Forschungsinstitut FGH e.V.
Name der Forschungsstelle(n)

14446 N / 2
AiF-Vorhaben-Nr. / GAG

01.07.2005 - 30.06.2007
Bewilligungszeitraum

Schlussbericht für den Zeitraum : 01.07.2005 - 30.06.2007

zu dem aus Haushaltsmitteln des BMWA über die

AiF
Otto von Guericke

geförderten IGF-Forschungsvorhaben

[x] Normalverfahren

[ ] Fördervariante ZUTECH

Forschungsthema :

Ein Werkzeug zur Optimierung der Störungsbeseitigung für Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen

Für ein ZUTECH-Vorhaben sind folgende zusätzliche Angaben zu machen:

Der fortgeschriebene Plan zum Ergebnistransfer in die Wirtschaft

[ ] ist beigefügt

[ ] liegt bereits vor

[ ] wird fristgerecht nachgereicht

Mannheim, 9.10.2007
Ort, Datum

Unterschrift der/des Projektleiter(s)

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung und Ziel des Projektes 3
1.1 Bedeutung der Versorgungszuverlässigkeit in Mittelspannungsnetzen 3
1.2 Stand der Forschung und Problemstellung 3
1.3 Ziele des Projektes und Aufbau des Berichtes 4
2 Analyse der Aufgabenstellung 5
2.1 Versorgungszuverlässigkeit 5
2.2 Mittelspannungsnetze 6
2.2.1 Aufgaben 6
2.2.2 Strukturen in Mittelspannungsnetzen 6
2.2.3 Ortsnetzstationen 8
2.2.4 Fernwirktechnik 9
2.3 Störungsgeschehen 10
2.3.1 Sternpunktbehandlung 10
2.3.2 Fehlerarten 10
2.3.3 Fehlerorte 12
2.4 Organisation des Netzbetriebs 13
2.4.1 Zentrale Netzführung 13
2.4.2 Organisation des Flächenpersonals 13
2.5 Störungsbeseitigung 14
2.5.1 Abgrenzung des zeitlichen Betrachtungsbereichs 14
2.5.2 Fehlerortung 14
2.5.3 Methoden 16
2.5.4 Anfahrreihenfolge 17
2.5.5 Freischaltung 17
2.5.6 Wiederversorgung 18
2.5.7 Folgeauslösungen 19
2.6 Randbedingungen bei der Störungsbeseitigung 24
2.6.1 Ausgangsposition des Personals 24
2.6.2 Verkehrssituation 25
2.6.3 Zugänglichkeit der Netzstationen 25
2.6.4 Sichtverhältnisse 26
2.6.5 Fehlerwahrscheinlichkeiten der Betriebsmittel 26
2.7 Bewertungskriterien 27
3 Modelle und Verfahren 28
3.1 Bestehende Verfahren 28
3.2 Modellbildung 30

3.2.1 Netzmodell 30
3.2.2 Modell einer Netzstation 31
3.2.3 Modell des Betriebsablaufs 32
3.3 Verfahren 35
3.3.1 Verfahrensübersicht 35
3.3.2 Aufbau des Entscheidungsbaums 36
3.3.3 Ermittlung der Zielfunktionswerte 42

4 Praxistauglichkeit und Datengenauigkeit 46
4.1 Methodisches Vorgehen 46
4.2 Untersuchungen 48
4.2.1 Untersuchte Netze 48
4.2.2 Vergleich optimaler Strategien mit praxisnahen Strategien 52
4.2.3 Sensitivitätsuntersuchung zeitveränderlicher Daten 58
4.2.4 Auswirkung einer kundenspezifischen Gewichtung 74
4.2.5 Einfluss einer inhomogenen Lastverteilung 76

5 Zusammenfassung 82

Literatur 84

Anhang A 86

1 Einleitung und Ziel des Projektes

1.1 Bedeutung der Versorgungszuverlässigkeit in Mittelspannungsnetzen

Im Rahmen der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte zeigt sich eine zunehmende Reglementierung der Versorgungszuverlässigkeit durch die europäischen Regulierungs- und Aufsichtsbehörden. Die Einhaltung von Mindestanforderungen bei der Versorgungszuverlässigkeit ([2],[3],[4]) kann dabei zu einer Kostensteigerung bei den Netzbetreibern führen. Darüber hinaus macht die Pflicht der Netzbetreiber zur Veröffentlichung von kundenspezifischen Kenngrößen, wie der gebotenen Versorgungszuverlässigkeit, diese direkt vergleichbar. Daher rücken die kundenspezifischen Wiederversorgungszeiten nach einer Versorgungsunterbrechung verstärkt in das Blickfeld der Netzbetreiber.

Die Bedeutung der Störungsbeseitigung – ohnehin eine der wichtigsten Aufgaben bei dem Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze – steigt durch diese Tendenz weiter an. Der Prozess der Störungsbeseitigung umfasst die nach Eintritt einer Störung unverzüglich durchzuführenden Handlungen, d. h. die Fehlererkennung, die Fehlerortung sowie die Wiederversorgung aller betroffenen Netzkunden.

Besondere Bedeutung für die Versorgungszuverlässigkeit hat die Störungsbeseitigung auf der Mittelspannungsebene [5], da Störungen in der Hoch- und Höchstspannungsebene aufgrund des redundanten Netzausbaus und des hohen Einsatzes von Fernwirktechnik selten zu Versorgungsunterbrechungen führen bzw. rein fernbedient behoben werden können. Bei einer Störung in der Niederspannungsebene hingegen sind nur wenige Kunden betroffen.

In der Mittelspannungsebene wird Fernmelde- und Fernwirktechnik nur im geringen Umfang eingesetzt, so dass zur Störungsbeseitigung Betriebspersonal, sogenanntes Entstörpersonal, im Versorgungsgebiet eingesetzt werden muss.

1.2 Stand der Forschung und Problemstellung

Bisherige Forschungsarbeiten auf diesem Gebiet beschäftigen sich vor allem mit der Rückwirkung planerischer Maßnahmen, wie z. B. des Einsatzes von Fernwirktechnik, auf die Störungsbeseitigung [16]. Deswegen werden in diesen Arbeiten beispielhafte, typische Strukturen von Mittelspannungsnetzen analysiert. Die Modellierung erfolgt aber nicht so detailliert, wie dies für den betrieblichen Einsatz eines Verfahrens notwendig ist. Weiterhin gehen alle üblichen Ansätze von standardisierten Vorgehensweisen bei der Störungsbeseitigung aus, die sich in der Praxis jedoch häufig als nicht optimal erweisen [18]. Bisherige Forschungsarbeiten berücksichtigen darüber hinaus nicht die im betrieblichen Einsatz gegebene Notwendigkeit, z. B. aufgrund unvorhersehbarer Ereignisse, zu einer optimalen Strategie alternative Handlungsmöglichkeiten anzugeben und bewerten zu können.

Die Vorgehensweise und Erfahrung des Entstörpersonals ist bei der Störungsbeseitigung entscheidend für die Wiederversorgungszeiten der betroffenen Kunden. Gerade kleine Energieversorger und Stadtwerke reduzieren jedoch das Betriebspersonal zunehmend oder setzen es für andere Tätigkeiten ein. Infolgedessen kommt es zu einer Verringerung der Kenntnis

des Versorgungsgebietes bzw. der Qualifikation des Entstörpersonals. Zur Einhaltung einer geforderten Mindestversorgungszuverlässigkeit und damit maximaler Wiederversorgungszeiten ist es deshalb notwendig, dem Entstörpersonal mittels rechnergestützter Werkzeuge konkrete Hilfestellung bei der Störungsbeseitigung zu geben.

Dazu können in den Leitzentralen bereits existierende Informationssysteme, die die Topologie, Topographie sowie die Zustände von Betriebsmitteln – eventuell auch unabhängig voneinander in mehreren Systemen – abbilden und somit Teilinformationen über den Netzzustand verfügbar machen, genutzt werden. Diese Systeme können jedoch im Fehlerfall keine konkreten Handlungsempfehlungen für eine günstige Vorgehensweise während der Störungsbeseitigung aussprechen. Eine dahingehende Erweiterung, die gerade für kleine Unternehmen ohne aufwendige Netzleitsysteme die Nutzung bestehender Informationssysteme zur Optimierung des Ablaufs der Störungsbeseitigung ermöglicht, wird aber gewünscht und angestrebt.

1.3 Ziele des Projektes und Aufbau des Berichtes

Ziel des Projektes ist die Entwicklung eines Verfahrens, das dem Entstörpersonal von Mittelspannungsnetzbetreibern - vielfach kleine Regionalversorger und Stadtwerke - Hilfestellung bei der Störungsbeseitigung gibt, indem es optimale und alternative Handlungsmöglichkeiten ermittelt und bewertet. Zur Nutzung eines solchen Verfahrens ist es notwendig, eine Schnittstelle zu bestehenden Informationssystemen zu schaffen. Um den Aufwand für die Datenpflege, der gerade von kleineren Unternehmen eventuell nur schwer bewältigt werden könnte, möglichst gering zu halten, soll die für einen Praxiseinsatz benötigte Datenmenge und –genauigkeit erfasst werden.

Weiterhin soll das Verfahren in der Netzausbauplanung eingesetzt werden können, um die Auswirkungen von Aus- und Umbaumaßnahmen auf die Wiederversorgungszeiten ermitteln zu können, sowie für Trainingsmaßnahmen des Entstörpersonals. Dabei soll es möglich sein, unterschiedliche Ziele der Störungsbeseitigung zu berücksichtigen, z. B. kundenspezifische vs. durchschnittliche bzw. maximale vs. mittlere Wiederversorgungszeiten.

Im ersten Teil des Berichtes wird die Aufgabenstellung und die sich daraus ergebenden Anforderungen an das Verfahren analysiert. Hierzu gehört die Betrachtung von Mittelspannungsnetzen hinsichtlich Struktur und Betrieb, die Analyse möglicher Fehlerszenarien und die Betrachtung der Störungsbeseitigung im Bezug auf die Methodik und die Kernelemente des Ablaufes. Daraus ergeben sich alle relevanten Randbedingungen der Störungsbeseitigung. Aufbauend auf dieser Analyse werden dann geeignete Zielgrößen zur Bewertung alternativer Störungsbeseitigungsstrategien entwickelt und daran anschließend die grundlegende Struktur des Verfahrens entworfen, welche insbesondere die möglichen Freiheitsgrade des Entstörpersonals bei der Störungsbeseitigung abbilden muss.

Nach der Vorstellung des auf Basis der Analyse entwickelten Verfahrens wird das methodische Vorgehen für die Überprüfung der Praxistauglichkeit und die damit verbundene Ermittlung der notwendigen Datengenauigkeit vorgestellt. Daran anschließend werden die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen und die sich daraus ergebenden Schlussfolgerungen für die möglichen Einsatzszenarien dargestellt.

2 Analyse der Aufgabenstellung

2.1 Versorgungszuverlässigkeit

Eine rechtlich verbindliche Regelung der Versorgungsqualität in Deutschland, zu der die Versorgungszuverlässigkeit neben der Spannungsqualität und Servicequalität gehört, existiert derzeit nicht. Die europäische Norm DIN EN 50160 [6] beschreibt nur die Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, ist aber für die beteiligten Interessensgruppen nicht bindend. Diese Norm gibt lediglich die wichtigsten Merkmale der Versorgungsqualität mit ihren oberen und unteren Grenzen in Mittel- und Niederspannungsnetzen wieder. Bei den Merkmalen der Versorgungszuverlässigkeit werden Versorgungsunterbrechungen von Endkunden betrachtet, die länger als 1s dauern, da diese Ereignisse mit dauerhaften Störungen im Betrieb der Energieversorgungsnetze verbunden sind. Im Bereich bis zu 1s können auftretende Spannungseinbrüche durch mögliche Schutzauslösungen und automatische Umschaltungen im Netz behoben werden und sind damit ein Merkmal der Spannungsqualität. Nach DIN EN 50160 wir als Spannungseinbruch ein plötzlicher Rückgang der Spannung auf einen Wert zwischen 90 % und 1 % der Versorgungsspannung definiert. Bei einem Wert unter 1 % der Versorgungsspannung spricht man von einer Versorgungsunterbrechung. Versorgungsunterbrechungen können dabei in kurze (≤ 3 min) und lange (> 3 min) unterteilt werden.

Für die Vergleichbarkeit der Versorgungszuverlässigkeit zwischen einzelnen Netzen, Regionen und Ländern wurden im Jahre 1997 von der damaligen UNIPEDE-Expertengruppe DISQUAL einheitliche Kenngrößen festgelegt [7]. Diese Kenngrößen sind in Bild 2.1 mit den äquivalenten Bezeichnungen nach IEEE 1366 [8] dargestellt. Basis dieser Kenngrößen sind Versorgungsunterbrechungen, bei denen die Versorgungsspannung auf unter 1 % des Nennwertes einbricht und länger als 3 Minuten dauert.

Kenngröße	**Einheit**	**Berechnung nach Verfahren a**	**Berechnung nach Verfahren b**
Unterbrechungs-häufigkeit (interruption frequency)	1/a	$H_U = \frac{\sum_j n_j}{N_{ges}}$ **SAIFI**	$H_U = \frac{\sum_j s_j}{S_{ges}}$ **ASIFI**
Nichtverfügbarkeit (supply unavailability)	min/a	$Q_U = \frac{\sum_j n_j t_j}{N_{ges}}$ **SAIDI**	$Q_U = \frac{\sum_j s_j t_j}{S_{ges}}$ **ASIDI**
Unterbrechungsdauer (interruption duration)	min	$T_U = \frac{\sum_j n_j t_j}{\sum_j n_j}$ **CAIDI**	$T_U = \frac{\sum_j s_j t_j}{\sum_j s_j}$
Erläuterungen	n_j Anzahl der unterbrochenen Kunden je Versorgungsstufe N_{ges} Anzahl der insgesamt versorgten Kunden s_j Unterbrochene Bemessungsscheinleistung je Versorgungsstufe S_{ges} Insgesamt installierte Bemessungsscheinleistung t_j Dauer der Versorgungsstufe j Versorgungsstufen bei Versorgungsunterbrechungen **Bezeichnungen nach IEEE 1366**		

Bild 2.1 Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit nach UNIPEDEE DISQUAL

2.2 Mittelspannungsnetze

2.2.1 Aufgaben

Die verschiedenen Spannungsebenen in der elektrischen Energieversorgung übernehmen Transport- oder Verteilungsfunktion. Die 380-kV- und 220-kV-Höchstspannungsnetze dienen zur weiträumigen Übertragung der elektrischen Energie von den angeschlossenen großen Kraftwerksblöcken zu den Lastschwerpunkten. Die Hochspannungs- (HS-) Ebene übernimmt je nach regionaler Lastdichte die Übertragung oder primäre Verteilung der elektrischen Energie. Die Mittelspannungs- (MS-) Netze stellen überwiegend reine Verteilungsnetze dar. Die im MS-Netz befindlichen Stationen versorgen das ihr jeweils unterlagerte Niederspannungsnetz sowie mittlere Industrie- und Gewerbekunden.

2.2.2 Strukturen in Mittelspannungsnetzen

Mittelspannungsnetze werden gemäß dem (n-1)-Kriterium im Allgemeinen redundant mit Umschaltreserve aufgebaut, so dass nach Einfachfehlern die Versorgung aller Stationen über einen weiteren Versorgungsweg gewährleistet ist. Die Netzstrukturen in der Mittelspannungsebene lassen sich prinzipiell auf Ring- oder Strangstrukturen mit einzelnen Stichen zurückführen. Ringe oder Stränge sind an einer Einspeisestation beginnende, selektiv geschützte Leitungszüge, die zu der selben oder einer benachbarten Einspeisestation geführt werden, so dass das (n-1)-Kriterium eingehalten wird.

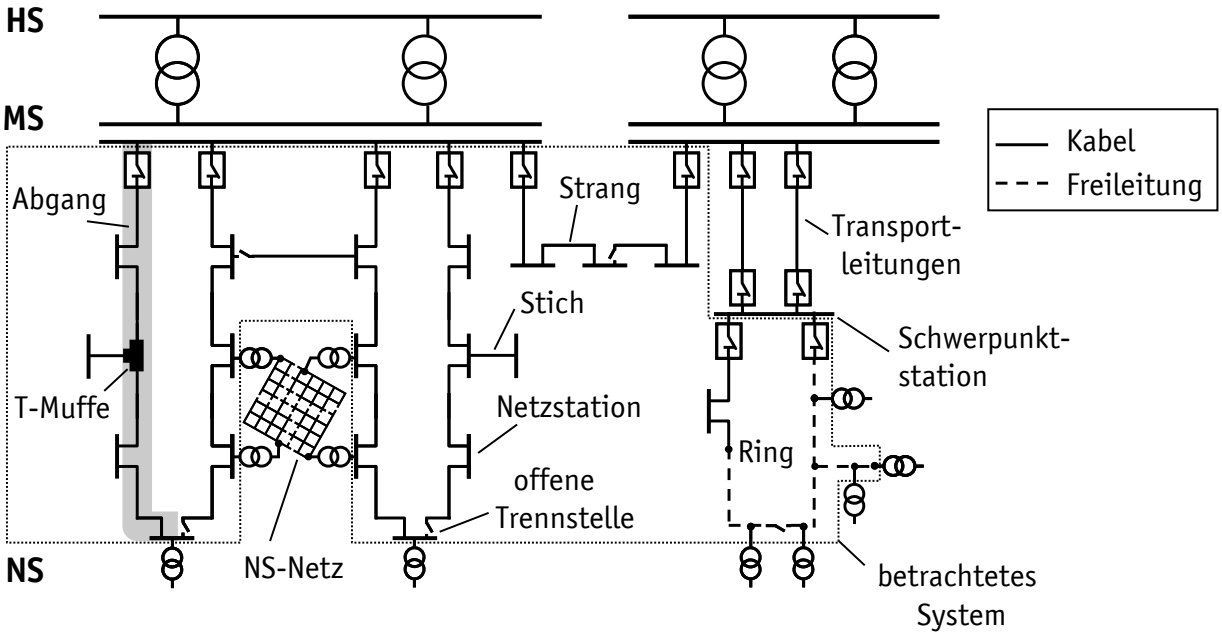


Bild 2.2 Netzstrukturen in der Mittelspannungsebene

Die Einspeisestationen der MS-Verteilungsnetze sind überwiegend HS/MS-Umspannstationen. Darüber hinaus werden teilweise MS-Schwerpunktstationen als vorgelagerte Einspeisestationen errichtet, die über mehrere MS-Transportleitungen an eine oder mehrere HS/MS-Umspannstationen angeschlossen sind. Durch die redundante Auslegung der Transportleitungen und den Einsatz von Selektivschutz ist die Verfügbarkeit der Einspeisung über MS-Schwerpunktstationen mit einer direkten Einspeisung aus der Umspannstation vergleichbar. Im Folgenden werden ausschließlich Verteilungsnetzbereiche der Mittelspannungsebene betrachtet.

Mittelspannungsnetze zeigen in der Praxis aufgrund des historischen Wachstums oft von den beschriebenen Planungsprinzipien abweichende verzweigte und vermaschte Strukturen auf. Stichleitungen zur Anbindung einzelner Stationen sind ebenfalls zulässig; deren Versorgung nach einem Fehler auf der Stichanbindung ist durch niederspannungsseitige Versorgung, Notstromaggregate, oder Baueinsatzkabel gewährleistet. Die Last der im Stich befindlichen Stationen, ausgenommen die Stationen mit niederspannungsseitige Reserve, ist daher üblicherweise auf die Leistung der Notstromaggregate beschränkt (bis ca. 1 MVA),

Mittelspannungsnetze werden nahezu ausschließlich offen betrieben, so dass sich, sofern keine dezentrale Einspeisung vorliegt, ein gerichteter Lastfluss von der Einspeisestation in die einzelnen, durch offene Trennstellen zu benachbarten Netzbereichen abgegrenzten Abgänge einstellt. Die Trennstellenlage wird vorrangig auf verlustminimalen Betrieb, bei stark inhomogenen Leitungslängen im Abgang auch im Hinblick auf möglichst geringe Unterbrechungshäufigkeiten hin ausgelegt.

Jeder Abgang ist über Leistungsschalter mit zugehörigem Schutzrelais (zumeist Unabhängiger-Maximalstrom-Zeitschutz, UMZ) selektiv geschützt, so dass ein fehlerbehafteter Abgang keine Rückwirkung auf benachbarte Abgänge und das überlagerte Netz hat. Die Leistungsschalter befinden sich meist in den Schaltanlagen der Einspeisestationen. Nur vereinzelt wird, bevorzugt in gemischten Kabel-Freileitungsabgängen, ein weiterer Leistungsschalter im Abgang eingesetzt, um dahinter liegende Fehler ohne Versorgungsunterbrechung davor liegender Stationen abzuschalten.

In Deutschland werden Mittelspannungsnetze überwiegend mit Nennspannungen von 10 kV und 20 kV betrieben. Nennspannungen anderer Netze stellen eine vernachlässigbare Rolle dar und werden langfristig meist auf 10 kV oder 20 kV umgebaut. In städtischen Gebieten werden die Netze meist mit 10 kV betrieben. In den Netzen werden vorrangig Kabel eingesetzt, deren Verlegung meist dem Straßenverlauf folgt. Die Ortsnetzstationen werden überwiegend in den Leitungszug eingeschleift. Stichstationen werden ausgehend von einer Abzweigstation oder über einen direkten unterirdischen Kabelabzweig (T-Muffe) mit einer Zuleitung angebunden. Typische Stationsabstände liegen im städtischen Bereich zwischen 100 m und 400 m, gesamte Abgangslängen liegen im Bereich weniger 100 m bis zu einigen km. In ländlichen Gebieten dominieren 20-kV-Netze mit etwa je 50 % Kabel- und Freileitungsanteil. Aufgrund der geringeren Lastdichte liegen dort längere Abgänge mit bis zu 30 km und deutlich höhere Stationsabstände (500 m bis 2.000 m) vor. In den Freileitungsabschnitten ist oft in möglichst direkter Trassenführung eine Stammleitung errichtet, von der aus einige Stationen über Stichabzweige gespeist werden, die teilweise ohne Schaltgeräte direkt mit der Stammleitung verschraubt sind.

Aufgrund des meist (n-1)-sicheren Netzaufbaus führen Umschaltmaßnahmen bei Wartung von Ortsnetzstationen oder vorliegendem Störungsfall i. d. R. nicht zur Verletzung technischer Grenzen, d. h. Leitungsüberlastungen oder unzulässigen Spannungsfällen.

2.2.3 Ortsnetzstationen

Haushaltskunden und kleine Gewerbekunden werden über Ortsnetzstationen in der Niederspannung (Ortsnetzstationen) versorgt. Die Bemessungsleistungen der Transformatoren in Ortsnetzstationen beträgt 100 bis 630 kVA, in Einzelfällen bis zu 1000 kVA. Industrielle Direktabnehmer (mittlere Gewerbe- oder Industriekunden im Leistungsbereich bis zu wenigen MVA) betreiben oft eigene Transformatorstationen, die jedoch wie normale Ortsnetzstationen in das Mittelspannungsnetz integriert sein können.

In den Ortsnetzstationen ist die Sammelschiene meist über zwei Lasttrennschalter in den Leitungszug eingeschleift, Abzweigungen werden ebenfalls über Lasttrennschalter an die Sammelschiene angeschlossen (Bild 2.3). Aufgrund der Betriebssicherheit werden früher ebenfalls übliche, ausschließlich stromlos schaltbare Trennschalter nur noch selten verwendet.

Die Transformatoren sind oberspannungsseitig über einen Lasttrennschalter, zudem über eine Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherung (HH-Sicherung) an die Sammelschiene angeschlossen, so dass Fehler im Niederspannungsnetz und Transformator keinen Einfluss auf das Mittelspannungsnetz haben.

In Ortsnetzstationen werden meist elektromechanische Kurzschlussanzeiger einphasig auf jedem Außenleiter der abgehenden Leitungen montiert, die auf das Magnetfeld eines Kurzschlussstromes reagieren und damit anzeigen, ob der Fehlerstrom über die Leitung geflossen ist. Je nach Bauart muss die Anzeige manuell zurückgestellt werden, oder sie erlischt nach einiger Zeit.

In städtischen Netzen werden als Bauart für Ortsnetzstationen oftmals begehbare Gebäude- oder Einbaustationen mit freiliegender Schaltanlage und aufgrund geringerer Investitionskosten und geringen Platzbedarfs zunehmend von außen bedienbare Kompaktstationen eingesetzt. In Freileitungsnetzen sind bei geringer Lastdichte häufig Maststationen, die meist über keine Schaltgeräte verfügen, direkt an dafür ausgelegte Freileitungsmasten montiert.

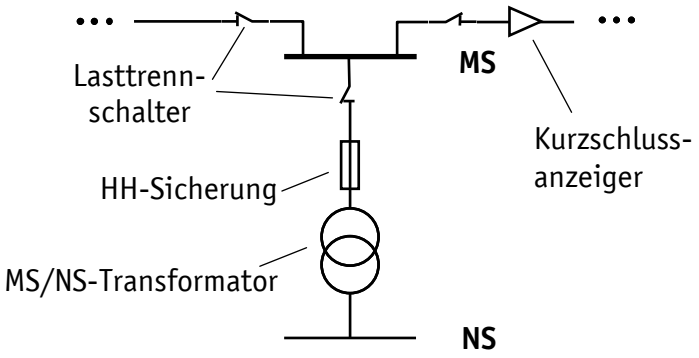


Bild 2.3 Aufbau einer Ortsnetzstation

2.2.4 Fernwirktechnik

In Mittelspannungsnetzen wird teilweise zusätzlich Fernwirktechnik und Fernsteuertechnik zur Unterstützung des Netzbetriebs eingesetzt, wobei die Informationen in der Station ausgewertet und an eine zentrale Netzleitstelle übermittelt werden.

Dem Nutzen der fernwirktechnischen Ausstattung mit preisgünstigen Endgeräten stehen ein hoher Grundaufwand zum Aufbau der Fernwirkübertragung und eine hohe Betriebsmittelzahl in den Mittelspannungsnetzen gegenüber. Ein flächendeckender Einsatz ist daher trotz rasanter Entwicklungen in der Kommunikationstechnik nicht zu erwarten. Lokal wird Fernwirktechnik als Ersatz für zusätzlichen primärtechnischen Aufwand eingesetzt.

HS/MS-Umspannstationen sind nahezu ausnahmslos fernwirktechnisch angebunden, da bei der fast immer vorhandenen Anbindung der Station eine Nutzung der Fernwirkübertragung für die MS-Schaltanlage ohne großen Aufwand möglich ist. Aufgrund dessen sind deren Leistungsschalter überwiegend fernbedient schaltbar, die Schalterstellung, insbesondere im Schalterfall mit Schutzauslösung, wird nahezu immer ferngemeldet.

Leistungsschalter in Schwerpunktstationen sind teilweise, Leistungsschalter im weiteren Verlauf von Abgängen praktisch nie fernwirktechnisch angebunden. In diesen Fällen ist die Auslösung des Schalters durch kurzzeitige Anregung des Schutzes in der Umspannstation erkennbar. Bei entsprechender Schutzstaffelung erlischt diese Anregung vor Auslösen des Leistungsschalters in der Umspannstation durch frühzeitiges Auslösen des Leistungsschalters auf der Strecke bzw. in der Schwerpunktstation.

Zur Fehlereingrenzung können bei Einsatz digitaler Schutzgeräte über eine Impedanzmessung während der Schutzanregung Fehlerortbestimmungen durchgeführt werden. Aus dem Messergebnis lässt sich eine Leitungslänge zwischen Einspeisestelle und Fehlerort errechnen, wobei diese Distanzortung nur für eine Grobfehlerortung geeignet ist, da aufgrund inhomogener Leitungstypen der gemessene Fehlerort erheblich vom tatsächlichen Fehlerort abweichen kann. Sofern der fehlerbehaftete Abgang Verzweigungen aufweist, so trifft darüber hinaus eine gemessene Fehlerentfernung auf mehrere Netzpunkte mit gleichem radialen Abstand von der Einspeisung zu.

In Ortsnetzstationen werden vereinzelt ferngemeldete Kurzschlussanzeiger eingesetzt, so dass keine Anfahrt der Station für eine Ablesung des Zustands nach Fehlereintritt durch das Entstörpersonal erforderlich ist.

2.3 Störungsgeschehen

Aus dem gesamten Störungsgeschehen in Mittelspannungsnetzen sind diejenigen Störungen relevant, bei denen Betriebspersonal aktiviert werden muss, um eine Versorgungsunterbrechung zu beseitigen oder eine Gefährdung weiterer Betriebsmittel abzuwenden.

Im Folgenden werden die Sternpunktbehandlung, die für die Störungsauswirkung maßgeblich ist, und darauf aufbauend die Relevanz der auftretenden Fehlerarten analysiert. Abschließend werden mögliche Fehlerorte näher betrachtet und klassifiziert.

2.3.1 Sternpunktbehandlung

Die Erdschlusskompensation ist in deutschen Mittelspannungsnetzen die häufigste Art der Sternpunktbehandlung. Der Anteil an der Stromkreislänge in 10-kV-Netzen beträgt ca. 73 %, der in 20-kV-Netzen 98 %. Einige erdschlusskompensiert betriebene Netze (im Folgenden vereinfacht mit kompensiert betriebenen Netzen bezeichnet) sind mit Vorrichtungen zur Kurzzeiterdung (KZE) ausgestattet. Bei den 10-kV-Netzen werden weitere 13 % bezogen auf die Stromkreislänge sternpunktisoliert und 14 % mit niederohmig geerdeten Sternpunkten betrieben (in Folgenden vereinfacht mit sternpunktisoliert und niederohmig bezeichnet). 20-kV-Netze werden –nicht zuletzt aufgrund der größeren typischen Ausdehnungen und größeren kapazitiven Erdschlussströme – praktisch nie isoliert betrieben.

2.3.2 Fehlerarten

Störungsereignisse in Mittelspannungsnetzen sind zu 60 % einpolige Erdfehler (Bild 2.4). Der größte Teil dieser Ereignisse sind allerdings Störungen, die in kompensierten oder isolierten Netzen aufgrund niedriger Fehlerströme nur kurzzeitig bestehen (selbsterlöschende Erdschlüsse) oder, insbesondere in Netzen mit hohem Freileitungsanteil, bei nur vorübergehendem Störungsanlass durch automatische Wiedereinschaltung (AWE) des speisenden Leistungsschalters geklärt werden können. Diese Störungsereignisse erfordern daher keine unmittelbare Reaktion des Betriebspersonals und bleiben im Folgenden außer Betracht.

Die häufigste Fehlerart unter den verbleibenden Ereignissen ist der Kurzschluss oder Erdkurzschluss. In kompensiert oder sternpunktisoliert betriebenen Netzen setzt dieser eine niederohmige Verbindung von mindestens zwei Leitern des Dreiphasensystems oder einen Mehrfacherdschluss im galvanisch verbundenen Netzbereich voraus. Der sich einstellende, gegenüber dem Normalzustand deutlich höhere Fehlerstrom führt zur Schutzabschaltung und damit zu einer Versorgungsunterbrechung. In Netzen mit niederohmig geerdeten Sternpunkten führt darüber hinaus bereits der Erdkurzschluss als einpoliger Leiter-Erde-Kontakt zu einem ähnlich hohen Strom und zu einer Schutzabschaltung.

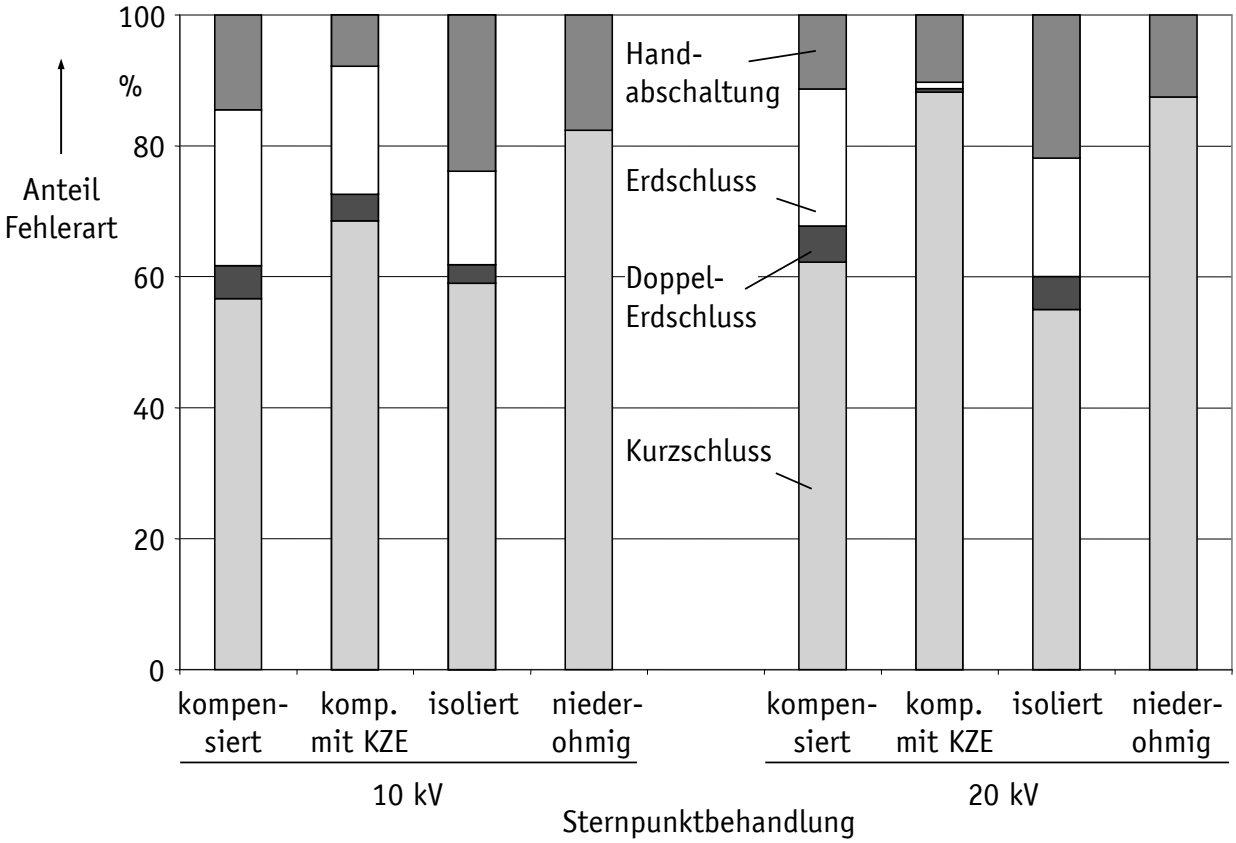


Bild 2.4 Fehlerarten in Abhängigkeit von der Sternpunktbehandlung [1]

In kompensiert und sternpunktisoliert betriebenen Netzen kann bei Vorliegen eines nicht selbsterlöschenden Erdschlusses der Betrieb vorübergehend mit stehendem Erdschluss ohne Versorgungsunterbrechung fortgesetzt werden. Dieser Zustand kann allerdings zu einer Fehlerausweitung führen, da durch die thermische Wirkung des Fehlerstroms die Isolation der zunächst fehlerfreien Leiter an der Fehlerstelle ebenfalls zerstört werden und der Erdschluss in einen Kurzschluss mit Schutzabschaltung übergehen kann. Darüber hinaus erhöht sich im gesamten galvanisch zusammenhängenden Netzbereich die Leiter-Erde-Spannung der fehlerfreien Leiter um den Faktor $\sqrt{3}$. Die damit verbundene erhöhte Beanspruchung der Betriebsmittel kann zu einem Doppelerdschluss führen, der wiederum zu einer Schutzabschaltung des betroffenen Abgangs führt. Liegen bei einem Doppelerdschluss die Orte der beiden Erdfehler in unterschiedlichen Abgängen, so wird in Abhängigkeit vom Fehlerstrom mindestens einer der fehlerbetroffenen Abgänge durch den Schutz abgeschaltet, der zweite Fehler bleibt eventuell als stehender Erdschluss bestehen.

Wenn das Betriebspersonal bei Wartungs- oder Instandhaltungsarbeiten defekte Betriebsmittel, die bisher zu keinem Fehlerereignis geführt haben, auffindet, so ist dieses Betriebsmittel für eine Reparatur freizuschalten. Zunächst sind alle fehlerfreien Ortsnetzstationen möglichst unterbrechungsfrei über alternative Versorgungswege zu versorgen. Die wenigen durchzuführenden Maßnahmen des Betriebspersonals sind dabei meist festgelegt, so dass eine Optimierung ihrer Abfolge nicht notwendig und daher im Folgenden nicht weiter betrachtet wird. Verzögerte Handabschaltungen infolge beschädigter und schadhafter Betriebsmittel oder aufgrund äußerer Einwirkungen (z.B. bei einem Drachen in einer Freileitung ohne Kurzschluss) setzen üblicherweise zwangsläufig die Kenntnis des Fehlerortes

voraus, so dass für diese Ereignisse deutlich weniger Freiheitsgrade für eine Optimierung der Fehlerortung und schrittweise Wiederversorgung vorliegen.

Fehler in Mittelspannungsnetzen lassen sich somit in die Fehlerarten Kurzschluss (und Erdkurzschluss) mit Schutzabschaltung und stehender Erdschluss ohne Schutzabschaltung unterteilen. Kurzschlüsse treten dreimal so häufig wie stehende Erdschlüsse auf. Da beim seltener auftretenden stehenden Erdschluss die Versorgung der Kunden zunächst aufrecht erhalten bleibt und demnach die Versorgungszuverlässigkeit der Kunden nur nachrangig beeinflussen, werden sie im Folgenden nicht weiter berücksichtigt.

Fehler im vorgelagerten Netz führen zu einer Versorgungsunterbrechung des gesamten Mittelspannungsverteilungsnetzes. Der schrittweise Wiederaufbau der Versorgung durch eventuell mögliche Umschaltungen zu benachbarten Netzbereichen und Notmaßnahmen erfordert intensiven Personaleinsatz. Diese Störungen sind allerdings selten oder durch Umschaltmaßnahmen im vorgelagerten Netz zu beheben, so dass sie im Folgenden nicht betrachtet werden.

2.3.3 Fehlerorte

Das Ausfallverhalten einzelner Betriebsmitteln wird zum Teil bei den Netzbetreibern selbst und auf Verbandsebene in der VDEW-Störungs- und Schadensstatistik, heute VDN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [9] erfasst. Bild 2.5 zeigt die Fehlerverteilung der einzelnen Betriebsmittel in Mittelspannungsnetzen. Leitungsfehler treten demnach gegenüber Stationsfehlern weitaus häufiger auf. Aufgrund des jeweils gleichartigen Vorgehens bei der Störungsbeseitigung ist generell nur zwischen Leitungs- und Stationsfehler zu unterscheiden.

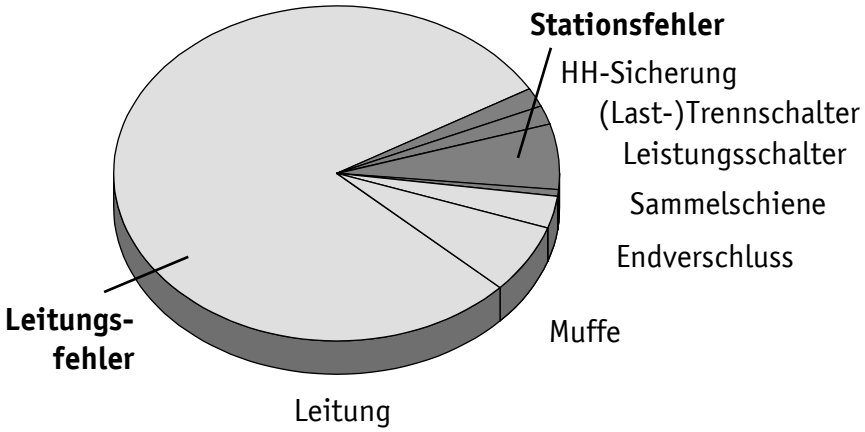


Bild 2.5 Anteil der Betriebsmittel an Fehlern in Mittelspannungsnetzen[9]

Einzelne Leitungsabschnitte sind entweder durch Schaltelemente, wie z. B. Leistungsschalter oder (Last-)Trenner, T-Muffen oder feste Verschraubungen begrenzt. Bei Muffen oder festen Verschraubungen können diese zusammen mit den angrenzenden Leitungen teilweise als eine Betriebsmittelgruppe und im Verlauf der Störungsbeseitigung als aggregierte Einheit angesehen werden, da der Fehlerort auf ihnen nicht weiter eingegrenzt werden kann oder bei Fehler auf einem Betriebsmittel die gesamte untrennbare Betriebsmittelgruppe freigeschaltet werden muss.

2.4 Organisation des Netzbetriebs

Bei einer Störungsmeldung ist die sofortige Reaktion und das koordinierte Vorgehen des Betriebspersonals in der Netzleitstelle und im Netz Voraussetzung für eine zügige Störungsbeseitigung. Die Verfügbarkeit des Personals bei Störungsmeldung und die Aufgabenteilung während der Störungsbeseitigung ist daher genauer dahingehend zu analysieren, in welcher Weise eine Unterstützung des Entstörpersonals organisiert werden kann.

2.4.1 Zentrale Netzführung

Die zentrale Führung ihrer Verteilungsnetze erfolgt je Netzbetreiber in einer oder mehreren Netzleitstellen. Die Netzleitstelle ermöglicht die Überwachung des Netzes sowie die Ausführung von ferngesteuerten Stell- und Schalthandlungen.

Zur Gewährleistung einer kurzen Reaktionszeit nach Störungsmeldung sind diese Netzleitstellen bei fast allen Unternehmen ständig besetzt. Sofern der Netzbetreiber über mehr als eine Netzleitstelle verfügt, können durch Vernetzung der Netzleitstellen zu gewissen Zeiten (nachts, am Wochenende) alle Netze von einer einzigen Netzleitstelle aus betreut werden.

Nach einer Schutzauslösung werden der spannungslose Netzbereich und die Informationen ferngemeldeter Kurzschlussanzeiger in der Netzleitstelle angezeigt. Sofern im fehlerbetroffenen Abgang Fernwirktechnik vorliegt, kann u. U. eine teilweise rein fernbediente Störungsbeseitigung mit zusätzlicher (Teil-)Wiederversorgung der betroffenen Kunden durch Schalthandlungen in der Netzleitstelle unmittelbar durchgeführt werden.

Die in der Netzleitstelle vorliegenden Informationen können direkt an das im Netz agierende Personal übermittelt werden. Üblicherweise koordiniert die Netzleitstelle in ihrer Eigenschaft als Schalthoheit die vor Ort durchzuführenden Schalthandlungen und führt den Schaltzustand der entsprechenden nur vor-Ort-bedienbaren und nicht ferngemeldeten Betriebsmittel im Leitsystem nach. Der Kontakt zwischen Leitstelle und dem Personal, das für die Betreuung des Netzes zuständig und sich im Störungsfall vor Ort im Netz befindet, im Folgenden Flächenpersonal genannt, erfolgt über Betriebsfunk und über Mobiltelefone. Eine Rechnerunterstützung bei der Störungsbeseitigung, bei der die einzelnen Handlungen schrittweise ermittelt und abgestimmt werden, erscheint daher zumindest für die Netzleitstelle geeignet. Sofern Unternehmen die Verfügungserlaubnis für alle Schaltungen in einem Abgang an das Entstörpersonal verteilt, kann aber auch ein Einsatz vor Ort sinnvoll erscheinen.

2.4.2 Organisation des Flächenpersonals

Das Flächenpersonal ist im Normalbetrieb für Wartung und Instandsetzung der Mittelspannungsnetze eines Netzbetreibers verantwortlich. Im Fehlerfall ist dieses Personal zusätzlich für die Störungsbeseitigung zuständig.

Im Normalbetrieb führt das Personal geplante Tätigkeiten durch. Im Falle einer Störung werden in Abhängigkeit von der momentanen Verfügbarkeit und Position des Personals ein oder zwei Entstörtrupps beauftragt, die Fehlerortung, Schalthandlungen und Wiederversorgung vornehmen. Außerhalb der Dienstzeit ist für jede Netzregion oder vermehrt auch netzregionübergreifend eine Bereitschaft zugeteilt, die im Störungsfall von der Netzleitstelle des fehlerbetroffenen Netzbezirks aktiviert wird und sich im Normalfall überwiegend zu Hause, bei manchen Unternehmen auch am Betriebsstandort aufhält.

Die hier betrachtete Störungsbeseitigung nach Versorgungsunterbrechungen wird dabei von einem Entstörtrupp übernommen. Die zunehmende Reduzierung des Flächenpersonals und die geringe Verkürzung der Wiederversorgungszeiten selbst bei optimaler Koordination und nahezu gleicher Entfernung zum fehlerbetroffenen Abgang lässt den Einsatz mehrerer Entstörtrupps zukünftig weiter abnehmen.

Die großflächigere Einteilung von Bereitschaftsbezirken, der flexible Einsatz von Entstörpersonal über festgelegte Zuständigkeitsgrenzen hinweg und die zahlreichen organisatorischen Umstrukturierungen bei den Netzbetreibern lassen den Einsatz einer rechnergestützten Entstörung zunehmend attraktiv erscheinen.

2.5 Störungsbeseitigung

2.5.1 Abgrenzung des zeitlichen Betrachtungsbereichs

Der Zeitbereich einer Störungsbeseitigung umfasst den gesamten Handlungsablauf beginnend mit dem Fehlereintritt bis zum Abschluss der Fehlerortung, der Freischaltung des als fehlerhaft erkannten Betriebsmittels und der Wiederversorgung aller durch eine Schutzabschaltung betroffenen Kunden (Bild 2.6).

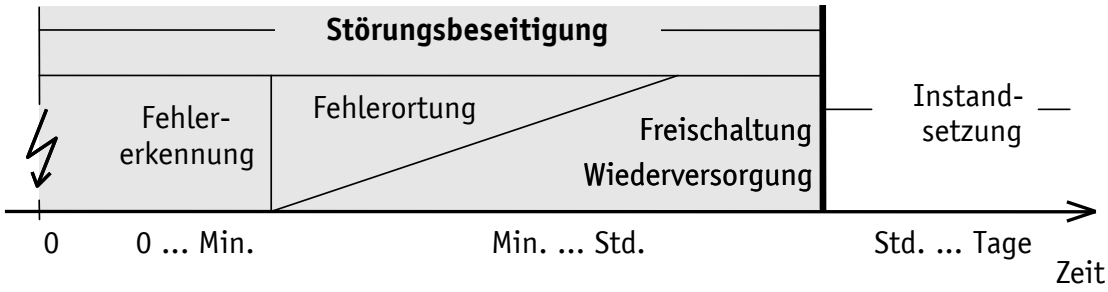


Bild 2.6 Zeitliche Abgrenzung der Störungsbeseitigung

Die Fehlererkennung kann unmittelbar nach Fehlereintritt durch ferngemeldete Schutzanregung oder durch Mitteilung von einer Versorgungsunterbrechung betroffenen Kunden angezeigt werden. Die Fehlerortung gilt im Folgenden als abgeschlossen, wenn der Fehler auf ein Betriebsmittel eingegrenzt ist. Nach dessen Freischaltung können, unter Berücksichtigung eines optionalen Notstromaggregateinsatzes bei Fehlern in Stichen oder Kapazitätsengpässen in den über offene Trennstellen erreichbaren Netzteilen, grundsätzlich alle Kunden wiederversorgt werden. Eine (Teil-)Wiederversorgung kann oft bereits parallel zur Fehlerortung begonnen werden, wenn der Fehler eingegrenzt ist und die Möglichkeit besteht, zumindest einen Teil der Kunden schnell wiederzuversorgen. Fehlerortung, Freischaltung und Wiederversorgung greifen demnach ineinander.

2.5.2 Fehlerortung

Im Verlauf der Fehlerortung wird das fehlerhafte Betriebsmittel sukzessive eingegrenzt. Der *Fehlersuchbereich* – das ist die Menge aller Betriebsmittel, die möglicherweise noch fehlerbehaftet sein können – wird dabei stetig verkleinert, bis ein Betriebsmittel direkt oder durch Ausschluss anderer Möglichkeiten als fehlerhaft erkannt wird. Moderne Leitsysteme unterstützen die Fehlerortung durch Hervorheben des aktuellen Fehlersuchbereiches.

