring-Struktur ist nicht nur ein Vorteil für die Betriebsführung, sondern weiters zu 95% bei störungsbedingten Umschaltungen ausreichend. Es muss daher im unternehmerischen Sinne liegen, in einem einfachen und klar strukturierten Mittelspannungsnetz Betrieb zu führen.

Abbildung 42 verdeutlicht den eben beschriebenen häufigen Fall der Ist-Situation (vermaschtes-Netz) und der Soll-Situation (offenes Ring-Netz)

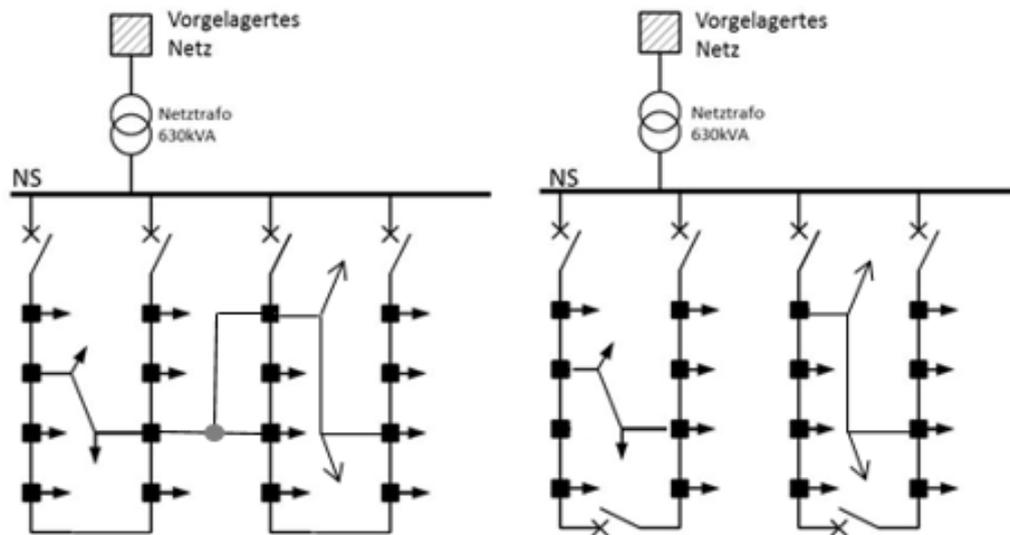


Abbildung 42 historische gewachsenes Maschennetz vs. offen betriebenes Ringnetz

Überall dort, wo man ein vermaschtes Netzgebiet vorfindet, kann in der Regel auch davon ausgegangen werden, dass der Detour-Faktor –aufgrund „unnötiger“ Leitungsverbindungen $> 2,5$ ist. Durch die Totlegung überflüssiger Verbindungen kann der Vermaschungsgrad deutlich gesenkt werden. Die Ermittlung dieses Faktors errechnet sich aus dem Quotienten der Verbindungsanzahl zwischen den topologisch relevanten Knoten zur Anzahl der topologisch relevanten Knoten.

$$v = \frac{2 \cdot L}{K} \quad (2)$$

Die Schwierigkeit liegt nun in der Unterscheidung von einerseits nötigen Leitungsreserven und andererseits überflüssigen Verbindungen mit Optimierungspotenzial. An dieser Stelle sei daher die unmittelbare und wichtige Zusammenarbeit zwischen Netzplanung und operativer Umsetzung bzw. Betrieb zu erwähnen. All jene Leitungsverbindungen, die von einer strategisch denkenden Netzplanung (mit geeigneten Ansätzen und Methoden) ermittelt werden, sind demnach nochmals vom Betrieb zu prüfen und umgekehrt. Dieses bereichsübergreifende Denken und Arbeiten verhindert einerseits einen „Netz-Stillstand“ und somit eine kontinuierliche Verschlechterung des Netzzustandes und andererseits eine zu „Tode-Netzoptimierung“.

Abbildung 43 verdeutlicht in einfacher Darstellung das Prinzip zur Senkung des Vermaschungsgrades für einen kleinen Netzteil eines großen Netzgebietes.

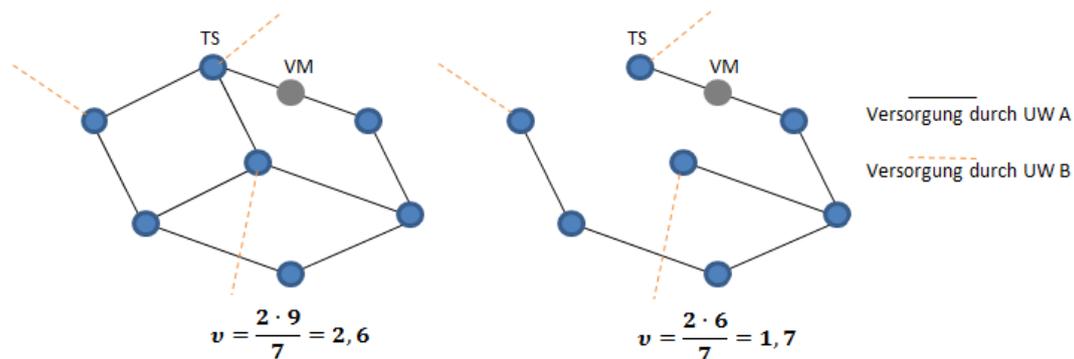


Abbildung 43 Vereinfachte Darstellung zur Reduzierung des Vermaschungsgrades

Die Darstellung soll verdeutlichen, dass die Auflösung starker Vermaschungen zur einer übersichtlichen Netzstruktur beiträgt und damit die Netze vereinfacht. Eine komplexe Struktur mit drei oder mehr versorgenden Kabeln für eine Trafostation soll, wenn möglich, aufgelöst werden auf zwei versorgende Kabel, wobei ein Kabel nur als Reserve dient. Diese nötige Reserve für Umschaltmöglichkeiten im Störfall muss zu jeder Zeit verbleiben. Sie wird meist aus dem nächstliegenden Netzgebiet und demnach aus einem benachbarten UW erfolgen.

Die geringste Vermaschung ergibt sich demnach bei einem offen betriebenen Ring mit Trennstellenverlegung. Dieser Vermaschungsgrad ist bei diesem Optimierungsschritt das Ziel.

3.3.1 Auswirkungen des Detour-Faktors auf die Umspannungsebene

Die Umspannwerke der Verteilnetze bilden die Bindeglieder zwischen dem einspeisenden Hoch- und dem Mittelspannungsnetz. In ihnen werden wesentlich höhere Energiemengen umgesetzt als in den Trafo-Netzstationen. In der üblichen Bauform von Umspannungs-Schaltstationen sind Leistungsschalter in allen Abzweigen installiert. Doppelsammelschienen- und Einfach sammelschienen-Schaltanlagen sind die zwei grundsätzlich zu unterscheidenden Bauformen, wobei bei ersteren die Möglichkeit, über Trennschalter eine Sammelschiene auszuwählen und die Abzweige dieser zuzuordnen, besteht.

Somit ist auch sofort der große Vorteil der Doppelsammelschienen-Schaltanlagen ersichtlich, denn bei Sammelschienenfehlern oder Arbeiten im Sammelschienenbereich können die einzelnen Abzweige in relativ kurzer Zeit auf die freie Schiene umgelegt werden. Voraussetzung für diese Umschaltung ist die Existenz eines Quer-Kuppelschalters.

Bei den durch die Mittelspannungssystemoptimierung adaptierten Versorgungsgebieten, handelt es sich ausschließlich um Netzabschnitte, die aus einem eigensicheren Umspannwerk versorgt werden.

Die Eigensicherheit gewährleistet, dass bei Transformator Ausfällen entweder ein Reservetransformator zur Verfügung steht, oder die benötigte Reserveleistung durch Überdimensionierung der Betriebstransformatoren bereitgestellt werden kann. Bei der Variante mit Reservetransformatoren muss gewährleistet sein, dass diese nicht miteinander verknüpft sind. Dies ermöglicht einerseits eine einfache Betriebsführung und andererseits können die Reservetransformatoren zur Störungsbehebung relativ leicht zugeschaltet werden.

Das Netz vieler DSO's weist eine geringe Anzahl von Umspannwerken zwischen den Hoch- und Mittelspannungsebenen auf. Die Folge zeigt sich in verschiedenen Benchmarks der Netzbetreiber - geringere Kosten im Umspannwerksbereich und hohe Kosten im Bereich der Mittelspannungsnetze. Die bestehenden Umspannwerke haben außergewöhnlich hohe Durchgangsleistungen und extrem viele Mittelspannungsabzweige. Auch die Netzverluste sind durch den Stromtransport auf einer zu niedrigen Spannungsebene überdurchschnittlich hoch.

Aufgrund des laufend steigenden Energiebedarfs und der dadurch verbundenen hohen Netzlast, kann es in den Umspannwerken zu unzulässigen Lastanstiegen der Mittelspannungsabzweige kommen. Weiters wird in Kapitel 4 sofort der Zusammenhang zwischen einem historisch gewachsenen Netz - den damit verbundenen Leitungslängen und somit einem erhöhten Detour-Faktor - und eines Anstiegs der Umspannwerksbelastung deutlich. Grund hierfür ist, dass im Zuge einer möglicherweise notwendigen „Umweg-Leitungsverlegung“ der Netzbetreiber gleich mehrere Hausanschlüsse mit einer Leitung versorgt, als geplant. Somit kommt es zu einer erhöhten Trafobelastung und in weiterer Folge durch die Summe aller Trafobelastungen auch zu einer erhöhten Umspannwerksbelastung. Die folgenden Diagramme zeigen beispielhaft die mögliche Belastungsüberschreitung durch einen Lastanstieg.

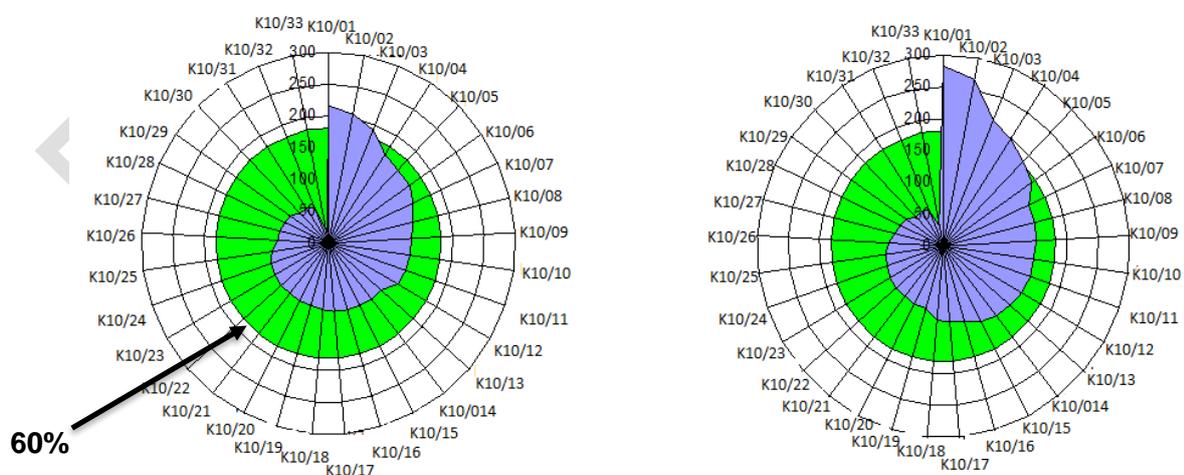


Abbildung 44 Höchstlastanstieg der Mittelspannungsabzweige in wenigen Jahren

Es besteht somit ein direkter Zusammenhang zwischen dem Detour-Faktor und einem wachsenden Umspannwerksausbau.

Bei zukünftig ausgeprägten Stadt- und Gemeindeentwicklungsplänen, dem dadurch punktuell enorm wachsendem Verteilnetz und der damit verbundenen Anzahl an neuen Netzanschlüssen, sowie einem steigendem Energiebedarf im urbanen, suburbanen und ländlichen Raum, verdeutlicht Abbildung 44 die Entwicklung von Mittelspannungsabzweigströmen in einem Umspannwerk innerhalb von wenigen Jahren. Der grüne Bereich entspricht dabei 60% des Nennstroms und sollte aufgrund von möglichen Umschaltmaßnahmen nicht überschritten werden.

Der Grund dafür liegt in der Tatsache, dass das Betriebsmittel Kabel in der Regel kurzfristig (einige Tage) mit 120% betrieben werden kann. Bei einem Kabelausfall muss diese Möglichkeit genutzt werden, bis der Ausfall behoben ist.

Eine Vermeidung der Überschreitung von 120% ist nur dann möglich, wenn im Normalschaltzustand eine Kabelbelastung von 60% nicht überschritten wird.

Der Bau von neuen Umspannwerken würde die Chance zur Behebung des angesprochenen Lastanstiegs-Problems bieten und wäre demnach auch als Optimierung zu sehen. Jedoch stellt so eine Maßnahme eine enorme monetäre Belastung für die Unternehmen dar und wird daher nicht zur Regel gemacht.

Eine wesentliche Chance der Systemoptimierung besteht darin, den zukünftigen Lastzuwachs ohne hohen zusätzlichen monetären Aufwand abzudecken. Dieser Optimierungsschritt kann durch die Anwendung der im Punkt 3.3 beschriebenen Vorgehensweise des Detour-Faktors erreicht werden. Das bedeutet, dass es in Bezug auf die Umspannwerksbelastung ein wesentliches Ziel der Mittelspannungssystemoptimierung sein muss, den Lastanstieg in den betroffenen Abzweigen innerhalb des in Abbildung 44 gezeigten grünen Bereichs zu halten, ohne dass ein Umspannwerksausbau notwendig wird. Primär müssen daher durch gezielte Schaltzustandsänderungen, simplen Leitungsverbindungen und der zukünftigen Einhaltung des Detour-Faktors, große Lasten auf weniger belastete Mittelspannungsabzweige verteilt, und erst in weiterer Folge Neu- bzw. Umlegungen in Erwägung gezogen werden.

Einen Optimalfall sind in diesem Zusammenhang gezielten Schaltzustandsänderungen, da dadurch sowohl der Detour-Faktor, als auch die Umspannwerksabzweigsbelastung sinkt. Wie man den weiteren Ausführungen genauestens entnehmen kann, wird bei Neuplanungen in Richtung Zielnetz so geplant, dass durch ein natürliches Maximum an Trafostationen pro Mittelspannungsabzweig ein unzulässiger Lastanstieg vermieden wird. Die Planung muss dabei so erfolgen, dass auch ein zusätzlicher Bevölkerungs-Energiebedarf und dadurch verbundener Lastanstieg nicht zu Abzweigsüberschreitungen führt.

3.3.2 Trafostationsoptimierung und Einfluss des Detour-Faktors

Die Mittelspannungsleitungen stellen die Anspeisung für die Trafostationen, in denen die Mittelspannung (10kV u. 20kV) auf die Niederspannung (0,4kV) transformiert wird, dar. Der Transformator selbst, sowie die Niederspannungssammelschiene werden durch Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherungen geschützt. Die Mittelspannungsabzweige können über Kabel-Last-Trenner zu- und weg geschaltet werden. Der Standardtransformator in solch einer Station hat eine Scheinleistung von 630 kVA und kann bis etwa 800 kVA belastet werden.

Die grundsätzliche Überlegung, warum im Zuge einer Mittelspannungssystemoptimierung auch die Trafostationen adaptiert werden müssen, liegt darin, dass die Optimierung nicht nur Leitungen adaptiert, sondern das gesamte Netz, mit all seinen Betriebsmitteln.

Das Betriebsmittel „Transformatorstation“ kann aus heutiger Sicht unterschiedliche Eigenschaften aufweisen. Grundsätzlich sollte jede Trafostation dahingehend optimiert werden, dass ein ausreichender Personenschutz besteht. Gewährleistet ist dies bei SF₆-, sowie gekapselten luftisolierten Schaltanlagen. Die folgenden Abbildungen verdeutlichen den Unterschied zwischen einer personenschutzsicheren- und einer unsicheren Schaltanlage.



Abbildung 45 Unterschiede in der Schaltanlagenbauform in Trafostationen

Neben der Bauform und der damit verbundenen Berührungssicherheit, wiegt vor allem die Tatsache der Betriebsführung und des Versorgungsbereichs schwer. In diesem Zusammenhang spielt der Detour-Faktor eine entscheidende Rolle.

Je intensiver das historische Wachstum eines Netzes vorangeschritten ist, desto mehr Verbindungen zu Trafostationen gibt es. Eine Tatsache, die bei umgesetzten Optimierungen durch den Detour-Faktor völlig wegfällt und somit freie Abgangsfelder pro „Netznoten“ Trafostation schafft.

Die realen Anwendungsbeispiele in Kapitel 4 zeigen die Stationsoptimierungen durch Anwendung des Detour-Faktors.

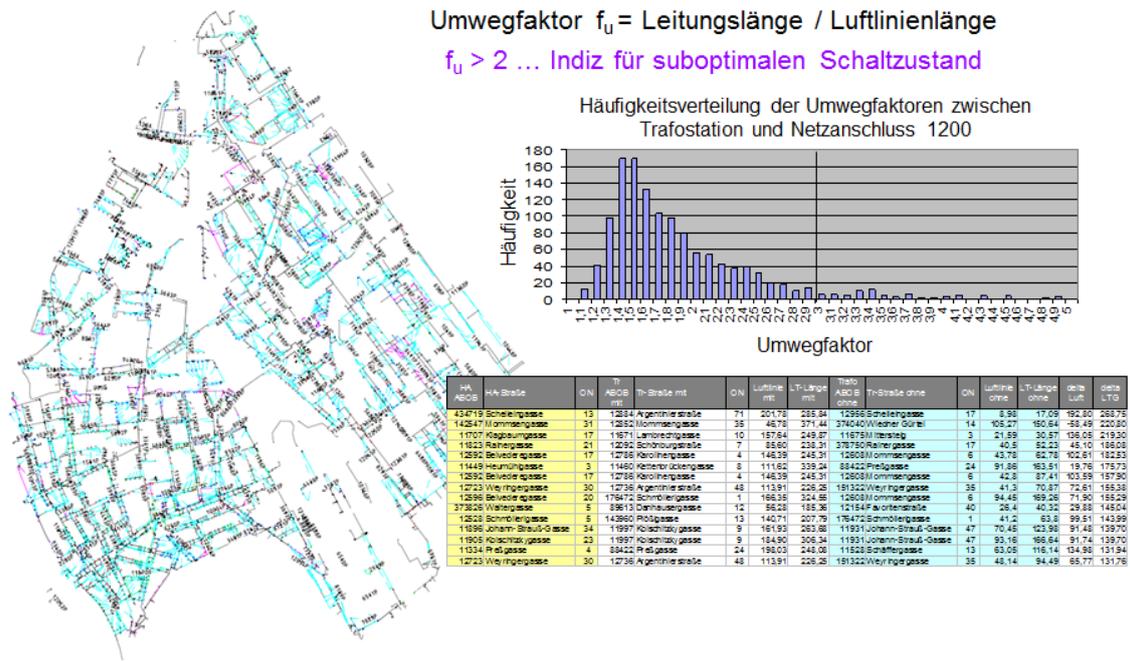


Abbildung 46 Ermittlung der Trafostationen mit erhöhtem Leitungs-Detour-Faktor

Die Abbildung verdeutlicht den Zusammenhang und Einfluss des Detour-Faktors für die Trafostationsoptimierung. Betrachtet man dabei einen Netzabschnitt, so ergibt rasch durch die Ermittlung des Faktors eine Adressliste mit all jenen Trafostationen, welche unmittelbar mit anderen Mittelspannungsleitungen verbunden ist (auch wenn der Schaltzustand natürlich nur in einer Station eingeschaltet ist).

Messwertaufzeichnungen bezüglich der Belastung von Transformatoren, sowie den Kabelverläufen aus der Trafostation, sind aus heutiger Sicht nur wenig bekannt ist.

Es ist zwar jeder Transformator mittels Schleppzeiger ausgestattet, jedoch ist dessen Aussagekraft über die Dauer- oder Durchschnittsbelastung vernachlässigbar.

Die Begründung hierfür zeigt ein einfaches Beispiel: Versorgt eine Trafostation einen Wohnblock sowie eine naheliegende Veranstaltungshalle, in der im Jahr beispielsweise drei Konzerte gespielt werden, so zeigt der Schleppzeiger aufgrund der Veranstaltungen eine überdimensionale hohe Stationsbelastung. Aussagen über die tatsächliche Durchschnittsbelastung im Jahr bzw. eine seriöse Netzausbauplanung/Adaptierung ist so nicht zulässig. Natürlich handelt es sich hierbei um ein offensichtliches Problem, jedoch gibt es im Verteilnetz Fälle, bei denen die Sachlage nicht so eindeutig ist und somit die Gefahr einer fehlerbehafteten Planungsannahme besteht. Es muss jedoch an dieser Stelle festgehalten werden, dass sich die vorliegende Dissertation mit diesem Optimierungsschritt in Richtung Monitoring nicht weiter auseinandergesetzt hat, sondern lediglich auf einen Ausblick in Kapitel 6 verweist.

3.4 Greenfield Planning

Das Greenfield Planning bietet die Möglichkeit, entweder einen neuen Netzabschnitt in Richtung zukünftiger Netzbetriebsführung zu planen, oder die vorhandenen geographischen Gegebenheiten so auszublenden, dass die planerischen Gedanken und Tätigkeiten in vollem Maße und ohne Einschränkungen ausgeschöpft werden können. Dabei ist es wichtig, dass bekannte Betriebsführungsmängel der Gegenwart behoben und erwartete künftige Anforderungen im Plangebiet durch einen neuen Lösungsansatz bewältigt werden.

Aus dieser einfach formulierten Aufgabenstellung resultiert bereits eine Fülle von Anforderungen an die Planung und die dabei verwendeten Werkzeuge. Die erwähnten Netzmängel der Gegenwart müssen auch als solche wahrgenommen werden. Es erweist sich zumeist als äußerst schwierig und aufwändig, Sicherheitsmängel vor dem Eintritt eines Schadensfalles glaubhaft darzustellen. Eine durch die Netzplanung erstellte und somit zugrundeliegende Prognose der künftigen Anforderungen ist vom jeweiligen Auftraggeber als plausibel zu akzeptieren. Über das Sicherheitsniveau der Lösung muss Einigkeit erzielt werden. Das ausgearbeitete Lösungskonzept soll unter Einhaltung aller gesetzlichen und normativen Regelungen einerseits die gestellten Anforderungen erfüllen und andererseits einen wirtschaftlich akzeptablen Nachweis erbringen. Die folgende Darstellung verdeutlicht die notwendigen Überlegungen des Greenfield Plannings.

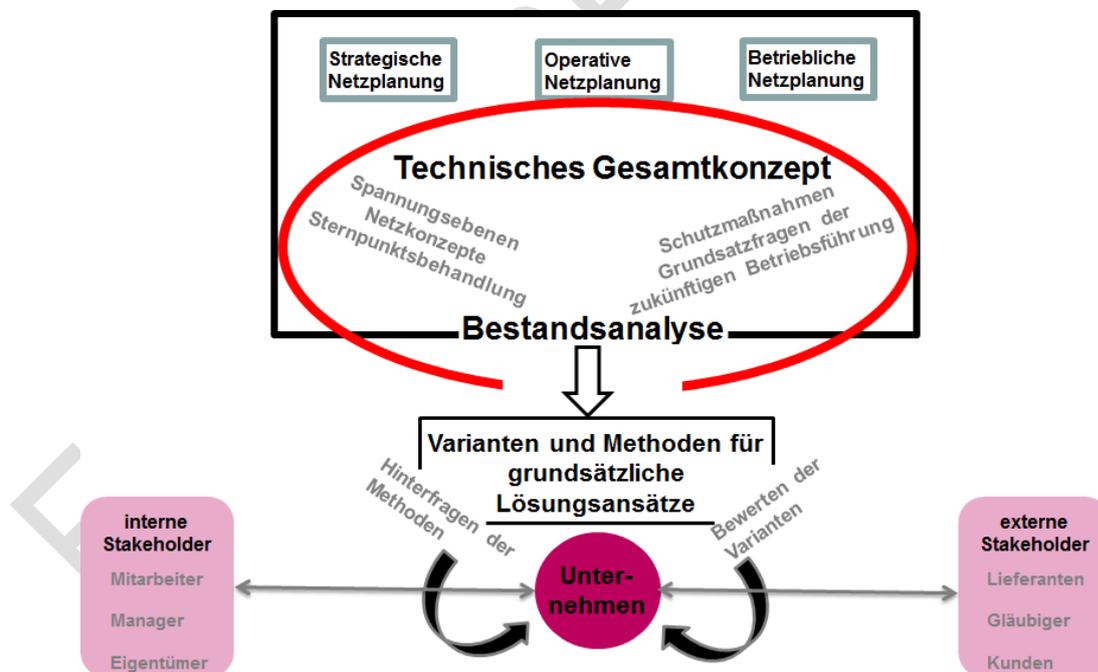


Abbildung 47 Planungsüberlegungen beim Greenfield Planning

Die Planungsüberlegungen sind formal dann abgeschlossen, wenn sich der Auftraggeber für eine Ausführungsvariante entschieden hat. Manche Auftraggeber verlangen die Gegenüberstellung und Bewertung einer Vielzahl von Varianten. Durch eine effiziente Auswahl von k.o.-Kriterien kann der Aufwand für detailreiche Untersuchungen reduziert werden.

Die Anforderungen an ein sauberes, sowie in weiterer Folge funktionierendes Greenfield Planning sind vielseitig. Durch die Planung wird eine Dienstleistung zur Weiterentwicklung eines Verteilernetzes erbracht, wobei der Netzkunde selbst nicht an den objektiven physikalischen Eigenschaften des Produkts Elektrizität im Allgemeinen interessiert ist, jedoch voraussetzt, dass alle technischen und gesetzlichen Forderungen erfüllt werden. Je nach Auftraggeber wird die Lösung vorrangig nach Wirtschaftlichkeit oder nach Umweltverträglichkeit bewertet. Die Planungsaufgaben können wie folgt aufgelistet werden:

- Entwurf eines optimalen Netzkonzeptes auf der grünen Wiese
- Untersuchung der Verwendbarkeit bereits vorhandener Betriebsmittel und Kenntnisse über das bestehende Netz
- Ausarbeitung einer Betriebsführung bei einem neuen Netzabschnitt, oder eines Umstiegsszenario vom bestehenden Netz zum optimalen Netz

Es bleibt noch zu bewerten, inwieweit eine Annäherung an das theoretische Optimum wirtschaftlich ist. Da es sich bei einem bereits vorhandenen und dadurch adaptierten und anlassbezogenen Netzumstieg um langfristige Netzrestrukturierungsmaßnahmen handelt, ist laufend zu prüfen, ob die Voraussetzungen für das Zielnetz noch zutreffen.

Vor allem bei dieser Planungsmethode sind qualitativ hochwertige Netzinformationen (wie in Punkt 3.1.1 aufgelistet) zwingend erforderlich. Technische Berechnungsprogramme, geografische Netzinformationssysteme, sowie Verbrauchs- und Leistungsangaben sind dazu erforderlich. Da die Planung ausschließlich von Informationen und Daten aus dem planungsrelevanten Realitätsausschnitt „lebt“, muss ein ganz besonderes Maß um die Qualität dieser Daten gewährleistet sein.

Eine interessante Methode zur Optimierung bestehender Netze ist die Kombination aus Greenfield Planning und der Zielnetzplanung. Hierbei sind als Ausgangsdaten die geografischen Gegebenheiten und die vorhandenen - und bis zum Planungshorizont zu erwartenden Lastknoten - sowie die zur Wahl stehenden Netznennspannungen vorgegeben, werden jedoch im ersten Planungsschritt ausgeblendet. Dadurch ist das Planen auf der grünen Wiese ohne jegliche Einschränkungen möglich. Erst im zweiten Schritt kommt es dann zur Berücksichtigung dieser Vorgaben und zur Erkenntnis, dass nicht alle Überlegungen des ersten Planungsschrittes umsetzbar sind. Die Berücksichtigung der geografischen Gegebenheiten, sowie der elektrotechnischen Rahmenbedingungen müssen zu jederzeit eingehalten werden und müssen auch für zukünftige Lastentwicklungen gerüstet sein. Das zu planende Versorgungsgebiet nähert sich somit Schritt für Schritt dem gewünschten Zielnetz an.

Die im Punkt 3.2.4 detailliert beschriebene Vorgehensweise der Zielnetzplanung anhand eines theoretischen Beispiels, soll in den folgenden Abbildungen mit der Kombination aus Greenfield Planning und Zielnetzplanung ergänzt werden. Wie soeben beschrieben, sind vor der Durchführung der Planungsschritte alle Ausgangsdaten und geografischen Gegebenheiten vorgegeben.

