



Andreas LIPP, BSc

Entwicklung einer Verkabelungsstrategie für ein Verteilernetz

DIPLOMARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

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

Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz

Dipl.-Ing. Dr.techn. René BRAUNSTEIN

Energienetze Steiermark GmbH



Graz / April - 2016

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich herzlich bei Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert für seine hervorragende Betreuung der Diplomarbeit bedanken. Seine schnellen kompetenten Ratschläge, sein hilfsbereiter Einsatz und seine Ermutigung in schwierigen Situationen haben mir sehr geholfen. Ebenso möchte ich mich bei Dipl.-Ing. Dr.techn. René Braunstein für die Betreuung und Organisation meiner Diplomarbeit bedanken. Ich konnte in dieser Zeit viel von ihm lernen und ohne seine innovativen Ideen und Lösungsansätze wäre diese Arbeit nicht zustande gekommen.

Außerdem bedanke ich mich bei Dipl.-Ing. Johannes Wisiak, welcher mir die Durchführung dieser Arbeit bei der Energienetze Steiermark GmbH ermöglichte. Besonderen Dank gilt auch den Mitarbeitern der Abteilung Asset Management & Netztechnik Strom welche mir stets mit Rat und Tat zur Seite standen.

Ich danke auch meinen Eltern, welche mir diese Ausbildung ermöglichten und mir stets Kraft und Rückhalt gaben. Ein ganz spezielles Dankeschön geht schließlich auch an Birgit für ihre Hilfe, Geduld und Unterstützung.

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

AFFIDAVIT

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Kurzfassung

In österreichischen Verteilernetzen ist seit einigen Jahrzehnten ein stetiges Wachstum des Kabelanteils beobachtbar. Aus wirtschaftlicher und betrieblicher Sicht bringt der steigende Kabelanteil auch Herausforderungen mit sich, welche bei der Planung von Verteilernetzen nicht unberücksichtigt bleiben dürfen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden Bewertungsmethoden für Verteilernetze erarbeitet, welche, unter der Berücksichtigung von Zuverlässigkeitskennzahlen, eine kosteneffiziente Verkabelung von bestehenden Freileitungssystemen ermöglichen. Der Fokus wird dabei auf die Versorgungszuverlässigkeit gelegt, da diese in naher Zukunft durch ein geplantes Q-Element an Bedeutung gewinnen sollte. Bei den Bewertungsmethoden spielt die Wahl der Zuverlässigkeitskenngrößen eine entscheidende Rolle. Für eine kosteneffiziente Investitionsstrategie sollten dabei leistungsgewichteten Zuverlässigkeitskenngrößen der Vorzug gegeben werden. Für das Ergebnis einer Bewertungsmethode werden exemplarisch die Auswirkungen der Verkabelung auf die Versorgungszuverlässigkeit, die Löschgrenze, die Spannungsgrenzen, sowie die Kurzschlussleistung untersucht.

Abstract

Since a few decades there is a steady growth of the cable share observable in Austrian electrical distributor grids. From a economical and operational point of view the rising cable share means challenges, which should not be disregarded during planing the distributor grid.

In this study, assessment methodologies for distribution grids are developed, which allow, under the consideration of reliability indices, a coost-effective cabling from existing overhead line systems. The focus is placed on reliability of supply, due to a planned quality element in Austrian distributor grids. The choice of the reliability indices plays crucial role at the assessment methodologies. For a cost-effective investment strategy, the preference should be given to indices which are weighted with electrical power reliability. For the result of an assessment methology the impact of cabling to the reliability of supply, the residual earth fault current, vantage limits and short-circuit power will be exemplarily analysed.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	8
2. Elemente der Energieübertragung	10
2.1. Freileitungssysteme	10
2.2. Kabelsysteme	12
2.2.1. Aufbau von Kabelsystemen	13
2.2.2. Universalkabel	15
2.3. Berechnung elektrischer Kenngrößen	17
2.3.1. Berechnung von Mit- und Gegeninduktion	18
2.3.2. Berechnung der Kapazitäten von Kabelsystemen	20
2.4. Sternpunktbehandlung	22
2.5. Netze mit Erdschlusskompensation	23
2.5.1. Allgemeines	23
2.5.2. Kenngrößen von gelöschten Netzen	25
2.6. Elektrische Eigenschaften von Kabel- und Freileitungssystemen im Vergleich	30
2.7. Derzeitiger Netzbetrieb	31
2.7.1. Betriebsbereich	31
2.7.2. Normenlage in Österreich und Deutschland	32
3. Ansätze der Qualitätsregulierung in Europa	38
3.1. Internationale Zuverlässigkeitskenngrößen	38
3.2. Internationale Ansätze zur Qualitätsregulierung	39
3.3. Qualitätsregulierung in Österreich	43
4. Zuverlässigkeitsberechnung	49
4.1. Deterministische Zuverlässigkeitsberechnung	49
4.2. Probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung	50
4.3. Probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung mit NEPLAN®	55
4.3.1. Zuverlässigkeitskenndaten	56

4.3.2. Zuverlässigkeitskenngrößen	58
4.4. Zuverlässigkeitsberechnung der Betriebsregion West	58
4.4.1. Netzdaten	59
4.4.2. Daten für die Zuverlässigkeitsberechnung	60
4.4.3. Ergebnis der Berechnung	62
5. Analyse des Störungsgeschehens	64
5.1. Pareto-Prinzip	68
5.2. Ermittlung der mittleren, jährlichen Unterbrechungshäufigkeit	73
5.3. Ermittlung der jährlichen, mittleren Unterbrechungsdauer	74
5.4. Analyse der Nichtverfügbarkeit	74
5.5. Analyse der ASIDI-Werte	75
5.6. Analyse der in NEPLAN [®] ermittelten mittleren Nichtverfügbarkeit	77
6. Bewertung	78
6.1. Allgemeines	78
6.2. Neuartiges Konzept zur Effizienzbestimmung von Netzinvestitionen unter regulatorischen Aspekten	78
6.3. Bewertung der Freileitungssysteme nach deren Zuverlässigkeitskenngrößen	79
6.4. Betrachtung von Netzinvestitionen	80
6.5. Schlussfolgerung	83
6.6. Anwendung auf das Verteilernetz der Betriebsregion West	84
7. Auswirkung fortschreitender Verkabelung	88
7.1. Roadmap für die Verkabelung bis zum Jahr 2025 (Ziel-Szenario 2025)	89
7.2. Auswirkung der Verkabelung auf die Versorgungszuverlässigkeit	91
7.2.1. Forecast des ASIDI für die Betriebsregion West	92
7.2.2. Auswirkung der Verkabelung auf den ASIDI des gesamten Verteilernetzes	93
7.3. Untersuchung der Kurzschlussleistung	94
7.4. Untersuchung der Spannungsgrenzen	96
7.5. Untersuchung der Löschgrenze	102
8. Zusammenfassung	105
Literaturverzeichnis	108

A. Anhang	112
A.1. Zuverlässigkeitskenndaten	112
A.2. Bewertung mit gleicher Gewichtung aller Bewertungskriterien	115
A.3. Ergebnisse der und Kurzschlussberechnung	117

1. Einleitung

Der Einsatz von Kabelsystemen in der Elektrizitätsversorgung kann auf eine lange Geschichte zurückblicken. Seit über 100 Jahren wurde die Kabeltechnik ständig weiterentwickelt und verbessert. Mit jeder neuen Entwicklung fanden sich auch neue Anwendungsbereiche für Kabelsysteme.

Seit einigen Jahrzehnten ist ein Wachstum des Kabelanteils bei Verteilernetzen nicht nur im städtischen, sondern auch im ländlichen Bereichen beobachtbar. Die Gründe für diesen Wachstum des Kabelanteils beruhen zum einen auf technischen Vorteilen gegenüber Freileitungssystemen, wie zum Beispiel der geringen Störungs- bzw. Unterbrechungshäufigkeit, oder der Schirmung des elektrischen bzw. starken Reduktion des magnetischen Feldes und zum anderen auch auf politischen Aspekten, wie zum Beispiel einer höheren Akzeptanz bei der Bevölkerung, da sie das Landschaftsbild nicht stören. Kabelsysteme haben jedoch auch Nachteile gegenüber Freileitungssystemen, welche bei der Planung von Verteilernetzen nicht unberücksichtigt bleiben dürfen. Neben den höheren Investitionskosten, sind dies aus technischer Sicht die höheren Kapazitäten, welche ab einem gewissen Grad zu unerwünschten Spannungsanhebungen führen können, sowie der höhere kapazitive Strom bei einpoligen Fehlern mit Erdberührung. Außerdem gestaltet sich im Fehlerfall die Fehlerortung aufwendiger und führt dadurch zu längeren Unterbrechungsdauern. Es ist daher von großer Bedeutung bei der Planung von Aus- und Umbauten im Netz eine möglichst effiziente Verkabelungsstrategie zu verfolgen. Eine solche Strategie erfordert eine umfassende Bewertung des vorhandenen Netzes.

In naher Zukunft wird vor Allem der Versorgungszuverlässigkeit von Seiten der Regulierungsbehörde größere Bedeutung zugesprochen werden. In dem für 2019 in Diskussion befindlichen Qualitätsregulierungsmodell werden die Zuverlässigkeitskennzahlen eines Netzes auch finanzielle Auswirkungen haben. Diese sollen in Form eines Bonus bzw. Malus für den Verteilernetzbetreiber erfolgen. Daher liegt der Schwerpunkt dieser Arbeit auf den Zuverlässigkeitskennzahlen von Verteilernetzen und wie sich daraus eine kosteneffiziente

Investitionsstrategie ableiten lässt.

Im Rahmen dieser Arbeit soll untersucht werden, welche Verkabelungsstrategie für ein ausgewähltes Netzgebiet von Vorteil ist. Im ersten Schritt werden dafür Zuverlässigkeitskennzahlen wie die Nichtverfügbarkeit und die ASIDI-Werte aus dem Störungsgeschehen der vergangenen Jahre für jedes Betriebsmittel im Netz ermittelt. Zusätzlich werden die Nichtverfügbarkeiten der Betriebsmittel mithilfe einer probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung berechnet. Für diese Berechnung wird ein Modell im Netzberechnungsprogramm NEPLAN[®] erarbeitet. Mit den so gewonnen Kennzahlen wird eine Bewertung erstellt, aus welcher eine kosteneffiziente Verkabelungsstrategie für das ausgewählte Verteilernetz abgeleitet werden kann. Da dabei die Gewichtung der Zuverlässigkeitskenngrößen von großer Bedeutung ist, wird diese einer umfassenden Analyse unterzogen.

Für eine so erstellte Verkabelungsstrategie wird exemplarisch ein Roadmap bis zum Jahr 2025 erstellt. Diese Roadmap beschreibt welche Freileitungssysteme pro Jahr durch Kabelsysteme ersetzt werden sollen. Für das Zielszenario 2025 werden mittels NEPLAN[®] eine Lastfluss- (Wirk- und Blindleistung)- und eine Kurzschlussberechnung durchgeführt, um die Auswirkung der Verkabelung auf die Löschung, die Spannungsgrenzen und die Kurzschlussleistung zu ermitteln.

2. Elemente der Energieübertragung

In der elektrischen Energieversorgung muss die produzierte Energie unter anderem durch Leitungen übertragen werden. Diese Leitungen werden entweder als Freileitungssysteme oder Kabelsysteme ausgeführt. Jedes dieser beiden Elemente hat sowohl betriebliche Vor- als auch Nachteile. Welches Betriebsmittel verwendet wird, muss von Fall zu Fall entschieden werden. Für längere Strecken, wie sie häufig im ländlichen Raum vorzufinden sind, werden zum Beispiel bevorzugt Freileitungssysteme verwendet. In gewissen Fällen wird jedoch auch ein Betriebsmittel zwingend vorgegeben, wie zum Beispiel in Ballungszentren.

2.1. Freileitungssysteme

Die Vorteile von Freileitungssystemen liegen vor allem in den niedrigeren Investitionskosten, kürzeren Reparaturzeiten, der schnelleren Fehlerortung und den damit verbundenen kürzeren Ausfallzeiten. Als Nachteile sind äußere Einflüsse wie direkte atmosphärische Einwirkungen zu nennen, welche zu einer höheren Unterbrechungshäufigkeit führen.

Aufbau eines Freileitungssystems

Ein Freileitungssystem besteht im Wesentlichen aus folgenden Komponenten:

- Freileitungsmaste
- Isolatoren
- Seile
- Masterdung und Blitzschutzraum

Freileitungsmaste

Bis zu einer Betriebsspannung von 30 kV werden Freileitungsmaste als Beton-, Holz- oder Stahlrohrmaste ausgeführt. Bei höheren Spannungen werden Stahlgittermaste verwendet.

Es gibt eine Vielzahl von Mastformen; prinzipiell kann zwischen ein- und mehrsystemfähigen Masten unterschieden werden und ob die Leiter in einer Ebene (Einebenenmast, z. B. Lyramast) oder auf mehrere Ebenen (Mehrebenenmast, z. B. Donaumast) verteilt sind (siehe Abbildung 2.1). Der Vorteil bei Leitern in einer Ebene liegt in der einfacheren Wartung, es wird jedoch auch eine breitere Trasse benötigt. Für eine optimale Nutzung der Trasse werden Freileitungssysteme meist als Mehrfachleitung ausgeführt [1].

Die Mastabstände werden für jedes Freileitungssystem spezifisch festgelegt. Dabei spielen primär wirtschaftliche Faktoren wie Kosten für Grunderwerb, Entschädigungen, Mastgestänge und Gründung eine Rolle. Außerdem wird die Geländebeschaffenheit und die Seilzugspannung berücksichtigt [2].

In Abbildung 2.1 sind einige Mastkonstruktionen skizziert.

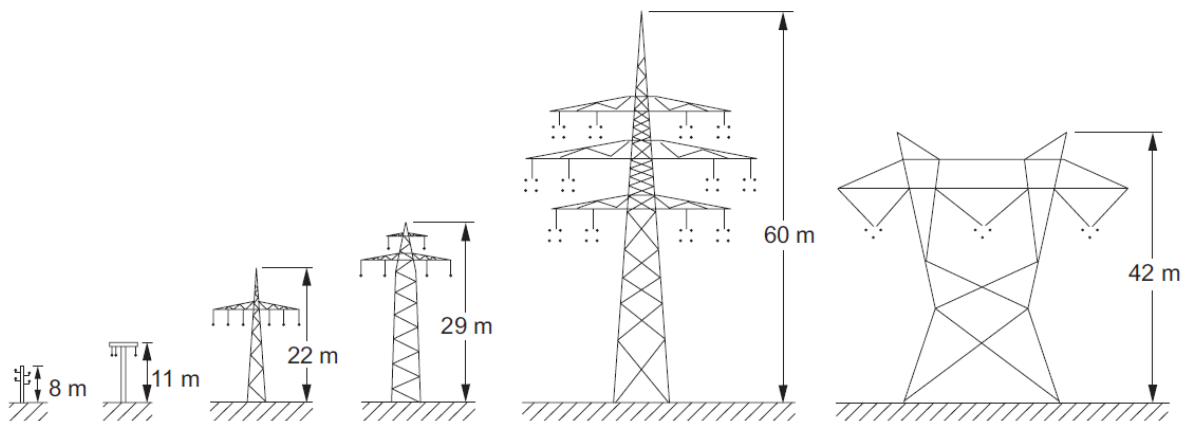


Abbildung 2.1.: Mastbilder (Auswahl) [3]

- (a) Niederspannungsholzast
- (b) Betonmast, 20 kV (teilweise bis 110 kV)
- (c) Einebenenmast mit zwei Systemen, 110–380 kV
- (d) Donaumast mit zwei Systemen, 110–380 kV
- (e) Donaumast mit vier Systemen, 110–380 kV
- (f) Sondermastbild für höchste mechanische Beanspruchung, 110–1500 kV

Leitenseile

Die Leitenseile sind aus mehreren verdrehten Einzeldrähten aufgebaut. Um die Stromverdrängung zu vermindern, sind diese untereinander durch eine Oxidschicht getrennt. Als Leitermaterialien werden Kupfer, Aluminium oder verschiedene Aluminiumlegierungen

verwendet. Bei Aluminium-Stahl-Seilen wird die mechanische Festigkeit erhöht, indem die Aluminiumdrähte um eine Stahlseele angeordnet werden.

Isolatoren

Isolatoren stellen das Verbindungsglied zwischen Masten und Leiter dar. Sie werden sowohl elektrisch als auch mechanisch beansprucht. Bis ca. 20 kV werden überwiegend Stützisolatoren verwendet. Bei höheren Netznennspannungen werden Hängeisolatoren eingesetzt. Dabei werden zwei Bauarten unterschieden. Zum einen handelt es sich um Ketten aus Kappenisolatoren, welche aus Glas oder Porzellan gefertigt werden, und zum anderen um Langstäbe, welche aus Porzellan oder Kunststoff hergestellt werden.

Stützisolatoren haben den Vorteil, dass sie bei Wind nicht ausschlagen und daher kleinere Mastkopfabmessungen als Hängeisolatoren erlauben. Bei höheren Spannungsebenen wird jedoch aufgrund des steigenden Isolatorgewichts der Einsatz von Hängeisolatoren wirtschaftlicher [3][4].

Masterdung und Blitzschutzraum

Die Erdung der Freileitungsmaste muss Erd- oder Erdkurzschlussströme, welche infolge eines Isolatorüberschlags auftreten, gefahrlos ableiten. Bei den Erdern wird zwischen Banderdern und Tiefenerdern unterschieden. Banderder werden ring- oder strahlenförmig im Erdreich verlegt, Tiefenerder hingegen werden senkrecht in das Erdreich eingetrieben. Zusätzlich werden bei Hochspannungsleitungen die Maste durch Erdseile verbunden, um die Erderspannung einzuhalten. Das Erdseil hat des Weiteren die Aufgabe, die Leiterseile vor Blitzeinschlägen zu schützen [2].

2.2. Kabelsysteme

Kabelsysteme werden überwiegend im Bereich von 0,4–110 kV eingesetzt aber auch im 220-kV- und 380-kV-Bereich um das magnetische Feld in Grenzen zu halten. Üblicherweise werden Kabelsysteme unterhalb der Frostgrenze im Erdreich verlegt, wobei die Verlegungstiefe im Niederspannungs- und im Mittelspannungsbereich meist 0,8 m beträgt. Vor direkten atmosphärischen Störungen sind Kabelsysteme daher weitgehend abgeschirmt, wodurch im Vergleich zu Freileitungssystemen eine geringere Ausfallrate vorliegt. Es ist jedoch zu beachten, dass erdverlegte Kabelsysteme schlechter zugänglich sind und dass daher Kabelfehler im Mittel eine höhere Ausfallsdauer aufweisen. Für

Kabelsysteme ergeben sich im Schnitt zwar weniger Fehler, allerdings ist die Ausfallsdauer höher als bei Freileitungssystemen [3].

Bemerkung: Kabelsysteme sind durch die Verlegung im Erdreich zwar vor direkten atmosphärischen Störungen wie zum Beispiel Blitzen geschützt, allerdings kann es an Übergängen von Freileitungssystemen zu Kabelsystemen zu einer Übertragung des Blitzeinschlages vom Freileitungssystem auf das Kabelsystem kommen. Solche Ereignisse werden als indirekte atmosphärische Störungen bezeichnet.

2.2.1. Aufbau von Kabelsystemen

Als Leiterwerkstoff kommt überwiegend Aluminium, aber auch Kupfer zum Einsatz. Weitere Unterscheidungsmerkmale der Leiter stellen deren Form (rund, sektorförmig, hohl oder oval) und in die Anzahl der Einzelleiter (eindräftig oder mehrdräftig) dar.

Allen Kabeltypen ist gemeinsam, dass die Leiter von einer Isolierung, der Aderisolierung, umgeben sind. Die Anordnung *Leiter/Aderisolierung* wird als Ader bezeichnet. Im Mittelspannungsbereich werden in Öl getränktes Papier, Polyethylen und vernetztes Polyethylen als Aderisolation eingesetzt. Vor allem letzteres verdrängt aufgrund seiner hervorragenden chemischen und physikalischen Eigenschaften zunehmend die anderen beiden Werkstoffe. Als wesentlicher Vorteil sind die niedrigen dielektrischen Verluste von VPE (vernetztes Polyethylen) hervorzuheben [5].

Neben der Isolation benötigen Energiekabel eine elektrische Schirmung, welche aus leitfähigen Schichten und metallischen Aufbauelementen, sowohl unter der Isolierung (innere Leitschicht) als auch über der Isolierung (äußere Leitschicht) besteht. Die innere Leitschicht dient bei mehrdräftigen Leitern zur Homogenisierung des Feldes an der Leiteroberfläche [5].

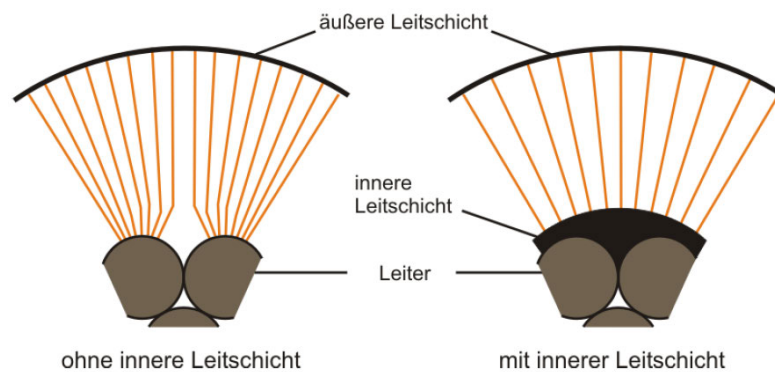


Abbildung 2.2.: Feldverlauf mit und ohne innere Leitschicht [5]

Durch die äußere Leitschicht erreicht man bei mehradrigen Kabeln über jeder Ader einen radialen Feldverlauf (Radialfeldkabel). Alle einadrigen Kabel mit konzentrischem Leiter oder Schirm sind Radialfeldkabel. Kabel mit nichtradialem Feld haben entweder keine Schirmung oder nur eine Schirmung über den verseilten Adern [5].