Zur Fehlerortung entlang des Abgangs kann das Entstörpersonal mehrere Maßnahmen durchführen, die sich in ihrem *Zeitbedarf* und *Informationsgewinn* unterscheiden. Im Beispiel gemäß Bild 2.7 verbleibt bei erster Anfahrt der mit Kurzschlussanzeigern ausgestatteten Station B einer von fünf möglichen Fehlersuchbereichen mit maximal vier Stationen. Die Anfahrt von Station B liefert damit anschaulich mehr Informationen als die Anfahrt jeder anderen Station.

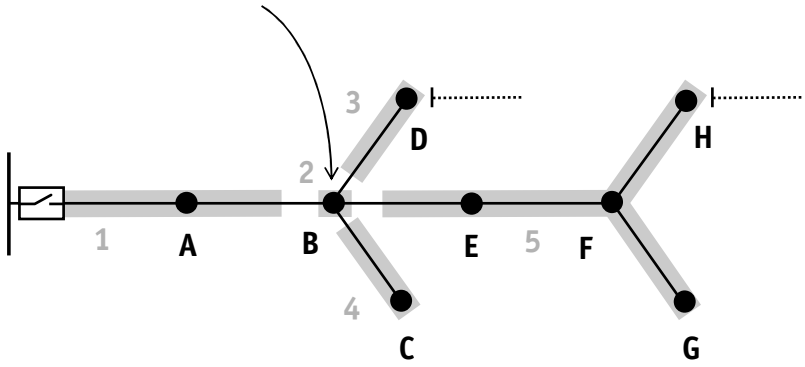


Bild 2.7 Mögliche Fehlersuchbereiche nach Anfahrt von Station B

Der Informationsgewinn kann hinsichtlich zweier Kriterien bewertet werden:

1. Der Anteil der Betriebsmittel des Fehlersuchbereichs, der nach Durchführen einer Fehlerortungsmaßnahme als sicher fehlerfrei erkannt ist.

   Können durch eine Maßnahme Informationen über die topologische *Fehlerrichtung* erhalten werden, so kann eine ganze Reihe von Betriebsmitteln als sicher fehlerfrei identifiziert werden. Der Informationsgewinn dieser Maßnahme ist dann höher als bei Maßnahmen, die nur punktuell auf den *Fehlerzustand* eines Betriebsmittels schließen lassen.

2. Der Anteil der Stationen im Fehlersuchbereich, der nach Durchführen einer Fehlerortungsmaßnahme in einem sicher fehlerfreien Netzabschnitt liegt.

   Sind nach einer Maßnahme eine Reihe von Stationen oder – bei unterschiedlicher Priorität der Kunden – Kunden höherer Priorität in einem fehlerfreien Abschnitt erkannt, so ist der Nutzen höher als bei einer Maßnahme, die lediglich Informationen über eine Station oder Kunden geringerer Priorität liefert.

Der Zeitbedarf bis zum Erhalt der Information umfasst die Ablesung von Kurzschlussanzeigern, die Durchführung und Auswertung von Messungen oder die Sichtprüfung von Betriebsmitteln.

2.5.3 Methoden

Bild 2.8 veranschaulicht praxisübliche Methoden der Fehlerortung und deren jeweilige Wirkung für den Fehlersuchbereich.

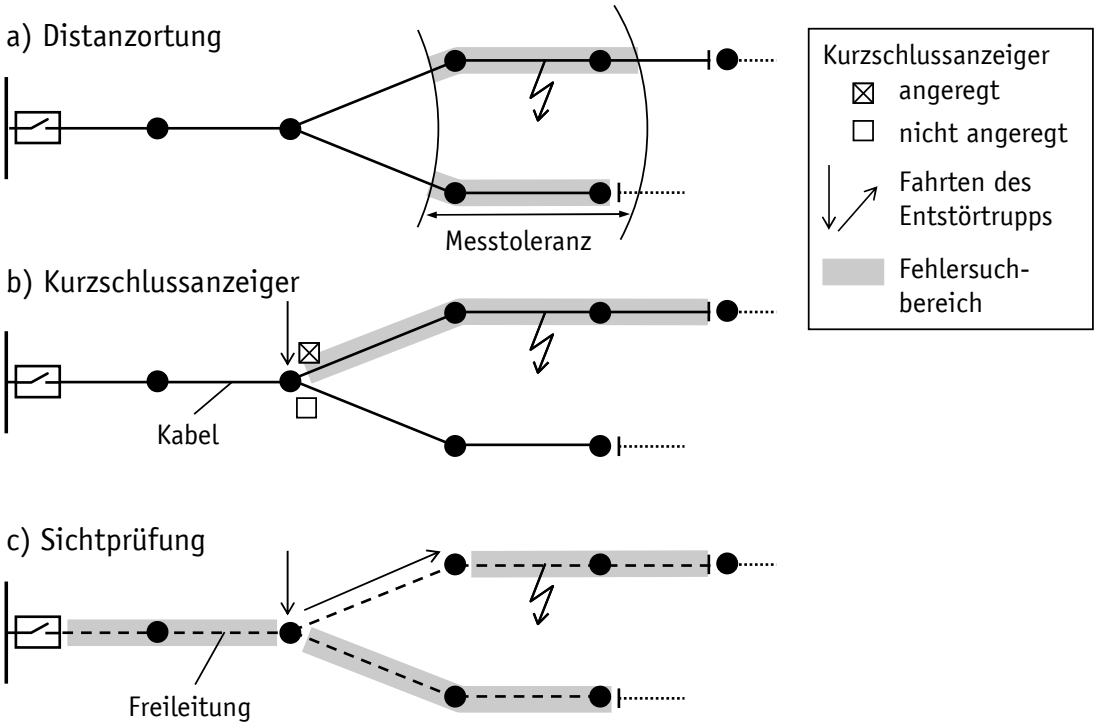


Bild 2.8 Methoden der Fehlerortung und Wirkung für den Fehlersuchbereich

Über eine Distanzortung nach Auswertung des Impedanzmesswertes ist eine grobe Fehlereingrenzung möglich (siehe Abschnitt 2.2.4). Der resultierende Fehlersuchbereich ist abhängig von der geschätzten Messtoleranz und der Struktur des Abgangs. Verzweigt sich der Abgang vor der geschätzten Fehlerentfernung, so resultieren mehrere Fehlersuchbereiche (siehe Bild 2.8 a)). Für die weitere Fehlerortung sind Maßnahmen des Personals im Abgang erforderlich. Bei Anfahrt einer Station sichtet das Personal den Zustand der Station und erkennt dabei nahezu unverzüglich einen Stationsfehler nach Zugang (Gebäudestation) oder bereits bei Annäherung an die Station (Kompaktstation, Maststation). Sofern die Station mit Kurzschlussanzeigern ausgestattet ist, kann aus der Ablesung direkt auf die Fehlerrichtung geschlossen werden (siehe Bild 2.8 b)).

Falls Stationen nicht oder nur teilweise Kurzschlussanzeiger besitzen, kann in Kabelnetzen die Fehlerrichtung messtechnisch durch Anlegen einer Prüfspannung (z. B. mit Kurbelinduktor) an eine abgeschaltete Leitung ermittelt werden. Dieser Vorgang ist aufgrund des Aufbaus der Prüfanlage deutlich zeitaufwändiger als die Ablesung von Kurzschlussanzeigern. Um die Fehlerrichtung eindeutig zu identifizieren, sind, je nach Anzahl der Abgänge und Kurzschlussanzeigern, in der Station evtl. mehrere Messungen erforderlich.

In Freileitungsnetzen kann das Personal durch Sichtprüfung den Zustand von Leitungsabschnitten erkennen (siehe Bild 2.8 c)). Je nach Trassenlage und Sichtverhältnissen kann der Zeitaufwand für eine Sichtprüfung jedoch erheblich sein.

Lässt sich der Fehlerort mit den genannten Methoden dennoch nicht eindeutig eingrenzen, so können Ortungsschaltungen, d. h. Verlegung der Trennstelle und probeweise Wiederzu-

schaltungen über den speisenden Leistungsschalter, den Fehler weiter eingrenzen. Der Nachteil dieser Methode liegt in der möglicherweise mehrmaligen Ein- und Wiederabschaltungen von Kunden sowie in der Gefahr der Fehlerausweitung bei Zuschalten auf Kurzschlüssen und den damit verbundenen Sicherheitsgefährdungen, so dass diese Methode möglichst vermieden werden sollte.

2.5.4 Anfahrreihenfolge

Bei der Fehlerortung sind bevorzugte Anfahrorte Netzstationen oder Freileitungsmasten mit Kurzschlussanzeigern. Durch günstige Wahl der Anfahrorte in Abhängigkeit des Informationsgewinns kann der Fehlersuchbereich möglichst schnell eingegrenzt werden. Der erforderliche Zeitbedarf für den Informationsgewinn ergibt sich aus der Anfahrt der gewählten Station sowie dem Zugang zur Station und dem Zeitbedarf bis zum Erhalt der Information.

Stationen, die mehrere Verzweigungen aufweisen, werden vorrangig angefahren, sofern diese mit Kurzschlussanzeigern ausgestattet sind und der Fehlersuchbereich auf einen von mehreren Abzweigen eingegrenzt werden kann (siehe Bild 2.9). Des Weiteren kann durch Anfahrt jeweils der mittleren Station eines zusammenhängenden Fehlersuchbereichs dieser halbiert werden. Diese „binäre Suche“ ist allerdings nur sinnvoll, falls in dieser Station durch Kurzschlussanzeiger oder Messung eindeutige Richtungsentscheidungen gewonnen werden können.

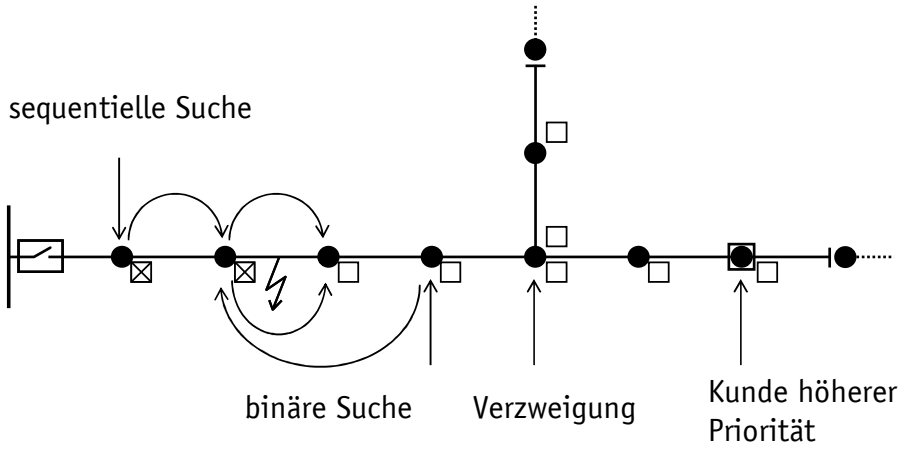


Bild 2.9 Auswahl der Anfahrorte

Eine „sequentielle Suche“ beginnt an der Einspeisestation und folgt dem topologischen Verlauf des Abgangs in Richtung der Trennstellen. Dabei wird ausgehend von der Einspeisestation die jeweils nächste Ortnetzstation angefahren, die Kurzschlussanzeiger abgelesen und bei Freileitungsnetzen darüber hinaus eine Sichtprüfung der Freileitung durchgeführt.

Die direkte Anfahrt von Kunden höherer Priorität gibt einen schnellen Aufschluss über deren Situation und die Möglichkeit ihrer vorzeitigen Wiederversorgung.

2.5.5 Freischaltung

Ist der Fehlersuchbereich auf eine Leitung, eine Station oder eine Betriebsmittelgruppe eingegrenzt worden, erfolgt deren allseitige Freischaltung (Bild 2.10).

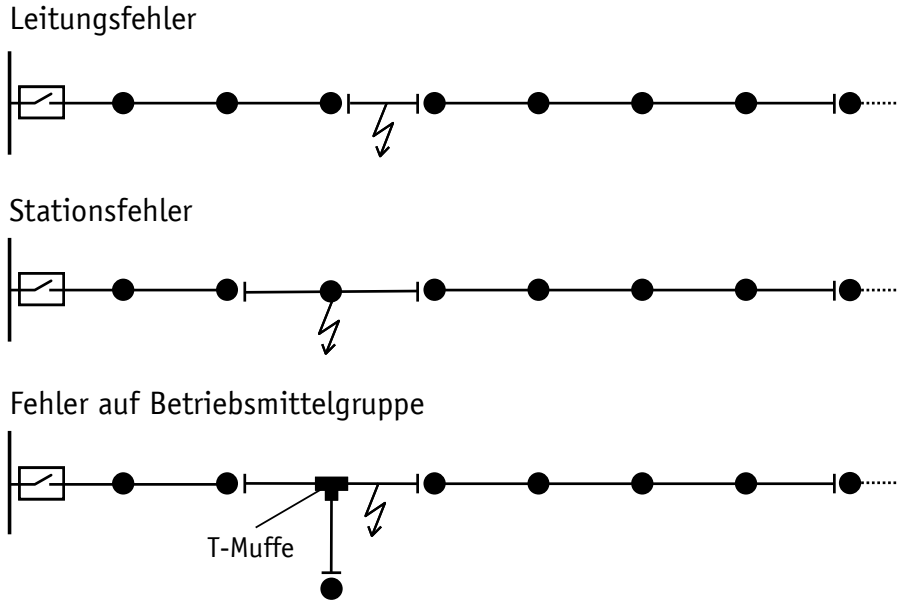


Bild 2.10 Freischaltung

Sofern Leitungszüge oder Maststationen, die mit anderen Leitungen fest verschraubt sind (z. B. Stichanbindung in Freileitungsnetzen), abzutrennen sind, kann alternativ die Leitungsverschraubung gelöst werden. Dabei ist zu beachten, dass für die erneute Verschraubung nach Reparatur eine Versorgungsunterbrechung einzelner Kunden in Kauf genommen werden muss.

2.5.6 Wiederversorgung

Nach Abschluss der Fehlerortung und Freischalten des fehlerbehafteten Betriebsmittels kann die Wiederversorgung aller Kunden über die Einspeisung und benachbarte Abgänge durch Zuschalten angrenzender Trennstellen erfolgen. Besteht keine Umschaltmöglichkeit auf einen zweiten Versorgungsweg, z. B. bei Stichstationen, oder verhindert ein Stationsfehler oder ein Fehler in einer Betriebsmittelgruppe die Wiederversorgung einer Station, so erfolgen Notmaßnahmen zur Versorgung der betroffenen Kunden.

Bevor der Fehler exakt lokalisiert ist, können im Gegensatz zur vorrangigen Fehlerortung alternativ bereits einige Kunden wiederversorgt werden (Teilwiederversorgung). So ist es nach grober Fehlereingrenzung möglich, einen sicher fehlerfreien Netzabschnitt vom übrigen Abgang zu identifizieren, abzutrennen und wiederzuversorgen, bevor mit der Fehlerortung fortgefahren wird. Dabei ist zwischen einer schnelleren Wiederversorgung einiger Kunden und der sich dadurch verzögerten Fehlersuche und Wiederversorgung der verbleibenden Kunden abzuwägen.

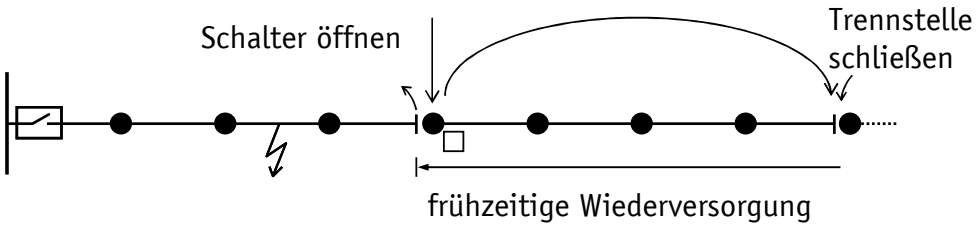


Bild 2.11 Teilwiederversorgung

Die Reserveleistung, die über eine Trennstelle bereitgestellt werden kann, ist vorrangig durch die Übertragungsfähigkeit der Leitungen im reservestellenden Abgang begrenzt. Bei Neuerrichtung von Netzen wird üblicherweise zur vereinfachten Betriebsführung eine Wiederversorgung eines gesamten Abgangs über eine einzige Trennstelle eingeplant. Gerade in gewachsenen, verzweigten Netzen kann jedoch bei ungünstigem, einspeisenahem Fehlerort die Dauerstrombelastbarkeit für einen kritischen Leitungsabschnitt überschritten werden, da in diesem Fall nahezu die gesamte Last des fehlerbehafteten Abgangs von einem angrenzenden Abgang über eine Trennstelle versorgt werden muss. Da die Lasten der Ortsnetzstationen meist nicht exakt bekannt sind und die Trennstellenbelastungen erst nach einer Zuschaltung feststehen, ist die mögliche Reserveleistung für kritische Trennstellen im Vorfeld zur sicheren Seite hin abzuschätzen. Sofern die Wiederversorgung über eine Trennstelle nicht ausreichend ist, ist der Abgang vorher in einzelne Bereiche aufzutrennen, die dann jeweils über eine Trennstelle versorgt werden. Eine Versorgung über mehrere Trennstellen ohne vorherige Auftrennung des Abgangs führt zu einem vermaschten Betrieb und dadurch zu fehlender Selektivität des Abgangsschutzes und nicht korrekt anzeigender Kurzschlussanzeiger im Falle einer weiteren Schutzauslösung. Dieser Netzzustand ist daher als nicht zulässig anzusehen.

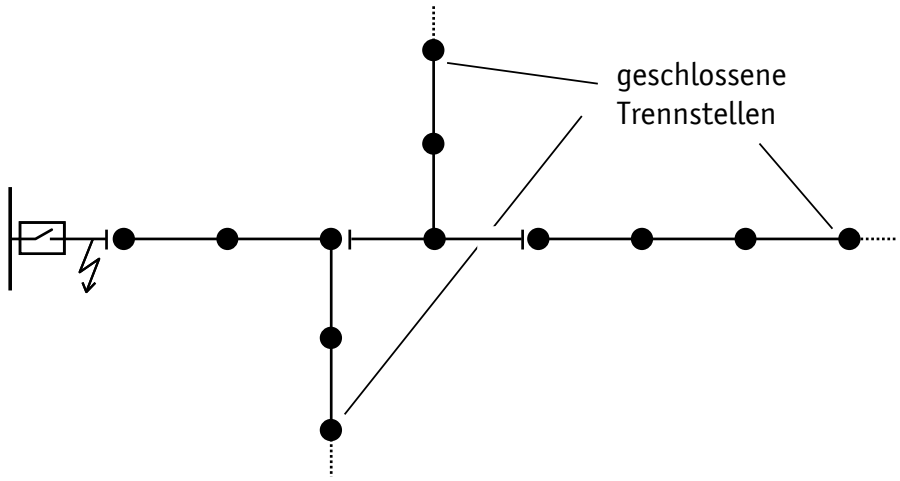


Bild 2.12 Verteilte Wiederversorgung bei beschränkter Reserveleistung über mehrere Trennstellen

2.5.7 Folgeauslösungen

In seltenen Fällen zeigen Kurzschlussanzeiger die Fehlerrichtung nicht korrekt an, z. B. durch verklemmte Anzeigeanker oder durch nach dem letzten Fehlerereignis nicht zurückgestellte Kurzschlussanzeiger. In diesem Fall führt die Fehlerortung zwar zu einem eindeutigen, jedoch fälschlich als fehlerhaft erkannten Betriebsmittel. Erst bei Wiederzuschaltung und erneuter Speisung der Fehlerstelle zeigt eine Folgeauslösung den Irrtum an. Aufgrund der nachfolgenden Unbrauchbarkeit einer Reihe von Kurzschlussanzeigern ist der Fehler danach verstärkt mittels Messung oder Sichtprüfung zu orten. Reichen diese Methoden nicht zur eindeutigen Fehlerortung aus, müssen Ortungsschaltungen durchgeführt werden.

Bei der Störungsbeseitigung können unerwartete Ereignisse auftreten, die sich erst im Laufe der Maßnahmen zur Fehlerortung oder bei der Teilwiederversorgung bzw. Wiederversorgung bemerkbar machen. Diese unerwarteten Ereignisse treten selten auf, doch die Reaktion auf derartige Ereignisse spielt eine praxisrelevante Rolle. Daher wird im Folgenden näher auf den Einfluss unerwarteter Ereignisse bei der Störungsbeseitigung eingegangen.

Ein mögliches unerwartetes Ereignis ist die Folgeauslösung eines Leistungsschalters. Sie tritt auf, wenn nach Wiederzuschaltung des Leistungsschalters oder Versorgung über eine Trennstelle die tatsächliche Fehlerstelle versehentlich erneut gespeist wird.

Die Folgeauslösung ist ein Anzeichen dafür, dass während der Störungsbeseitigung falsche Informationen über den Fehlerort erzielt wurden. Da einmal gewonnene Informationen nicht überprüft, sondern direkt für die weitere Vorgehensweise zugrunde gelegt werden, löst in diesem Fall entweder bei Wiederzuschalten des Leistungsschalters dieser erneut aus oder bei erneuter Speisung des Fehlers über eine Trennstelle der Leistungsschalter des über die Trennstelle benachbarten Abgangs. Für den letzten Fall muss als erste Maßnahme die Verbindung der Trennstelle, die zur Teilwiederversorgung geschlossen wurde, wieder aufgetrennt werden und der ausgelöste Leistungsschalter des benachbarten Abgangs wird zugeschaltet, damit eine Versorgung des sicher fehlerfreien benachbarten Abgangs schnellstmöglich wiederhergestellt wird.

Es gibt zwei wesentliche Ursachen, die bei der Störungsbeseitigung zu einer Folgeauslösung führen können:

- Falsch anzeigende Kurzschlussanzeiger
- Falsche Messungen zur Bestimmung der Fehlerrichtung

Es gibt für ein fehlerhaftes Anzeigen des Kurzschlussanzeigers zwei Möglichkeiten. Ein Kurzschlussanzeiger kann „falsch angeregt“ sein, z. B. durch nach dem letzten Fehlerereignis fehlendes Zurückstellen, oder sie können „falsch nicht angeregt“ sein, z. B. durch verklemmte Anzeigeanker. Somit zeigen falsch angeregte Kurzschlussanzeiger ein Auftreten eines Fehlerstromes an, obwohl der dahinter liegende Bereich fehlerfrei ist. Falsch nicht angeregte Kurzschlussanzeiger weisen auf einen Fehler in Richtung der Einspeisestation hin, obwohl der Fehler tatsächlich in entgegengesetzter Richtung liegt. Der Bereich, in dem fälschlicher Weise der Fehler vermutet wird, wird im Folgenden als hypothetischer Fehlerbereich bezeichnet.

Nach Eintritt einer Folgeauslösung entsteht ein neuer Fehlersuchbereich, der sich aus dem zu diesem Zeitpunkt galvanisch verbundenen, wieder zugeschalteten Netzbereich und den bisherigen Maßnahmen des Entstörpersonals ergibt. Im Bezug auf die Restinformation für die Fehlersuche und die Folgehandlungen muss der neue Fehlerbereich bekannt sein und es muss festgestellt werden, welche Kurzschlussanzeiger noch richtig anzeigen. Falsch anzeigende Kurzschlussanzeiger sind für den weiteren Ablauf der Störungsbeseitigung unbrauchbar.

Die Ermittlung des neuen Fehlersuchbereichs nach Folgeauslösung lässt sich in die zwei folgenden Fälle unterscheiden, die sich aus der Lage der Wiederversorgungsstelle ergeben.

1) Folgeauslösung des speisenden Leistungsschalters oder eines benachbarten Leistungsschalters vor dem hypothetischen Fehlerbereich.
2) Folgeauslösung eines benachbarten Leistungsschalters hinter dem hypothetischen Fehlerbereich.

Die Fallunterscheidung ist von der Folgeauslösung eines falsch angeregten oder falsch nicht angeregten Kurzschlussanzeigers abhängig. Das Falschanzeigen eines Kurzschlussanzeigers entspricht einer falschen Messung. Die folgenden Betrachtungen werden an fehlerhaften Kurzschlussanzeigern durchgeführt, können aber ohne weiteres auf falsche Messungen als Auslöser einer Folgeauslösung übertragen werden.

Zu Fall 1 (falsch angeregter Kurzschlussanzeiger):

Falls die zugeschaltete Trennstelle vor dem hypothetischen Fehlerbereich liegt oder der speisende Leistungsschalter wieder auslöst, so folgt implizit, dass ein Kurzschlussanzeiger falsch angeregt war. Der hypothetische Fehler wird somit weiter abgangsseitig erwartet und freigeschaltet. Der wahre Fehler liegt jedoch näher zum Leistungsschalter, wird nicht mit freigeschaltet und somit bei Wiederzuschalten erneut gespeist. In diesem Fall ergeben sich charakteristische neue Fehlerbereiche. Bild 2.13 verdeutlicht diesen Fall.

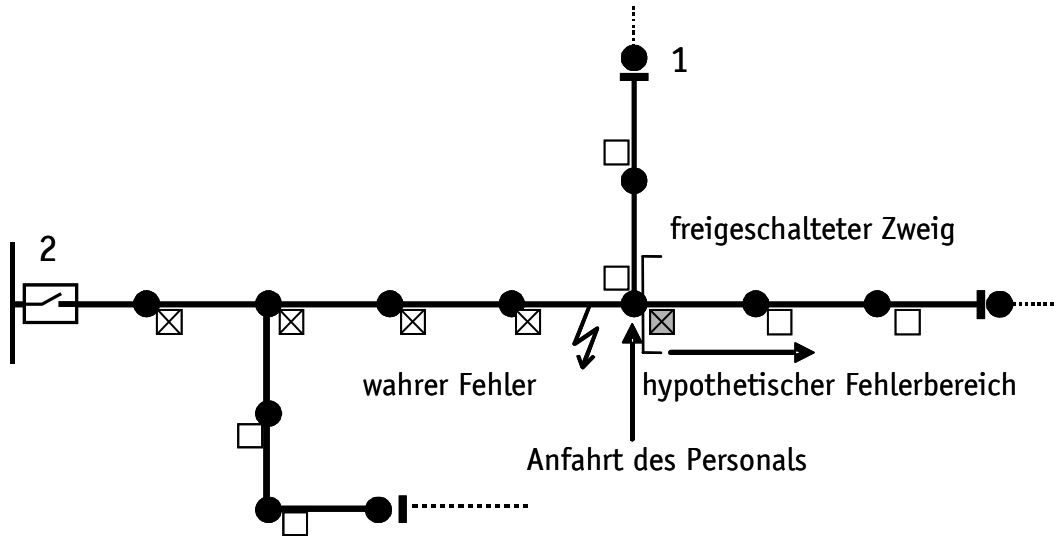


Bild 2.13 Folgeauslösung durch falsch angeregten Kurzschlussanzeiger

Der falsch angeregte Kurzschlussanzeiger ist grau hinterlegt, 1 und 2 sind mögliche Wiederversorgungsstellen, Leistungsschalter oder Trennstelle.

Der neue Fehlerbereich besteht aus dem gesamten Abgang, mit Ausnahme des Bereichs hinter der Freischaltstelle, da aufgrund der Folgeauslösung sicher ist, dass sich der Fehler davor befindet. Bereits zuvor versorgte Stationen sind ebenso wie besuchte Stationen sicher fehlerfrei und gehören nicht zum Fehlerbereich. Da mehrere falsch anzeigende Kurzschlussanzeiger auftreten können, lassen die Kurzschlussanzeiger einer besuchten Station praktisch keine Aussage über die Fehlerrichtung zu, die zur weiteren Einschränkung des Fehlerbereiches nach Folgeauslösung genutzt werden kann.

Zu Fall 2 (falsch nicht angeregter Kurzschlussanzeiger):

Wenn bei Folgeauslösung eines benachbarten Leistungsschalters die zugeschaltete Trennstelle hinter dem hypothetischen Fehlerbereich liegt, kann die Folgeauslösung nur aus einem falsch nicht angeregten Kurzschlussanzeiger resultieren. Ein Bereich, der von der wiederversorgenden Trennstelle in Richtung des Leistungsschalters liegt, wird freigeschaltet, obwohl sich der Fehler weiter abgangsseitig befindet. Somit wird nach Freischalten und Wiederversorgung der wahre Fehler erneut gespeist, so dass es zu einer Folgeauslösung kommt. Bild 2.14 stellt diesen Fall grafisch dar, wobei mit 1 bis 3 mögliche Trennstellen bezeichnet werden, deren Wiederzuschalten zu einer Folgeauslösung führt.

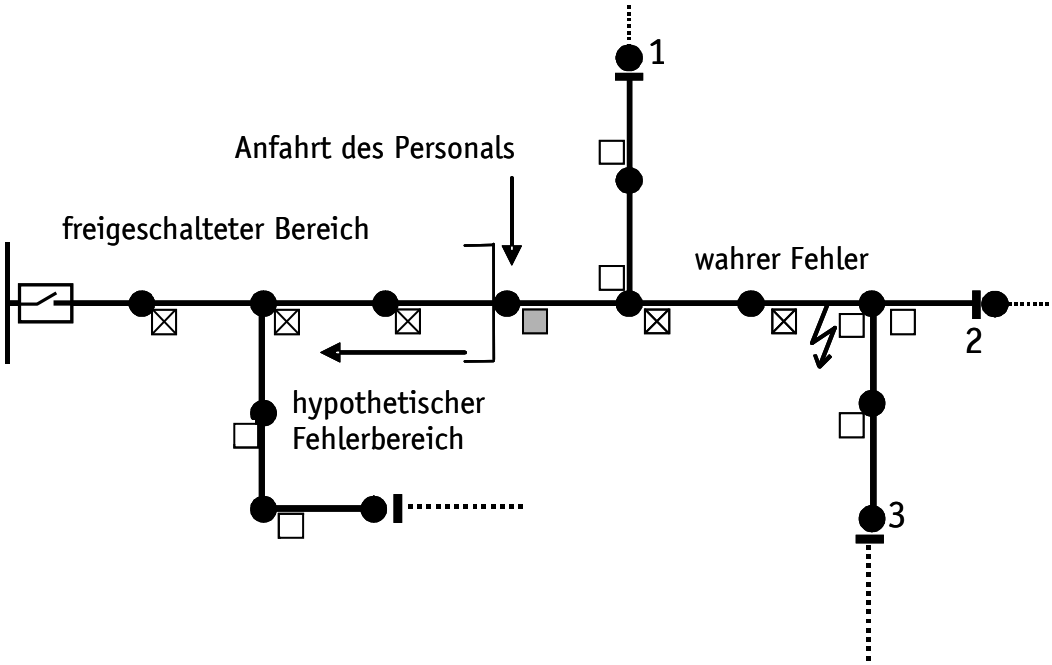


Bild 2.14 Folgeauslösung durch falsch nicht angeregten Kurzschlussanzeiger

Der falsch nicht angeregte Kurzschlussanzeiger ist grau hinterlegt. Es resultiert ein Fehlerbereich, der aus dem gesamten Abgang besteht, wobei bereits zuvor versorgte Stationen sowie der hypothetische Fehlerbereich nicht dazu gehören. Die Änderung des Fehlersuchbereichs ist aufgrund bereits besuchter Stationen analog zu Fall 1.

Sichtgeprüfte Leitungen gehören in beiden Fällen nicht zum neuen Fehlersuchbereich.

Für die Ermittlung des neuen Fehlersuchbereichs und das weitere Vorgehen des Entstörpersonals ist der Anzeigestand der Kurzschlussanzeiger entscheidend. Nach einer Folgeauslösung ist jedoch ein Teil der Kurzschlussanzeiger für das Entstörpersonal unbrauchbar, da nicht mehr sicher unterschieden werden kann, ob ein Kurzschlussanzeiger durch die ursprüngliche Auslösung oder durch die Folgeauslösung angeregt wurde.

Bei Wiederversorgung über Leistungsschalter und erneuter Speisung des Fehlers ändert sich der Anzeigezustand der Kurzschlussanzeiger nicht. Nur durch Folgeauslösung bei Wiederversorgung über eine Trennstelle werden zusätzliche Kurzschlussanzeiger angeregt, die im Folgenden keine sinnvolle Auskunft zur Fehlerrichtung geben. Dabei sind genau die Kurzschlussanzeiger auf direktem Weg von der wiederversorgenden Trennstelle bis zum Leistungsschalter ungültig.

Bild 2.15 verdeutlicht die Situation, dass der wahre Fehler vor der Trennstelle liegt, jedoch dahinter vermutet wird (falsch angeregter Kurzschlussanzeiger).

Wiederversorgt wird hier über die mit 1 gekennzeichnete Trennstelle. Der falsch angeregte Kurzschlussanzeiger ist grau hinterlegt. Waren nach erster Schutzauslösung nur die Kurzschlussanzeiger bis zum wahren Fehler angeregt, so sind nach Folgeauslösung des benachbarten Leistungsschalters alle schwarz dargestellten Kurzschlussanzeiger angeregt. Sie tragen nun nicht mehr zum Auffinden des fehlerhaften Betriebsmittels bei.

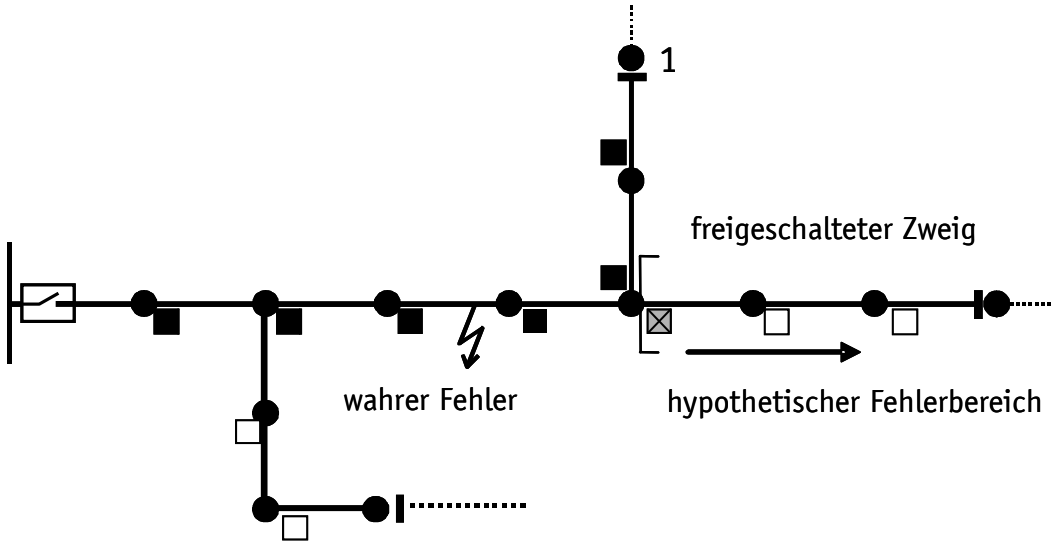


Bild 2.15 Ungültige Kurzschlussanzeiger nach Folgeauslösung (falsch angeregter Kurzschlussanzeiger)

Der Fall, dass ein falsch nicht angeregter Kurzschlussanzeiger eine Folgeauslösung verursacht wird ebenfalls an einem Beispiel betrachtet (Bild 2.16).

Wiederversorgt wird über die mit 1 bezeichnete Trennstelle. Alle schwarz dargestellten Kurzschlussanzeiger sind nach Folgeauslösung falsch bzw. liefern keine neue Information, ebenso der graue Kurzschlussanzeiger, der falsch nicht angeregt und somit Ursache für die Folgeauslösung war. Die Kurzschlussanzeiger, die hinter dem Zweig der Trennstelle liegen, zeigen weiterhin korrekt an, da durch sie auch nach Wiederversorgung ein Kurzschlussstrom bis zur Fehlerstelle fließt. Sie liefern demnach Informationen für die weitere Fehlersuche.

Die Kurzschlussanzeiger, die in diesem Fall in dem bereits freigeschalteten Bereich liegen, können vernachlässigt werden, da der neue Fehlerbereich nach Folgeauslösung hinter diesem Bereich liegt und so diese keinen Einfluss auf folgende Fehlersuchentscheidungen haben.

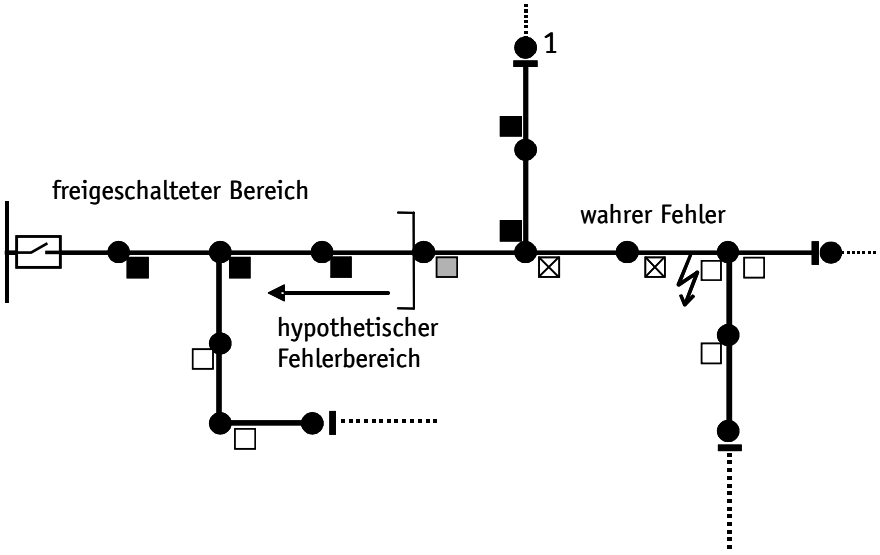


Bild 2.16 Ungültige Kurzschlussanzeiger nach Folgeauslösung (falsch nicht angeregter Kurzschlussanzeiger)

2.6 Randbedingungen bei der Störungsbeseitigung

Die Vorgehensweise während der Störungsbeseitigung ist von zeitunabhängigen sowie zum Fehlereintritt oder im Verlauf der Störungsbeseitigung veränderlichen, oft unsicheren Randbedingungen abhängig. Die zeitunabhängigen Randbedingungen sind:

- Topologie
- Geographie
- Geographische Lage der Ortsnetzstationen
- Trassenführung
- Kundenpriorität
- Reservestellung über Trennstellen

Die zeitveränderlichen Randbedingungen lauten:

- Ausgangsposition des Personals
- Verkehrssituation
- Zugang zu den Ortsnetzstationen
- Sichtverhältnisse
- Fehlerwahrscheinlichkeit der Betriebsmittel

Informationen zu den zeitunabhängigen Randbedingungen liegen bei den Netzbetreibern in unterschiedlichen Medien vor. So kann die Topologie aus dem Netzleitsystem, die geografischen Informationen aus Netzplänen oder Datenbanken sowie aus dem schon bei vielen Netzbetreibern verwendeten GIS-System entnommen werden. Auf Basis dieser Daten werden die Handlungsmöglichkeiten bei der Störungsbeseitigung ermittelt.

Die zeitveränderlichen Randbedingungen beeinflussen überwiegend die Dauer möglicher Handlungen bei der Störungsbeseitigung. Sie schwanken in Abhängigkeit vom Zeitpunkt des Auftretens der Störung (Tageszeit, Wochentag, ...) oder auch im Verlauf der Störungsbeseitigung und sind daher gegebenenfalls bei Störungsbeseitigungsbeginn zu aktualisieren. Unter dem Gesichtspunkt der Praxistauglichkeit ist die notwendige Genauigkeit für einen nutzbringenden Verfahrenseinsatz zu ermitteln, welche einen direkten Einfluss auf den Aufwand der Datenerfassung hat.

Im Folgenden wird auf die einzelnen zeitveränderlichen Randbedingungen näher eingegangen.

2.6.1 Ausgangsposition des Personals

Die Dauer von der Fehlererkennung bis zum Eintreffen des Entstörpersonals im fehlerbetroffenen Abgang ist vom Bereitschaftsstatus (im Dienst, in Rufbereitschaft), von der gerade zu unterbrechenden Tätigkeit – eventuell sind vor Verlassen des Tätigkeitsortes absichernde Maßnahmen erforderlich – und der Ausgangsposition des Personals im Netz in Verbindung abhängig. Darüber hinaus variiert die Dauer von der aktuellen Verkehrssituation. In der Praxis liegt die Dauer der ersten Anfahrt zwischen 15 min und 45 min.

Bei Einsatz von GPS-Empfängern kann die Netzleitstelle die Ausgangsposition des Personals ermitteln und bei Verfügbarkeit mehrerer Trupps die jeweils nächste aktivieren.

Die Dauer zum Erreichen des ersten Anfahrortes hat direkten Einfluss auf die Wiederversorgungszeiten aller betroffenen Kunden. Somit ist zu untersuchen, inwieweit der erste Anfahrort, und damit notwendigerweise auch alle nachfolgenden Handlungen der Störungsbeseitigung, an die Ausgangsposition des Personals angepasst werden sollte, um ein optimales Vorgehen zu erreichen.

2.6.2 Verkehrssituation

Die Distanz von Netzpunkten (Ortsnetzstationen, Freileitungsmasten) liegen im Bereich einiger 100 m bis zu wenigen km in meist strukturgleicher Umgebung (städtisch, ländlich). Die erreichbare Fahrgeschwindigkeit ist entscheidend für die erforderliche Fahrzeit. Diese variiert allerdings je nach Lage der Netzpunkte (Stadt, Land) und aktueller Verkehrssituation. Darüber hinaus führt nach Versorgungsunterbrechungen in städtischen Bereichen der Ausfall von Ampelanlagen möglicherweise zu deutlich verringerten Fahrgeschwindigkeiten.

Die stärksten Geschwindigkeitsunterschiede treten in innerstädtischen Gebieten auf. An Wochentagen schwanken hier die über eine längere Fahrstrecke gemessenen durchschnittlichen Fahrgeschwindigkeiten einzelner Fahrzeuge zwischen 15 km/h (tagsüber) und 35 km/h (nachts).

Die Bandbreite dieser Geschwindigkeiten ist nachts größer, da sie bei nur gering befahrenen Straßen durch das individuelle Fahrverhalten bestimmt ist. Tagsüber vereinheitlicht sich bei höherer Verkehrsdichte die Fahrgeschwindigkeit. An Wochenenden ist die durchschnittliche Fahrgeschwindigkeit tagsüber bei entsprechend höherer Bandbreite geringfügig erhöht [11].

Fahrgeschwindigkeiten für einzelne Streckenabschnitte können vom gemessenen Mittelwert in Abhängigkeit vom Straßentyp (Durchgangsstraße, Stichstraße, Anwohnerstraße) und installierten Signalanlagen deutlich abweichen. Die Fahrgeschwindigkeiten lassen sich dabei nicht durch Standardverteilungen beschreiben [12].

Die tatsächliche Fahrgeschwindigkeiten kann auch mit erhöhtem technischen Aufwand nur ungenau im Vorhinein ermittelt werden. Technisch praktizierte, aufwändige Lösungen zu Geschwindigkeitsprognosen für einzelne Streckenabschnitte aus Realzeit-Prognosesystemen liefern nur ungenaue Resultate; Navigationssysteme legen zur Routenermittlung vereinfacht Durchschnittsgeschwindigkeiten für verschiedene Straßentypen zugrunde.

Es ist zu untersuchen, ob die Verwendung von Geschwindigkeitsprognosen zu abweichenden Handlungen bei der Störungsbeseitigung und deutlich besseren Wiederversorgungszeiten als ein einfacher Ansatz durchschnittlicher Fahrgeschwindigkeiten führt.

2.6.3 Zugänglichkeit der Netzstationen

Der Zeitaufwand des Stationszugangs ist von der Lage, des Typs und der Eigentumsverhältnisse der Stationen sowie der Lage von Freileitungsmasten abhängig.

In der Innenstadt werden vom Netzbetreiber ausschließlich Gebäudestationen oder Kompaktstationen betrieben. Ein Zugang zu diesen Stationen, die zumeist an Straßen aufgestellt sind, ist dem Personal innerhalb weniger Minuten mittels eigener Schlüssel möglich. Der Zugang zu Stationen auf dem Gelände oder im Eigentum von Kunden ist hingegen abhängig von der getroffenen Zugangsregelung, der Anwesenheit des Kunden (innerhalb Geschäftszeiten) oder dem Zugriff auf Wach- und Schließgesellschaften (außerhalb Geschäftszeiten). Der erste Zugang zu derartigen Stationen kann daher unter Umständen nur deutlich verzögert mit direkter Wirkung für die Wiederversorgungszeiten der noch nicht versorgten Stationen erfolgen.

Eventuelle weitere Zugänge im Verlauf des gleichen Störungsbeseitigungsprozesses können hingegen in der Regel schneller erfolgen, da z. B. das alarmierte Wach- und Schließpersonal direkt verfügbar ist.

Zugangszeiten zu den Netzstationen können sich demnach im Verlauf der Störungsbeseitigung erheblich unterscheiden und sind nicht mit dem Eintrittszeitpunkt der Störung definiert. Die Ermittlung zeitlich veränderlicher Zugangszeiten für alle Ortsnetzstationen ist allerdings mit einem sehr hohen Aufwand verbunden. Es ist daher zu untersuchen, welche Auswirkung die Kenntnis der Zugangszeiten auf die erreichbaren Wiederversorgungszeiten hat.

2.6.4 Sichtverhältnisse

Sichtverhältnisse spielen nur bei den Sichtprüfungen von Freileitungsabschnitten eine Rolle. Die Sichtprüfungszeiten sind dabei neben der Trassenführung stark von den Sichtverhältnissen abhängig, die sich aufgrund der Witterungsverhältnisse (Nebel, Einbruch der Dämmerung) kurzfristig ändern können.

Bei parallel zur Straße verlaufender Trasse erfolgt die Sichtprüfung durch Abfahren der Leitung recht schnell, während bei schwer einsehbaren Trassen, schlechten Witterungsbedingungen oder Dunkelheit, das Personal gezwungen ist die Sichtprüfung teilweise zu Fuß durchzuführen. Bei Dunkelheit erfolgt die Kontrolle der Freileitungen mit Hilfe eines Handscheinwerfers. Untersuchungen nach variieren die Sichtprüfungsdauern im Bereich von 2 bis hin zu 20 min/km. Hierbei stellt sich die Frage, inwiefern bei Abbildung der genauen Daten mit einer Verbesserung der Wiederversorgungszeit und Strategieänderungen zu rechnen ist.

2.6.5 Fehlerwahrscheinlichkeiten der Betriebsmittel

Der Ausfall technischer Anlagen kann auf mehrere Faktoren zurückgeführt werden. Bei zeitlicher Betrachtung können diese Faktoren bestimmten Phasen zugeordnet werden. Nach der üblichen Modellvorstellung einer Badewannenkurve des Ausfallverhaltens, die sich teilweise auch in der Praxis nachweisen lässt [24] ergibt sich, dass in der Phase für Frühausfälle der Ausfall der Betriebsmittel in Konstruktions- oder Montagefehlern sowie Materialmängeln begründet ist. Für Zufallsausfälle sind hauptsächlich klimatische Einflüsse oder die Umwelt (Einwirkung durch Menschen und Tiere) verantwortlich. Mit zunehmendem Alter des Betriebsmittels wird das Ausfallverhalten durch Verschleiß- oder Altersausfälle bedingt. Weitere Nachforschungen haben gezeigt, dass in der Phase der Zufallsausfälle Kabelstörungen meist durch Baggerarbeiten (bis zu 35 %) verursacht werden. Zu Freileitungsstörungen kommt es in meisten Fällen aufgrund von Gewitter (60 %) [22],[24].