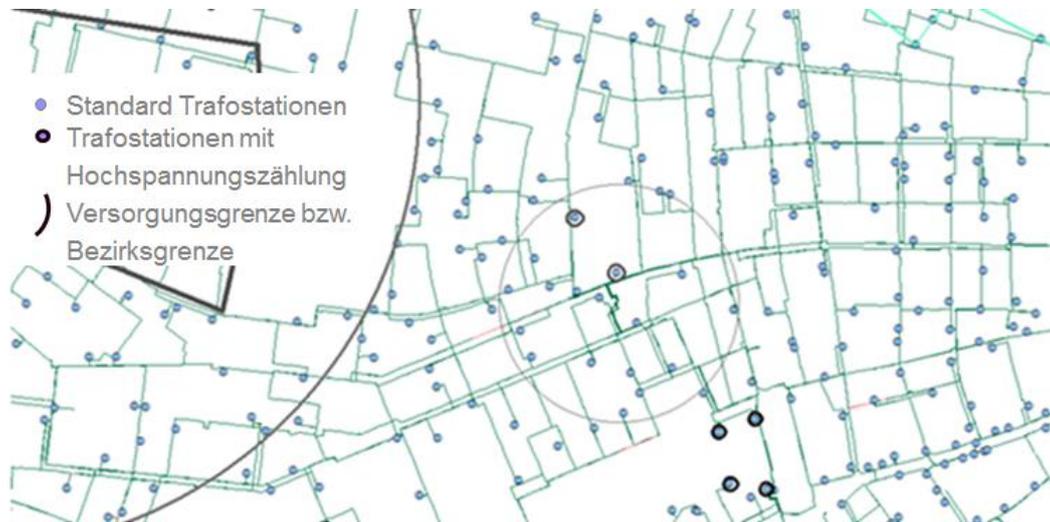


Abbildung 48 Ausgangssituation des zu planenden Netzabschnittes

Man kann in Abbildung 48 deutlich die hohe Anzahl an Trafostationen und die unterschiedliche räumliche Dichte dieser erkennen. Ein Hinweis darauf, dass dieser Netzabschnitt - geschuldet einer steigenden Energienachfrage - historisch gewachsen ist und somit auch die Netzstruktur nicht der in der Mittelspannungsebene üblichen Ringstruktur entspricht.

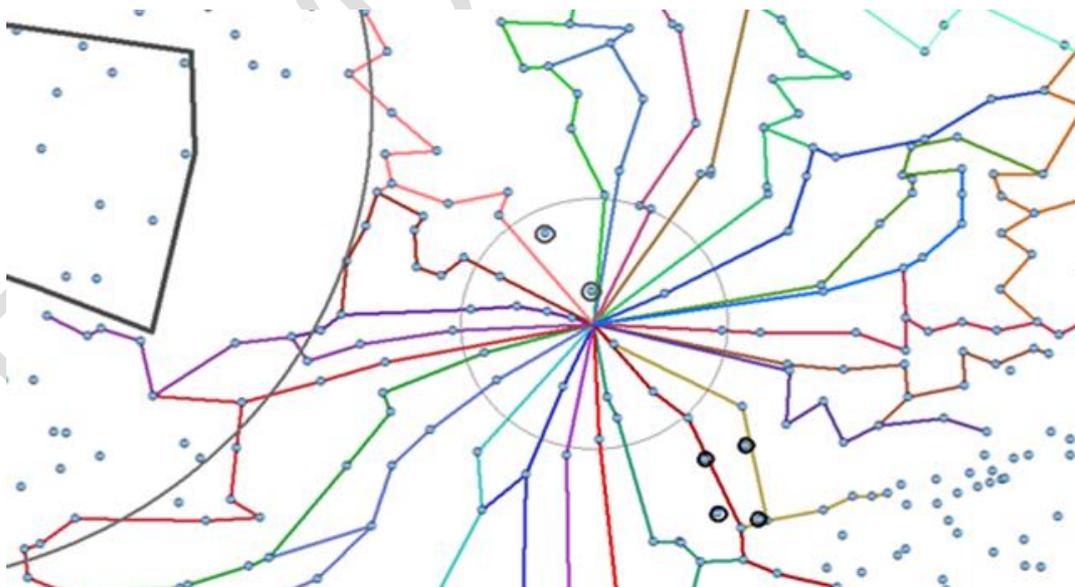


Abbildung 49 Schritt 1: Greenfield Planning ohne Rücksicht auf diverse Gegebenheiten

Das Greenfield Planning bietet nun die einmalige Gelegenheit, ein lastausgeglichenes- und einheitliches Netzgebiet zu gestalten und dabei gleichzeitig alle Kriterien und Rahmenbedingungen der Zielnetzplanung einzuhalten.

Der anschließend letzte Schritt und die damit verbundene Überlagerung des Ist-Netzes mit dem Greenfield-Idealnetz zeigt, dass das sich die Ergebnisse des Greenfield Plannings nicht zu 100% umsetzen lassen, jedoch ein Großteil der Überlegungen anlassbezogen adaptieren - in Richtung Zielnetz - werden kann.

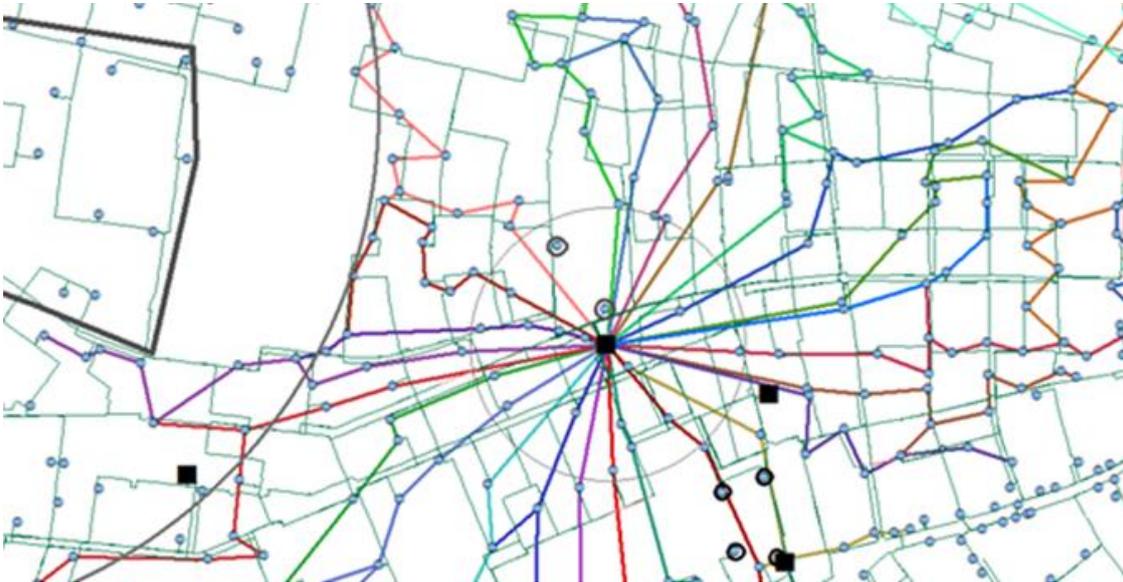


Abbildung 50 Schritt 2: Kombination aus Greenfield Planning und Zielnetzplanung

Zusammenfassend lässt sich über das Greenfield Planning sagen, dass es bei neu zu erschließenden Netzabschnitten eine ideale Planungsmethode darstellt, um ein Idealnetz zu planen, das auch für zukünftige Netzanforderungen gewappnet ist. Bei einem bereits vorhandenen Netzabschnitt, kann es nur sinnvoll in Kombination mit der Zielnetzplanung und all deren Kriterien und Rahmenbedingungen angewandt werden. Die Kombination aus diesen beiden Planungsmethoden stellt eine annehmbare Adaptierungsoptimierung für historisch gewachsene Netze dar.

4 Anwendung systematischer Netzplanung auf ausgewählte existierende Netzgebiete

Die zuvor beschriebenen theoretischen Punkte und Rahmenbedingungen der Mittelspannungssystemoptimierung kommen in diesem Kapitel zur praktischen Anwendung. Dabei hervorzuheben ist, dass es auf das jeweilige Netzgebiet ankommt, welche Optimierungs- und Adaptierungsverfahren zur Anwendung kommen. Die Anwendungsgebiete sind so gewählt, dass sie sich zwischen einem urbanen-, und einem ländlichen Raum unterscheiden.

4.1 Urbanes Versorgungsgebiet Umspannwerk J

Der Versorgungsbereich des Umspannwerks Wien J ist eines der klassisch urbanen Netzgebiete und demnach bestens für die praktischen Methoden und Anwendungen der Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene geeignet. Aufgrund der innerstädtischen Lage, sowie der kompakten räumlichen Begrenzung des Gebietes, lassen sich theoretisch so gut wie alle Optimierungs- und Planungsmethoden anwenden. Es muss jedoch von Versorgungsgebiet zu Versorgungsgebiet geprüft werden, welches Verfahren sich wo eignet und ob eine Kombination von unterschiedlichen Planungsmethoden - und deren Vorteile - genutzt werden kann.

Die folgende Abbildung zeigt die erste Informationseinholung des Netzplaners. Darauf zu sehen sind die Bezirksgrenzen sowie die infrastrukturellen Einrichtungen.

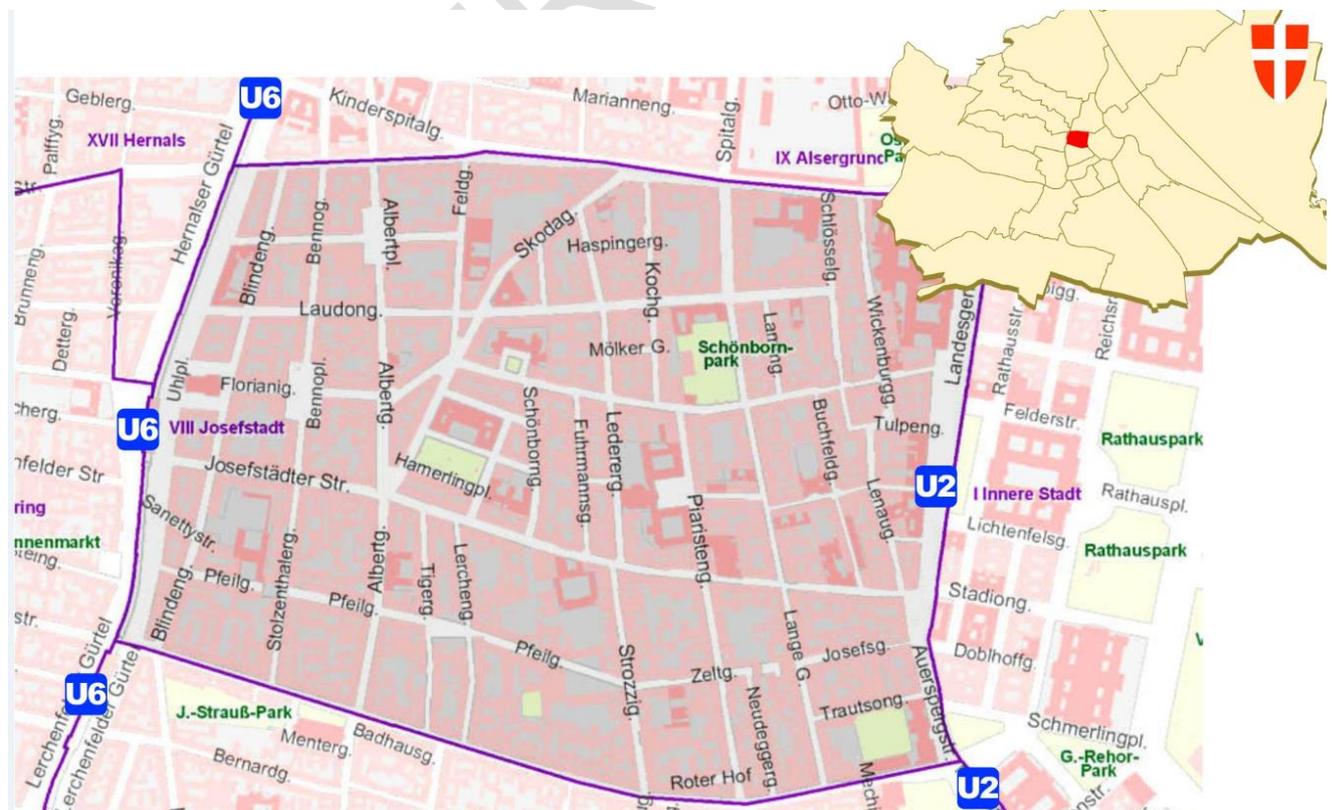


Abbildung 51 Informationsdarstellung des innerstädtischen Wiener Gemeindebezirks Josefstadt

Die wichtige Planungserkenntnis aus dieser Erstinformation ist neben den gezogenen Bezirks- und somit auch Umspannwerks-Versorgungsgrenzen, vor allem jene, dass ein großer Lastabnehmer des öffentlichen Verkehrs (U-Bahn) vom Umspannwerk versorgt wird. Aufgrund dieser Tatsache in Verbindung mit Punkt 3.2.3 dürfen diese Direktleitungen nicht in die Planungs- und Adaptierungsgedanken miteinfließen. Die direkt versorgten Verbraucher bleiben somit unverändert. Für die weiteren Planungsüberlegungen wird der Status Quo des Umspannwerks J, samt allen zugehörigen Mittelspannungsabzweigen herangezogen.

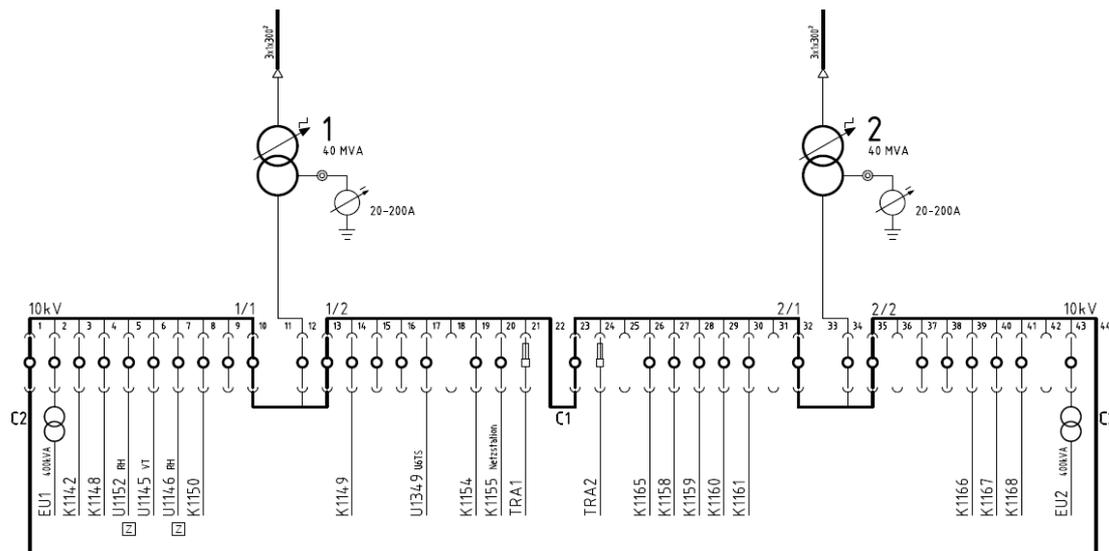


Abbildung 52 Abgangsschema des Umspannwerks J

Aus dem Umspannwerks-Abgangsschema ist ersichtlich, dass von zwei Regelumspannern (110kV/10kV; 40MVA) 22 Mittelspannungsabzweige versorgt werden. Von diesen 22 Abzweigen sind jedoch für die Planungsüberlegungen die Leitungen

- EU... Eigenspeisungskabel für UW
- TRA... Tonfrequenzrundsteueranlage
- U115,2... Direktkabel für U-Bahn

abzuziehen. Somit verbleiben für die Resilienzsteigerung 14 Mittelspannungsabzweige. Betrachtet man die aktuelle Umspannwerks-bzw. Mittelspannungsabzweigbelastung, so wird ersichtlich, dass keinerlei Maßnahmen zur Belastungsminimierung zu setzen sind.

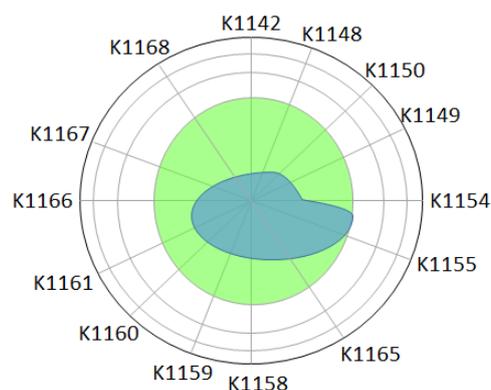


Abbildung 53 Mittelspannungsabgangsbelastung im Umspannwerk J

Da die Belastungsverteilung in diesem Netzgebiet relativ ausgeglichen ist, macht es in weiterer Folge Sinn, Adaptierungs- und Optimierungsschritte zu setzen, die wenig oder sogar keine monetären Mittel verlangen. Vor allem aufgrund der doch eher wenigen Mittelspannungsabzweige, ist beispielsweise die volle Anwendung der Zielnetzplanungskriterien nicht unbedingt zielführend. Da diese Kriterien auf der Tatsache aufbauen, dass grundsätzlich sehr viele Trafostationen auf den einzelnen Mittelspannungsabzweigen eingebunden sind und dies aber wiederum aufgrund der wenigen Abzweige und zugleich hohen Anzahl an Abzweigleerfeldern im Umspannwerk J (siehe Abbildung 52) nicht der Fall ist, erbringt nur die Kombination der Anwendung des Detour-Faktors mit Teilen der Zielnetzplanung einen echten Mehrwert. Wie im theoretischen Teil beschrieben, ist die Anwendung des Detour-Faktors dann zielführend, wenn Leitungen mit einem Faktor von ≥ 2 belegt sind.

Die nun folgenden zwei Abbildungen zeigen einerseits das Verhältnis zwischen Leitungs- und Luftlinie sowie den sortiert aufsteigenden Detour-Faktors und andererseits den realen Leitungsverlauf und der zugehörigen Einfärbung des Faktors.

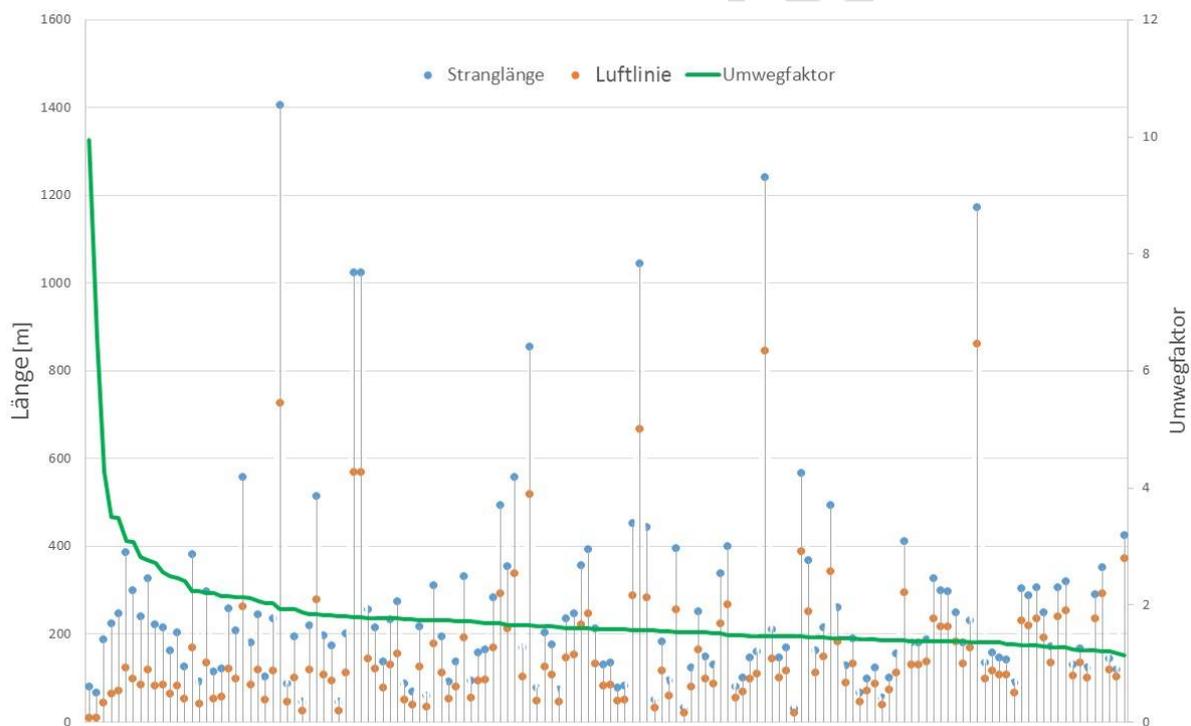


Abbildung 54 Darstellung des ansteigend verlaufenden Umwegfaktors

Ganz wesentlich und wichtig bei dieser Darstellung ist die Tatsache, dass der Detour-Faktor nur eine Aussagekraft hat, wenn die einzelnen Abstände (Leitungs- und Luftabstand) zwischen den Stationen im Leitungszug bekannt sind und dargestellt werden und nicht nur der Anfangs- und Endpunkt zwischen Umspannwerk und letzter Trafostation.

Liest man nun das Diagramm, so kann man sagen, dass die Schaltzustände von ca. 15 Trafostations-Verbindungsleitungen zumindest näher untersucht, optimalerweise in einen vorerst abnormalen Schaltzustand umgeschaltet werden sollten.

Werden über einen längeren zeitlichen Verlauf, die Betriebsmittel - wie Leitungen und Trafos- nicht überbelastet, kann aus dem abnormalen, ein Normalschaltzustand werden. Zur besseren Darstellung der einzelnen überdurchschnittlich langen Stations-Verbindungsleitungen dient die Darstellung als Orthogonal Plan.

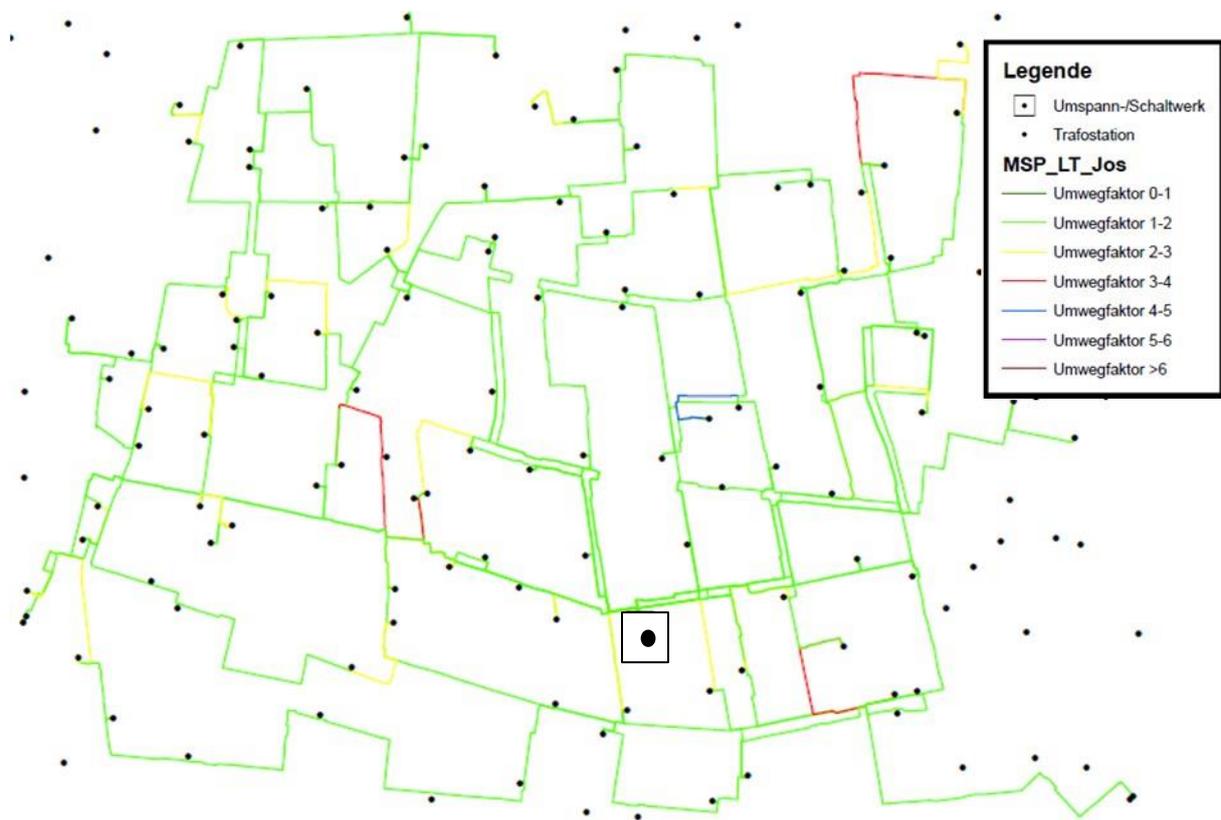


Abbildung 55 Plandarstellung des Umwegfaktors im Versorgungsgebiet des Umspannwerks J

Wie aus dem Plan ersichtlich, ist das Umspannwerk dieses Versorgungsgebiets nicht unbedingt zentral situiert. Dieser Faktor ist jedoch meist nur schwer zu beeinflussen und wird daher zur Kenntnis genommen. Die Einfärbung der Leitungen spiegelt nun den Detour-Faktor wider und zeigt eindeutig die Schwachstellen dieses Netzes auf. Die rot und blau gefärbten Leitungen müssen durch Schaltzustandsänderungen (siehe Abbildung 37) optimiert werden, während die gelb eingefärbten Leitungen nur wenn es einfach möglich ist, zu adaptieren sind. Ist eine Schaltzustandsänderung nicht möglich, dann müssen die Leitungen anlassbezogen neu gelegt werden.

Mit diesen einfachen Methoden und Adaptierungen kann dieses Netzgebiet zielführend optimiert werden und hält zugleich den monetären Aufwand gering.

4.2 Urban-/ländliches Versorgungsgebiet Umspannwerk SCH

Der Versorgungsbereich des Umspannwerks SCH liegt ebenfalls im urbanen Raum, ist jedoch aufgrund seiner geographischen Ausweitung anders als beispielsweise der Bereich des Umspannwerks J zu behandeln. Der Grund dafür liegt in der weniger dichten Besiedelung. Adaptierungs- und Optimierungsschritte wie die Kriterien-Umsetzung der Zielnetzplanung lassen sich in diesem Gebiet einfacher und gezielter anwenden. Die Schwierigkeit in diesem Raum Wiens liegt nun in den eher langen Netzausläufen hin zum Stadtrand und den damit verbundenen Leitungslängen. Um sich jedoch vorab ein Bild des gesamten Bereichs machen zu können, dienen wieder die Bezirksgrenzen sowie die infrastrukturellen Einrichtungen.

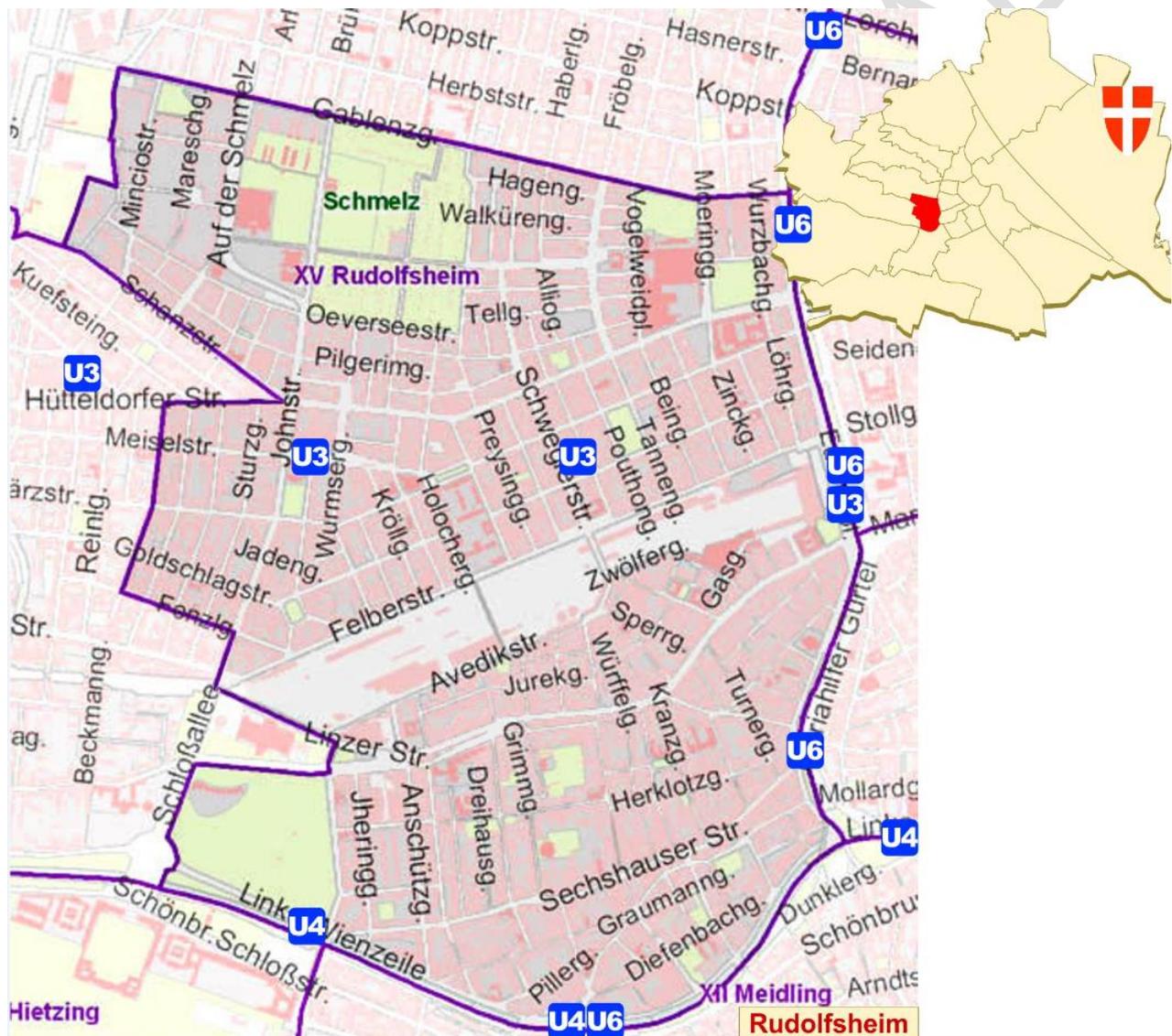


Abbildung 56 Informationsdarstellung des innerstädtischen Wiener Gemeindebezirks

Wie auch schon in der Josefstadt ist auch hier eine der wichtigsten Erstinformationen neben den Bezirksgrenzen, die vorhandenen Groß-Lastabnehmer des öffentlichen Verkehrs (U-Bahn). Die Direktanspeisung dieser Kunden wird in den Planungsüberlegungen wiederum nicht einbezogen, da sie bereits optimiert sind.