Über der äußeren Leitschicht befindet sich ein elektrischer Schirm oder ein metallischer Mantel. Der elektrische Schirm besteht aus elektrisch leitfähigen Einzeldrähten (z.B. Kupfer), hingegen besteht der Mantel aus einer massiven geschlossenen und wasserdichten Umhüllung (Blei, Aluminium).

Schirme und Mäntel in Kabeln dienen zum Führen der Kompensations-, Ableit-, Lade- und Fehlerströme. Zum Schutz gegen gefährliche Berührungsspannungen müssen geeignete Maßnahmen getroffen werden. Die Schirme müssen so dimensioniert sein, dass sie im Fehlerfall die erhöhten Ströme führen können. Bei kunststoffisolierten Mittelspannungskabeln bestehen die Schirme aus einer Lage Kupferdraht mit Querleitwendel gemeinsam über den drei verseilten Adern, oder separat über jede einzelne Ader. Bei papierisolierten Kabeln wird der Schirm durch einen Metallmantel realisiert [5].

Als äußere Schutzhülle wird primär Polyethylen verwendet. In Abbildung 2.3 ist der Aufbau eines VPE-Kabels dargestellt.

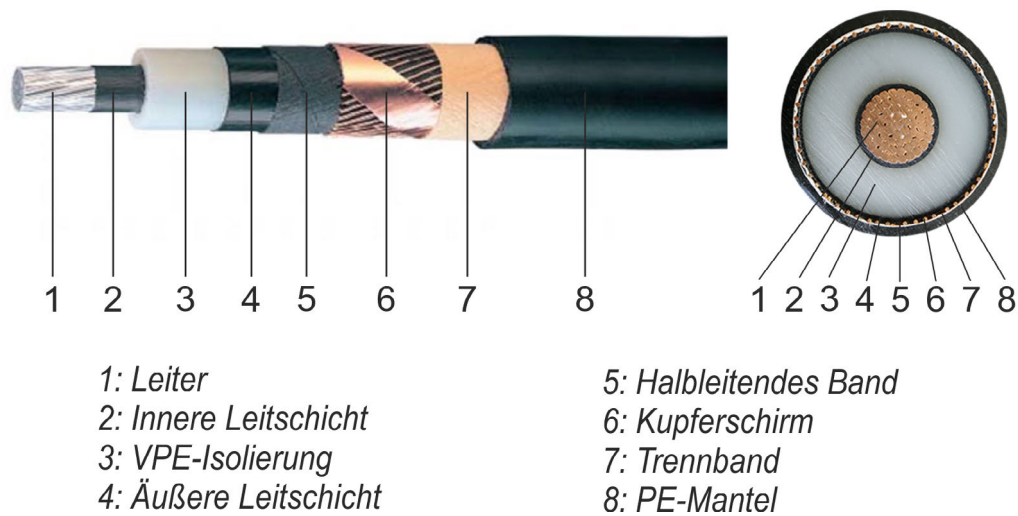


Abbildung 2.3.: Schichtenaufbau eines Mittelspannungskabels [5][modifiziert]

2.2.2. Universalkabel

Bei den Möglichkeiten der Verlegungsart bietet das Universalkabel die größte Vielfalt. Es kann als Unterwasserkabel, Erdkabel und aufgrund der Selbsttragefähigkeit wie ein Freileitungsseil aufgelegt werden. Im Notfall kann der Betrieb des Universalkabels auch am Boden liegend (z.B. verursacht durch Baumfall) aufrecht gehalten werden [6].

In österreichischen Mittelspannungsnetzen findet das Universalkabel Anwendung als sogenanntes Luftpfeilerkabel. Dabei wird das Universalkabel wie eine blanke Leitung entlang einer Freileitungstrasse aufgelegt. Im Gegensatz zur isolierten Freileitung werden alle drei Phasen von einem gemeinsamen Schirm und einem gemeinsamen Mantel umgeben (siehe Abbildung 2.4), welche das elektrische Feld vollständig nach außen hin abschirmen. Durch diese Schirmung ist eine Beeinflussung von anderen mit verlegten Leitungen vernachlässigbar. Weitere Vorteile des Luftpfeilerkabels im Vergleich zum Erdkabel sind die geringeren Wartungs- und Betriebskosten [6].

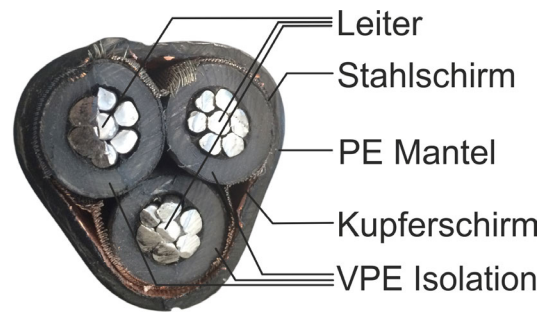


Abbildung 2.4.: Querschnitt eines Universalkabels

Einen wesentlichen Unterschied zu Erdkabeln stellt die Selbsttragfähigkeit des Universalkabels dar. Diese Tragfähigkeit wird durch die Leiterseile erreicht und erfordert eine spezielle Konstruktion der Schirmung und Isolation damit Seitenkräfte, wie zum Beispiel ein Baumfall in die Leitung (siehe Abbildung 2.5), die Funktion nicht beeinträchtigen [6].



Abbildung 2.5.: Baumfall in Luftkabel, ©Linz Stom Netz GmbH

Aufgrund der Isolation und Schirmung treten bei Luftkabeln viel seltener Blitzeinschläge als bei blanken Freileitungen auf. Im Gegensatz zur Freileitung tritt an der Leiteroberfläche keine Koronastrahlung, welche die Häufigkeit von Blitzeinschlägen steigern

kann, auf. Außerdem befindet sich um den elektrisch leitfähigen Schirm des Luftkabels ein zusätzlicher PE Mantel, welcher das Kabel für Blitzeinschläge „unsichtbarer“ macht [6].

Aus wirtschaftlicher Sicht bietet sich durch Luftkabel ein Einsparungspotential, indem bestehende Trassen von Niederspannungs- und Telekomleitungen gemeinsam für die Verlegung genutzt werden können (siehe Abbildung 2.6).

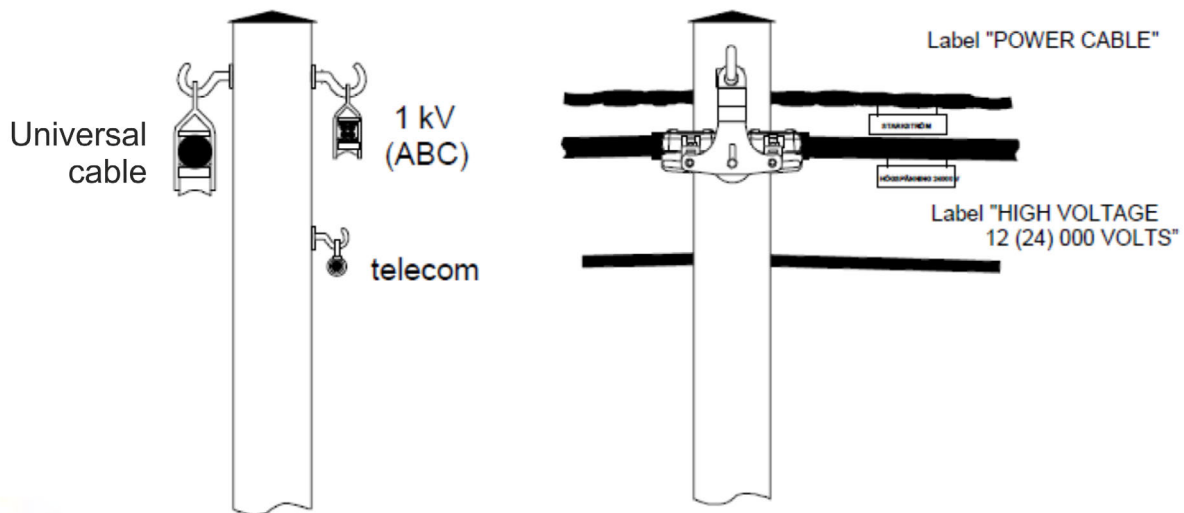


Abbildung 2.6.: Verlegungsmöglichkeiten eines Luftkabels [6]

Luftkabel weisen im Vergleich zu Freileitungen ein höheres Eigengewicht auf (siehe Kapitel 2.6), dadurch wird die maximale Tragfähigkeit bestehender Trassen bereits bei geringeren Querschnitten als bei Freileitungen erreicht. Aus diesem Grund sind Luftkabel nur bis zu einem Querschnitt von maximal $3 \times 95 \text{ mm}^2$ erhältlich und somit beschränkt sich eine sinnvolle Verwendung des Luftkabels auf Leitungen mit geringer Last und/oder schwer zugänglichen Gebieten.

2.3. Berechnung elektrischer Kenngrößen

Um die in den Kapiteln 2.1 bis 2.2.2 näher ausgeführten Leitungssysteme genauer untereinander vergleichen zu können, werden elektrische Kenngrößen benötigt. Als Kenngrößen werden in dieser Arbeit die induktive Mit- und Gegeninduktivität sowie die Koppelkapazität näher erläutert.

2.3.1. Berechnung von Mit- und Gegeninduktion

Das im Jahre 1926 von Carson und Pollacek entwickelte Modell ist das heute übliche Modell um Mit- und Koppelimpedanzen zu berechnen. Dieses Modell gilt genaugenommen nur für unendlich lange Fadenleiter und begrenzte Leiterabstände. Aus diesem Grund sind nachfolgend die in der Praxis üblichen Näherungsformeln angeführt:

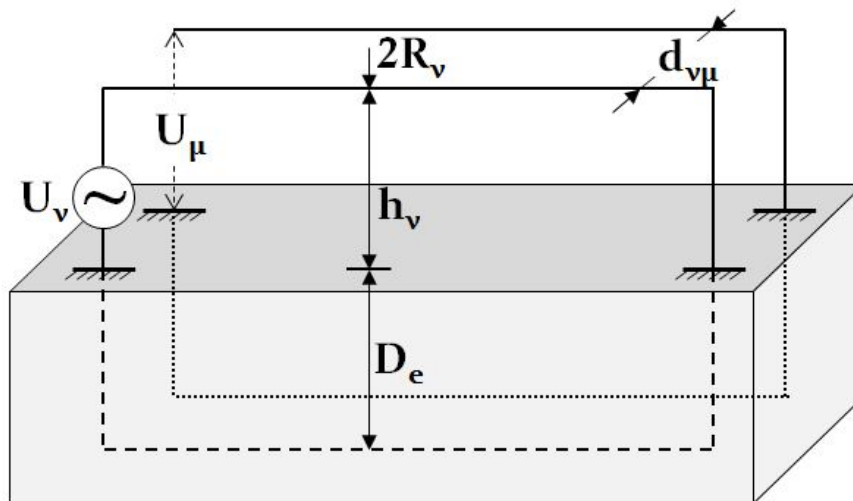


Abbildung 2.7.: Modell von Carson und Pollacek [7], [modifiziert]

Impedanz der Selbstinduktion

Die Impedanz der Selbstinduktion ist jener Impedanzwert, welche durch die Induktion des im Leiter fließenden Stromes verursacht wird [7].

$$Z_{vv} = (r_e - \Delta_{vv} + r_v) + j(X_{vv} + \Delta_{vv} + X_{iv}) \quad (2.1)$$

Z_{vv}	Impedanz der Selbstinduktion
r_e	Erdwiderstand je Längeneinheit
Δ_{vv}	Höhenkorrekturfunktion
r_v	ohmscher Widerstand des Leiters
X_{vv}	Selbstreaktanz der Schleife je Längeneinheit
X_{iv}	innere Reaktanz des Leiters je Längeneinheit

Impedanz der Gegeninduktion

Die Impedanz der Gegeninduktion ist jener Impedanzwert, welche durch die Induktion des im anderen Leiter fließenden Strom verursacht wird [7].

$$Z_{\nu\mu} = (r_e - \Delta_{\nu\mu}) + j(X_{\nu\mu} + \Delta_{\nu\mu}) \quad (2.2)$$

$Z_{\nu\mu}$	Impedanz der Gegeninduktion
$\Delta_{\nu\mu}$	Höhenkorrekturfunktion
$X_{\nu\mu}$	Reaktanz der Gegeninduktion der beiden Leiterschleifen je Längeneinheit

Größengleichungen

$$r_e = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{\pi}{4} \quad X_{\nu\nu} = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{D_e}{R_\nu} \quad (2.3)$$

$$X_{\nu\mu} = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{D_e}{d_{\nu\mu}} \quad \Delta_{\nu\nu} = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{4h_\nu}{3\delta_e} \quad (2.4)$$

$$\Delta_{\nu\mu} = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{2(h_\nu + h_\mu)}{3\delta_e} \quad \delta_e = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega\mu_0}} \quad (2.5)$$

$$\Delta_e = \frac{\sqrt{2\rho}}{\gamma} \delta_e \quad (2.6)$$

μ_0	Permeabilität des leeren Raumes
μ_r	relative Permeabilität
ω	Kreisfrequenz
γ	Besselsche Konstante
ρ	Spezifischer Erdwiderstand
R_ν	Wirksamer Radius des Leiters
$d_{\nu\mu}$	Abstand der beiden Leiter voneinander
D_e	Äquivalenter Abstand zum Erdrückleiter
$h_{\nu\mu}$	Höhe der Leiter über dem Erdboden
δ_e	Eindringtiefe

2.3.2. Berechnung der Kapazitäten von Kabelsystemen

Bei der Berechnung der Kapazitäten von Kabelsystemen wird zwischen ein- und mehradrigen Kabelleitungen unterschieden. Bei einadrigen Kabelleitungen berechnen sich die Betriebskapazität und die Nullkapazität wie folgt [8]:

$$C'_b = C'_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r}{\ln \frac{R}{r}} \quad (2.7)$$

C'_b	Betriebskapazität eines Leiters
C'_0	Nullkapazität eines Leiters
ϵ_0	Permittivität des luftleeren Raumes $\epsilon_0 = 8,854 \cdot 10^{-12} \frac{As}{Vm}$
ϵ_r	relative Permittivität
r	Radius des Leiters
R	Radius des Schirmes

Aufgrund des äußeren Schirms der Kabelleitung treten keine Koppelkapazitäten auf. Abbildung 2.8 stellt das Modell zur Berechnung der Kapazität von einadrigen Kabelleitungen dar.

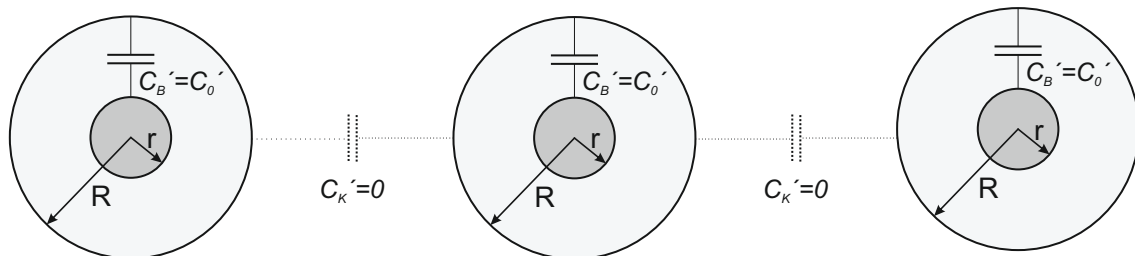
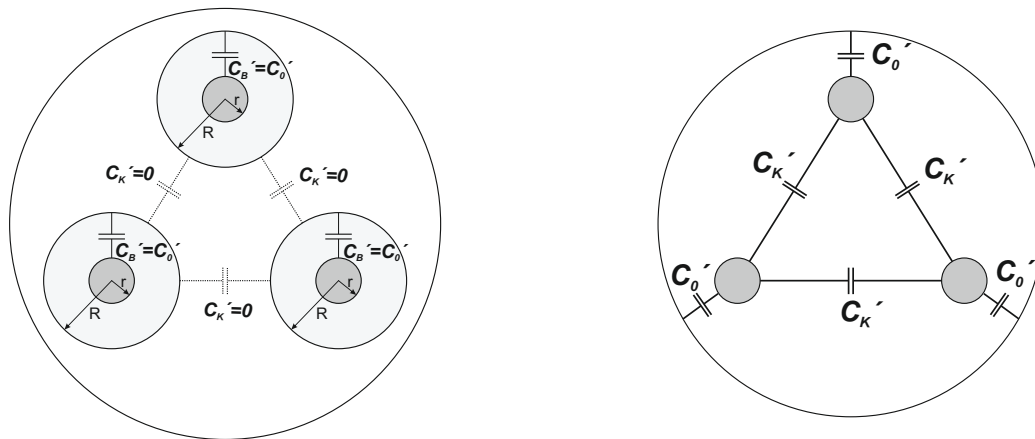


Abbildung 2.8.: Modell zur Berechnung der Kapazitäten von einadrigen Kabelleitungen

Bei mehradrigen Kabelleitungen muss zwischen Kabelleitungen mit einer Schirmung der einzelnen Adern (Radialfeldsteuerung), wie in Abbildung 2.9 a) und Kabelleitungen ohne Schirmung der einzelnen Adern, wie in Abbildung 2.9 b) dargestellt, unterschieden werden.



(a) Modell zur Berechnung der Kapazitäten von dreiadrigen Kabelleitungen MIT Feldsteuerung

(b) Modell zur Berechnung der Kapazitäten von dreiadrigen Kabelleitungen OHNE Feldsteuerung

Abbildung 2.9.: Modelle zur Berechnung der Kapazitäten von dreiadrigen Kabelleitungen [3] [modifiziert]

Die Berechnung der Kapazitäten von mehradrigen Kabelleitungen mit Radialfeldsteuerung erfolgt aufgrund der Schirmung gleich wie bei einadrigen Kabelleitungen. Die Koppelkapazität C_K' ist gleich Null und die Betriebskapazität C_b' , sowie die Nullkapazität C_0' werden wie in Formel 2.7 beschrieben, berechnet. Um die Kapazitäten von mehradrigen Kabelleitungen ohne Feldsteuerung zu bestimmen, ist man auf Messungen angewiesen, da sich eine Berechnung aufgrund der geringen Abstände der Leiter zueinander und zum Schirm schwierig gestaltet [8].

2.4. Sternpunktbehandlung

In elektrischen Netzen stellt der einpolige Erdschluss die häufigste Fehlerart dar. Die Auswirkungen dieses Fehlers hängen von der Art der Behandlung des Transformatorsternpunktes ab. Folgende Arten werden dabei unterschieden:

- **Netze mit niederohmiger Erdung** werden bevorzugt in Hoch- und Höchstspannungsnetzen eingesetzt. Bei dieser Form der Sternpunktterdung sind die Sternpunkte der Transformatoren niederohmig geerdet. Der Vorteil dabei ist, dass jeder Erdschluss zu einem Kurzschluss mit entsprechend großem Kurzschlussstrom wird und dadurch durch Schutzeinrichtungen schnell und sicher erkannt werden kann.
- **Netze mit strombegrenzender Sternpunktterdung** stellen eine Mischform aus Netzen mit niederohmiger Erdung und Netzen mit Erdschlusskompensation dar. Ziel dabei ist, die Kurzschlussströme im Fehlerfall zu begrenzen, jedoch noch eine sichere Abschaltung zu gewährleisten und auch eine einfachere Fehlerortung zu ermöglichen.
- **Netze mit Erdschlusskompensation** werden in Kapitel 2.5 ausführlicher behandelt.
- Bei **Netzen mit isoliertem Sternpunkt** sind alle Sternpunkte (Transformatoren und Sternpunktbildner) gegenüber der Erde isoliert. Die Ausdehnung bei dieser Form der Sternpunktbehandlung wird ausschließlich durch die Erdkapazität des Netzes begrenzt. Diese Netze finden Anwendung bei Mittelspannungsnetzen mit geringer Ausdehnung. Die Vorteile dabei sind vor allem der einfache Aufbau und die geringen Anforderungen an die Erdungsanlagen.