Atmosphärische Einwirkungen bei Freileitungen und Tiefbauarbeiten bei Kabeln sorgen somit für eine signifikante Erhöhung der Fehlerwahrscheinlichkeit der entsprechenden Abschnitte gegenüber den restlichen Betriebsmitteln im Abgang. Da detaillierte Wetterdaten und Informationen über Tiefbauarbeiten beim Netzbetreiber nicht immer vorliegen, ist zu untersuchen, in welchem Maß diese Informationen Auswirkungen auf die Handlungsabfolge und die erreichbare Wiederversorgungszeit haben.

2.7 Bewertungskriterien

Die optimale Vorgehensweise bei der Störungsbeseitigung kann anhand unterschiedlicher Bewertungskriterien erfolgen:

- Bei der Minimierung der Nichtverfügbarkeit nach DISQUAL ist die Summe der individuellen Wiederversorgungszeiten für alle Stationen, gewichtet mit der Bemessungsscheinleitung (Verfahren b) bzw. der Anzahl angeschlossener Kunden (Verfahren a) zu minimieren.
- Bei Entschädigungszahlungen für nicht gelieferte Energie ist die Summe der individuellen Wiederversorgungszeiten für alle Kunden, gewichtet mit ihrer nicht versorgten Last und ihren kundenspezifischen Vergütungen zu minimieren.
- Sind Pönalen für die Überschreitung oder die Veröffentlichung einer maximalen Dauer von Versorgungsunterbrechungen zu leisten, so ist die Gesamtstörungsdauer bis zur Wiederversorgung des letzten Kunden als Zielgröße zu betrachten.
- Bei Betrachtung der durchschnittlichen Dauer von Versorgungsunterbrechungen ist die einfache Summe der mittleren Wiederversorgungszeiten über alle Kunden und die daraus ableitbare durchschnittliche Wiederversorgungszeit die relevante Zielgröße.

Alle genannten Zielgrößen sind demnach von den individuellen Wiederversorgungszeiten der Kunden, eventuell unter Beachtung einer kundenspezifischen Gewichtung, abhängig.

Da zu Beginn der Störungsbeseitigung der Fehlerort nicht bekannt ist, sind die optimalen Handlunge demnach für alle möglichen Fehlerorte zu ermitteln. Somit sind zum einen die Erwartungswerte der obigen Zielgrößen durch Gewichtung mit den individuellen Fehlerwahrscheinlichkeiten Zielgrößen für die Handlungen bei der Störungsbeseitigung, zum anderen sind die maximalen Wiederversorgungszeiten für alle möglichen Fehlerereignisse zu beachten.

Im Verlauf der Störungsbeseitigung können alternativ durchführbare Handlungen direkt miteinander verglichen werden, indem die bei deren Durchführung bestmöglich noch erreichbaren Werte der gewählten Zielgröße, bei Berücksichtigung der noch möglichen Fehlerorte und aller noch nicht versorgten Kunden, ermittelt werden.

3 Modelle und Verfahren

3.1 Bestehende Verfahren

In den letzten Jahren sind mehrere Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung entwickelt worden, die Störungen durch fehlerhafte Betriebsmittel mit und ohne Versorgungsunterbrechungen simulativ bewerten. Mit diesen Verfahren ist es generell möglich, die Versorgungszuverlässigkeit an jedem Lastknoten (Kundenanschluss) eines gegebenen Netzausschnitts durch Quantifizierung der Zuverlässigkeitskenngrößen Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer und Nichtverfügbarkeit sowie weitere Größen, wie z. B. Defizitleistung und -energie, zu prognostizieren. Diese Verfahren sind im Bereich der Netzplanung, für deren Anwendung sie ursprünglich entwickelt wurden, bereits weit verbreitet. Die bestehenden, praxiserprobten Verfahren [13] - [18] werden im Folgenden näher beschrieben.

RAMSES [13] und ZuBer [14] sind Verfahren zur Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Netze, die auf einem analytischen probabilistischen Ansatz beruhen und eine quantitative Zuverlässigkeitsbewertung ermöglichen. Mittels einer so genannten Fehlereffektanalyse aller als relevant erachteten Ausfallkombinationen wird jeder betrachtete Ausfall und der jeweils anschließende Wiederversorgungsprozess simuliert und die im Anschluss weiterhin nicht versorgten Lasten/Einspeisungen ermittelt. Betrachtete Fehlerfälle sind unabhängige Einfachausfälle, deren zeitliche Überschneidung mit determinierten Abschaltungen sowie Zweifachfachausfälle. Der Mehrfacherdschluss im kompensierten oder sternpunktisolierten Netz wird ebenfalls berücksichtigt. Mit Hilfe der Zuordnung von Ausfallmodellen (und deren statistischen Kenngrößen) zu Fehlereffekten werden auf analytischem Wege die Zuverlässigkeitskenngrößen unter Verwendung von Markov-Modellen ermittelt. Diese Verfahren dienen vorrangig zur Zuverlässigkeitsbewertung von vermaschten Netzstrukturen mit einem hohen Einsatz an Selektivschutz, wie sie in Höchst- und Hochspannungsnetzen zu finden sind. Im Gegensatz zu Mittelspannungsnetzen kann in diesen Netzen meist aufgrund des hohen Einsatzes von Selektivschutz direkt auf das fehlerhafte Betriebsmittel oder die fehlerhafte Betriebsmittelgruppe geschlossen werden. So werden in der Simulation der Wiederversorgung die Schalthandlungen unter Kenntnis des Fehlerortes durchgeführt. Für den Abschluss aller handbedienter und fernbedienter Schalthandlungen werden vereinfacht diskrete Zeitpunkte angenommen, zu denen jeweils eine Gruppe von Schaltern abhängig von der seit Störungseintritt verstrichenen Zeit quasi gleichzeitig bedient werden kann. Eine genaue Abbildung von Fahrzeiten, Zugangs-, Schalt- und Messzeiten, auch in Abhängigkeit des Zeitaufwands vorheriger Maßnahmen, sowie deren ereignisbestimmter Reihenfolge erfolgt nicht. Wesentlicher Grund dieser Modellierung ist die Komplexität des Problems, die sonst bei Betrachtung großer Netze zu unakzeptabel hohen Rechenzeiten führen würde. Aufgrund dessen ermitteln diese Verfahren zwar die Unterbrechungshäufigkeit unter Berücksichtigung aller Ausfallmodelle exakt, sind jedoch nicht zur exakten Ermittlung der Unterbrechungsdauer in Mittelspannungsnetzen geeignet.

Das Programm QUINTESSENCE [15] dient der Zuverlässigkeitsberechnung einfach strukturierter Verteilungsnetze mit Schwerpunkt auf Mittelspannungsnetzen. Das Programm ermöglicht die Simulation des Störungsablaufs unter Berücksichtigung des Zeitbedarfs einzelner Teilschritte bei der Fehlerortung und Wiederversorgung. Teilwiederversorgungen während der Störungs-

beseitigung können berücksichtigt werden. Wie allen weiteren diskutierten Verfahren werden ausschließlich kurzschlussartige Fehler in einem einzelnen Abgang betrachtet, Wechselwirkungen mit anderen Abgängen ergeben sich nur über die Modellierung der Trennstellen und deren Belastbarkeit. Ein Anspruch auf Optimalität der Strategie zur Störungsbeseitigung erhebt QUINTESSENCE jedoch nicht, vielmehr ist dem Programm im Vorfeld eine der in Abschnitt 2.5.4 beschriebenen Suchstrategien zur Simulation der Störungsbeseitigung vorzugeben. Dieses Verfahren ist vorrangig dazu entwickelt worden, um unterschiedliche Planungsvarianten von Mittelspannungsnetzen sowie den Einfluss von Fernwirk- und Fernsteuertechnik in Mittelspannungsnetzen auf die Versorgungszuverlässigkeit zu quantifizieren.

Im Vergleich zu den vorherigen Arbeiten wird in [16] keine generelle Strategie zur Fehlersuche vorher festgelegt, sondern im Verfahren heuristisch generiert und in drei Hauptschritte unterteilt. Zuerst erfolgt eine Grobfehlerortung, in der Stationen bevorzugt angefahren werden. Diese Stationen sind entweder Verzweigungen, die aufgrund ihres höheren Informationsgehalts im Allgemeinen bevorzugt werden, oder Stationen mit einer höheren Kundenpriorität. Im Anschluss an die Grobfehlerortung erfolgt aufbauend auf den erzielten Informationen aus Verfahrensschritt 1 eine Feinfehlerortung in den verbleibenden Fehlersuchbereichen. Bei der Grob- und Feinfehlerortung werden die Grundstrategien bei der Fehlersuche mit Möglichkeit einer Teilwiederversorgung angewendet, wobei im Gegensatz zu Quintessence diese miteinander kombiniert werden können. Im dritten Schritt erfolgt die Freischaltung sowie die Wiederversorgung aller bis zu diesem Zeitpunkt nicht versorgten Kunden.

Die Arbeit [17] ermöglicht eine Simulation der Störungsbeseitigung, wobei das Verfahren wie die vorherigen weder den Anspruch auf Optimalität hat, noch eine Interaktion mit dem Entstörpersonal im konkreten Fehlerfall anbietet. Der Unterschied zu den vorherigen Arbeit liegt darin, dass die Eingangsgrößen nicht durch geschätzte Werte deterministisch festgelegt, sondern ihre Stochastik im Verlauf der Störungsbeseitigung Berücksichtigung findet. Das Verfahren ist dazu geeignet, die mittlere Unterbrechungsdauer der Netzkunden zu quantifizieren sowie die im Netz verwendete Automatisierungstechnik nachzubilden und zu bewerten. Der Nachteil des Verfahrens liegt darin, dass vor einer Simulation der Störungsbeseitigung der Fehlerort festgelegt wird. Um aussagekräftige Ergebnisse zur mittleren Unterbrechungsdauer zu erhalten, sind eine Vielzahl an Simulationsläufen mit der im Verfahren angewendeten Monte-Carlo-Simulation durchzuführen. Eine einzelne Simulation unter Berücksichtigung aller im Simulationsschritt noch im Netz möglicher Fehler und die Fortführung der Störungsbeseitigung unter Verwendung eines aktuellen Informationsstands ist nicht möglich.

Das in [18] entwickelte Verfahren INTUS baut auf dem Modell aus [16] auf. Zur Generierung der Strategien wird jedoch ein anderer Ansatz gewählt. Statt des dreistufigen Ansatzes wird in diesem Simulationsverfahren ein Entscheidungsbaum aufgebaut. Dieser Entscheidungsbaum beginnt mit einem Ausgangszustand und verzweigt in mehrere, vorher heuristisch ausgewählte Handlungsalternativen. Von jeder Handlungsalternative leitet sich aufgrund des aktualisierten Informationsstands ein neuer Fehlersuchbereich ab, auf dessen Grundlage wiederum Handlungsalternativen ermittelt werden. Der Aufbau des Entscheidungsbaums endet, sobald an jedem Ende des Entscheidungsbaums der dann erkannte Fehlerort frei geschaltet und jeder Kunde wiederversorgt ist. Neben den Grundstrategien bei der Störungsbeseitigung, wie sequentielle und binäre Suche, ist weiterhin die Suche in Abhängigkeit des sich bei Durchführung einer Maßnahme ergebenden Informationsgehalts entwickelt worden. Neben der Simulation der Störungsbeseitigung für Planungsfragen, kann dieses Verfahren

auch interaktiv bei der Störungsbeseitigung eingesetzt werden. Unter Verwendung einer auf html-Basis entwickelten graphischen Oberfläche kann das Verfahren dem Entstörpersonal Handlungsempfehlungen aussprechen und Informationen des Entstörpersonals entgegennehmen.

Das Verfahren INTUS ist das derzeit am weitesten entwickelte Verfahren zur Simulation der Störungsbeseitigung in Mittelspannungsnetzen. Dieses Verfahren verfügt über die meisten Funktionalitäten und höchste Güte der Ergebnisse. Während in den Verfahren [15] und [16] der Fokus auf der Quantifizierung der Unterbrechungsdauer von Planungsvarianten und des Einflusses des Einsatzes von Fernwirk- und Fernsteuertechnik liegt, ist in [18] eine Interaktion mit dem Entstörpersonal im Netzbetrieb möglich. Darüber hinaus ist in [15] und [16] die Suchstrategie fest vorzugeben, so dass eine Optimalität der Simulationsergebnisse nicht gewährleistet ist. Aufgrund dessen wird im Rahmen des AiF-Forschungsvorhabens das Verfahren INTUS verwendet und um weitere Funktionen ergänzt.

Im Folgenden wird das Verfahren und das diesem hinterlegte Modell vorgestellt. Im Anschluss wird auf die Verfahrenserweiterungen näher eingegangen.

3.2 Modellbildung

Für die Ermittlung optimaler Handlungen im Fehlerfall müssen die Randbedingungen zum Störungszeitpunkt beschrieben werden. Das Modell der konstanten Randbedingungen ist unabhängig vom Zeitpunkt des Störungseintritts. Zeitveränderliche Randbedingungen werden als konstant modelliert, sofern sie zum Zeitpunkt des Störungseintritts feststehen. Können sie sich im Verlauf der Störungsbeseitigung ändern, so müssen sie als Funktion der seit Störungseintritt bereits vergangenen Zeit nachgebildet werden.

3.2.1 Netzmodell

Das Netzmodell beinhaltet einen einzelnen, über einen Leistungsschalter gespeisten und durch seine Trennstellen zu benachbarten Netzbereichen begrenzten Abgang. Der Abgang setzt sich weiterhin aus seinen Netzstationen und den sie verbindenden Leitungsabschnitten (siehe Bild 3.1) zusammen. Die Trennstellen zu benachbarten Abgängen sind ebenfalls abzubilden, da über sie eine (Teil-)Wiederversorgung durchgeführt wird (Station C). Das Netzmodell muss beliebige Topologien in der Praxis vorkommender Kabel- und Freileitungsnetze abbilden können. Aufgrund der offenen Betriebsweise von Mittelspannungsnetzen hat jede Station im Allgemeinen einen Vorgänger und beliebig viele Nachfolger. Interne Trennstellen, die eine Netzvermaschung aufheben, sind ebenfalls zu berücksichtigen (Station E).

Jedem Leitungsabschnitt und jeder Station werden individuelle Fehlerhäufigkeiten ($H_{L,i}$) zugeordnet. Bezogen auf die Gesamtfehlerhäufigkeit im Abgang lässt sich somit eine Wahrscheinlichkeit ermitteln, dass sich ein Fehler in einem Fehlersuchbereich befindet.

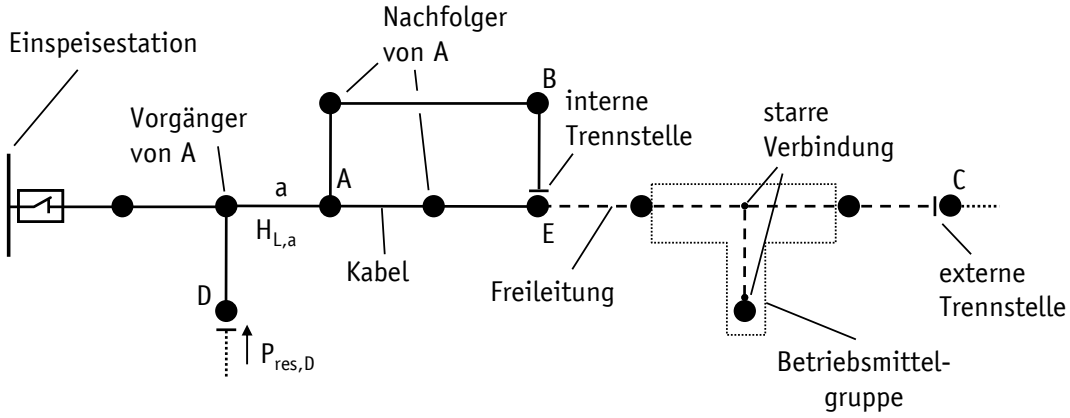


Bild 3.1 Modell des Netzes

Besteht zwischen mehreren Betriebsmitteln keine Trennmöglichkeit, z. B. zwischen starren Leitungsabzweigen, so werden diese zu einer Betriebsmittelgruppe zusammengefasst (Kap. 2.3.3).

Da sich bei der Störungsbeseitigung alle relevanten Wirkungen, vor allem die Versorgung der Netzstationen, aus dem Schaltzustand des Netzes ergeben, ist keine Modellierung des elektrischen Verhaltens der Netzelemente notwendig. Auch die begrenzte Trennstellenbelastbarkeit wird, der heutigen Betriebspraxis entsprechend, mit ausreichender Genauigkeit ohne Lastflussberechnung dadurch berücksichtigt, dass die maximale Reserveleistung $P_{res,i}$ mit der Summe der über diese Trennstelle versorgten Stationslasten verglichen wird.

3.2.2 Modell einer Netzstation

Die Netzstationen können einspeiseseitig (= zur Vorgängerstation hin) und abgangsseitig (= zur Nachfolgestation hin) mit einem Trennschalter oder Lasttrennschalter ausgestattet oder starr mit der Leitung verbunden sein, abgangsseitig kann jeder Zweig alternativ über einen Leistungsschalter angeschlossen sein. Das Schaltvermögen sowie die Bedienart (vor Ort oder fernbedienbar) wird für jeden Schalter individuell berücksichtigt (Bild 3.2). Fest verschraubte Leitungsverbindungen in Freileitungsnetzen sind als Trennschalter mit langen Schaltzeiten nachgebildet.

Sofern mehrere serielle Leistungsschalter im Abgang vorliegen, löst unter Voraussetzung einer Schutzstaffelung derjenige Leistungsschalter aus, der vom Fehlerort der nächste Leistungsschalter zur Einspeisung hin ist. Abhängig von den ausgelösten Schaltern kann der am Beginn der Störungsbeseitigung vorliegende Fehlersuchbereich festgelegt werden.

Kurzschlussanzeiger können in jedem abgangsseitigen Feld individuell als vor Ort ablesbar oder ferngemeldet nachgebildet werden. Nach einer unerwarteten Folgeauslösung und damit eventueller Unbrauchbarkeit der Anzeige können sie hingegen für die weitere Optimierung als „nicht aktiv“ gekennzeichnet werden.

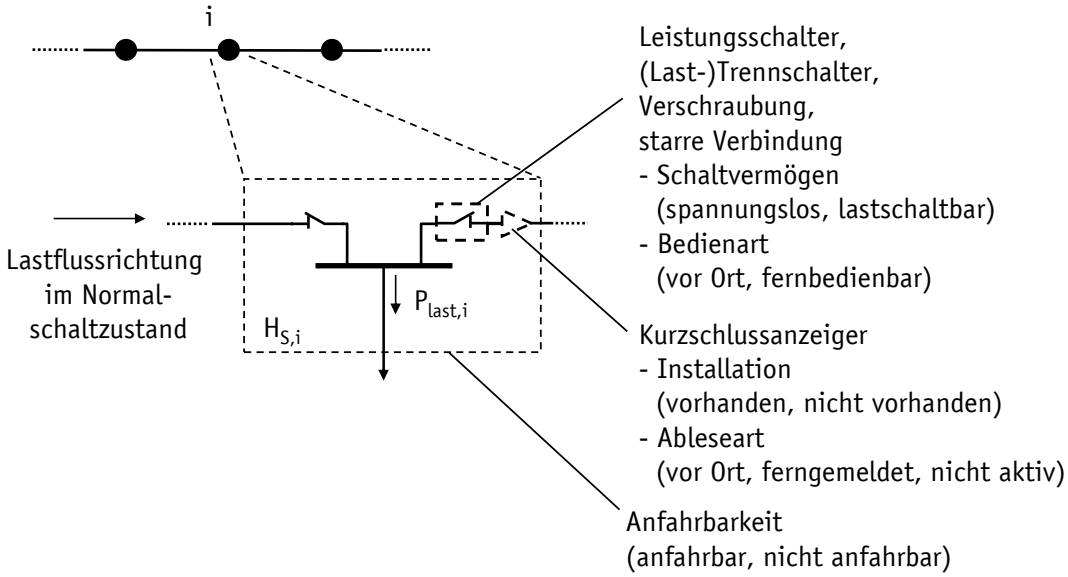


Bild 3.2 Modell einer Netzstation

Im Modell verfügt jede Netzstation über eine Last $P_{last,i}$ und eine Ausfallhäufigkeit $H_{S,i}$, die zum Zeitpunkt des Störungseintritts feststeht. Neben Ortsnetzstationen werden auch einfache Netzknoten (Verzweigungen in Freileitungsnetzen, T-Muffen) als Stationen ohne Last und eventuell eingeschränkten Schaltmöglichkeiten modelliert. Verzweigungspunkte in Freileitungsnetzen können aufgrund installierter Kurzschlussanzeiger oder als Ausgangspunkt einer Sichtprüfung angefahren werden. Unterirdische Verzweigungen (T-Muffen) sind nichtanfahrbar.

Zur Abbildung verschiedener Zielfunktionen (s. Abschnitt 3.3.3) kann jeder Last ein individuelles Gewicht zugeordnet werden, dass zusätzlich zeitlich von der von der Last erfahrenen Unterbrechungsdauer abhängig sein kann.

3.2.3 Modell des Betriebsablaufs

Die einzelnen Handlungsschritte des Entstörpersonals werden hinsichtlich ihres Zeitbedarfs sowie ihrer Wirkung auf den Fehlersuchbereich und den Schaltzustand des Netzes modelliert (siehe Bild 3.3).

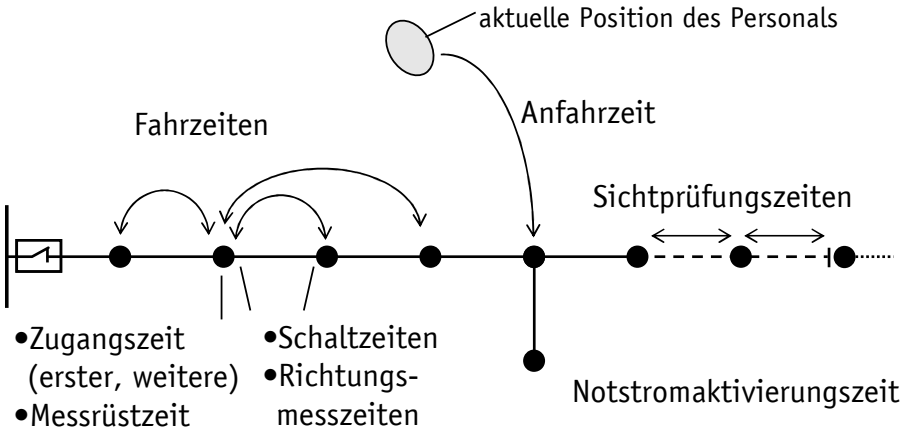


Bild 3.3 Einzelne Handlungsschritte und Zeitdauern

Anfahrzeit

Die Anfahrzeit beinhaltet den Zeitraum von der Fehlererkennung und Alarmierung des Entstörpersonals bis zum Erreichen der ersten Station im fehlerbetroffenen Abgang inklusive der Fahrzeit vom aktuellen Standort des Entstörpersonals.

Fahrzeit

Fahrzeiten können für alle möglichen Strecken zwischen anfahrbaren Stationen im betrachteten Abgang richtungsabhängig berücksichtigt werden. Diese können aufgrund tageszeitlich unterschiedlicher Verkehrsverhältnisse variieren. Dafür werden Basis-Fahrzeiten zwischen allen Stationen mit einer mittleren Fahrgeschwindigkeit zum Eintritt des Fehlerzeitpunktes ermittelt. Veränderungen der Verkehrsverhältnisse werden zeitabhängig, aber für alle Strecken gleich, über eine Veränderung dieser mittleren Fahrgeschwindigkeit nachgebildet.

Messrüstzeit, Richtungsmesszeit

Sofern nicht jeder abgehende Zweig über einen Kurzschlussanzeiger verfügt, kann die Fehlerrichtung messtechnisch ermittelt werden. Für diesen Vorgang werden für alle Stationen eine gleiche Messrüstzeit zum einmaligen Aufbau der Messapparatur sowie eine Richtungsmesszeit je gemessenem Zweig angesetzt.

Notstromaktivierungszeit

Sofern keine Umschaltreserve bei Stationsfehlern vorliegt, ist eine Notstromversorgung notwendig. Hierfür wird eine entsprechende Notstromaktivierungszeit einheitlich für alle Stationen angenommen.

Schaltzeit

Der Zeitbedarf für die Durchführung einer einzelnen Schalterbetätigung wird durch diesen Parameter für jeden Leitungsabzweig individuell angesetzt und für die Dauer der Störungsbeseitigung als konstant angenommen. Er schließt das Schaltgespräch zwischen Entstörpersonal und der Netzleitstelle ein. Über eine entsprechend höhere Schaltzeit kann auch das Lösen einer fest verschraubten Leitungsverbindung nachgebildet werden.

Sichtprüfungszeit

Die längenabhängige Sichtprüfungszeit umfasst das gesamte Abfahren oder Abschreiten des Leitungsabschnitts in der Weise, dass der Leitungszustand auf jedem Teilstück identifiziert werden kann.

Zugangszeit (erster Zugang, weitere Zugänge)

Die Zugangszeit berücksichtigt den unterschiedlichen Zeitbedarf für den Stationszugang, und umfasst die Zeit vom Erreichen des Stationsstandortes bis zum Betreten des Stationsraumes (bei Gebäudestationen) inklusive dem Ablesen der Kurzschlussanzeiger und das Erkennen eines Stationsfehlers. Bei erneutem Betreten einer Station im Verlauf der Störungsbeseitigung kann die Zugangszeit von der Zeit für den ersten Zugang abweichen, was durch einen zweiten Parameter berücksichtigt wird.

3.2.3.1 Zustandsmodell

Zur Abbildung des sich im Laufe der Simulation ständig ändernden Netzzustandes und Informationsstandes des Personals über den verbleibenden Fehlersuchbereich wird ein Zustandsmodell definiert, durch dessen Eigenschaften in Verbindung mit dem statischen

Netzmodell ein aktueller Netzzustand und Informationsstand entwickelt werden können. Durch die gespeicherte Information kann jeder Zustand neuer Ausgangspunkt einer Simulation sein (z. B. auch nach unerwarteter Folgeauslösung).

Jeder Zustand enthält die folgenden Eigenschaften:

Fehlersuchbereich

Der Fehlersuchbereich beinhaltet die Menge aller Betriebsmittel, die in einem Zustand noch fehlerbehaftet sein können. Er wird durch mehrere *Fehlerbegrenzer* festgelegt, die auf Betriebsmittel verweisen. Ein möglicherweise fehlerhafter Teilnetzbereich kann aufgrund der baumartigen Topologie der Abgänge durch das ihn einspeiseseitig begrenzende Betriebsmittel (= einspeiseseitiger Fehlerbegrenzer) sowie ein oder mehrere abgangsseitig begrenzende Betriebsmittel (= abgangsseitige Fehlerbegrenzer) festgelegt werden (Bild 3.4). Fehlerbegrenzer können eine Leitung, eine Station oder eine Betriebsmittelgruppe markieren, die vollständig dem Fehlersuchbereich zugerechnet werden.

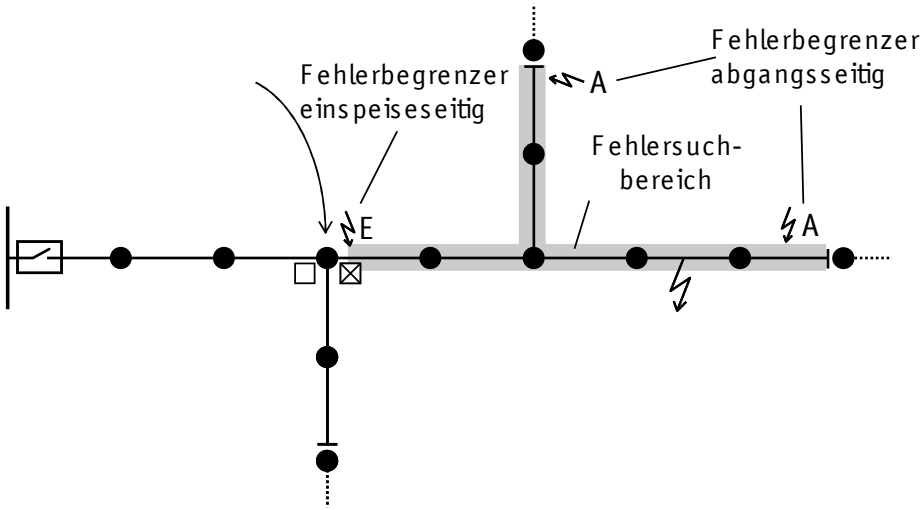


Bild 3.4 Modell des Fehlersuchbereichs

Die Fehlerbegrenzer aller Teilbereiche bilden den Fehlersuchbereich und damit den Informationsstand des Personals in einem Zustand vollständig ab. Durch den Informationsgewinn während der Fehlerortung werden Fehlerbegrenzer verschoben oder vollständig aufgehoben. Trägt ein einziges Betriebsmittel einen einspeiseseitigen und abgangsseitigen Fehlerbegrenzer, so ist es das fehlerhafte Betriebsmittel. In diesem Zustand ist die Fehlerortung abgeschlossen.

Schaltzustand

Der aktuelle Schaltzustand wird über den Zustand der Schalter an Leitungsanfang und -ende beschrieben.

Position des Personals

Die Position des Personals ist durch eine Netzstation als aktueller Standort definiert.

Wiederversorgungszeiten bereits wiederversorgter Stationen

Um nach Wiederversorgung aller Stationen für den erreichten Zustand Zielfunktionswerte berechnen zu können, werden in jedem Zustand die Wiederversorgungszeiten aller in früheren Zuständen bereits versorgter Stationen abgelegt.

Zeitbedarf seit Störungseintritt

Jeder Zustand repräsentiert genau einen Zeitpunkt im Verlauf der Störungsbeseitigung. Der Zeitbedarf seit Störungseintritt wird in jedem Zustand fortgeschrieben.

Bereits angefahrene Netzstationen

In jedem Zustand wird die Menge der im Verlauf der Störungsbeseitigung bereits angefahrenen Netzstationen gespeichert, um bei einem neuerlichen Zugang zu einer Netzstation einen eventuell reduzierten Zeitbedarf zu berücksichtigen.

3.3 Verfahren

3.3.1 Verfahrensübersicht

Bild 3.5 stellt den Ablauf des Simulationsverfahrens dar. Nach Abbildung der konstanten und zeitveränderlichen Randbedingungen der Störungsbeseitigung zum Zeitpunkt des Fehlereintritts wird ein Entscheidungsbaum aufgebaut, der ausgehend von einem Initialzustand mögliche Handlungsalternativen und durch Fehlerortung veränderte Fehlersuchbereiche bis zum Ende der Fehlerortung und Wiederversorgung aller Stationen in einzelnen Baumknoten (Handlungsknoten und Fehlerortknoten) speichert.

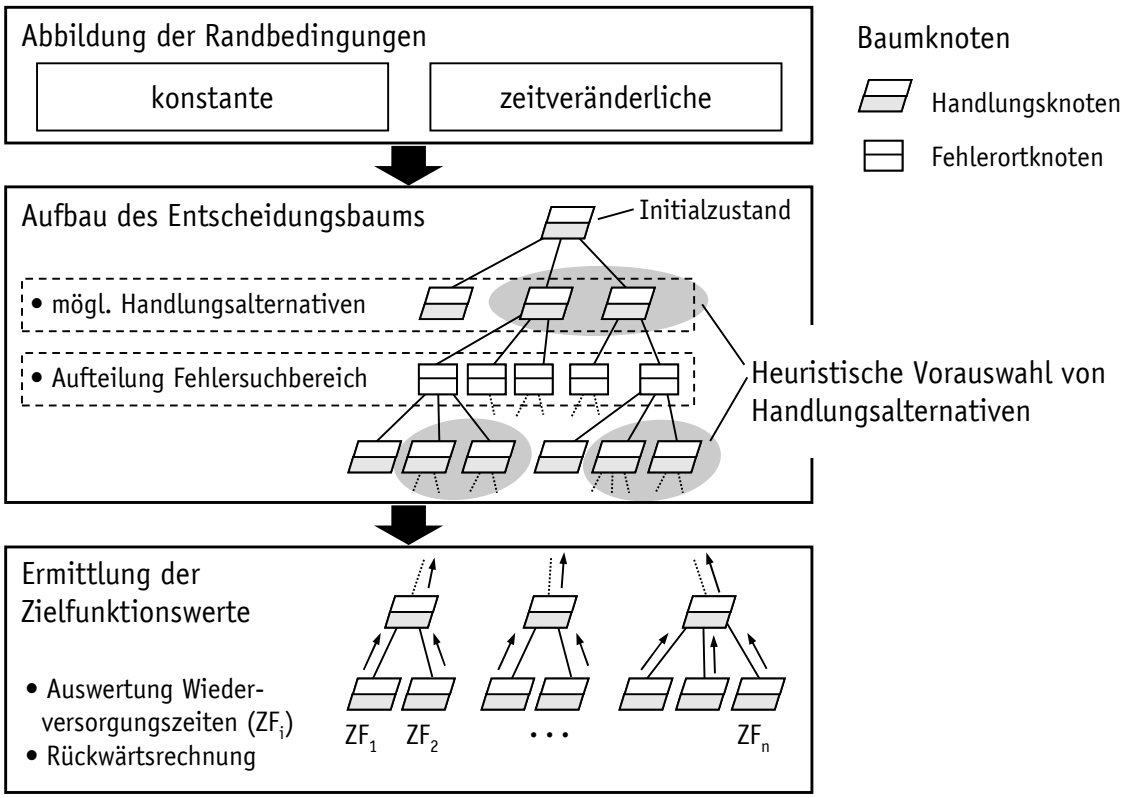


Bild 3.5 Verfahrensübersicht

Sofern ein Zustand im Entscheidungsbaum erreicht wird, in dem alle Stationen wiederversorgt sind, bildet dieser Zustand ein so genanntes „Blatt“ an einem Ende des Entscheidungsbaums. Ausgehend von diesem Blatt können die resultierenden Zielfunktionswerte aus den einzelnen Wiederversorgungszeiten der Netzstationen ermittelt werden. Zielfunktions-

werte überlagerter Knoten ergeben sich ausgehend von den Werten in den Blättern durch geeignete Rückwärtsrechnung bis zum Initialzustand.

Bei der praktischen Anwendung des Verfahrens wird der resultierende Entscheidungsbaum schrittweise durchlaufen und in jedem Zustand eine von mehreren Handlungsalternativen zur Durchführung ausgewählt. Ändern sich die Eingangsdaten im Verlauf der Störungsbeseitigung gegenüber den ursprünglichen Annahmen, so wird ausgehend von diesem aktuellen Zustand ein neuer Entscheidungsbaum mit eventuell abweichenden Handlungsalternativen aufgebaut.

Da bei praxisüblichen Stationsanzahlen der Abgänge der Entscheidungsbaum jedoch eine Größe erreicht, die mit heute üblichen Rechnersystemen nicht in allen Fällen beherrschbar ist, wird in jedem Zustand eine heuristische Vorauswahl möglicher alternativer Folgehandlungen vorgenommen, die die Güte der gefundenen Lösung nur unwesentlich beeinträchtigen. Auf die Vorauswahl wird im Folgenden nicht näher eingegangen.

3.3.2 Aufbau des Entscheidungsbaums

Initialzustand

Beginnend mit dem Initialzustand, der alle Randbedingungen inklusive des aktuellen Schaltzustands und aller vorliegenden Informationen zum Zeitpunkt der Schutzauslösung umfasst, erfolgt der Aufbau des Entscheidungsbaums.

Der Fehlersuchbereich kann schon vor Beginn der Störungsbeseitigung auf einen *Meldebereich* durch Auswertung der Information ferngemeldeter Kurzschlussanzeiger, der Leistungsschalter im Abgang oder einer Distanzortung eingegrenzt werden (vgl. Kapitel 2.5.3).

Nach Ermittlung des Meldebereichs ist aus den Defizithäufigkeiten der Betriebsmittel deren individuelle Fehlerwahrscheinlichkeit im vorliegenden Fehlerfall ermittelbar:

$$Pr_j = \frac{H_{Dj}}{\sum_{j=1}^{m} H_{Dj}} \tag{3.1}$$

- H_{Dj} Häufigkeit eines Fehlers des Betriebsmittels j
- m Anzahl Betriebsmittel im Meldebereich
- Pr_j Wahrscheinlichkeit, dass im anstehenden Fehlerfall das Betriebsmittel j fehlerbehaftet ist

Sofern eine rein fernbedienbare Wiederversorgung einzelner Stationen zu Beginn der Störungsbeseitigung vorliegenden Informationen zum Fehlersuchbereich möglich ist, werden die dafür erforderlichen Schalthandlungen ermittelt und im Initialzustand abgelegt. Dabei kann der wiederversorgte Abschnitt des Abgangs, insbesondere bei Distanzortungsinformationen, auch nur eine Teilmenge des sicher fehlerfreien Abschnitts sein (Bild 3.6).

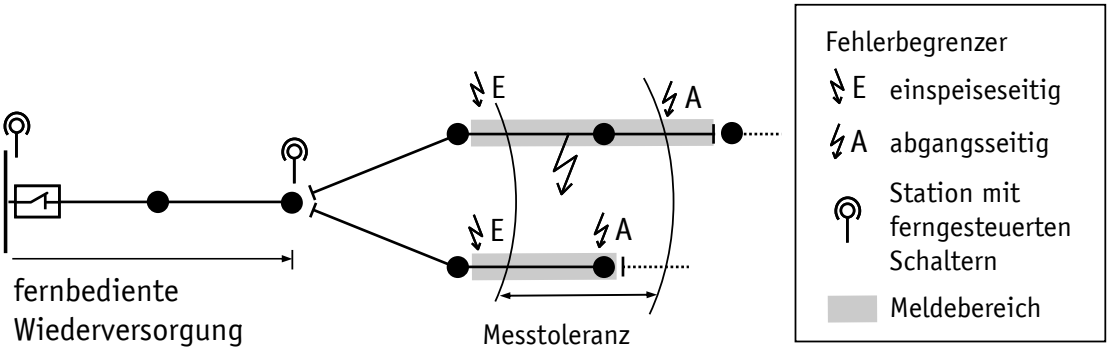


Bild 3.6 Rein fernbediente initiale Teilwiederversorgung (Beispiel Distanzortung)

Ermittlung der Folgezustände

Im Entscheidungsbaum wird der gesamte Ablauf der Störungsbeseitigung ausgehend vom Initialzustand abgelegt. Jeder Knoten des Baumes repräsentiert einen Zustand im Verlauf der Störungsbeseitigung, von dem aus Verzweigungen abgehen, die entweder mögliche Handlungsentscheidungen (z. B. Anfahrten) oder eine Veränderung des Kenntnisstandes über den möglichen Fehlersuchbereich (z. B. durch Ablesen von Kurzschlussanzeigern) darstellen. Für die unterschiedlichen Verzweigungen, die Alternativen für Folgehandlungen oder mögliche Resultate einer Fehlerortung sein können, werden zwei unterschiedliche Knotentypen verwendet: Handlungsknoten und Fehlerortknoten. Auf beide Knotentypen wird im Folgenden näher eingegangen.

3.3.2.1 Handlungsknoten

In einem Handlungsknoten werden sinnvolle alternative Folgehandlungen ermittelt, die sich auf Fehlerortung oder Schalthandlung beziehen. Diese werden über verschiedene Verzweigungen im Entscheidungsbaum verfolgt. Folgende Handlungen sind entsprechend der Analyse möglich:

- **Anfahrt und Ablesen Kurzschlussanzeiger**
  Sofern keine weiteren Informationen in einer Station mehr zu erhalten sind, so stellen die Weiterfahrt zu einer anderen Station oder die Sichtprüfung Handlungsalternativen dar.

- **Leitungsmessung**
  Wenn in einer Station keine Informationen über Kurzschlussanzeiger in allen Abzweigungen zu erhalten sind, kann das Personal am aktuellen Standort eine Messung der Fehlerrichtung vornehmen, sofern in Messrichtung bis zu den aktuell begrenzenden Trennstellen ausschließlich Kabel verlegt sind. Jede Einzelmessung einer Leitung wird als eigene Handlung modelliert, so dass die Auswahl der zu messenden Abzweigung ein Freiheitsgrad ist. Die Begrenzung der Leitungsmessung auf den aktuellen Standort des Personals stellt ein Element der heuristischen Vorauswahl sinnvoller Handlungsalternativen zur Rechenzeit- und Speicherbedarfsbegrenzung dar.

- **Sichtprüfung**
  Das Entstörpersonal kann von einer Station ausgehend eine Sichtprüfung einer Freileitung vornehmen. Die Auswahl der zu prüfenden Leitung ist ein Freiheitsgrad. Eine begonnene Sichtprüfung wird immer als vollständig bis zum Ende der Leitung und der dort befindlichen Station durchgeführt modelliert, unabhängig davon, ob der Fehler gefunden wird oder nicht.

- **Teilwiederversorgung**
  Bei jeder Veränderung des Informationsstandes des Personals wird überprüft, ob Stationen wiederversorgt werden können. Diese Teilwiederversorgung bezieht sich immer auf den Bereich des Abgangs, der mit der letzten Fehlerortungshandlung als fehlerfrei erkannt wurde. Sollte die über eine Trennstelle bereitgestellte Reserveleistung nicht ausreichen, um die Last aller über die Reservestellung zu versorgenden Stationen zu decken, so wird diese Teilwiederversorgung nicht durchgeführt, da sonst ein hoher Schaltaufwand und infolge dessen ein hoher Zeitbedarf notwendig ist. Für eine endgültige Wiederversorgung aller Stationen muss dann eventuell eine verteilte Wiederversorgung erfolgen, die erst nach Abschluss der Fehlerortung überprüft wird.

- **Freischalt- und Wiederversorgungsreihenfolge**
  Ist der Fehler auf ein Betriebsmittel oder eine Betriebsmittelgruppe eingegrenzt, so müssen das fehlerhafte Betriebsmittel allseitig freigeschaltet und die fehlerfreien Netzabschnitte wiederversorgt werden. Die hierzu notwendigen Schalthandlungen sind determiniert. Ihre möglichen Reihenfolgen werden vollständig enumeriert. Dazu wird die Menge aller Wiederversorgungsstellen (Trennstellen, Einspeisung) und der an den Fehlerort angrenzenden Stationen unter zwei Randbedingungen permutiert:

  - Ein Netzabschnitt muss freigeschaltet sein, bevor er wiederversorgt wird.
  - Es wird jeweils nur eine der alternativen Wiederversorgungsstellen gewählt.

  Für das Beispiel nach Bild 3.7 ergeben sich daraus die Bedingungen A vor B (oder A vor B') und C vor D und damit 12 Permutationen:

ABCD	ACBD	ACDB	CDAB	CABD	CADB
AB'CD	ACB'D	ACDB'	CDAB'	CAB'D	CADB'

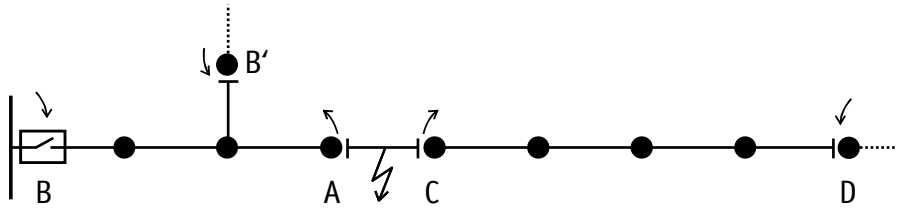


Bild 3.7 Notwendige Schalthandlungen zur Freischaltung und Wiederversorgung (Beispiel)

Eine Notstromversorgung bei Stationsfehlern oder in Stichen ist unabdingbar, wenn der Fehler zweifelsfrei auf Betriebsmittel im Stich zurückzuführen ist. Die Notstromversorgung ist entkoppelt von der übrigen Wiederversorgung anzusehen, so dass für alle betroffenen Stationen eine zeitgleiche Notstromaktivierungszeit angenommen wird.

- **Wiederversorgung bei beschränkter Reserveleistung**
  Reicht die Reserveleistung keiner Trennstelle allein aus, die Stationen eines Netzabschnitts wiederzuversorgen, so muss eine auf mehrere Trennstellen verteilte Wiederversorgung erfolgen, ohne dass mehrere Trennstellen gemeinsam auf einen Netzabschnitt geschaltet werden dürfen. Hierzu ist eine geeignete geschlossene Handlungsfolge zu ermitteln.

3.3.2.2 Fehlerortknoten

Nach Durchführung einer Handlung durch das Entstörpersonals liegt ein neuer Informationsstand vor, durch den der Fehler identifiziert oder zumindest der Fehlersuchbereich weiter eingegrenzt werden kann. Da zu Beginn der Störungsbeseitigung das Ergebnis der Fehlerortungshandlungen nicht bekannt ist, müssen während der Simulation alle möglichen Ergebnisse in eigenen Pfaden des Entscheidungsbaums durch Fehlerortknoten nachgebildet werden.

- **Fehlerrichtung aufgrund von Kurzschlussanzeiger-Information**
  Nach Anfahrt einer Station mit Kurzschlussanzeigern lässt sich der Fehlersuchbereich auf eine oder mehrere Fehlerrichtungen – je nach Abzweig- und Kurzschlussanzeigerzahl eingrenzen. Alle Kombinationen möglicher Kurzschlussanzeiger-Werte und damit alle hierdurch möglichen Veränderungen des Fehlersuchbereichs werden durch verschiedene Pfade im Entscheidungsbaum nachgebildet. Dabei wird davon ausgegangen, dass die gesamte Information der Kurzschlussanzeiger in einer Station zeitgleich vorliegt.
- **Fehlerrichtung aufgrund von Messung**
  Nach jeder Messung in eine von mehreren möglichen Fehlerrichtungen wird der Fehlersuchbereich dahingehend eingegrenzt, dass die Messung mit positivem Ergebnis (Fehlerrichtung in Messrichtung) oder mit negativem Ergebnis (Fehlerrichtung nicht in Messrichtung) beendet wird. Dabei kann bei Ausschluss anderer Möglichkeiten auch durch ein negatives Ergebnis die Fehlerrichtung eindeutig bestimmt sein.
- **Fehlerort aufgrund einer Sichtprüfung**
  Bei Durchführung der Sichtprüfung eines Freileitungsabschnitts wird der Fehlersuchbereich insofern eingegrenzt, dass das gerade geprüfte Betriebsmittel als fehlerbehaftet oder fehlerfrei erkannt wird.
- **Stationsfehler**
  Bei Anfahrt einer Station wird in jedem Fall eine Sichtprüfung der Station durchgeführt. Dabei kann eine Station als fehlerbehaftet oder fehlerfrei erkannt werden.

Beginnend mit einem Handlungsknoten (initiale Teilwiederversorgung oder erste Anfahrortsentscheidung) wechseln sich mit zunehmender Tiefe des Entscheidungsbaums Handlungs- und Fehlerortknoten ab, wobei auf einen Handlungsknoten mehrere Fehlerortknoten folgen können (z. B. bei Betreten einer Station Entscheidung über Stationsfehler, anschließend über die Fehlerrichtung nach Ablesen der Kurzschlussanzeiger). Von einem Fehlerortknoten können sich mehrere Handlungsknoten (z.B. Entscheidung über eine Teilwiederversorgung, anschließend neue Anfahrortentscheidung) ableiten. Die Blätter des Entscheidungsbaums sind ausschließlich Handlungsknoten, in denen die letzte Zuschalthandlung oder Notstrommaßnahme zur Wiederversorgung simuliert wird.

Bild 3.8 zeigt beispielhaft einen Ausschnitt eines so gebildeten Entscheidungsbaums. Nach erster Anfahrt zur Station A, Ausschluss des Stationsfehlers und Ablesen der Kurzschlussanzeiger in der Station A, die auf einen Fehler Richtung Station B hinweisen, ist durch den ersten Handlungsknoten des Restbaums die folgende Entscheidung über eine Teilwiederversorgung repräsentiert.