Wie das Mittelspannungs-Abgangsschema des Umspannwerks SCH schon vermuten lässt, ist aufgrund der im Laufe der Zeit zugefügten Abzweige ein relatives Belastungsungleichgewicht entstanden. Aufgrund dieser Tatsache, sowie dem Alter des Versorgungsgebiets, ist es zielführend, mit den Kriterien und Rahmenbedingungen der Zielnetzplanung, sowie den Planungsvorteilen des Greenfield-Plannings zu beginnen. Dabei ist es unumgänglich, auch die benachbarten Umspannwerke und deren Versorgungsgebiete einzubinden und ebenfalls an die Kriterien anzupassen. Es muss demnach vorab eine klare Zuordnung der Trafostationen zum jeweiligen Umspannwerk erhoben werden. Hierbei wird es in den meisten Fällen auch Abweichungen zwischen theoretisch sinnvollen, praktisch machbaren und historisch gewachsenen Strukturen geben. Im ersten Schritt wird durch die in dieser Dissertation entwickelte Methode der Sternengrafik der jeweiligen Umspannwerks-Versorgungsradius definiert. Dabei wird recht rasch sichtbar, welche Trafostationen aus welchem Umspannwerk versorgt werden.

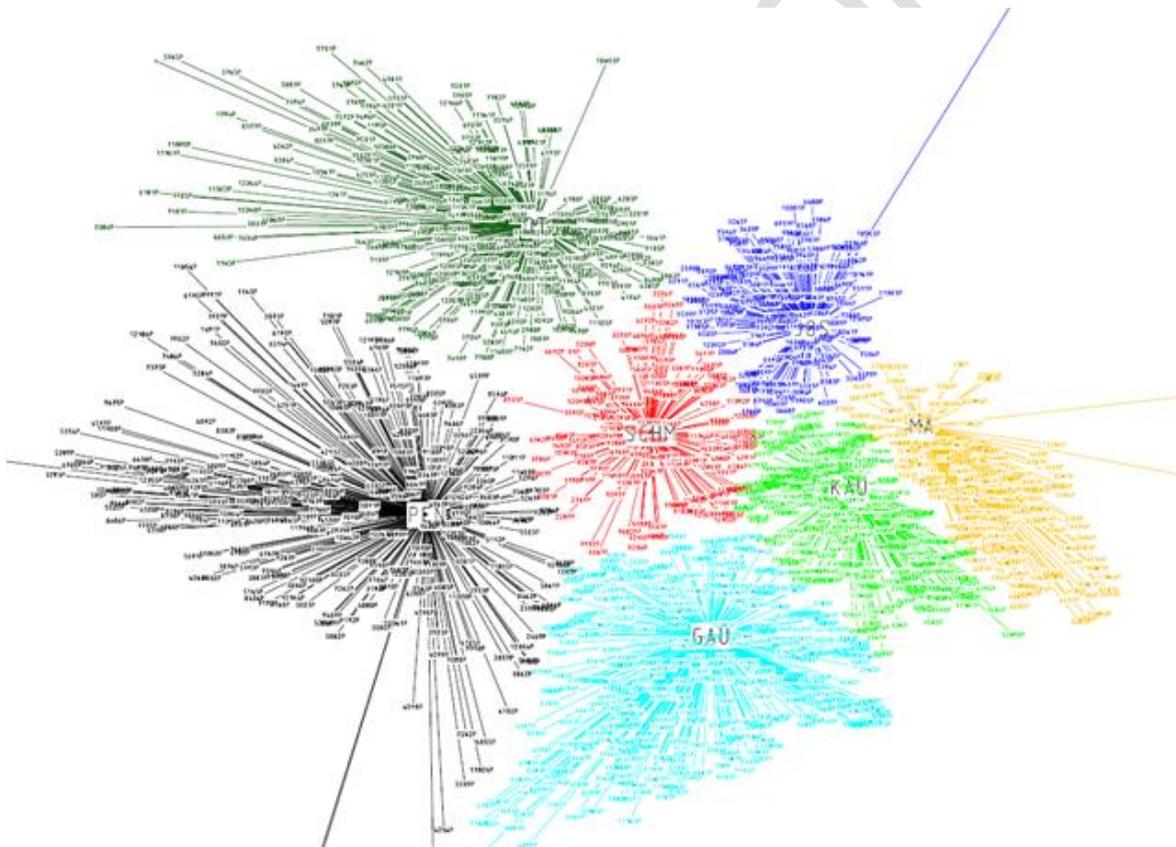


Abbildung 59 Sternengrafik für das Umspannwerk SCH sowie dessen benachbarte Umspannwerke

Der grobe Versorgungsbereich aller hier visualisierten Umspannwerke kann ebenfalls aus dieser Grafik entnommen werden. Es ist jedoch auch sichtbar, dass einige Trafostationen von einem UW versorgt werden, bei dem man davon ausgehen kann, dass diese Station nicht mehr im jeweiligen UW-Versorgungsgebiet liegen sollte.

Klar und eindeutig wird dieser Umstand in der ebenfalls in dieser Dissertation entwickelten Polygondarstellung. Dabei wird ersichtlich, dass einzelne, sogenannte "Versorgunginseln" nicht mehr dem unmittelbar naheliegenden und somit optimalen Umspannwerk zugeordnet sind, sondern aufgrund der historischen punktuellen Netzerweiterung in einen benachbarten Versorgungsbereich "gefallen" sind. Ein Umstand, der durch einen Optimierungsschritt begradigt werden muss.

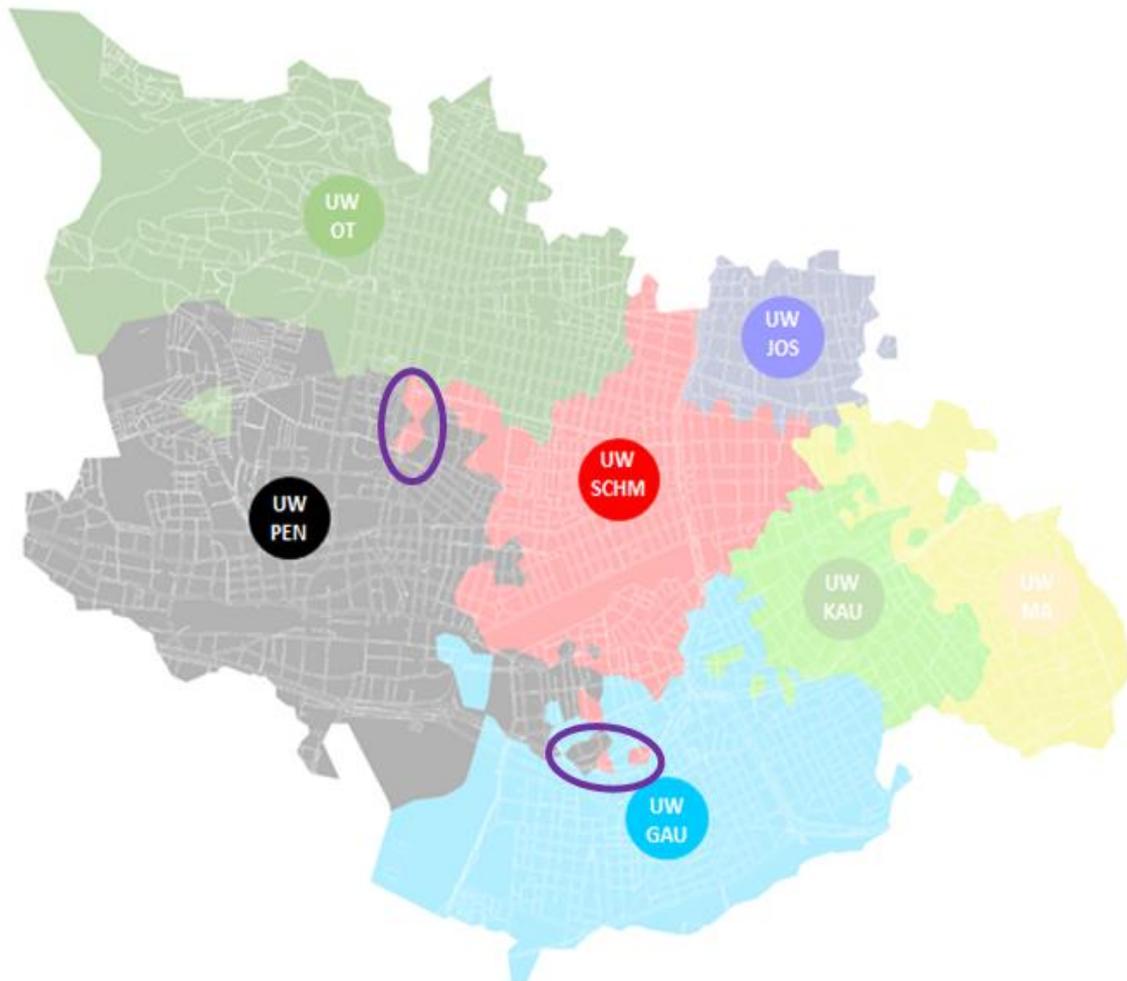


Abbildung 60 Polygondarstellung zur klaren Definition des Versorgungsgebiets

Begutachtet man das in Abbildung 60 dargestellte IST-Versorgungsgebiet des Umspannwerks SCH, so wird schnell klar, dass es hier einige der zuvor beschriebenen "Versorgunginseln" gibt, die in einem anderen Umspannwerks-Versorgungsgebiet liegen. Dieser "Missstand" wird durch die Kombination aus den beiden Planungsmethoden der Zielnetzplanung und des Greenfield-Plannings, sowie der anschließenden Integration in das IST-Netz bereinigt.

Bevor nun mit der Anwendung der Kriterien und Rahmenbedingungen der Zielnetzplanung, sowie dem Greenfield Planning begonnen werden kann, muss die aktuelle Netzsituation und die Aufteilung der Mittelspannungsabgänge genau bekannt sein. An dieser Stelle sei jedoch angemerkt, dass die farbliche Darstellung der folgenden Abbildung, im Vergleich zur Detour-Faktor-Plandarstellung keinerlei Bedeutung hat und demnach nur zum Zwecke der Übersichtlichkeit so dargestellt wird.



Abbildung 61 IST-Netz des UW-Versorgungsgebiets Sch

Die wesentlichen Erkenntnisse aus dieser Darstellung lassen sich auf zwei essentielle Punkte reduzieren. Einerseits geht aus der Topologie hervor, dass es sich um ein Netzgebiet handelt, das sowohl durch urbane Kompaktheit, als auch durch einige Netzausläufer geprägt ist.

Andererseits wird durch die übersichtliche Einfärbung der Mittelspannungsleitungen klar, dass die Kriterien und Rahmenbedingungen aus Punkt 3.2.3 nicht erfüllt sind und demnach keinem Zielnetz entsprechen. Dieser Sachverhalt ist wie schon zuvor erwähnt dem historischen Lastzuwachs und den damit verbundenen Netzerweiterungen geschuldet.

Da nun die Ausgangssituation, sowie die nötigen Adaptierungsschritte der Zielnetzplanung bekannt sind, kann mit der Resilienzsteigerung über das Verfahren des Greenfield-Plannings begonnen werden.

Dabei ist es nun wichtig zu wissen, wie und in welcher Intensität die verlegten Mittelspannungsleitungen belastet sind und welches Potenzial hierbei möglicherweise noch ausgeschöpft werden kann. Grundsätzlich gilt für die beiden Standard-Mittelspannungskabel (Kunststoff oder Papier/Blei) folgende EVU-Last.

	Kunststoffkabel E-(A2XHCJ2Y)2Y 3x1x240	Papier/Blei-Kabel E-APHMBU 3x240
EVU-Last	408A	343A

Tabelle 7 EVU-Last der Standardmittelspannungskabel

Aufgrund der offenen Ringnetzstruktur und um sich bei Störereignissen einen gewissen Spielraum für Umschaltmöglichkeiten zu verschaffen, betreiben die meisten Verteilnetzbetreiber ihre Leitungen mit 60% – 70% der EVU-Last. Es ist daher für die Planungsschritte essentiell zu wissen, in wie weit die MS-Kabel diese Vorgabe erfüllen und ob diesbezüglich ein Verstoß und somit eine Kabelüberlastung auftritt. Die folgende Tabelle veranschaulicht die Lastsituation im Versorgungsbereich des Umspannwerks SCH.

ABZWEIG	max. Tages 1/4 Std- Mittelwert/Jahr [A] 2011	max. Tages 1/4 Std- Mittelwert/Jahr [A] 2012	max. Tages 1/4 Std- Mittelwert/Jahr [A] 2013	max. Tages 1/4 Std- Mittelwert/Jahr [A] 2014	max. Tages 1/4 Std- Mittelwert/Jahr [A] 2015	max. Tages 1/4 Std- Mittelwert/Jahr [A] 2016	max. Tages 1/4 Std- Mittelwert/Jahr [A] 2017
K1256	-	-	-	-	-	-	40
K1257	-	-	-	-	-	-	35
K1258	-	-	-	-	47	45	79
K22	-	66	119	125	123	122	128
K23	-	129	170	200	153	157	248
K362	-	163	198	204	100	189	183
K363	-	125	144	153	152	161	171
K364	-	77	75	79	81	80	83
K365	-	56	67	73	65	68	73
K366	-	76	57	59	59	65	73
K367	-	82	99	97	95	71	72
K368	-	104	128	132	133	99	37
K369	-	126	80	80	86	80	80
K370	-	31	28	27	31	29	30
K4	-	68	44	44	46	43	46
K451	-	-	-	-	-	-	-
K661	-	86	74	77	136	84	81
K662	-	107	103	105	107	104	108
K663	-	170	33	33	34	31	-
K664	-	71	74	74	76	74	77
K667	-	183	192	194	174	181	189
K668	-	158	29	29	28	27	29
K669	-	-	-	-	-	-	-
K670	-	51	44	50	49	50	33
K70	-	147	147	119	124	121	120
K71	-	126	110	112	117	114	115
K72	-	140	130	123	128	126	130
K73	-	24	27	28	29	26	26

K74	-	118	142	146	152	172	146
K75	-	80	74	219	40	42	41
K76	-	127	147	74	123	120	118
K77	-	151	148	143	136	140	130
K78	-	134	34	38	32	32	37
K79	-	144	144	147	100	79	115
K903	-	51	55	43	30	52	40
K906	-	109	106	106	98	96	94
K907	-	75	64	67	69	65	64
K908	-	145	151	154	144	143	93
K909	-	120	82	73	75	72	68
K910	-	112	75	76	75	71	73
K913	-	83	74	101	89	88	88
K914	-	124	101	121	107	108	106
U1928	-	174	50	51	35	82	40
U1929	-	156	53	50	40	56	40
U665	-	67	29	38	20	25	20
U666	-	45	29	39	20	47	20
U812	-	62	35	49	35	82	30
U813	-	61	34	52	30	82	35
U915	-	56	28	21	18	31	20
U916N	-	55	28	20	18	21	20

Tabelle 8 Belastungswachstum der MS-Abzweige aus dem UW Sch

Aus der Tabelle geht die zuvor bemängelte hohe Anzahl an Mittelspannungsabgängen hervor, welche -wie schon beschrieben- auf den laufenden Lastzuwachs zurückzuführen ist. Der Sachverhalt zeigt jedoch, dass eine große Anzahl der Leitungen alles andere als ausgelastet sind und demnach nicht optimal betrieben werden. Lediglich einige wenige Mittelspannungsleitungen werden mit über 70% Belastung betrieben und müssen durch die Optimierung der Planungsmethoden entlastet werden.

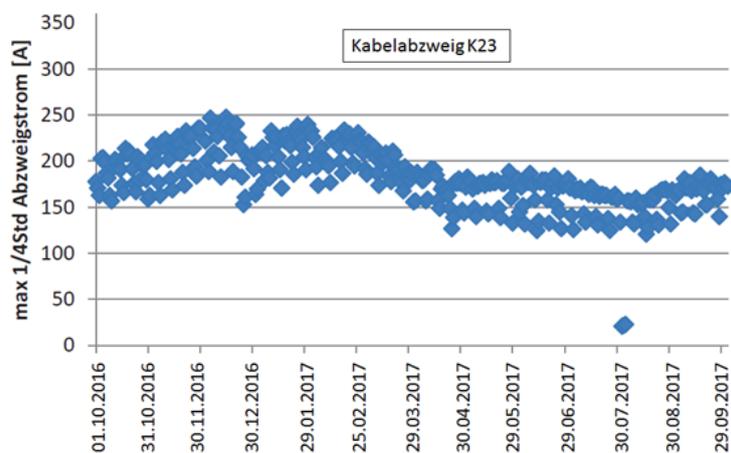


Abbildung 62 Messung über die maximalen 1/4Std. Mittelwerte pro Tag des Geschäftsjahres 2016/2017

Messungen an dieser Leitung haben gezeigt, dass die Spitzenwerte zwar nur in den Wintermonaten auftreten, jedoch liegt der Mittelwert des ganzen Jahrs über dem gewünschten Lastbereich von 60% - 70%.

An dieser Stelle sei abermals erwähnt, dass in der Tabelle alle Abgänge aus dem Umspannwerk aufgelistet sind, jedoch es die Kriterien und Rahmenbedingungen der Resilienzsteigerung in der Mittelspannungsebene nicht zulassen, all jene Leitungen wie beispielsweise direkte angeschlossene Verbraucher, Versorgungsleitungen des öffentlichen Verkehrs und Hochspannungszählungen in der Planung mit zu berücksichtigen.

Die aufgrund der Tabelle ersichtlich höher belasteten bzw. mit einer großen Anzahl an Trafostationen geprägten Mittelspannungsleitungen müssen dementsprechend "entschärft" und somit anhand der Kriterien und Rahmenbedingungen neu geplant werden. Die Kunst dabei ist nun, eine möglichst gleichmäßige Aufteilung des Verhältnisses Mittelspannungsleitung/Trafostationen zu finden, ohne dabei kostenintensive Grabarbeiten durchführen zu müssen. Im besten Fall sollen nach geeigneter Aufteilung mehrere Mittelspannungsabzweige aus dem Umspannwerk eingespart werden.

Doch bevor diese Schritte schlagend werden, muss das gewünschte Zielnetz auf der grünen Wiese geplant werden, ohne sich mit geografischen Gegebenheiten und möglichen Lastproblemen zu beschäftigen. Die folgende Abbildung verdeutlicht das Greenfield Planning für das vorliegende Versorgungsgebiet SCH.

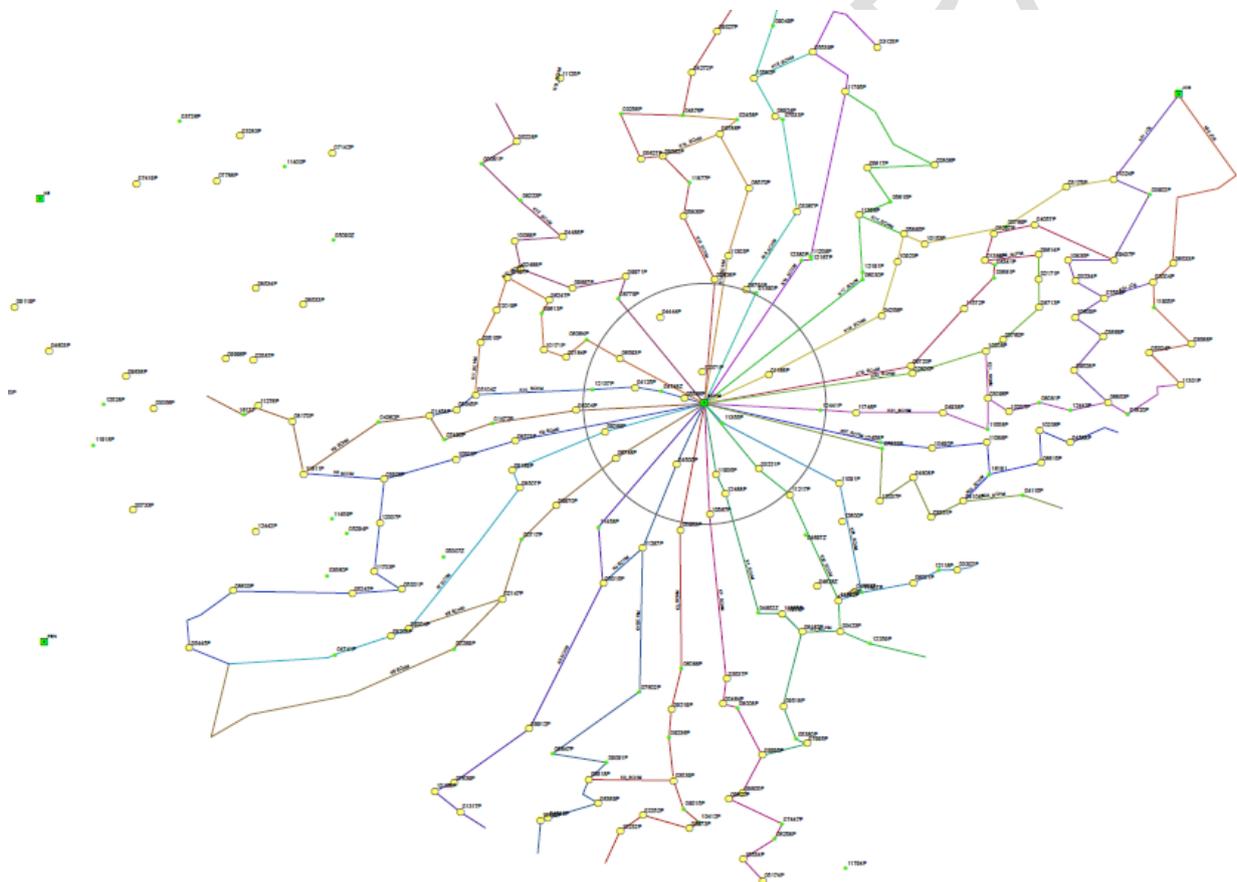


Abbildung 63 Planung des Versorgungsgebiets UW SCH auf der grünen Wiese

Im Planungsschritt inbegriffen ist der gezogene 300 m Radius um das Umspannwerk, dessen Kriterium (aus Punkt 3.2.3) unbedingt einzuhalten ist. Es besagt, dass die Leitung zwischen Umspannwerk und erster Trafostation die am meist belastete ist, weil jeglicher Fehler und der damit verbundene Ein- und Ausschaltvorgang immer über diese Verbindung läuft. Aufgrund dieser möglichen Problematik, darf diese erste Leitung keinerlei Schwachstellen wie beispielsweise Muffen aufweisen.

Das bedeutet einerseits, dass bei bestehenden Leitungen diese Schwachstellen (wenn vorhanden) zu beseitigen sind und andererseits, dass bei einer notwendigen Neulegung die tatsächliche Leitungslänge im Ganzen verlegt werden kann (muss), da eine Standardkabeltrommel eine Gesamtlänge von 500m aufweist. Das Verhältnis zwischen Luftlinie (300 m Radius) und tatsächlicher Leitungslänge stimmt daher in diesem Bereich. Weiters geht aus dem ersten Greenfield-Planning-Ergebnis hervor, dass es zu einer deutlichen Einsparung der Mittelspannungsabzweige aus dem Umspannwerk kommt. Zur Erinnerung: Grundsätzlich führt das Umspannwerk 57 Mittelspannungsabzweige, wobei jedoch zu Adaptierungszwecken nur 42 Abzweige verwendet werden dürfen. Betrachtet man nun Abbildung 63 und zählt die Mittelspannungsabgänge, die aus dem UW führen ab, so ergibt sich eine Anzahl von 25 und demnach eine Reduktionen 17 Mittelspannungsabgängen. Dies entspricht einer Reduktion von 40%. Es muss jedoch an dieser Stelle wiederum deutlich erwähnt werden, dass dies nur der erste Planungsschritt ist und demnach die Einsparung als rein theoretisches Potenzial anzusehen ist. Wie schon erwähnt, wird es sich beim tatsächlichen Einsparungspotenzial um ca. 25% handeln, da im finalen Planungsschritt, alle geografischen Gegebenheiten, Belastungsverhältnisse und sonstige mögliche "Problemquellen" berücksichtigt sind. Als gedanklicher Zwischenschritt kann es nun hilfreich sein, den Detour-Faktor und dessen Adaptierungsmöglichkeiten diverser Mittelspannungsleitungen zu evaluieren. Das folgende Diagramm erläutert die momentane IST-Situation und deren Luftlinie-/Leitungslängen-Verhältnis.

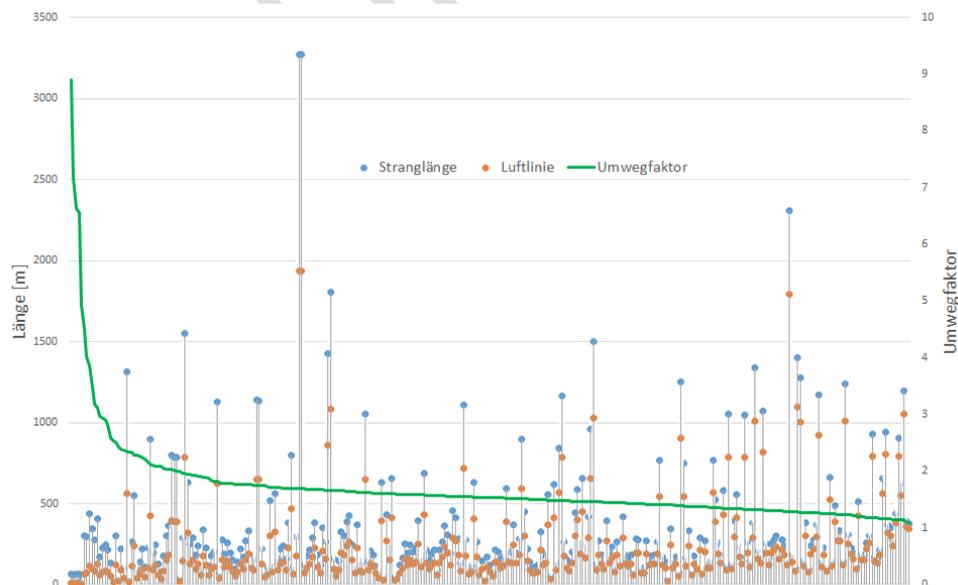


Abbildung 64 Umwegfaktor des Versorgungsgebiets des Umspannwerks Sch

Aus dem Diagramm hervor, dass es eine nicht zu vernachlässigbare Anzahl an Mittelspannungsleitungen gibt, die es zu untersuchen und - wenn möglich - mittels einfachen Adaptierungsschritten zu optimieren gilt.

Ob die Umwegfaktoren > 2 in diesem Fall ihre Berechtigung haben, kann jedoch nicht in einer Diagramm-Darstellung beurteilt werden. Es bedarf dazu der folgenden Darstellung aller tatsächlichen Leitungsführungen rund um das Umspannwerk.