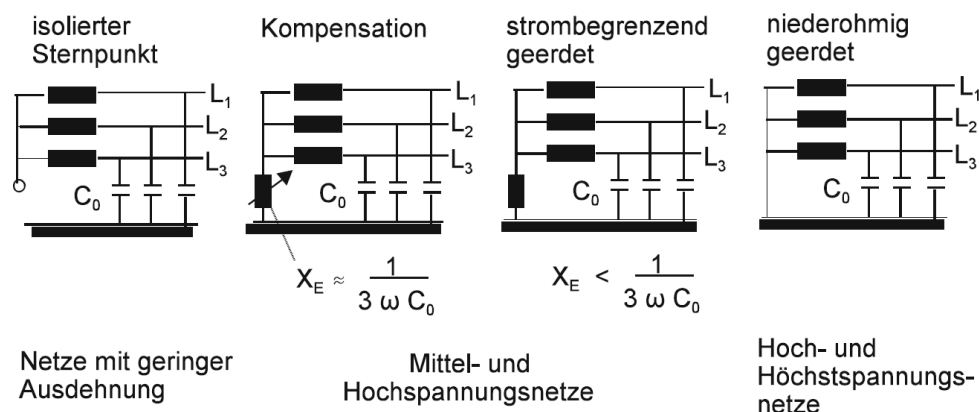


Abbildung 2.10.: Arten von Sternpunktbehandlung [8]

2.5. Netze mit Erdschlusskompensation

2.5.1. Allgemeines

Die Idee Mittel- und Hochspannungsnetze gelöscht zu betreiben, stammt von Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Waldemar Petersen. Bei gelöschten Netzen werden ein oder mehrere Transformatorsternpunkte oder Sternpunktbildner über Löschspulen, oder auch Petersenspule genannt, geerdet. Bei einem Erdschluss wird der kapazitive Fehlerstrom durch einen, von der Petersenspule stammenden, induktiven Strom I_L kompensiert. In Österreich werden Mittelspannungsnetze überwiegend gelöscht betrieben, daher liegt der Schwerpunkt in dieser Arbeit auf Netzen mit Erdschlusskompensation.

In Abbildung 2.11 ist ein Prinzipschaltbild mit allen relevanten Komponenten dargestellt.

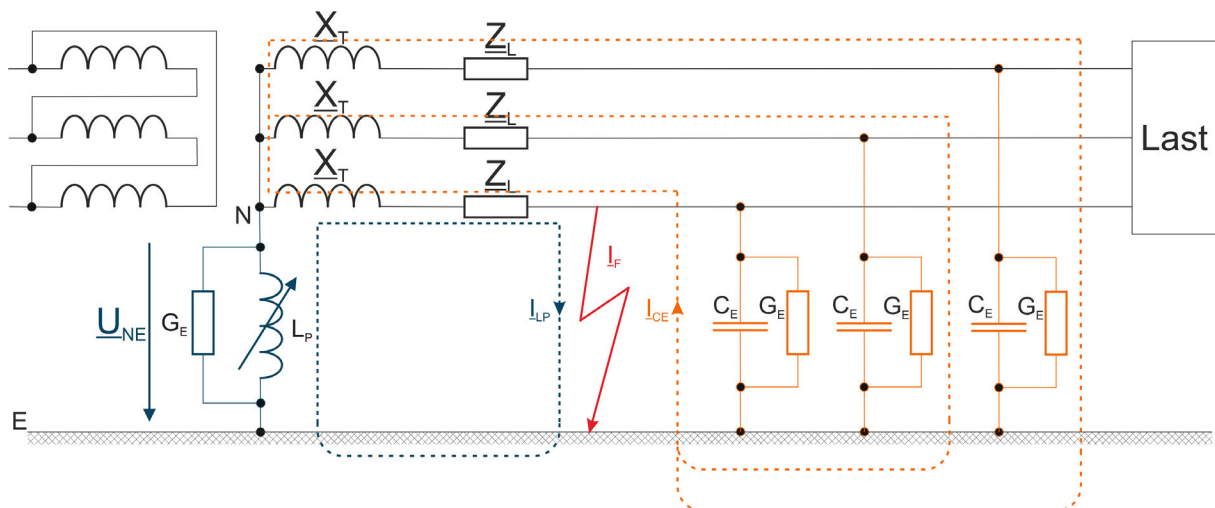


Abbildung 2.11.: Prinzipschaltbild eines gelöschten Netzes [9] [modifiziert]

Der induktive Anteil des Löschspulenstromes I_L wird über die veränderliche Induktivität L_P der Petersenspule eingestellt. Die Auslegung der Petersenspule erfolgt dabei grundsätzlich für die Kapazitäten C_E bei Nennfrequenz f_N . Der Erdschlussfehlerstrom I_F wird dadurch bei vollständiger Kompensation bis auf den Erdschlussreststrom I_{Rest} inklusive Oberschwingungen kompensiert. Dieser setzt sich aus dem ohmschen Wattreststrom I_W und den Oberschwingungsströmen I_{OS} zusammen. Der Wattreststrom entsteht durch die ohmschen Anteile des Löschspulenstroms I_L , sowie des kapazitiven Erdschlussstroms I_C und durch die Längswiderstände des Netzes durch welche im Erdschlussfall die betreffenden Ströme fließen. Das Ziel der Kompensation des kapazitiven Anteils des Erdschlussfehlerstroms ist die Begrenzung des in Summe fließenden Stromes

an der Fehlerstelle, sodass die Grenzwerte laut ÖVE-B1/1976 eingehalten werden und der Lichtbogen von selbst erlischt. Durch diesen Effekt spricht man insbesondere bei gelöscht betriebenen Freileitungsnetzen von „selbsteilenden Netzen“. Die Vorteile eines gelöscht betriebenen Netzes sind:

- Das Verlöschen eines frei brennenden Lichtbogens in Freileitungsnetzen und dass
- das Netz während eines Erdschlusses (Dauererdschluss) weiterbetrieben und die Versorgung aufrecht erhalten bleiben kann.

Der Grund für zweiteres ist, dass zwar die Phase-Erde-Spannungen der beiden nicht vom Erdschluss betroffenen Phasen, abhängig vom Widerstand an der Fehlerstelle, bis auf das $\sqrt{3}$ -fache angehoben werden können, aber die Leiter-Leiter-Spannungen, welche bei den nachgelagerten Transformatoren die Schenkel magnetisieren, nicht verändert werden. Die Spannungsverhältnisse in einem gesunden Netz und während eines Erdschlusses mit Löschung sind in Abbildung 2.12 dargestellt [10].

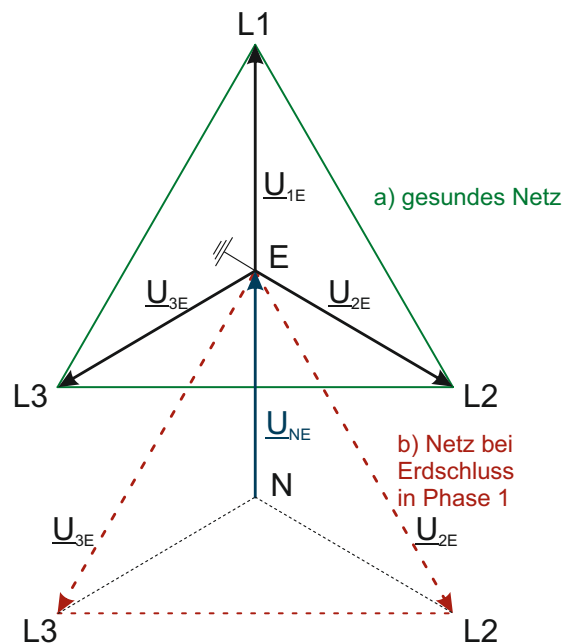


Abbildung 2.12.: Spannungsverhältnis vor und während eines Erdschlusses [10] [modifiziert]

Durch die Anhebung der Phasenspannung in den beiden gesunden Phasen kann es allerdings zu weiteren Isolationsschäden und danach zu einem Doppelerdschluss kommen. Weitere Nachteile sind die erhöhten Kosten, bedingt durch den Einbau von Petersenspulen, und die begrenzten Ausbaumöglichkeiten des Netzes [10].

Nichtsdestotrotz hat sich das gelöscht betriebene Netz für die Mittelspannung in vielen Ländern bewährt. Einige Gründe dafür sind die hohe Versorgungssicherheit, da der Netzbetrieb bei einpoligen Fehlern aufrecht erhalten werden kann, der geringe Erdschlussreststrom und die damit in Verbindung stehende hohe Anzahl an selbst erlöschenden Lichtbögen. Außerdem werden geringere Anforderungen an die Dimensionierung von Erdungsanlagen gestellt [11].

2.5.2. Kenngrößen von gelöschten Netzen

Für die Beurteilung von gelöschten Netzen werden folgende Begriffe und Zusammenhänge benötigt.

Kapazitiver Erdschlussstrom

Die Größe des kapazitiven Erdschlussstromes wird durch die Erdkapazitäten des Netzes bestimmt (siehe Formel 2.14). Bei 50 Hz wird anhand dieses Stromes der einzustellende Löschstrom für die Petersenspule bestimmt. Kabelsysteme besitzen aufgrund ihrer geringeren Abstände der Leiter zueinander und zur Erde, bzw. zur Schirmung wesentlich höhere Kapazitäten. Als Folge ergibt sich mit wachsendem Kabelsystemanteil in Netzen ein höherer kapazitiver Erdschlussstrom [11].

Zur Herleitung des kapazitiven Erdschlussstroms wird von einem isolierten Netz ausgegangen. Die Längsglieder und die Koppelkapazitäten werden vernachlässigt. In diesem Beispiel wird der Leiter L1 mit der Erde verbunden; dadurch ergibt sich folgendes vereinfachtes Ersatzschaltbild:

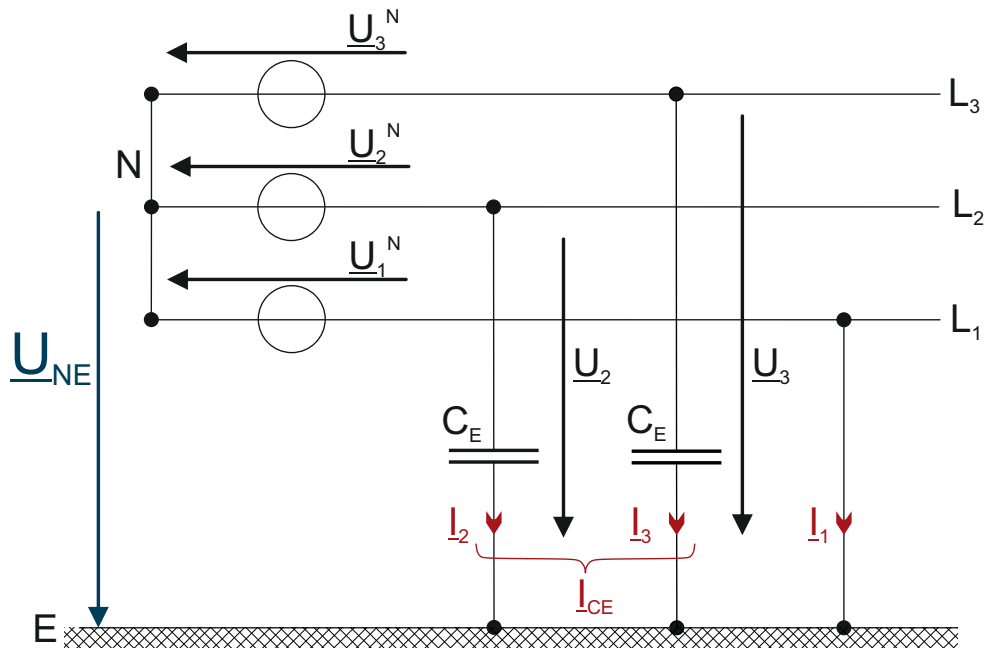


Abbildung 2.13.: Ersatzschaltbild zur Berechnung des kapazitiven Erdschlussstroms einer Freileitungssystems [12] [modifiziert]

$$\underline{U}_{NE} = -\underline{U}_{1N} \qquad \underline{I}_1 = -\underline{I}_2 - \underline{I}_3 = -\underline{I}_{CE} \qquad (2.8)$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_{2N} + \underline{U}_{NE} \qquad \underline{I}_2 = j\omega C_E \underline{U}_2 \qquad (2.9)$$

$$\underline{U}_3 = \underline{U}_{3N} + \underline{U}_{NE} \qquad \underline{I}_3 = j\omega C_E \underline{U}_3 \qquad (2.10)$$

$$(2.11)$$

Daraus ergibt sich der Erdschlussstrom [12]:

$$\underline{I}_{CE} = j\omega C_E \cdot (\underline{U}_2 + \underline{U}_3) = j\omega C_E \cdot (a^2 + a - 2)\underline{U}_{1N} = -3j\omega C_E \underline{U}_{1N} \qquad (2.12)$$

$$|\underline{U}_{1N}| = \frac{1}{\sqrt{3}} |\underline{U}_n| \qquad (2.13)$$

$$|\underline{I}_{CE}| = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_E \cdot |\underline{U}_n| \qquad (2.14)$$

\underline{U}_{NE}	Sternpunktverlagerungsspannung
$\underline{U}_{1N}, \underline{U}_{2N}, \underline{U}_{3N}$	Spannung der i-ten Phase zum Sternpunkt
$\underline{U}_2, \underline{U}_3$	Spannungen der gesunden Phasen zur Erde
$\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3$	Fehlerströme bei Erdberührung eines Leiters
\underline{U}_n	Nennspannung des Netzes (Leiter-Leiter-Spannung)

Der kapazitive Erdschlussstrom setzt sich dabei, wie in Abbildung 2.14 ersichtlich, aus den Ladeströmen der beiden gesunden Phasen zusammen [13].

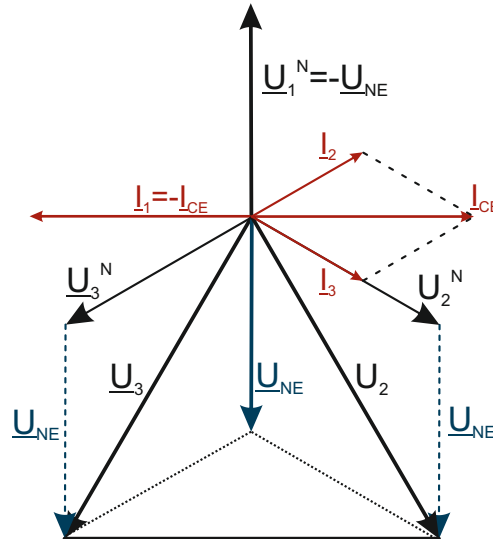


Abbildung 2.14.: Zusammensetzung des kapazitiven Erdschlussstroms I_{CE} aus den Ladeströmen der gesunden Phasen [13] [modifiziert]

Verlagerungsspannung

In Netzen mit Erdschlusskompensation kann es bereits im ungestörten Betrieb zu einer Verlagerungsspannung U_{NE} kommen, welche sich vor allem durch unsymmetrische Kapazitäten bei Freileitungssystemen ergibt. Diese Unsymmetrien entstehen durch unterschiedliche Abstände der einzelnen Leiter zur Erde. Somit ergeben sich unterschiedliche Leiter-Erde-Kapazitäten, welche eine Verlagerungsspannung hervorrufen. die im schlimmsten Fall bereits im Normalbetrieb groß genug werden kann um zu einem Fehlanprechen der Erdschlussschutzeinrichtung zu führen [5].

Zur Verringerung der kapazitiven Unsymmetrie können zum einen Freileitungssysteme ausgekreuzt, bzw. abschnittsweise anders aufgelegt werden und zum anderen Freileitungssysteme durch Kabelsysteme ersetzt werden. Durch die Auskreuzung von Freileitungssystemen wird eine Symmetrierung der einzelnen Leiter-Erde-Kapazitäten erreicht. Werden Freileitungssysteme durch Kabelsysteme ersetzt, sinkt die Unsymmetrie, da Kabelsysteme aufgrund ihres symmetrischen Aufbaus keine kapazitiven Unsymmetrien besitzen [5].

Erdschlussreststrom

Der Erdschlussreststrom I_{Rest} ist jener Strom, der an der Fehlerstelle, trotz Löschung durch die Petersenspule, fließt. Der Strom bildet sich aus der geometrischen Summe aus kapazitivem Erdschlussstrom I_{CE} , induktivem Erdschlussstrom I_L , den ohmschen Anteilen I_W (zum Großteil verursacht durch die Leiter-Erde-Schleife) dieser beiden Ströme und den Oberschwingungsströmen I_{OS} . Dieser Zusammenhang ist in Formel 2.15 bis 2.17 mathematisch dargestellt [9]:

$$|\underline{I}_F| = |\underline{I}_{Rest}| = \sqrt{|\underline{I}_{CE} + \underline{I}_L|^2 + |\underline{I}_W|^2 + |\underline{I}_{OS}|^2} = \quad (2.15)$$

$$\sqrt{|\underline{I}_{50,RC} + \underline{I}_{50,C} + \underline{I}_{50,RL} + \underline{I}_{50,L}|^2 + \sum_2^{\dots} |\underline{I}_\nu|^2} = \quad (2.16)$$

$$= \sqrt{|\underline{I}_{Rest50}|^2 + \sum_2^{\dots} |\underline{I}_\nu|^2} \quad (2.17)$$

\underline{I}_F	Erdfehlerstrom
\underline{I}_{Rest}	Erdschlussreststrom inklusive Oberschwingungen
\underline{I}_{CE}	Kapazitiver Erdungsstrom (komplexer Wert, einschließlich ohmscher Anteil)
\underline{I}_L	Summe der Ströme paralleler Erdschlusslöschspulen
\underline{I}_{Rest50}	Grundschiwingung des Erdschlussreststroms
\underline{I}_{OS}	Oberschwingungsstrom (unterschiedliche Frequenzen)
\underline{I}_ν	ν .ter Oberschwingungsstrom

Aus den Formeln 2.15 und 2.17 ist ersichtlich, dass der an der Fehlerstelle fließende Strom größer als der Grundschiwingungsstrom \underline{I}_{Rest50} des Erdfehlerreststromes ist. Der Grundschiwingungsstrom des Erdschlussreststromes kann, wie im Folgendem ausführlicher erläutert, auch durch folgende Beziehung dargestellt werden [10]:

$$\underline{I}_{Rest50} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot \omega_n \cdot C_E \cdot (jv + \delta) \quad (2.18)$$

$$\underline{I}_{Rest50} = I_{CE} \cdot (jv + \delta) \quad (2.19)$$

$$v = \frac{I_L - I_{CE}}{I_{CE}} \quad (2.20)$$

$$\delta = \frac{I_W}{I_{CE}} \quad (2.21)$$

v	Verstimmung
I_W	Wattreststrom
δ	Dämpfungsfaktor

Wattreststrom und Dämpfungsfaktor

Der Wattreststrom wird im Wesentlichen durch die Leiter-Erde-Schleife im Fehlerfall hervorgerufen. Diese Schleife hat zum Großteil ohmsches Verhalten und trägt daher erheblich zum Wattreststrom bei. Hinzu kommen noch die durch höhere Ströme verursachten Wirkverluste in den Transformatoren.

Mithilfe des Dämpfungsfaktors δ kann eine Proportionalität zwischen kapazitivem Erdschlussstrom I_{CE} und Wattreststrom I_W hergestellt werden:

$$I_W = \delta \cdot I_{CE} \quad (2.22)$$

Die Dämpfung ist somit ein Maß für den ohmschen Anteil des Erdschlussreststromes.

Verstimmung

Die Verstimmung beschreibt die relative Abweichung des Betrages des induktiven Löschstromes vom Betrag des kapazitiven Erdschlussstromes.

$$v = \frac{I_L - I_{CE}}{I_{CE}} \quad (2.23)$$

Dabei ergeben sich folgende Bereiche [10]:

- *Überkompensation* \rightarrow der Löserspulenstrom I_L ist *größer* als der kapazitive Erdschlussstrom I_{CE}
- *Unterkompensation* \rightarrow der Löserspulenstrom I_L ist *kleiner* als der kapazitive Erdschlussstrom I_{CE}

Gelöschte Netze sind üblicherweise überkompensiert betrieben. Die Verstimmung ist notwendig, da es bei nicht ausgekreuzten Freileitungsnetzen im fehlerfreien Betrieb im schlimmsten Fall zu einer unzulässig hohen Verlagerungsspannung kommen kann [5].

2.6. Elektrische Eigenschaften von Kabel- und Freileitungssystemen im Vergleich

In Tabelle 2.1 sind wichtige elektrische Eigenschaften geläufiger 20-kV-Kabel- und Freileitungstypen zum Vergleich aufgelistet.