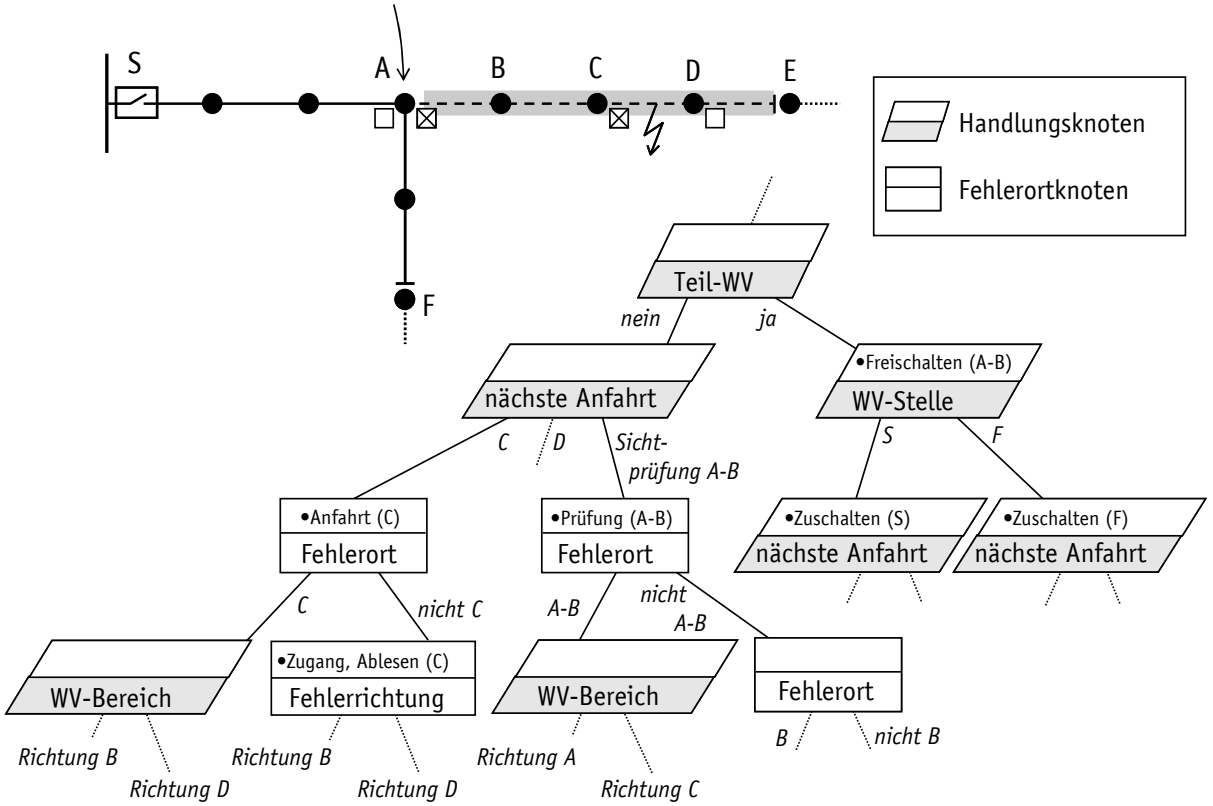


Bild 3.8 Ausschnitt eines Entscheidungsbaums (Beispiel)

Wird eine solche Teilwiederversorgung nicht durchgeführt, so kann die Fehlerortung durch eine Anfahrt der mit Kurzschlussanzeigern ausgestatteten Stationen C oder D oder durch eine Sichtprüfung der Leitung A-B fortgesetzt werden. Bei Durchführung einer Teilwiederversorgung muss in Station A die Leitung A-B freigeschaltet werden. Als mögliche Zuschaltorte stehen die Einspeisestation S und die Trennstelle F zur Verfügung, die alternativ angefahren werden können.

3.3.2.3 Erweiterung des Entscheidungsbaums bei Folgeauslösungen

Bei einer Folgeauslösung nach (Teil-)Wiederversorgung wird in einem neuen Fehlerortknoten der neue Zustand (entsprechend Kapitel 3.2.3.1) nach Folgeauslösung nachgebildet. Ausgehend von diesem Knoten werden sinnvolle Handlungs- oder Fehlerortknoten erzeugt und ein neuer Entscheidungsbaum basierend auf dem Zustand nach Folgeauslösung aufgebaut.

Bei der Ermittlung des Zustandes nach Folgeauslösung wird ein neuer Fehlersuchbereich, der sich nach der Folgeauslösung ergibt, bestimmt. Dazu werden die nach Folgeauslösung falsch anzeigenden Kurzschlussanzeiger ermittelt, da diese keine sinnvolle Aussage mehr über die Fehlerrichtung zulassen. Weiterhin müssen die Reserveleistung und die bisherigen Versorgungsunterbrechungen der Stationen, deren Wiederversorgung aufgrund der Folgeauslösung nicht möglich ist, auf die Werte vor der Folgeauslösung zurückgesetzt werden. Der neue Zustand wird somit basierend auf dem Zustand vor Folgeauslösung und dem Informationsgewinn durch die Folgeauslösung erzeugt.

Unmittelbar nach der Erzeugung des neuen Zustandes werden Maßnahmen durchgeführt, die als Reaktion auf die Folgeauslösung erforderlich sind, um die zuvor durchgeführten Maßnahmen zur sich als fehlgeschlagen herausgestellten (Teil-)Wiederversorgung rückgängig zu machen. Dazu wird bei Versorgung über einen Nachbarabgang die wiederversorgende

Trennstelle geöffnet und der ausgelöste Leistungsschalter des Nachbarabgangs geschlossen. Die im Vorgängerknoten vorgenommenen Freischaltungen werden rückgängig gemacht. Zum erneuten Freischalten der Station, über die teilwiederversorgt wird, (Wiederversorgungsstation) sind keine zusätzlichen Fahrten erforderlich, da sich entweder bei nicht vorliegender Fernsteuertechnik das Personal zum Zeitpunkt der Folgeauslösung nach Teilwiederversorgung bereits vor Ort befindet oder durch Fernsteuerung geschaltet werden kann.

Die Maßnahmen unmittelbar nach Folgeauslösung werden nicht explizit in Handlungsknoten modelliert, da sie ausschließlich bei Folgeauslösungen durchgeführt werden müssen. Die Handlungen unmittelbar nach einer Folgeauslösung sind somit spezifisch für die Folgeauslösung und werden ohne Erzeugung eines neuen Knotens im Entscheidungsbaum durchgeführt.

Im Folgenden wird die Vorgehensweise bei der Bestimmung des neuen Fehlersuchbereichs nach einer Folgeauslösung beschrieben und es wird die Nachbildung der Entstörmaßnahmen nach Eintritt einer Folgeauslösung dargestellt.

Zur Bestimmung des neuen Fehlersuchbereichs wird zunächst ein initialer Fehlerbereich festgelegt, der sämtliche mit der Wiederversorgungsstation verbundenen Betriebsmittel beinhaltet. Aus diesem Fehlersuchbereich werden die bereits besuchten Stationen durch Anpassung der Fehlerbegrenzer entfernt.

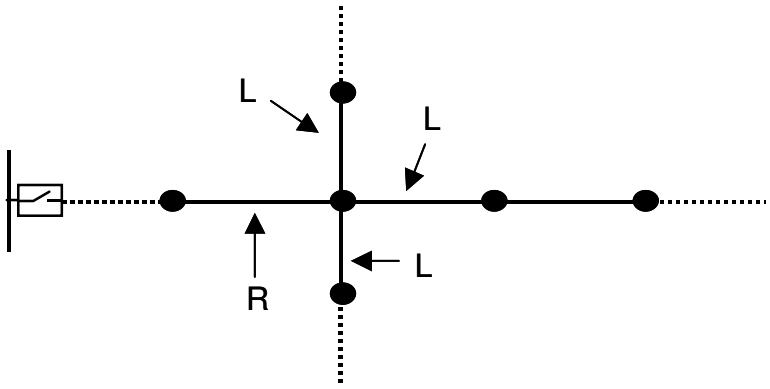


Bild 3.9 Neue Fehlerbegrenzer einer besuchten Station

Bild 3.9 zeigt dazu beispielhaft die neu gesetzten Fehlerbegrenzer nach Entfernen einer Abzweigstation aus dem Fehlersuchbereich. Der die Station speisende Zweig definiert hierbei einen rechten Fehlerbegrenzer (R) und alle Nachfolgezweige der Station linke Fehlerbegrenzer (L). Bei der Entfernung einer besuchten Station aus dem Fehlersuchbereich werden alle Fehlerbegrenzer angepasst. Die Station, an der die Freischaltung des Wiederversorgungsbereichs vorgenommen wird, ist als Sonderfall zu betrachten. Falls diese Station eine Abzweigstation ist und mehrere Kurzschlussanzeiger angeregt sind, dann muss einer der Kurzschlussanzeiger falsch angeregt sein. In diesem Fall kann nicht sicher entschieden werden, welcher der Kurzschlussanzeiger falsch angeregt ist. Nur durch willkürliches Freischalten und Abwarten einer Folgeauslösung kann der Fehlersuchbereich durch eine erneute Fehlerrichtungsentscheidung eingegrenzt werden. Der zuvor freigeschaltete Zweig ist bei einer Folgeauslösung dann sicher fehlerfrei. In diesem Fall werden die Fehlerbegrenzer so angelegt, dass die Station und der zuvor abgeschaltete Zweig als sicher fehlerfrei betrachtet werden. Neben den Stationen werden ebenfalls sichtgeprüfte Leitungen als sicher fehlerfrei aus dem Fehlersuchbereich entfernt.

Ausgehend von dem neuen Zustand nach einer Folgeauslösung müssen sinnvolle Folgehandlungen zur Störungsbeseitigung durchgeführt werden, um den Fehlersuchbereich zu verkleinern, bis der Fehler gefunden ist. In Abhängigkeit des neuen Fehlersuchbereichs werden unterschiedliche Entstörmaßnahmen durchgeführt. Entsprechend dem zuvor vorgestellten Knotenmodell können sowohl Handlungs- als auch Fehlerortknoten aufbauend auf dem neuen Zustand erzeugt werden. Diese können Anfahrortentscheidungen, Sichtprüfungen, Fehlerrichtungsentscheidungen oder die Identifikation des fehlerhaften Betriebsmittels beinhalten. In Abhängigkeit des neuen Fehlersuchbereichs wird eine dieser Möglichkeiten ausgewählt und genau ein Folgeknoten im Entscheidungsbaum erzeugt.

Falls der Fehlerbereich aus genau einem Betriebsmittel besteht, d. h. ein Fehlerbegrenzerpaar aus einem linken und rechten Fehlerbegrenzer existiert und beide Fehlerbegrenzer auf dasselbe Betriebsmittel zeigen, so ist der Fehler gefunden und es folgt eine sukzessive Wiederversorgung des Abgangs.

Bei nicht gefundenem Fehler und damit mehreren potenziell fehlerhaften Betriebsmitteln werden zwei Alternativen unterschieden:

1. Die Station zur Freischaltung für die (Teil-)Wiederversorgung ist eine Abzweigstation: In diesem Fall wird eine Fehlerrichtungsentscheidung generiert auf der ein kompletter Entscheidungsbaum aufgebaut wird. Diese Fehlerrichtungsentscheidung ist Voraussetzung für die weitere Entstörung, falls mehrere Kurzschlussanzeiger in der Abzweigstation angeregt sind.
2. Die Station zur Freischaltung für die (Teil-)Wiederversorgung ist keine Abzweigstation: In diesem Fall wird als nächster Knoten im Entscheidungsbaum ein Handlungsknoten mit Anfahrortentscheidung erzeugt.

Da bereits unter der Annahme zuverlässig anzeigender Kurzschlussanzeiger aus Rechenzeit- und Speicherbedarfsgründen keine vollständige Enumeration aller Handlungsalternativen im Entscheidungsbaum erfolgen kann (s. Abschnitt 3.2.3), kann der seltene Fall von Fehlanzeigen nicht direkt in einem vor Fehlereintritt erstellten Entscheidungsbaum berücksichtigt werden. Bei Eintreten des Ereignisses muss dann online eine weitergehende Rechnung unter Berücksichtigung der oben angeführten Anpassungen erfolgen. Die Ermittlung von Handlungsalternativen nach einem Zuschalten auf den Fehler setzt demnach derzeit noch zwingend den online-Einsatz des Verfahrens voraus.

3.3.3 Ermittlung der Zielfunktionswerte

In jedem Blatt des Entscheidungsbaums ist für einen bestimmten Fehler eine definierte Folge von Handlungsschritten, die eine abgeschlossene Störungsbeseitigung bilden, gespeichert. Bei Durchlauf durch den Baum wird, unabhängig von der jeweiligen Wahl der Alternativen in den Handlungsknoten, allerdings bei Verfolgung aller Pfade, die von Fehlerortknoten ausgehen, jeder Fehler genau einmal gefunden. Eine mögliche, vollständige Handlungsfolge für die Störungsbeseitigung, d. h. eine *Störungsbeseitigungsstrategie*, ist also dadurch gegeben, dass in jedem Handlungsknoten eine Alternative ausgewählt wird.

Die Bewertung der alternativen Handlungen erfolgt anhand ihrer Zielfunktionswerte (z. B. minimale Summe der Wiederversorgungszeiten), die bei Durchführung einer Alternative für die verbleibenden Fehler noch erreicht werden kann. Die Wahl der Alternative mit dem besten Zielfunktionswert führt zur optimalen Störungsbeseitigungsstrategie hinsichtlich der gewählten Zielgröße.

Zur Bewertung der Handlungsalternativen wird ausgehend von dem Abschluss der Störungsbeseitigung der jeweils erreichte Zielfunktionswert für jeden Fehler ermittelt. Hierfür können in jedem Blatt die fehlerspezifischen Wiederversorgungszeiten aller Stationen

$T_{WV,i,j}$ Wiederversorgungszeit von Station i bei Fehler des Betriebsmittels j

abgelesen werden.

Sind die Stationen mit einem von der Wiederversorgungszeit abhängiges Gewicht $g_i(T_{WV})$ belegt, oder ist die einfache Summe der Wiederversorgungszeiten ($g_i(T_{WV}) = 1$) normiert, so ergibt sich der Zielfunktionswert in jedem Blatt zu

$$T_{\sum WV,j} = \left(\sum_{i=1}^{n_j} g_i(T_{WV,i,j}) \cdot T_{WV,i,j}\right) \tag{3.2}$$

mit

$T_{\sum WV,j}$ mit den individuellen Stationsgewichten bewertete Summe der Wiederversorgungszeiten bei Fehler des Betriebsmittels j

$g_i(T_{WV,i,j})$ Gewicht der Station i bei Wiederversorgungszeit $T_{WV,i,j}$

n_j Anzahl der von einem Fehler des Betriebsmittels j betroffenen, relevanten Stationen

Ist die zu minimierende Zielgröße die Minimierung der maximalen Wiederversorgungszeit, so lautet der Zielfunktionswert des Blatts:

$$T_{maxWV,j} = \max_{i \in \{1;n_j\}} T_{WV,i,j} \tag{3.3}$$

mit

$T_{maxWV,j}$ maximale Wiederversorgungszeit über alle Stationen bei Fehler auf dem Betriebsmittel j.

Diese Zielfunktionswerte werden an ihre überlagerten Knoten weitergegeben, um sie dort für mehrere Fehler zu kombinieren. Diese Kombination wird in den Fehlerortknoten in Abhängigkeit von der gewählten Zielgröße durchgeführt.

3.3.3.1 Minimierung der (gewichteten) Summe der Wiederversorgungszeiten

Für die Bildung eines Zielfunktionswerts unter Berücksichtigung noch aller möglichen Fehlerorte werden die erreichbaren Wiederversorgungszeiten mit der Wahrscheinlichkeit der einzelnen Fehler gewichtet und durch einfache Summation zu einem gesamten Zielfunktionswert addiert. Der fehlergewichtete Zielfunktionswert wie folgt:

$$T_{\sum WV}^{D_k} = \sum_{j=1}^{m_k} Pr_j \cdot T_{\sum WV,j} \tag{3.4}$$

mit

$T_{\sum WV}^{D_k}$ fehlergewichtete Summe der Wiederversorgungszeiten im Fehlerortknoten k

m_k Anzahl der im Fehlerortknoten k möglicherweise noch fehlerhaften Betriebsmittel

3.3.3.2 Minimierung der maximalen Wiederversorgungszeit

Da die maximale Wiederversorgungszeit für den unter Berücksichtigung aller noch möglichen Fehler ermittelt werden muss, lautet der Zielfunktionswert:

$$T_{max\,WV}^{D_k} = \max_{j\in\{1;m_k\}} T_{max\,WV,j} \tag{3.5}$$

mit

$T_{maxWV}^{D_k}$ die maximale Wiederversorgungszeit im Fehlerortknoten k

3.3.3.3 Minimierung der (gewichteten) Summe der Wiederversorgungszeiten unter Einhaltung einer maximalen Wiederversorgungszeit

Für diese Zielgröße werden beide oben beschriebenen Zielfunktionswerte $T_{\sum WV}^{D_k}$ und $T_{maxWV}^{D_k}$ ermittelt.

Diese in allen Fehlerortknoten vorliegenden Zielfunktionswerte $T_{\sum WV}^{D_k}$ und/oder $T_{maxWV}^{D_k}$ werden an ihre überlagerten Handlungsknoten weitergereicht und sind dort für verschiedene Handlungsalternativen direkt vergleichbar. Aufgrund des Kriteriums möglichst minimaler Zielfunktionswerte führt diejenige Alternative zu dem besten Resultat, für die gilt:

$$T_{\sum WV}^{S_l} = \min_{k\tilde{I}\{1;r_l\}} T_{\sum WV}^{D_k} \tag{3.6}$$

bei Minimierung der (gewichteten) Summe der Wiederversorgungszeiten bzw.

$$T_{maxWV}^{S_l} = \min_{k\tilde{I}\{1;r_l\}} T_{maxWV}^{D_k} \tag{3.7}$$

bei Minimierung der maximalen Wiederversorgungszeit.

Mit

$T_{\sum WV}^{S_l}$ bestmögliche (gewichtete) Summe der Wiederversorgungszeiten im Handlungsknoten ℓ

r_l Anzahl Alternativen im Handlungsknoten ℓ

$T_{maxWV}^{S_l}$ bestmögliche maximale Wiederversorgungszeit im Handlungsknoten ℓ

Ist die Minimierung der (gewichteten) Summe der Wiederversorgungszeiten unter Einhaltung einer maximalen Wiederversorgungszeit T_{grenz} die Zielgröße, so wird Gleichung 3.6 für alle die Alternativen k angewandt, für die gilt:

$$T_{max\,WV}^{S_{\ell,k}} \leq T_{grenz} \tag{3.8}$$

Nach Aufbau des gesamten Entscheidungsbaums können demnach über einfache mathematische Operationen durch Rückwärtsrechnung allen Alternativen in den Handlungsknoten Zielfunktionswerte zugeordnet werden (Bild 3.10). Die Auswahl der Entscheidung, die jeweils zum minimalen Zielfunktionswert führt, liefert den besten Zielfunktionswert der gesamten Störungsbeseitigung.

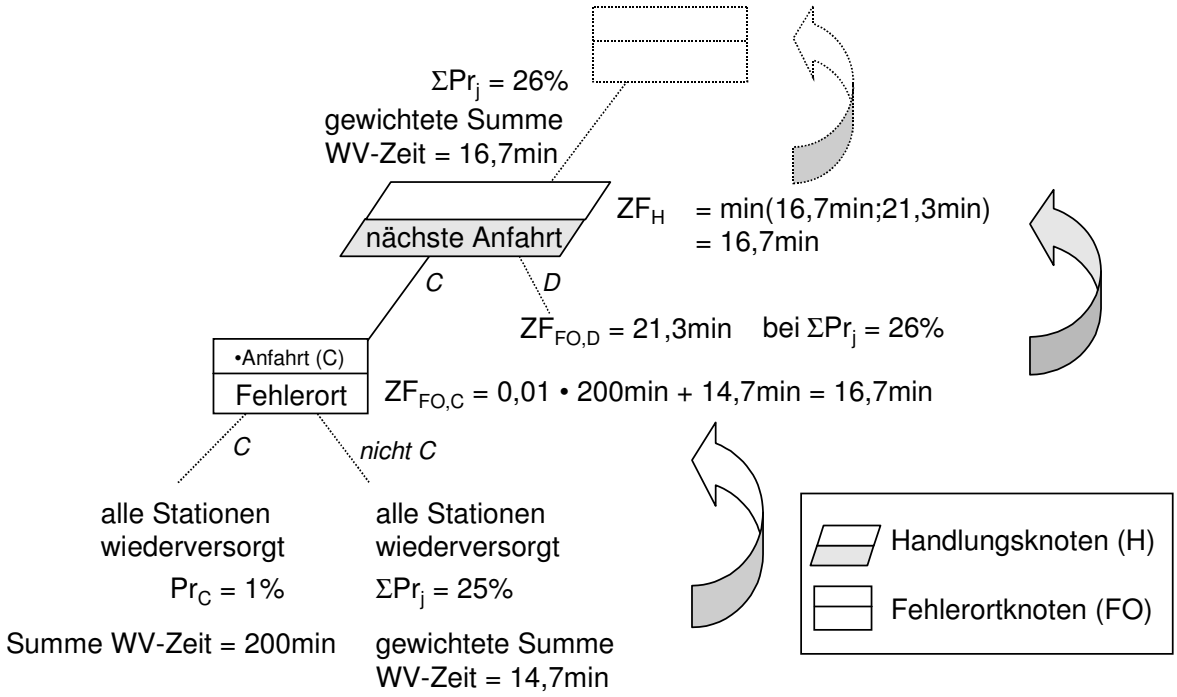


Bild 3.10 Berechnung des Zielfunktionswerts für jeden Knoten (Beispiel)

Bei Minimierung der (gewichteten) Summe der Wiederversorgungszeiten sind auch durchschnittliche Wiederversorgungszeiten leicht ermittelbar:

Bei Vernachlässigung der Stationsgewichte liefert der beste Zielfunktionswert der ersten Anfahrortentscheidung die minimale Summe der Wiederversorgungszeiten für alle Fehler bei optimaler Auswahl der gebotenen Handlungsalternativen. Dieser Wert, bezogen auf die Anzahl der vom Fehler betroffenen Stationen, liefert die durchschnittliche Wiederversorgungszeit über alle Stationen:

$$T_{WV}^{S_1} = \frac{1}{n_j} T_{\Sigma WV}^{S_1} \tag{3.9}$$

4 Praxistauglichkeit und Datengenauigkeit

4.1 Methodisches Vorgehen

Durch die Zusammenarbeit mit im Rahmen dieses Forschungsprojektes teilnehmenden Netzbetreibern konnten Daten realer Netze für die anstehenden Untersuchungen zusammengestellt und ausgewertet werden. Die Auswahl umfasste dabei das gesamte Spektrum typischer Abgangsstrukturen in Mittelspannungsnetzen. Darüber hinaus wurden, insbesondere weil keiner der Netzbetreiber stark ländliche Versorgungsgebiete erfasst, zusätzlich auf Basis von Erfahrungen parametrierte realitätsnahe Netze aufbereitet.

Zur Überprüfung der Praxistauglichkeit des Verfahrens wurden Untersuchungen in Bezug auf konstante und zeitveränderliche Randbedingungen (Kapitel 2.6) durchgeführt. Jeder Parameter und jede Randbedingung kann, neben dem direkt ersichtlichen Einfluss auf den Zeitaufwand, im Verhältnis zu den übrigen Parametern einen Einfluss auf die optimale Entstörungsstrategie besitzen und deren Genauigkeit damit kritisch für die Anwendung des Verfahrens sein. Anders als die konstanten Randbedingungen, welche bei den Netzbetreibern im Netzleit- und GIS-System verfügbar sind, müssen die zeitveränderlichen Randbedingungen größtenteils mit unterschiedlich großem Aufwand erfasst oder prognostiziert werden.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich die folgenden Ziele für die exemplarischen Untersuchungen:

- Aufzeigen des Nutzens des Verfahrens in der Anwendung durch Vergleich mit praxisüblichen Strategien. Ursprünglich war geplant, die Strategien des Verfahrens direkt mit realen Entstörprozessen zu vergleichen, um so den Mehrwert einer Verfahrensanwendung aufzuzeigen. Es stellte sich jedoch heraus, dass die Aufzeichnungen der Netzbetreiber zwar ausführlich auf Störungsursachen und aufgetretene Versorgungsunterbrechungen eingehen, jedoch nicht lückenlos die Reihenfolge von Anfahrten und Schalthandlungen wiedergeben. Aus diesem Grund erfolgt ein Vergleich mit den Standardstrategien aus Abschnitt 2.5.4.
- Ein weiterer Nutzen bei der Verfahrensanwendung kann sich dadurch ergeben, dass das Verfahren es erlaubt, im Sinne der Berechnungsmethodik für DISQUAL-Kenngrößen (s. Abschnitt 2.1) die Optimierung der durchschnittlichen Versorgungszuverlässigkeit über alle Letztverbraucher zu unterstützen. Die Anzahl und Bedeutung der Letztverbraucher wird auf der MS-Ebene in Deutschland über die installierte Leistung der Transformatoren in Ortsnetz- und Letztverbraucherstationen erfasst.
- Darüber hinaus soll in dieser Arbeit untersucht werden, wie sich die Gewichtung eines Kunden bzw. einer Station, auf die Strategie der Störungsbeseitigung und die Wiederversorgungszeit aller anderen Stationen auswirkt. Bei einem neuen Kunden und einer damit möglichen vertraglichen Zusicherung einer bestimmten Wiederversorgungszeit kann die Auswirkung auf die Störungsbeseitigung und die Wiederversorgungszeit abgeschätzt werden. Netztechnische Maßnahmen bleiben dabei jedoch außer Betracht.
- Unter dem Gesichtspunkt der Datengenauigkeit ist zu klären, welchen Einfluss alle aus der Analyse hervorgegangenen Eingangsparameter in ihrem möglichen Schwankungs-

bereich auf den optimalen Entstörprozess haben. Damit lässt sich beurteilen, ob sich für einen Netzbetreiber die Möglichkeit bietet, Strategien für jeden Abgang im Vorfeld zu optimieren und für die Störungsbeseitigung zu hinterlegen, oder ob aufgrund relevanter zeitveränderlicher Randbedingungen die Strategie zeitnah beim Eintritt einer Störung jeweils neu berechnet werden muss. Das Ergebnis dieser Untersuchungen ergibt damit eine Abschätzung des resultierenden Datenaufwands für einen praktischen Einsatz des Verfahrens. Parameter, die nur geringe oder keine Einflüssen auf die Strategie oder den gesamten Zeitaufwand haben, können möglicherweise bei einem zu großen Beschaffungsaufwand und damit verbundenen Kosten unter der Inkaufnahme einer geringen Abweichung von der optimalen Strategie geeignet abgeschätzt werden. Im Falle, dass die beschriebenen zeitveränderlichen Parameter einen deutlichen Einfluss auf den Störungsbeseitigungsprozess haben, müsste das Personal unter der Berücksichtigung dieser veränderlichen Daten beim Eintritt der Störung eine Simulation durchführen. Dadurch steigt der Datenaufwand und damit verbunden die Kosten für den praktischen Einsatz des Verfahrens.

Bei der Auswahl der untersuchten Parameter muss zur Analyse, welcher Nutzen eine zeitnahe oder online-Anwendung des Verfahrens aufweist, Fokus auf die zeitlich veränderlichen und damit nur zeitnah zur Störung verfügbaren Daten gelegt werden:

- In Kapitel 2.6.1 wurde auf die Ausgangsposition des Entstörpersonals als zeitveränderliche Randbedingung eingegangen. Dabei wurden verschiedene Szenarien in Bezug auf die Ausgangsposition angesprochen. In seiner normalen Dienstzeit ist das Personal mit üblichen Arbeiten im Netz beschäftigt. Außerhalb des Dienstes kann im Störungsfall nur auf das Personal, welches Bereitschaftsdienst hat, zugegriffen werden. Während beim Bereitschaftsdienst die Position des Personals fest vorgegeben ist, ist für den Störungsfall tagsüber zu untersuchen, ob abhängig von der Position des Personals eventuell unterschiedliche optimale Anfahrorte existieren und inwiefern es durch die Ausgangsposition zur Strategieänderungen kommen kann.
- Im anschließenden Kapitel 2.6.2 wird die Verkehrssituation als weitere zeitveränderliche Randbedingung analysiert. Abhängig von der gegebenen Verkehrssituation kann die Fahrgeschwindigkeit und die damit direkt verbundene Fahrzeit zwischen den Netzstationen stark variieren. Bei den Netzbetreibern werden zurzeit keine Daten zu den genauen Fahrtzeiten zwischen einzelnen Stationen erfasst. Eine solche Erfassung ist für die Ermittlung belastbarer Werte sehr aufwendig und wenig praktikabel. Um trotzdem eine Aussage über die Qualität der auf Basis von Durchschnittsgeschwindigkeiten berechneten Fahrtzeiten und der daraus resultierenden Strategie machen zu können, sollen die Auswirkungen von Prognosefehlern bei der Geschwindigkeit untersucht werden. Gleichzeitig hat die Fahrgeschwindigkeit Einfluss auf die erreichbaren Sichtprüfungszeiten, so dass sie gemeinsam weiter analysiert werden.
- Bei der Erfassung der Zugangszeit (Kapitel 2.6.3) soll eine Betrachtung sowohl unter dem Gesichtspunkt der konstanten als auch der zeitveränderlichen Randbedingung erfolgen. Genau wie die Fahrgeschwindigkeit hat auch die Angabe einer mittleren Zugangszeit für alle Stationen Auswirkungen auf die Strategie der Störungsbeseitigung. Die Erfassung der detaillierten Zugangszeiten für alle Ortsnetzstationen ist wie bei allen zeitveränderlichen Randbedingungen aufwendig und aufgrund ähnlicher Stationsstandorte in vielen Abgängen nicht notwendig. Es ist jedoch zu untersuchen, welchen Einfluss Abweichungen von einer angenommenen durchschnittlichen Zugangszeit auf die Wiederversorgungszeit haben. Während bereits im Vorfeld bekannte lange Zugangszeiten einzelner

Stationen bei der Planung berücksichtigt werden können, soll auch untersucht werden, welche Auswirkungen eine unvorhersehbare lange Zugangszeit einzelner Stationen auf den Prozess der Störungsbeseitigung und die Wiederversorgungszeit hat.

- Die Berücksichtigung der Fehlerwahrscheinlichkeit von Betriebsmitteln kann nach Kapitel 2.6.5 in einem ersten Schritt über statistische Auswertungen von Störungsdaten [9] und die Alterstruktur erfolgen. Informationen, die über diese statistisch ermittelte durchschnittliche Fehlerhäufigkeiten hinausgehen, etwa die Durchführung von Tiefbauarbeiten auf einer Kabeltrasse, liegen jedoch nur zeitnah und damit beim Eintritt einer Störung vor. An dieser Stelle soll untersucht werden inwieweit eine genaue Abbildung dieser Parameter relevant ist und in welchem Umfang Verbesserungen in der Wiederversorgungszeit zu erzielen sind.

4.2 Untersuchungen

4.2.1 Untersuchte Netze

Die für die Untersuchungen verwendeten Daten stammen überwiegend von realen Abgängen, welche von den an diesem Projekt beteiligten Netzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. An insgesamt acht Mittelspannungsabgängen wurden die hier vorgestellten Untersuchungen durchgeführt. Dabei handelt es sich um sechs städtische und zwei ländliche Abgänge.

Wesentliche Unterschiede zwischen ländlichen und städtischen Abgängen sind durch die Stationstypen (Mast- oder Kompaktstationen), den Freileitungsanteil, die Gesamtlängen des Abganges, die Anzahl der Wiederversorgungsmöglichkeiten und die Anzahl der Kurzschlussanzeiger gegeben. Darüber hinaus können deutliche Unterschiede bei der Ausstattung mit Fernmelde- und Fernsteuertechnik existieren.

Aufgrund der hohen Bebauungsdichte in städtischen Gebieten existieren dort fast ausschließlich rein verkabelte Abgänge [22], was sich auch in den exemplarischen Daten der städtischen Abgänge bestätigt. Ländliche Abgänge weisen demgegenüber einen höheren Freileitungsanteil auf, bei den untersuchten ländlichen Abgängen liegt dieser bei mehr als 60 %. Zusätzlich sind bei ländlichen Abgängen neben den Kompaktstationen häufig Maststationen vertreten, die aufgrund der einfachen und damit günstigen Realisierung zur Versorgung von einzelnen Kunden oder kleinen Lasten verwendet werden und nicht immer mit Lasttrennschaltern und Kurzschlussanzeigern ausgerüstet sind. Die Leitungsabschnitte zwischen den einzelnen Stationen können im ländlichen Abgang im Vergleich zu städtischen Strecken deutlich länger sein. Die Gesamtlängen variieren bei den hier untersuchten Abgängen im Bereich von 3,6 km bis 20 km.

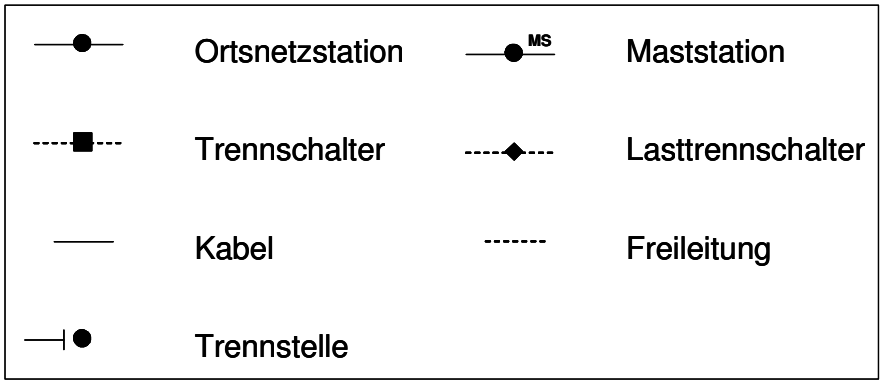
Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal zwischen städtischen und ländlichen Abgängen ist die Anzahl der Wiederversorgungsmöglichkeiten (Trennstellen). Aufgrund des starken Vermaschungsgrades in städtischen Netzen ist die Anbindung durch eine Trennstelle an benachbarte Netzbereiche häufiger gegeben als bei ländlichen Abgängen, wodurch es bei städtischen Abgängen oftmals mehrere Trennstellen gibt.

Im Hinblick auf den Einsatz von Fernwirktechnik ergaben sich aus der Diskussion mit den beteiligten Netzbetreibern deutliche Unterschiede abhängig von der Größe der jeweiligen Netze und unterschiedlicher Betriebskonzepte in den Unternehmen. Darüber hinaus ist der Einsatz von Fernwirktechnik in städtischen Netzen weiter verbreitet als bei ländlichen Netzen, was Untersuchungen in [18] bestätigen.

An Freileitungsverzweigungen und Kabel-Freileitungs-Übergängen werden in ländlichen Abgängen häufig nur Trenn- statt Lasttrennschalter eingesetzt. Im Regelfall sind alle Stationen eines städtischen Abganges mit Kurzschlussanzeigern (KSA) und Lasttrennschaltern ausgestattet. Neben den Kompakt- und den Ortsnetzstationen mit Freileitungsanschluss, welche fast immer mit Kurzschlussanzeigern ausgerüstet sind, besitzen Maststationen hingegen selten einen Kurzschlussanzeiger.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Mittelspannungsabgänge eine repräsentative Auswahl der realen Netze in Deutschland darstellen, so dass die anhand dieser Netze beispielhaft ermittelten Ergebnisse als verallgemeinerbar angesehen werden können. Die für die Darstellung der Ergebnisse in diesem Kapitel verwendeten Abgänge sind in Bild 4.1 – Bild 4.4 dargestellt. Deren charakteristische Eigenschaften gehen aus Tabelle 4.1 hervor. Alle weiteren Abgänge und die zugehörigen Ergebnisse sind im Anhang zu finden.

Legende



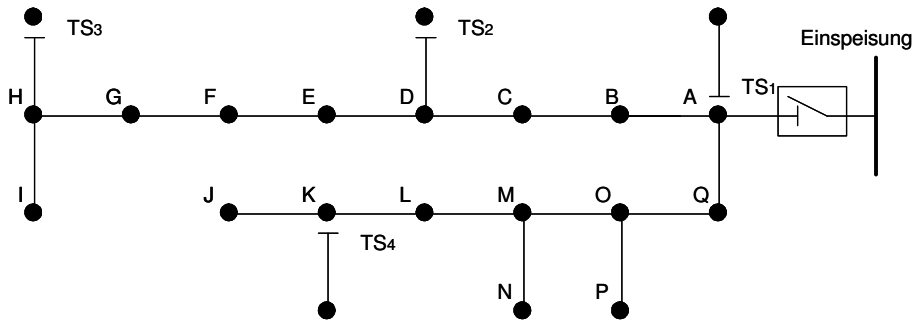


Bild 4.1 Topologische Darstellung des städtischen Abganges 1

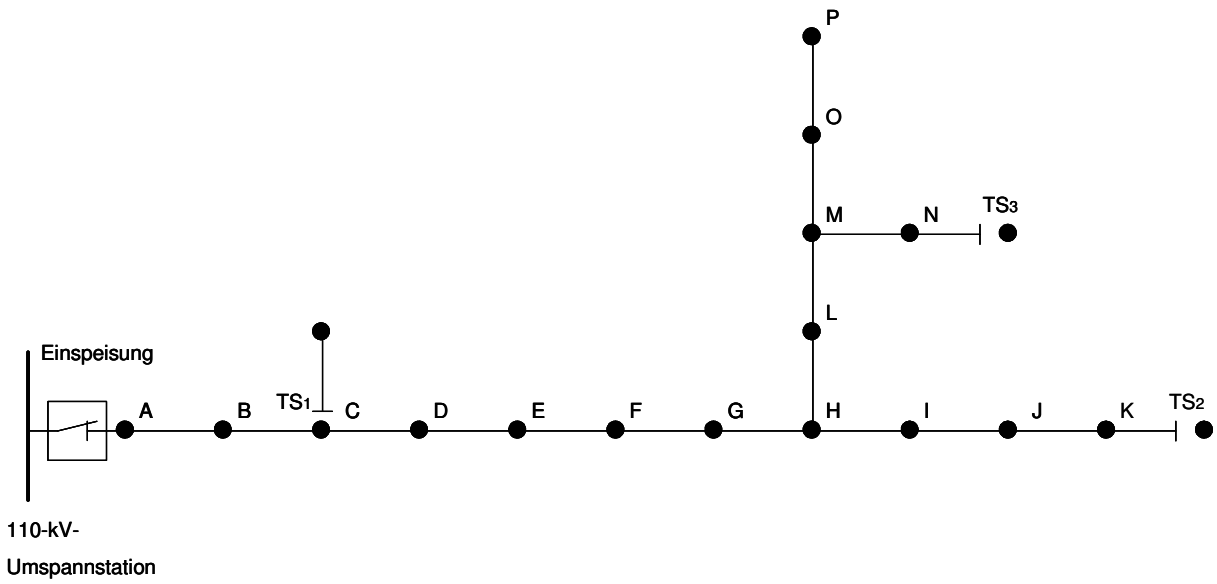


Bild 4.2 Topologische Darstellung des städtischen Abganges 2

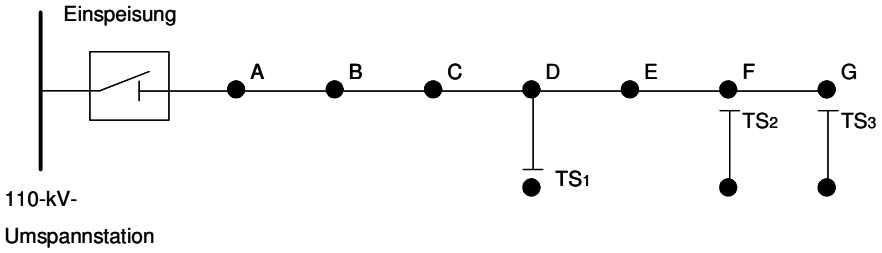


Bild 4.3 Topologische Darstellung des städtischen Abganges 3

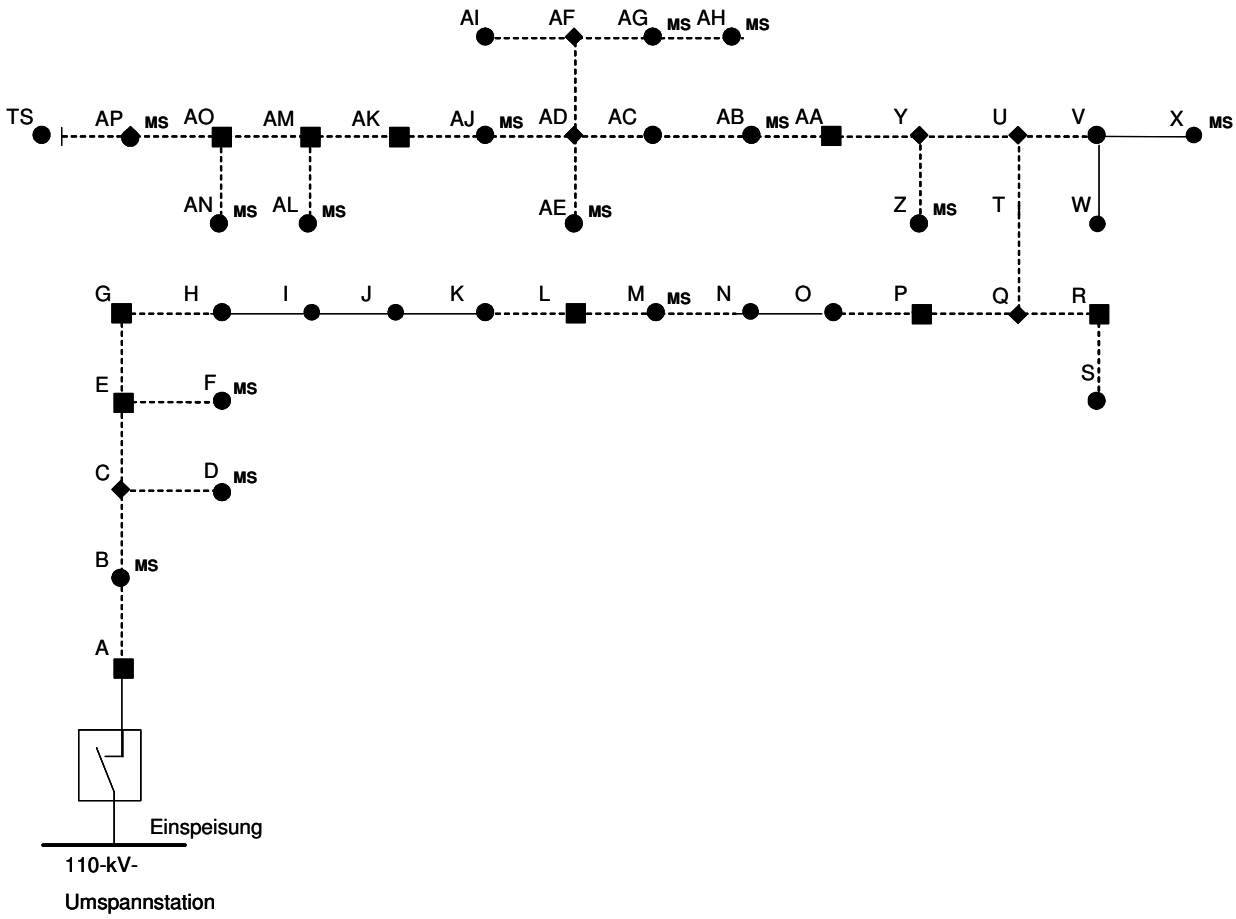


Bild 4.4 Topologische Darstellung des ländlichen Abganges 1

Tabelle 4.1 Abgänge im Überblick

Abgang	Abgangs-länge	Anzahl der Trennstellen	Ortsnetzstationen	Fernwirktechnik
Abgang 1	ca. 14 km	4	17 Kompaktstationen, alle mit KSA	1 fernsteuerbarer Leistungsschalter, ferngemeldete Schutzauslösung
Abgang 2	ca. 10,3 km	3	16 Kompaktstationen, alle mit KSA	3 fernsteuerbare Leistungsschalter, ferngemeldete Schutzauslösung
Abgang 3	ca. 6 km	3	7 Kompaktstationen, alle mit KSA	2 fernsteuerbare Leistungsschalter, ferngemeldete Schutzauslösung
Abgang 4	ca. 18,9 km, davon: 16 km Freileitung und 2,5 km Kabel	1	25 Stationen, davon: 12 Kompaktstationen alle mit KSA und 13 Maststationen	1 fernsteuerbare Leistungsschalter, ferngemeldete Schutzauslösung

4.2.2 Vergleich optimaler Strategien mit praxisnahen Strategien

Zur Einführung des strategischen Vorgehens werden am Beispiel von Abgang 1 (Bild 4.5) die optimalen Handlungen zur Beseitigung des am Kabelabschnitt O-Q vorliegenden Fehlers vorgestellt.

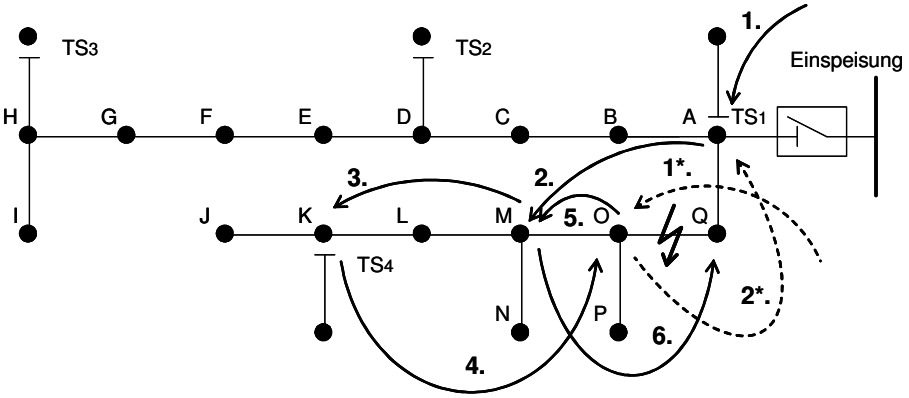


Bild 4.5 Optimale Handlungsfolge für einen exemplarischen Fehler in Abgang 1 (durchgezogen: optimal; gestrichelt bei Wahl des zweitbesten Anfahrortes)

Die mit dem Verfahren anhand der Eingangsdaten und des Optimierungskriteriums „durchschnittliche Wiederversorgungszeit über alle Stationen" generierte Störungsbeseitigungsstrategie hat als den optimalen ersten Anfahrort die Station A ermittelt. Diese Verzweigungsstation erlaubt es, einen großen Teil des Abgangs bereits im ersten Schritt als nicht fehlerbehaftet auszuschließen und aufgrund der vorhandenen Trennstelle bzw. des Abgangsleistungsschalters wiederzuversorgen. Nach Anfahrt von Station A und Ausschluss eines dortigen Stationsfehlers kann durch das Ablesen der Kurzschlussanzeiger (KSA) auf die Fehlerrichtung geschlossen werden. Für das behandelte Beispiel ergibt sich aus der Kurzschlussanzeige die Fehlerrichtung A➔Q. Für den an dieser Stelle abgegrenzten fehlerfreien Bereich wird seitens des Verfahrens das Durchführen einer Teilwiederversorgung empfohlen. Dafür muss zuerst eine Abtrennung des fehlerbehafteten Abgangsbereiches über den Lasttrennschalter am Kabel A➔Q erfolgen. Der fehlerfreie Abschnitt kann entweder durch das Schließen der Trennstelle TS_1 oder – wie vom Verfahren empfohlen - über den fernsteuerbaren speisenden Leistungsschalter wiederversorgt werden. Weitere hier aufgrund der größeren Fahrtstrecken nicht optimale Wiederversorgungsalternativen für den fehlerfreien Abschnitt stellen die Trennstellen TS_2 und TS_3 dar. Nach der Durchführung der Teilwiederversorgung ist der nächste Handlungsschritt die Anfahrt der Station M. Nach Ausschluss des Stationsfehlers und Auswertung der KSA resultiert daraus die Fehlerrichtung M➔O. Im nächsten Schritt schlägt das Verfahren wieder die Durchführung einer Teilwiederversorgung vor, die in diesem Fall nur über die Trennstelle TS_4 möglich ist. Auch hier muss zuerst eine Freischaltung an der Station M erfolgen und erst dann kann das Entstörpersonal die Station K anfahren. Der aktuelle Fehlersuchbereich wurde somit durch die empfohlenen Handlungen auf drei Stationen (O, Q und P) und vier Kabelabschnitte (A➔Q, Q➔O, O➔M und O➔P) eingegrenzt. Ausgehend von der Station K wird als nächster Anfahrort die Station O angefahren. Nach dem gleichen Vorgehen, Ausschluss des Stationsfehlers und Ablesen der KSA, erfolgt durch die Anzeige des KSA eine Festlegung der Fehlerrichtung O➔Q. Als nächste Handlung wird wieder das Durchführen einer Teilwiederversorgung über die im Laufe der Fehlerortung durch Freischaltung entstandene Trennstelle an der Station M empfohlen. Das bedeutet, dass das Entstörpersonal an dem aktuellen Ort zuerst eine Freischaltung tätigt

und dann die Station M anfährt, um dort die Trennstelle wieder zu schließen. Von dort aus bewegt sich das Personal in Richtung der verbliebenen Station Q, an welcher wiederum der Stationsfehler ausgeschlossen und mit Hilfe der KSA auf die Fehlerrichtung geschlossen werden kann. Durch den angeregten KSA in Richtung Q➔O wird der Fehlerort Q➔O lokalisiert. Die Station Q wird vom fehlerbehafteten Betriebsmittel durch Schalteröffnung getrennt und durch die Schließung der Trennstelle an der Station A wiederversorgt.