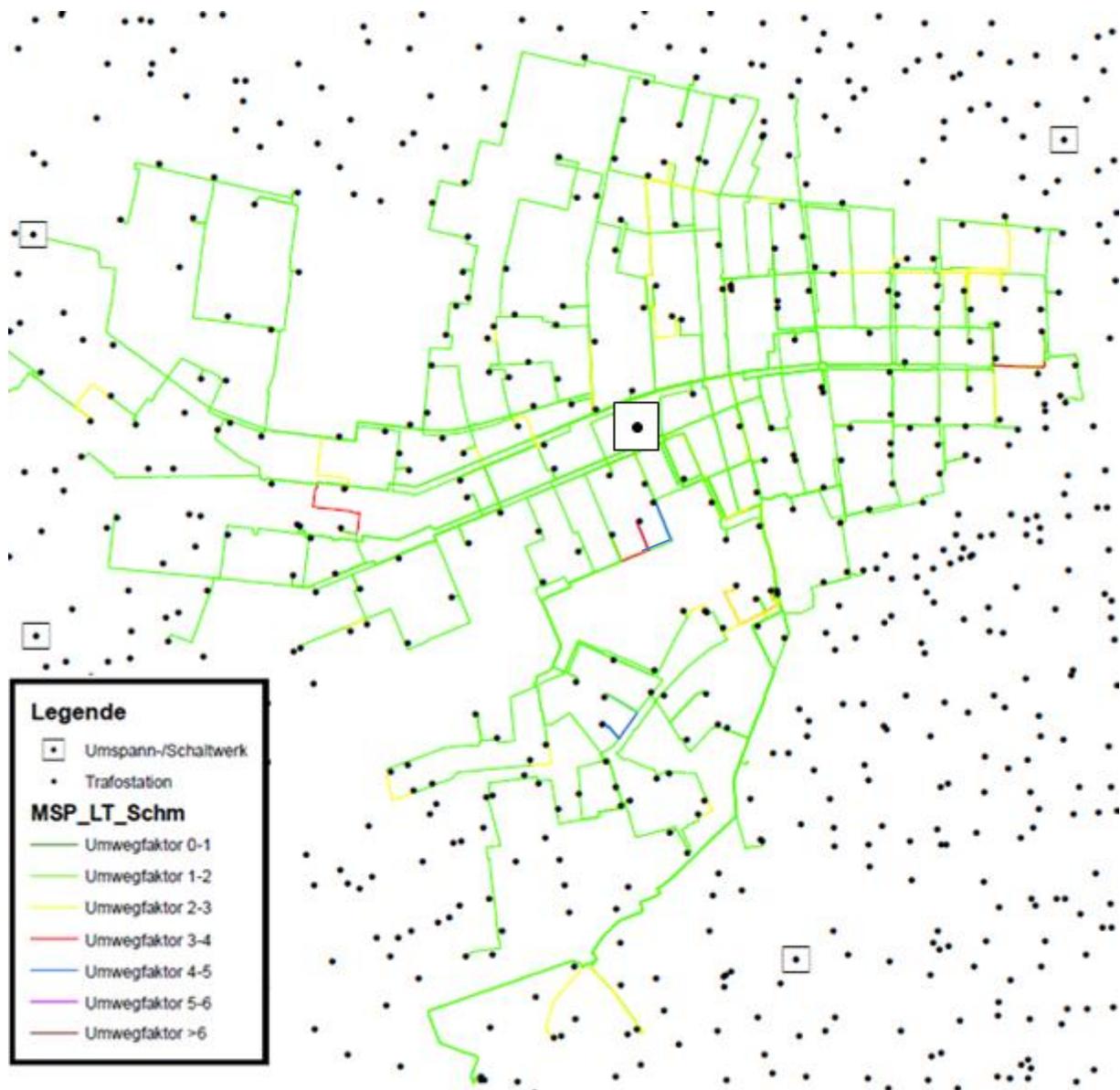


Abbildung 65 Konkreter Leitungsverlauf mit Einfärbung der einzelnen Detour-Faktoren

In der näheren Umgebung des Umspannwerks gibt es nur zwei Leitungen die einen Detour-Faktor zwischen zwei und drei aufweisen. Ein Faktor unter vier wäre grundsätzlich noch vertretbar, wenn die Leitungen nicht im unmittelbarem Umkreis (300m Radius) des Umspannwerks liegen würden. Wie zuvor schon beschrieben, ist es jedoch genau in diesem Bereich wichtig, wenige Schwachstellen sowie wenige Verluste aufzuweisen, um der hohen Leitungsbelastung Stand zu halten.

Alle weiteren ersichtlich gelb gefärbten Leitungen sind wie soeben erwähnt vertretbar. Somit verbleiben zur näheren Untersuchung nur noch die rot und blau gefärbten Leitungen. Diese sollten durch Schaltzustandsänderungen optimiert werden.

Um dies zu ermöglichen, müssen die angesprochenen Leitungen zuerst aus dem System detailliert ausgefiltert werden. Zugleich muss eine „Not-Umschalt-Option“ gefunden werden, bei der die Leitung auch in der Lage ist, eine durch die Schaltzustandsänderung hervorgerufene Mehrbelastung zu verkraften.

Das Filtern der gefärbten Leitungen, sowie die Informationserhebung aus Punkt 3.1.6 ergeben, dass aufgrund der baulichen Gegebenheiten, geplanten Bauprojekten, sowie diversen Bausperren, keinerlei Verbesserung durch Schaltzustandsänderungen erzielt werden können. Die folgende Abbildung 66 verdeutlicht das eben Erwähnte.



Abbildung 66 Untersuchung einer Schaltzustandsoptimierung

Die Luftlinie zwischen den Trafostationen ist zwar äußerst gering, jedoch ist bzw. war eine Leitungsverbindung aufgrund der baulichen Gegebenheiten nur über einen enormen Umweg möglich. Eine Schaltzustandsänderung wäre nur dann zielführend, wenn zwischen den markierten Trafostationen keine Verbindung notwendig ist. Da man sich aber mit dieser Option die Möglichkeit einer Leitungsverhängung im Störfall nehmen würde, macht eine Schaltzustandsänderung alles andere als Sinn. Auch eine Neulegung würde nicht zum gewünschten Ergebnis führen, da nach wie vor die natürlichen Barrieren (in diesem Fall Häuserblöcke) vorhanden sind.

Man muss sich daher bei diesem Versorgungsgebiet vom Gedanken einer Mittelspannungs-Netzoptimierung mit vernachlässigbaren monetären Mitteln verabschieden und sich somit weiter den Planungsmethoden der Zielnetzplanung und des Greenfield-Planing, sowie dessen Umsetzung in die aktuelle IST-Situation widmen.

Im ersten Schritt der Anpassung zwischen theoretischer Planung und Eingliederung in das tatsächliche Netz, müssen alle Gegebenheiten in diesem Versorgungsgebiet genau bekannt sein, um in weiterer Folge einschätzen zu können, wie weit Theorie mit Praxis übereinstimmt. Zu diesem Zwecke werden zuerst alle Straßenzüge dem Greenfield-Planning überlagert.

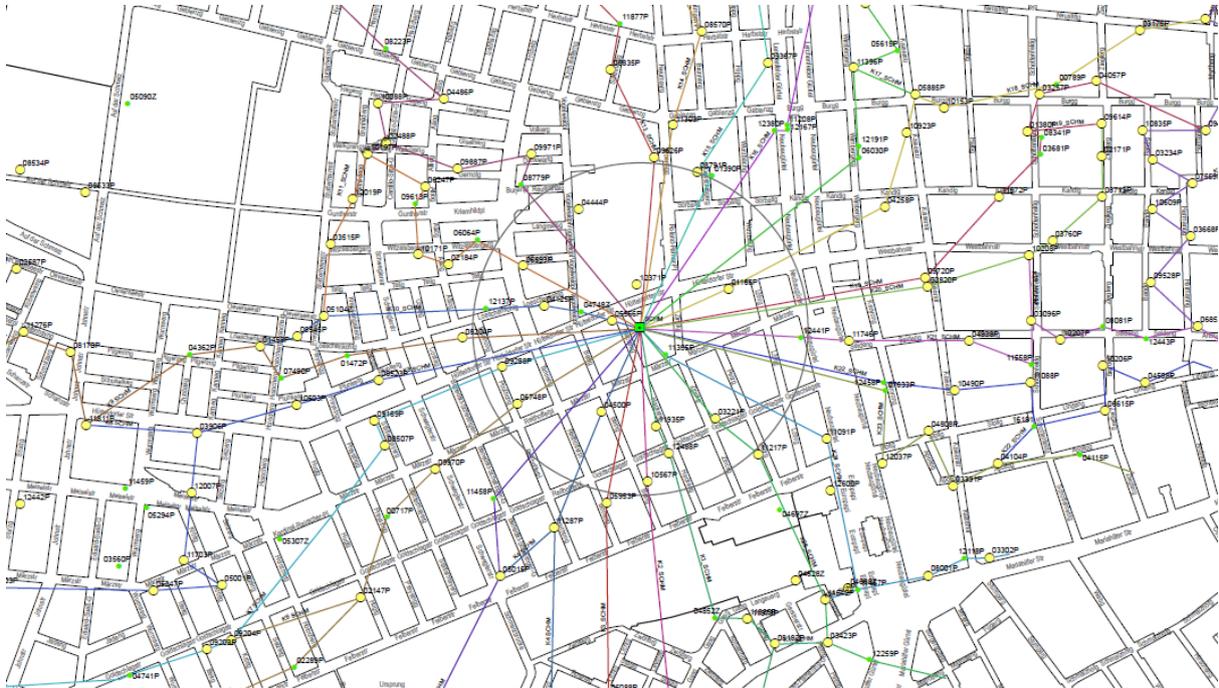


Abbildung 67 Erster Schritt der Planungsüberlagerung

Eine erste Erkenntnis aus dieser Überlagerung ist die Tatsache, dass eine große Anzahl, sowie eine hohe Dichte an kleinen, eng miteinander verbundenen Straßenzügen vorhanden ist, die einerseits den Vorteil von mehreren Lösungsmöglichkeiten bei notwendigen Grabungen erbringen, jedoch andererseits auch immer mit Aufgrabungssperren bzw. diversen Bauverhandlungen mit den zuständigen Magistratsabteilungen belegt sein können. Genau aus diesem Grunde ist es zielführend, die Planung an die bereits verlegten Leitungszüge anzupassen und nur im Bedarfsfall eine Leitungslegung zu veranlassen.

Weiters wird aus Abbildung 67 ersichtlich, dass einige Flächen vorhanden sind, bei denen mit hoher Wahrscheinlichkeit keine Leitungslegungen zulässig sein wird (beispielsweise Denkmalgeschützte Flächen usw.). Im besten Falle wurden diese städtischen Rahmenbedingungen jedoch schon im Greenfield-Planning berücksichtigt und müssen demnach nur noch als Randnotiz berücksichtigt werden. Bei der Greenfield-Planung des Versorgungsgebiets Umspannwerks SCH floss diese Gegebenheit in die Planungsüberlegungen und Umsetzungen mit ein.

Im zweiten Schritt der theoretischen und praktischen Anpassung wird zuerst begutachtet wie viele Leitungstrassen aus dem Umspannwerk führen und in wie weit diese für das Zielnetz herangezogen werden können.

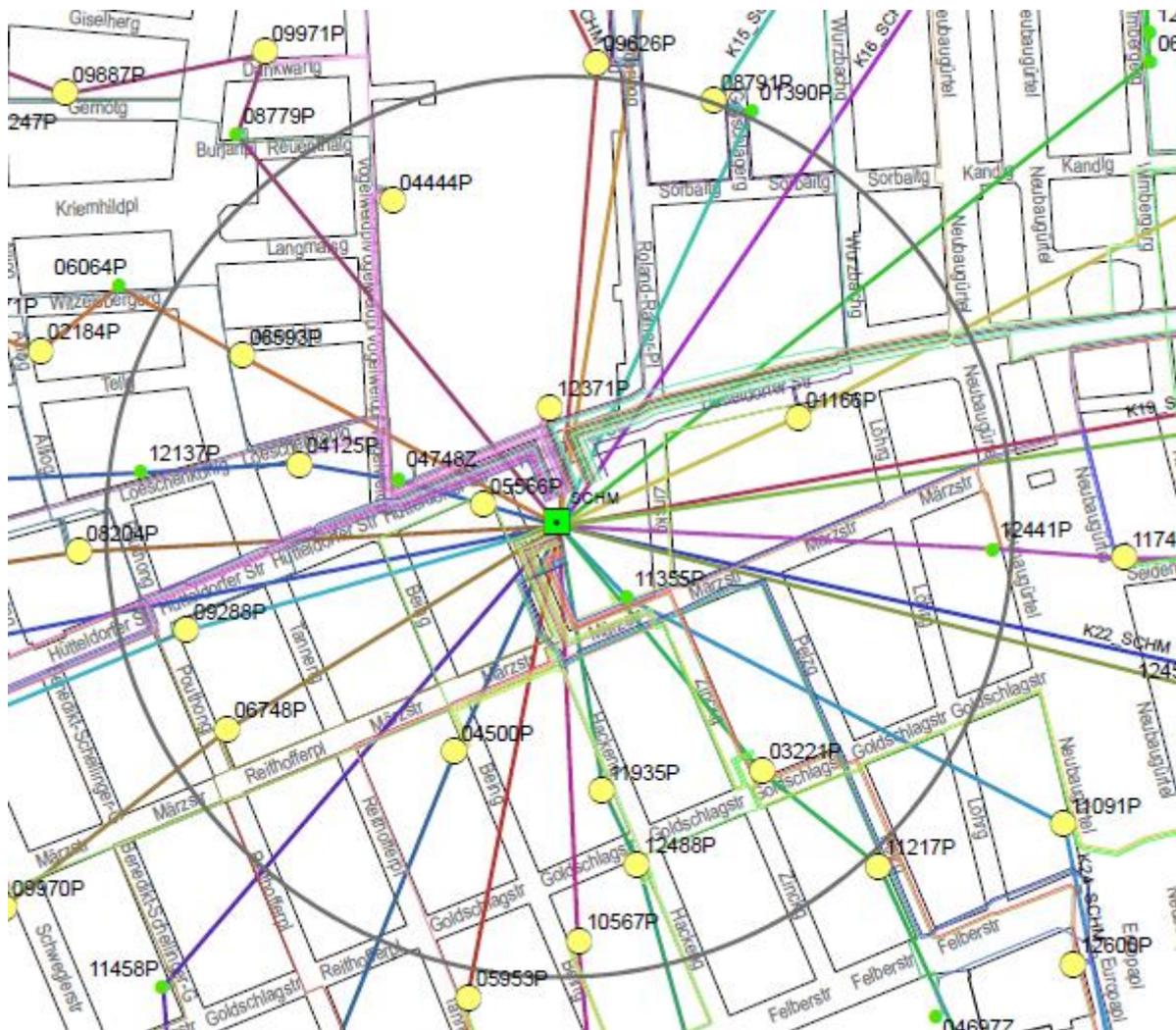


Abbildung 68 Trassenführung des Umspannwerks SCH

Deutlich hervor treten dabei drei Trassenbereiche, die aus dem Umspannwerk führen und auch demnach für die Umsetzung der Mittelspannungssystemoptimierung genutzt werden.

Das Kriterium zur Einbindung der ersten Trafostation innerhalb des 300 m Radius wird größtenteils eingehalten (zumindest überschreitet die Leitungslänge nicht die Kabeltrommellänge von 500 m), lediglich bei 5 der insgesamt 25 durch das Greenfield-Planning geplanten Mittelspannungsabgänge wird dieses Kriterium nicht erfüllt. Genau aus diesem Grunde kann das theoretische Einsparungspotenzial von 40% nicht eingehalten werden, da jene fünf Leitungen, die das Trafo-Einbindungskriterium nicht erfüllen, durch eine Kombination mehrerer vorhandener Leitungen ergänzt werden. Die genaue Erhebung zeigt, dass pro Leitung eine zusätzliche Leitung mit eingebunden werden muss. Aus dieser Tatsache ergibt sich eine Leitungs- Abgangseinsparung im Umspannwerk von 29%.

Die folgende Tabelle veranschaulicht für die Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene die Einsparungsunterschiede zwischen der Kombination aus Zielnetzplanung mit dem Greenfield Planning und der integrierbaren IST-Netz Überlagerung.

	Leitungsabgänge aus UW vor und nach Planung	Gesamtanzahl an UW-Abgängen
Ausgangssituation	42	57
Greenfield-Planning	25	40
Finale Überlagerungsplanung	30	45

Tabelle 9 Theoretisches- und praktisches Einsparungspotenzial

Die Zusammenfassung der Ergebnisse wird während bzw. nach der Umsetzung mit einem Vorher/Nachher-Umspannwerks-Belastungsvergleich sowie der Entwicklungskurve der Erdschlussströme und der damit verbundenen Sternpunktsbehandlung finalisiert.

Da die UW-Belastung bis zum Zielnetz nur erahnt werden kann, macht es zuvor mehr Sinn, den 10 kV-Erdschlussstrom zu begutachten und dabei Schlüsse über die Möglichkeit einer Erweiterung der Petersenspulen, oder sogar einer Änderung der Sternpunktsbehandlung nachzudenken.

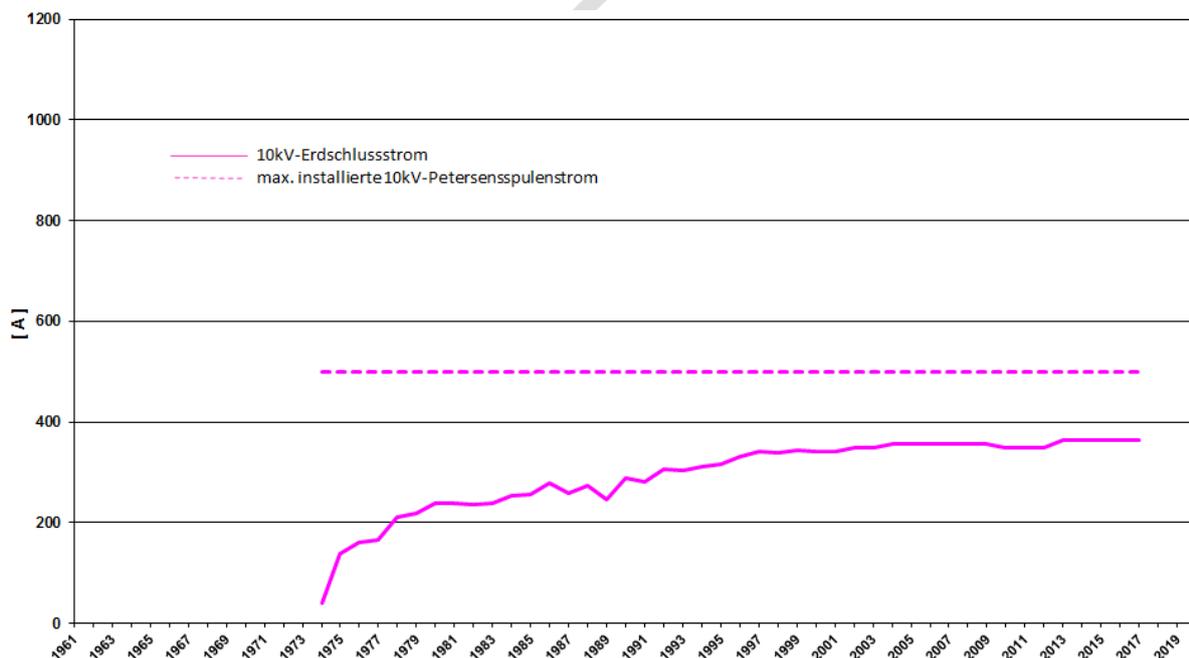


Abbildung 69 Entwicklung der Erdschlussströme im Umspannwerks SCH

Die Interpretation des Diagramms führt zu dem Ergebnis, dass der Erdschlussstrom in den letzten Jahrzehnten deutlich gestiegen ist, jedoch seit dem Jahr 2001 ziemlich stagniert und auch deutlich unter dem installierten 10 kV-Petersenspulenstrom liegt. Die "Netzlöschung" im Erdschlussfall ist demnach gewährleistet und ein Handlungsbedarf ist nicht erforderlich.

4.3 Ländliches Versorgungsgebiet Umspannwerk EZ

Verlässt man nun den urbanen Raum, um die Kriterien und Rahmenbedingungen der Mittelspannungssystemoptimierung auch im ländlichen Bereich anzuwenden, ist man zuerst mit diversen neuen Herausforderungen konfrontiert. Die ländliche Weitläufigkeit mit zugleich geringerer Bevölkerungsdichte spiegelt auch die Netzsituation wider. Aufgrund von langen Leitungsverbindungen in Verbindung mit erhöhten Verlusten, werden die Verteilnetze im ländlichen Raum in der Mittelspannungsebene mit 20 kV betrieben. Eine weitere Herausforderung besteht aufgrund der Umspannwerksgröße, sowie der Anzahl an Mittelspannungsabzweigen. Sowohl Größe, als auch Abzweige sind recht überschaubar und machen es demnach schwer, die Anzahl der Abzweige weiter zu reduzieren. Die folgende Abbildung zeigt die vorliegende Ausgangssituation des Umspannwerks EZ und verdeutlicht das eben Beschriebene.

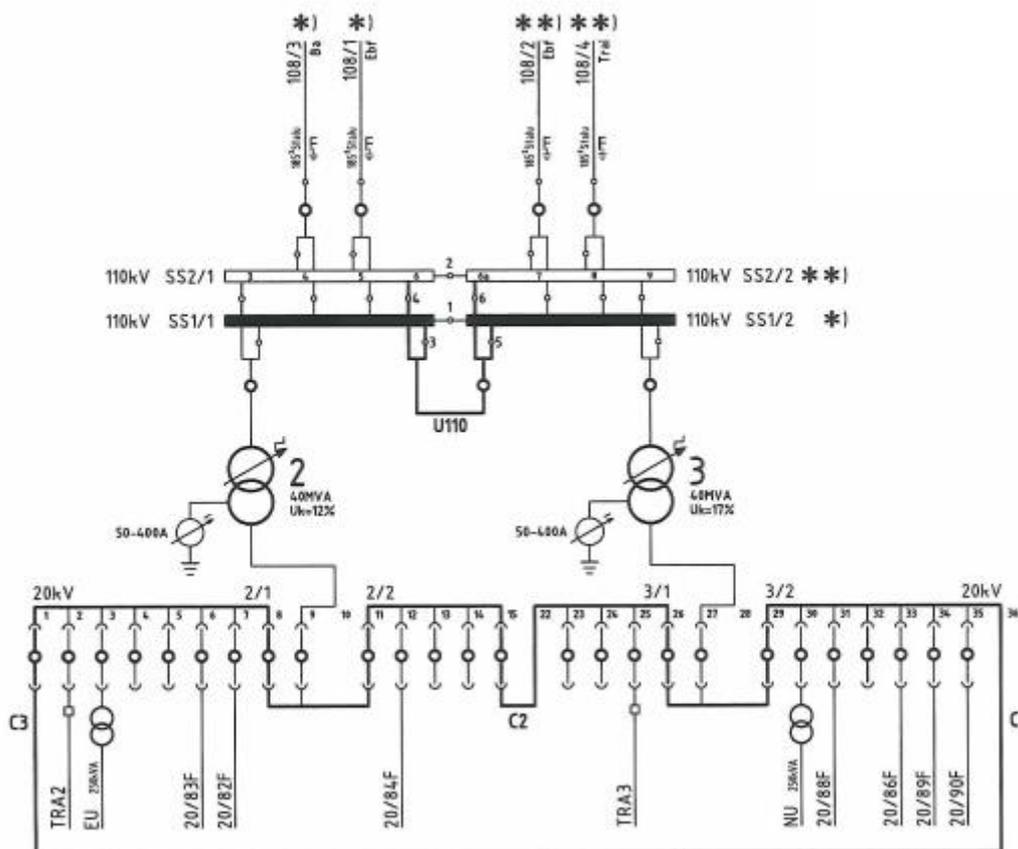


Abbildung 70 Abgangsschema des Umspannwerks EZ

Die Reduzierung der Abzweige ist jedoch eines der wesentlichen Ziele einer Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene. Es ist daher zwingend notwendig, den Zielfokus beim 20 kV-Adaptierungs- und Optimierungsverfahren anzupassen und die Kriterien und Rahmenbedingungen neu zu überdenken.

Betrachtet man den Fokus von Punkt 3.2.3 so ist als erster Schritt eine passende Adaptierung hin zum 20 kV-Netz zu treffen.

- Das Kriterium, welches den 300 m Radius um das Umspannwerk legt um somit eine Leitungsverbindung zwischen UW und erster Trafostation ohne jegliche Schwachstellen wie Muffenverbindungen (aus einer Kabeltrommel 500 m) sicherstellt, bleibt auch bei 20 kV unverändert.
- Die Anzahl von ca. 10 Trafostationen pro Mittelspannungsabzweig wird aufgrund der nun höheren Spannung, mit zugleich geringerer Strombelastung, erhöht. Es sind daher nun 20 Stationen pro Abzweig anzustreben und auch die Kuppelstelle wird nun nicht bei der fünften-, sondern der zehnten- Trafostation gesucht.
- Direktleitungen zu "großen" Abnehmern bleiben weiterhin unverändert und werden für Adaptierungs- und Optimierungsüberlegungen nicht mitberücksichtigt.
- Alle weiteren Punkte wie die Reduzierung der Muffen und Leitungslängen, sowie die Untersuchung von neuen Verlegemethoden und die Errichtung von intelligenten Trafostationen zur schnellen Wiederherstellung bei Nichtverfügbarkeiten, bleiben unverändert und werden aus dem 10 kV-Kriterienkatalog übernommen.

Mit den angepassten Kriterien und Rahmenbedingungen kann direkt mit den ersten Planungsschritten der 20 kV Mittelspannungs-Resilienzsteigerung begonnen werden. Grundsätzlicher Ausgangspunkt ist der Umspannwerks- Abgangsschemaplan aus Abbildung 70. Daraus lässt sich die IST-Situation dieses Versorgungsgebiets klar ablesen. Neben der Eigenversorgungs- und Tonfrequenzrundsteueranlage-Abzweigen, führen sieben Mittelspannungsabzweige aus dem Umspannwerk. Von diesen sieben Abzweigen sind jedoch zwei Direktanspeisungen zu industriellen Großverbrauchern vorhanden und demnach nicht für die Planung zu berücksichtigen. Es verbleiben demnach fünf Abzweige zur Planung, jedoch auch eine Menge an freien Abzweigfeldern. Auch wenn aufgrund der eben beschriebenen Umspannwerks-IST-Situation davon ausgegangen werden kann, dass es zu keinerlei Überlastung der Mittelspannungsabzweige kommt, wird der Vollständigkeit halber das Belastungsdiagramm des Umspannwerks EZ analysiert.

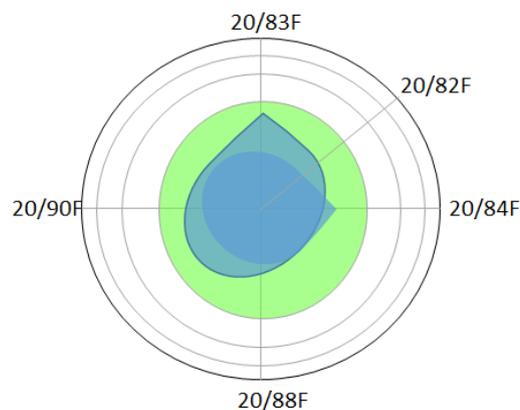


Abbildung 71 Mittelspannungsabgangsbelastung im Umspannwerk EZ

Wie aus dem Diagramm ersichtlich, ist die gewünschte Belastungsgrenze von 60% in keinem einzigen Abzweig der überschritten wird erreicht. Eine Belastungsreduktion des Umspannwerks und dessen Abzweige darf somit nicht im Optimierungsvordergrund stehen. Aufgrund dieser Tatsache können Überlegungen angestellt werden, die vom grundsätzlichen Ziel der urbanen Resilienzsteigerung abweichen. Die Reduzierung der Mittelspannungsabzweige macht im ländlichen Raum keinen Sinn, vielmehr muss in diesem Bereich die oberste Prämisse eine Reduzierung der Anzahl an Trafostationen pro Abzweig sein. Betrachtet man eine Reihe an ländlichen Umspannwerken, so zeigt sich laufend ein einheitliches Bild. Wenige Mittelspannungsabzweige, die aus dem Umspannwerk führen, jedoch eine überproportional hohe Anzahl an Trafostationen pro Abzweig und zugleich meist eine erhebliche Anzahl an freien Abgangsfeldern im Umspannwerk. Daher könnte eines der Ergebnisse der Optimierung eine Reduzierung der Trafostationen pro Abzweig, bei zugleichiger Erhöhung der Abzweige sein.

Bei der Anwendung Zielnetzplanung in Kombination mit dem Greenfield Planning und der anschließenden Umlegung auf die IST-Situation könnte nun das Ergebnis sein, dass neue Leitungsverbindungen zu legen sind. Dieses Ergebnis ist natürlich mit einer gewissen Investition verbunden und würde sich demnach auch über mehrere Jahre erstrecken. Um jedoch gleich einen Mehrwert erzielen zu können, macht es in diesem Fall wieder Sinn, den Detour-Faktor zu ermitteln und womöglich ohne Aufwand an monetären Mitteln einen Schaltzustandsoptimierung zu erwirken.