Nr.	Leiterbezeichnung	TYP	R_{DC} $\frac{\Omega}{km}$	X_1 $\frac{mH}{km}$	C_b $\frac{\mu F}{km}$	C_0 $\frac{\mu F}{km}$	I_{CE} $\frac{A}{km}$	I_B $\frac{A}{km}$
1	AXCES 3x95/25	UniKAB	0,320	0,310	0,250	0,250	2,721	250
2	E-ALMGSi 120	FRLTG	0,417	0,355	0,010	0,004	0,045	365
3	E-ALMGSi 150	FRLTG	0,362	0,348	0,011	0,004	0,045	425
4	E-AL/ST III 95/15	FRLTG	0,450	0,357	0,010	0,004	0,045	350
5	E-AL/ST III 120/20	FRLTG	0,381	0,349	0,010	0,004	0,045	410
6	E-AL/ST III 150/25	FRLTG	0,338	0,343	0,011	0,004	0,045	470
7	E-APHMBU 3/95 RM	KAB	1,225	0,105	0,310	0,310	3,374	195
8	E-APHMEBU 3/150 RM	KAB	0,961	0,104	0,380	0,380	4,135	250
9	E-APHMEBU 3/240 RM	KAB	0,819	0,097	0,440	0,440	4,788	325
10	E-A2XHCJ2Y 1/95 RM/16	KAB	1,283	0,175	0,216	0,216	2,351	251
11	E-A2XHCJ2Y 1/150 RM/25	KAB	1,145	0,161	0,254	0,254	2,764	319
12	E-A2XHCJ2Y 1/240 RM/25	KAB	1,065	0,146	0,304	0,304	3,308	417
13	E-2YHC2Y 1/95 RM/16	KAB	1,147	0,175	0,216	0,216	2,351	251
14	E-2YHCY 1/240 RM/25	KAB	1,011	0,146	0,304	0,304	3,308	526
15	E-2XHCJ2Y 1/240 RM25	KAB	1,011	0,146	0,304	0,304	3,308	526

Tabelle 2.1.: Elektrische Eigenschaften von Kabel- und Freileitungssystemen im Vergleich

Bei den gelb markierten Zeilen in der Tabelle handelt es sich um ein Universalkabel (Nr. 1), ein typisches Freileitungsseil (Nr. 5) und ein typisches VPE Kabel (Nr. 12). Vergleicht man die Nullkapazitäten dieser drei Leitungen, so ist klar ersichtlich, dass das Freileitungssystem um ein Vielfaches niedrigere kapazitive Erdschlussströme, als die beiden Kabelsysteme verursacht. Ein weiterer wichtiger Aspekt für die elektrische Belastbarkeit des Kabelsystems ist die Dauerstrombelastbarkeit. Diese ist beim Universalkabel um mehr als 60 % geringer als bei dem Freileitungsseil und der Kabelleitung. Der Grund dafür liegt im geringeren Leiterdurchmesser des Universalkabels. Die verfügbaren Leiterdurchmesser und die somit verbundene Dauerstrombelastbarkeit stellen einen Nachteil im Vergleich zu Freileitungssystemen und konventionellen Kabelsystemen dar. Der geringe Leiterdurchmesser von Universalkabeln ist dadurch erklärbar, dass das Eigengewicht des Kabels bei der Auflegung auf Freileitungsmasten eine entscheidende Rolle spielt. Ein $3 \times 95 \text{ mm}^2$ Luftkabel ($2,2 \text{ kg/m}$) wiegt fast neunmal soviel wie ein 95 mm^2 Alu-Freileitungsseil ($0,252 \text{ kg/m}$).

2.7. Derzeitiger Netzbetrieb

In Österreich werden Mittelspannungsnetze überwiegend gelöscht betrieben, deshalb wird in dieser Arbeit ausschließlich auf den Betrieb von gelöschten Netzen eingegangen. Bei dieser Art des Netzbetriebes ist die Netzausdehnung durch den bei einem Erdschluss auftretenden Erdschlussreststrom begrenzt. Diese Grenze wird in länderspezifischen Normen geregelt. In Österreich ist dies die ÖVE B1/1976 mit dem Titel: „*Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannung über 1 kV*“.

2.7.1. Betriebsbereich

Im Netzbetrieb muss die Petersenspule auf die Netzkapazität abgestimmt werden. Die Abstimmung kann einerseits rechnerisch und andererseits durch einen Abstimmversuch bestimmt werden.

Rechnerische Abstimmung

Im ersten Schritt wird durch eine Netzberechnung der Erdschlussstrom festgestellt. Daraus kann dann die Induktivität für die Erdschlusskompensation errechnet werden [11].

Dabei gilt für vollständige Kompensation:

$$|I_{CE}| = |I_L| \quad (2.24)$$

daraus folgt:

$$X_{LP} = \omega L_P = \frac{1}{3\omega C_E} \quad (2.25)$$

Abstimmversuch

Durch das Zuschalten der Induktivität der Petersenspule zum Netz entsteht zusammen mit den Erdkapazitäten der Leitungen ein Parallelschwingkreis (siehe Abbildung 2.15). Dieser erreicht vollständige Resonanz, wenn die Verlagerungsspannung U_{NE} maximal wird. In diesem Punkt ist die Verstimmung v gleich null, wenn keine anderen Einflussfaktoren, wie zum Beispiel die kapazitive Kopplung von parallelen Leitungen, eine Rolle spielen. Durch kontinuierliches Verstellen der Petersenspule kann dieser Punkt ohne Berechnung erreicht werden [11].

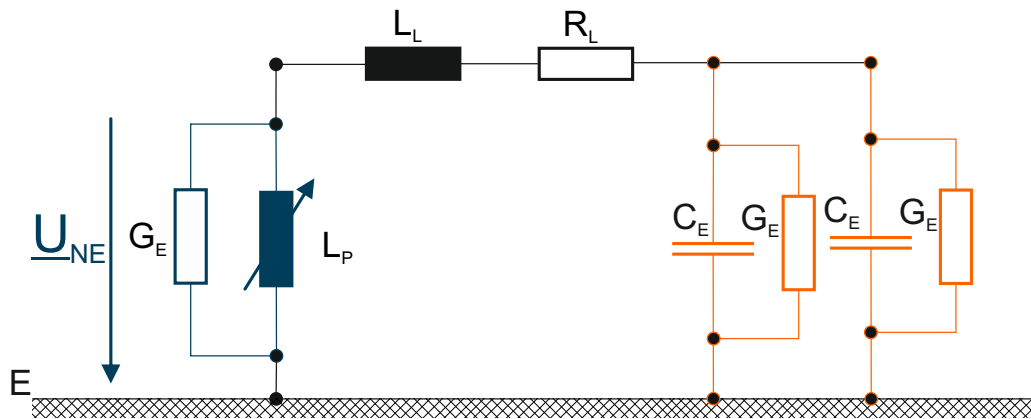


Abbildung 2.15.: Parallelschwingkreis beim Abstimmversuch

2.7.2. Normenlage in Österreich und Deutschland

In gelöschten Netzen darf bei einem einpoligen Erdschluss der Erdschlussreststrom nicht zu hoch werden, da ansonsten sowohl die Berührungsspannung als auch die Schrittspannung an der Fehlerstelle zu Gefährdung von Lebewesen und Anlagen führen können. In Abbildung 2.16 ist eine einfache Fehlersituation (direkter Stromübertritt in Erde, keine Reduktionsleiter) dargestellt:

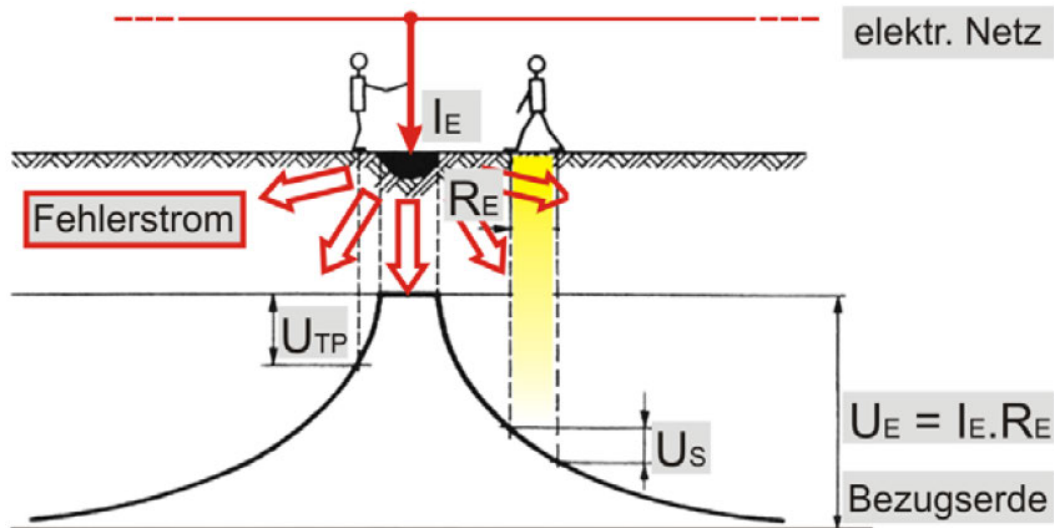


Abbildung 2.16.: Zusammenhang zwischen der Berührungsspannung, Schrittspannung und dem Fehlerstrom an der Fehlerstelle [14]

Die Potentialanhebung an der Fehlerstelle ist im Wesentlichen von folgenden beiden Parametern abhängig von:

- dem Erdungswiderstand R_E an der Fehlerstelle und
- dem Fehlerstrom an der Fehlerstelle.

Die sicherheitsrelevanten Schritt- und Berührungsspannungen betragen in der Regel nur einen (kleinen) Bruchteil der gesamten Potentialanhebungen. In den folgenden Abschnitten werden die Normen, welche sich mit diesen beiden Parametern befassen, kurz erläutert.

ÖVE/ÖNORM EN 50522

Richtlinien zur Auslegung des Erdungswiderstandes finden sich in der Norm ÖVE/ÖNORM EN 50522: „Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV“ [9]. In dieser Norm sind neben den Richtlinien zur Auslegung von Erdungsanlagen auch die zulässige Berührungsspannung an der Fehlerstelle enthalten, wie in Abbildung 2.17 dargestellt:

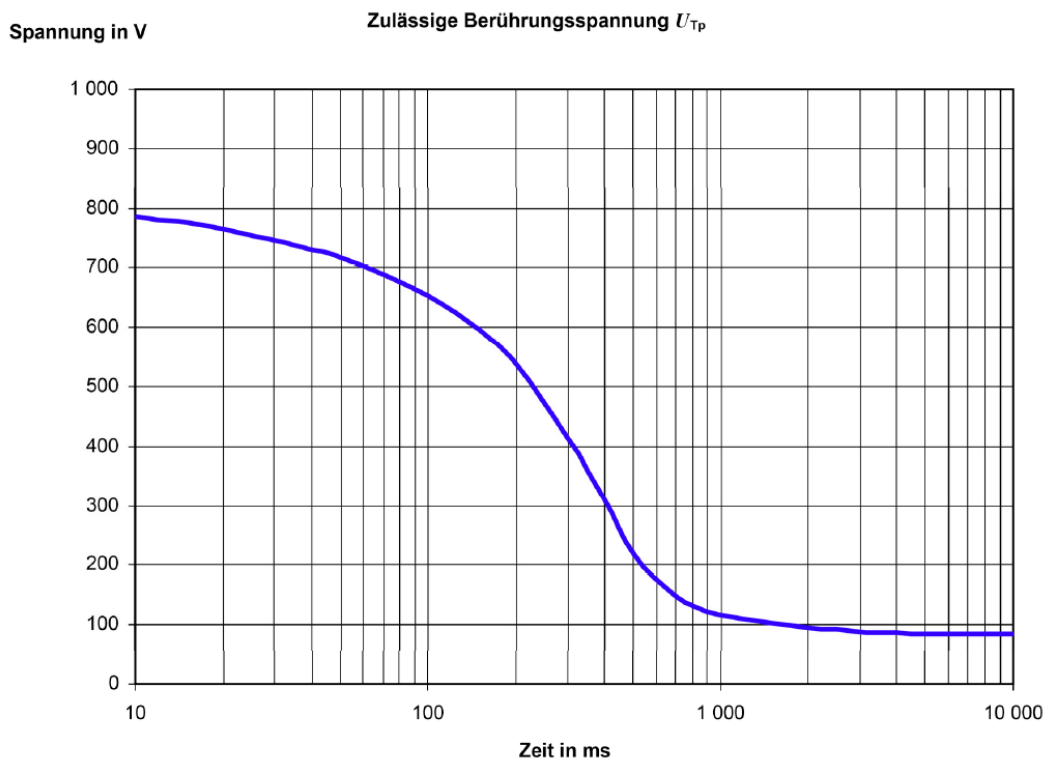


Abbildung 2.17.: Zulässige Berührungsspannung gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522 [9]

Zur Berechnung der Berührungsspannung wird der Effektivwert des Erdschlussreststroms herangezogen. Das bedeutet, dass für die Berechnung der zulässigen Berührungsspannung der Erdschlussreststrom einschließlich Oberschwingungen verwendet wird.

Richtwerte für den Erdschlussreststrom gemäß ÖVE B1/1976

Für gelöscht betriebene Netze finden sich in der österreichischen Norm ÖVE B1/1976: *„Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannung über 1 kV“* aus dem Jahre 1976 Richtwerte für den maximalen Erdschlussreststrom an der Fehlerstelle:

Nennspannung		3-20	25	30	45	60	110	150
Erdschlussreststrom bzw. Erdschlussstrom in A. Maßgebend ist die Grundwelle	Tabelle a	60	63	67	78	90	132	180
	Tabelle b	35	37	40	50	60	-	-

Tabelle 2.2.: Löschgrenze von Starkstromnetzen gemäß ÖVE B1/1976 [15]

Tabelle a gilt zum einen für Netze mit Erdschlusskompensation, aber auch für Kabelnetze bis 20 kV Nennspannung mit kleinen Freileitungsanteilen, auch bei isoliertem Sternpunkt.

Tabelle b gilt nur für Netze mit isoliertem Sternpunkt. Wie bereits in Tabelle 2.2 angemerkt, wird in dieser Norm davon ausgegangen, dass für eine erfolgreiche Löschung primär die Größe der Grundwelle des Erdschlussreststroms relevant ist. (*„Maßgebend ist die Grundwelle“* [15]).

Ist die Grundwelle des Erdschlussreststroms größer als die in Tabelle 2.2 angegebenen Grenzwerte, so muss die induktive Beeinflussung von **Telekommunikationsanlagen** untersucht werden.

Aus §42 *„Maßnahmen gegen Gefährdung durch induktive Beeinflussung“* [15] der Norm ÖVE B1/1976 lässt sich folgendes Flussdiagramm ableiten:

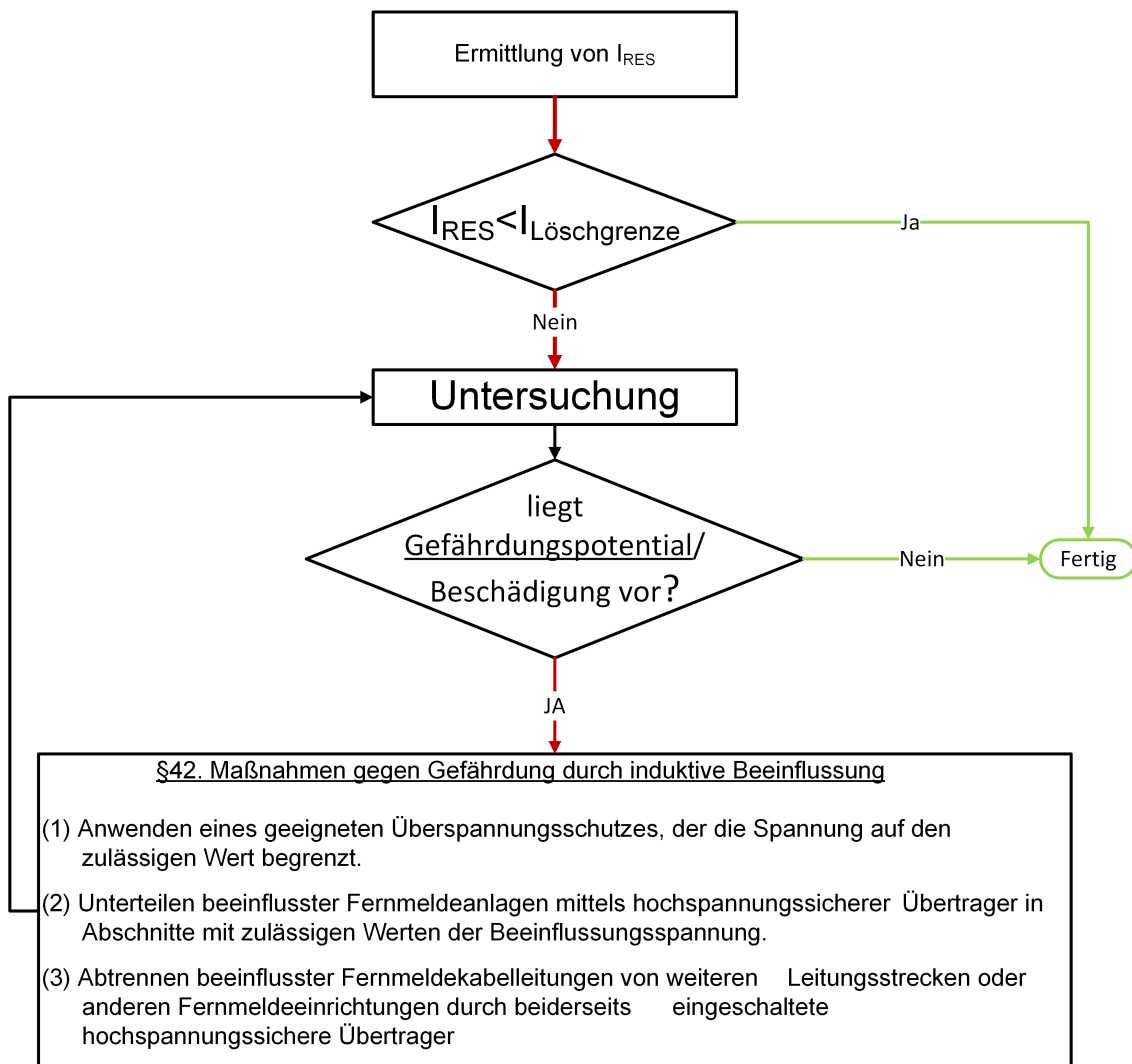


Abbildung 2.18.: Flussdiagramm zur Gefährdung durch induktive Beeinflussung

Bemerkung: Die Richtwerte in dieser Norm beziehen sich auf die Beeinflussung von Fernmeldeanlagen. Durch moderne Technologien in der Telekommunikationsbranche (z.B.: Glasfaserleitungen) verlieren diese Werte zunehmend an Bedeutung.

Richtwerte für den Erdschlussreststrom gemäß VDE0845-6-2

In Deutschland sind die Richtwerte für den Erdschlussreststrom an der Fehlerstelle in der Norm VDE0845-6-2: „Maßnahmen bei Beeinflussung von Telekommunikationsanlagen durch Starkstromanlagen“ [16] in Form eines Diagramms (siehe Abbildung 2.19) angegeben.

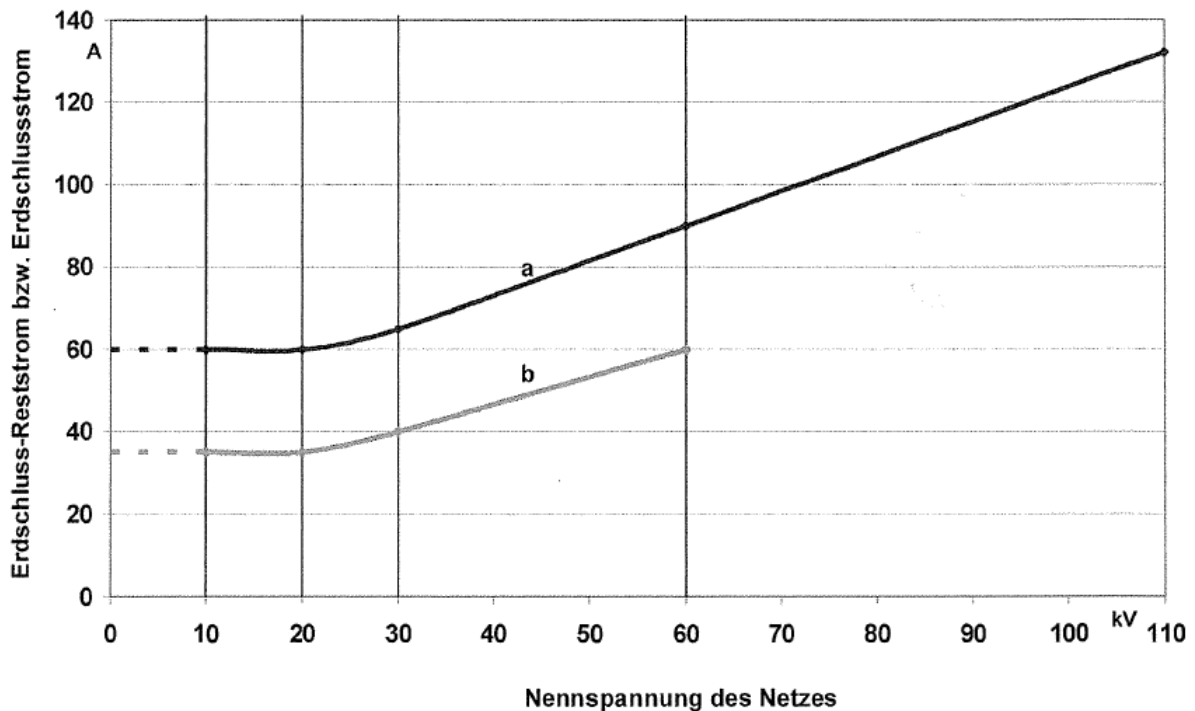


Abbildung 2.19.: Obergrenzen für den Erdschlussreststrom bzw. Erdschlussstrom gemäß VDE0845-6-2 [16]

Kurve a gilt für Netze mit Erdschlusskompensation; für Kabelnetze mit kleinen Freileitungsanteilen bis 20 kV Nennspannung gilt Kurve a auch bei isoliertem Sternpunkt. **Kurve b** gilt für Netze mit isoliertem Sternpunkt.

Im Gegensatz zur OVE B1 werden in der VDE 0845 die Oberschwingungsanteile im Erdschlussreststrom berücksichtigt („Bei der Ermittlung des Erdschlussreststroms sind auch Oberschwingungsanteile zu berücksichtigen.“) [16].

Des Weiteren wird in der VDE 0845 bei der Erdschlusslöschung zwischen vermaschten Netzen und weitläufigen Strahlennetzen unterschieden. Laut VDE 0845 kann „in vermascht betriebenen Netzen unter Einhaltung eines geringen Verstimmungsgrades vom Richtwert des maximalen Erdschlussreststroms abgewichen werden“. Dabei muss jedoch die statistische Entwicklung der Häufigkeit von länger andauernden Erdschlüssen und Doppelerdschlüssen beobachtet werden. Ist die Tendenz signifikant steigend, so sind gemäß VDE 0845-6-2 Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Für 110-kV-Netze mit einem Verstimmungsgrad kleiner 10 % darf der Erdschlussreststrom gemäß VDE0845-6-2 Anhang A [16] bis zu 200 A betragen.