In Bild 4.6 sind ebenfalls die ersten Schritte der sich auf Basis des zweitbesten möglichen 1. Anfahrortes ergebenden Strategie dargestellt. Hier wird die Station O als erster Anfahrort empfohlen. Häufig liegt dieser in der Nähe des ersten optimalen Anfahrortes oder, wie in diesem Beispiel, an weiteren Verzweigungen mit einem möglichen höheren Informationsgehalt im Abgang. Nach der Anfahrt der Station O und Feststellung der Fehlerrichtung O➔Q durch den KSA wird ohne Durchführen einer Teilwiederversorgung die Station A angefahren. Anschließende Handlungen weichen nur minimal von der bereits dargestellten Strategie ab. Wie für den exemplarischen Fehler in Bild 4.5 berechnet das Verfahren nicht nur für den hier erläuterten exemplarischen Fehler auf der Leitung OQ, sondern für alle möglichen Fehlerorte die Wiederversorgungszeiten auf Basis der optimalen Handlungsabfolge und über die Gewichtung mit der Fehlerwahrscheinlichkeit eine durchschnittliche Wiederversorgungszeit für den gesamten Abgang (siehe Kapitel 3.3.3).

Diese Zeiten der optimierten Störungsbeseitigungsstrategien unterschiedlicher Abgänge wurden anschließend mit Standardstrategien hinsichtlich der erreichbaren Wiederversorgungszeit verglichen. Ein direkter Vergleich zwischen der optimierten Handlungsabfolge und realen auf den entsprechenden Abgängen aufgetretenen Störungsbeseitigungsabläufen war nicht möglich. Die Dokumentation der Netzbetreiber enthält, neben einigen zusätzlichen Daten für den internen Gebrauch, alle wesentlichen Daten, die beispielsweise für die VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik oder die Meldung an die BNetzA notwendig sind [10], jedoch keine Rekonstruktion der genauen Handlungsfolge zulassen. Daher wurde das binäre und sequenzielle Suchverfahren für einen Vergleich herangezogen. Da neben der Auswahl des nächsten Anfahrortes die Entscheidung über eine Teilwiederversorgung zu den wesentlichen Entscheidungskriterien während der Störungsbeseitigung zählt, wurde dies bei dem Vergleich mit berücksichtigt.

Die dann auftretenden Handlungen bei einer Störungsbeseitigung werden im Bild 4.6 für die sequentielle und binäre Strategie (Kapitel 2.5.2) bezogen auf den gleichen Fehlerort hinsichtlich ihrer ersten Anfahrorte vorgestellt.

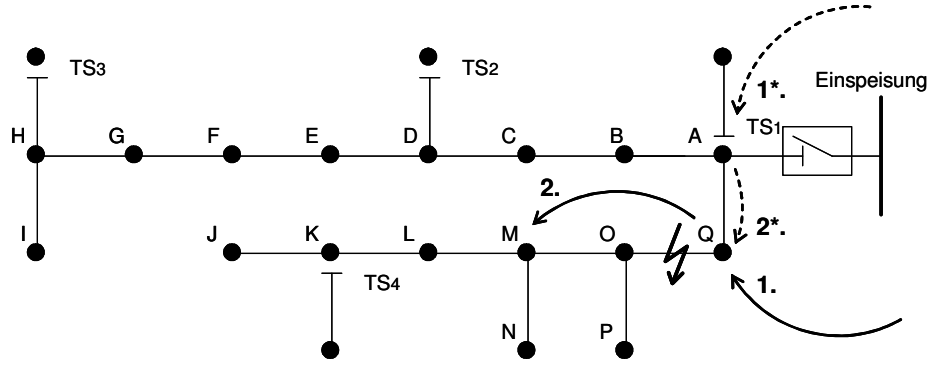


Bild 4.6 Darstellung praxisüblicher Vorgehensweisen bei einer exemplarischen Störung (sequentiell: gestrichelt, binär: durchgezogen)

Die sequentielle Suche fängt grundsätzlich entweder am Anfang oder am Ende des Abganges an. Im betrachteten Beispiel wird die Station A angefahren. Auch wenn man davon ausgeht, dass das Personal gleiche Anfahrzeiten zu allen Stationen hat, kann die Anfahrt dieser Station damit begründet werden, dass sie im Vergleich zur Station H, welche das Ende des Abganges darstellt, in Bezug auf die Fehlerortung einen größeren Informationsgehalt hat. In dem aufgeführten Beispiel stimmt der erste Anfahrort der sequentiellen Vorgehensweise mit dem Anfahrort der optimalen Strategie überein, was in meisten Fällen nicht der Fall ist. Bereits bei der nächsten Handlung weicht die sequentielle Strategie deutlich von den optimalen Handlungen ab. Während im optimalen Fall die Station M angefahren wird, ist der nächste Ort der sequentiellen Handlung die Station Q.

Abhängig vom Störungsort kann die sequentielle Vorgehensweise für einige Stationen zu individuell kürzeren Wiederversorgungszeiten führen als das Befolgen der optimalen Strategie, die versucht im Mittel über alle Störungen und deren Wahrscheinlichkeit die Zeit für die Störungsbeseitigung zu minimieren. Der exemplarische Fehler auf der Kabelstrecke Q➔O wird in diesem Fall durch die sequentielle Fehlersuche schneller lokalisiert. Unabhängig von der Entscheidung über eine durchzuführende Teilwiederversorgung erfolgt die Wiederversorgung der Station Q im Vergleich zur optimalen Strategie in kürzerer Zeit. Da der Fehlerort im Vorfeld jedoch nicht bekannt ist und die sequentielle Suche für Fehler am Ende des Abgangs deutlich schlechtere Wiederversorgungszeiten ergibt, ist die optimierte Strategie im Mittel über alle Fehler besser, was aus den Abbildungen in Bild 4.8 - Bild 4.10 zu entnehmen ist und später erläutert wird.

Ein binäres Vorgehen wir dadurch charakterisiert, dass das Personal bei einer Störungsbeseitigung in die Mitte des Abgangs fährt, um von hier aus die Fehlerortung durch fortlaufende Halbierung des verbleibenden Fehlersuchbereiches fortzusetzen. Zur Verdeutlichung der binären Handlungsabfolge sind im Beispiel (Bild 4.6) die ersten Schritte dargestellt. Der erste festgelegte Anfahrort Q weicht bereits vom ersten Anfahrort der optimierten Handlungsfolge ab. Liegt der Fehler in Richtung Q➔O, so wird als nächster Anfahrort die Station M angefahren. Verglichen mit der optimalen Strategie (Bild 4.5) kann beobachtet werden, dass dieser Schritt genau der optimalen Vorgehensweise beim gegebenen Fehler entspricht. Grundsätzlich sind deutliche Abweichungen zwischen diesen Strategien nur bei stark verzweigten oder stark inhomogenen Abgängen zu beobachten.

In Bild 4.7 – Bild 4.10 sind die durchschnittlich erreichbaren Wiederversorgungszeiten bei den unterschiedlichen strategischen Vorgehensweisen aufgetragen. Die Station, die bei allen möglichen Fehlern im Mittel am schnellsten wiederversorgt wird, liefert den minimalen Wert. Der maximale durchschnittliche Wert resultiert aus der Mittelung der Wiederversorgungszeiten gewichtet mit den relativen Fehlerhäufigkeiten für die schlechteste Station. Die prozentualen Angaben geben die Abweichung der mittleren Wiederversorgungszeit nach der betrachteten Strategie von der mittleren Wiederversorgungszeit gegenüber der durch das Verfahren optimierten Strategie an. Bei Verzicht auf eine Teilwiederversorgung im gesamten Störungsbeseitigungsprozess und beibehaltener optimaler Anfahrreihenfolge (opt_nie) für den städtischen Abgang 1 erhöht sich die durchschnittliche Wiederversorgungszeit um 17,5 %. Dadurch dass die Wiederversorgung bei Auswahl dieser Strategie erst nach einer kompletten Fehlerortung erfolgt, rücken die gemittelten Werten (max. und min.) näher zusammen. Bei erzwungener Durchführung jeder möglichen Teilwiederversorgung (opt_immer) weicht der durchschnittliche Wiederversorgungswert bei diesem Abgang vom optimal ermittelten Wert um gerade 1 % ab. Dies erklärt sich dadurch, dass für den betrachteten Abgang aufgrund der Verzweigung und zahlreicher möglicher Wiederversorgungsstellen auch bei der optimalen Strategie häufig eine Teilwiederversorgung empfohlen wird.

Wird bei der Störungsbeseitigung die sequentielle Anfahrreihenfolge gewählt und werden Teilwiederversorgungen innerhalb dieser Strategie optimal eingesetzt, so werden erwartungsgemäß höhere durchschnittliche Wiederversorgungszeiten im Vergleich zur optimalen Strategie ermittelt. Wird beim sequentiellen Vorgehen die Wiederversorgung der Stationen erst nach der vollständigen Fehlerortung durchgeführt, so ist die Differenz zwischen der minimal und maximal gemittelten Wiederversorgungszeit erwartungsgemäß nicht groß. Wird bei jeder sich ergebenen Möglichkeit teilwiederversorgt, so werden die als erste angefahrenen Stationen schneller wiederversorgt als die Stationen, die das Entstörpersonal bei sequentieller Anfahrtreihenfolge als letztes erreicht. Die maximal und minimal gemittelten Wiederversorgungswerte entfernen sich somit voneinander. Eine deutliche Abweichung hinsichtlich der durchschnittlichen Wiederversorgungszeit bei der optimalen Anfahrreihenfolge und Teilwiederversorgung ist zwischen städtischen (Bild 4.7, Bild 4.8, Bild 4.9) und ländlichem Abgang (Bild 4.10) festzustellen. In der Regel werden städtische Abgänge verglichen mit den ländlichen Abgängen bedingt durch ihre Struktur und Gesamtlänge schneller wiederversorgt und aufgrund geringerer Strecken und damit Fahrtzeiten sind die absoluten Streuungen geringer. Des Weiteren ist zu erkennen, dass bei Strangstrukturen ohne Verzweigungen nur noch minimale Unterschiede zwischen der binären und der optimierten Strategie existieren. Anhand der prozentualen Angaben und der Bandbreite zwischen der maximalen und minimalen Wiederversorgungszeit ist zu erkennen, dass die ermittelten Strategien unabhängig von der durchzuführenden Teilwiederversorgung dem binären Vorgehen stark ähneln oder sogar entsprechen (Bild 4.8 und Bild 4.9). Des weiteren ist die binäre Strategie grundsätzlich besser als die sequenzielle Strategie. Aufgrund der Topologie des städtischen Abgangs 1 fängt die sequenzielle Suche hier mit einer fast binären Unterteilung des Abgangs an. Dadurch kann in Kombination mit den Fehlerwahrscheinlichkeiten der Betriebsmittel hier im Einzelfall die sequentielle Strategie vorteilhaft sein.

Die Untersuchungen zeigen, dass die optimierten Strategien gegenüber den vereinfachten Standardstrategien kürzere Wiederversorgungszeiten aufweisen. Der Vorteil durch das Verfahren steigt erwartungsgemäß mit der Größe und Komplexität des Abgangs an. Es soll nicht unerwähnt bleiben, dass bei steigendem Einsatz von Fernwirktechnik, insbesondere von Fernsteuerung, der Nutzen optimierter Störungsbeseitigungsstrategien sinkt, da aufgrund der Schnelligkeit fernbedienter Handlungen Anzahl und Umfang der in ihrer Reihenfolge zu optimierender vor-Ort-Handlungen sinkt. Das hier dargestellte Verbesserungspotenzial wurde unter der Annahme durchschnittlicher einheitlicher Parameter und Randbedingungen berechnet und stellt somit die Basis für die Einschätzung des zusätzlichen Nutzens genauerer Datenermittlung und –berücksichtigung dar.

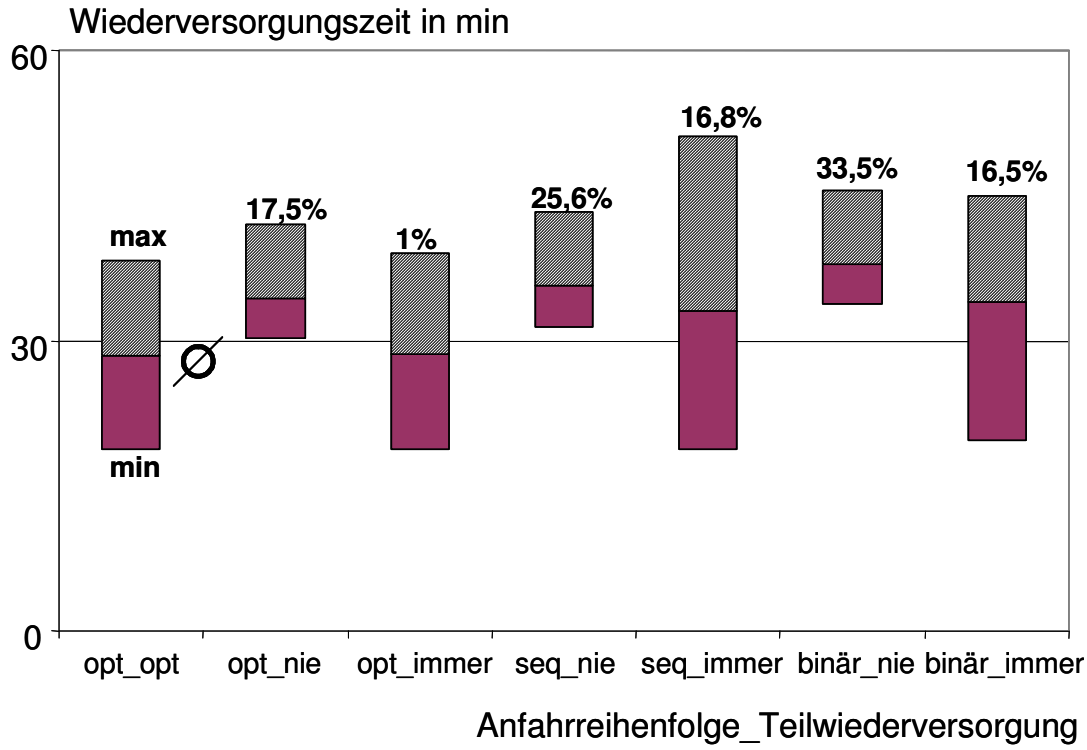


Bild 4.7 Vergleich der optimalen Strategie mit praxisüblichen Strategien am städtischen Abgang 1

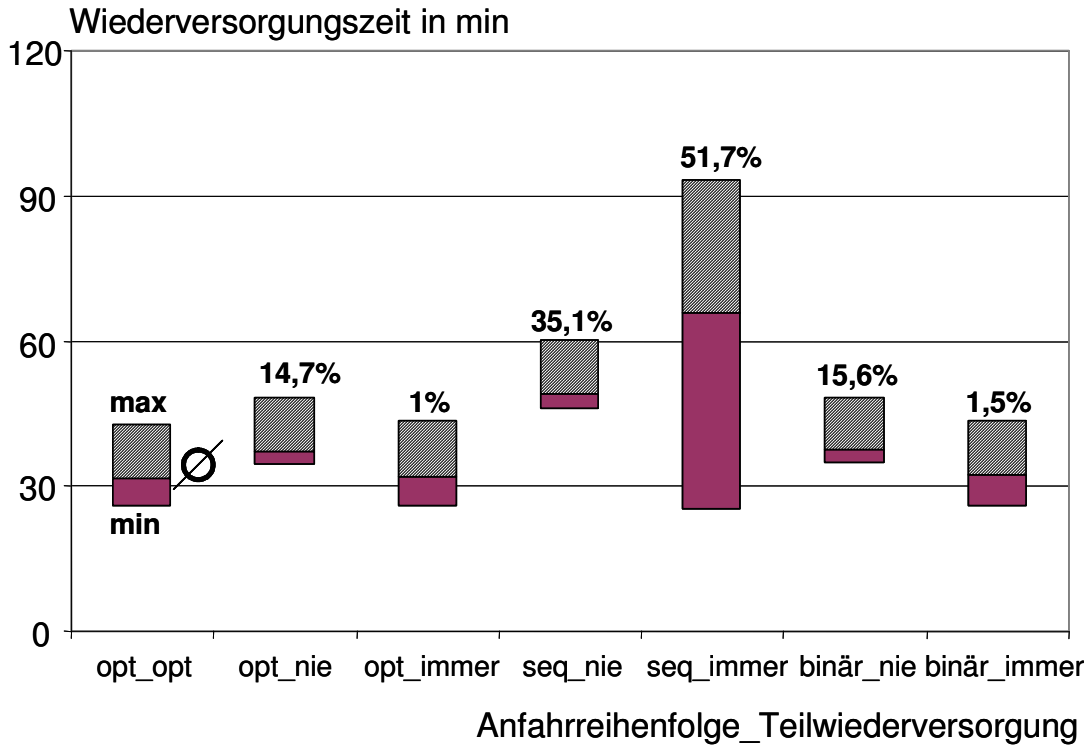


Bild 4.8 Vergleich der optimalen Strategie mit praxisüblichen Strategien am städtischen Abgang 2

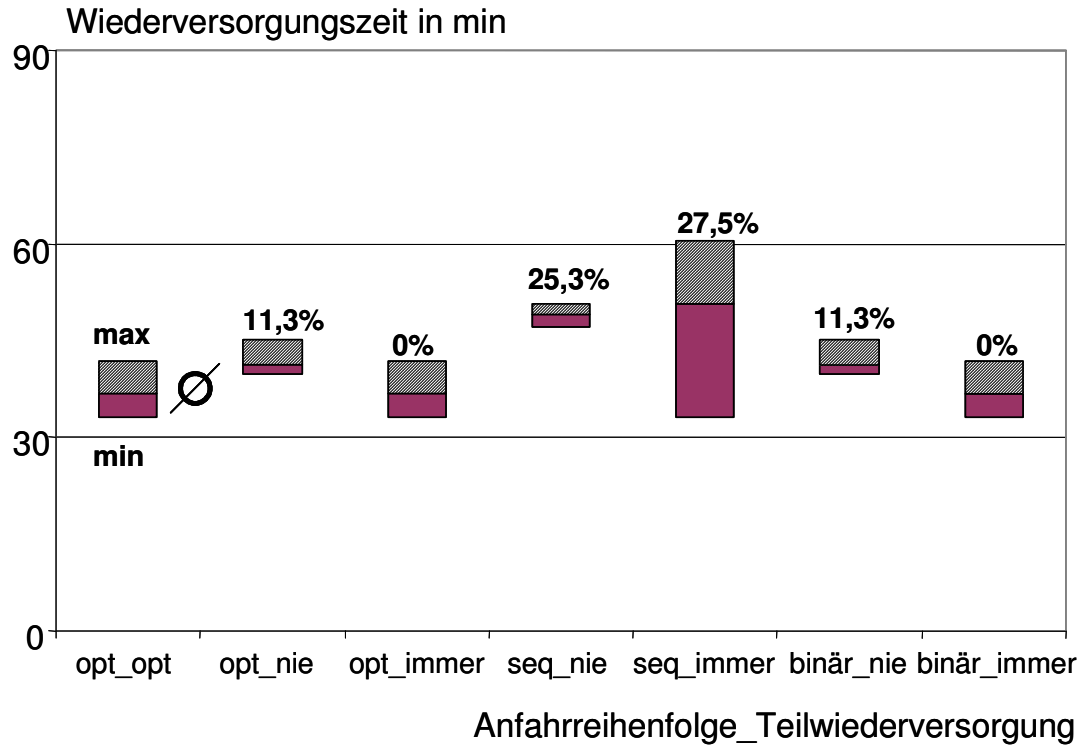


Bild 4.9 Vergleich der optimalen Strategie mit praxisüblichen Strategien am städtischen Abgang 3

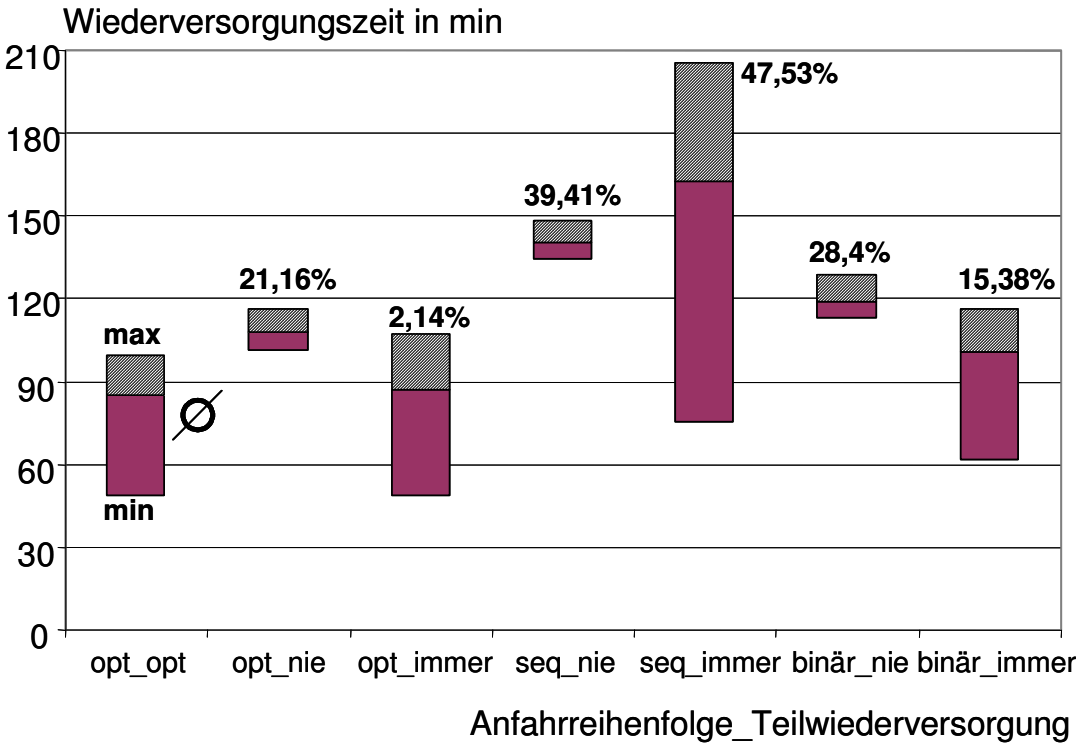


Bild 4.10 Vergleich der optimalen Strategie mit praxisüblichen Strategien am ländlichen Abgang 1

4.2.3 Sensitivitätsuntersuchung zeitveränderlicher Daten

In diesem Kapitel sollen die in Abschnitt 2.6 beschriebene zeitveränderliche Randbedingungen hinsichtlich des Einflusses auf den optimalen Handlungsablauf untersucht werden. Der Hintergrund ist hierbei die bereits in Kapitel 4.1 erläuterte Untersuchung der praktischen Einsatzmöglichkeit im Unternehmen. Beim Einsatz des Verfahrens im Bedarfsfall, also beim Eintritt einer Störung, können die optimalen Handlungen aus möglichst zeitnahen Daten ermittelt werden. Eine Abbildung detaillierter Daten ist allerdings nur mit einem enormen Aufwand möglich. Daher ist das Ziel möglichst konkrete Aussagen bezüglich der Auswirkung auf die ermittelten Strategien und die damit verbundenen Wiederversorgungszeiten machen zu können. Schlussendlich soll der für die Simulationen erbrachte Datenaufwand beurteilt werden.

Bei der Betrachtung der zeitveränderlichen Randbedingungen muss zwischen den Randbedingungen, die mit dem Zeitpunkt des Fehlereintritts feststehen, (Ausgangsposition, Fehlerwahrscheinlichkeit) und den Randbedingungen, welche sich auch im Laufe der Störungsbeseitigung verändern können (Fahrgeschwindigkeit, Zugangszeit), differenziert werden. Während bei der Ausgangsposition und bei den Fehlerwahrscheinlichkeiten der Zeitpunkt, in dem der Fehler eingetreten ist, für die Untersuchungen ausreichend ist, muss für Fahrgeschwindigkeiten und Zugangszeiten der Einfluss homogener und inhomogener Veränderungen auf Strategien und Wiederversorgungszeiten untersucht werden.

Im Folgenden werden Untersuchungen nach dem Optimierungskriterium „durchschnittliche Wiederversorgungszeit über alle Stationen“ durchgeführt. Die dabei resultierenden optimalen Wiederversorgungszeiten bei der Berücksichtigung einzelner zeitveränderlicher Parameter werden mit den erreichbaren Wiederversorgungszeiten bei einer Vernachlässigung oder Abschätzung dieser Parameter verglichen.

4.2.3.1 Ausgangsposition des Entstörpersonals

Von einer nahezu gleichen Anfahrzeit zu allen Stationen des von der Störung betroffenen Abganges kann nur dann ausgegangen werden, wenn das Personal sich nicht in dessen Nähe befindet. Sollte sich das Personal zufälligerweise in der Nähe des fehlerbehafteten Abganges aufhalten, so könnte die aktuelle Position des Personals einen Einfluss auf die Wiederversorgungszeit und somit auf die Gesamtstrategie haben. Darauf aufbauend wurden nun in den folgenden Untersuchungen unter Berücksichtigung der jeweiligen Ausgangsposition die erreichbaren durchschnittlichen Wiederversorgungszeiten ermittelt. Durch den Vergleich dieser Wiederversorgungszeiten mit den Zeiten, die aus den Berechungen bei Nichtberücksichtigung der aktuellen Position resultieren, wurden Abweichungen in den Handlungsabfolgen und in den Wiederversorgungszeiten analysiert.

Abhängig von der Abgangsstruktur und -länge wurde in den Untersuchungen die Anzahl der ausgewählten Ausgangspunkte variiert. Ausgehend der Position des Personals werden zunächst die unterschiedlichen Anfahrzeiten zu allen Stationen ermittelt und für die Berechungen der Strategien in Form einer aktualisierten Fahrzeitmatrix berücksichtigt. Wird die Position des Personals vernachlässigt, was eine große Entfernung des Personals zum Abgang voraussetzt, wird von einer einheitlichen Anfahrtszeit zum Abgang ausgegangen. Für die jeweiligen Ausgangspositionen des Personals können die errechneten Wiederversorgungszeiten und die ermittelten 1. Anfahrorte aus den grafischen Darstellungen (Bild 4.11 - Bild 4.14) entnommen werden. Diese Zeiten werden nun mit Wiederversorgungszeiten verglichen, bei denen trotz der unterschiedlichen Personalpositionen die Handlungsfolge

nach der Standardstrategie erzwungen wird. Die prozentualen Abweichungen können aus der Abbildung entnommen werden. Der Vergleich der ersten Anfahrorte gibt Aufschluss darüber, ob sich bei anderer Ausgangsposition des Personals die optimale Strategie ändert. Für Abgang 1 sind die betrachteten Ausgangspositionen im Abgang exemplarisch dargestellt (optimaler 1. Anfahrort ohne Berücksichtigung des Personalstandortes ist A). Befindet sich das Personal beispielsweise in der Nähe der Station H, so ergibt sich bei der Berücksichtigung dieser Position als erster Anfahrort die Station F. Der durch die im Vorfeld hinterlegte Strategie vorgeschlagene Anfahrort (Station A) weicht hierbei vom optimal ermittelten Ort ab, was zu einer Verschlechterung der durchschnittlichen Wiederversorgungszeit von 5 % führt. Für die übrigen Abgänge wurde die Untersuchung analog durchgeführt.

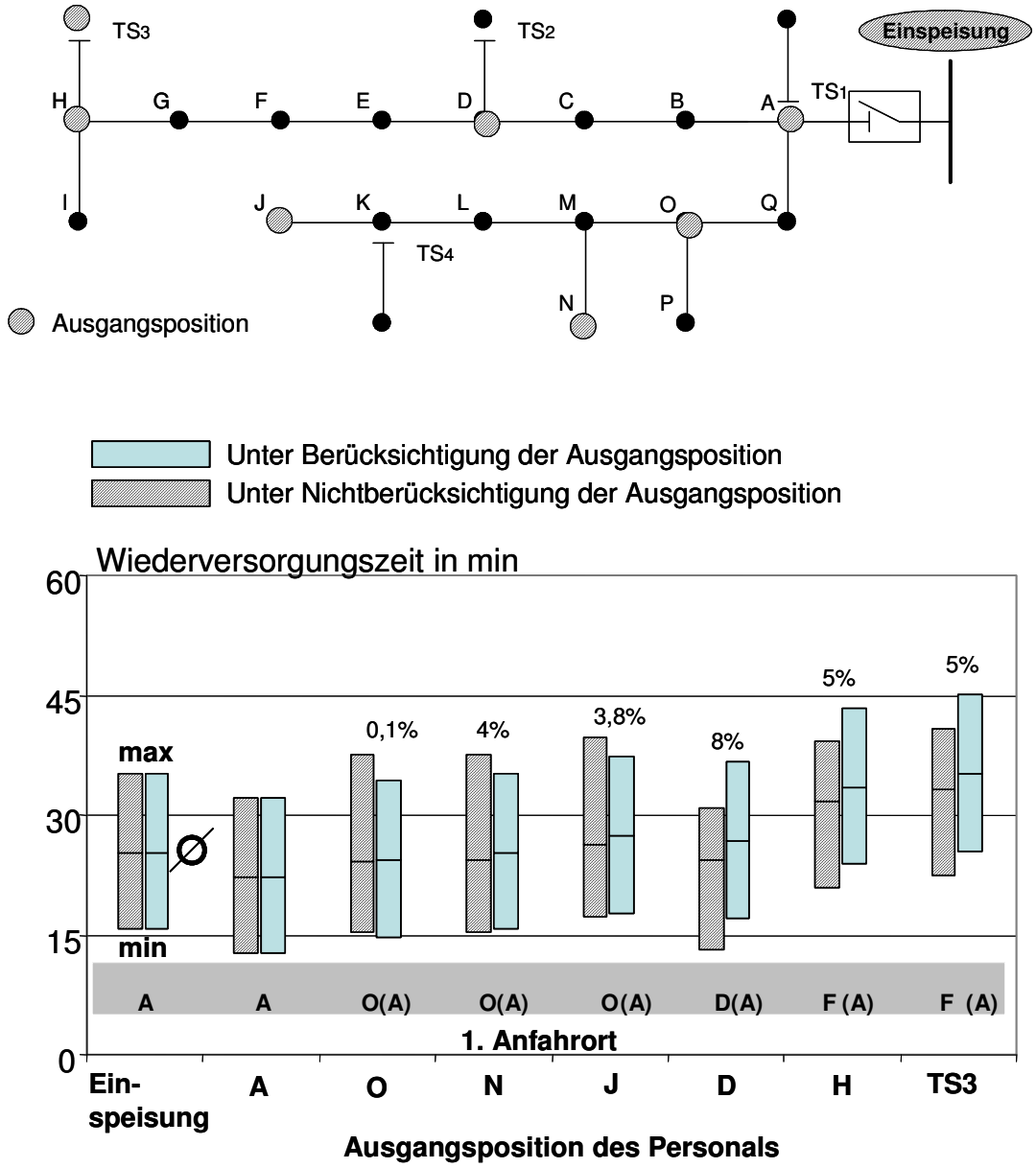


Bild 4.11 Vergleich der mittleren Wiederversorgungszeiten in Abhängigkeit der aktuellen Position des Personals für den städtischen Abgang 1

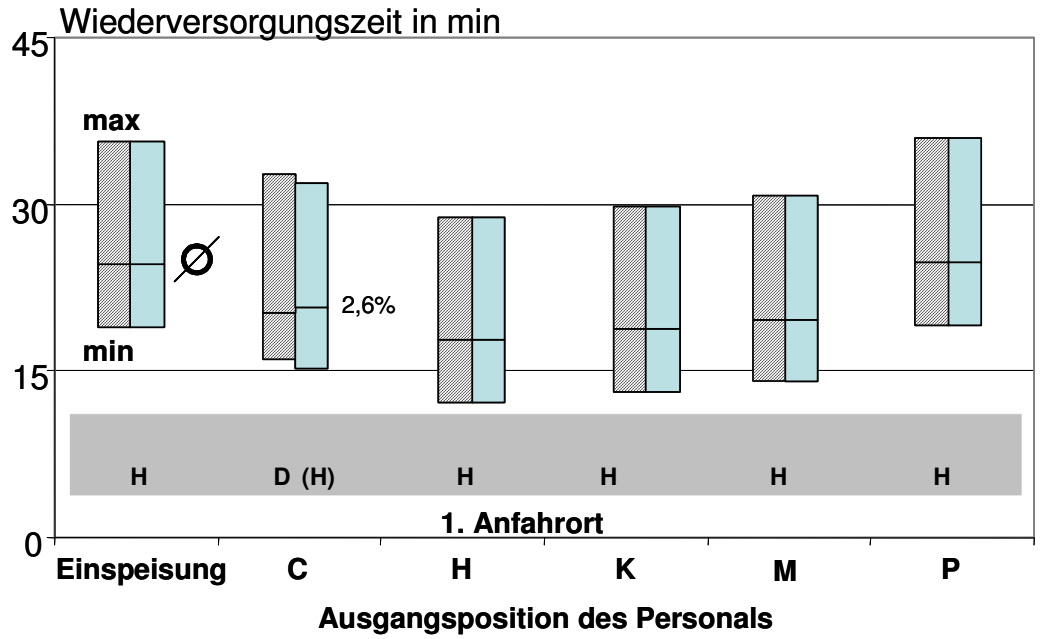


Bild 4.12 Vergleich der mittleren Wiederversorgungszeiten in Abhängigkeit der aktuellen Position des Personals für städtischen Abgang 2

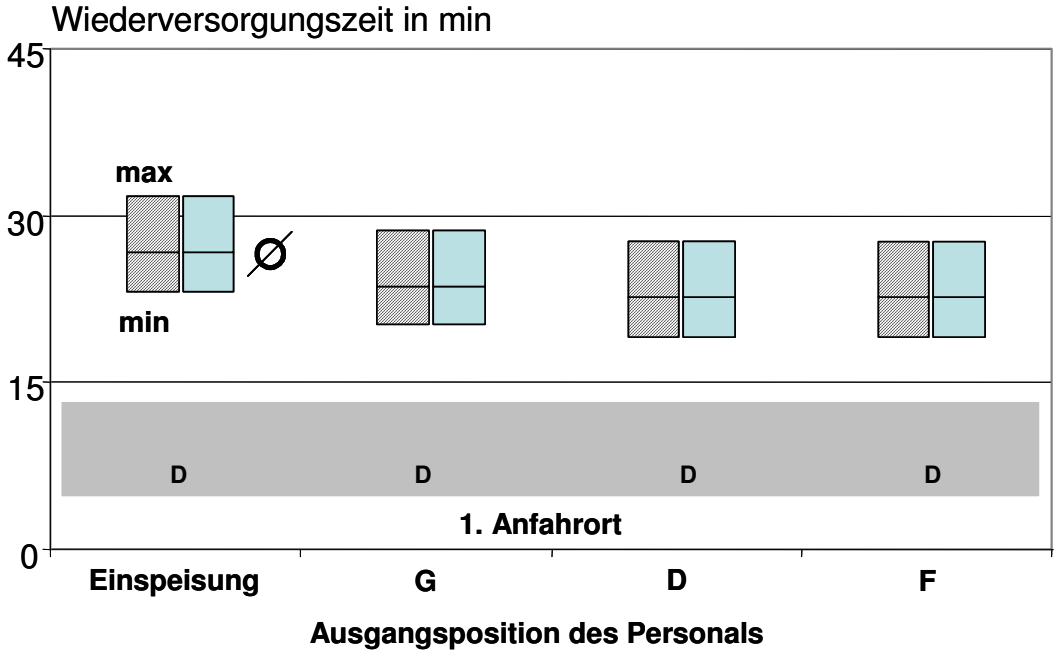


Bild 4.13 Vergleich der mittleren Wiederversorgungszeiten in Abhängigkeit der aktuellen Position des Personals für städtischen Abgang 3

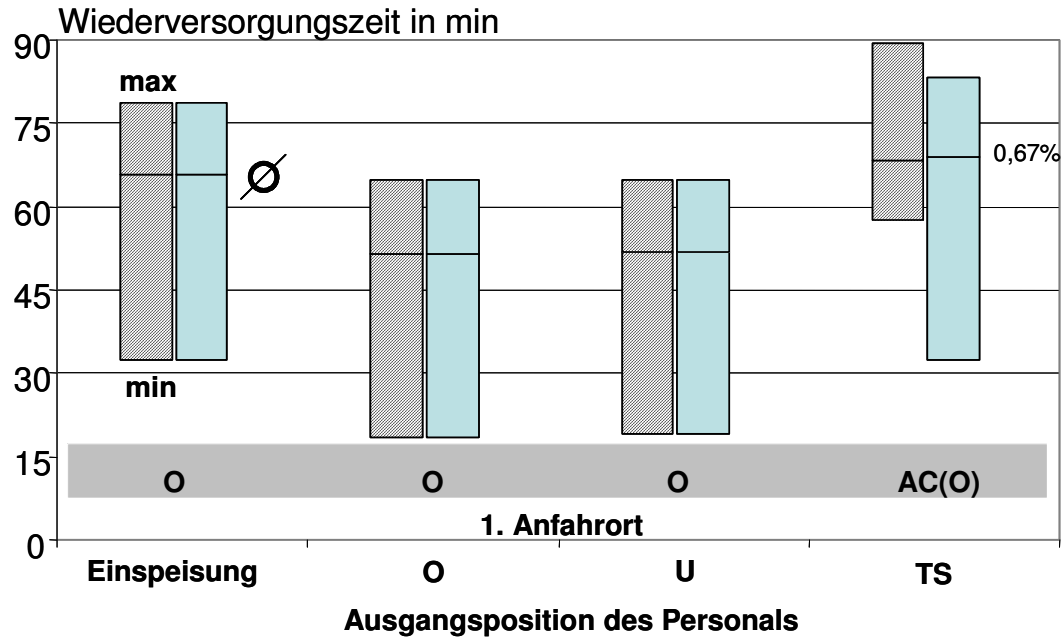


Bild 4.14 Vergleich der mittelten Wiederversorgungszeiten in Abhängigkeit der aktuellen Position des Personals für ländlichen Abgang 1

An den Abbildungen können sowohl für städtische Abgänge als auch für den ländlichen Abgang in einzelnen Fällen relevante Abweichungen in den Wiederversorgungszeiten bei Berücksichtigung der Ausgangsposition beobachtet werden. In den meisten Fällen wird jedoch auch unter der Berücksichtigung der Ausgangsposition der bereits in der hinterlegten Strategie ermittelte 1. Anfahrort empfohlen bzw. ist die Abweichung zwischen den erreichten Wiederversorgungszeiten bei unterschiedlichen Anfahrorten gering. Die unabhängig von der Position des Personals ermittelte Strategie ist somit in den meisten Fällen sehr stabil. Beim ländlichen Abgang ist aufgrund der häufig nicht flächendeckenden Ausstattung mit Kurzschlussanzeigern der Informationsgehalt der Stationen sehr unterschiedlich und damit die Anzahl der sinnvollen ersten Anfahrorte begrenzt. Daher wird auch hier trotz deutlich größerer Entfernungen in den meisten Fällen unabhängig von der Position des Personals der 1. Anfahrort nach der hinterlegten Strategie angefahren. Die Abweichungen bei unterschiedlichen 1. Anfahrorten schwanken bei allen untersuchten Abgängen im Bereich von 0,1 bis hin zu 9 %. Abweichungen über 5 % kommen dabei aber nur sehr selten und nur bei großen und komplexen Abgängen vor. Hier gibt es neben den größeren Entfernungen und möglichen Verzweigungen häufig auch mehrere Trennstellen, die wie im Bild 4.11, Ausgangspunkt Station D, eine unmittelbare Wiederversorgung eines fehlerfreien Abschnittes ermöglichen.

Aus den Untersuchungen geht hervor, dass die Ausgangspositionen überwiegend nur geringfügig den Handlungsablauf und die damit direkt verbundenen Wiederversorgungszeiten beeinflussen. Gerade für wenig verzweigte oder kleine Abgänge ist die Ausgangsposition aufgrund der sehr kleinen Abweichungen für die Bestimmung einer Strategie daher nicht relevant. Bei stark verzweigten, weit ausgedehnten und komplexen Abgängen, bei denen die Abweichungen in einigen Einzelfällen etwas größer ausfallen können, kann eventuell eine Anpassung der optimalen Handlungen an die Ausgangsposition des Personals erwägt werden. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Wahrscheinlichkeit des Aufenthalts des Personals an diesen Positionen im Falle eines Fehlers in den meisten Fällen aufgrund der

großen Netzgebietsausdehnung gering ist und bei der Positionsortung ein erhöhter Datenaufwand die Folge ist. An dieser Stelle muss abgewogen werden, ob der Aufwand zur Beschaffung der genaueren Daten erbracht werden kann oder – wie zunächst zu empfehlen ist - der Toleranzbereich seitens der Netztreiber akzeptiert wird.

4.2.3.2 Einfluss der mittleren Fahrgeschwindigkeit

Da die Fahrgeschwindigkeit im Laufe der Störungsbeseitigung aufgrund der Verkehrssituation schwankt, ist der Einfluss auf das strategisch optimale Vorgehen und die dadurch bedingten Veränderungen in den Wiederversorgungszeiten zu untersuchen. Für die folgenden Untersuchungen werden zunächst optimale Strategien auf Basis diskreter mittlerer Fahrgeschwindigkeiten ermittelt. Diese Strategien werden anschließend mit davon abweichenden mittleren Geschwindigkeiten abgefahren und die daraus resultierende Wiederversorgungszeit mit den Wiederversorgungszeiten verglichen, die vom Verfahren für die optimale Strategie bei derselben Geschwindigkeiten erreichen würde. Aus dem Vergleich der beiden Wiederversorgungszeiten kann entnommen werden, inwieweit Schwankungen der im Vorfeld prognostizierten mittleren Fahrgeschwindigkeit Auswirkungen auf die optimale Strategie und damit auf die erreichbare tatsächliche Wiederversorgungszeit haben.

Zur Ermittlung des Einflusses der Fahrgeschwindigkeit werden sowohl für städtische als auch für ländliche Abgänge mittlere Fahrgeschwindigkeiten im Bereich von 1 bis 60 km/h angenommen. Für diese Fahrgeschwindigkeiten werden, jeweils in 5 km/h-Schritten, die optimalen Wiederversorgungszeiten berechnet. Anschließend werden für ausgewählte prognostizierte Geschwindigkeiten optimale Handlungsabläufe ermittelt und mit Geschwindigkeiten im aufgeführten Bereich gefahren. Die dabei sich ergebenen Wiederversorgungszeiten werden anschließend mit den optimalen Zeiten für die entsprechende Fahrgeschwindigkeit verglichen.

An einem Beispiel (Bild 4.15) wird das strategische Vorgehen bei unterschiedlichen mittleren Geschwindigkeiten beschrieben. Hierbei wird die 1-km/h-Strategie, d.h. die optimale Strategie bei einer prognostizierten mittleren Fahrgeschwindigkeit von 1 km/g, der 25-km/h-Strategie gegenübergestellt.

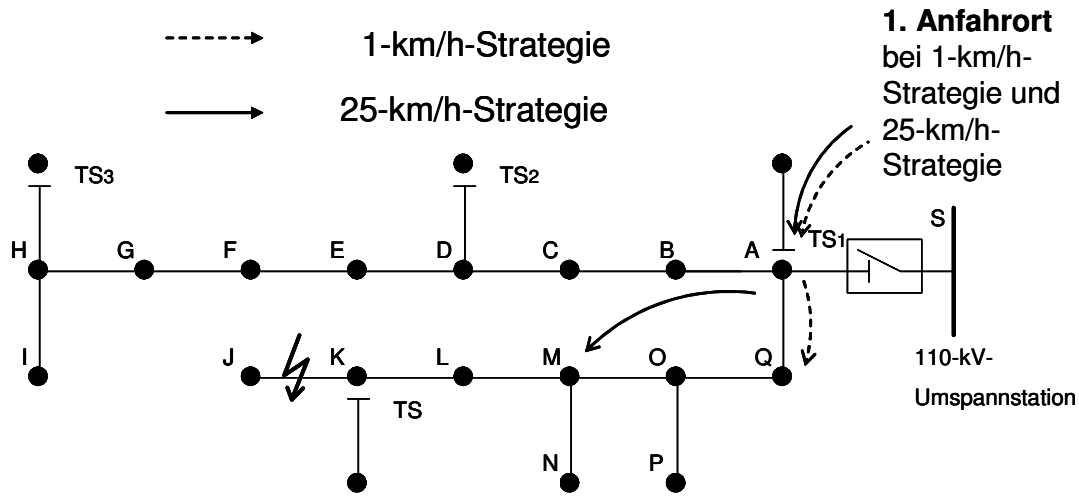


Bild 4.15 Strategisches Vorgehen bei unterschiedlichen mittleren Geschwindigkeiten

Der erste Anfahrort (Station A) stimmt in diesem Fall für beide Strategien überein. Unter Annahme eines Fehlerortes bei K➔J würde das Entstörpersonal nach 1-km/h-Strategie als

nächstes die nahe gelegene Station Q anfahren. Die 25-km/h-Strategie empfiehlt dagegen die Anfahrt der Station M. Während das Entstörpersonal nach der 1-km/h-Strategie sequentiell an den Fehlerort herangeht, um den Zeitaufwand für die Fahrten zwischen den Stationen möglichst gering zu halten, fährt das Personal bei der 25-km/h-Strategie vom ersten Anfahrort in die Mitte der unteren Verzweigung, was einer binären Strategie nahe kommt. Würde man nun die 1-km/h-Strategie für die Störungsbeseitigung hinterlegen und das Personal beim Einsatz eine mittlere Geschwindigkeit von 25km/h erreichen, ergäbe sich eine Verschlechterung in der erreichbaren Wiederversorgungszeit gegenüber der 25-km/h-Strategie.

In den Abbildungen (Bild 4.16 - Bild 4.19) sind diese Abweichungen dargestellt. Für städtische Abgänge ergeben sich bei hohen Geschwindigkeiten Abweichungen im Bereich von 2 bis 4 %. Bei ländlichen Abgängen liegen die Abweichungen aufgrund der grundsätzlich größeren Fahrtstrecken erfahrungsgemäß mit bis zu 10 % etwas höher. Bei städtischen Abgängen nähert sich die Handlungsfolge des Personals bei kleinen Geschwindigkeiten der sequentiellen Vorgehensweise an, wodurch die Fahrtzeiten minimiert werden. Bei höheren Geschwindigkeiten werden sowohl größere Entfernungen gefahren, als auch mehr Teilwiederversorgungen durchgeführt, die eine Hin- und Rückfahrt zur Trennstelle notwendig machen. Bei ländlichen Abgängen kommt noch hinzu, dass bei einer geringen Geschwindigkeit früher mit Sichtprüfungen von Freileitungen im Zuge der Störungsbeseitigung begonnen wird, wohingegen bei hohen Geschwindigkeiten tendenziell erst die Stationen mit KSA angefahren werden. In den Abbildungen ist zu erkennen, dass für hohe Geschwindigkeiten an einer hinterlegten Strategie von 15-25km/h keine relevanten Abweichungen mehr auftreten.