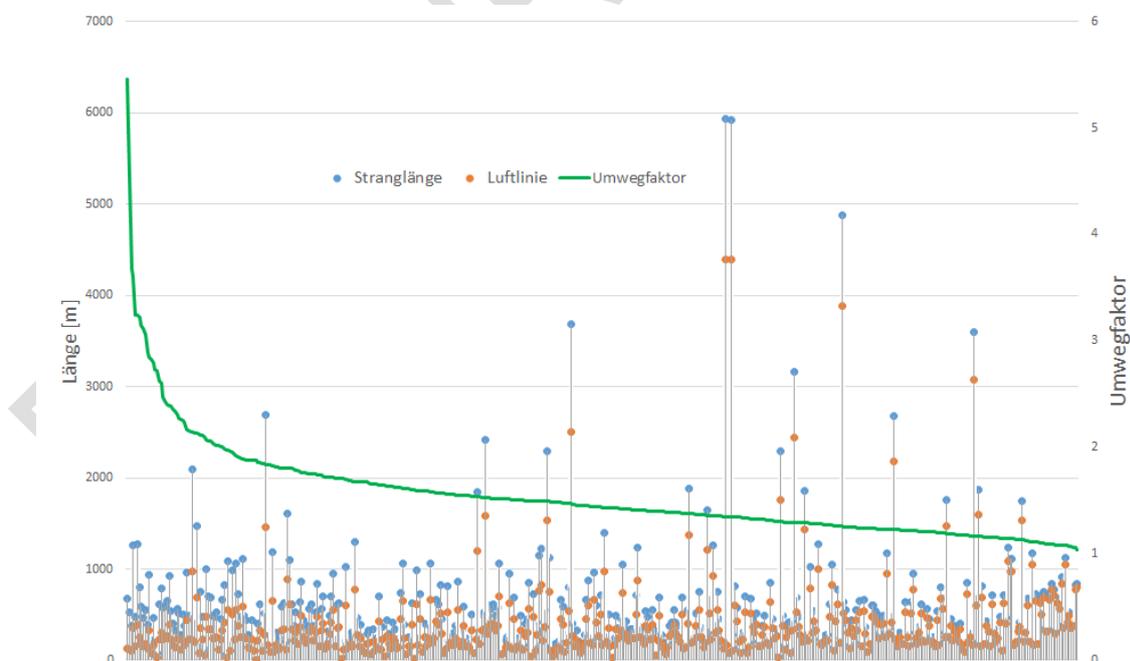


Abbildung 72 Detour-Faktor des Versorgungsgebiets des Umspannwerks EZ

Auffallend an diesem Diagramm ist die Charakteristik der ländlichen Gegebenheiten, da sowohl Luft- als auch Stranglänge und somit die Verbindungen zwischen 2 Stationen deutlich längere Abstände aufweisen.

In dieser Tatsache ist auch die Begründung zur Erhöhung der Spannung von 10 kV auf 20 kV untermauert, da natürlich die Verluste aufgrund der Leitungslängen steigen.

In Abbildung 72 ist weiters ersichtlich, dass auch in diesem Versorgungsgebiet einige Leitungsverbindungen vorhanden sind, die einen Detour-Faktor größer zwei aufweisen und demnach untersuchungswürdig erscheinen.

Vor allem im östlich ländlichen Raum sollte man einerseits davon ausgehen, dass die Detour Faktoren deutlich niedriger als im urbanen Bereich sind und andererseits diese leichter zu optimieren sein sollten, da die Bevölkerungsdichte und demnach die verbauten Bereiche deutlich kleiner sind. Die Umsetzung wird jedoch zeigen, dass der zuvor beschriebene Fakt - wenig Mittelspannungsabzweige, viele Stationen pro Abzweig - zum Problem bei Schaltzustandsänderungen führt. Eine Erweiterung der Mittelspannungsabzweige aus dem Umspannwerk wird demnach unumgänglich sein.

Bevor es jedoch soweit ist, dient die Umlegung des Detour-Faktor-Diagramms auf einen Orthogonalplan als Basis und Ausgangssituation.

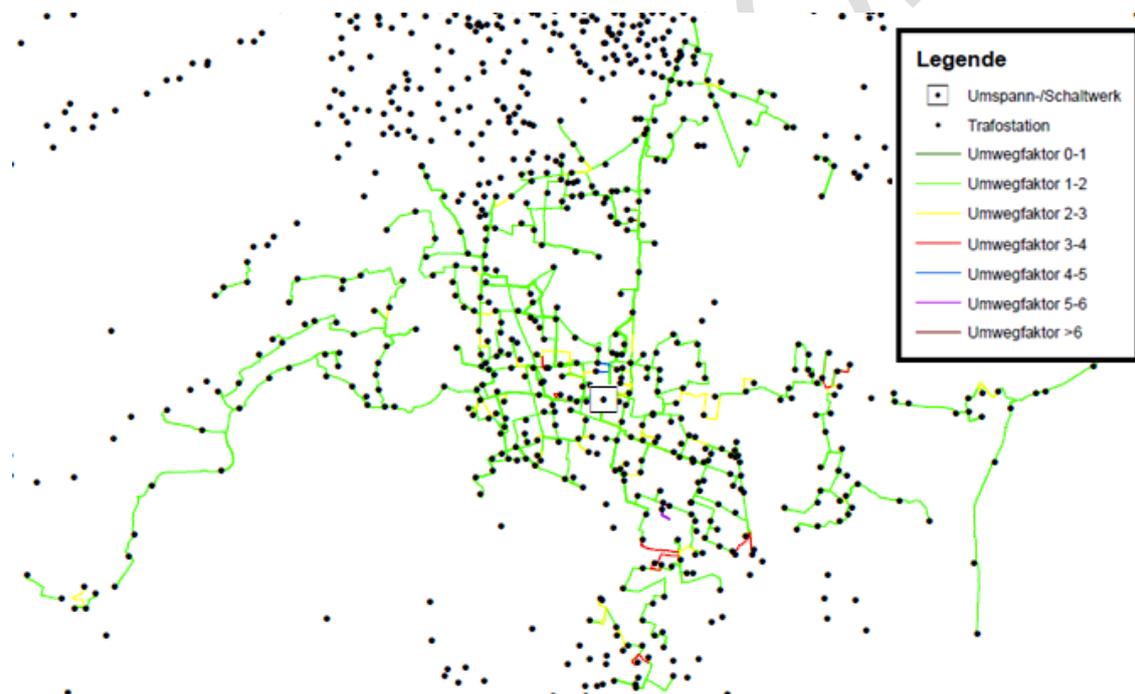


Abbildung 73 Konkreter Leitungsverlauf mit Einfärbung der einzelnen Detour-Faktoren

Auf den ersten Blick sieht der Leitungsverlauf in Kombination mit dem Detour-Faktor in der näherliegenden Umgebung des Umspannwerks ganz gut aus, mit Ausnahme der zwei rot gefärbten, aber kurzen Leitungslängen mit einem Faktor zwischen drei und vier. Diese beiden Leitungen können, müssen jedoch nicht zwingend näher untersucht werden, da man annehmen kann, dass aufgrund der Gegebenheiten (baulich, vegetativ, etc.) keine geringere Leitungslänge erzielt werden können und demnach der Detour Faktor nicht sinken wird. Viel wichtiger ist die Untersuchung der blau- und violett gefärbten Leitungen, da diese einen Faktor von vier bis sechs aufweisen. Dieser Umstand ist nicht mehr zu tolerieren und muss demnach näher untersucht werden.

In weiterer Folge liegt die Prämisse nun auf der Begutachtung des momentanen Versorgungsgebiets des Umspannwerks EZ und dessen Adaptierungs- und Optimierungspotenzials. Der Abgangsplan des Umspannwerks (Abbildung 70) zeigt, dass nach Berücksichtigung aller nicht zur Optimierung geeigneter Mittelspannungsleitungen, eine verbleibende Anzahl von fünf Abzweigen für die Resilienzsteigerung herangezogen werden kann. Jedoch steht eine erhebliche Anzahl an freien Abgangsfeldern zur Verfügung. Diese beiden Tatsachen begründen die zuvor angeführten Anpassungen des Punktes 3.2.3 und auch die mögliche Zielverschiebung einer Reduzierung in Richtung Erhöhung der Abgangsfelder. Die folgende Abbildung zeigt die momentane IST-Situation des Leitungsverlaufes. Angemerkt sei an dieser Stelle, dass im Vergleich zu den Abbildungen bezüglich des Detour-Faktors, bei dieser Abbildung die gefärbten Leitungen lediglich den Schaltzustand markieren und somit nur zur Übersichtlichkeit dienen.

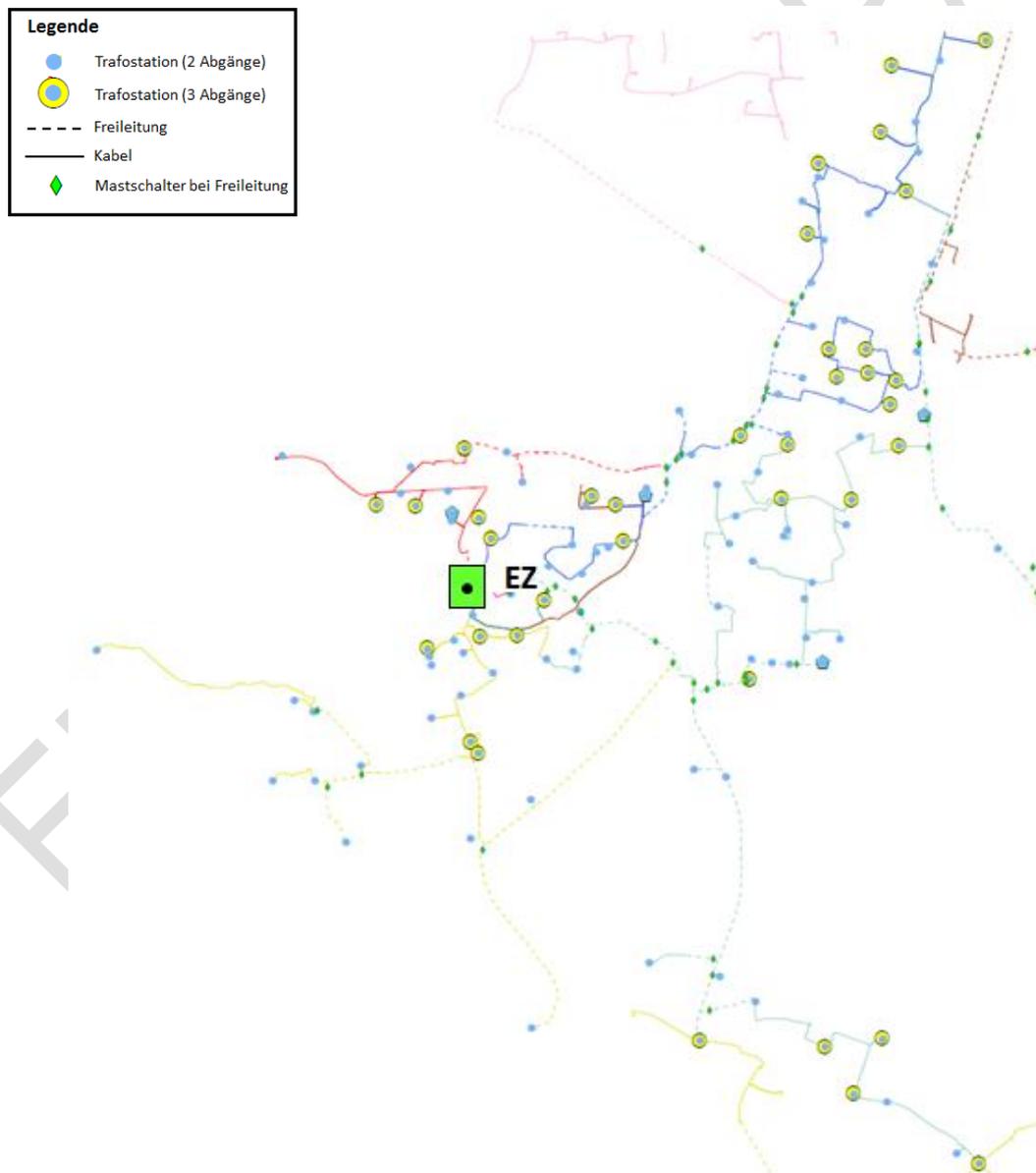


Abbildung 74 IST-Netz des Umspannwerk-Versorgungsgebiets EZ

Die Probleme dieses ländlichen Versorgungsgebiets liegen somit auf der Hand. Einerseits wenige Leitungszüge mit zugleich großen Leitungslängen und andererseits eine viel zu große Anzahl an Trafostationen pro Leitung. Vor allem bei einem Ausfall einer Leitung, kommt es zu massiven Problemen, da auf einen Schlag nicht nur sehr viele Kunden betroffen wären, sondern auch die Störungsbehebung aufgrund der großen Anzahl an Trafostationen, erheblich länger dauert.

Um dieser Tatsache entgegen zu wirken, muss durch die Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene eine Entlastung der Anzahl an Trafostationen und somit eine gleichmäßige Lastaufteilung für alle Mittelspannungsabzweige geschaffen werden. Dies wird mit der Tatsache der Umspannwerks-Abzweigs-Erweiterung durch Verwendung der freien Abgangsfelder einhergehen. Damit eine solche Optimierung umgesetzt werden kann, müssen die Versorgungsgrenzen klar definiert sein. Die Polygon-Darstellung gewährleistet diese Definition und dient somit als klares Planungskriterium für diesen Optimierungsschritt.

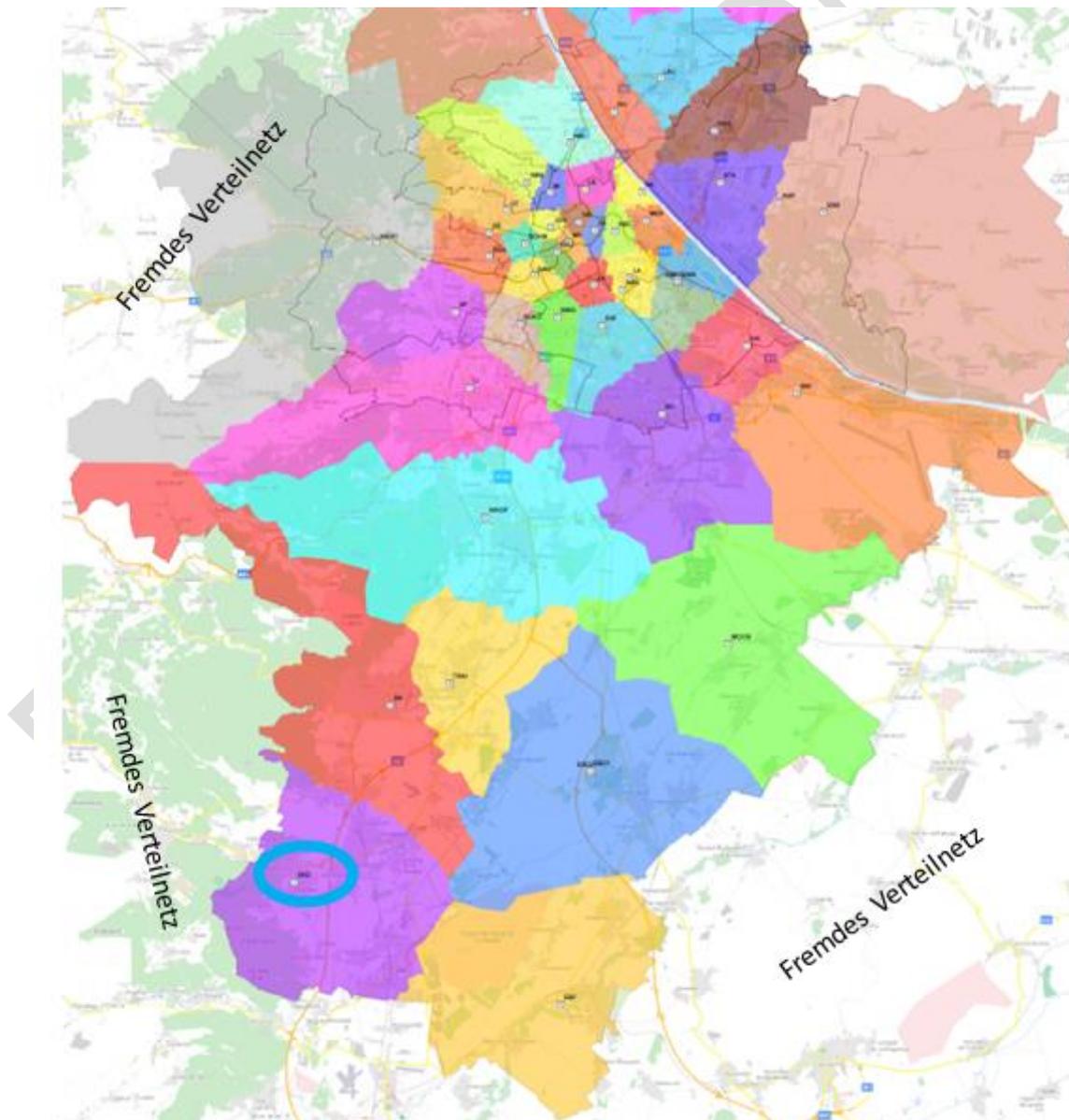


Abbildung 75 Polygon-Darstellung zur klaren Definition des UW-Versorgungsgebiets

Im Anschluss an die Abgrenzung des Gebiets, wird mit dem Greenfield Planning begonnen, um eine unvoreingenommene Planung zu gewährleisten. Dabei gelten die angepassten 20 kV-Kriterien und Rahmenbedingungen wie beispielsweise der 300 m Radius für die erste Leitungsstrecke, sowie der 1400 m Radius indem aufgrund der Kurzschlussleistung keine Schutzholz-Trafostation liegen sollte. Das Ergebnis diese grünen Wiese-Planung ist wie folgt dargestellt.



Abbildung 76 Greenfield-Planning des UMspannwerk-Netzes EZ

Durch die eingefärbten Leitungen ist die klare Umsetzung der angepassten Kriterien ersichtlich. Es sind maximal 20 Trafostationen pro Leitungszug "angespeist" und auch die Leitungslänge wird durch diese Rahmenbedingung deutlich verkürzt. Vergleicht man Abbildung 74 mit Abbildung 76, so ist ersichtlich, dass es trotz schwieriger ländlicher Gegebenheiten doch zu einer deutlichen Entflechtung und somit Vereinfachung der Netzstruktur gekommen ist. Diese Entflechtung kann durch Schaltzustandsänderungen gewährleistet werden, die jedoch wiederum mit punktuellen Grabungen und Neulegungen verbunden ist. Dabei ist es wesentlich, die Grabungen und somit den monetären Aufwand gering zu halten.

Die Vorteile der vereinfachten Netzstruktur sind in diesem Fall mit der Erweiterung von nur einem freien Abgangsfeld erreichbar. Das Verhältnis zwischen Aufwand und Mehrwert schlägt sich daher ganz klar auf den Mehrwert nieder und ist somit jederzeit vertretbar, auch wenn man von den klassischen Kriterien und Rahmenbedingungen der Zielnetzplanung abweicht. Die Kombination aus Zielnetzplanung und Greenfield-Planning lässt sich demnach wie folgt zusammenfassen.

Aus grundsätzlich sieben Mittelspannungsabgängen im Umspannwerk (zwei Abzweige versorgen Direktabnehmer und sind laut Kriterien nicht zu berücksichtigen), wurden nach Abschluss der Planung acht Abgänge. Aufgrund der hohen Anzahl an freien Abgangsfeldern, war die Erweiterungsplanung des Netzes kein Problem. Die zusätzliche Leitung gewährleistet einerseits eine bessere Lastaufteilung der Trafostationen und andererseits eine raschere Störungsbehebung bei Ausfällen. Die Leitungsaufteilung erfolgte wie aufgelistet:

Kabelbezeichnung NEU	Kabelbezeichnung ALT	Anzahl Trafostationen ALT	Anzahl Trafostationen NEU	Bemerkungen
K1	Kxxx	12	12	
K2	Kxxy	41	22	Kabellegung erforderlich(ca.2km); anschließend in Leitungszug übernommen
K3	Kxyx	3	22	
K4	Kxyy	23	23	
K5	Kyxx	46	25	
K6	-	-	21	Neue Kabellegung

Tabelle 10 Planungs-Umstrukturierung der Leitungen aus dem Umspannwerk

Es sei an dieser Stelle nochmals erwähnt, dass mögliche Herausforderungen und damit verbundene Realisierungshindernisse durch Grabungen und Kabellegung, in diesem Planungsschritt bewusst vernachlässigt wurden. Ebenfalls werden die monetären Aufwände nur im Verhältnis zwischen Aufwand und Mehrwert abgeschätzt, wobei in diesem Fall aufgrund von nur einer Legung von ca. 2 km, sowie der geografischen Gegebenheiten klar davon ausgegangen werden kann, dass sich die Investitionen in Grenzen halten.

Der urbane Raum hat gezeigt, dass die Unterschiede zwischen der Planung auf der grünen Wiese und der "Umlegung" auf die reale IST-Situation teilweise mit Einbußen der Planungsergebnisse verbunden sind. Im ländlichen Raum ist das nicht zwangsläufig der Fall, da Umlegungen, Grabungen und Verbindungen leichter realisierbar sind. Um den tatsächlichen Sachverhalt zu prüfen, muss - wie schon im urbanen Raum - die Überlagerung der beiden Netze (Kombination Zielnetz-/Greenfield-Planning und realer IST-Situation) erfolgen.

Die folgende Darstellung zeigt die soeben geforderte Überlagerung:



Abbildung 77 Überlagerung der grünen Wiese mit dem IST-Netz

In der Darstellung sofort ersichtlich sind die vorteilhaften ländlichen "Eigenschaften", da die theoretische Planung auf der grünen Wiese sehr stark den vorhandenen Leitungszügen ähnelnde. Einzig und allein die wirksam zielführende Aufteilung der Trafostationen hebt das Greenfield-Planning eindeutig hervor. Ansonsten sind die Leitungsverbindungen fast ident und auch das Verhältnis zwischen Luftlinie und tatsächlicher Leitungslänge (Detour-Faktor) ist sehr befriedigend. Damit die zielführende und gleichmäßige Aufteilung der Trafostationen erreicht werden kann, muss wie schon erwähnt und in Tabelle 10 aufgelistet, eine zusätzliche Leitungslegung erfolgen. Diese sollte auch nach Abschluss der Planung relativ zeitnah erfolgen, da das Zielnetz nur durch diese Maßnahme seine Vollständigkeit erreicht. Im abschließenden Planungsschritt muss mit der operativen Netzbetreuung eine Grobkostenschätzung evaluiert und über eine Detailplanung in die Investitionssteuerung aufgenommen werden.

Im ländlichen Raum macht es nach bzw. während der Netzoptimierungsrealisierung auf jeden Fall noch Sinn, den Freileitungsanteil zu ermitteln und - wie in Punkt 3.2.1 beschrieben - den nötigen Automatisierungsgrad zu bestimmen.

Automatisierte Überstromanzeiger auf Freileitungsabschnitten bewirken im Störfall eine Fernmeldung in eine definierte Leitzentrale (meist Lastverteiler) und erwirken somit eine schnelle Fehlerortermittlung und demnach eine Zeitersparnis bei Nichtverfügbarkeiten. Nach Ermittlung des Versorgungsgebiets EZ-NEU ergeben sich folgende strategisch wertvolle Punkte.

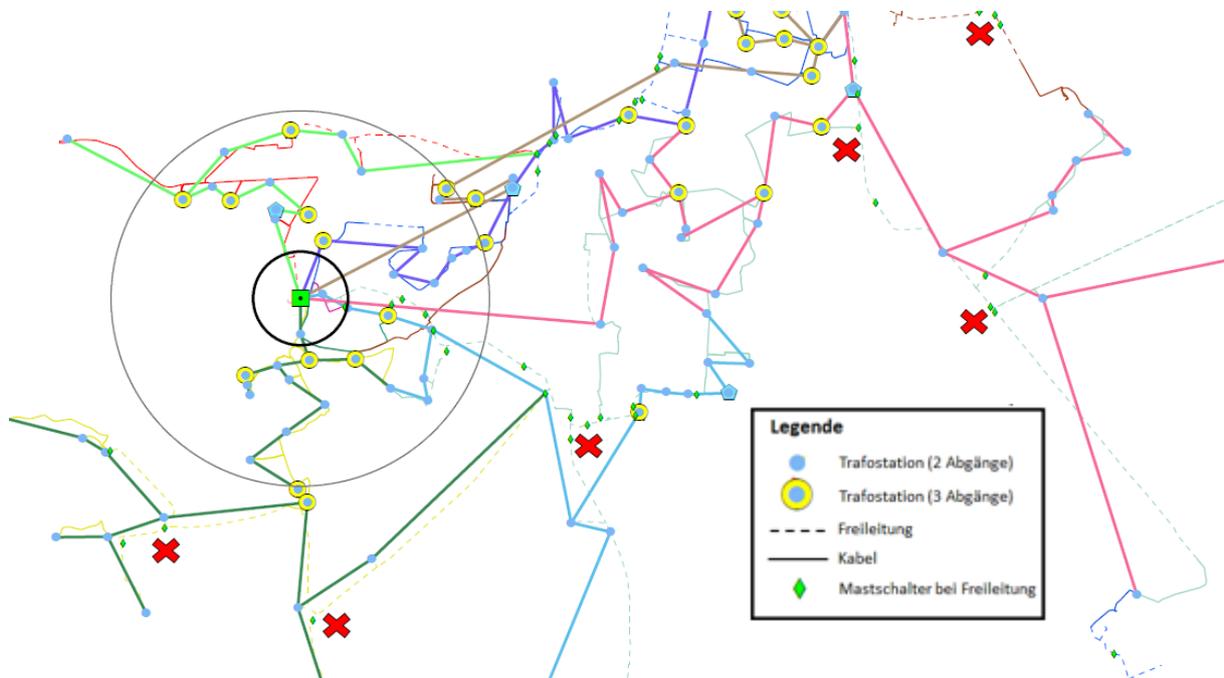


Abbildung 78 Strategische Positionierung der automatisierten Kurzschlussanzeiger auf Freileitungen

Ein sehr wichtiges Kriterium ist die Vermeidung einer Reizüberflutung durch das Erlangen von Fehlermeldungen. Daher sind die Rahmenbedingungen bei der Auswahl dieser Assets wie folgt gesetzt:

- Ein fernmeldbarer Kurzschluss-Anzeiger wird nur an Leitungsverzweigungen gesetzt, damit die "Richtung" des Fehlers verfolgt werden kann.
- Vorzugsweise sollte die Platzierung in der Nähe eines Freileitungs-Mast Schalters platziert werden, um eine rasche Zuschaltung des fehlerfreien Netzanteils zu gewährleisten.
- Entlang eines geradlinigen Freileitungsanteils ohne jegliche Abzweigung, macht die Positionierung keinen Sinn, da einerseits diese Art von Freileitungsabschnitten sehr gut durch Besichtigung beurteilt werden können und andererseits es hierbei rasch zur angesprochenen Reizüberflutung durch Fehlermeldungen kommen kann.

Aufgrund der aufgelisteten Rahmenbedingungen wurden im Versorgungsgebiet des Umspannwerks EZ all jene Punkte, die mit einem roten x versehen sind, ausgewählt. Für das Verhältnis zwischen Kabel- und Freileitungsanteil ist die Anzahl von sechs automatisierten KS-anzeigern durchaus plausibel und erwirken den gewünschten Mehrwert für das finalisierte Zielnetz.

Als abschließender Schritt und parallel zur operativen Umsetzung des Zielnetzes, wird wiederum die Entwicklung des Erdschlussstroms, sowie die Umspannwerksbelastung vor und nach der Mittelspannungssystemoptimierung untersucht und verglichen. Das folgende Diagramm verdeutlicht die Entwicklung der Erdschlussströme im Umspannwerk EZ über mehrere Jahrzehnte.

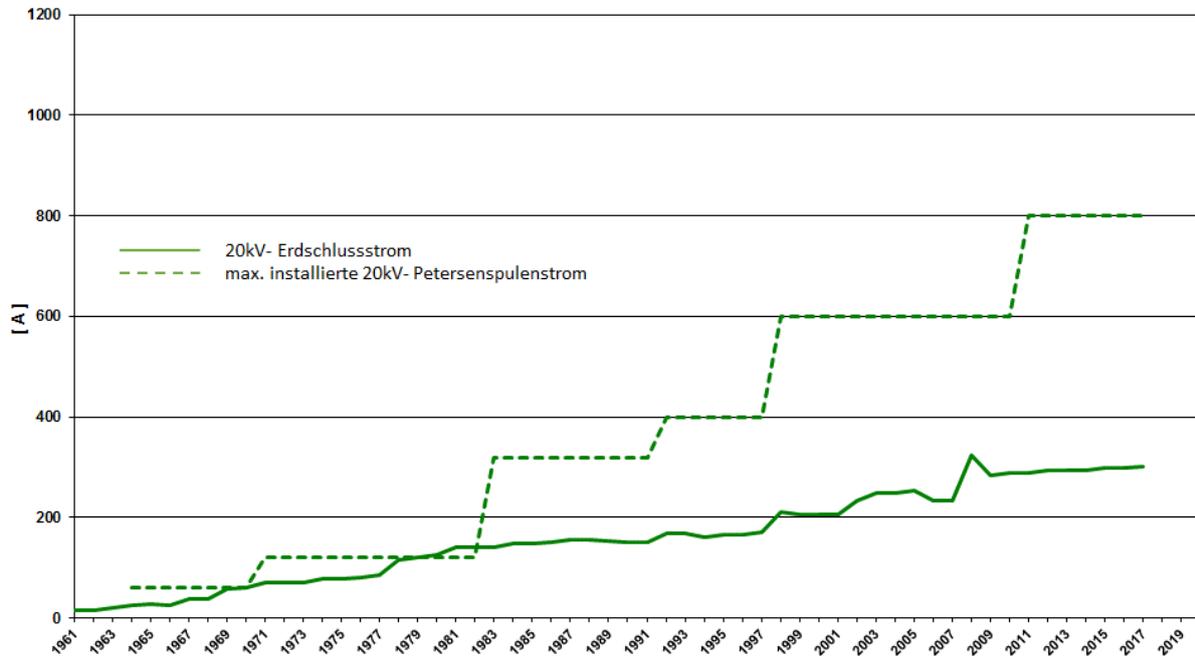


Abbildung 79 Entwicklung der Erdschlussströme im UW EZ

Aus Abbildung 70 geht hervor, dass das Umspannwerk mit zwei Regelumspannern (110 kV/20 kV und einer Umspannerleistung von je 40 MVA) ausgestattet ist. Jedem Regelumspanner ist auf der Sekundärseite eine Petersenspule zugeordnet. Die Betriebsführung in diesem Umspannwerk ist so gewählt, dass beide Trafos parallel Betrieb führen und somit auch beide Löschspulen aktiv sind. Für die Interpretation des Diagramms bedeutet dies, dass zwar der Erdschlussstrom im Laufe der Jahre angestiegen ist, - und dies auch weiterhin tut - jedoch die beiden installierten Petersenspulen auch auf langfristige Sicht ausreichend dimensioniert sind und demnach einen auftretenden Erdschlussstrom jederzeit kompensieren können.