Für weitläufige Strahlennetze oder Netze mit sehr langen Stichtanbindungen sind die in Abbildung 2.19 angegebenen Richtwerte sinnvoll und sollten eingehalten werden. „*Der durch einen zu hohen Erdschlussreststrom erzeugte Spannungsfall auf der fehlerbehafteten Leitung kann unmittelbar nach dem Verlöschen des Lichtbogens zu einer hochfrequenten Wechselfrequenz an der Fehlerstelle und zum sofortigen Wiederzünden des Lichtbogens führen.*“ [16]

Löschgrenze in Abhängigkeit vom kapazitiven Erdschlussstrom

In beiden Normen wird die Löschgrenze in Abhängigkeit der Nennspannung des Netzes angegeben. Diese Grenze ist jedoch unabhängig vom kapazitiven Erdschlussstrom und somit von der Größe des kompensierten Netzes.

Im Laufe der Zeit haben sich bereits mehrere Arbeiten mit der Abhängigkeit der Löschgrenze vom kapazitiven Erdschlussstrom und deren möglichen Erweiterung beschäftigt. Aus der Arbeit von Dr. Fuchs geht hervor, dass mit steigendem kapazitiven Erdschlussstrom auch der erlaubte Erdschlussreststrom, bei welchem eine Löschung des Lichtbogens gewährleistet ist, steigt [10].

Im Bezug auf den Kabelsystemanteil in Verteilernetzen würde sich ein wachsender Kabelnetzanteil nicht so dramatisch auf die Löschgrenze auswirken, wie bisher angenommen.

3. Ansätze der Qualitätsregulierung in Europa

In Österreich wurde im Jahr 2006 ein Anreizregulierungssystem für Verteilernetzbetreiber eingeführt. Ziel dieses Systems ist es, Anreize zur Effizienzsteigerung im Netzbetrieb zu schaffen. Dabei besteht jedoch die Gefahr, dass es durch eine ausschließliche Fokussierung auf die Effizienzsteigerung zu einer Kostensenkung zu Lasten der Versorgungsqualität kommen kann. Um dies zu verhindern, soll zukünftig die Versorgungsqualität in die Regulierung miteinbezogen werden. In einigen europäischen Ländern (z. B. Deutschland oder Tschechische Republik) wurde eine Qualitätsregulierung bereits eingeführt. Diese Regulierungsmechanismen unterscheiden sich zwar in der Art der Umsetzung, haben jedoch alle dasselbe Ziel:

- Erhaltung der Versorgungsqualität
- Verbesserung der Versorgungsqualität
- Optimierung der Versorgungsqualität

3.1. Internationale Zuverlässigkeitskenngrößen

In den meisten Qualitätsregulierungsmodellen in Europa werden Zuverlässigkeitskenngrößen zur Bewertung der Qualität verwendet. Zum internationalen Vergleich dieser Größen sind im Standard IEEE Std. 1366-2012 [17] folgende internationale Zuverlässigkeitskenngrößen definiert:

Average System Interruption Duration Index (ASIDI):

$$ASIDI = \frac{\sum Q_i \cdot S_i}{S_G} \tag{3.1}$$

Q_i Nichtverfügbarkeit des Knotens i in min/a
 S_i installierte Scheinleistung des Knotens i in kVA

S_G gesamte installierte Scheinleistung in kVA

System Average Interruption Duration Index (SAIDI):

$$SAIDI = \frac{\sum Q_i \cdot N_i}{N_G} \quad (3.2)$$

N_i Anzahl der Kunden im Knoten i
 N_G Anzahl aller Netzkunden

Average System Interruption Frequency Index (ASIFI):

$$ASIFI = \frac{\sum H_i \cdot S_i}{S_G} \quad (3.3)$$

H_i Unterbrechungshäufigkeit des Knotens i in 1/a

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI):

$$SAIFI = \frac{\sum H_i \cdot N_i}{N_G} \quad (3.4)$$

Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI):

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3.5)$$

3.2. Internationale Ansätze zur Qualitätsregulierung

Die Beurteilung der Versorgungsqualität erfolgt in den meisten Fällen über Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit. Dabei sind im Wesentlichen die mittlere Unterbrechungshäufigkeit und die mittlere Unterbrechungsdauer von Bedeutung. Aus diesen beiden Größen lässt sich eine Reihe von international vergleichbaren Zuverlässigkeitskennzahlen ermitteln. Welche dieser Kennzahlen als Referenz für die Qualitätsregulierung herangezogen wird, ist abhängig von den länderspezifischen Aufzeichnungen der dafür nötigen Daten [18].

Nachfolgend sind einige Länder angeführt, welche bereits ein Qualitätsregulierungssystem eingeführt haben:

Norwegen: CENS (Cost of Energy Not Supplied)

In Norwegen werden jährlich die CENS pro Versorgungsnetzbetreiber ermittelt. Als Kenngröße zur Bewertung wird die ENS (Energy Not Supplied) verwendet. Bei den Kosten für die nicht gelieferte Energie werden sechs Kundengruppen (Industrie, Gewerbe, Großindustrie, öffentlicher Sektor, Landwirtschaft, Haushalte) und verschiedene Zeiten (Saison, Wochentag und sechs Tageszeiten) unterschieden. Die Höhe der individuellen Unterbrechungskosten werden durch zahlreiche Kundenumfragen ermittelt [19].

Bei der Art der Versorgungsunterbrechung wird zwischen Langzeitunterbrechungen (>3 min) und Kurzzeitunterbrechungen (<3 min), sowie zwischen geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen unterschieden. Zur Berechnung werden ungeplante Versorgungsunterbrechungen ganz und geplante Versorgungsunterbrechungen mit einem Abminderungsfaktor gewichtet nach Kundengruppe miteinbezogen; es werden dabei sowohl lange als auch kurze Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt.

Die Erlösobergrenze für einen Verteilernetzbetreiber ergibt sich dabei durch die Abweichung zwischen den aus dem aktuellen Störungsgeschehen ermittelten und den erwarteten Kosten für die nicht gelieferte Energie. Die erwarteten Kosten werden mittels historischer Daten und weiteren Parametern, wie z. B. Wetterbedingungen oder Netzerweiterungen, festgelegt [19].

Großbritannien: Interruptions Incentive Scheme

Beim Interruptions Incentive Scheme werden sowohl die Unterbrechungshäufigkeit in Form von CI (Customer Interruptions) als auch die Unterbrechungsdauer in Form von CML (Customer Minutes Lost) bei der monetären Bewertung berücksichtigt. Bei der Ermittlung dieser Werte werden Naturkatastrophen ausgenommen und geplante Versorgungsunterbrechungen mit 50 % gewichtet. Diese Kennzahlen werden für jedes Unternehmen individuell ermittelt und mit kurz- und langfristigen Zielvorgaben versehen [19].

Die Erlösobergrenze (bezogen auf die jährlichen Erlöse) ist auf 3 % begrenzt. Diese teilt sich gewichtet auf CI und CML auf. Die Unterbrechungshäufigkeit (CI) wird mit 40 % (entspricht 1,2 % der Erlösobergrenze) und die Unterbrechungsdauer (CML) mit 60 % (entspricht 1,8 % der Erlösobergrenze) gewichtet [18].

Niederlande: Yardstick Qualitätsregulierung

In den Niederlanden werden die Zuverlässigkeitskenngrößen SAIDI (System Average Interruption Duration Index), SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) und CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) verwendet. Die Zuverlässigkeitskenngrößen werden über einen dreijährigen Zeitraum gemittelt. Die Referenzwerte werden aus dem Durchschnitt aller Versorgungsnetzbetreiber ohne Berücksichtigung der Struktur (städtische oder ländliche Unternehmen) ermittelt. Aus der Differenz zwischen diesem Referenzwert und den gemittelten Zuverlässigkeitskenngrößen kann für jedes Unternehmen ein Qualitätsfaktor berechnet werden, welcher zur Ermittlung des Bonus/Malus herangezogen wird. Bonus/Malus ist mit einer Kappungsgrenze von $\pm 5\%$ vom Gesamterlös versehen [19].

Weitere Länder mit Qualitätsregulierung

In Tabelle 3.1 sind einige weitere Länder in Europa angeführt, welche bereits eine Qualitätsregulierung eingeführt haben:

Land	Referenzgröße
Belgien	SAIFI, SAIDI
Frankreich	SAIDI
Italien	SAIDI, SAIFI und MAIFI
Portugal	END (Energy not Delivered)
Slowenien	SAIFI, SAIDI
Schweden	SAIFI, SAIDI, END
Spanien	TIEPI, NIEPI

Tabelle 3.1.: Länder in Europa mit Qualitätsregulierungssystem (Stand 2016) [20]

Deutschland: Q-Element

In Deutschland wurde das Q-Element zur Qualitätsregulierung eingeführt. Als Referenzwerte werden dabei die SAIDI-Werte herangezogen. Es werden nur Versorgungsunterbrechungen mit einer Unterbrechungsdauer größer gleich drei Minuten berücksichtigt. Außerdem fließen ungeplante Versorgungsunterbrechungen zu 100 %, geplante (vorher angekündigte) Versorgungsunterbrechungen zu 50 % in den Wert mit ein. Aus den so erhaltenen $SAIDI_Q$ Werten wird ein gewichteter Durchschnitt der letzten drei Jahre gebildet. Um die gebietsstrukturellen Unterschiede der verschiedenen Netzbetreiber zu berücksichtigen, werden diese Referenzwerte mit der Lastdichte verknüpft. Diese errechnet

sich aus der Jahreshöchstlast pro versorgter Fläche [21].

In Abbildung 3.1 ist ein Beispiel für das Q-Element der Mittelspannungsebene dargestellt. Die schwarze Regressionskurve wird aus den obig beschriebenen Referenzwerten ($SAIDI_{REF}$) gebildet. Die blauen Punkte stellen die $SAIDI_{IST}$ -Werte eines Jahres verschiedener Netzbetreiber dar.

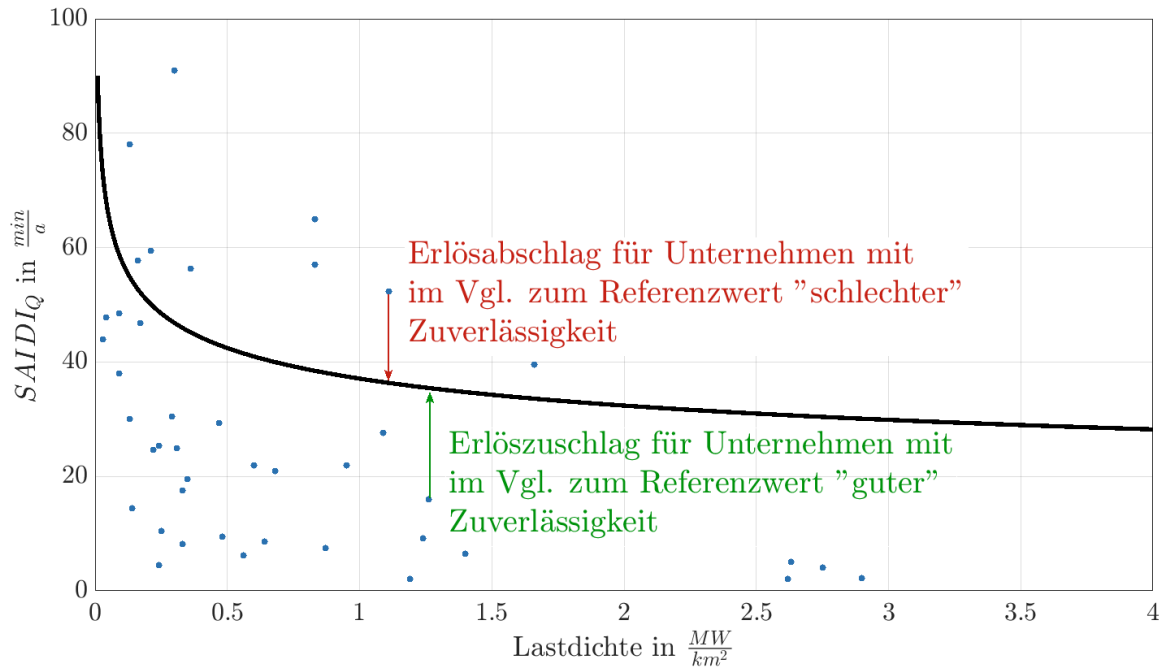


Abbildung 3.1.: Beispiel für Anreizwirkung des Q-Elements mit Ansatz der Strukturabhängigkeit; derzeit für Österreich in Diskussion befindlich [*Quelle: interne Analyse der Energienetze Steiermark GmbH*] [modifiziert]

Die Anreizwirkung dieses Q-Elements besteht darin, dass Netzbetreiber unter der Referenzwertkurve für ihre im Vergleich zum Referenzwert bessere Netzqualität einen Bonus erhalten. Liegt der $SAIDI_{IST}$ eines Netzbetreibers über dem $SAIDI_{REF}$, so muss dieser mit einem Malus rechnen. Ein Beispiel dieser Anreizwirkung ist in Abbildung 3.1 dargestellt.

Der Bonus bzw. Malus entspricht der Abweichung der gemessenen Zuverlässigkeitskenngröße $SAIDI_{IST}$ vom Referenzwert $SAIDI_{REF}$ multipliziert mit dem Monetarisierungsfaktor und der Kundenanzahl [21]:

$$Q\text{-Element (Bonus/Malus)} = (SAIDI_{REF} - SAIDI_{IST}) \cdot M \cdot N_K \quad (3.6)$$

M	Monetarisierungsfaktor
N_K	Anzahl aller Kunden des Verteilernetzbetreibers

Der Monetarisierungsfaktor beruht auf Schätzung der Ausfallkosten für Deutschland sowie auf der Auswertung internationaler Studien und ergibt folgenden Wert [21]:

- $10,8\text{--}15,0 \frac{\text{€}}{h \cdot \text{Kunde} \cdot a}$ bzw.
- $0,18\text{--}0,25 \frac{\text{€}}{\text{min} \cdot \text{Kunde} \cdot a}$

Bemerkung: Der Monetarisierungsfaktor beim Q-Element mit SAIDI- Werten wird nur auf die Anzahl der Kunden bezogen und nicht auf eine Leistung. Die nicht gelieferte Energie bedingt durch Ausfälle wird somit nicht mitberücksichtigt.

Zur Referenzwertbildung wird für jedes Unternehmen aus den SAIDI-Werten der letzten drei Jahre das arithmetische Mittel gebildet. Dieser Wert wird an die Lastdichte (Jahreshöchstlast/versorgte Fläche) gekoppelt. Naturkatastrophen werden dabei für die Bestimmung der Referenzwerte ausgenommen. Die Referenzwertkurve entsteht durch gewichtete Regression der so erhaltenen Werte ($SAIDI_{REF}/\text{Lastdichte}$) aller Unternehmen. Dadurch stellt sich ein hyperbelähnlicher Funktionsverlauf ein, welcher durch folgende Formel beschrieben werden kann [21]:

$$y = \frac{a}{x^c} + b \tag{3.7}$$

y	Kennzahlvorgabe (z.B. SAIDI)
x	Lastdichte
a, b, c	zu bestimmende Konstanten

3.3. Qualitätsregulierung in Österreich

In Österreich soll ein Modell zur Qualitätsregulierung ähnlich dem deutschen Modell eingeführt werden. Ziel dieses Modells soll es sein, eine Anreizwirkung zur Verbesserung der Versorgungsqualität zu schaffen. Die Qualitätsaspekte sind in Österreich derzeit mit keinen monetären Auswirkungen verbunden, sie haben lediglich qualitativen Charakter. In der Vergangenheit wurden die Qualitätskennzahlen an die Regulierungsbehörde gemeldet und von dieser anonymisiert veröffentlicht. Seit der Netzdienstleistungsverordnung END-VO 2012 müssen Netzbetreiber die Kennzahlen SAIDI und ASIDI auf deren Homepage

veröffentlichen [22].

Die Grundlage zur Qualitätsanreizregulierung wurde im ElWOG 2010 § 59 Abs 1 geschaffen. Dort wird festgehalten, dass Qualitätskriterien bei der Kostenermittlung berücksichtigt werden sollen. Bevor jedoch ein Q-Element in Österreich eingeführt werden kann, sind entsprechende Vorbereitungen zu treffen. Es müssen relevante Qualitätskriterien definiert und deren datenmäßige Erfassung sichergestellt werden. Diese Vorbereitungen wurden in § 14 Abs 1 des zweiten Teiles der Netzdienstleistungsverordnung (END-VO 2012) von der Regulierungsbehörde verordnet. Als Qualitätskriterien sind von jedem Netzbetreiber die

- kundengewichtete Nichtverfügbarkeit SAIDI und die
- leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit ASIDI

für ungeplante Versorgungsunterbrechungen, gerechnet auf Basis eines gleitenden Dreijahresdurchschnitts, zu ermitteln. Diese beiden Werte sind von jedem Netzbetreiber am 31. März des Folgejahres an die Regulierungsbehörde zu melden und auf der eigenen Internetpräsenz zu veröffentlichen [23].

In Tabelle 3.2 sind die veröffentlichten Zuverlässigkeitskenngrößen ausgewählter Verteilernetzbetreiber in Österreich dargestellt:

		2012	2013	2014	Dreijahresdurchschnitt
Netzbetreiber A	SAIDI	53,58	69,57	36,95	53,37
	ASIDI	47,18	60,72	29,75	45,88
Netzbetreiber B	SAIDI	69,00	28,00	22,00	39,67
	ASIDI	69,00	28,00	20,00	39,00
Netzbetreiber C	SAIDI	36,75	34,47	51,95	41,06
	ASIDI	47,81	31,53	37,63	38,99
Netzbetreiber D	SAIDI	39,77	26,45	28,08	31,43
	ASIDI	34,60	25,96	27,89	29,48
Netzbetreiber E	SAIDI	-	-	-	24,65
	ASIDI	-	-	-	40,10
Netzbetreiber F	SAIDI	-	-	-	35,71
	ASIDI	-	-	-	32,34
Netzbetreiber G	SAIDI	-	-	-	4,19
	ASIDI	-	-	-	6,41
Netzbetreiber H	SAIDI	-	-	-	29,17
	ASIDI	-	-	-	27,31
Netzbetreiber I	SAIDI	-	-	-	46,90
	ASIDI	-	-	-	45,83

Tabelle 3.2.: Veröffentlichte Zuverlässigkeitskenngrößen einiger österreichischer Verteilernetzbetreiber in $\frac{min}{a}$

Folgendes wird bezüglich der Versorgungszuverlässigkeit aktuell von der Regulierungsbehörde (E-Control) vorgegeben [22]:

- Fristen/Informationspflichten bei geplanten Versorgungsunterbrechungen
- Anforderungen zu ungeplanten VU: unverzügliche Behebung; 24-h-Notdienst
- Höchstwert SAIDI (= kundengewichtet) je Versorgungsnetzbetreiber (Dreijahresmittel): 170 min/a
- Höchstwert ASIDI (= leistungsgewichtet) je Versorgungsnetzbetreiber (Dreijahresmittel): 150 min/a

Geplantes Q-Element in Österreich

Ähnlich dem in Kapitel 3.2 beschriebenen Q-Element in Deutschland gibt es auch in Österreich Pläne, ein solches einzuführen. Die genauen Ausgestaltungsdetails befinden sich zum gegenständlichen Zeitpunkt (März 2016) in Diskussion. In Österreich wird

traditionell der Fokus auf den leistungsgewichteten ASIDI gelegt. Der $ASIDI_Q$ wird analog zum deutschen $SAIDI_Q$ folgendermaßen berechnet [22]:

$$ASIDI_Q = ASIDI_{ungeplant} + 0,5 \cdot ASIDI_{geplant} \quad (3.8)$$

Die Referenzwerte $ASIDI_{REF}$ entsprechen dem arithmetischen Mittel der $ASIDI_Q$ Werte der drei Referenzjahre. Diese Werte können, ähnlich wie im deutschen Modell an die Lastdichte (strukturelle Referenzwerte) geknüpft werden, oder sie werden individuell für jedes Unternehmen festgelegt (unternehmenshistorische Referenzwerte). Der Nachteil von unternehmenshistorischen Referenzwerten besteht darin, dass es Unternehmen mit bereits bestehendem gutem Qualitätsniveau schwieriger haben, ihre Qualität zu verbessern und daraus einen Bonus zu erhalten, als vergleichbare Unternehmen mit einem bisher niedrigeren Qualitätsniveau. Eine solche unternehmensspezifische Anreizwirkung wird bei Verwendung von strukturellen Referenzwerten vermieden [22].