Beim Nachfahren einer festgelegten Strategie für höhere Fahrgeschwindigkeiten mit einer kleineren Geschwindigkeit können bei städtischen Abgängen Abweichungen bis zu 10 % und bei ländlichen sogar bis zu 30 % auftreten. Auch hierfür liegen die Gründe in den bereits beschriebenen Änderungen in der Strategie bezüglich Anfahrreihenfolge, Teilwiederversorgung und Sichtprüfungen. Während es bei höheren Geschwindigkeiten vorteilhaft ist weiter entfernt liegende Stationen zur optimalen Minimierung des Fehlerraums anzufahren und mehrere Teilwiederversorgungen bei einer Störungsbeseitigung durchzuführen, wird wie bereits am Beispiel in Bild 4.15 erläutert, bei geringeren Geschwindigkeiten nach der sequentiellen Weise verfahren. Gerade bei ländlichen Abgängen wird bei kleineren Geschwindigkeiten auf das Durchführen einer Teilwiederversorgung aufgrund der größeren Entfernungen verzichtet.

Mit Blick auf den praktischen Einsatz des Verfahrens und die möglichen Anwendungsszenarien kann bei der Hinterlegung einer Strategie davon ausgegangen werden, dass eine Einschätzung der mittleren Geschwindigkeit im Bereich von ±10 km/h möglich ist. Bei der exemplarischen Annahme einer mittleren Geschwindigkeit von 20 km/h ergibt sich für eine tatsächliche mittlere Geschwindigkeit zwischen 10 km/h und 30 km/h eine vernachlässigbare Differenz in den erreichbaren Wiederversorgungszeiten. Die Berücksichtigung der Verkehrssituation zeitnah zum Störungseintritt ist somit in der Regel nicht zwingend notwendig.

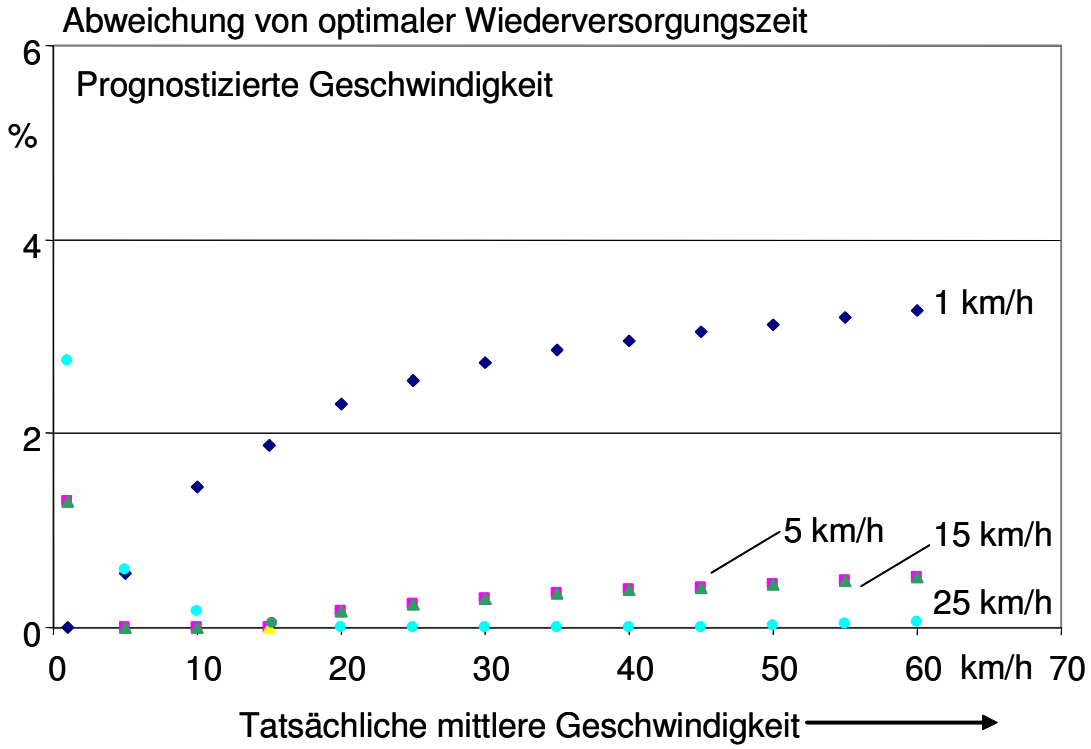


Bild 4.16 Abweichung der optimalen Wiederversorgungszeit beim Abfahren hinterlegter Strategien für den städtischen Abgang 1

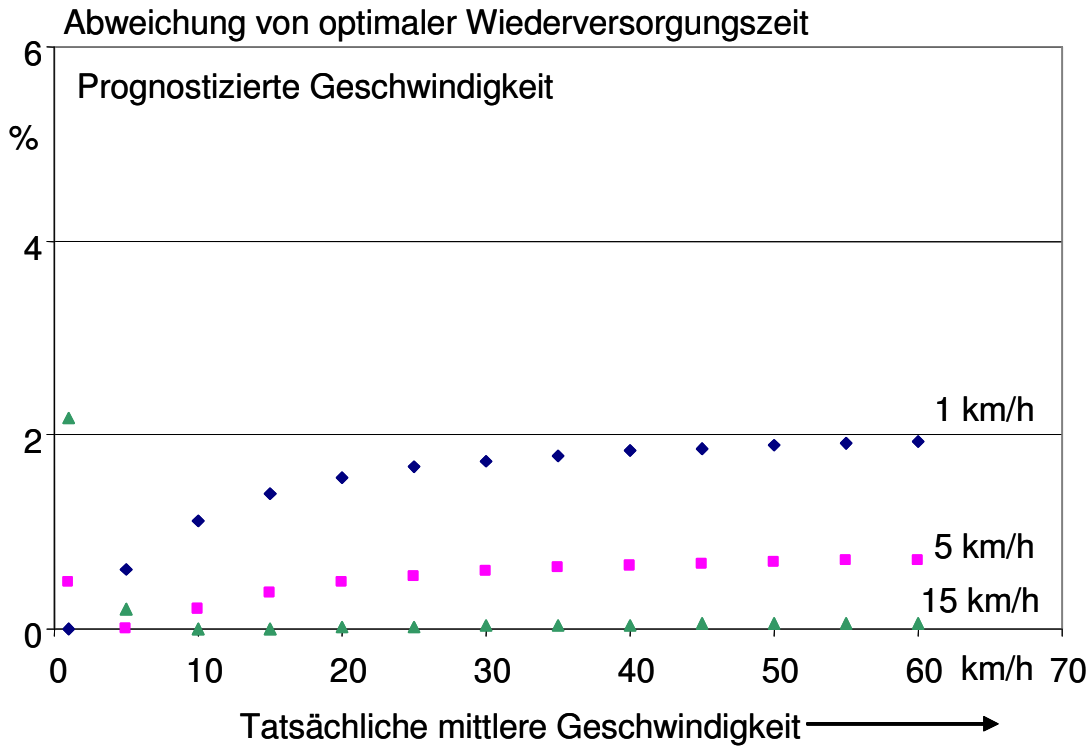


Bild 4.17 Abweichung der optimaler Wiederversorgungszeit beim Abfahren hinterlegter Strategien für den städtischen Abgang 2

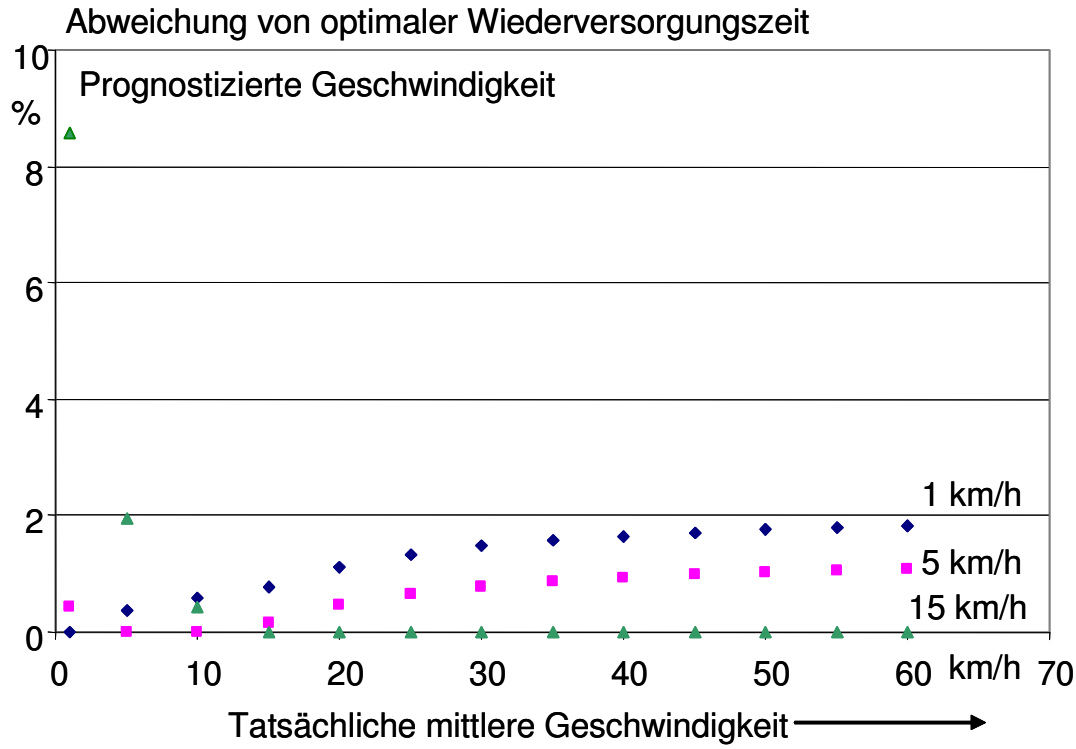


Bild 4.18 Abweichung der optimalen Wiederversorgungszeit beim Abfahren hinterlegter Strategien für den städtischen Abgang 3

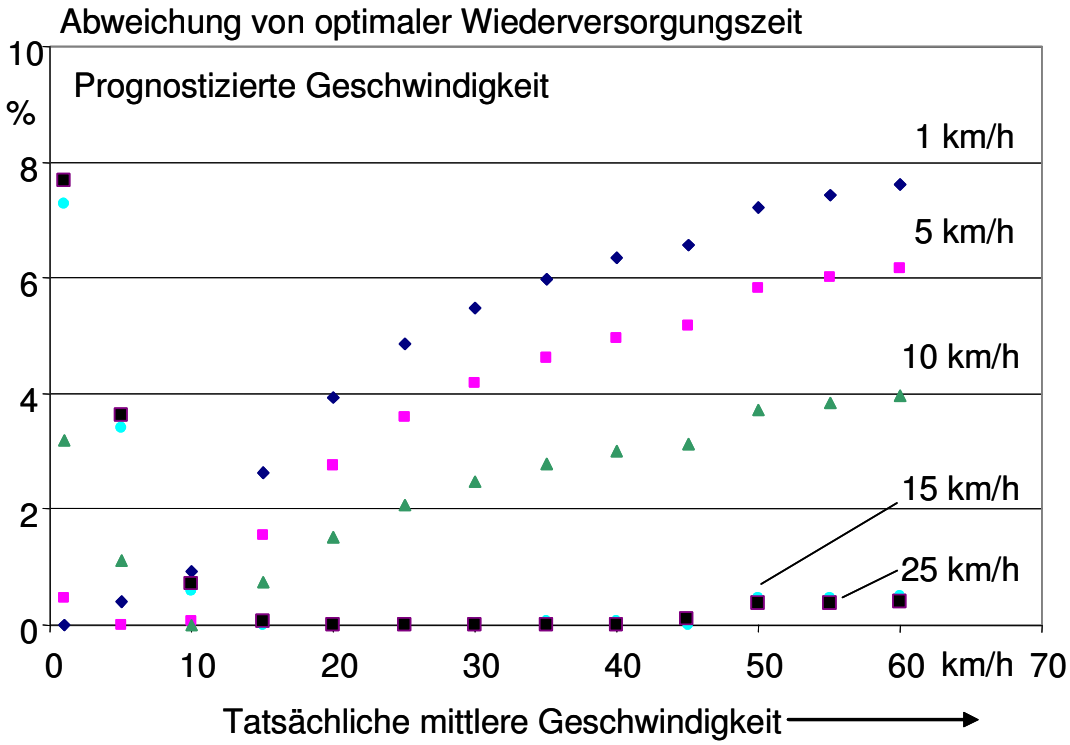


Bild 4.19 Abweichung der optimalen Wiederversorgungszeit beim Abfahren hinterlegter Strategien für den ländlichen Abgang 1.

4.2.3.3 Zugangszeiten

Im Kapitel 4.1 wurde näher auf die Fragestellung eingegangen, inwiefern Zugangszeiten das optimale strategische Handeln bei einer Störungsbeseitigung und die Wiederversorgungszeit beeinflussen können. Basierend darauf wurden in diesem Kapitel zwei unterschiedliche Untersuchungen durchgeführt. Als erstes wurde betrachtet, welche Auswirkung Abweichungen der durchschnittlichen Zugangszeit von einem für die Berechnung der Strategie angenommenen Wert auf die Wiederversorgungszeit und auf die optimale Strategie haben. Anschließend wurde untersucht, welchen Einfluss einzelne höhere Zugangszeiten auf das strategische Vorgehen bei der Störungsbeseitigung haben.

Einfluss fehlerhaft prognostizierter mittlerer Zugangszeiten

Die im Kapitel 4.2.3.2 beschriebene Vorgehensweise zur Ermittlung der Abweichungen von erreichbaren Wiederversorgungszeiten abhängig von der angenommenen mittleren Geschwindigkeit wird bei dieser Untersuchung analog angewendet. Auf Basis angenommener durchschnittlicher Zugangszeiten wurden optimale Strategien ermittelt und für die Störungsbeseitigung hinterlegt. Diese Strategie wurde anschließend mit veränderten Zugangszeiten durchlaufen und die resultierende durchschnittliche Wiederversorgungszeit mit der bei dieser Zugangszeit optimal erreichbaren Zeit verglichen. Die mittleren Zugangszeiten wurden dabei im Bereich von 0 bis 60 min variiert (s. Kapitel 2.6.3). Die Ergebnisse sind in Bild 4.20 – Bild 4.23 dargestellt.

Abhängig von der Netzstruktur variieren die Abweichungen bei allen Abgängen unter Annahme der 1-min-Strategie im Bereich von 4 bis ungefähr 16 %. Bei den etwas komplexeren städtischen Abgängen 1 und 2 und dem ländlichen Abgang 1 treten dabei mit steigender hinterlegter Zugangszeit mehrere Strategiewechsel auf. Ab einer Zugangszeit von 10 min ergeben sich hier keine weiteren nennenswerten Änderungen in der Strategie, wodurch die Differenz in der Wiederversorgungszeit gegen Null tendiert. Bei einfachen Abgängen wie Abgang 3 tritt dieser Fall schon deutlich früher auf. Das Befolgen der 10-min-Strategie kann sich jedoch bei tatsächlich kürzeren Zugangszeiten negativ auf die Wiederversorgungszeit auswirken. Würde das Entstörpersonal bei einer Störungsbeseitigung die 10-min-Strategie befolgen, wobei in Wirklichkeit geringere Zugangszeiten möglich sind, so ist eine maximale Abweichung von ca. 9 % beim Abgang 1 und ca. 2 % bei Abgang 2 und Abgang 3 von der optimalen Wiederversorgungszeit zu beobachten.

Die beobachteten größeren Abweichungen treten wie bei der Betrachtung der Fahrgeschwindigkeit in den theoretischen Randbereichen auf. In der Praxis wird es bei einer angenommenen mittleren Zugangszeit von 1min nicht zu einer tatsächlichen mittleren Zugangszeit von 40min oder gar 60min kommen. Aus praxisrelevanter Sicht muss hier wieder ein realistischer Schwankungsbereich der angenommenen mittleren Zugangszeit betrachtet werden. Es ist dabei zu beachten, dass dieser Schwankungsbereich nur Einflüsse zeitnah zur Störung beinhaltet. Grundlegende Unterschiede bei den Zugangszeiten wie beispielsweise der frei zugänglichen Lage an der Straße gegenüber der Lage auf einem Privatgelände mit Zugangsbeschränkungen können bereits als konstanter Parameter in der hinterlegten Strategie berücksichtigt werden. Ab einer angenommenen mittleren Zugangszeit von 5min kann der Fehler in einem Bereich von ±5min vernachlässigt werden. Es ist daher nicht nötig die mittlere Zugangszeit mit einer hohen Genauigkeit zu ermitteln, solange man eine gute a-priori-Aussage über den Zugangszeitbereich machen kann.

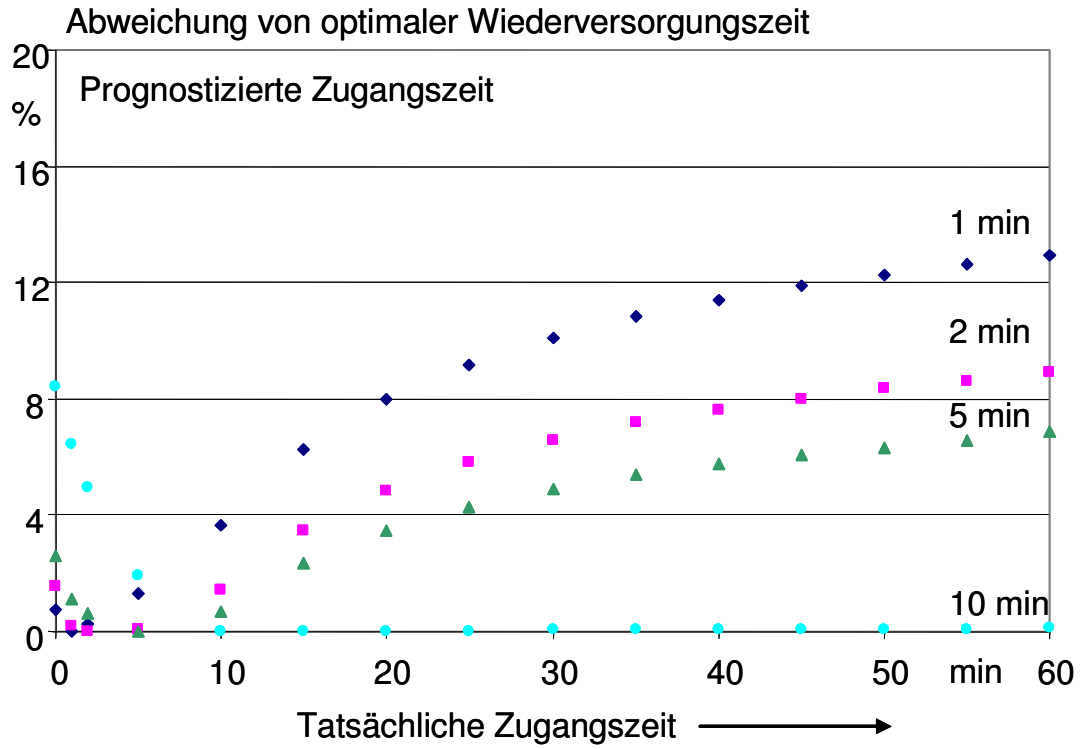


Bild 4.20 Abweichungen von optimalen Wiederversorgungszeiten beim städtischen Abgang 1

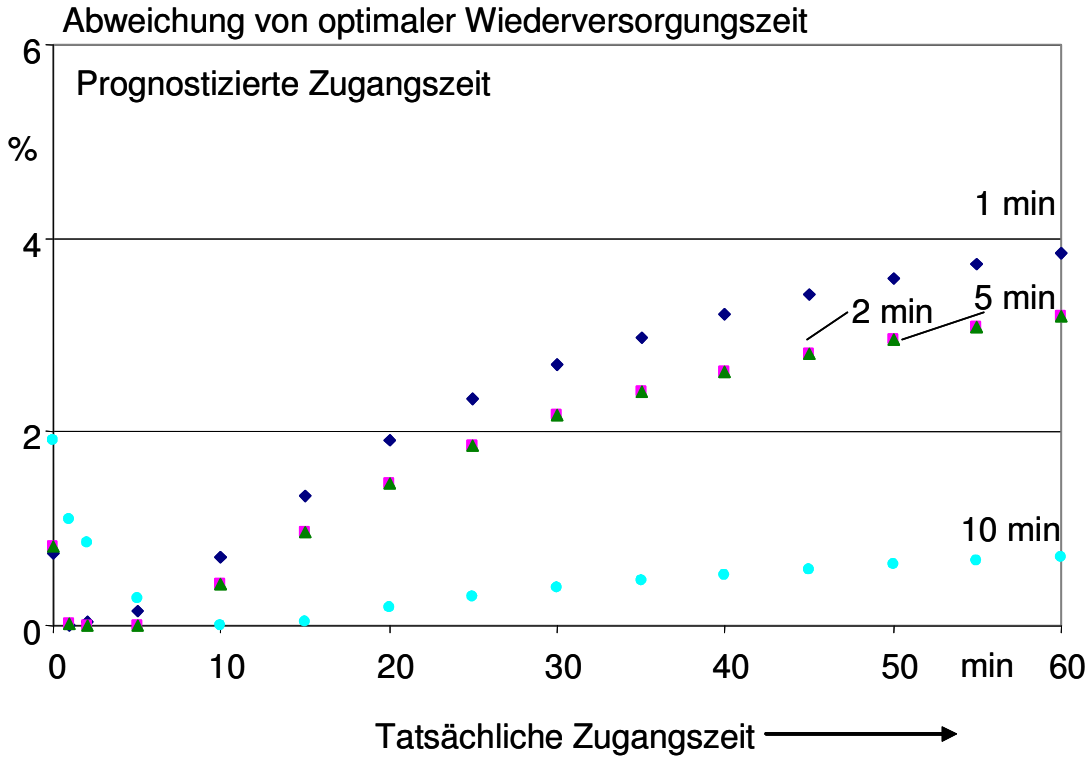


Bild 4.21 Abweichungen von optimalen Wiederversorgungszeiten beim städtischen Abgang 2

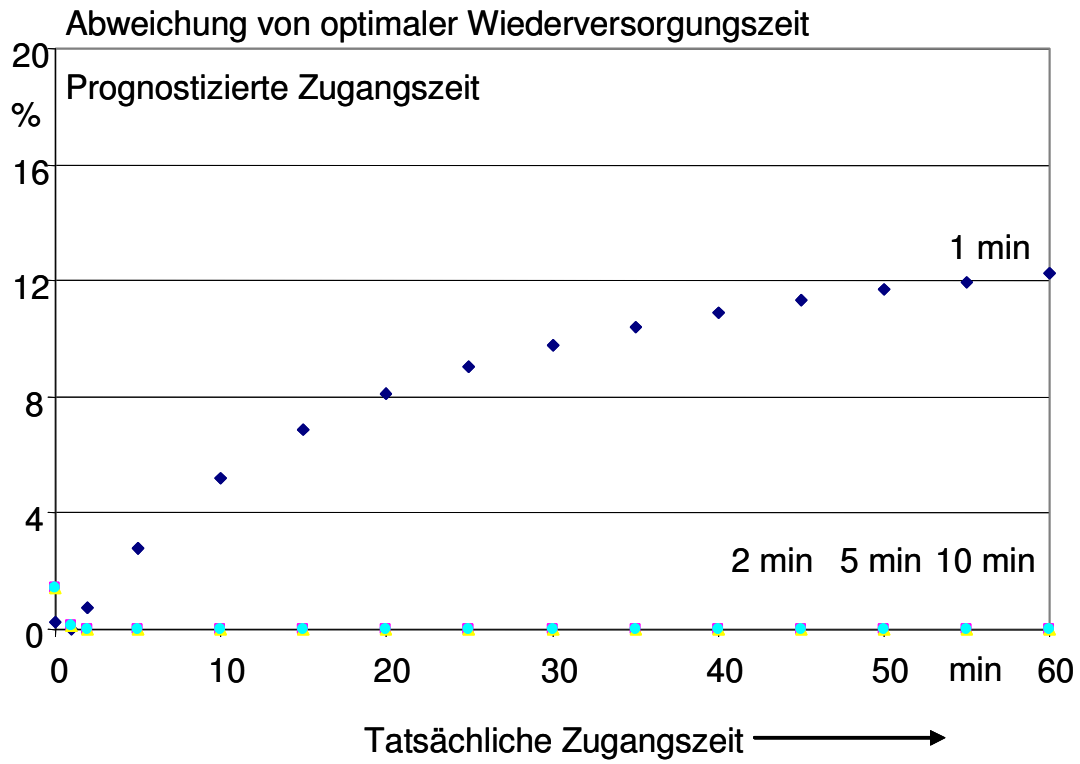


Bild 4.22 Abweichungen von optimalen Wiederversorgungszeiten beim städtischen Abgang 3

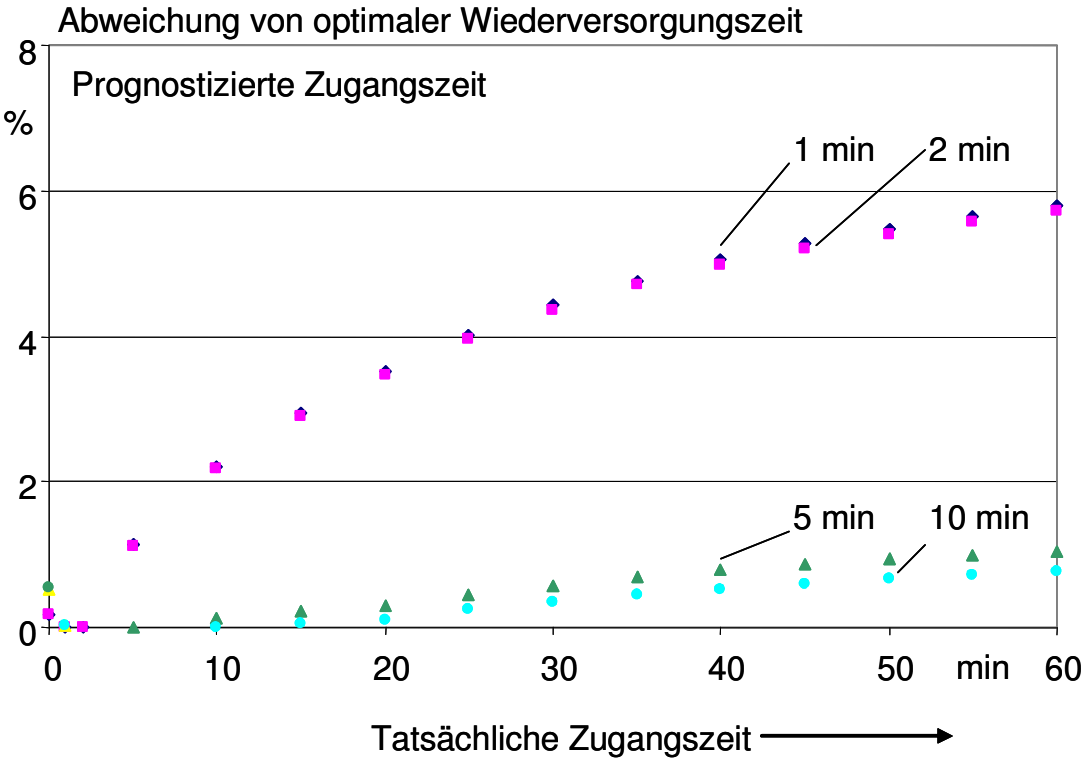


Bild 4.23 Abweichungen von optimalen Wiederversorgungszeiten beim ländlichen Abgang 1

Einfluss inhomogener Zugangszeiten

Neben der gerade untersuchten Stabilität der Strategie in Abhängigkeit der mittleren Zugangszeit soll im Folgenden die Auswirkung einzelner deutlich erhöhter Zugangszeiten ermittelt werden. Aus Sicht des Netzbetreibers kann damit abgeschätzt werden, welche Verschlechterung der Wiederversorgungszeit bei der Vernachlässigung eines einzelnen Spezialfalls zu erwarten ist bzw. wie sich eine unvorhergesehene Verzögerung beim Zugang zu einer Station auf die Wiederversorgungszeit auswirkt. Eine solche unerwartet hohe einzelne Zugangszeit kann sich in der Praxis durchaus ergeben, etwa bei verklemmten Schlössern oder unerwarteten Zugangsbeschränkungen zu kundeneigenen Anlagen. Dazu werden die Zugangszeiten einzelner Stationen des Abganges von der Default-Zugangszeit 2 min um den Faktor 10 auf 20 min erhöht. Die sich dabei unter der Berücksichtigung dieser erhöhten Zeit ergebenen Strategien und deren resultierende durchschnittlichen Wiederversorgungszeiten werden anschließend mit Wiederversorgungszeiten der hinterlegten Standardstrategie, bei der alle Zugangszeiten gleich angenommen wurden, verglichen. Sollte das Entstörpersonal bei der Störungsbeseitigung bei Benutzung der Standardstrategie feststellen, dass die ausgewählte Station wider Erwarten schwer zugänglich ist, kann das Personal auf die vom Verfahren empfohlenen Anfahralternativen ausweichen. Die Zeit, die das Personal durch die Anfahrt der Station, das Feststellen ihrer schweren Zugänglichkeit und die Anfahrt der Alternativstation verliert, hat eine Verschlechterung der Wiederversorgungszeit gegenüber der Strategie unter Berücksichtigung der hohen Zugangszeit zur Folge. Das Verfahren würde unter der Berücksichtigung der hohen Zugangszeit eine Strategie generieren, bei der die Station mit der hohen Zugangszeit umgangen wird. Diese so ermittelte Strategie wird demnach hier als Referenz verwendet. Über den Vergleich der Wiederversorgungszeit bei unterschiedlichen Strategien kann die Größenordnung, in der sich die Verzögerung bei erhöhter Zugangszeit zu einzelnen Stationen bewegt, ermittelt werden.

In Bild 4.24 - Bild 4.27 sind die Abweichungen zur optimal erreichbaren Wiederversorgungszeit bei Vernachlässigung erhöhter Zugangszeiten einzelner Stationen dargestellt. Je nach Lage und Informationsgehalt einer Station wird diese im Verlauf der Störungsbeseitigung früher, später oder nur im Fehlerfall dieser Station angefahren. Dementsprechend sind die Auswirkungen einer erhöhten Zugangszeit auf die Strategie und die damit erreichbare Wiederversorgungszeit unterschiedlich. Die größten Abweichungen treten daher bei Stationen auf, die eine Trennstelle beinhalten, Verzweigungsstationen sind oder die aus anderen Gründen als optimale Anfahrorte früh in der Handlungsfolge auftauchen. So ist in den Abbildungen deutlich zu sehen, dass bei einer erhöhten Zugangszeit des ersten Anfahrortes die Abweichungen am größten sind. Bei ländlichen Abgängen kann zusätzlich beobachtet werden, dass Stationen, die an einen größeren Freileitungsbereich angeschossen und zudem letzte Station mit Kurzschlussanzeiger sind, eine Nichteinbeziehung einer höheren Zugangszeit in der Berechnung zu größeren Abweichungen in den Wiederversorgungszeiten führen kann.

Im Bezug auf den praktischen Einsatz sollte die Belastbarkeit der Zugangszeiten für aus Sicht der Störungsbeseitigung wichtige Stationen geprüft werden. Im überwiegenden Teil der Fälle führt eine erhöhte Zugangszeit einzelner Stationen jedoch nur zu geringen Abweichungen bei der Wiederversorgungszeit. Ein zusätzlicher Nutzen des Verfahren bei der Hinterlegung der Strategie besteht darin, dass bei grundsätzlich unerwarteten Zugangsschwierigkeiten, etwa einem klemmenden Schloss, Alternativstrategien vorgeschlagen werden, die trotz der Verzögerung eine relativ schnelle Wiederversorgung ermöglichen.

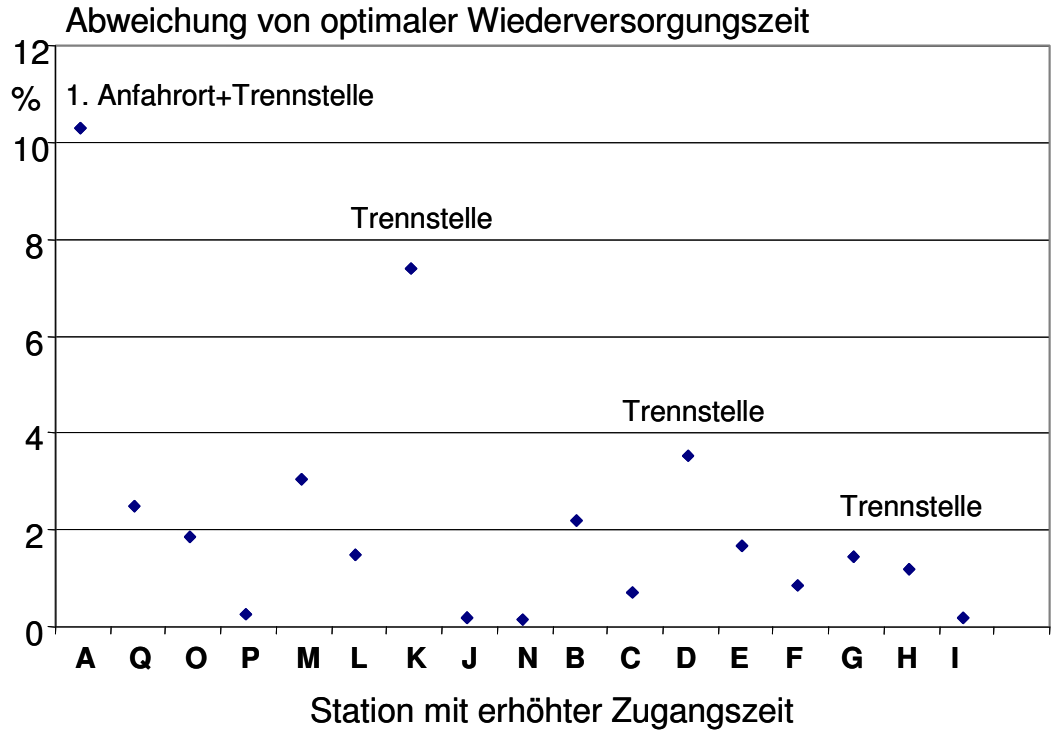


Bild 4.24 Abweichung optimaler Wiederversorgungszeit bei Nichtberücksichtigung der hohen Zugangszeit für städtischen Abgang 1

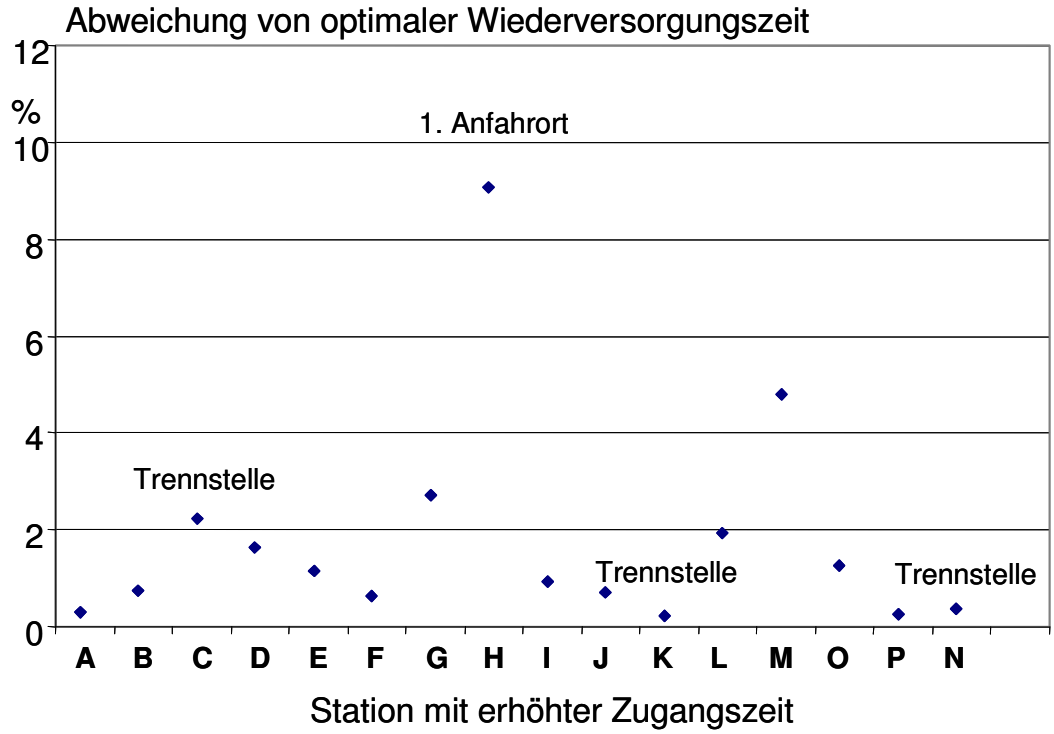


Bild 4.25 Abweichung optimaler Wiederversorgungszeit bei Nichtberücksichtigung der hohen Zugangszeit für städtischen Abgang 2

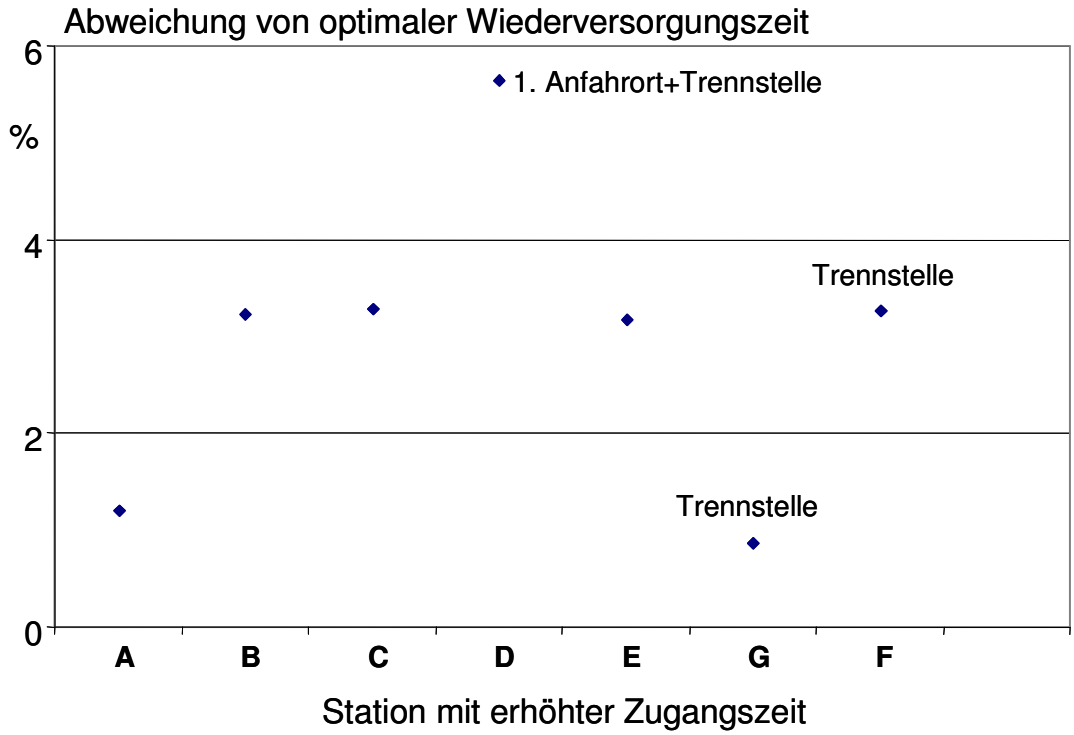


Bild 4.26 Abweichung optimaler Wiederversorgungszeit bei Nichtberücksichtigung der hohen Zugangszeit für städtischen Abgang 3

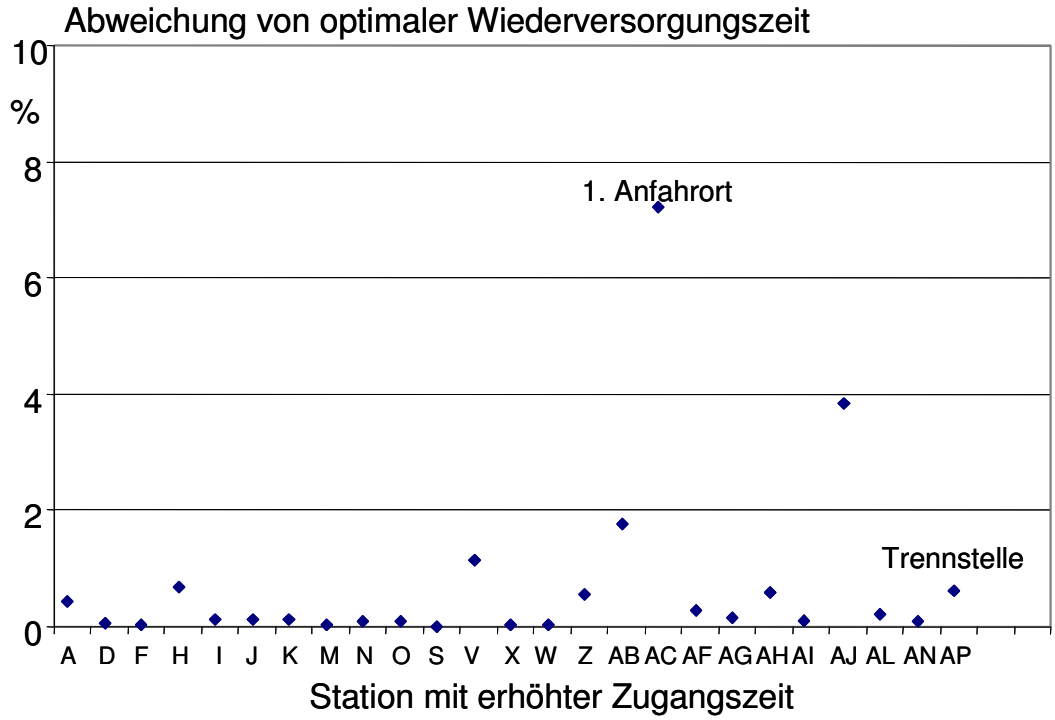


Bild 4.27 Abweichung optimaler Wiederversorgungszeit bei Nichtberücksichtigung der hohen Zugangszeit für ländlichen Abgang 1

4.2.3.4 Fehlerwahrscheinlichkeiten

Abhängig vom Betriebsmitteltyp, den verwendeten Materialien und der Altersstruktur ergeben sich unterschiedliche Fehlerwahrscheinlichkeiten der einzelnen Betriebsmittel (Kapitel 2.6.5), welche im Zuge der topologischen Erfassung des Abgangs für das Verfahren ermittelt werden. Es ist nun zu untersuchen, inwieweit eine genaue Abbildung dieses Parameters erforderlich ist. Ferner soll in diesem Kapitel geklärt werden, inwieweit eine zeitnah zur Störung auftretende Abweichung in der Fehlerwahrscheinlichkeit, beispielsweise infolge bekannter Tiefbauarbeiten, eine kurzfristige neue Ermittlung der Handlungsstrategie erfordern, um das Potenzial dieses Informationsgewinns im Hinblick auf die Wiederversorgungszeiten ausschöpfen zu können.

Anhand eines Beispiels wird zunächst die Fehlerwahrscheinlichkeit eines Kabelabschnittes um den Faktor 50 erhöht Dies entspricht ungefähr dem Einsatz eines PVC- gegenüber einem VPE-Kabel (Bild 4.28). Es ist zu beobachten, dass die erhöhte Fehlerwahrscheinlichkeit einen erheblichen Einfluss auf die strategische Vorgehensweise hat. Anstatt des üblichen Anfahrortes Station A bei einer einheitlichen Annahme von z. B. VPE-Kabeln wird unter Berücksichtigung der erhöhten Fehlerwahrscheinlichkeit des Kabelabschnitts EF die Station E angefahren. Würde im Fall einer Störung die Kabelstrecke E➔F tatsächlich das fehlerhafte Betriebsmittel im Abgang sein, wäre nach Freischaltung des Fehlerortes eine schnelle Wiederversorgung des Abgangs möglich. Das gleiche Ergebnis bei der Strategieänderung lässt sich bei der Betrachtung einer im Vergleich zu den anderen Stationen fehleranfälligeren Station L beobachten. Hier wird diese Station direkt angefahren.

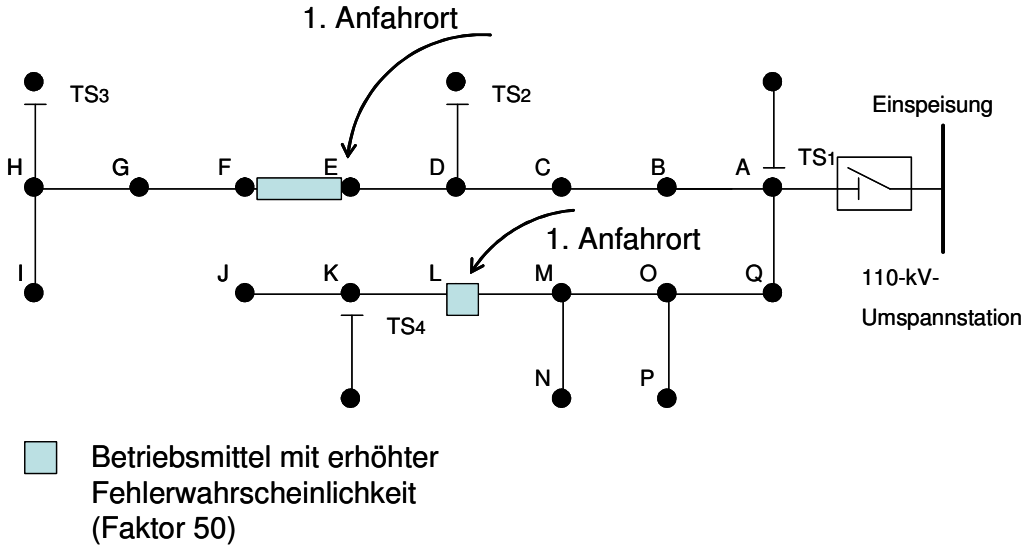


Bild 4.28 Strategisches Vorgehen unter Berücksichtigung einer um den Faktor 50 höheren Fehlerwahrscheinlichkeit

Der Grund für deutliche Änderung der Strategie liegt beim Verhältnis der Fehlerhäufigkeit des Betriebsmittels zur Gesamtfehlerhäufigkeit des Abgangs. Bei den hier betrachteten Beispielen handelt es sich um einzelne Betriebsmittel mit im Vergleich zu allen anderen Betriebsmitteln erhöhten Fehlerwahrscheinlichkeiten. Dies kann in der Praxis beispielsweise im Zuge von bedarfgeführten Instandsetzungsmaßnahmen im Abgang vorkommen, wobei große Teile eines Abgangs erneuert werden und nur wenige deutlich ältere Betriebsmittel, möglicherweise auch unterschiedlicher Bauart, im Abgang verbleiben. Neben dem Alter und

dem Typ der Betriebsmittel können auch äußere Einflüsse zu einer erhöhten Fehlerwahrscheinlichkeit und damit zur notwendigen Strategieanpassung führen. So kann die Information über Tiefbauarbeiten zusammen mit dem Wissen über die Hauptursache von Kabelstörungen (Kapitel 2.6.5) zu einer Anhebung der Fehlerwahrscheinlichkeit dieser Abschnitte führen.