4.4 Ländliches Versorgungsgebiet Schalthehaus MA

Das Versorgungsgebiet rund um das Schalthehaus MA ist durch eine hohe Anzahl an Mittelspannungs-Freileitungen sowie großen Leitungslängen geprägt. Diese Kombination, sowie die Leitungsverläufe in diesem Gebiet (Freileitungen durch Wälder und Windschutzgürtel) führen vor allem bei atmosphärischen Einwirkungen wie Sturm, Schnee und Eis, immer wieder zu Störungen, sowie langen Ausfallzeiten bei einer Nichtverfügbarkeit des Stromnetzes.

Die Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene wirkt in diesem Bereich nur bedingt durch die Kombination der Zielnetzplanung und dem Greenfield-Planning, sowie einer Überlagerungsplanung in das IST-Netz. Einen echten Mehrwert erbringen hingegen schalttechnische Maßnahmen zur Optimierung des Normalbetriebs, sowie ein ausreichender Grad an Netzautomatisierung zur raschen Wiederversorgung bei abnormalen Betriebszuständen. Daraus ergeben sich folgende drei, auf dieses Netzgebiet angepassten Punkte:

- Schaltzustandsoptimierung für die einfache Betriebsführung
- Automatisierungsumbau strategisch wichtiger Trafostationen
- Verkabelungsgrad im Freileitungsgebiet erhöhen

Bevor jedoch mit diesen Planungsschritten begonnen werden kann, wird das Potenzial des Schalthehauses MA analysiert. Zugleich muss eine Überlegung zur Sinnhaftigkeit eines neuen Umspannwerks in diesem Gebiet (als Ersatz zu einem Schalthehaus) erlaubt sein.

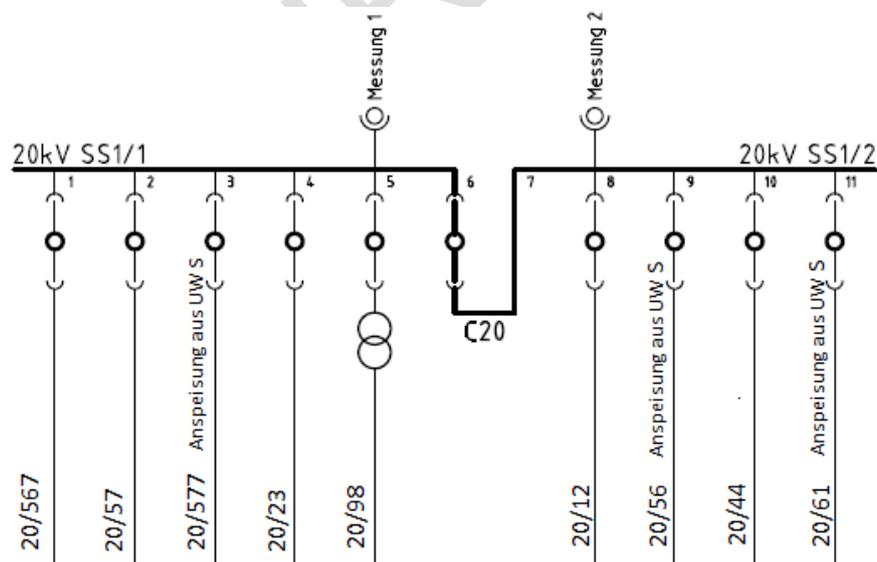


Abbildung 80 Abgangsschema des Schaltheuses MA

Ein Schalthehaus ist eine Art Netzstützpunkt und weicht von seinen Assets, sowie der Bauweise stark von einem Umspannwerk ab. Sinn und Zweck eines Schaltheuses ist vor allem im ländlichen Raum, die Bündelung mehrerer Mittelspannungsleitungen zu einem automatisierten Netzknoten. Es bildet demnach eine fernsteuerbare Schalteinheit für das jeweilige Versorgungsgebiet.

Das Schaltheis wird weder von 110 kV Leitungen versorgt, noch befinden sich Regelumspanner als Versorgungsquelle für die Mittelspannung darin. Die Anspeisung wird von einem naheliegenden Umspannwerk mittels drei 20 kV-Leitungen sichergestellt.

Ein angestrebtes Ziel dieses Netzgebiets ist die Versorgung der südlich an Wien angrenzenden Gemeinden, unter Einhaltung der europäischen Norm (EN 50160 → Power Quality). Um dies zu ermöglichen, soll eine Ringverbindung zwischen dem naheliegendem Umspannwerk M und dem Schaltheis MA - inklusive der Anbindung aller Ortschaften in diesem Umkreis - geschaffen werden.

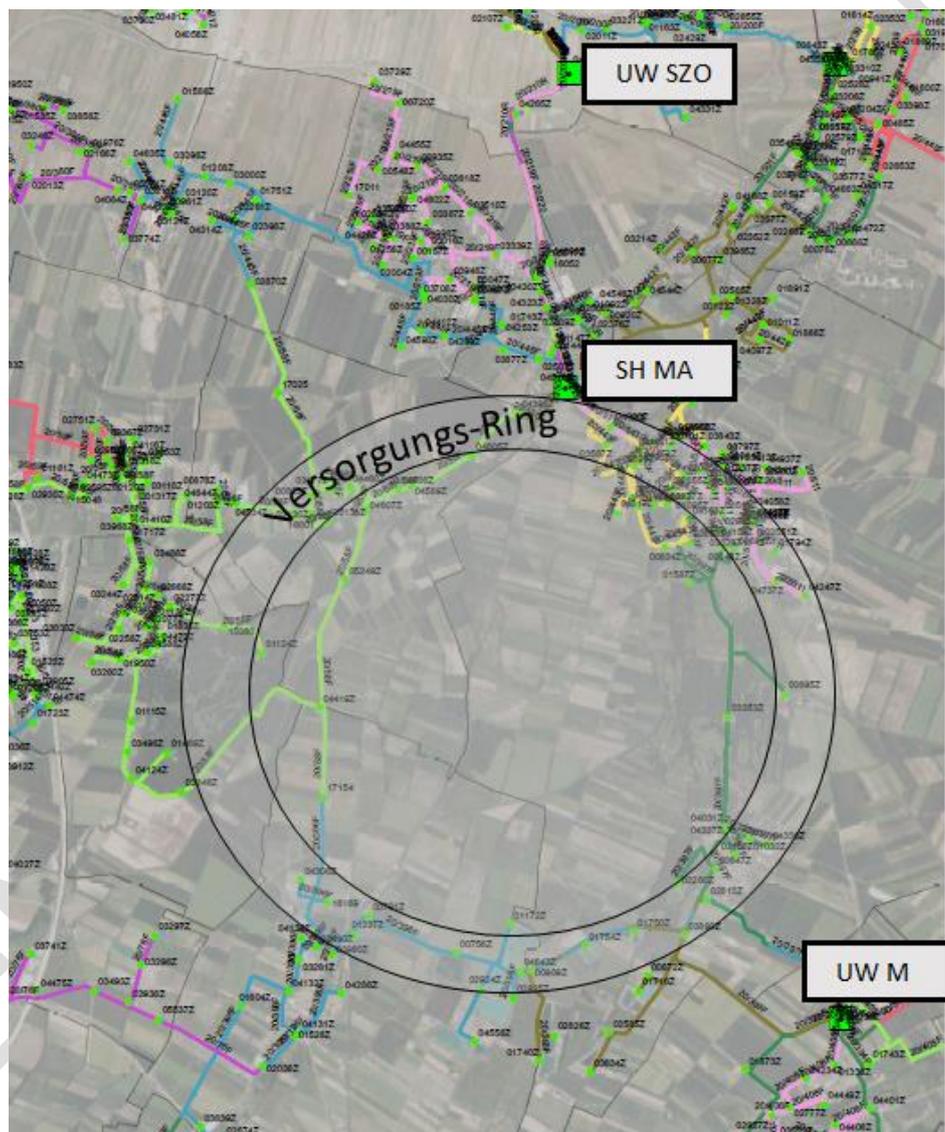


Abbildung 81 Ringverbindung zwischen Schaltheis und Umspannwerk

Infolge von Industrieaufschließungen im Bereich zweier Gemeinden, wurden Überlegungen angestellt, zwei Leitungen aus unterschiedlichen Umspannwerken zu verbinden, um einerseits Entlastungen einer Leitung zu schaffen und andererseits bei einem Umspannwerksausfall das Gebiet über das andere Umspannwerk weiterversorgen zu können.

Durch die erwähnten Industrieaufschließungen und die damit verbundenen Bauvorhaben mit Leistungshöhen bis zu 3,5 MW, werden die bestehenden Freileitungen demontiert und durch Erdkabellegungen ersetzt. Die in diesem Bereich bestehende Trafostation wird zur automatisierten und somit fernmelde- und fernsteuerbaren Trafostation umgebaut. Damit kann gewährleistet werden, dass im Störfall alle Industriebetriebe rasch wiederversorgt werden können.

Um im Störfall oder bei Wartungsarbeiten effizienter zu arbeiten, müssen alle Schaltzustände bis in das Schaltheis MA geführt werden.

Da die meisten Abgänge aus dem Schaltheis als Freileitung geführt werden, ist eine Verkabelung dieser Teilstücke eine wesentliche Verbesserung für diesen Bereich.

Wie beschrieben, sind die meisten Leitungen in diesem Gebiet Freileitungen und münden erst kurz vor einer Trafostation, oder direkt beim Übergabepunkt an den Kunden, in einer Kabelüberführung. Viele dieser Freileitungsabschnitte führen durch Wälder oder Windschutzgürtel und sind somit bei atmosphärischen Einwirkungen sehr fehleranfällig. Nun kann schon allein aus Kostengründen nicht jede Freileitung verkabelt werden, jedoch macht es durchaus Sinn, bei einer Kombination aus Waldstück und weichem Boden (Verkabelungskosten halten sich in Grenzen), diesen Abschnitt mittels Kabel zu erneuern.

An strategisch wertvollen Punkten müssen Trafostationen zu fernmelde- und fernsteuerbaren Stationen umgebaut werden. Der Automatisierungsgrad steigt dadurch deutlich an. Unter strategisch wertvoll versteht man in diesem Zusammenhang, dass ein Gleichgewicht zwischen einer Erleichterung in der Betriebsführung, sowie der Störfbehebung und einer Reizüberflutung an Meldungen durch einen zu hohen Automatisierungsgrad geschaffen werden muss.

Vor allem in Bereichen vor oder nach einem Waldstück, Windschutzgürtel oder exponierten Gebiet, trägt der Umbau von Trafostationen in Richtung Fernsteuerbarkeit zur Netzoptimierung bei. Durch diese Maßnahmen kann dieses Gebiet mit hoher Qualität versorgt werden. Die Ausfallsstatistik gegenüber den vorangegangenen Jahren muss sich dadurch zwangsläufig verbessern und somit die Zuverlässigkeitskennzahlen (ASIDI und SAIDI) deutlich verkleinern.

Die folgende Abbildung verdeutlicht die eben beschriebenen Adaptierungs- und Optimierungsschritte:

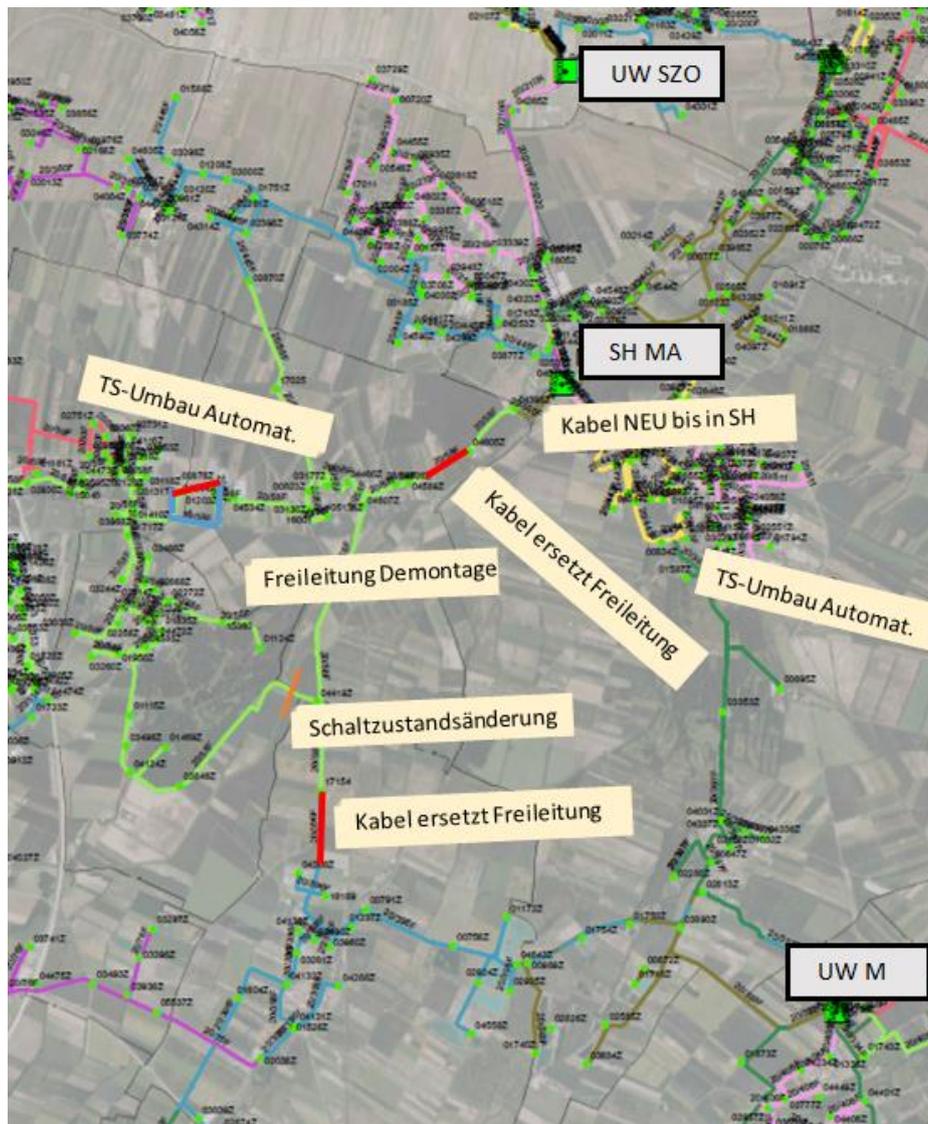


Abbildung 82 Adaptierung und Optimierung des Versorgungsbereichs Schalthaus MA

Angesichts der in Abbildung 81 dargestellten Ringversorgung, und der damit verbundenen Netzanbindung von mehreren Seiten, entsteht ein vernetztes Mittelspannungsnetz, das einerseits eine hohe Versorgungsqualität garantiert und andererseits bei Ausfällen einzelner Netzknotten, rasch eine automatisierte Ersatzversorgung herstellen kann.

Durch den erhöhten Automatisierungs- und Verkabelungsgrad können Schaltzustandsänderungen rascher durchgeführt werden, und zugleich sinkt die Ausfallwahrscheinlichkeit bei atmosphärischen Einwirkungen beträchtlich.

Die genannten Adaptierungs- und Optimierungsschritte in Richtung Zielnetz, wirken durch die Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene in diesem Versorgungsgebiet auch ohne ein Greenfield-Planning.

4.5 Versorgungsverbesserung Stadtgemeinde E

In diesem Anwendungsfall der Resilienzsteigerung ist die momentane Versorgung der Stadtgemeinde E und all ihrer zugehörigen Umlandgemeinden nur durch die Anbindung eines 20 km entfernten Umspannwerks, samt kilometerlanger Freileitungsführung möglich. Aufgrund dieser Tatsache ergeben sich erhebliche Ausfallwahrscheinlichkeiten, verbunden mit erhöhten Störungsbehebungszeiten und den damit verbundenen Schaltzustandsänderungen.

Die Stadtgemeinde selbst liegt jedoch innerhalb eines Hochspannungsringes mit diversen Übergabestellen zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.

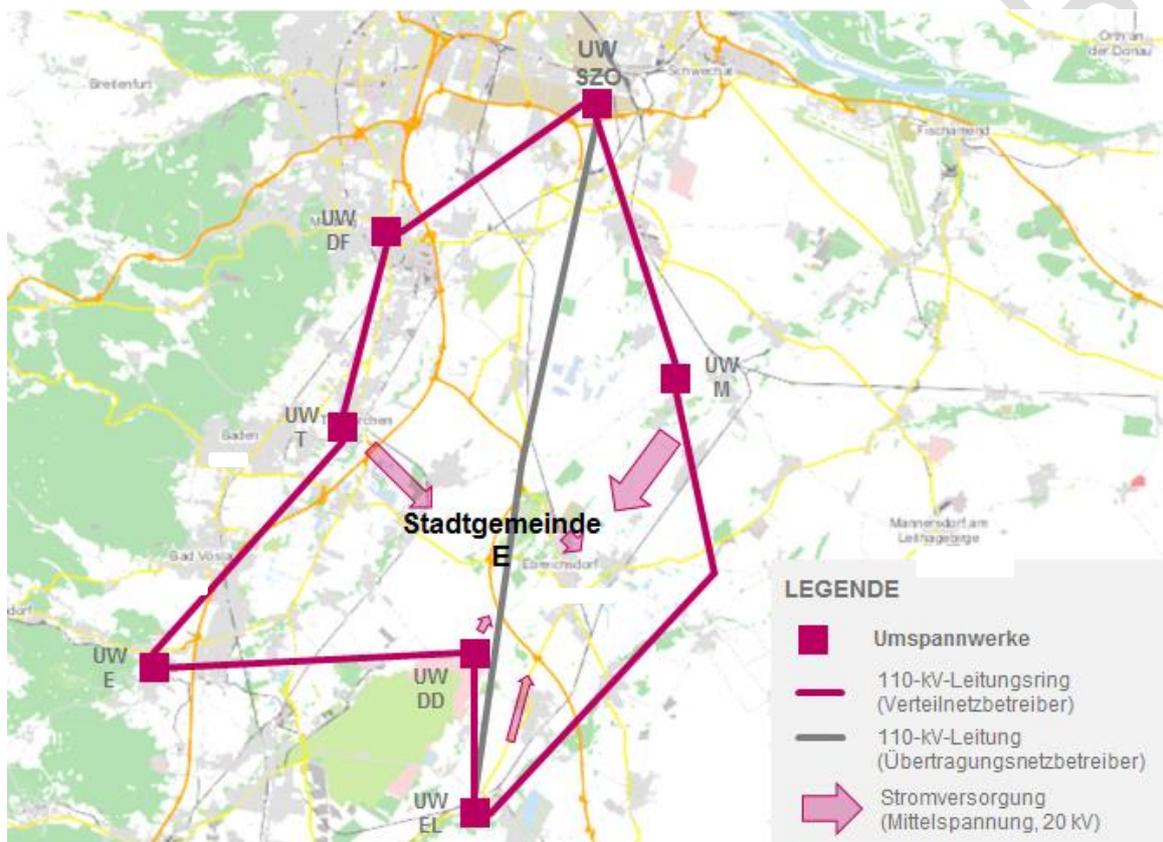


Abbildung 83 Versorgungssituation der Stadtgemeinde E

Aus der Darstellung geht nur hervor, dass die Stadtgemeinde E und die zugehörigen Umlandgemeinden aus mehreren Umspannwerken versorgt werden. Dieser Sachverhalt ist zwar durchaus technisch machbar und auch zulässig, jedoch ergeben sich solche Situationen meist aus Engpässen in den Abgangsfeldern der Umspannwerke. Suboptimal bei dieser Versorgung ist die Tatsache, dass einerseits alle versorgenden Umspannwerke mindestens 20 km entfernt situiert sind und sich dadurch enorme Leitungslängen ergeben, und andererseits kommt es beim Störungseintritt einer Leitung zu einem erhöhten Aufwand bei Umschaltungen, da sich die diversen Umspannwerke möglicherweise in unterschiedlichen Netzgruppen wiederfinden. An dieser Stelle sei angemerkt, dass nur innerhalb der selben Netzgruppe zwischen den Leitungen geschaltet (gekuppelt) werden darf, da ansonsten zu hohe Ausgleichsströme fließen.

Neben den großen Leitungslängen ist das vorhandene Mittelspannungsnetz auch durch hohe Erdschlussströme geprägt, verbunden mit alten und großen Schaltanlagen in den umliegenden Umspannwerken.

Wie schon in Punkt 4.4 kann die Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene mittels Greenfield-Planning hier keinerlei Abhilfe verschaffen, da in diesem Fall die Ausgangsbasis (eigenes Umspannwerk im zu betrachteten Versorgungsgebiet) fehlt.

Zielführend in diesem Fall ist die Errichtung eines Umspannwerks, welches der Versorgung der Stadtgemeinde samt Umlandgemeinden zuzuordnen ist, und mit dem eine qualitativ hochwertige Versorgung ("kurze Stromwege") sichergestellt werden kann.

Entscheidungsgrundlage für einen Neubau eines Umspannwerks ist die Erreichung der folgenden inhaltlichen Ziele:

- Kosten/Nutzen- Optimierung zwischen den Schaltanlagen/Umspannwerk und dem Leitungsnetz
- Prüfung der Einhaltung einer standardisierten Vorgehensweise (je nach Netzbetreiber unterschiedlich)
- Verkürzung der Projektlaufzeit durch die Standardisierung, da ein Versorgungsdefizit sehr zeitnah gelöst werden muss

Grundsätzlich ist anzumerken, dass sowohl in urbanen, als auch in ländlichen Entwicklungsgebieten mit einer raschen Verbauung aller freien Flächen zu rechnen ist. Infrastrukturmaßnahmen, wie zum Beispiel neue Autobahnen und Schnellstraßen, aber auch Stadtentwicklungsgebiete der Gemeinde, bieten in weiterer Folge aufgrund des Platzmangels, keinerlei Möglichkeiten für die Errichtung eines neuen Umspannwerks. Als minimal Chance verbleibt die theoretische Möglichkeit zur Errichtung einer Innenraumschaltanlage, bei welcher die Regelumspanner in Trafoboxen situiert werden müssen. Im vorliegenden Beispiel ist das eben Beschriebene noch kein Thema, wodurch die Möglichkeit zur Errichtung einer Freiluftschaltanlage ohne größere Aufwände möglich ist.

Werden diese Kriterien und inhaltlichen Ziele - wie angeführt - erfüllt, kann mit den Überlegungen zur Einbindung eines neuen Umspannwerks in den laufenden Netzverbund begonnen werden. Der erste Planungsschritt besteht dabei in der Suche nach einem geeigneten Grundstück, das den Rahmenbedingungen der Umspannwerksbauweise entspricht. Vor allem im ländlichen Raum werden Freiluftschaltanlagen den gekapselten-Anlagen (SF₆) bevorzugt, da die Grundstückspreise geringer als im urbanen Raum sind, und weil sich eine Freiluftanlage auf ländlichen Flächen leichter integrieren lässt, als in einer Stadt.

Bei der Wahl des Grundstücks müssen Kriterien wie Grundstücksgröße und nächstmögliche Netzanbindung berücksichtigt werden.



Abbildung 84 Grundstückswahl zur Situierung eines Umspannwerks zur Versorgung der Stadtgemeinde E

Beide Kriterien wurden in diesem Fall bestmöglich kombiniert, da bei einer Grundstücksfläche mit knapp 15.000 m² ohne weiteres eine Freiluftschaltanlage - mit separater Mittelspannungsschaltanlage - errichtet werden kann und die Netzanbindung an das 110 kV Hochspannungsnetz des Übertragungsnetzbetreibers ohne großen Aufwand möglich ist. Die Einbindung in den Netzverbund, samt 20 kV Versorgung der Gemeinden, entspricht der folgenden Abbildung.

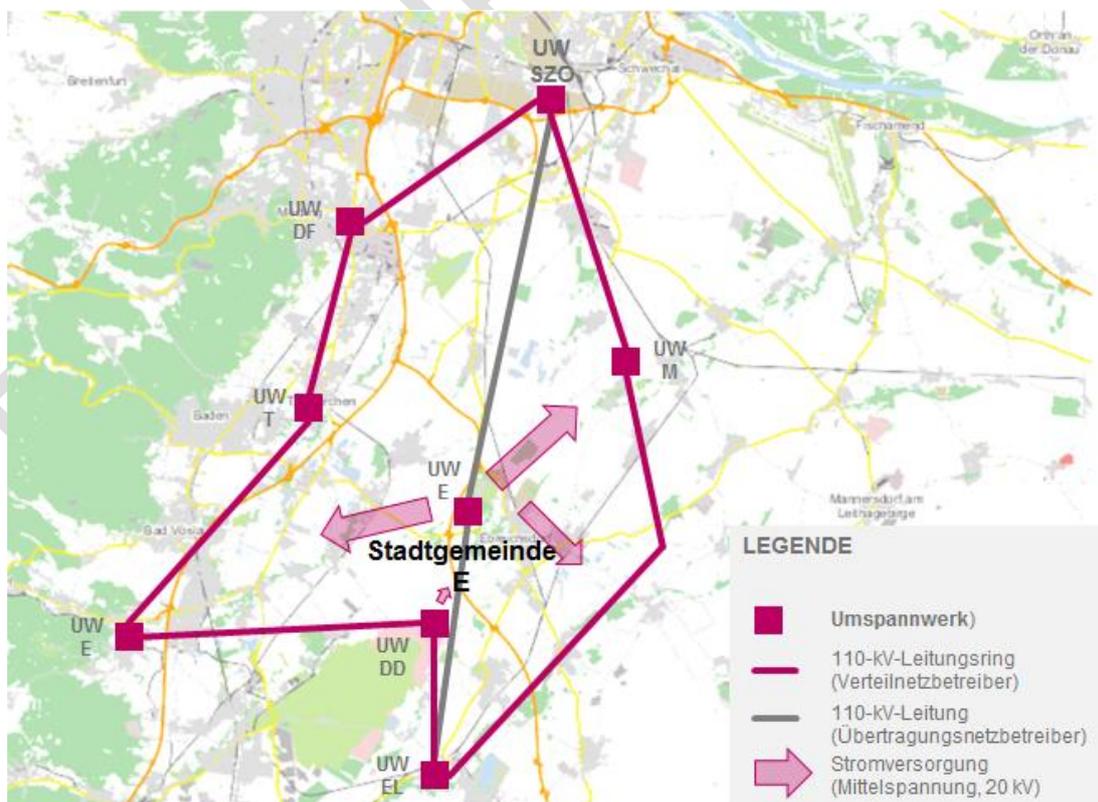


Abbildung 85 Optimierte Versorgungssituation durch Errichtung eines Umspannwerks zur Versorgung der Stadtgemeinde E samt Umlandgemeinden

Aufgrund des umgebenen Hochspannungsringes macht es durchaus Sinn, dass Umspannwerk von zwei unterschiedlichen Hochspannungsleitungen zu versorgen. Dies schafft einerseits eine gewisse Redundanz und somit eine (n-1) -Sicherheit, und andererseits eine geringe Leitungslänge zum neuen Umspannwerk (unabhängig von welcher Stelle des Ringes die Anspeisung erfolgt).

Ebenfalls wird die Schaltanlage so dimensioniert, dass anstatt zwei Regelumspannern (110kV/20kV), drei Regelumspanner installiert werden. Neben der ebenfalls dadurch geschaffenen Redundanz, verbleibt genügend Leistungsreserve für mögliche Stadtgemeinderweiterungen wie beispielsweise ein Zuwachs an Industrie, aber auch für unterschiedlichste Einspeiser (Windpark, PV-Großflächen, etc.).

Die folgende schematische Darstellung stellt die 110 kV Freiluftschaltanlage samt der Mittelspannungsanlage sehr gut dar.