Zur monetären Bewertung wird für Österreich der Value of Lost Load (VOLL) herangezogen. Aus mehreren Studien geht hervor, dass der VOLL für Österreich mit 10,6 €/kWh angenommen werden kann. Dieser muss für das Q-Element auf den ASIDI bezogen werden und ergibt einen Monetarisierungsfaktor (MF) von 0,07 €/(kVA·min). Die Herleitung dieses Wertes ist in Formel 3.9 dargestellt [22]:

$$MF = VOLL \cdot \frac{S_{MAX_{NE5}}}{S_{MS/NS}} = \frac{10,6 \text{ €}}{60 \text{ min} \cdot kW} \cdot \frac{9500 \text{ MW}}{23900 \text{ MVA}} = 0,07 \frac{\text{€}}{\text{kVA} \cdot \text{min}} \quad (3.9)$$

$S_{MAX_{NE5}}$	Jahreshöchstlast der Netzebene 5 aller betrachteten Netzbetreiber = ca. 9500 MW
$S_{MS/NS}$	installierte MS zu NS-Transformatorleistung aller betrachteten Netzbetreiber = ca. 23900 MVA

Bemerkung: In Formel 3.9 ist bei den verwendeten Leistung auf die Einheiten zu achten. Jene Leistungen, welche in MW angegeben sind, beziehen sich auf die tatsächliche Auslastung und die Leistungen in MVA beziehen sich auf die installierte Leistung.

Beispiel für Q-Element in Österreich

Mit diesen Vorgaben wird der $ASIDI_Q$ für die Netzregion West bestimmt. Folgende Daten werden für die Berechnung verwendet:

- Installierte Transformatorscheinleistung: 800 MW
- Versorgte Fläche: 1900 km²

- Lastdichte: $0,18 \text{ MW}/\text{km}^2$
- ASIDI aus Ausfalls- und Störungsstatistik

Die Lastdichte ist definiert als Verhältnis von Jahreshöchstlast zu versorgter Fläche. Für die Ermittlung der Lastdichte der Netzregion West wird angenommen, dass die Lastdichte proportional zur installierten Transformatorscheinleistung pro versorgter Fläche ist. Dadurch kann mithilfe der Lastdichte des gesamten Verteilernetzes der Energienetze Steiermark GmbH die Lastdichte für einzelne Netzregionen ermittelt werden.

Aus den Ausfalls- und Störungsstatistiken der Jahre 2011 und 2012 errechnet sich nach Formel 3.8 ein $ASIDI_Q$ von 37,7 Minuten für die Region West. Beim Vergleich dieses Wertes mit den ASIDI Referenzwerten anderer Netzbetreiber in Österreich für das Jahr 2011 zeigt sich, dass dieser etwas über dem Durchschnitt von 29,2 Minuten liegt.

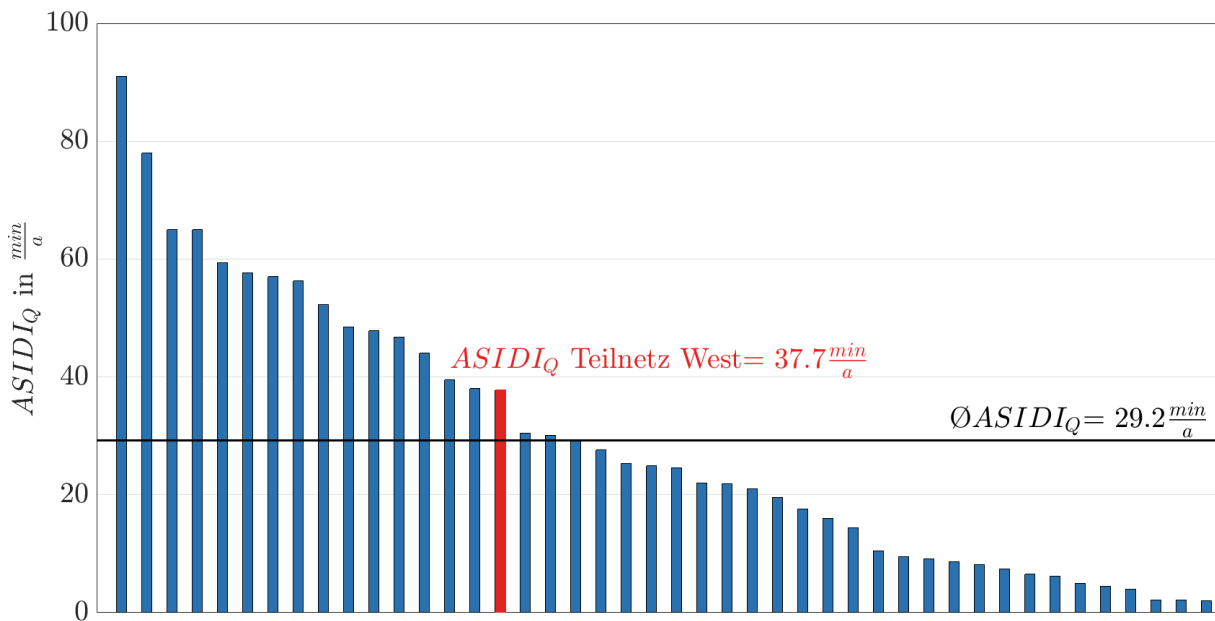


Abbildung 3.2.: Vergleich der ASIDI Referenzwerte der österreichischen Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2011 [22]

Verknüpft man die $ASIDI_Q$ -Werte für die Region West mit der Lastdichte, können diese im Q-Element dargestellt werden. Von der Energienetze Steiermark GmbH wurde im Laufe einer Studie ein Modell des Q-Elementes für das Jahr 2011 erstellt. In dieses Modell werden die $ASIDI_Q$ -Werte für die Netzregion West und das gesamte Verteilernetz der Energienetze Steiermark GmbH eingetragen.

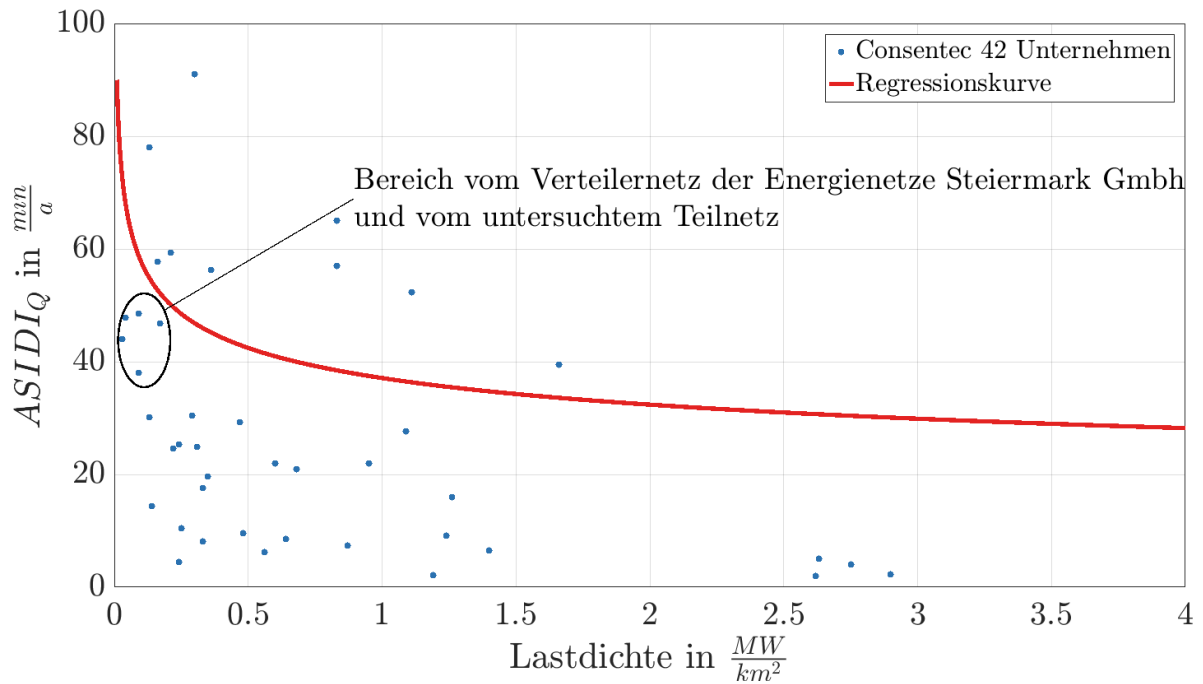


Abbildung 3.3.: Q-Element mit Ansatz der Strukturabhängigkeit für das Jahr 2011 [*Quelle: interne Analyse der Energienetze Steiermark GmbH*] [modifiziert]

Obwohl die ASIDI-Referenzwerte für das gesamte Verteilernetz der Energienetze Steiermark GmbH und der betrachteten Netzregion in Abbildung 3.2 über dem Durchschnitt liegen, sind diese im Q-Element, bedingt durch die geringe Lastdichte, unter der Referenzwertkurve. Ähnlich wie in Formel 3.6, lässt sich dabei ein Bonus/Malus für die Region West berechnen. Bezogen auf ASIDI ergibt sich folgende Formel zur Berechnung:

$$Q\text{-Element}(Bonus/Malus) = (ASIDI_{REF} - ASIDI_{IST}) \cdot MF \cdot S_{N_{TRAFO}} \quad (3.10)$$

- | | |
|-----------------|---|
| $ASIDI_{REF}$ | ASIDI Referenzwert für einen Verteilernetzbetreiber |
| $ASIDI_{IST}$ | ASIDI Istwert eines Verteilernetzbetreibers |
| MF | Monetarisierungsfaktor auf Basis des Value of Lost Load (VOLL) |
| $S_{N_{TRAFO}}$ | Installierte Transformatorleistung der Netzebenen vier und fünf |

4. Zuverlässigkeitsberechnung

Die Versorgungszuverlässigkeit ist ein wichtiger Aspekt bei der Planung und im Betrieb von elektrischen Energieversorgungsnetzen. Sie ist nach DIN 40041 wie folgt definiert [24]:

”Zuverlässigkeit ist die Fähigkeit einer Betrachtungseinheit (Komponente oder System), für ein bestimmtes Zeitintervall unter vorgegebenen Bedingungen eine geforderte Funktion zu erfüllen.”

Zukünftig wird der Versorgungszuverlässigkeit in der von der Regulierungsbehörde geplanten Qualitätsregulierung größere Bedeutung zugeschrieben werden (siehe Kapitel 3). Um die Zuverlässigkeit eines Netzes optimieren zu können, genügt es nicht, nur die Zuverlässigkeitskennwerte anhand des Ausfalls- und Störgeschehens zu ermitteln, es wird auch eine Zuverlässigkeitsberechnung benötigt. Mithilfe der Zuverlässigkeitsberechnung können verschiedene Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen und deren Auswirkung auf die Versorgungssicherheit untersucht und untereinander verglichen werden.

Zur Beurteilung der Zuverlässigkeit eines elektrischen Energieversorgungsnetzes werden im Grunde zwei Arten unterschieden:

- Der **deterministische Ansatz** und
- der **probabilistische Ansatz**.

4.1. Deterministische Zuverlässigkeitsberechnung

Der deterministische Ansatz ist in der Netzplanung auch als sogenanntes (n-1)-Kriterium bekannt. Dieses liefert unter Vorgabe von Störfällen eine qualitative Aussage, ob die Mindestforderungen eingehalten werden oder nicht. Dabei ist ein Netz als hinreichend zuverlässig anzusehen, wenn bei Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels keine unzulässigen Netzzustände oder Überlastungen der restlichen Komponenten auftreten. In Höchst- und

Hochspannungsnetzen muss die (n-1)-Sicherheit gewährleistet werden. In vielen Mittel- und Niederspannungsnetzen, wie zum Beispiel in der Steiermark, sind hingegen kurze Versorgungsunterbrechungen zulässig, somit ist die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums in diesen Netzen nicht erforderlich. Die Vorteile dieses Ansatzes liegen in einer relativ einfachen und schnellen Möglichkeit zur Überprüfung und es ist außerdem ist kein zusätzlicher Datenbedarf nötig. Der Nachteil ist, dass lediglich eine Aussage getroffen werden kann, nämlich jene ob die (n-1)-Sicherheit gegeben ist oder nicht [24]. Der Ermessensspielraum in dieser Aussage liegt zum einen darin, dass einzelne Betriebsmittelgruppen aufgrund ihrer geringen Ausfallwahrscheinlichkeit von der Untersuchung ausgenommen werden und zum Anderen in der Definition der zulässigen Dauer einer Versorgungsunterbrechung (in Mittel- und Niederspannungsnetzen) bis zur Wiederversorgung. Daher sind für eine transparente Anwendung konkrete Interpretationsvorgaben nötig [25].

4.2. Probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung

Um eine quantitative Aussage über die Zuverlässigkeit des Netzes treffen zu können, wurde ein Verfahren auf Basis probabilistischer Methoden entwickelt. Diese probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung basiert auf dem (n-1)-Kriterium wobei die Funktionalität und der Automatisierungsgrad jedoch erheblich erweitert wurden. Einige wesentliche Unterschiede im Vergleich zum (n-1)-Kriterium sind [25]:

- Es wird nicht nur eine Auswahl von wahrscheinlichen Einfachausfällen untersucht, sondern systematisch alle statistisch relevanten Einfach- und Mehrfachausfälle.
- Die Untersuchung der Folgen jedes Ausfalls erfolgt automatisiert.
- Für jeden betroffenen Verbraucher werden die zu erwartende Häufigkeit und Dauer der Versorgungsunterbrechungen protokolliert. Dies ermöglicht nach Abschluss der Berechnung eine realistische quantitative Aussage über die Zuverlässigkeit des Netzes.

Die prinzipielle Funktionsweise einer probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

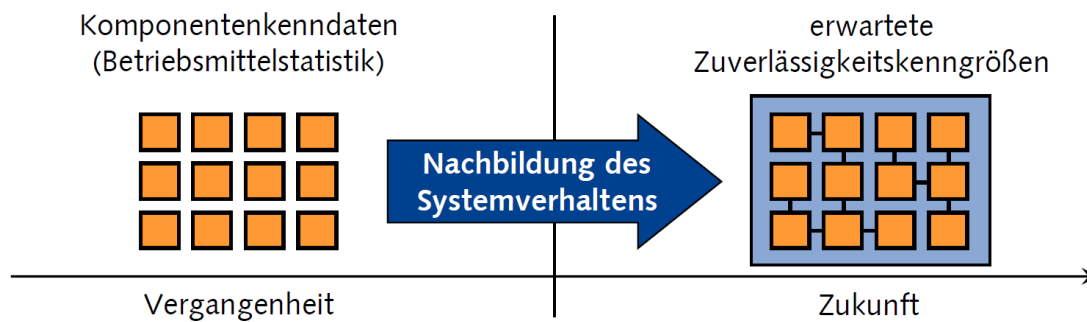


Abbildung 4.1.: Prinzipielle Funktionsweise der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung [26]

Aus der Betriebsmittelstatistik (z. B. VDEW-Störstatistik, VEÖ-Störungs- und Schadensstatistik) werden Komponentenkenndaten ermittelt. Die Komponentenkenndaten umfassen im Wesentlichen die **Unterbrechungshäufigkeit** (H_U in $1/a$) und die **Unterbrechungsdauer** (T_U in h), aufgegliedert für verschiedene Ausfallsarten (Erdschluss, Einfachausfall, Mehrfachausfall, usw.) [24]. Aus diesen beiden Größen kann als dritte Größe die Unterbrechungswahrscheinlichkeit Q_U , oder häufig auch als Nichtverfügbarkeit bezeichnet, ermittelt werden [24]:

$$Q_U = H_U \cdot T_U \quad (4.1)$$

Zusätzlich zu den Komponentenkenndaten werden für die Zuverlässigkeitsberechnung ein Netzmodell mit den darin enthaltenen Betriebsmitteln, Lasten und Einspeisern, sowie die Topologie benötigt. Mithilfe dieser Informationen kann die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung, wie in Abbildung 4.2 dargestellt, durchgeführt werden.



Abbildung 4.2.: Ablauf der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung [26] [modifiziert]

Bildung der Ausfallkombinationen

Für die Zuverlässigkeitsberechnung wird das Netzmodell in ein boolesches Netz umgewandelt, bei dem jede Komponente des Netzes durch die Unterbrechungsdauer, Unterbrechungshäufigkeit und die resultierende Nichtverfügbarkeit charakterisiert wird. Für dieses Modell werden Ausfallkombinationen mithilfe der Minimalschnittmethode gebildet. Diese soll anhand von folgendem Beispiel erläutert werden:

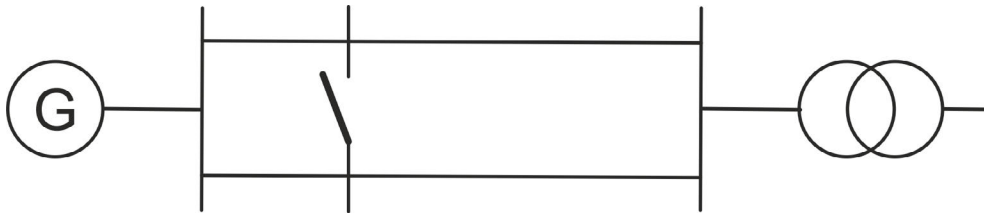


Abbildung 4.3.: Beispiel eines Systems mit vermaschter Struktur [27] [modifiziert]

Dieses System wird in ein boolesches Netz umgewandelt:

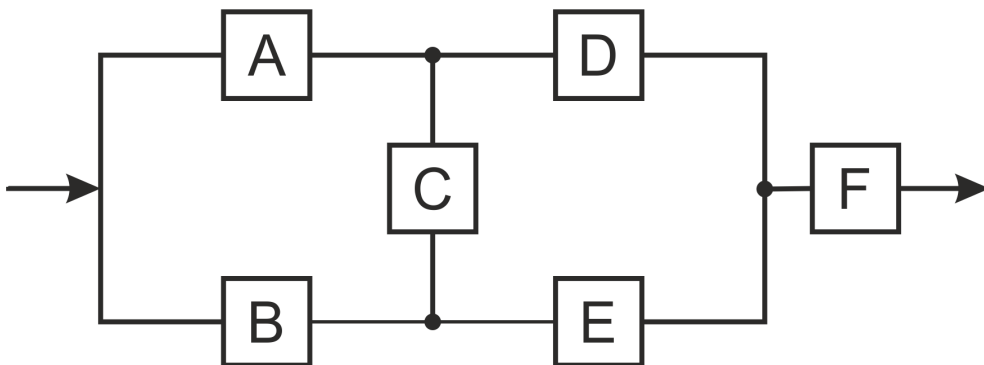


Abbildung 4.4.: Boolesches Netz des vermaschten Netzes [27]

Zur weiteren Analyse dieses Netzwerkes müssen nicht alle Ausfallkombinationen berücksichtigt werden, sondern nur jene, welche einen sogenannten Minimalschnitt darstellen. Minimalschnitte sind jene Ausfallkombinationen, bei denen am Ende des Netzwerkes eine Versorgungsunterbrechung auftritt. Sobald jedoch eine Komponente dieser Ausfallkombination wieder in Betrieb geht, ist die Versorgungsunterbrechung am Ende des Netzwerkes aufgehoben. Für das Netzwerk in Abbildung 4.4 stellen folgende Ausfallkombinationen Minimalschnitte dar: $\{A \wedge B; D \wedge E; A \wedge C \wedge E; B \wedge C \wedge D; F\}$

Als Beispiel für eine Ausfallkombination, welche keinen Minimalschnitt darstellt, kann die Kombination $A \wedge B \wedge C$ genannt werden. Bei dieser Kombination findet durch Wiederinbetriebnahme der Komponente C keine Wiederversorgung am Ende des Netzwerkes statt, da die Komponenten A und B noch außer Betrieb sind.

Aus den Minimalschnitten lassen sich die Zuverlässigkeitskenngrößen des Systems berechnen. Diese Berechnung wird anhand des Systems in Abbildung 4.4 beispielhaft erklärt:

¹ \wedge ...logische UND Verknüpfung

$$NV_A = 0,01 \text{ h/a} \qquad NV_B = 0,01 \text{ h/a} \qquad (4.2)$$

$$NV_C = 0,001 \text{ h/a} \qquad NV_D = 0,03 \text{ h/a} \qquad (4.3)$$

$$NV_E = 0,03 \text{ h/a} \qquad NV_F = 0,007 \text{ h/a} \qquad (4.4)$$

Zur Berechnung der Nichtverfügbarkeit des gesamten Systems werden die Minimalschnitte mit einem logischen ODER verknüpft:

$$\begin{aligned} NV_{SYS} &= NV_C \vee^1 (NV_A \wedge NV_B) \vee (NV_D \wedge NV_E) \\ &\vee (NV_A \wedge NV_C \wedge NV_E) \vee (NV_B \wedge NV_C \wedge NV_D) = \\ &= \left[0,007 + \left(\frac{0,01}{8760} \cdot \frac{0,01}{8760} \right) \cdot 8760 + \left(\frac{0,03}{8760} \cdot \frac{0,03}{8760} \right) \cdot 8760 \right] \frac{h}{a} + \\ &+ \left[\left(\frac{0,01}{8760} \cdot \frac{0,001}{8760} \cdot \frac{0,03}{8760} \right) \cdot 8760 + \left(\frac{0,01}{8760} \cdot \frac{0,001}{8760} \cdot \frac{0,03}{8760} \right) \cdot 8760 \right] \frac{h}{a} = \\ &= \mathbf{0,007} \frac{\mathbf{h}}{\mathbf{a}} \end{aligned} \qquad (4.5)$$

Bemerkung: Bei der Multiplikation von zwei Nichtverfügbarkeiten, wie in Formel 4.5 muss darauf geachtet werden, dass diese zuerst auf ein Jahr normiert werden (durch 8760 h dividieren) und das Ergebnis der Multiplikation wieder mit 8760 h multipliziert werden muss, um wieder eine Nichtverfügbarkeit mit der Einheit $\frac{h}{a}$ zu erhalten.