In Bild 4.29 werden die durchschnittlichen Wiederversorgungszeiten für die entsprechenden Fehlerwahrscheinlichkeiten dargestellt. Unter Annahme einer einheitlichen Fehlerwahrscheinlichkeit wird für den oben dargestellten Abgang eine durchschnittliche Wiederversorgungszeit von ungefähr 30 min erreicht. Bei einer gegenüber den restlichen Betriebsmitteln erhöhten Fehlerwahrscheinlichkeit einzelner Betriebsmittel ändert sich das strategische Vorgehen und damit die durchschnittliche Wiederversorgungszeit deutlich. Neben der Verringerung der durchschnittlichen Wiederversorgungszeit lässt sich auch eine Reduzierung der Bandbreite zwischen minimaler und maximaler durchschnittlicher Wiederversorgungszeit beobachten. Diese Ergebnisse konnten bei allen untersuchten Abgängen beobachtet werden. Im Bezug auf den praktischen Einsatz sollten bei der Hinterlegung der Strategie Besonderheiten von Betriebsmitteln, die einen Einfluss auf die Fehlerhäufigkeit haben, berücksichtigt werden. Die dazu primär erforderlichen Informationen über Bauart und Alter der Betriebsmittel liegen bei den Netzbetreibern üblicherweise vor, oftmals auch elektronisch in Betriebsmitteldatenbanken. Des weiteren sollten, wie das bereits bei vielen Netzbetreibern der Fall ist, aktuelle Informationen über Baustellen mit Tiefbauarbeiten vorliegen und bei der Berechnung der Strategie einfließen. Allerdings ist diesbezüglich zu bemerken, dass das Betriebspersonal in der Praxis oftmals bereits die laufenden Tiefbauarbeiten kennt und daher ohnehin im Störungsfall primär die Baustellen als ersten Anfahrort wählt.

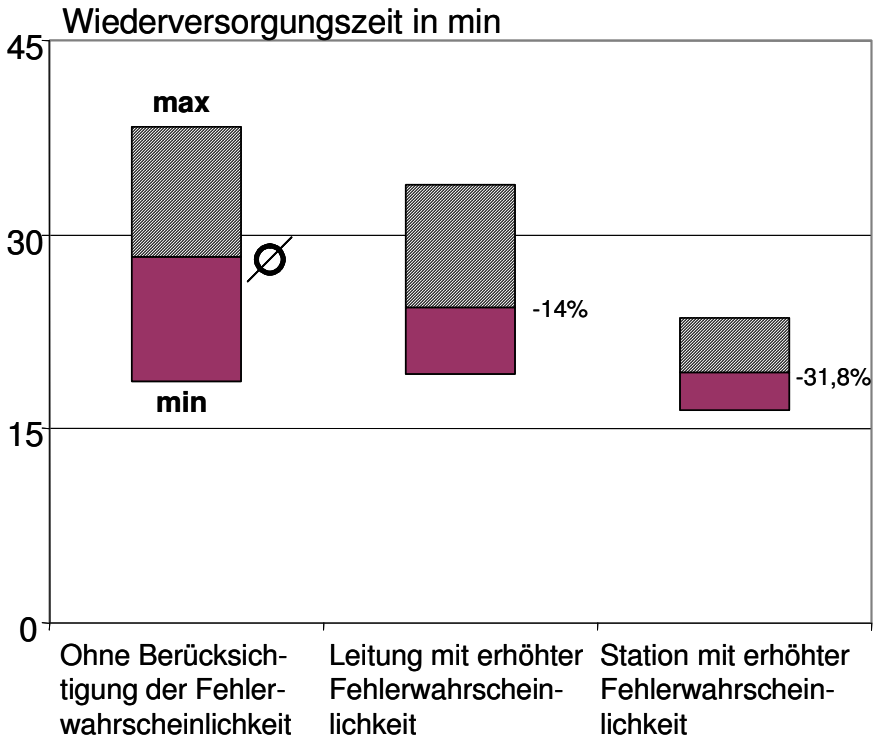


Bild 4.29 Vergleich der durchschnittlichen Wiederversorgungszeiten bei Betrachtung einheitlicher Fehlerwahrscheinlichkeiten und erhöhter Fehlerwahrscheinlichkeiten einzelner Betriebsmittel

4.2.4 Auswirkung einer kundenspezifischen Gewichtung

Ziel der folgenden Untersuchungen ist zu zeigen, wie sich durch die Vergabe eines kundenspezifischen Gewichtes die strategische Handlungsfolge und damit direkt verbunden die durchschnittliche Wiederversorgungszeit und die Wiederversorgungszeit des Kunden verändern. Welche Auswirkungen eine kundenspezifische Gewichtung haben kann, wird exemplarisch für unterschiedliche Kunden im städtischen Abgang 1 vorgestellt (Bild 4.30 und Bild 4.31). Diese Untersuchung hat dabei nichts mit den in Kapitel 4.1 beschriebenen Einsatzszenarien bezüglich des Einsatzzeitpunktes des Verfahrens zu tun, sondern soll einen möglichen Einsatzbereich im Zuge der optimierten Störungsbeseitigung und einen Zusatznutzen im Hinblick auf die Wiederversorgung zu priorisierender Kunden vorstellen.

Unter der Annahme eines wichtigen Kunden (z.B. Industriekunde) an der Station F erhält diese Station eine höhere Priorität gegenüber allen anderen Stationen (Bild 4.30). Der Gewichtsfaktor richtet sich dabei nach den zu erreichenden Vorgaben aus der Kundenvereinbarung wie beispielsweise einer einzuhaltenden maximalen Wiederversorgungszeit bei allen möglichen Fehlern.

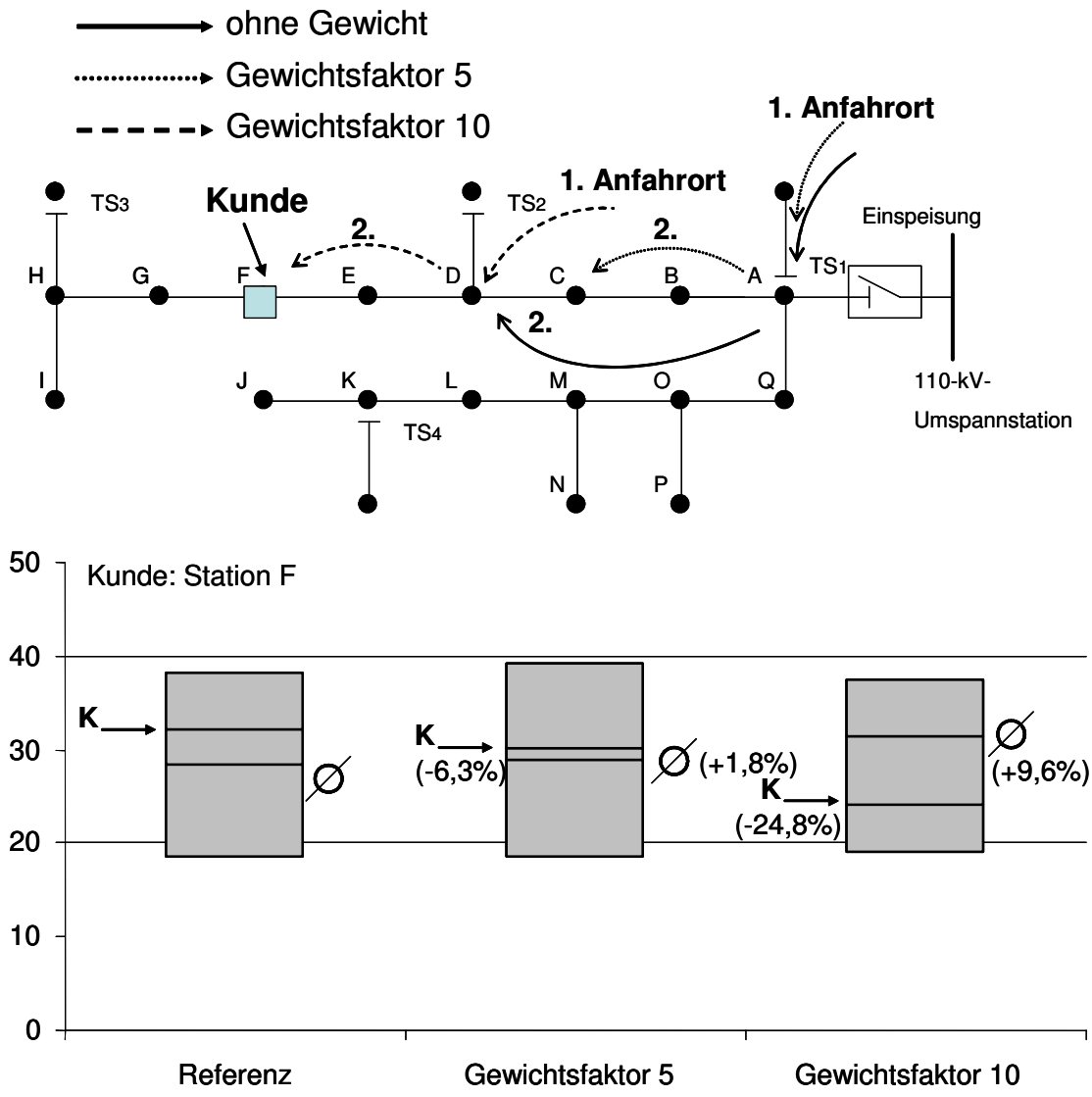


Bild 4.30 Veränderung der Wiederversorgungszeiten bei Höhergewichtung eines einzelnen Kunden F (städtischer Abgang 1)

Bei einem angenommenen Gewichtsfaktor von 5 kann bereits eine Veränderung der strategischen Handlungsfolge beobachtet werden. Während der erste Anfahrort noch derselbe ist, weicht die Strategie bei einer angenommenen Störung in Richtung des Kunden von der Standardstrategie mit einheitlicher Kundengewichtung ab. Das Personal würde nach der Standardstrategie als nächstes die Station D anfahren. Durch die Vergabe eines Gewichtes wird als nächstes optimales Anfahrziel die Station C gewählt. Während die Veränderungen in der strategischen Vorgehensweise zu einer Verschlechterung der durchschnittlichen Wiederversorgungszeit über alle Stationen führen, wird die Wiederversorgungszeit des exemplarischen Industriekunden verbessert. Strategisch betrachtet wird der erste Anfahrort mit steigender Gewichtung nach Station D verlagert. Bei einem Fehler in Richtung des bevorzugten Kunden wäre der nächste Anfahrort die Station selbst. In dem hier dargestellten Fall ist der Gewinn für die Kundenstation gegenüber der Verschlechterung der mittleren Wiederversorgungszeit aller Stationen deutlich.

An einem weiteren Beispiel soll gezeigt werden, dass ein solcher Effekt nicht für jede Station erreichbar ist. Die Station L (Bild 4.30) liegt bereits unter dem Durchschnitt aller Stationen und soll nun noch stärker bevorzugt werden. Nach dem gleichen Prinzip wie oben geschildert, wird der Station L zunächst ein Gewicht von 5 und später ein Gewicht von 10 zugeordnet. Bei einem Gewichtsfaktor von 5 entspricht die resultierende Strategie ungefähr der Standardstrategie. Anhand der prozentualen Angaben sieht man, dass bei dieser Gewichtseinteilung die Wiederversorgungszeit des Kunden L, welche bereits vor der Gewichtsvergabe besser als die durchschnittliche Wiederversorgungszeit war, nur geringfügig verbessert wird. Bei weiterer Erhöhung des Kundengewichtes wird erreicht, dass der erste Anfahrort nicht mehr die Station A ist, sondern Station O. Unter Annahme eines Fehlers in Richtung der Station M ist der nächste Zielort die Kundenstation. Durch die Vergabe einer auch über den Faktor 10 hinausgehenden Gewichtung kann eine Verbesserung der Wiederversorgungszeit des Kunden nur noch mit einer deutlichen Verschlechterung des Durchschnitts aller Kunden erreicht werden.

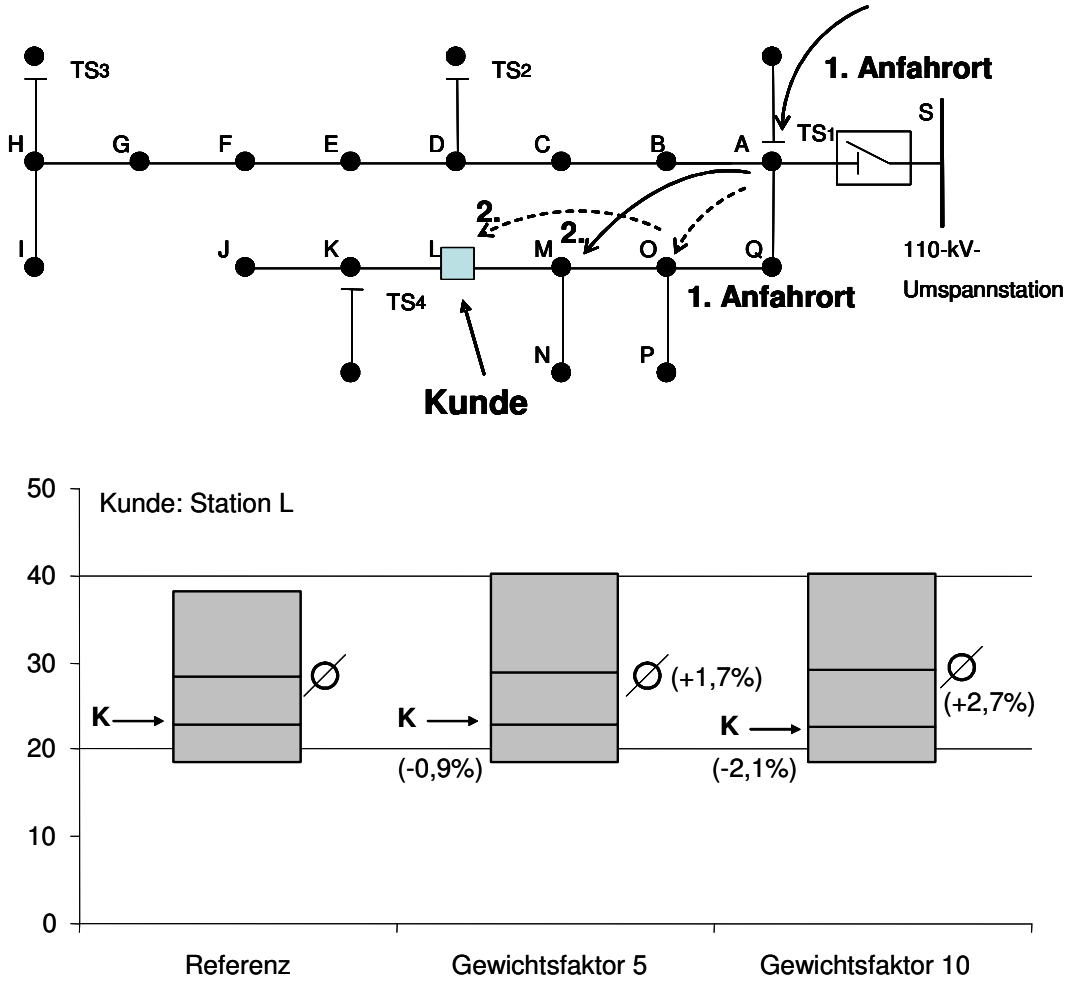


Bild 4.31 Veränderung der Wiederversorgungszeiten bei Höhergewichtung eines einzelnen Kunden L (Abgang 1)

Wie zu erwarten war, können die Wiederversorgungszeiten einzelner Kunden durch eine entsprechende Höhergewichtung im Verfahren auf Kosten der durchschnittlichen Wiederversorgungszeiten verringert werden. Der Umfang dieser Verringerung hängt jedoch stark von der Lage des Kunden ab, da in einigen Fällen kaum noch kundenspezifische Verbesserungen erzielt werden können. Andererseits kann eine starke Bevorzugung einzelner Kunden, wie in den Beispielen dargestellt, eine erhebliche Veränderung der strategischen Vorgehensweise bedeuten, was gleichzeitig zu einer erheblichen Verschlechterung der durchschnittlichen Wiederversorgungszeit führt. Im Hinblick auf die Bewertung der Netzperformance durch Indices, die die mittlere erreichte Versorgungszuverlässigkeit für alle Kunden beschreiben, muss seitens der Netzbetreiber abgewogen werden inwiefern eine kundenspezifische Bevorzugung möglich und erwünscht ist.

4.2.5 Einfluss einer inhomogenen Lastverteilung

Im Kapitel 2.1 wurden die DISQUAL-Kennzahlen bereits ausführlich beschrieben. Da sich die DISQUAL-Kenngrößen gerechnet nach Verfahren b auf die installierte Bemessungsscheinleistung beziehen und Strategieänderungen zur optimalen Beeinflussung dieser Kenngröße naturgemäß erst bei inhomogener Lastverteilung auftreten können, wurden im Rahmen

dieser Untersuchungen verschiedene Lastszenarien sowohl an städtischen als auch an ländlichen Abgängen betrachtet. Anders als bei den vorigen Kapiteln wurde hier anstatt der Wiederversorgungszeit die sich aufgrund der betrachteten Strategie ergebende Nichtverfügbarkeit nach Verfahren b) Q_u^B verglichen. Es wurde also untersucht, welche Abweichungen sich für Q_u^B ergeben, wenn die Optimierung nach unterschiedlichen Zielgrößen erfolgt und ob daher die Erfassung der Bemessungsscheinleistung der Transformatoren für das Verfahren notwendig ist. Da sich die Auslegung der Transformatoren an der Last orientiert, wurden unterschiedliche Lastszenarien für die einzelnen Abgänge betrachtet. Bei Bezug auf letztgenannte Berechnungsmethodik erhalten die einzelnen Stationen Gewichte entsprechend der dort installierten Bemessungsscheinleistung. Im Bild 4.32 sind diese verschiedenen Szenarien für den städtischen Abgang 1 dargestellt. Bei einer Fokussierung der Last auf wenige Stationen im Abgang ergeben sich dabei nur geringe Abweichungen im strategischen Vorgehen. In Bezug auf die DISQUAL-Kenngrößen kann anhand der unterschiedlich erzeugten Szenarien mehrerer Abgänge festgestellt werden (Bild 4.33 - Bild 4.36), dass die DISQUAL-Kennzahlen $Q_u^{B,C}$ und $Q_u^{B,B}$ minimal von einander abweichen. Dabei ist $Q_u^{B,C}$ die DISQUAL-Kennzahl bezogen auf die installierte Bemessungsscheinleistung, die nach der hinterlegten Strategie nach Verfahren c) ermittelt wird.

	Last in Schwerpunkten relativ zur Gesamtlast	**ΔQ_u in %**
Szenario 1	32 %	5
Szenario 2	42,78 %	1,27
Szenario 3	48,13 %	0,55

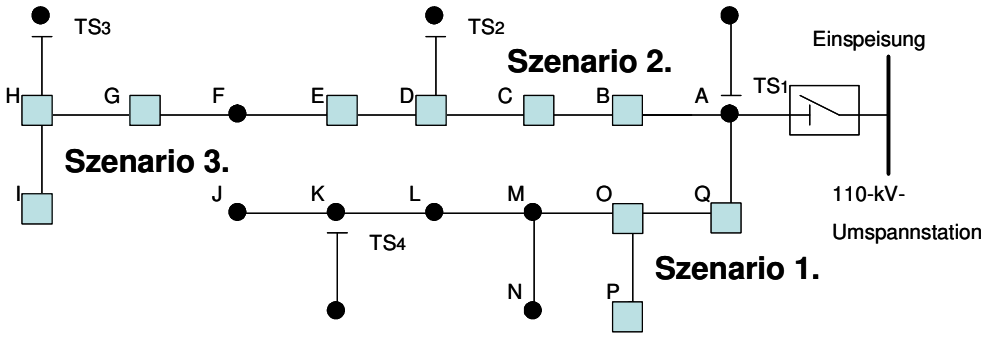


Bild 4.32 Darstellung verschiedener Szenarien hinsichtlich der Lastverteilung und Abweichungen der DISQUAL-Kenngrößen

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich die strategische Vorgehensweise bei inhomogener Lastverteilung gegenüber einer angenommenen homogenen Verteilung nur geringfügig ändert. Dabei waren die beobachteten Abweichungen bei den städtischen Abgängen grundsätzlich geringer als bei den ländlichen Abgängen. Umfasst der Lastschwerpunkt jedoch Stationen im Stich (Bild 4.32, Szenario 1), so können auch bei städtischen Abgängen höhere Abweichungen auftreten. Da die Bemessungsscheinleistung der Transformatoren durch die vorgeschriebene Berechnung der DISQUAL-Kenngrößen nach Verfahren b) im Unternehmen bekannt sein müssen und es sich um keine zeitveränderliche Größe

handelt, kann gegebenenfalls bereits im Vorfeld für die Hinterlegung der Strategie eine Berücksichtigung der genauen Lasten erfolgen.

	Last in Schwerpunkten relativ zur Gesamtlast	**ΔQ_u in %**
Szenario 1	27,57 %	0,15
Szenario 2	55 %	1,15
Szenario 3	55 %	1,05

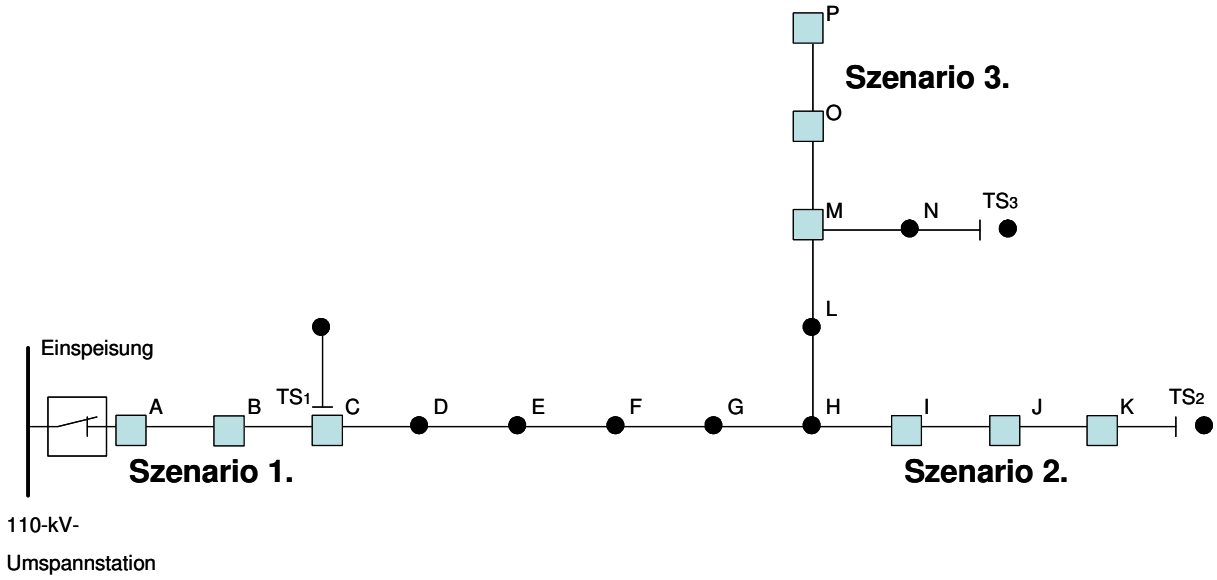


Bild 4.33 Darstellung verschiedener Szenarien hinsichtlich der Lastverteilung und Abweichungen der DISQUAL-Kenngrößen am städtischen Abgang 2

	Last in Schwerpunkten relativ zur Gesamtlast	ΔQ_u in %
Szenario 1	48,78 %	0,97
Szenario 2	55,28 %	0,0
Szenario 3	48,78 %	0,13

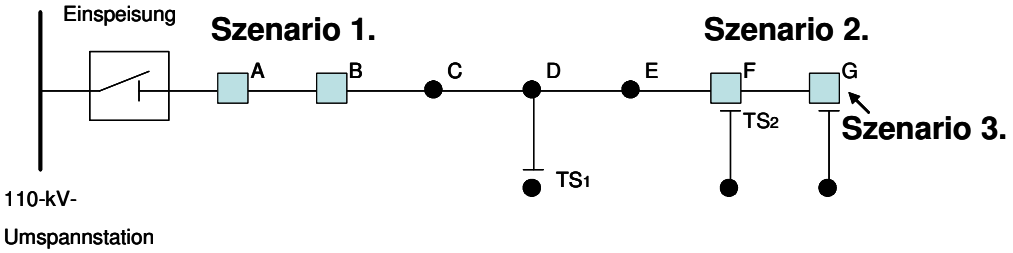


Bild 4.34 Darstellung verschiedener Szenarien hinsichtlich der Lastverteilung und Abweichungen der DISQUAL-Kenngrößen am städtischen Abgang 3

	Last in Schwerpunkten relativ zur Gesamtlast	**ΔQ_u in %**
Szenario 1	34,6 %	1,4
Szenario 2	51,85 %	4,6

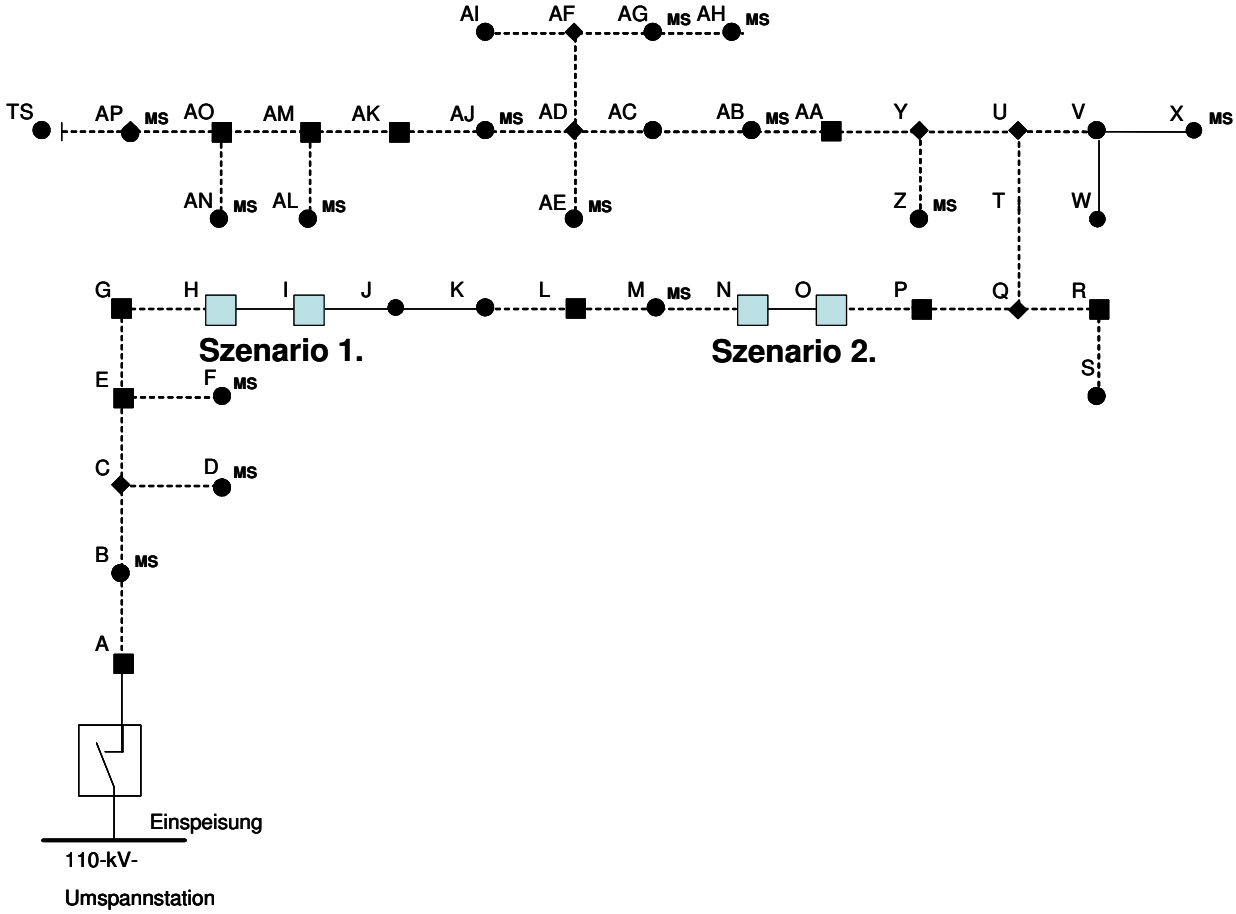


Bild 4.35 Darstellung verschiedener Szenarien hinsichtlich der Lastverteilung und Abweichungen der DISQUAL-Kenngrößen am ländlichen Abgang 1

	Last in Schwerpunkten relativ zur Gesamtlast	**ΔQ_u in %**
Szenario 1	65,74 %	3,25
Szenario 2	43,78 %	4,9

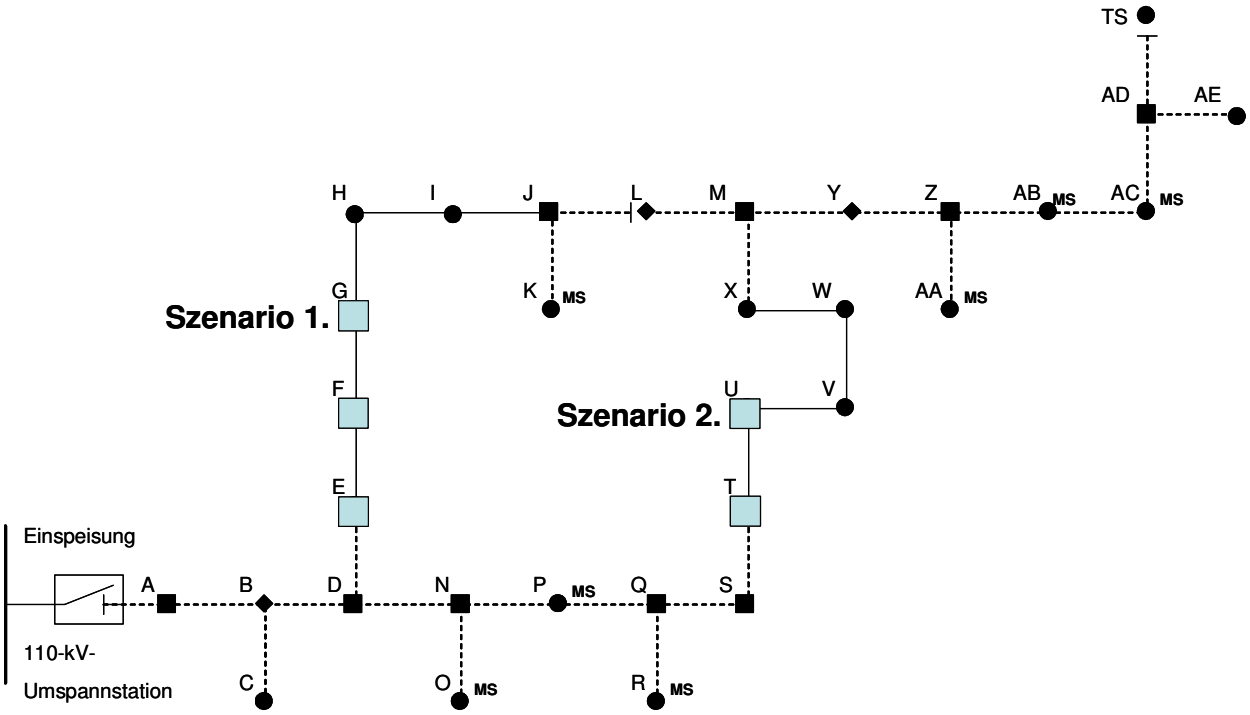


Bild 4.36 Darstellung verschiedener Szenarien hinsichtlich der Lastverteilung und Abweichungen der DISQUAL-Kenngrößen am ländlichen Abgang 2

5 Zusammenfassung

Mit dem zunehmenden Fokus auf die Versorgungszuverlässigkeit durch Regulierungs- und Aufsichtsbehörden und die Absicht, die Versorgungszuverlässigkeit als Qualitätsaspekt in der Anreizregulierung zu berücksichtigen, ist die Bedeutung der Störungsbeseitigung beim Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze weiter gestiegen. Durch die Pflicht zur Veröffentlichung kundenspezifischer Kenngrößen und der sich damit ergebenden Vergleichbarkeit der Netzbetreiber rückt die kundenspezifische Wiederversorgungszeit verstärkt in das Blickfeld der Netzbetreiber. Aufgrund angestrebter Effizienzsteigerungen und einer damit häufig verbundenen Reduzierung des Personals und Ausdehnung von Bereitschaftsbezirken müssen zur Gewährleistung geringer Wiederversorgungszeiten dem Betriebspersonal zusätzliche Hilfestellungen für die Durchführung der Störungsbeseitigung gegeben werden.

Dies kann durch den Einsatz eines rechnerbasierten Verfahrens als Bestandteil oder Ergänzung bereits eingesetzter Leit- und Informationssysteme erfolgen. Die möglicherweise notwendige Erfassung zusätzlicher Daten stellt dabei einen großen Aufwand für die Netzbetreiber dar. Daher wurden in dieser Arbeit primär folgende Zielsetzungen verfolgt:

- Entwicklung eines Verfahrens zur Unterstützung des Betriebspersonals – vielfach kleiner Regionalversorger und Stadtwerke – bei der Störungsbeseitigung in Mittelspannungsnetzen durch die Optimierung der Handlungsreihenfolge unter Berücksichtigung aller in der Praxis gegebenen Freiheitsgrade.
- Analyse möglicher Szenarien für einen nutzbringenden Verfahrenseinsatz in der Praxis und der daraus erforderlichen Datenmenge und –genauigkeit.

Auf Basis der Kenngrößen kundenspezifischer Versorgungszuverlässigkeit und der Analyse des Ablaufs der Störungsbeseitigung lassen sich sowohl Zielgrößen und Freiheitsgrade als auch die für ein optimiertes Vorgehen bei der Störungsbeseitigung relevanten Randbedingungen ableiten. Das entwickelte Verfahren ermittelt eine Handlungsfolge für eine möglichst optimale Störungsbeseitigung, wobei die Methode der Fehlerortung und damit die Reihenfolge der anzufahrenden Stationen in Verbindung mit den Zeitpunkten und Schalthandlungen für die Wiederversorgung bestmöglich auf die gewählte Zielgröße hin ausgewählt wird. Darüber hinaus lassen sich vor dem Hintergrund eines zusätzlichen Einsatzes als Schulungswerkzeug auch alternative Handlungen für jeden Schritt der Störungsbeseitigung bewerten.

Aus der Analyse der Randbedingungen ergeben sich zwei grundsätzliche Einsatzszenarien in der Praxis:

- Hinterlegung optimaler Entstörstrategien für jeden Abgang auf Basis exakter konstanter Randbedingungen und prognostizierter bzw. vernachlässigter zeitveränderlicher Randbedingungen.
- Berechnung der optimalen Handlungsfolge beim Eintritt einer Störung unter der Berücksichtigung aller zum Zeitpunkt der Störung zu bestimmenden Randbedingungen.

In ersten Untersuchungen konnte die Leistungsfähigkeit des Verfahrens gegenüber üblichen Standardverfahren der Störungsbeseitigung schon bei der Vernachlässigung bzw. Abschätzung zeitveränderlicher Randbedingungen gezeigt werden. Ein deutlicher Nutzen des

Verfahrens zeigt sich insbesondere bei großen und komplexen Abgangsstrukturen. Bei einfachen Strukturen oder dem intensiven Einsatz von Fernwirktechnik ist der Nutzen nur gering. Die bei diesem Einsatzszenario erforderlichen Daten liegen beim Netzbetreiber in bestehenden Datenbanken und IT-Systemen vor. Bei der anschließenden Betrachtung der zeitveränderlichen Randbedingungen konnte gezeigt werden, dass

- die Berücksichtigung der Position des Personals nur in Ausnahmesituationen eine relevante Verbesserung des strategischen Vorgehens ergibt,
- die optimale Handlungsfolge durch realistische Schwankungen der Geschwindigkeit nicht oder nur vernachlässigbar verändert wird,
- eine genaue Abschätzung der Zugangszeiten nur bei wenigen für die Störungsbeseitigung relevanten Stationen notwendig ist.

Darüber hinaus wurde bei der Sensitivitätsuntersuchung ausgewählter konstanter Parameter gezeigt, dass Informationen, die zur einer deutlich erhöhten Fehlerwahrscheinlichkeit einzelner Betriebsmittel führen (Gewitter, Tiefbauarbeiten, deutliche Altersdifferenz von Betriebsmitteln) bei der Strategieermittlung berücksichtigt werden müssen. Die Berücksichtigung der Bemessungsscheinleistung der Transformatoren bei der Störungsbeseitigung hat demgegenüber nur einen geringen Einfluss im Bezug auf die relevanten Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit. Da diese Informationen bereits im Netzleitsystem verfügbar sind, ist der Aufwand für die Erfassung dieser Daten jedoch gering.

Obwohl ein direkter Vergleich zwischen vom Verfahren vorgeschlagener und tatsächlich durchgeführte Störungsbeseitigung am dafür sehr hohen in der Vergangenheit üblicherweise nicht erbrachten Dokumentationsaufwand bei den Netzbetreibern scheitert. Dennoch konnten die Vorteile des Verfahrens auch in einer Anwendung als Schulungswerkzeug aufgezeigt werden. Dazu werden für angenommene Störungen in einem Netz Programmempfehlungen und Vorschläge der Praktiker miteinander verglichen. Die Diskussion um optimale Strategien und die transparente Darstellung von Abwägungsprozessen sorgt für eine Sensibilisierung der Praktiker und kann so zu einer Verbesserung der Störungsbeseitigung beitragen.

Das Forschungsziel wurde erreicht.

Literatur

[1] N.N.: VDEW Störungs- und Schadensstatistik; VDE-Verlag, VWEW m.b.H.; Berlin/Frankfurt a.M., 1994-1999

[2] OFGEM: Guaranteed and overall standards of performance. Office of Gas and Electricity Markets, London, 2000

[3] Langset, T.; Trengereid, F.; Samdal, K.; Heggset, J.: Quality dependant revenue caps – a model for quality of supply regulation. 16th CIRED, Amsterdam, 2001

[4] V. Pitz: Nationale Standards zur Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit in Europa und Übersee. ETG-Fachbericht 92 Zuverlässigkeit in der Stromversorgung, 2003

[5] Weck, K.-H.; Wellßow, W.H.: Bedeutung der Spannungsqualität im Strommarkt. ETG Fachbericht 79 Internationale ETG-Tage 1999, 1999

[6] DIN EN: Merkmale der Versorgungsspannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. CENELEC, EN 50160, Brüssel, 1994

[7] N.N.: UNIPEDE Distribution Study Committee 50.05 DISQUAL: Availability of Supply Indices, Juli 1997, Ref. 0500REN9733

[8] N.N.: IEEE 1366: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices; Dezember 2003

[9] N.N.: VDN Störungs- und Schadensstatistik; Berichtsjahr 2004, VDN e. V. beim VDEW, Berlin, 1. Ausgabe 2004, November 2005

[10] N.N.: VDN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik; Anleitung, VDN e. V. beim VDEW, Berlin, 5. Ausgabe 2005, September 2005

[11] Lange, J.; Wahle J.; Schreckenberg, M.: Quality Control in Urban Traffic Control; 5th World Congress on Intelligent Transport Systems, Seoul 1998

[12] Janko, J.: Probleme der Reisezeitprognose in einem Leitsystem für den Straßenverkehr; Dissertation TU Berlin 1994

[13] Montebaur, a.; Clemens, G.; Vossiek, P.: RAMSES – Ein praxisgerechtes Rechenprogramm zur Zuverlässigkeitsanalyse; Jahresbericht 1996 des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH-Aachen in Verbindung mit der Forschungsgesellschaft Energie an der RWTH Aachen e. V.. Verlag der Augustinus-Buchhandlung, Aachen, 1996, S. 182-195

[14] Paechnatz, C.; Röstel, Th.; Mondovic, A.; Wellßow, W.H.; Weber, Th.; Nippert, Th.; Luther, M.; Neumann, H.; Haubrich, H.-J.; Clemens, G.; Koglin, H.-J.; Schwan, M.; Zimmermann, U.; Zdrallek, M.; Reinisch, R.; Hartmann, Th.: "Zur Aussagekraft der Ergebnisse von Zuverlässigkeitsberechnungen". Elektrizitätswirtschaft 98, Heft 16, (1999), S. 30 - 33

[15] Fritz, W.; Linke, C.; Nachtkamp, J.; Frings, R.: Praxisnahe Zuverlässigkeitsbewertung vereinfachter Mittelspannungsnetzstrukturen, Elektrizitätswirtschaft, Band 99, Heft 19, S. 33-35

[16] Kox, A.: Planung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung betrieblicher Freiheitsgrade bei der Störungsbeseitigung, Dissertation RWTH Aachen. Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 53, Klinkenberg Verlag, Aachen 1998

[17] Hiller, T.: Methoden und Werkzeuge zur Optimierung des Störungsmanagements in Verteilungsnetzen, Dissertation, Technische Universität Dresden, 2002

[18] Rolauffs, S.: Aufwand- und Nutzen-Bewertung einer rechnergeführten Störungsbeseitigung in Mittelspannungsnetzen, Dissertation RWTH Aachen. Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 94, Klinkenberg Verlag, Aachen 2003

[19] Christoph Maurer: Realisierung interaktiver Unterstützung bei der Störungsbeseitigung in Mittelspannungsnetzen. Diplomarbeit, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2001. (unveröffentlicht)

[20] Sebastian Georg Klabes: Spannungsebenenübergreifende Planung elektrischer Verteilungsnetze unter Berücksichtigung dezentraler Einspeisung. Diplomarbeit, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2006

[21] Stefan Rolauffs, Thorsten Borchard, Nick Raabe: Intus. Programmbeschreibung, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Ausgabe 2003

[22] Wolfgang Rudolf Nick: Bewertung redundant geplanter Hoch- und Mittelspannungsverteilungsnetze im Hinblick auf Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit. Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 1992

[23] Peter Vossiek: Berücksichtigung von Wiederversorgungsstrategien bei der Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Verteilungsnetze. Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 1998

[24] Adolf Schweer: Zur Frage der Datenbasis für Zuverlässigkeitsanalysen in der Netzplanung. Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 1989

[25] Bundesnetzagentur: Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006. Bonn, 2007
http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/9007.pdf

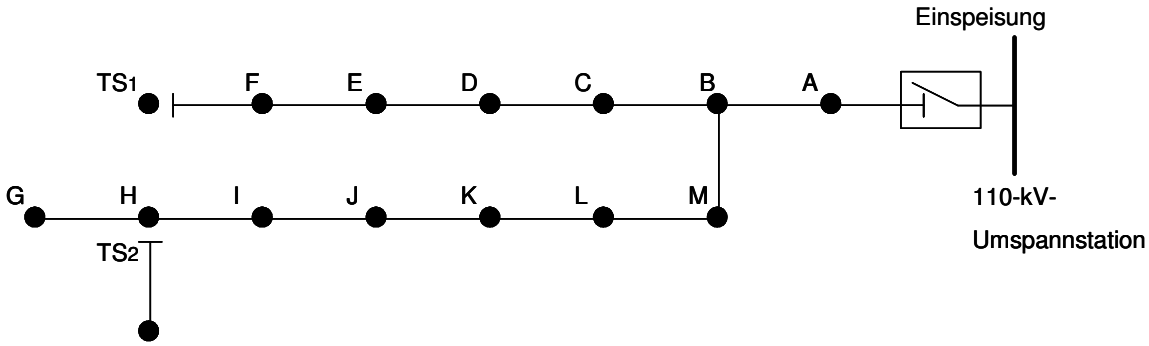
[26] Alexander Kox, Hans-Jürgen Haubrich, Werner Hainmann, Martin Grüning: Nutzen fernsteuerbarer Trennstellen bei der Störungbeseitigung; etz, Heft 9 (1999)

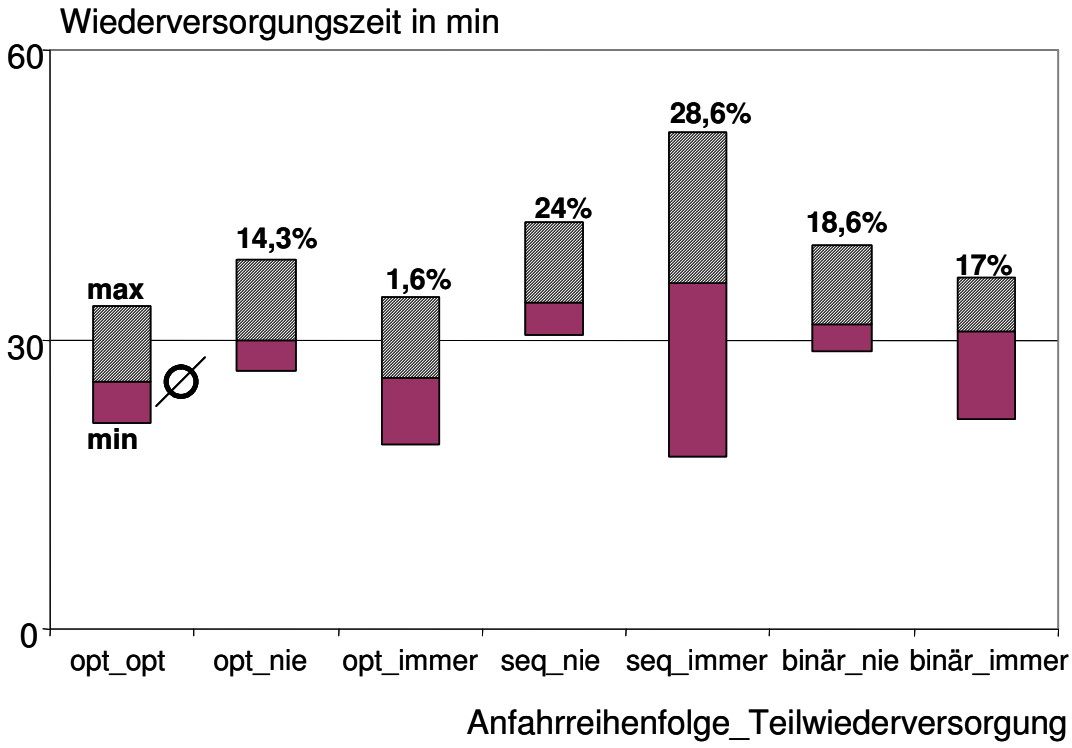
[27] Jürgen Schlabbach, Sternpunktbehandlung; Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze Band 15