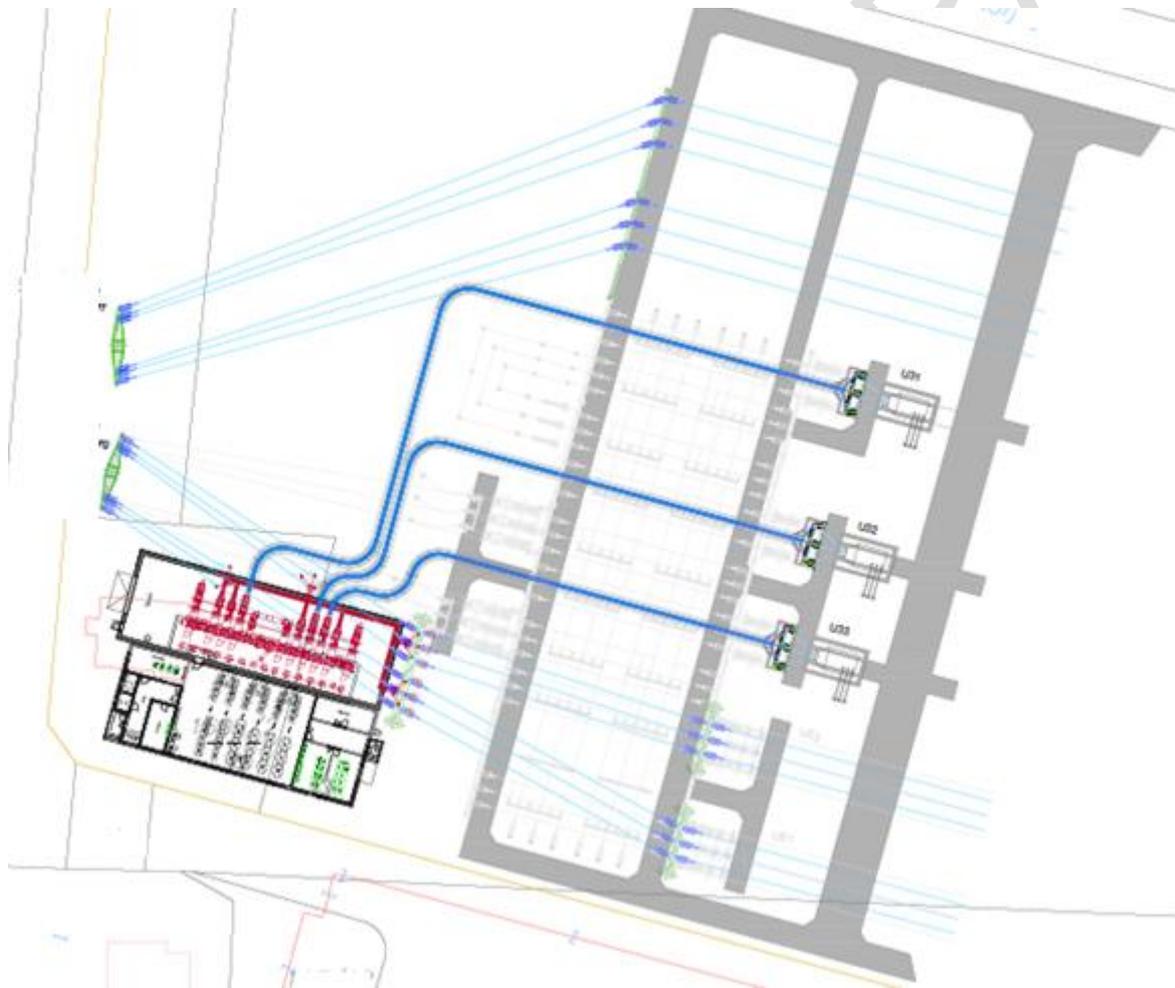


Abbildung 86 Hoch- und Mittelspannungsanlage des neu zu errichtenden Umspannwerks

Neben der Notwendigkeit einer durchdachten Hochspannungsanbindung, ist jedoch die Mittelspannung das zentrale Versorgungsglied der Stadtgemeinde und ihren Umlandgemeinden.

Hinsichtlich der Mittelspannungsbetriebsführung und Störungsbehebung können die folgenden Anlagentypen unterschieden werden.

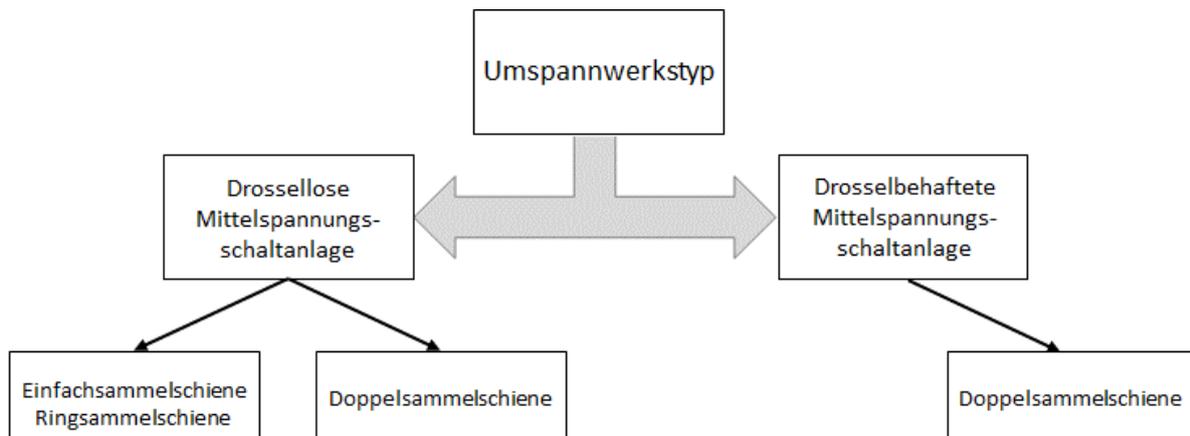


Abbildung 87 Einteilung der möglichen Mittelspannungsschaltanlagen

Bei drosselbehafteten Mittelspannungsanlagen wird die an das Netz abgegebene Kurzschlussleistung von der Abgangsdrossel begrenzt. Die Netzanlagen selbst sind kurzschlussfest für den Parallelbetrieb mehrerer Regelumspanner ausgelegt. Durch die Begrenzung der Kurzschlussleistung, dem Parallelbetrieb der Regelumspanner und die Ausführung als Doppelsammelschiene ist die Erdschlusssuche (isolierte Schiene) mit diesem Anlagentyp möglich. Festzuhalten ist, dass es sich bei drosselbehafteten Mittelspannungsanlagen um ältere Bauformen handelt, bei denen die Schaltanlagen meist gipsgeschottet oder offen errichtet wurden. Bei Arbeiten im Zuge der Instandhaltung und Störungsbehebung haben sich diese Anlagen aufgrund der Grenzwerteinhaltung von magnetischer Flussdichte als problematisch erwiesen. Alle Grenzwerte sind für das Montagepersonal einzuhalten. Umschaltungen im Netz, sowie das Verlegen der Arbeiten in Schwachlastzeiten sind unumgänglich. Dadurch ergeben sich unter Umständen längere Störungsbehebungszeiten. Dieser Umstand ist inakzeptabel. Aus diesem Grund ist im neu errichteten Umspannwerk keine drosselbehaftete Mittelspannungsanlage zulässig.

Bei drossellosen Mittelspannungsanlagen zeigt Abbildung 87 die beiden Möglichkeiten mit Doppelsammelschiene oder Ringsammelschiene. Die Anlagen mit einer Doppelsammelschiene sind in ihrer Ausführungsform meist metallgeschottet und daher nicht unbedingt kurzschlussfest für den Parallelbetrieb mehrerer Regelumspanner. Aus dieser Tatsache folgt, dass auch die angeschlossenen Netzstationen inklusive dem Netz in ihrer Kurzschlussfestigkeit an die möglicherweise auftretende Kurzschlussleistung anzupassen sind. Die vom Umspannwerk abgehenden – für Reserveeinschaltungen heranziehbaren - Kabel sollen nicht in benachbarten Schaltfeldern liegen. Ideal wäre die Situierung in unterschiedlichen Sammelschienenabschnitten. Bei diesen Anlagentypen, darf die Erdschlusssuche nicht mittels isolierter Schiene erfolgen.

Bei einem Erdschluss kommt es im gesunden Netz dadurch zu einer längeren Belastung der gesunden Phasen. Mit Ausnahme der erhöhten Personensicherheit bringt dieser Anlagentyp im Vergleich zur drosselbehafeten Bauform keinerlei Vorteile für diesen Anwendungsfall und eignet sich daher nicht für das zu untersuchende Umspannwerk.

Drossellose Schaltanlagen mit Ringsammelschiene sind kurzschlussfest und für den Parallelbetrieb von zwei Regelumspannern ausgeführt. Für die Betriebsführung sind Kabelgruppen zu definieren, welche von einem gemeinsamen Regelumspanner betrieben werden. Die beiden Enden der offen betriebenen Kabelringe sind auf unterschiedliche Halbgruppen des gemeinsamen Regelumspanners aufzuschalten. Um diese Bedingung auch bei einem zukünftigen Leistungsausbau erfüllen zu können, sind beim Bau der Schaltanlage ausreichend Reservfelder vorzusehen, jedoch im Sinne der Wirtschaftlichkeit vorerst ohne Leistungsschalter zu errichten. Diese Bauform zeichnet sich nicht nur durch einen geringen Platzbedarf mit erhöhter Personensicherheit aus, sondern ermöglicht durch eine sichere Erdschlussanzeige in Kombination mit der Umschaltung auf unterschiedliche Halbgruppen eine rasche und für das gesunde Netz weniger belastende Erdschlussbehebung.

Demnach eignet sich in diesem Anwendungsfall eine drossellose Schaltanlage mit Ringsammelschiene. Bei dieser Bauform ist es jedoch unumgänglich, die Kurzschlussleistung in einer anderen Form zu begrenzen. Die relative Kurzschlussspannung der Regelumspanner wird daher auf ca. 17% angehoben (bei drosselbehafeten Anlagen beträgt die rel. Kurzschluss-Spannung ca. 12%). Weiters dürfen die Regelumspanner auch nur kurzzeitig parallel auf dem selben Schienenstück betrieben werden. Für Umschaltungen ist laut Norm (ÖVE-ÖNORM 8383) eine kurzzeitige Überschreitung der Kurzschlussfestigkeit zulässig, sofern dabei keine Personengefährdung besteht. Dies kann auch im laufenden Betrieb durchgeführt werden.

Parallel zur Umspannwerksplanung und dessen Bau, macht es bei der Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene durchaus Sinn, sich mit der Erhöhung des Verkabelungsgrades auseinanderzusetzen. Vor allem im ländlichen Raum führt die große Anzahl an Freileitungsabschnitten und der damit verbundenen großen Leitungslängen, immer wieder zu erhöhten Störanfälligkeiten. Eine strategisch wertvolle Verkabelung, wirkt dieser Wahrscheinlichkeit deutlich entgegen. Im gegebenen Anwendungsfall ist die Stadtgemeinde E samt ihren Umlandgemeinden, genau mit dieser Situation konfrontiert.



Abbildung 88 Dargestelltes Verhältnis Kabel/Freileitung der Stadtgemeinde E samt Umlandgemeinden

Aus der Abbildung geht hervor, dass zwar der Ortskern größtenteils verkabelt ist, jedoch die Netz-zu- und -ausläufer durch lange Freileitungsstrecken geprägt sind. Wichtig ist es nun zu filtern, in welchen Teilabschnitten eine Verkabelung Sinn macht (bspw. lange Strecken über Felder, durch Windschutzgürtel und Wälder, etc.) und wo ein Mehrwert bezüglich des Kosten/Nutzen-Faktors nicht gegeben wäre (bspw. bei Netzausläufern zu wenigen Kundenanschlüssen).

Abbildung 89 verdeutlicht die Kombination zwischen Ersatzmaßnahmen (Kabel statt Freileitung), Kabellegungen in neuen Trassen und der Beibehaltung von kurzen Freileitungen oder Netzausläufern.



Abbildung 89 Erhöhung des Verkabelungsgrades durch Ersatzmaßnahmen und Neulegungen

Vergleicht man die beiden Abbildungen miteinander, so stellt man fest, dass große Freileitungstrecken innerhalb der Stadtgemeinde und unmittelbar um die Stadtgemeinde zu verkabeln sind, während hingegen lange Netzausläufer unverändert als Freileitung betrieben werden. Nach Umsetzung verbleibt ein ausschließlich verkabelter Ortskern, dessen Betriebsführung leichter und zugleich weniger störanfällig ist.

5 Zusammenfassung

Die Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene zeichnet sich durch weitreichende Anpassungsmöglichkeiten für unterschiedliche Versorgungsgebiete aus und bietet dabei eine exzellente Möglichkeit, ein bereits bestehendes Netzgebiet in Richtung eines angestrebten Zielnetzes zu optimieren. Dabei ist es völlig unerheblich, ob es sich bei der Mittelspannung um ein 10-, 20-, oder 30 kV-Netz handelt, da für jeden Spannungsbereich nur die Kriterien und Rahmenbedingungen an die jeweilige Ebene anzupassen sind. Die Resilienzsteigerung ist deshalb so effizient und zielführend, da sie aufgrund eines breiten "Portfolios" sowohl im urbanen-, als auch im ländlichen Raum flächendeckend, aber fallweise auch punktuell anwendbar ist. Die dabei unterschiedlichen Planungswerkzeuge führen bei richtigem Einsatz zu einer raschen theoretischen Planungsgrundlage, die in weiterer Folge anlassbezogen operativ umgesetzt werden kann. Als anlassbezogene Umsetzungsmöglichkeiten können beispielsweise Störungen, ausbaubedingte Neulegungen, Rückbauten und Totlegungen, aber auch andere Kriterien wie beispielsweise Leitungsüberalterungen herangezogen werden.

Somit deckt diese Optimierungsform der Netzplanung weite Zeitspannen ab und ist somit auch kurzfristig realisierbar. Grundsätzlich ist sie jedoch vor allem für den mittel- und langfristigen Planungshorizont gedacht. Dabei kommt es ganz darauf an, um welches Netzgebiet es sich handelt (z.B. Greenfield, oder bereits bestehendes Netzgebiet). Die Erfahrung zeigt, dass ein einfaches Greenfield-Planning nur in ca. 10% aller Fällen auftritt und somit meist der aufwendigere Fall eines bereits bestehenden Netzes zur Herausforderung für den Planer wird.

Die real angewandten Beispiele in Punkt 4 zeigen, dass im urbanen Raum alle Kriterien und Rahmenbedingungen aus der Kombination Zielnetzplanung und Greenfield-Planning (Punkt 3.2.3) voll umgesetzt werden können, und demonstriert somit auch alle Vorteile dieses Planungswerkzeuges. Als Ergebnis kristallisieren sich sektorförmige Kabelabschnitte rund um das jeweilige Umspannwerk heraus. Das Ziel, die Minimierung der Mittelspannungsabgänge wird in den Beispielen demnach immer erreicht. Zusätzlich kommt es aufgrund der Lastaufteilung zu annähernd gleichen Kabelbelastungen und -längen. Die operative Umsetzung im urbanen Raum ist jedoch im mittel- bis langfristigen Planungshorizont zu sehen.

In suburbanen aber vor allem in ländlichen Räumen ist aufgrund der geringeren Netzdichte und der damit verbundenen Anzahl an Trafostationen die Anwendbarkeit zum Teil eingeschränkt. Die Kriterien und Rahmenbedingungen müssen demnach an die Bedürfnisse angepasst werden.

Die Ergebnisse der Beispiele für den ländlichen Raum in Punkt 4 zeigen demnach, dass ein Zielnetz in Form eines sektorförmigen Leitungsverlaufs nur punktuell realisierbar ist.

Vor allem im Bereich geringer Trafostationsdichten ergeben sich große Lücken zwischen den einzelnen Sektoren.

Nichtsdestotrotz ist auch im ländlichen Zielnetz die klare Leitungsverlaufsstruktur mit allen angepassten Kriterien und Rahmenbedingungen klar und eindeutig ersichtlich. Diese eindeutige Wiedererkennung zieht sich wie ein roter Faden durch die finalisierten Zielnetz-Versorgungsbereiche.

In vielen Fällen ist jedoch eine aufwendige Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene nur punktuell notwendig, da auch kleine Adaptierungsschritte eine hohe Effizienz und Versorgungsqualität bewirken. Deutlich erkennbar ist dies bei den letzten Realbeispielen des Punktes 4. Hierbei sind keine exakten Leitungsverlaufsplanungen und Lastanpassungen notwendig. Vielmehr kann durch punktuelle Netzautomatisierungsmaßnahmen, Freileitungsverkabelungen, sowie durch die Errichtung eines Umspannwerks die Netzsituation deutlich verbessert und optimiert werden.

All diese realen Beispiele zeigen, dass die Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene jederzeit und unabhängig vom Netzgebiet angewandt werden kann und sowohl bei großflächiger, aber auch bei punktueller Anwendung zielführend in Richtung optimiertes Netzgebiet führt. Durch eine flächendeckende Umsetzung in einem Versorgungsgebiet erhält man einen eindeutigen Wiedererkennungswert und spiegelt auf hoher flugebene die Kriterien und Rahmenbedingungen dieser Zielnetzplanung wieder.

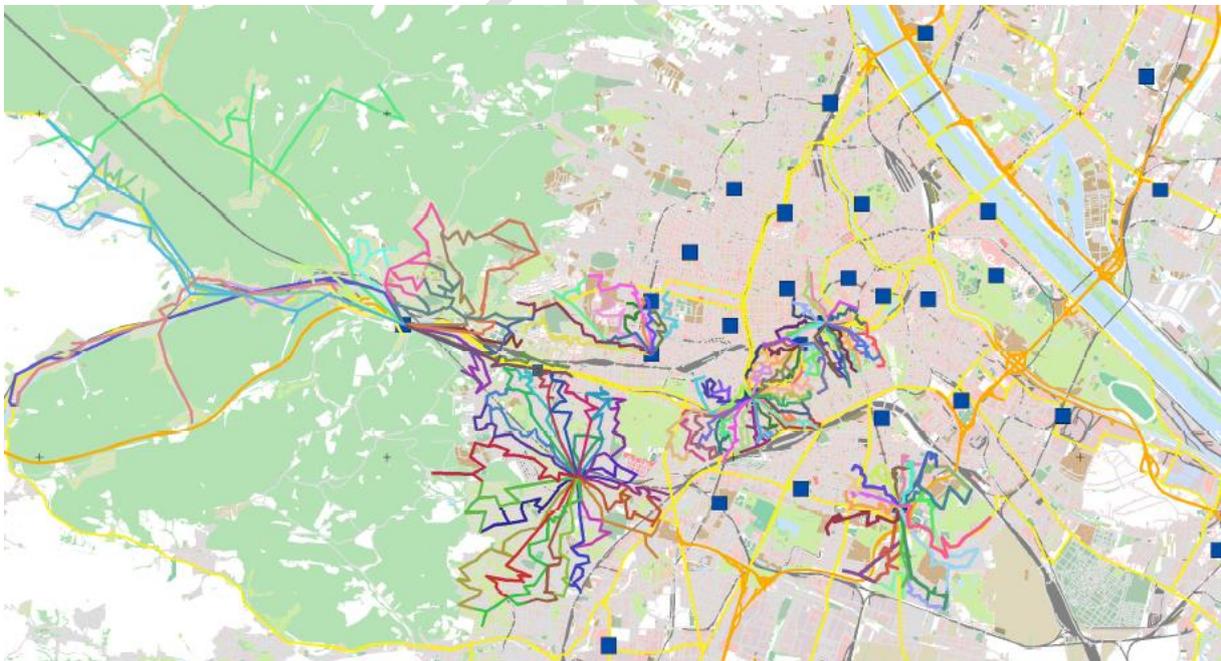


Abbildung 90 Flächendeckende Anwendung der Mittelspannungssystemoptimierung im urbanen und ländlichen Raum

Aus der Abbildung treten einerseits klar die kreissektorförmigen Abschnitte der Zielnetzplanung pro Umspannwerk hervor und andererseits sind die Unterschiede zwischen urbanen und ländlichen Raum anhand der Leitungslängen und der Homogenität ersichtlich.

6 Ausblick

Mit Hilfe eines geeigneten Asset Managements kann aufgrund des Auftraggeber,- Auftragnehmers-Prinzip sowohl von der strategischen Planungsseite, als auch von der operativen Netztechnik jederzeit Einfluss auf das Zielnetz genommen werden.

Es ist somit ein perfektes Zusammenspiel zwischen Asset Owner, -Management und dem Service gegeben. Sobald ein Verteilnetzbetreiber die Resilienzsteigerung der Mittelspannungsebene im gesamten Versorgungsgebiet angewandt und dementsprechend adaptiert hat, ist es in weiterer Folge zielführend, betriebliche Netzsituationen, sowie zukünftige Netzentwicklung laufend zu monitoren. Dies gelingt über unterschiedliche Digitalisierungsthemen wie bspw. Netzautomatisierungsmaßnahmen, aber vor allem auch durch den gezielten Einsatz von measuring devices. Diese Assets werden in weiterer Folge zwar größtenteils in der Niederspannung zum Einsatz kommen und dort mit unterschiedlichen Datenbanken und Sensoren ein Monitoring-System schaffen, jedoch vor allem deren Einsatz in den Trafostationen bringt für die Mittelspannung einen enormen Mehrwert mit sich. Die folgende Abbildung veranschaulicht diesen zukünftigen Ausblick.

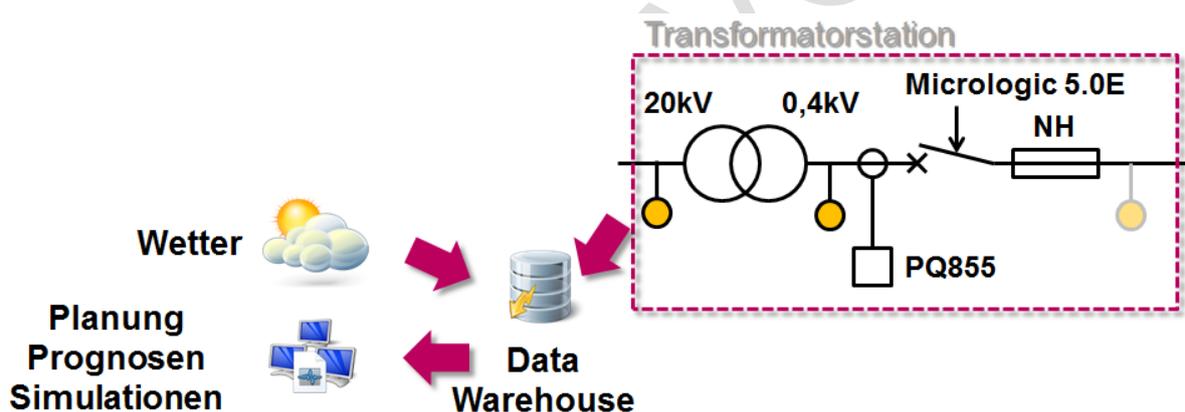


Abbildung 91 zukünftig intelligente Trafostationen in der Mittelspannungsebene

Auch wenn solche Ausbauten der Trafostationen flächendeckend mit Sicherheit nicht wirtschaftlich und sinnvoll wären, ist diese Vorgehensweise an strategisch wertvollen Punkten zwingend notwendig, um die Digitalisierung in die Netztechnik zu integrieren.

Wird dieser zukünftige mittel-, bis langfristige Ausblick bei vielen Verteilnetzbetreibern Realität, können unterschiedlichste Netzdaten laufend erhoben und eine dementsprechende Aussagekraft über das jeweilige Versorgungsgebiet geliefert werden. Interessant wäre in diesem Zusammenhang die Belastungsdichten innerhalb der Umspannwerks-Versorgungsgrenzen. Somit könnte in kurzer Zeit, jegliche lokale oder auch globale Netzüberlastung, Unsymmetrie, usw. erkannt und dementsprechend gegengewirkt werden. Aufgrund des Zusammenhangs mit der Umspannwerksgrenze können so auch Rückschlüsse auf die Hoch- und Höchstspannungsebene geschlossen werden.

Die folgende visualisierte Darstellung zeigt eine von vielen Realisierungsmöglichkeiten für das eben beschriebene.

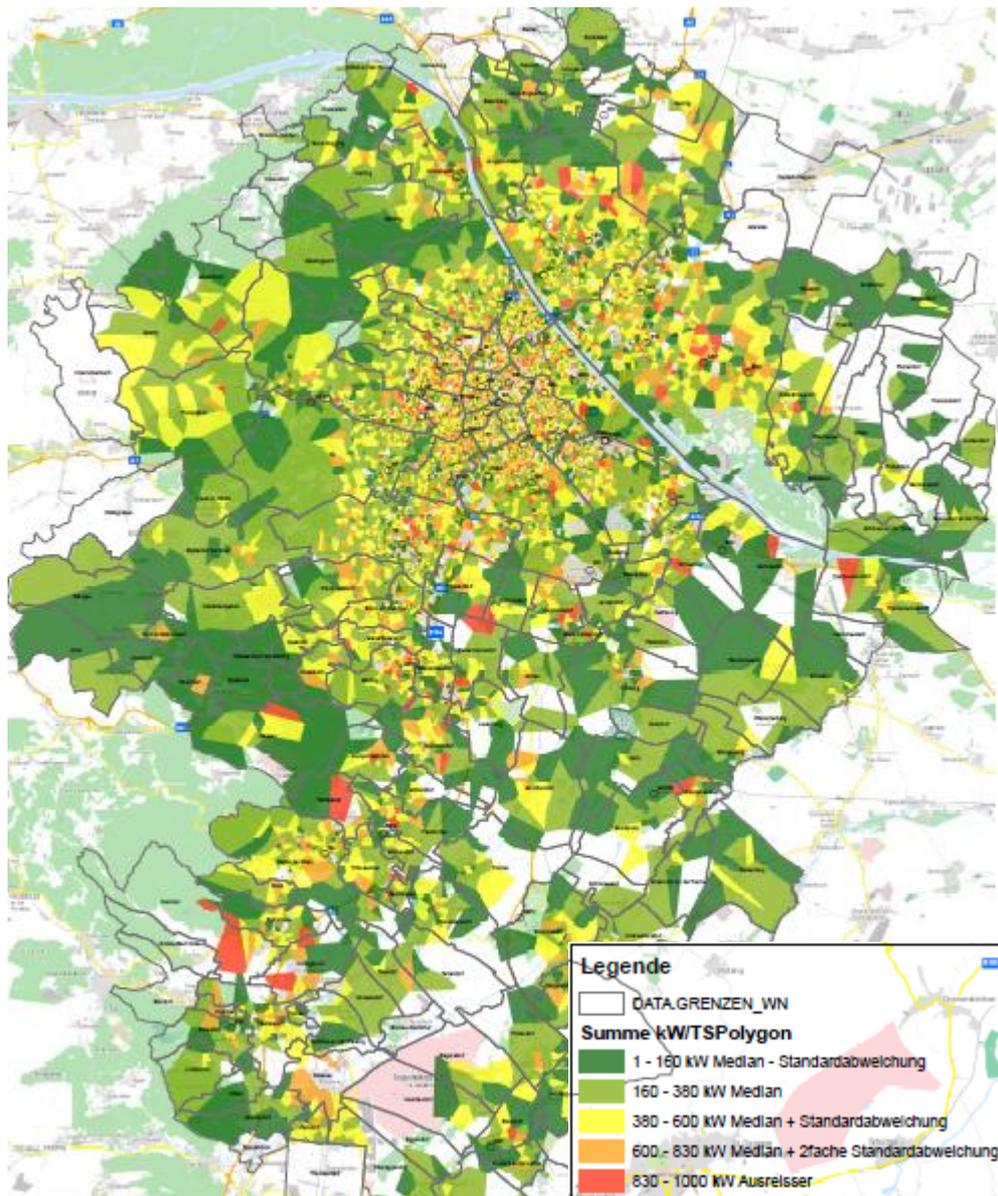


Abbildung 92 Lastverteilungsdichten innerhalb eines Versorgungsgebiets

Um diese Darstellung real werden zu lassen, bedarf es nicht zwingender Weise einem flächendeckenden Monitoring. Vielmehr ist es die Aufgabe der Netzplanung die strategisch wichtigsten Messpunkte zu filtern und diese dann in die operative Umsetzung zu führen. Im Realbetrieb lassen sich damit einerseits klare und genaue Netzlastprognosen erstellen und andererseits kann auf freie Netzkapazitäten, oder auch diverse Engpässe rasch reagiert werden.

Auch für das Abstecken von klar definierten Grenzen kann ein Monitoring-System zweckhaft und hilfreich sein. Es liefert beispielsweise Umspannungsgrenzen, Verlaufsgrenzen von unterschiedlichen Spannungsebene und vieles mehr.

Die folgenden beiden Bilder zeigen diese Grenzverläufe und lassen dadurch sehr rasch Rückschlüsse auf urbane, oder ländliche Räume zu.