Fehlereffektanalyse

Werden mehrere Fehlerarten berücksichtigt, so ist die Ermittlung der Zuverlässigkeitskenngrößen aus den Minimalschnitten nicht mehr so einfach möglich wie in Formel 4.5. Aus diesem Grund werden die einzelnen Ausfallkombinationen einer Fehlereffektanalyse unterzogen, welche auf Verfahren wie dem Kombinationsverfahren, Markoff-Prozessen oder dem Markoffsche Minimalschnittverfahren basiert [28].

Bei der Fehlereffektanalyse wird zuerst der Auslösebereich des vom Fehler betroffenen Netzschutzes abgeschaltet. Im Anschluss wird untersucht, ob dieser Fehler Auswirkungen auf die Versorgung der Verbraucher hat.

¹∨...logische ODER Verknüpfung

Im nächsten Schritt wird der Beitrag einer Ausfallkombination zu den Zuverlässigkeitskenngrößen (Häufigkeit und Dauer der Versorgungsunterbrechung) des Netzes ermittelt. Die kumulierten Beiträge der einzelnen Ausfallkombinationen ergeben am Ende ein aussagekräftiges Bild der Zuverlässigkeit des gesamten Netzes [25].

4.3. Probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung mit NEPLAN[®]

Die Zuverlässigkeitsberechnung mit NEPLAN[®] erfordert einen hohen Detaillierungsgrad des Netzmodells. Ausgehend von einem Modell zur Lastflussberechnung werden noch folgende Daten benötigt [25]:

- Schaltanlagentopologie (inklusive Schaltzeiten)
- Schutzkonfiguration von Schaltanlagen
- Sternpunktbehandlung
- Zuverlässigkeitskenndaten
- Last- und Erzeugungscharakteristiken

Zur Modellierung von Trenner und Leistungsschalter stehen in NEPLAN[®] verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung:

- Die Schaltfelder werden explizit mit Trennschaltern, Leistungsschaltern und Hilfsknoten nachgebildet, oder
- die logischen Schalter an den Enden der Zweige von Netzelementen (Freileitungssysteme, Kabelsysteme, Transformatoren, usw.) werden mit Element- und Leistungsschaltern und Trennschaltern kombiniert, oder
- Leistungsschalter und Trennschalter werden an den Knoten als sogenannte virtuelle Elemente nachgebildet.

4.3.1. Zuverlässigkeitskenndaten

Für die nachgebildeten Betriebsmittel müssen in NEPLAN[®] für die einzelnen Fehlerarten Zuverlässigkeitskenndaten hinterlegt werden. Diese können entweder für jedes Betriebsmittel individuell eingegeben werden, oder dem Betriebsmittel wird ein Zuverlässigkeitstyp aus der NEPLAN[®]-Bibliothek zugewiesen.

In NEPLAN[®] stehen fünf verschiedene Zuverlässigkeitsdatentypen zur Verfügung [25]:

- Allgemeine Komponenten (z.B. Sammelschienen, Transformatoren, Netzeinspeisungen)
- Leitung (Freileitungssysteme und Kabelsysteme)
- Schalter (Leistungsschalter, Trenner, Lasttrenner)
- Erzeugungseinheit (Synchrongeneratoren, Asynchrongeneratoren)
- Last (Lastelemente)

Werden für ein Betriebsmittel (Kabelsystem, Freileitungssystem, Knoten, usw.) weder individuelle Daten, noch ein Zuverlässigkeitstyp eingegeben, so wird der für dieses Betriebsmittel vordefinierte Standardzuverlässigkeitstyp verwendet. Betriebsmittel, für die auch keine Standardzuverlässigkeitstypen definiert werden, werden in der Zuverlässigkeitsberechnung nicht berücksichtigt.

Bei den Zuverlässigkeitskenndaten werden pro Betriebsmittel die Unterbrechungshäufigkeit und die Unterbrechungsdauer für verschiedene Ausfallsarten separat angeführt. Folgende Ausfallarten werden in NEPLAN[®] unterschieden [25]:

- **Unabhängiger stochastischer Ausfall:**
Der unabhängige stochastische Ausfall beschreibt den Ausfall eines Betriebsmittels bedingt durch einen Kurzschluss.
- **Erzwungene Handabschaltung:**
Die erzwungene Handabschaltung beschreibt eine Abschaltung des Betriebsmittels wegen einer Reparatur oder Gefährdung von Personen. Bei diesem Fehlermodell erfolgt keine Schutzauslösung.

- **Common-Mode-Ausfall:**

Der Common-Mode Ausfall beschreibt den Ausfall mehrerer Betriebsmittel bedingt durch Kurzschlüsse, wobei alle Ausfälle eine gemeinsame Ursache haben.

- **Einfacher Erdschluss in isolierten/kompensierten Systemen:**

Beim Fehlermodell des einfachen Erdschlusses wird die Abschaltung eines stehenden Erdschlusses zur Reparatur des betroffenen Betriebsmittels simuliert.

- **Schutz-/Schalterversager:**

Beim Schutz-/Schalterversager erfüllt das betroffene Betriebsmittel nach Eintritt eines Kurzschlusses nicht die geforderte Funktion, und der Reserveschutz wird aktiviert.

- **Schutzüberfunktion:**

Bei der Schutzüberfunktion löst ein Schutzgerät nach dem Eintritt eines Kurzschlusses fehlerhaft aus, und es kommt zur Abschaltung von zu vielen Betriebsmitteln.

- **Überlagerung von Einfachausfällen:**

Bei der Überlagerung werden mehrere Einfachausfälle kombiniert.

- **Mehrfachausfall durch Mehrfacherdschluss in isoliert/kompensiert betriebenen Systemen:**

Bei diesem Ausfallsmodell werden Folgeüberschläge bei einem stehenden Erdschluss simuliert.

- **Ungeplantes Öffnen eines Schaltgeräts**

4.3.2. Zuverlässigkeitskenngrößen

Als Ergebnis der Zuverlässigkeitsberechnung werden von NEPLAN[®] folgende Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt:

Kenngröße	Einheit	Beschreibung
H: Erwartungswert Defizithäufigkeit/Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen	1/a	Häufigkeit der zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen pro Jahr
T: Erwartungswert Defizitdauer/Dauer von Versorgungsunterbrechungen	min, h	Zu erwartende Dauer der Versorgungsunterbrechungen
Q: Defizitwahrscheinlichkeit/Nichtverfügbarkeit	min/a, h/a	Wahrscheinlichkeit der zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen skaliert auf min/a bzw. h/a (dimensionslos)

Tabelle 4.1.: Zuverlässigkeitskenngrößen in NEPLAN[®] [25]

Um die Ergebnisse aus der Zuverlässigkeitsberechnung (H_U , T_U , Q_U) in internationale Zuverlässigkeitskenngrößen (ASIDI, SAIDI, ASIFI, SAIFI, CAIDI), wie in IEEE Std. 1366-2012 [17] definiert, umzurechnen, werden zusätzliche Daten benötigt. Für die Berechnung von ASIDI und ASIFI ist dies die installierte Trafoleistung pro Knoten und für das gesamte Netz. Um SAIDI und SAIFI berechnen zu können, wird die Anzahl der Kunden pro Knoten und für das gesamte Netz benötigt.

4.4. Zuverlässigkeitsberechnung der Betriebsregion

West

Für die Durchführung der Zuverlässigkeitsberechnung des Verteilernetzes der Betriebsregion West wurde von der Energienetze Steiermark GmbH ein Modell zur Lastflussberechnung in NEPLAN[®] zur Verfügung gestellt. Ausgehend von diesem Modell wurden die Daten (Zuverlässigkeitskenndaten, Trenner, Lasttrenner, Schaltfeldanordnung), welche in Kapitel 4.3 beschrieben sind, in das Modell eingepflegt.

In Abbildung 4.5 ist das Verteilernetz der Betriebsregion West der Energienetze Steiermark dargestellt.

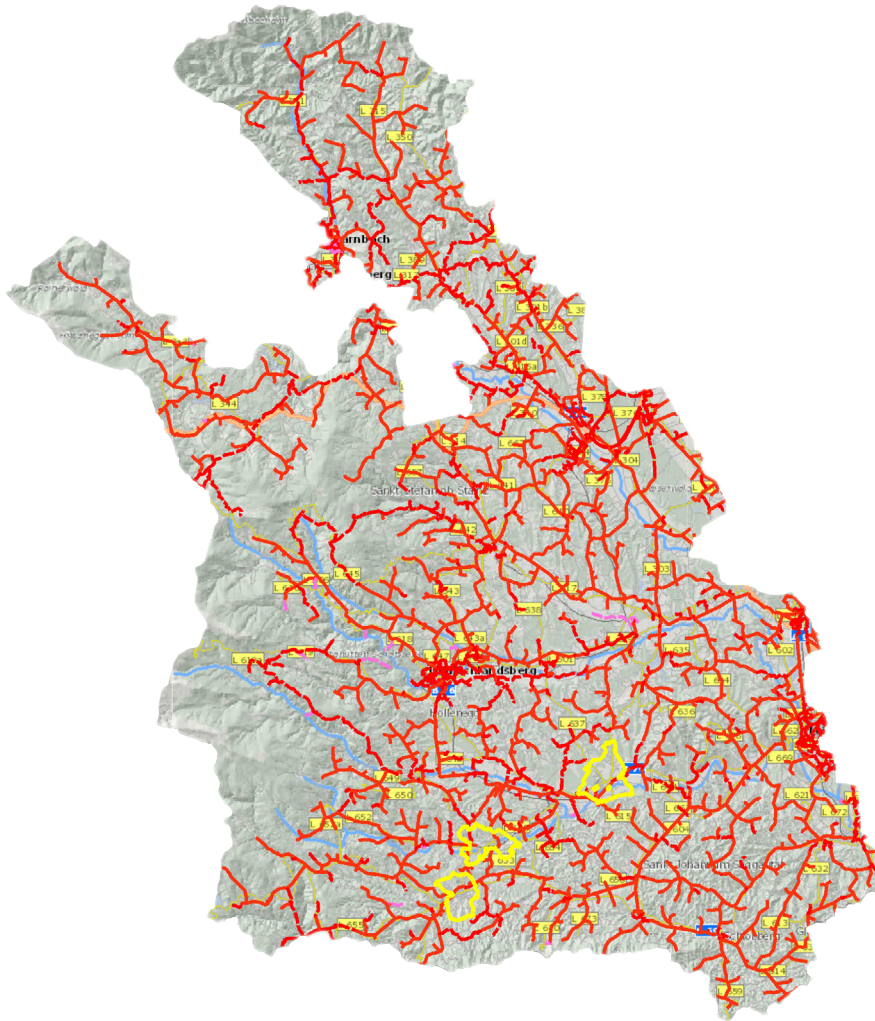


Abbildung 4.5.: Verteilernetz der Betriebsregion West der Energienetze Steiermark

4.4.1. Netzdaten

Das behandelte 20-kV-Netz umfasst eine Gesamtlänge von ca. 2000 km, davon sind ca. 1200 km Freileitungssysteme und ca. 800 km Kabelsysteme. Dies entspricht einem Verkabelungsgrad von ca. 39 % (Stand 1.1.2015). Es handelt sich bei diesem Netz um ein reines 20-kV-Verteilernetz.

Spannungsebene:	20 kV
Anzahl der Umspannwerke:	7
Anzahl der Schaltstellen:	50
Anzahl der Trafostationen:	2200
Gesamtlänge des Netzes:	2000 km
Freileitungslänge:	1200 km
Kabellänge:	800 km

4.4.2. Daten für die Zuverlässigkeitsberechnung

Für die Zuverlässigkeitsberechnung des Netzes West werden Zuverlässigkeitskennndaten aus der FNN-(Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE)-Statistik der Jahre 2004–2011 verwendet. Bei diesen Daten ist zu beachten, dass diese nicht an die geographische Lage des zu berechnenden Netzes angepasst sind und auch andere standortspezifische Faktoren wie Waldanteil, Witterungseinflüsse und Trassentypen nicht berücksichtigt werden.

In dieser Statistik werden folgende Ausfallsarten unterschieden [29]:

- Unabhängiger Einfachausfall mit kurzer/langer Aus-Dauer (UNE-kurz/lang)
- Einfachausfall mit Schutzauslösung mit kurzer/langer Aus-Dauer (EAS-kurz/lang)
- Unverzögerte Handausschaltung (UHA)
- Verzögerte Handausschaltung (VHA)
- Stehender Erdschluss (E1P)
- Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall (MEM)

Bemerkung 1: Die Ausfallsarten mit kurzen Aus-Dauern beziehen sich auf Ausfälle ohne Schäden, somit liegt die Ausfallsdauer innerhalb weniger Minuten, da keine Reparatur erforderlich ist. Ausfallsarten mit langen Aus-Dauern beziehen sich auf Ausfälle die eine Reparatur erfordern, somit muss die Reparaturzeit mitberücksichtigt werden.

Bemerkung 2: Entsprechend der Europeanorm für die Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen EN 50160 sind Kurzzeitunterbrechungen kürzer gleich 3 Minuten und Langzeitunterbrechungen länger als 3 Minuten.

Die angeführten Fehlerarten sind in der Arbeit „*Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik*“ S. 6–7 [29] genauer beschrieben. Aus diesen Daten können Zuverlässigkeitstypen für NEPLAN[®] generiert werden. Die dafür verwendeten Daten sind in Anhang A.1 aufgelistet.

Verwendete Zuverlässigkeitstypen

Da es sich um ein reines 20-kV-Netz handelt, wird für alle Freileitungssysteme ein gemeinsamer Zuverlässigkeitstyp verwendet. Bei Kabelsystemen gibt es für jeden Isolationstyp (VPE, PE, Öl, usw.) einen eigenen Zuverlässigkeitstyp. Des Weiteren wird den Stationen und Umspannwerken ein eigener Zuverlässigkeitstyp zugeordnet. Da im NEPLAN[®]-Modell die Leitungen direkt mit den Knoten verbunden sind, sind Leistungsschalter, Trennschalter und deren Anordnung für die Zuverlässigkeitsberechnung in den Knoten hinterlegt und in der Berechnung als sogenannte „virtuelle Elemente“ angeführt.

Simulierte Fehlerarten

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung, wie sie in NEPLAN[®] ausgeführt wird, erfordert einen hohen Rechenaufwand. Um diesen in Grenzen zu halten, werden die simulierten Ausfallsmodelle auf folgende drei beschränkt:

- Kurzer unabhängiger Einfachausfall
- Langer unabhängiger Einfachausfall
- Handabschaltung unverzüglich

Simulation der Fehlerortung mit Teilwiederversorgung

In NEPLAN[®] besteht die Möglichkeit, die Fehlerortung mit Teilwiederversorgung zu simulieren. Diese Simulation wird für die Zuverlässigkeitsberechnung des Verteilernetzes der Betriebsregion West angewendet. Bei der Fehlerortung mit Teilwiederversorgung wird der Ablauf einer Störung, wie er in einem realem Netz stattfindet, nachgebildet. Dabei werden die Zeit zur Fehlerortung und Maßnahmen zur Wiederversorgung mitberücksichtigt [30].

Eine detaillierte Beschreibung zum Ablauf der Fehlerortung in NEPLAN[®] ist in der Arbeit „*Verkabelung von Verteilernetzen ≤ 20 kV*“ [30] (von Dipl. Ing. Wurzer) angeführt.

Um eine Fehlerortung in NEPLAN[®] simulieren zu können, werden zusätzliche Parameter benötigt. Für die Zuverlässigkeitsberechnung wurden folgende voreingestellte Werte verwendet:

Anfahrtszeit zur ersten Station:	15 min
Fahrzeit zwischen zwei Stationen:	4 min
Zeit je Messvorgang:	4 min
Zeit für Schaltmaßnahmen:	1 min
Zeit für Notstromversorgung:	90 min
Stationszugangszeit:	2 min
Teilwiederversorgung:	ja

Bemerkung: Die zusätzlichen Parameter für die Fehlerortung sind die Default-Werte aus NEPLAN[®]. Diese wurden bewusst übernommen, um einen Gegencheck durchzuführen.

4.4.3. Ergebnis der Berechnung

Die Ergebnisse der Berechnung des Verteilernetzes der Betriebsregion West unter Berücksichtigung der Netztopologie vom 1.1.2015 sind in Tabelle 4.2 angegeben.

Mittlere jährliche Unterbrechungshäufigkeit	H_U	0,63 1/a
Mittlere jährliche Unterbrechungsdauer	T_U	2,67 h/a
Mittlere jährliche Nichtverfügbarkeit	Q_U	83,13 min/a
System Average Interruption Index	ASIDI	37,5 min

Tabelle 4.2.: Berechnete Netzkennzahlen für die Betriebsregion West des Verteilernetzes der Energienetze Steiermark GmbH

Der berechnete ASIDI-Wert repräsentiert nur ungeplante Versorgungsunterbrechungen und liegt damit in derselben Größenordnung wie der vergleichbare ASIDI für das gesamte Verteilernetz der Energienetze Steiermark GmbH. Somit ist bis auf weiteres nicht widerlegt, dass mit diesem Modell aussagekräftige Zuverlässigkeitsberechnungen durchgeführt werden können.

Werden die ausgefallenen Elemente nach ihrer Nichtverfügbarkeit sortiert, so wird ersichtlich, dass im untersuchten Verteilernetz die Freileitungssysteme jene Elemente mit der höchsten Nichtverfügbarkeit sind. In Tabelle 4.3 sind die ersten zwanzig ausgefallenen Elemente, gereiht nach deren berechneten Nichtverfügbarkeit, aufgelistet. Diese Liste setzt sich bis zum 89. Element mit Freileitungssystemen fort. Erst danach kommen

Kabelsysteme, Trenner, Lasttrenner und Sammelschienen vor.

Über die Nichtverfügbarkeit Q_U lässt sich die Ausfallswahrscheinlichkeit p ermitteln. Für das Rechenbeispiel wird die Nichtverfügbarkeit des Freileitungssystems M2-128 (Nr.1) aus Tabelle 4.3 verwendet:

$$p = \frac{Q_U}{60 \frac{\text{min}}{\text{h}} \cdot 8760 \text{ h}} \cdot 100 \% = \frac{243 \text{ min}}{60 \cdot 8760 \text{ h}} \cdot 100 \% = 0,0462 \% \quad (4.6)$$

Die Ausfallswahrscheinlichkeit gibt an mit welcher Wahrscheinlichkeit das Betriebsmittel innerhalb eines Jahres ausfallen wird.

Nr	Kennung	Elementtyp	Q_U in min/a	p in %
1	M2-128	Freileitungssystem	243,0	0,0462
2	M2-123	Freileitungssystem	215,8	0,0411
3	M2-707	Freileitungssystem	192,1	0,0365
4	M2-459	Freileitungssystem	177,1	0,0337
5	M2-103	Freileitungssystem	158,5	0,0302
6	M2-124	Freileitungssystem	154,5	0,0294
7	M2-455	Freileitungssystem	148,9	0,0283
8	M2-649	Freileitungssystem	145,0	0,0276
9	M2-1282	Freileitungssystem	137,4	0,0261
10	M2-711	Freileitungssystem	135,2	0,0257
11	M2-458	Freileitungssystem	134,4	0,0256
12	M2-451	Freileitungssystem	133,5	0,0254
13	M2-688	Freileitungssystem	131,0	0,0249
14	M2-655	Freileitungssystem	128,1	0,0244
15	M2-129	Freileitungssystem	127,4	0,0242
16	M2-462	Freileitungssystem	120,1	0,0229
17	M2-125	Freileitungssystem	108,1	0,0206
18	M2-138	Freileitungssystem	106,9	0,0203
19	M2-1385	Freileitungssystem	103,1	0,0196
20	M2-660	Freileitungssystem	102,4	0,0195

Tabelle 4.3.: Top 20 der ausgefallenen Elemente laut Zuverlässigkeitsberechnung in NEPLAN®

Eine genauere Untersuchung der Nichtverfügbarkeit der Freileitungssysteme wird in Kapitel 5.6 "Analyse der in NEPLAN® ermittelten mittleren Nichtverfügbarkeit" durchgeführt.