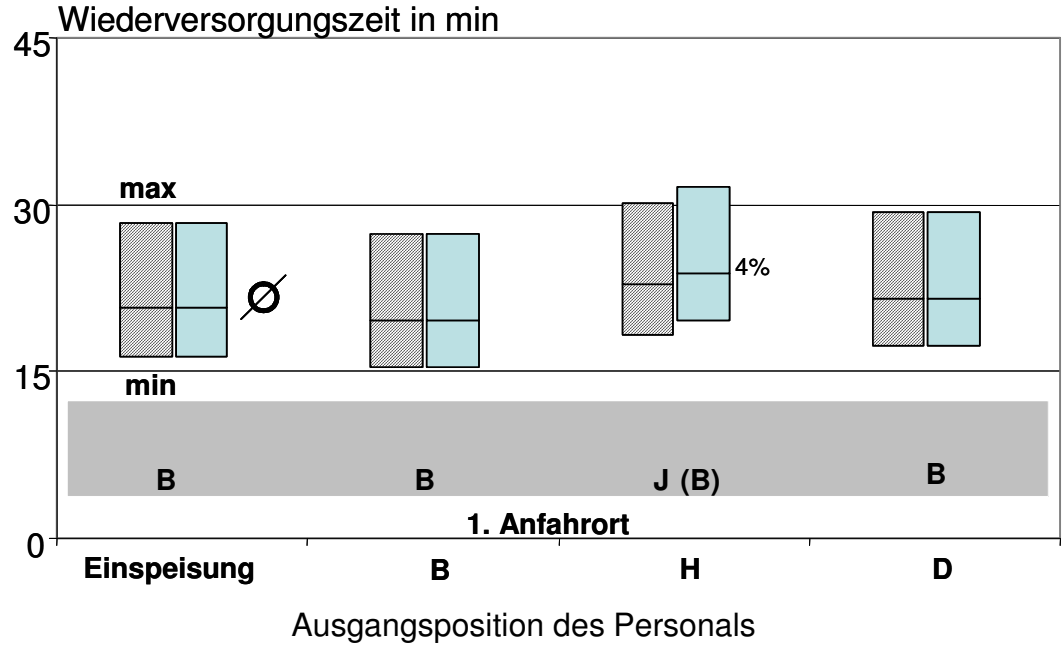
Anhang A

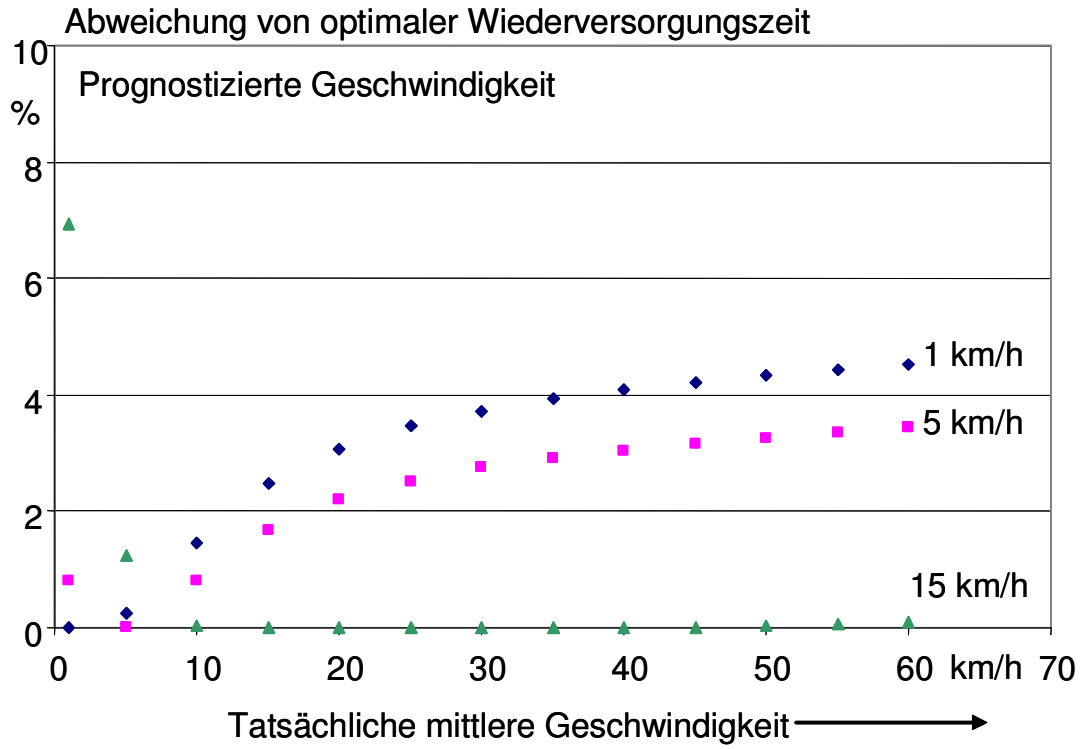
Parameter	Wert
Anfahrzeit	städtisch: 7 bis 15 min ländlich: 20 bis 30 min
Zugangszeiten:	
▪ Gebäudestation	2 min
▪ Kompakt-/Maststation	2 min
▪ Kundenstation	10 min
Schaltzeiten:	
(Last-)Trennschalter	2 bis 5 min
Notstromaktivierungszeit	90 min
Fahrgeschwindigkeit	25 bis 35 km/h
Leitungsfehler	
▪ Kabel	0,00525 1/kma
▪ Freileitung	0,0277 1/kma
Stationsfehler	0,001092 - 0,02088 1/a

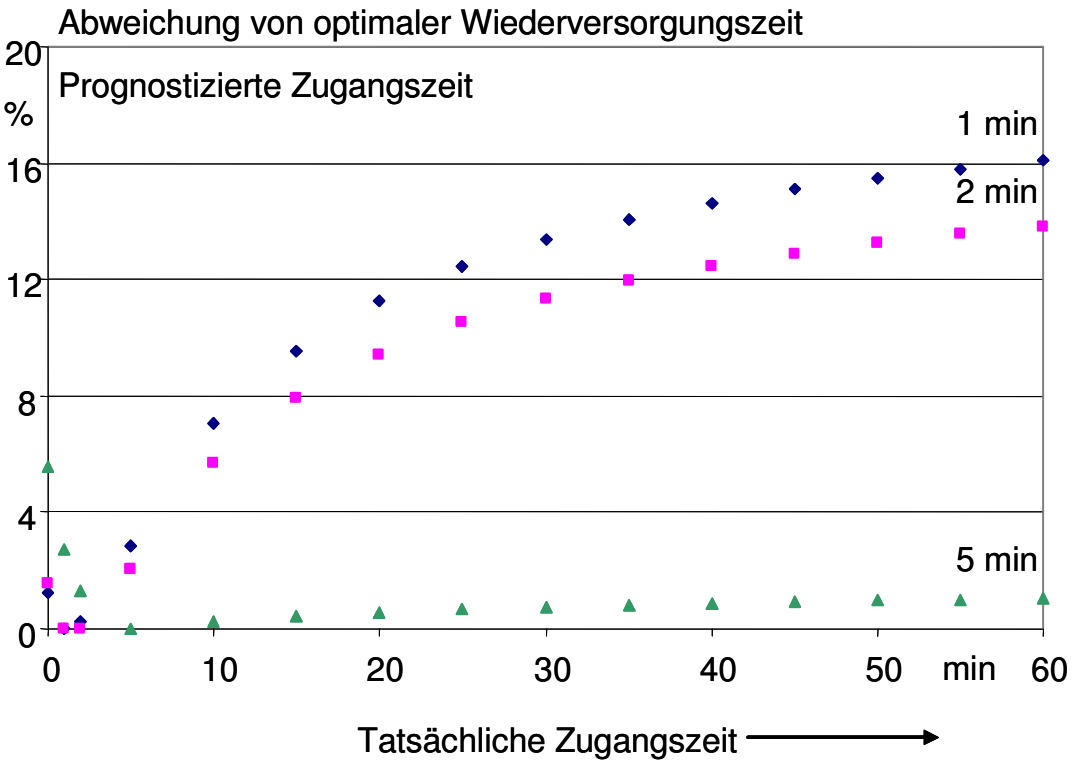
Städtischer Abgang 4

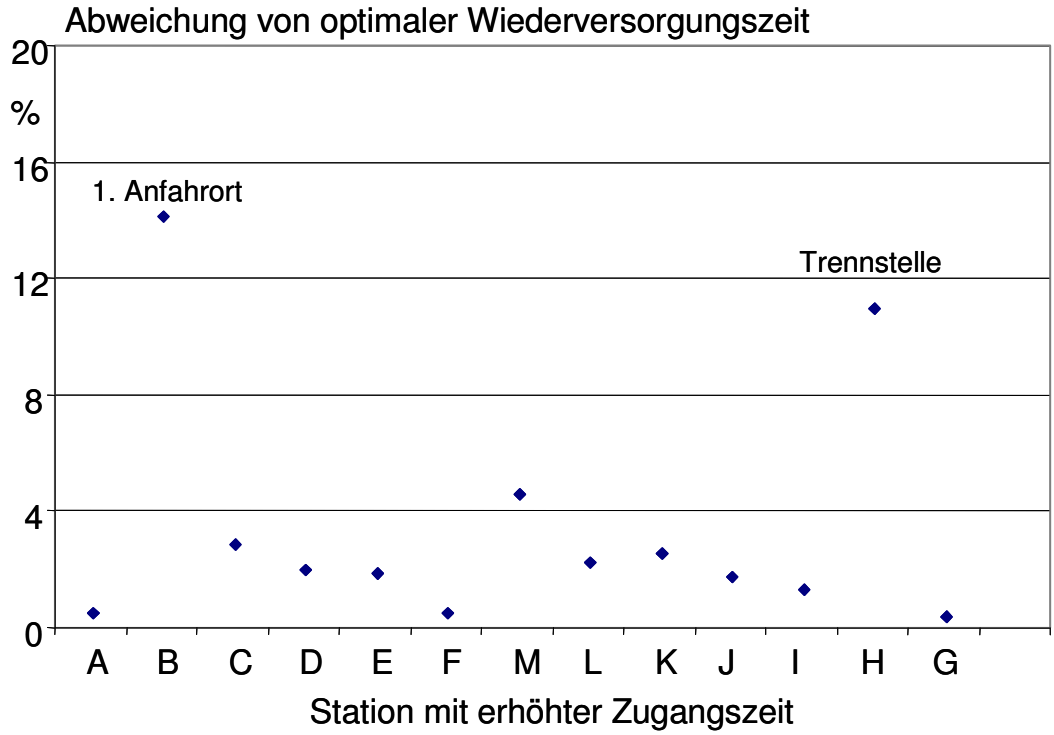



Wiederversorgungszeit in min
60
30
0
max
min
14,3%
1,6%
24%
28,6%
18,6%
17%
opt_opt
opt_nie
opt_immer
seq_nie
seq_immer
binär_nie
binär_immer
Anfahrreihenfolge_Teilwiederversorgung

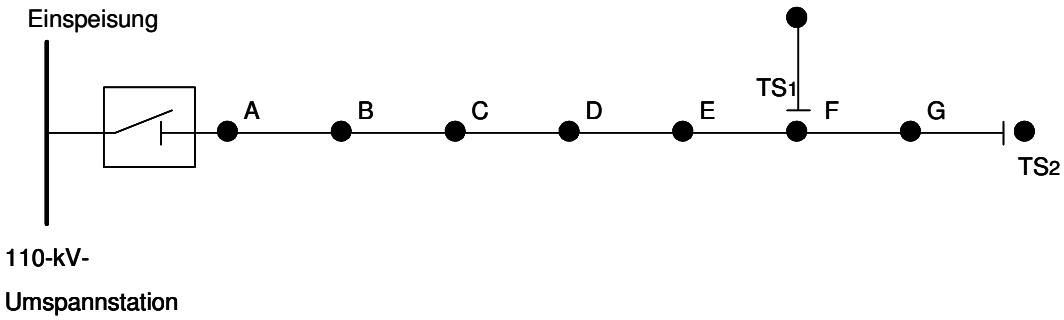

Wiederversorgungszeit in min
45
30
15
0
max
min
4%
B
B
J (B)
B
1. Anfahrort
Einspeisung
B
H
D
Ausgangsposition des Personals

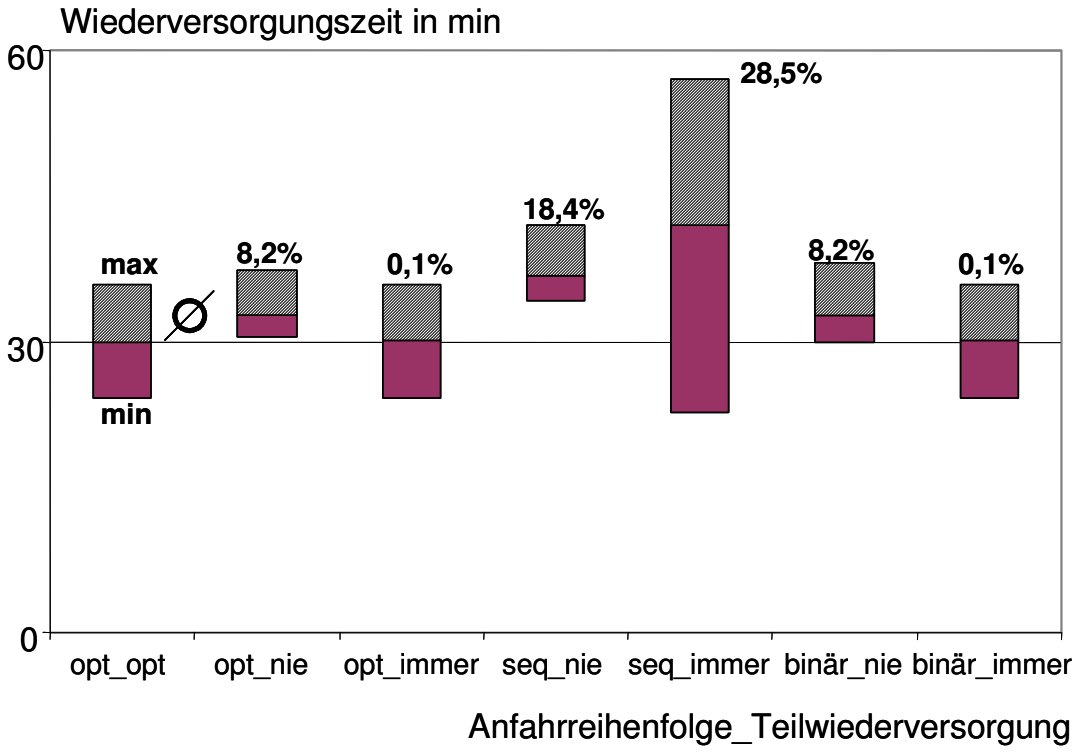

Abweichung von optimaler Wiederversorgungszeit
Prognostizierte Geschwindigkeit
10
%
8
6
4
2
0
1 km/h
5 km/h
15 km/h
0
10
20
30
40
50
60 km/h 70
Tatsächliche mittlere Geschwindigkeit

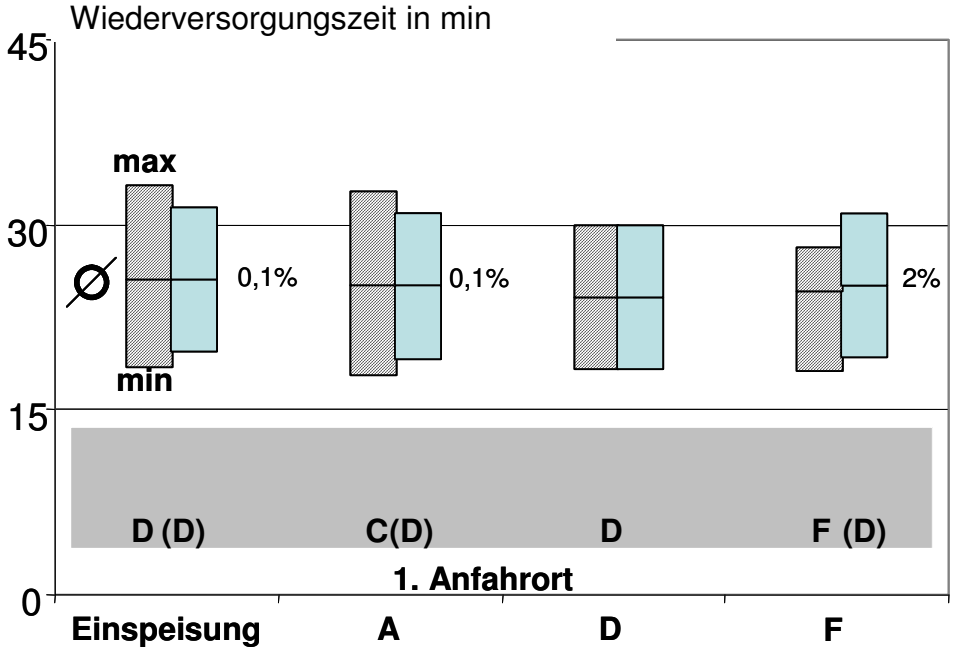

Abweichung von optimaler Wiederversorgungszeit
Prognostizierte Zugangszeit
20
%
16
12
8
4
0
1 min
2 min
5 min
0
10
20
30
40
50
min
60
Tatsächliche Zugangszeit

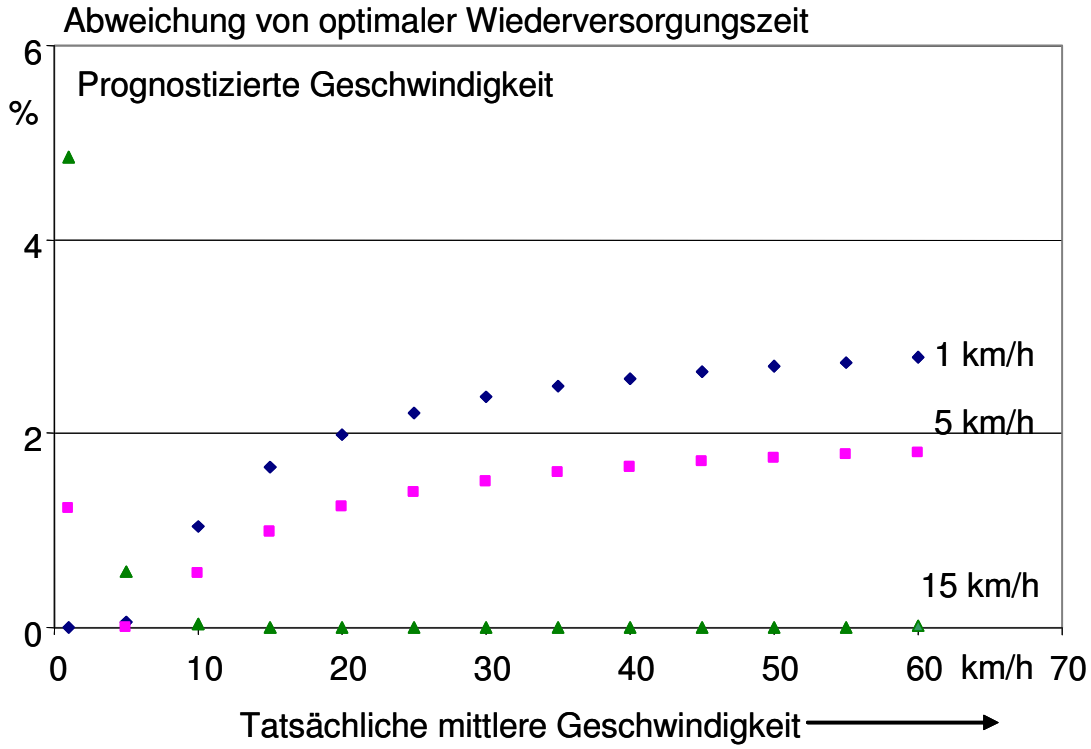


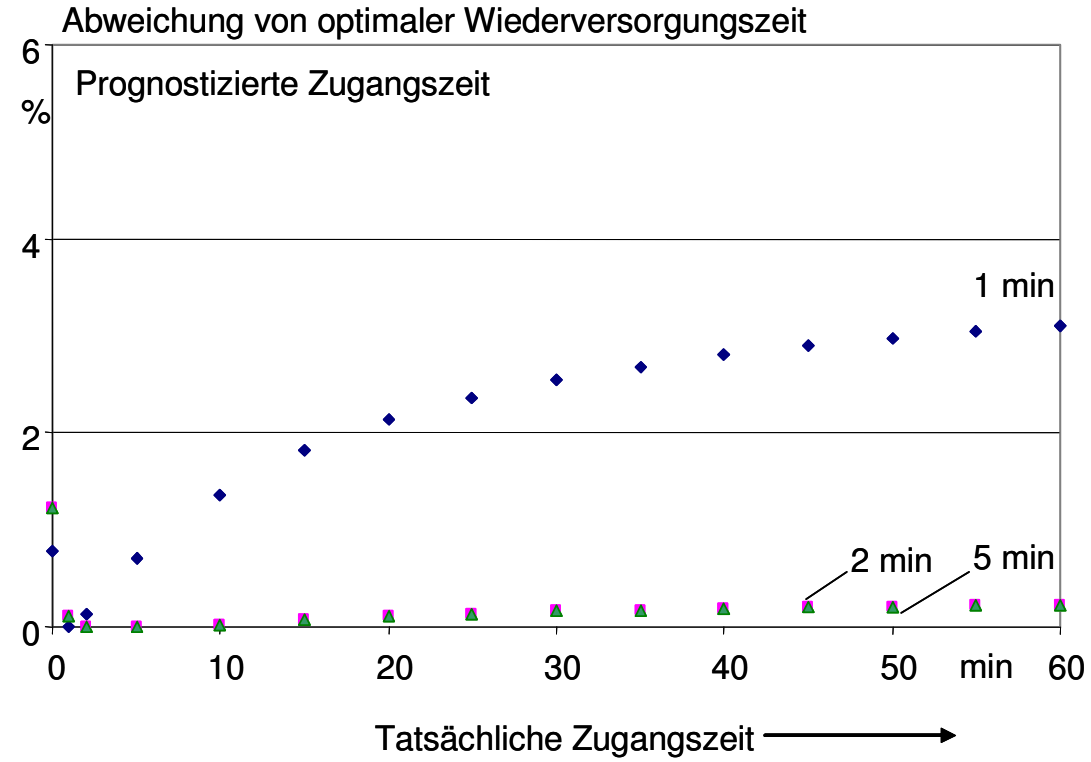
Städtischer Abgang 5

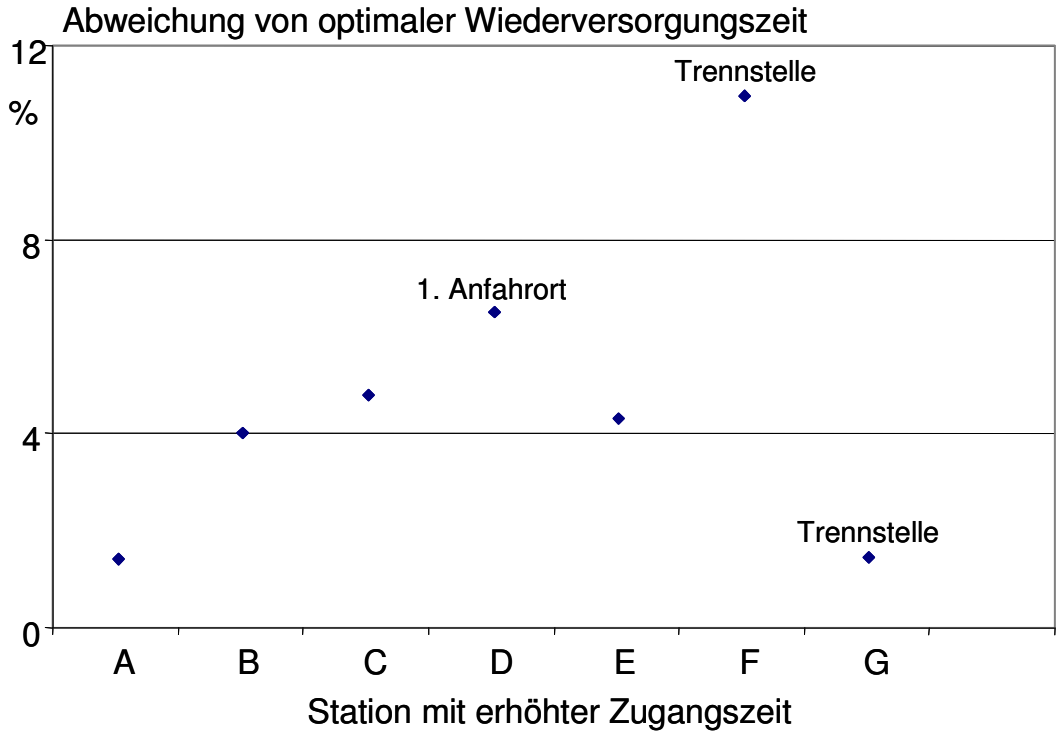



Wiederversorgungszeit in min
60
30
0
max
min
8,2%
0,1%
18,4%
28,5%
8,2%
0,1%
opt_opt
opt_nie
opt_immer
seq_nie
seq_immer
binär_nie
binär_immer
Anfahrreihenfolge_Teilwiederversorgung

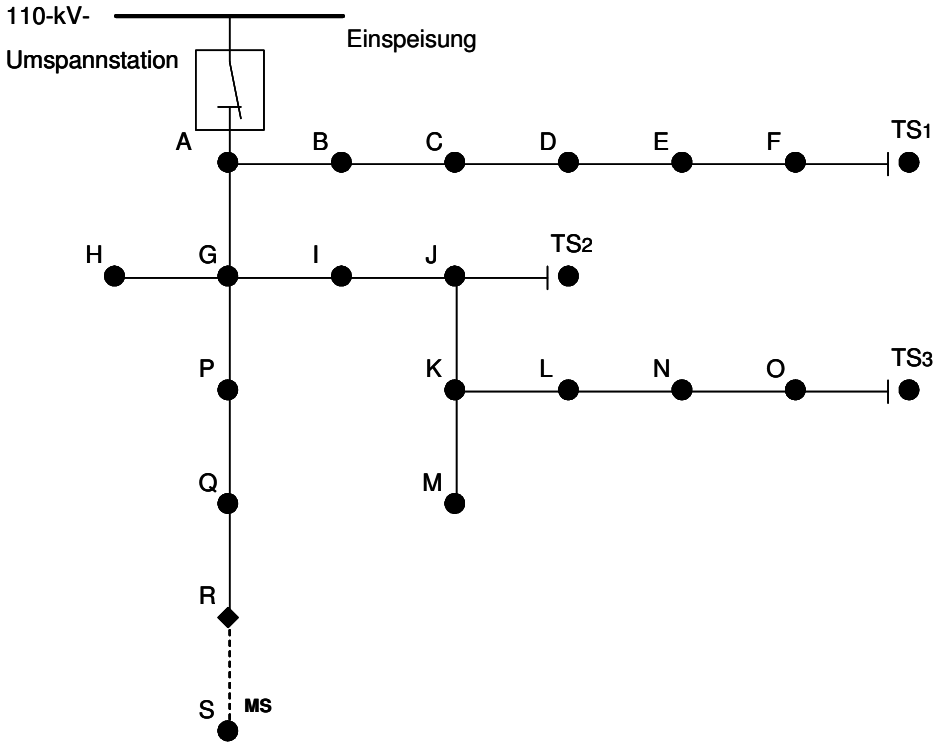

Wiederversorgungszeit in min
45
30
15
0
max
min
0,1%
0,1%
2%
D (D)
C(D)
D
F (D)
1. Anfahrort
Einspeisung
A
D
F
Ausgangsposition des Personals

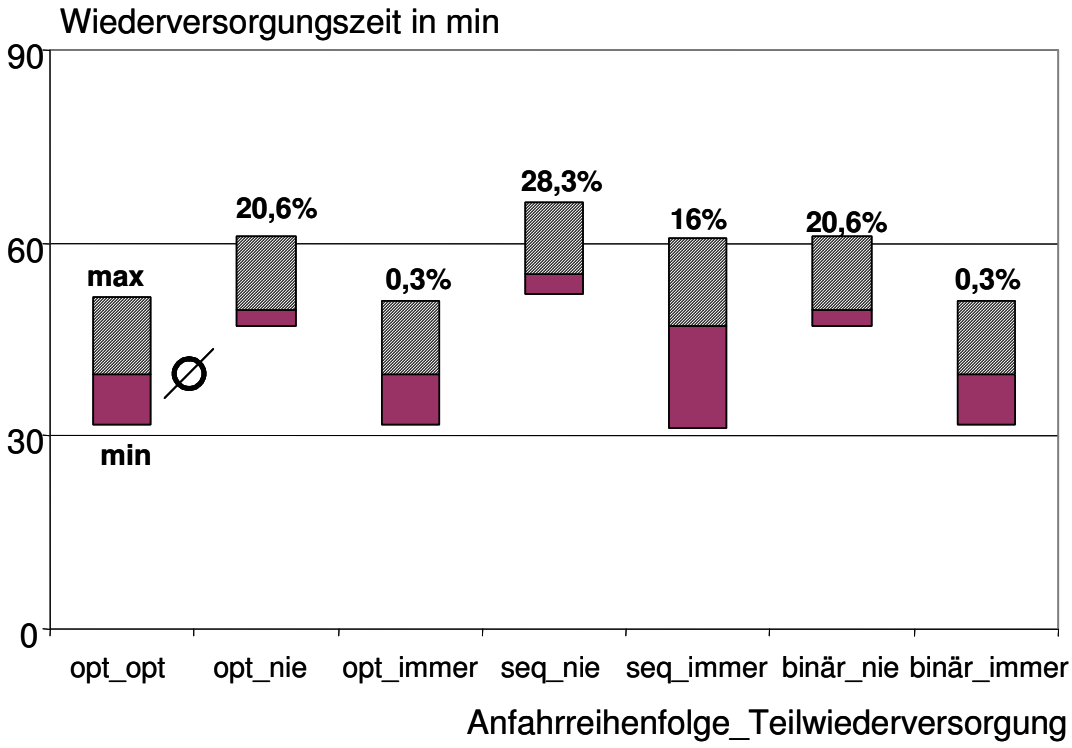

Abweichung von optimaler Wiederversorgungszeit
Prognostizierte Geschwindigkeit
%
6
4
2
0
1 km/h
5 km/h
15 km/h
0
10
20
30
40
50
60 km/h 70
Tatsächliche mittlere Geschwindigkeit

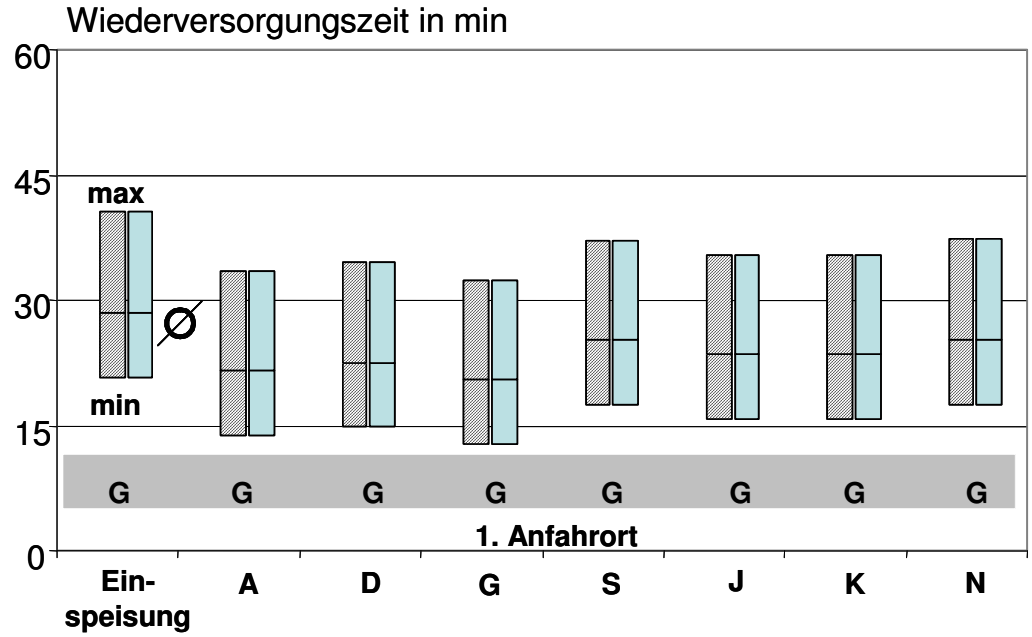

Abweichung von optimaler Wiederversorgungszeit
Prognostizierte Zugangszeit
%
6
4
2
0
1 min
2 min
5 min
0
10
20
30
40
50
min 60
Tatsächliche Zugangszeit



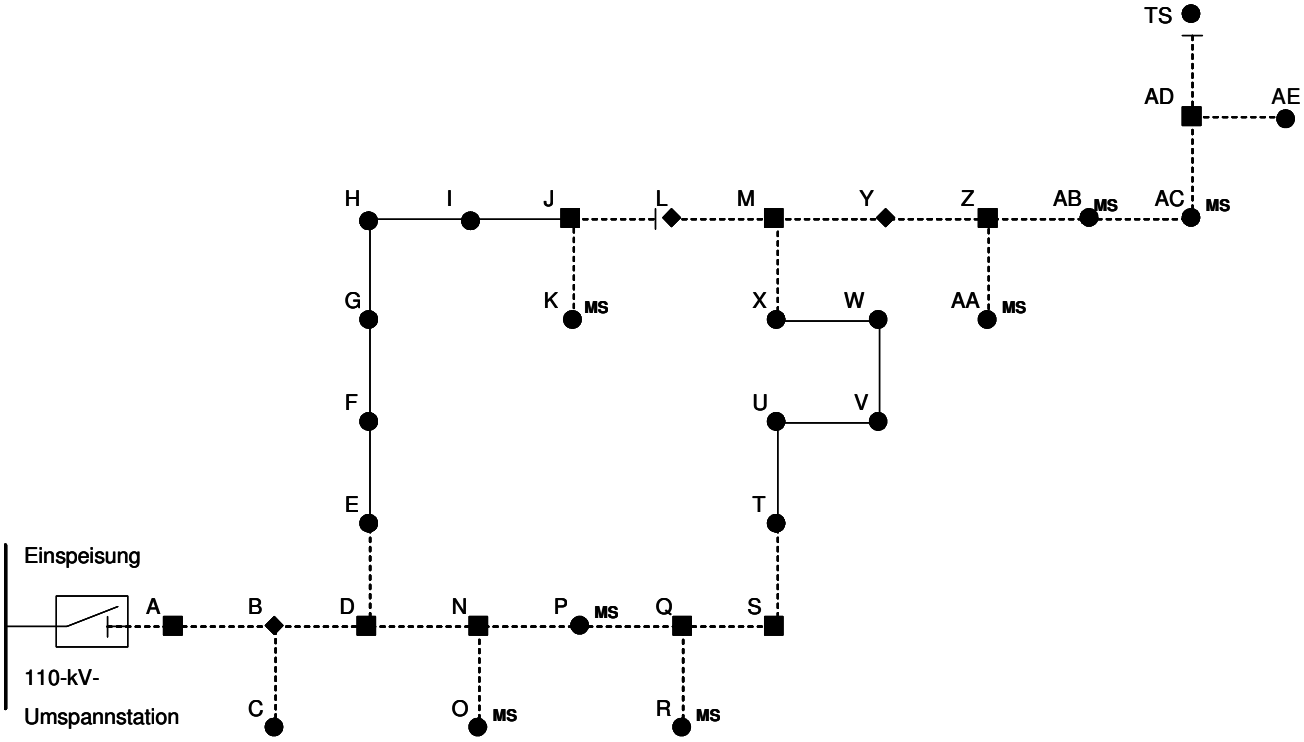
Städtischer Abgang 6

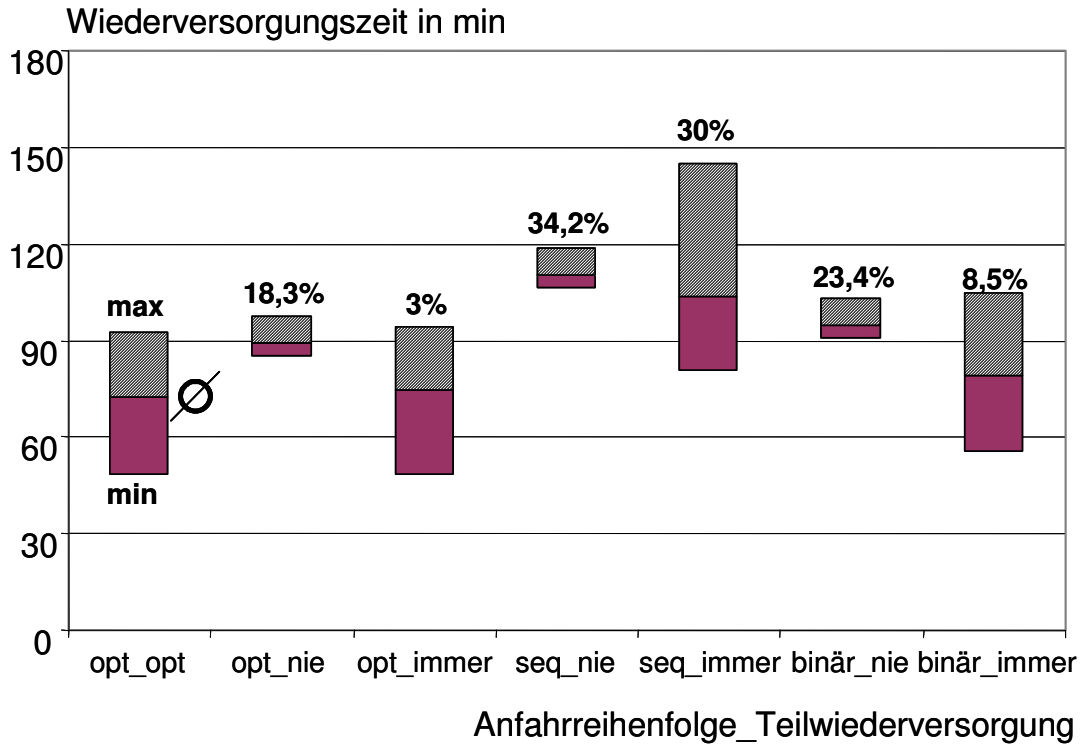


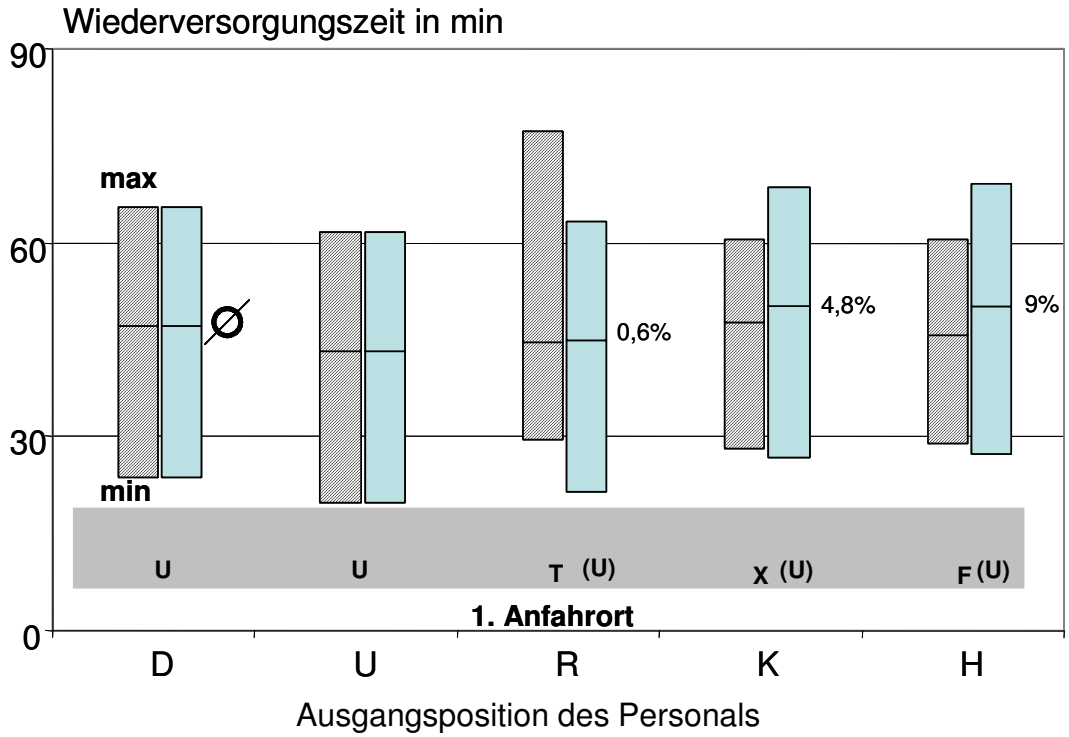

Wiederversorgungszeit in min
90
60
30
0
max
min
20,6%
0,3%
28,3%
16%
20,6%
0,3%
opt_opt
opt_nie
opt_immer
seq_nie
seq_immer
binär_nie
binär_immer
Anfahrreihenfolge_Teilwiederversorgung

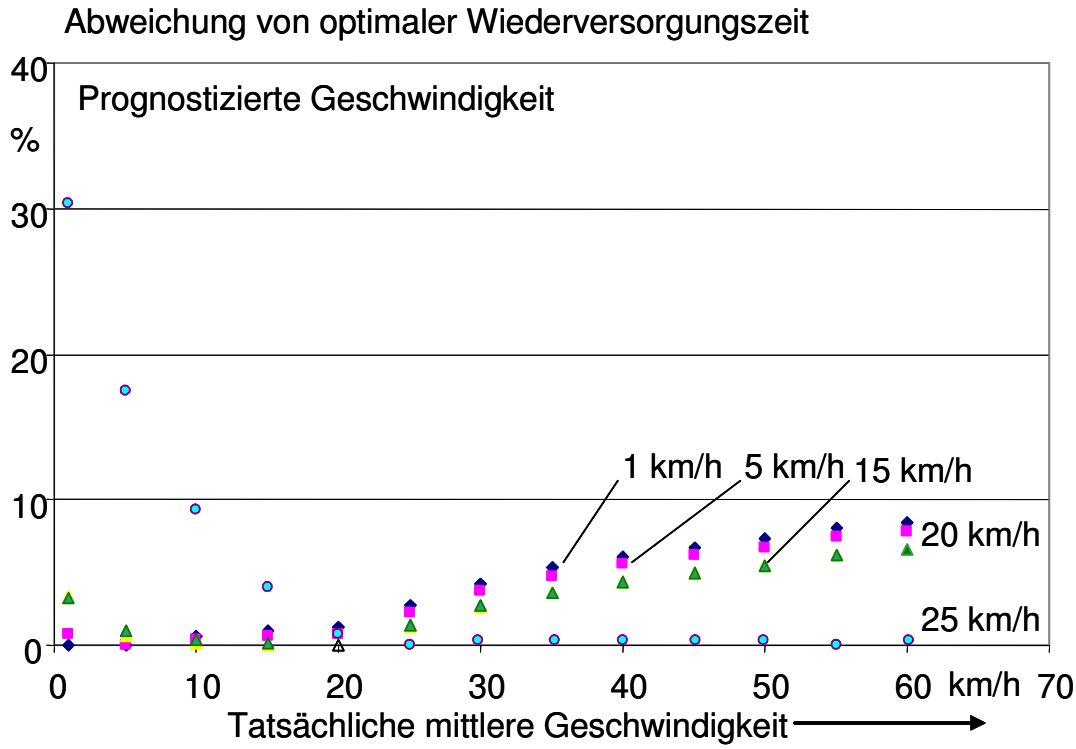

Wiederversorgungszeit in min
60
45
30
15
0
max
min
G
1. Anfahrort
Ein-
speisung
A
D
G
S
J
K
N
Ausgangsposition des Personals

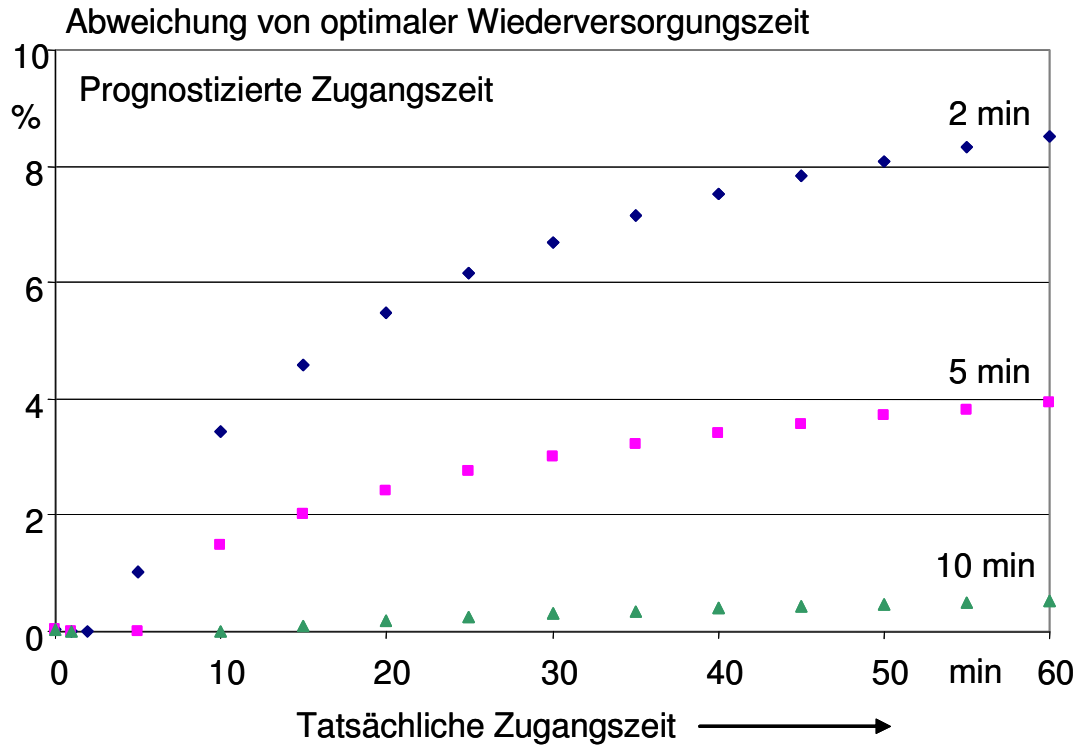
Ländlicher Abgang 2

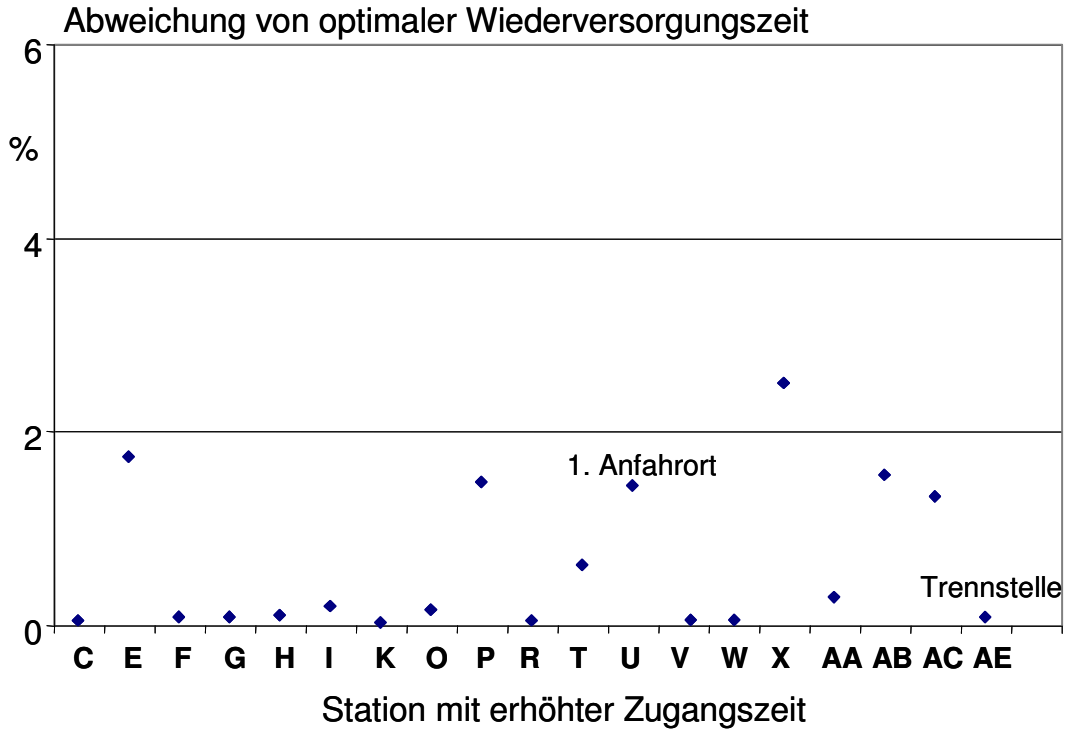





Wiederversorgungszeit in min
90
60
30
0
max
min
Ø
0,6%
4,8%
9%
U
U
T (U)
X (U)
F (U)
1. Anfahrort
D
U
R
K
H
Ausgangsposition des Personals


Abweichung von optimaler Wiederversorgungszeit
Prognostizierte Geschwindigkeit
40
%
30
20
10
0
1 km/h
5 km/h
15 km/h
20 km/h
25 km/h
0
10
20
30
40
50
60
km/h
70
Tatsächliche mittlere Geschwindigkeit


Abweichung von optimaler Wiederversorgungszeit
Prognostizierte Zugangszeit
%
10
8
6
4
2
0
2 min
5 min
10 min
0
10
20
30
40
50
min
60
Tatsächliche Zugangszeit


Abweichung von optimaler Wiederversorgungszeit
6
%
4
2
0
1. Anfahrort
Trennstelle
C E F G H I K O P R T U V W X AA AB AC AE
Station mit erhöhter Zugangszeit