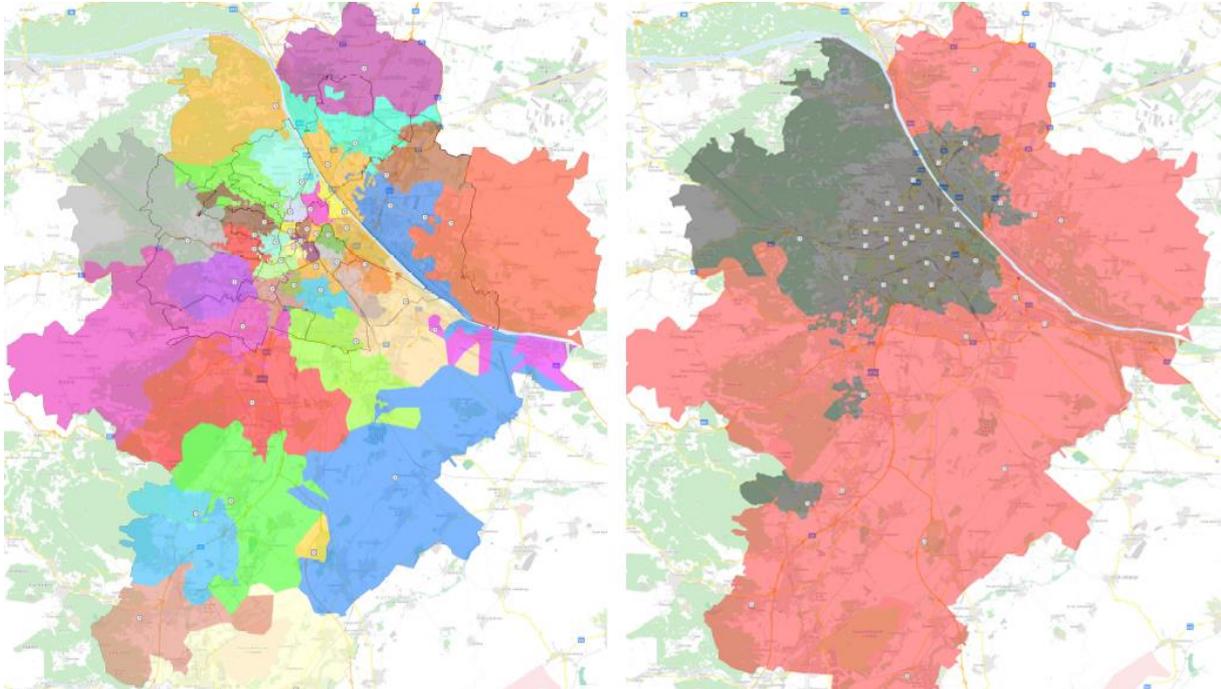


Abbildung 93 Darstellung der Umspannungsgrenzen und Spannungsverläufe mit Hilfe eines Monitoring-Systems

Vor allem in der rechten Abbildung deutlich zu erkennen ist der unterschiedliche Verlauf zwischen der 10 kV- und der 20 kV-Spannungsebene, sowie die Tatsache der Existenz kleiner Spannungsinseln in einem sonst homogen verlaufenden Gebiet.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass mit der vorliegenden Dissertation die Grundlage und die Kenntnis für Netzumsetzungsmaßnahmen, Ausbauentscheidungen, sowie unterschiedliche Betriebsführungsentscheidungen geschaffen wurde und dass der Zweck dieser Untersuchung und Anwendung in Mittelspannungsnetzen viele auftretende Fragen der Planung, Netzbetriebsführung und Störungsbehebung mit einfachen handhabbaren Tools zielführend unterstützt.

Abschließend muss erwähnt werden, dass die Mittelspannungsebene in Zukunft mehr an Bedeutung gewinnen wird und eine zentrale Bündelung für Themenbereiche wie E-Mobilität, Kundenservices, Stromspeicher und multifunktionale Trafostationen darstellt. Vor allem die unterschiedlichen Digitalisierungsthemen spiegeln sich in der Mittelspannung wider und tragen demnach zur Unterstützung bei der Umsetzung eines Smart Grids bei.

Die folgende schematische Darstellung verdeutlicht die zukünftig immer bedeutsamere Mittelspannungsebene.

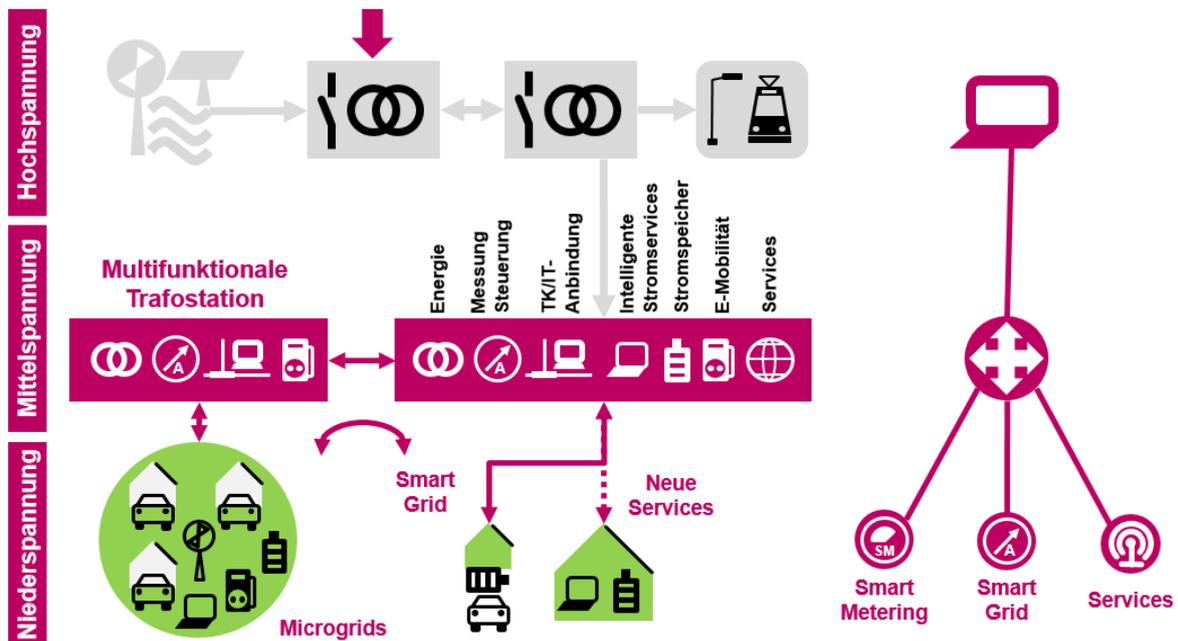


Abbildung 94 Das Stromnetz der Zukunft mit Fokus auf die Mittelspannungsebene

Die Darstellung (Abbildung 94) mit dem damit verbundenen Ausblick untermauert die zuvor angedeutete Aussage, dass die Mittelspannungsebene zukünftig der Dreh- und Angelpunkt eines gut funktionierenden Verteilnetzes sein wird. Umso wichtiger ist es, dass das Mittelspannungsnetz dementsprechend optimiert betrieben wird und dadurch freie Kapazitäten für zukünftige Anforderungen schafft. Die vorliegende Dissertation gewährleistet diese Optimierung durch Anwendung und Umsetzung der unterschiedlichen Planungswerkzeuge. Die abweichenden geografischen Gegebenheiten, verbunden mit den dadurch entstehenden Netzanforderungen, werden in der Anwendung berücksichtigt. Eine passende Planungsmethode und die darauf folgende Adaptierung ist somit für jedes Netzgebiet und dessen Bedürfnis anwendbar.

6.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Geschlossener Optimierungsprozess in Richtung Zielnetz.....	3
Abbildung 2 Struktur des Asset-Managements in einem Unternehmen	8
Abbildung 3 Asset Management Konzept zu verbesserten Steuerung der Mittelspannungssystemoptimierung	9
Abbildung 4 Aktivitäten und Zuständigkeiten des Auftraggebers und Auftragnehmers	9
Abbildung 5 Schematische Darstellung des optimalen Asset-Ersatzzeitpunktes	10
Abbildung 6 Anforderungen an ein systematisches Asset Management im urbanen Raum	11
Abbildung 7 Anforderungen an ein systematisches Asset Management im ländlichen Raum	12
Abbildung 8 Ausrichtungshorizont bei gelebtem Asset Management	13
Abbildung 9 Altersstruktur der Netze und der damit verbundene Investitionsgrad	13
Abbildung 10 Risikomatrix für unterschiedliche Assets der Mittelspannungswarte	14
Abbildung 11 Asset Management auf Basis des Risikomanagement (RBAM)	14
Abbildung 12 Geografisch unterschiedliche ländliche Räume	15
Abbildung 13 Verdeutlichung des suburbanen Raums	16
Abbildung 14 Unterschiede im Urbane Kern	16
Abbildung 15 Energietechnische Gliederung der unterschiedlichen geografischen Räume	17
Abbildung 16 Darstellung der Korrelation zwischen der Straßennetzdicke und der Energiedichte ³ ...	17
Abbildung 17 Essentielle Netzinformationen vor jeder Systemoptimierung.....	22
Abbildung 18 ASIDI Jahreswerte Österreichs	25
Abbildung 19 ASIDI Verlauf eines österreichischen Verteilnetzbetreibers	26
Abbildung 20 Durchschnittliche Aufschlüsselung der Gesamtzahl an Versorgungsunterbrechungen in Österreich	26
Abbildung 21 Monitoring und Abweichungsanalyse des ASIDI Werts	27
Abbildung 22 Zusammenhänge zwischen Vorgabe und Versorgung	28
Abbildung 23 Stadtentwicklungsplan des urbanen Raums Wien.....	29
Abbildung 24 Gekennzeichnetes Planungsgebiet.....	30
Abbildung 25 Erhebung aller MS-Abzweige eines Netzgebiets	31
Abbildung 26 Schematische Darstellung des Kabel-Verlege-Investitionsbergs	31
Abbildung 27 Netzoptimierung durch Auffassung eines Freileitungsbypasses.....	34
Abbildung 28 Strategische Festlegung von automatisierten Trafostationen	36
Abbildung 29 Die beiden möglichen Trafostationsbauarten zur einfachen Umsetzung der Automatisierung (oben: Bauform „K5F“, unten. Bauform „K3F“).....	38
Abbildung 30 Umsetzung eines IKT-Kernsystems auf LWL Basis.....	39
Abbildung 31 Einbindung des Festnetz und Mobilfunks und das IKT Netzwerk	40
Abbildung 32 Fernmeldebare Überstromanzeiger auf Mittelspannungsfreileitungen	41
Abbildung 33 Sternpunktsbehandlung und Fehlerortung in Europa	42
Abbildung 34 Löschgrenze für der Fall der induktiven Sternpunktsbehandlung	43
Abbildung 35 Unterschiedliche Eigenschaften der beiden Sternpunktsbehandlungsarten	44
Abbildung 36 Einfache optimierte Darstellung einer Umspannungsstruktur	50
Abbildung 37 Verzweigter MS-Abzweig mit einer unnötig großen Anzahl an Trafostationen.....	52
Abbildung 38 Sternengrafik für Zielnetz mit Berücksichtigung der Nachbar-Umspannwerke	53
Abbildung 39 Erweiterte Polygon-Struktur für die in Abbildung 15 gezeigte Sternengrafik	54
Abbildung 40 MS-Systemoptimierungsergebnis in Richtung Zielnetz	55
Abbildung 41 Darstellung der Umwegfaktoren vor einer Schaltzustandsoptimierung	57
Abbildung 42 historische gewachsenes Maschennetz vs. offen betriebenes Ringnetz.....	59
Abbildung 43 Vereinfachte Darstellung zur Reduzierung des Vermaschungsgrades	60
Abbildung 44 Höchstlastanstieg der Mittelspannungsabzweige in wenigen Jahren	61
Abbildung 45 Unterschiede in der Schaltanlagenbauform in Trafostationen	63
Abbildung 46 Ermittlung der Trafostationen mit erhöhtem Leitungs-Detour-Faktor.....	64
Abbildung 47 Planungsüberlegungen beim Greenfield Planning	65
Abbildung 48 Ausgangssituation des zu planenden Netzabschnittes.....	67
Abbildung 49 Schritt 1: Greenfield Planning ohne Rücksicht auf diverse Gegebenheiten	67

Abbildung 50 Schritt 2: Kombination aus Greenfield Planning und Zielnetzplanung.....	68
Abbildung 51 Informationsdarstellung des innerstädtischen Wiener Gemeindebezirks Josefstadt.....	69
Abbildung 52 Abgangsschema des Umspannwerks J.....	70
Abbildung 53 Mittelspannungsabgangsbelastung im Umspannwerk J.....	70
Abbildung 54 Darstellung des ansteigend verlaufenden Umwegfaktors.....	71
Abbildung 55 Plandarstellung des Umwegfaktors im Versorgungsgebiet des Umspannwerks J.....	72
Abbildung 56 Informationsdarstellung des innerstädtischen Wiener Gemeindebezirks.....	73
Abbildung 57 Abgangsschema des Umspannwerks SCH.....	74
Abbildung 58 Mittelspannungsabgangsbelastung im Umspannwerk SCH.....	74
Abbildung 59 Sternengrafik für das Umspannwerk SCH sowie dessen benachbarte Umspannwerke.....	75
Abbildung 60 Polygon-Darstellung zur klaren Definition des Versorgungsgebiets.....	76
Abbildung 61 IST-Netz des UW-Versorgungsgebiets Sch.....	77
Abbildung 62 Messung über die maximalen 1/4Std. Mittelwerte pro Tag des Geschäftsjahres 2016/2017.....	79
Abbildung 63 Planung des Versorgungsgebiets UW SCH auf der grünen Wiese.....	80
Abbildung 64 Umwegfaktor des Versorgungsgebiets des Umspannwerks Sch.....	81
Abbildung 65 Konkreter Leitungsverlauf mit Einfärbung der einzelnen Detour-Faktoren.....	82
Abbildung 66 Untersuchung einer Schaltzustandsoptimierung.....	83
Abbildung 67 Erster Schritt der Planungsüberlagerung.....	84
Abbildung 68 Trassenführung des Umspannwerks SCH.....	85
Abbildung 69 Entwicklung der Erdschlussströme im Umspannwerks SCH.....	86
Abbildung 70 Abgangsschema des Umspannwerks EZ.....	87
Abbildung 71 Mittelspannungsabgangsbelastung im Umspannwerk EZ.....	88
Abbildung 72 Detour-Faktor des Versorgungsgebiets des Umspannwerks EZ.....	89
Abbildung 73 Konkreter Leitungsverlauf mit Einfärbung der einzelnen Detour-Faktoren.....	90
Abbildung 74 IST-Netz des Umspannwerk-Versorgungsgebiets EZ.....	91
Abbildung 75 Polygon-Darstellung zur klaren Definition des UW-Versorgungsgebiets.....	92
Abbildung 76 Greenfield-Planning des Umspannwerk-Netzes EZ.....	93
Abbildung 77 Überlagerung der grünen Wiese mit dem IST-Netz.....	95
Abbildung 78 Strategische Positionierung der automatisierten Kurschlussanzeiger auf Freileitungen.....	96
Abbildung 79 Entwicklung der Erdschlussströme im UW EZ.....	97
Abbildung 80 Abgangsschema des Schalthauses MA.....	98
Abbildung 81 Ringverbindung zwischen Schaltheus und Umspannwerk.....	99
Abbildung 82 Adaptierung und Optimierung des Versorgungsbereichs Schaltheus MA.....	101
Abbildung 83 Versorgungssituation der Stadtgemeinde E.....	102
Abbildung 84 Grundstückswahl zur Situierung eines Umspannwerks zur Versorgung der Stadtgemeinde E.....	104
Abbildung 85 Optimierte Versorgungssituation durch Errichtung eines Umspannwerks zur Versorgung der Stadtgemeinde E samt Umlandgemeinden.....	104
Abbildung 86 Hoch- und Mittelspannungsanlage des neu zu errichtenden Umspannwerks.....	105
Abbildung 87 Einteilung der möglichen Mittelspannungsschaltanlagen.....	106
Abbildung 88 Dargestelltes Verhältnis Kabel/Freileitung der Stadtgemeinde E samt Umlandgemeinden	108
Abbildung 89 Erhöhung des Verkabelungsgrades durch Ersatzmaßnahmen und Neulegungen.....	109
Abbildung 90 Flächendeckende Anwendung der Mittelspannungssystemoptimierung im urbanen und ländlichen Raum.....	111
Abbildung 91 zukünftig intelligente Trafostationen in der Mittelspannungsebene.....	112
Abbildung 92 Lastverteilungsdichten innerhalb eines Versorgungsgebiets.....	113
Abbildung 93 Darstellung der Umspannwerksgrenzen und Spannungsverläufe mit Hilfe eines Monitoring-Systems.....	114
Abbildung 94 Das Stromnetz der Zukunft mit Fokus auf die Mittelspannungsebene.....	115

6.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Risikobewertung für Energieübertragungsleitungen mittels Risikographen.....	21
Tabelle 2 Flächendeckende Betriebsmittelbeanspruchung nach Systemoptimierung	23
Tabelle 3 Hinnehmbare Unterbrechungsdauer nach Störungen.....	23
Tabelle 4 Verfügbarkeitsgrößen nach DISQUAL	24
Tabelle 5 Alternativprüfung zum LWL Übertragungsmedium	40
Tabelle 6 Auszug der Mittelspannungs-Abzweigbelastungen mit Wichtigkeits-Kategorisierung zur Entlastung.....	51
Tabelle 7 EVU-Last der Standardmittelspannungskabel	78
Tabelle 8 Belastungswachstum der MS-Abzweige aus dem UW Sch.....	79
Tabelle 9 Theoretisches- und praktisches Einsparungspotenzial	86
Tabelle 10 Planungs-Umstrukturierung der Leitungen aus dem Umspannwerk.....	94

ENTWURF VORAB

6.3 Begriffsdefinitionen

Die Änderungen der gesellschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen für die Elektrizitätswirtschaft in der Europäischen Union erforderte neue Begriffsbestimmungen und Definitionen. Von besonderer Bedeutung ist auch die Frage, ob daraus Einschränkungen, Veränderungen oder Erweiterungen in der Bedeutung der zuvor gebräuchlichen Begriffe resultieren. Es wird deshalb ein für das Verteilernetzmanagement relevanter Teil der Begriffswelt der Elektrizitätswirtschaft beschreiben. Quellen für die verwendeten Definitionen sind:

- Elektrotechnikgesetz 1992, BGBl.Nr. 106/1993
Kennzeichnung: (ETG92)
- ÖNORM M 7101 „Begriffe der Energiewirtschaft – Allgemeine Begriffe“
Kennzeichnung: (ONM7101)
- EIWOG BGBl. I Nr. 143/1998, trat am 19. August 1998 in Kraft
Kennzeichnung: (EIWOG)
- Technische und organisatorische Regeln
Kennzeichnung: (TOR)
- Allgemeine Verteilernetzbedingungen von Elektrizitätsunternehmen
Kennzeichnung: (VNB)

Weitere normative und legislative Unterlagen sind:

- ÖVE EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Ausgabe 1995-10. Nationale Übernahme der Europäischen Norm EN 50160, herausgegeben im November 1994 von CENELEC, Brüssel.
- Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (E-RL), Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften vom 30. Januar. 1997
- Richtlinie 90/547/EWG des Rates vom 29. Oktober 1990 über den Transit von Elektrizitätslieferungen über große Netze. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften vom 13. November 1997, Nr. L 313, Seite 30.
- Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG). Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird, das Bundesverfassungsgesetz, mit dem die Eigentumsverhältnisse an den Unternehmen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft geregelt werden, erlassen wird und das Kartellgesetz 1988 und das Preisgesetz geändert wird. Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, Jahrgang 1998, Teil I, 143. Bundesgesetz. Ausgegeben am 18. August 1998.

(1) Netzabschnitt

Dreh und Angelpunkt jedes Verteilnetzes sind die Umspannwerke, die je nach Größe einen gewissen Versorgungsbereich abdecken. Dieser Bereich wird als Netzabschnitt bezeichnet.

(2) Zielnetz

Die Mittelspannungssystemoptimierung ermöglicht eine anlassbezogene Adaptierung des bestehenden Netzes in Richtung Zielnetz. Das angestrebte Zielnetz unterliegt klar definierten Kriterien und Rahmenbedingungen und soll nach der Umsetzung einem optimal ausgelasteten und mit Reserven ausgestatteten Verteilnetz entsprechen.

(3) Greenfield Planning

Dabei handelt es sich um einen meist rein theoretischen Planungsschritt, bei dem ohne jegliche geografische- oder bauliche Einschränkungen ein Netzabschnitt einzig und allein durch die Umsetzung der Planungskriterien durchgeführt werden kann.

(4) Ausfall

Darunter versteht man die störungsbedingte Trennung eines Netzassets (Trafo, Leitung, etc.) vom Gesamtnetz.

(5) Umwegfaktor

Der Umwegfaktor dient zur Schaltzustandsoptimierung und wird durch die Division zwischen der tatsächlichen Leitungslänge und der Luftlinie ermittelt. Ergibt der Quotient einen Faktor größer zwei, so muss durch Schaltzustandsänderungen das Netz adaptiert werden, um unnötigen Verlusten vorzubeugen.

(6) Versorgungsunterbrechung

Ist eine störungsbedingte Netzunterbrechung eines oder mehrerer Kunden und dauert meist über einen längeren Zeitraum an. Gemäß der Europeanorm EN 50160 ist eine Versorgungsunterbrechung ein Zustand, bei dem die Spannung an der Übergabestelle weniger als 1% der vereinbarten Spannung beträgt.

(7) Verbraucher

Verbraucher können Geräte und Anlagen sein, die elektrische Energie aufnehmen und in eine andere Energieform umwandeln. Im übertragenen Sinne werden auch juristische und natürliche Personen, die elektrische Energie für derartige Zwecke beziehen, als Verbraucher bezeichnet.

(8) Netzurückwirkungen

Dabei handelt es sich um eine negativ behaftete gegenseitige Beeinflussung verschiedener Assets.

(9) Last

Die in einem Versorgungsgebiet oder Netzabschnitt in Anspruch genommene Scheinleistung wird im elektrizitätswirtschaftlichen Sprachgebrauch als Netzlast oder kurz "Last" bezeichnet.

(10) EVU-Last

EVU-Last -> 10 Std. Volllast, 10Std. 60% der Volllast im Laufe des Tages, 4 Std. nicht definiert

(11) Grenzwerte, Grenzwertverletzung

Dadurch wird der zulässige Wertebereich für eine zu beobachtende Größe bestimmt. Eine Grenzwertverletzung liegt dann vor, wenn eine beobachtbare Größe diesen Wertebereich über- oder unterschreitet.

(12) Asset

Dabei handelt es sich um ein elektrisches Betriebsmittel, die als Ganzes oder in einzelnen Teilen zur Gewinnung, Fortleitung, oder zum Gebrauch elektrischer Energie bestimmt sind.

(13) Einspeiser

Ein Erzeuger, der elektrische Energie in das Übertragungs- oder Verteilnetz abgibt.

(14) Betriebsspannung

Ist jener Effektivwert der momentanen Spannung, welche das Netz an einer beobachtbaren Stelle zum Zeitpunkt der Beobachtung aufweist. Es herrscht ein erheblicher Unterschied zwischen Betriebs- und Versorgungsspannung.

(15) Netzsicherheit

Dieser Begriff wird bei Netzbetreibern in einem Zug mit dem n-1-Kriterium in Verbindung gesetzt und besagt, dass bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen.

Dabei unterscheidet man zwischen der n-1-Sicherheit, bei der jeder Fehler durch automatisierte Umschaltungen isoliert und somit freigeschaltet wird, sowie der n-1-strukturierten Sicherheit, bei der manuellen Umschaltungen, notwendig sind.

(16) DISQUAL-Kenngrößen

Die leistungsbezogenen- und kundenbezogenen- Nichtverfügbarkeitskennzahlen ermöglichen dem Netzbetreiber, sowie der Behörde einen Überblick über die Störstatistik. Die Bezugsgröße ist je nach Zuverlässigkeitskennzahl entweder die installierte Trafo-Scheinleistung, oder die Anzahl der versorgten Kunden. Die rechtliche Grundlage für die Ausfall- und Störungsstatistik 2016 bildet im Wesentlichen die, auf Basis des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010) erlassene Elektrizitätsstatistikverordnung 2016 und die auf Basis des Energielng. 2012 (EnLG 2012) erlassene Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2014 (E-EnLD-VO 2014).

(17) Asset

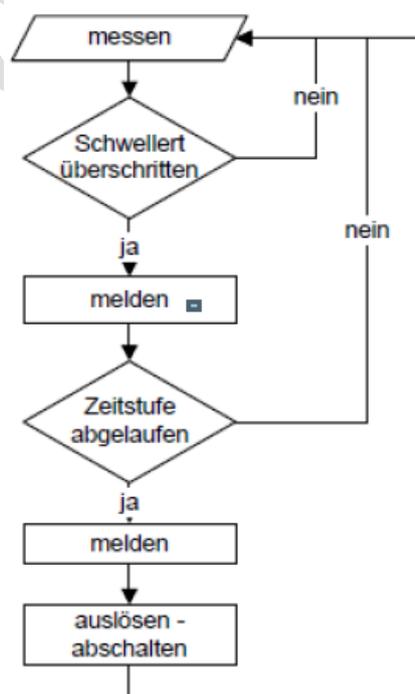
Als Betriebsmittel (Assets) können im Energienetz sowohl die Leitung, als auch die Transformatoren, Schutzgeräte und Übertragungsmedien bezeichnet werden. Meist werden die Betriebsmittel durch ein fundiertes Asset-Management in Bezug auf Betrieb und Instandhaltung beurteilt und demnach "gesteuert".

(18) Schutztechnik

Fehler in elektrischen Netzen und Betriebsmitteln können nicht vermieden werden. Um deren Auswirkungen möglichst klein zu halten und die Aufgabe der Störungssuche zu vereinfachen kommt die Schutztechnik zum Einsatz.

Der prinzipielle Wirkablauf eines Schutzrelais:

- messen und anregen – melden
- messen und anregen – melden und auslösen – abschalten



7 Literaturverzeichnis

- Böhme, Helmut. 1992.** *Mittelspannungstechnik*. Berlin-München : Verlag Technik GmbH , 1992.
- Brauner, G. 2002.** *Versorgungssicherheit im liberalisierten Markt - sind neue Rahmenbedingungen erforderlich?* Vortrag im Rahmen des 7.Symposiums Energieinnovation, TU Graz : s.n., 2002.
- Brauner, Günther. 2008.** *Skriptum zur Vorlesung "Energieübetragung und Kraftwerke"*. s.l. : Technische Universität Wien, 2008.
- Cichowski, Rolf R. 2000.** *Netzurückwirkungen*. Berlin : VGMBHDE Verlag , 2000.
- Dr. Johannes Reichl, MMag. Michael Schmidthaler. 2011.** *Blackouts in Österreich Teil I*. 2011.
- E-Control. 2010.** <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen>. [Online] 2010. [Zitat vom: 7. März 2017.]
- Elektronikindustrie, Fachverband der Elektro- und. 1998.** *Elektrotechnikrecht*. Wien : s.n., 1998.
- Fickert, L., et al. 2009.** *Strategien zur Minimierung von Netzverlusten* . s.l. : Technische Universität Graz, 2009.
- G., Brauner und G., Pöpl. 2001.** *Netzrestruktuiierung und Kosteneinsparung im 20kV-, 10kV- und 0,4kV-Netz bei WIENSTROM*. s.l. : Studie im Auftrag der WIENSTROM GmbH, 2001.
- Günther, Brauner. 2008.** *Skriptum zur Vorlesung "Energieversorgung"*. s.l. : Technische Universität Wien, 2008.
- Heinrich, L. J. und Burgholzer, P. 1988.** *Informationsmanagement- Planung, Überwachung und Steuerung der Informations-Infrastruktur* . München Wien : R.Oldenburger Verlag , 1988.
- Hyvärinen, Markku. 2008.** *Electrical Networks and Economies of Load Density* . Helsinki : s.n., 2008.
- L., Fickert, et al. 1992.** *"Wie oft und wie lange fällt der Strom aus"?* *Erfahrungsaustausch Netzbetrieb* . 1992.
- Lebenau, H. 1999.** *Netzregeln für den Zugang zu Verteilnetzen* . Berlin : VDE Verlag, 1999.
- M., Leitner und T., Schuster. 2014.** *Mittelspannungszielnetzplanung im 10kV-Netz*. Wien : s.n., 2014.
- Melzer, Helmut. 2011.** *Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110kV*. Nürnberg : VDE Verlag, 2011.
- Nagel, Hermann. 2008.** *Systematische Netzplanung*. Berlin : VDE Verlag GMBH, 2008.
- Nakicenovic, Nebojsa und Haas, Reinhard. 2008.** *Skriptum zur Vorlesung energieökonomie* . Technische Universität Wien : s.n., 2008.

Österreichs, Verband der Elektrizitätsunternehmen. 2003. *Zuverlässigkeit und Sicherheit der Elektrizitätsversorgung.* Wien : s.n., 2003.

Pöpl, Georg. 2004. *Planung und Optimierung von Niederspannungsnetzen bei dezentraler Stromerzeugung.* Technische Universität Wien : s.n., 2004.

Rene Flosdorff, Günther Hilgarth. 2008. *Elektrische Energieverteilung.* Wiesbaden : Vieweg+Teubner GWV Fachverlag GmbH, 2008.

Spitzl, Werner. 2002. *Verbraucherstrukturabhängige Lastmodellierung für die Planung, Betriebsführung und Schaltzustandsoptimierung.* Technische Universität Graz : s.n., 2002.

W., Spitzl. 1996. *"Einführung eines geografischen Netzinformationssystems bei WIENSTROM.* Düsseldorf : VDI Verlag GmbH, 1996.

—, **1997.** *"Leitlinien, Aufbau und Rahmenbedingungen der Netzplanung".* Strobl : s.n., 1997.

W., Spitzl und G., Zauner. 1995. *Konzeptionelles Datenmodell des elektrischen Netzes.* Wien : s.n., 1995.

ENTWURF VORAB