5. Analyse des Störungsgeschehens

Für die Analyse des Störungsgeschehens wurde von der Energienetze Steiermark GmbH eine Liste (Fehlerortliste) mit den kumulierten Fehlermeldungen der Jahre 2006 bis 2013 zur Verfügung gestellt. Diese Liste beinhaltet neben Informationen über Fehlerort, Fehlerursache und Störungsanlass auch genaue Informationen über den Fehlerzeitpunkt und die Fehlerdauer. Die Fehlermeldungen beschränken sich dabei auf die Netzebenen 5 und 6. Diese Liste wurde statistisch analysiert und nach folgenden Kriterien klassifiziert:

- Fehlerort (Region: Ost, West, Graz, Nord)
- betroffenes Betriebsmittel (Freileitungssystem, Kabelsystem oder Station)
- Ursache (geplant, ungeplant, Naturkatastrophen)
- Jahr
- Störungsbeginn
- Dauer der Versorgungsunterbrechung

Für die Analyse und Auswertung der Daten wurde eine Datenbank in Microsoft Access[®] angelegt. Der Zugriff auf die Datenbank wurde mithilfe von SQL und Matlab[®] realisiert. Der Fokus der Analyse liegt dabei primär auf **Freileitungssystemen** in der **Betriebsregion West**. Geplante und durch Naturkatastrophen verursachte Versorgungsunterbrechungen werden in weiterer Folge von der Analyse ausgenommen. Auf Basis der Fehlerortliste können folgende Zuverlässigkeitskenngrößen berechnet werden:

- kilometrische Unterbrechungshäufigkeit H_U in $1/(a \cdot km)$
- kilometrische Unterbrechungsdauer T_U in h
- Nichtverfügbarkeit Q_U in $min/(a \cdot km)$

Nachfolgende Grafik soll einen Überblick über die auszuwertenden Daten der Fehlerortliste geben:

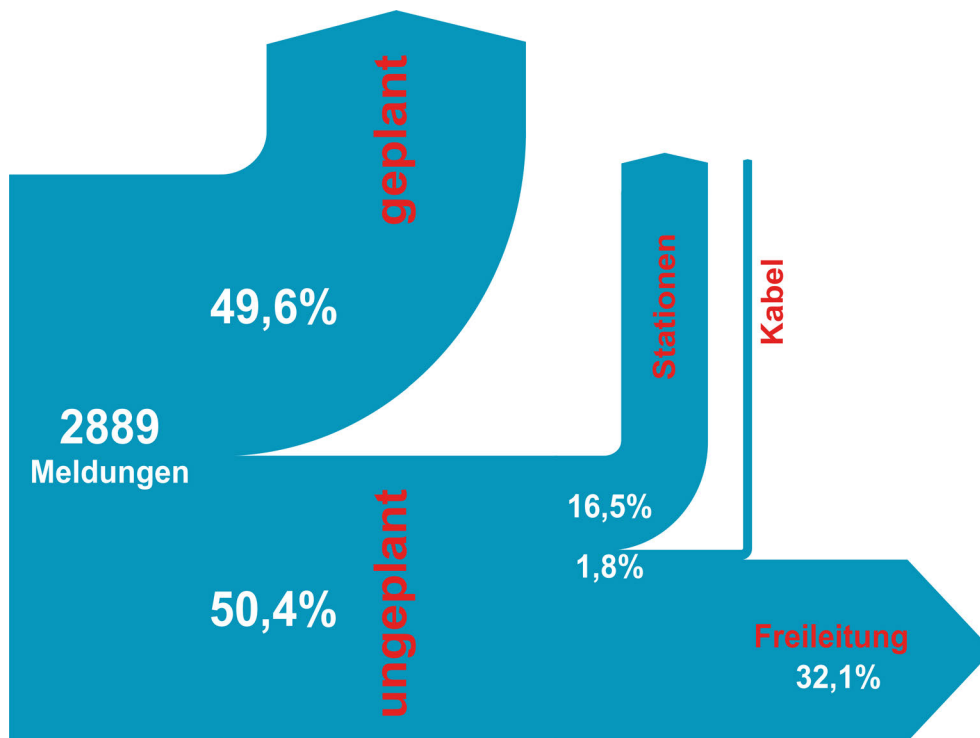


Abbildung 5.1.: Zusammensetzung der verfügbaren Störungsmeldungen für die Betriebsregion West

In Abbildung 5.2 (a) ist die Anzahl der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen und in Abbildung 5.2 (b) die Summe der jährlichen ungeplanten Unterbrechungsdauern für die Betriebsregion West dargestellt. Vergleicht man die beiden Diagramme, so ist ein klarer Zusammenhang zwischen Unterbrechungsdauer und Unterbrechungsanzahl zu erkennen. Aus der Unterbrechungsdauer und der Unterbrechungsanzahl lassen sich die Zuverlässigkeitskenngrößen Unterbrechungsdauer T_U und Unterbrechungshäufigkeit H_U ermitteln. Die Berechnung dieser Größen wird in den Kapiteln 5.2–5.3 beschrieben. Für Freileitungssysteme der Betriebsregion West ergibt sich für die Jahre 2006–2013 eine mittlere jährliche Unterbrechungshäufigkeit von $0,057 \frac{1}{a \cdot km}$ und eine mittlere, jährliche Unterbrechungsdauer von 2,4 h.

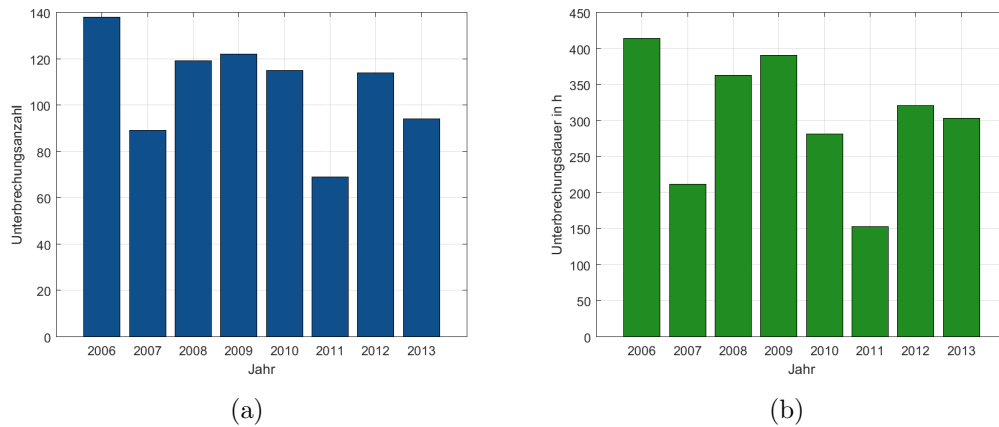


Abbildung 5.2.: Unterbrechungshäufigkeiten in a) und Unterbrechungsdauern in b) in der Betriebsregion West, 2006–2013

Bei Betrachtung der Häufigkeiten der jährlichen Versorgungsunterbrechungen (siehe Abbildung 5.2 a) in Abhängigkeit der Unterbrechungsdauern (siehe Abbildung 5.2 b) ergibt sich folgendes Bild:

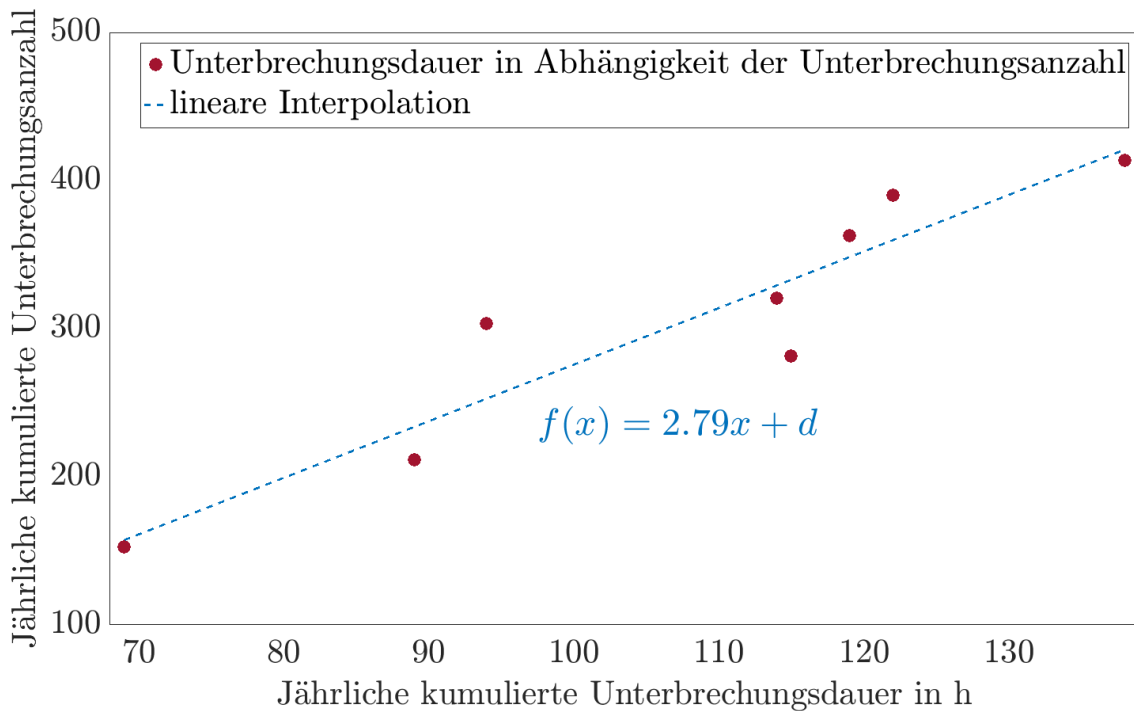


Abbildung 5.3.: Jährliche kumulierte Unterbrechungshäufigkeiten in Abhängigkeit der jährlichen kumulierten Unterbrechungsdauern

Die roten Punkte in Abbildung 5.3 stellen die Unterbrechungsanzahl in Abhängigkeit der

Unterbrechungsdauer für jedes Jahr im Zeitraum von 2006–2013 dar. Aus der Steigung der interpolierten blauen Geraden lässt sich die mittlere jährliche Unterbrechungsdauer pro Störung ablesen. Diese beträgt 2,79 Stunden für den betrachteten Zeitraum und liegt im selben Bereich wie die in Kapitel 4.4.3 mittels NEPLAN[®] berechnete mittlere jährliche Unterbrechungsdauer von 2,67 Stunden.

In der Fehlerortliste ist jeder Fehlermeldung ein Betriebsmittel zugeordnet. In Abbildung 5.4 ist die mittlere jährliche Anzahl der Ausfälle in Abhängigkeit der mittleren jährlichen Unterbrechungsdauer für jedes in der Fehlerortliste vorkommende Betriebsmittel dargestellt.

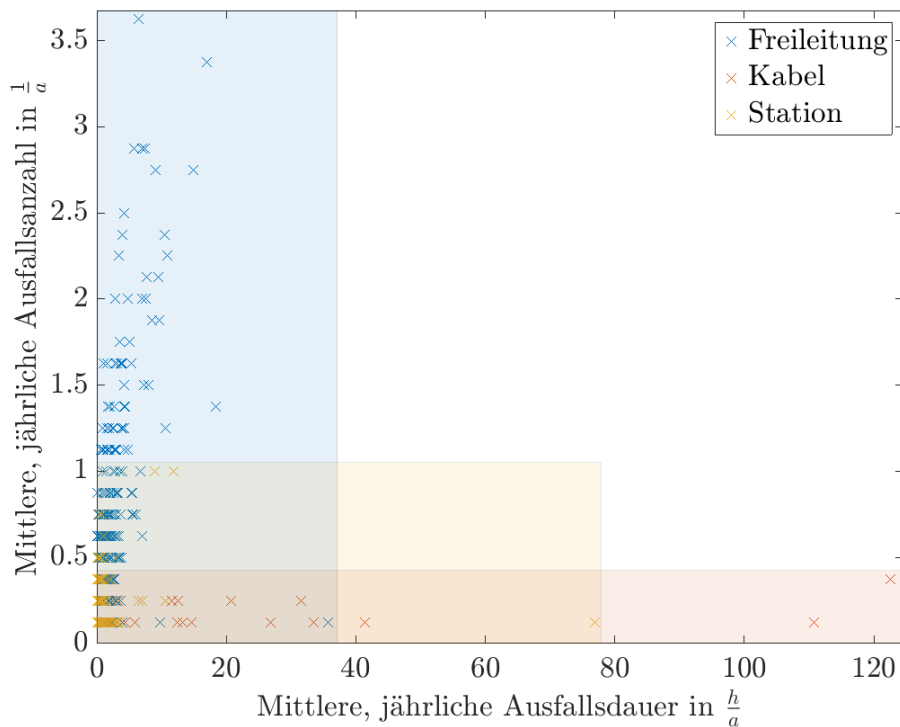


Abbildung 5.4.: Mittlere Unterbrechungsanzahl in Abhängigkeit der gemittelten Unterbrechungsdauer zwischen 2006–2013

Vergleicht man das analysierte Störungsgeschehen zwischen Freileitungssystemen mit Kabelsystemen, so ist bei Freileitungssystemen eine Tendenz zu häufigeren Ausfällen und kürzeren Unterbrechungsdauern und bei Kabelsystemen zu weniger Ausfällen, dafür aber längeren Unterbrechungsdauern zu erkennen. Dies stellt auch die Vor- bzw. Nachteile von Freileitungssystemen bzw. Kabelsystemen dar. Obwohl Freileitungssysteme witterungsbedingten Einflüssen wie Gewitter, Schnee und Wind ausgesetzt sind und dies wiederum

eine höhere Unterbrechungshäufigkeit zur Folge hat, ist die Instandsetzungsdauer eines Freileitungssystems nach einem Fehler in der Regel kürzer als bei Kabelsystemen, da sich die Fehlerortung und auch die Reparatur einfacher gestalten. Kabelsysteme hingegen sind weniger fehleranfällig (keine direkten atmosphärischen Einflüsse), kommt es jedoch zu einem Ausfall, so gestalten sich die Fehlerortung und auch die Reparatur aufwendiger als bei Freileitungssystemen.

Sowohl bei Freileitungssystemen als auch bei Kabelsystemen werden Hauptleitungen und Abzweigleitungen getrennt betrachtet. In weiterer Folge werden die Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen und die Unterbrechungsdauer speziell für Freileitungssysteme in der Betriebsregion West betrachtet. In dieser Region befinden sich Freileitungssysteme mit einer Gesamtlänge von ca. 1200 Kilometer, welche sich auf eine hohe Anzahl an Freileitungssystemen aufteilt. Um das Hauptaugenmerk auf jene Freileitungssysteme zu richten, welche am meisten zur Ursache (Häufigkeit, Ausfallsdauer) beitragen, wird ein Werkzeug aus dem Qualitätsproduktmanagement verwendet; die Pareto-Analyse. Diese Analyse basiert auf dem Pareto-Prinzip, welches besagt, dass eine kleine Menge an Verursachern einen Großteil zur Ursache beiträgt.

5.1. Pareto-Prinzip

Der italienische Ingenieur, Ökonom und Soziologe Vilfredo Pareto entdeckte um 1900, während er die Einkommens- und Vermögensverteilung von italienischen Haushalten untersuchte, das nach ihm benannte Pareto-Prinzip. Er stellte fest, dass ca. 20 % der Einwohner ca. 80 % des Einkommens erhalten. Diese ungleiche Verteilung kann am ehesten mit einer abklingenden Exponentialfunktion beschrieben werden und nicht wie in vielen anderen Lebensbereichen mit einer gaußschen Normalverteilung. Die davon abgeleitete Gesetzmäßigkeit wird als Pareto-Gesetz bezeichnet. Vereinfacht ist daraus das sogenannte „Pareto-Prinzip“, oder auch „80/20 Regel“ bezeichnet, abgeleitet worden [31].

Pareto hielt dieses Wissen in seinem Werk *„Trattato di sociologia generale“* fest. Dieses Wissen erlangte aber erst wirklich Popularität, als es Mitte der 30er Jahre von einigen Ökonomen wieder aufgegriffen und ins Englische übersetzt wurde. Ergänzt mit anderen statistischen Methoden fand das Pareto-Prinzip als erstes in Japan zur Steigerung der Zuverlässigkeit und Qualität von Konsumgütern Anwendung. Zu den ersten großen Anwendern des Pareto-Prinzips zählte die Firma IBM. Diese Firma entdeckte, dass

für 20 % des Sourcecodes 80 % der Rechenzeit aufgewendet werden muss. Durch die Umgestaltung dieser 20 % Code wurden IBM Computer schneller und effizienter als die Konkurrenzprodukte. Später folgten auch andere große IT Firmen diesem Vorbild [32].

Einige Beispiele für eine reale Paretoverteilung sind aus der Quelle [32] entnommen und nachfolgend angeführt:

- 1,3 % der Filme spielen 80 % an den Kinokassen ein
- 99 % der Gespräche verwenden weniger als 20 % des Wortschatzes
- 20 % der Teppichfläche bekommen 80 % der Abnutzung ab
- 20 % der Verkehrsteilnehmer verursachen 80 % der Unfälle
- 20 % der Produkte erzeugen 80 % des Gewinnes
- Fast 50 % des Welthandels wird in US-Dollar gehandelt, wobei die US-Exporte nur 13 % des Welthandels ausmachen

Wie die angeführten Beispiele zeigen, muss die Summe der beiden Prozentsätze nicht zwingend 100 % ergeben, es geht ausschließlich um die ungleiche Verteilung und dass ein kleiner Teil der Verursacher einen großen Teil zur Ursache beiträgt. [32]

Theoretischer Exkurs zum Thema Pareto-Prinzip

Das Pareto-Prinzip ist nur dann aussagekräftig, wenn es auf eine geeignete Verteilung (negative Exponentialfunktion) angewendet wird. Bei anderen Verteilungen liefert das Pareto-Prinzip nicht mehr so eindeutige Ergebnisse. Im nachfolgenden Beispiel wird, exemplarisch eine für eine solche Verteilung, eine linear abfallende Funktion näher untersucht:

Verteilungsfunktion:

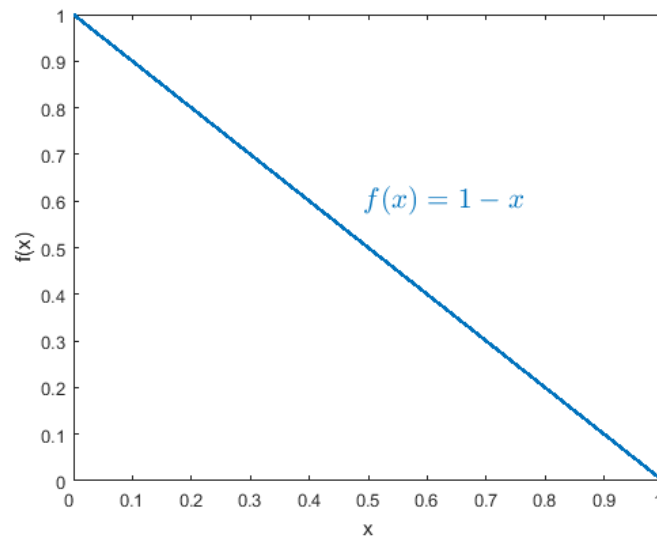


Abbildung 5.5.: Beispiel für eine Verteilungsfunktion

Die zugehörige Dichtefunktion ergibt sich durch Integration der Verteilungsfunktion:

$$f(x) = 1 - x \quad (5.1)$$

$$F(x) = \int f(x) = \int (1 - x) \cdot dx = x - \frac{x^2}{2} + c \quad (5.2)$$

In Abbildung 5.6 ist die berechnete Dichtefunktion dargestellt:

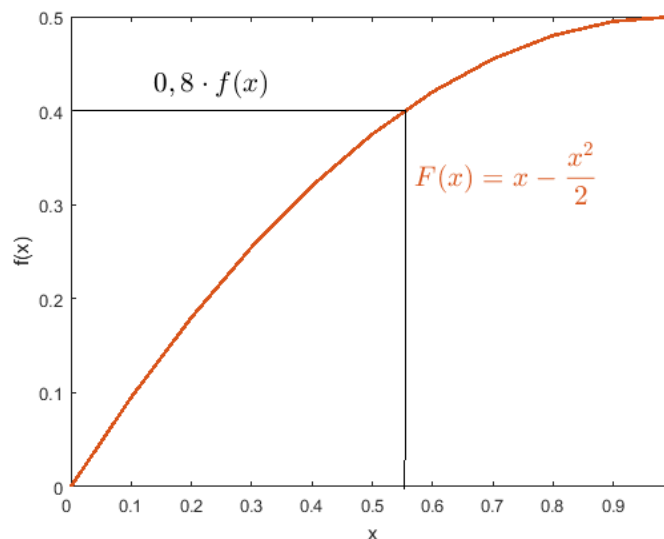


Abbildung 5.6.: Beispiel für eine Dichtefunktion

Mithilfe der Dichtefunktion lässt sich jener x-Wert ermitteln, bei dem 80 % der Gesamtsumme erreicht sind. Die Gesamtsumme der Verteilungsfunktion in Abbildung 5.5 kann über den Endwert der Dichtefunktion ermittelt werden und beträgt 0,5. 80 % davon entsprechen demnach 0,4.

$$0,5 \cdot 0,8 = x - \frac{x^2}{2} \quad (5.3)$$

$$x^2 - 2x + 0,8 = 0 \quad (5.4)$$

$$x_{1,2} = \frac{+2 \pm \sqrt{4 - 4 \cdot 0,8}}{2} \quad (5.5)$$

$$\cancel{x_1 = 1,417} \quad (5.6)$$

$$\underline{x_2 = 0,553} \quad (5.7)$$

Aus dieser Berechnung geht hervor, dass die 80 % der Dichtefunktion erst bei ca. 55 % der x-Werte erreicht werden. In Bezug auf das Pareto-Prinzip bedeutet dies, dass bei einer Verteilung wie in Abbildung 5.5 nicht 20 % der Verursacher zu 80 % der Ursache beitragen, sondern erst 55 % der Verursacher 80 % der Ursache ausmachen. Weicht die Verteilungsfunktion von der Form einer negativen Exponentialfunktion ab, so ist davon auszugehen, dass die Abgrenzung von einer kleinen Menge an Verursachern, welche einen Großteil zur Ursache beiträgt, wie sie das Pareto-Prinzip definiert, nicht mehr so klar möglich ist.

Pareto-Analyse (ABC-Analyse)

Die Pareto-Analyse ist ein Werkzeug im Qualitätsmanagement um herauszufinden, welche Ursachen am stärksten zu einem Problem beitragen. Sie soll einen Überblick geben, welche Ursachen als erstes behandelt werden müssen, um das Problem am effektivsten zu mindern [33].

Abbildung 5.7 zeigt ein Beispiel für eine Pareto-Analyse der Unterbrechungshäufigkeit von Kabelleitungen:

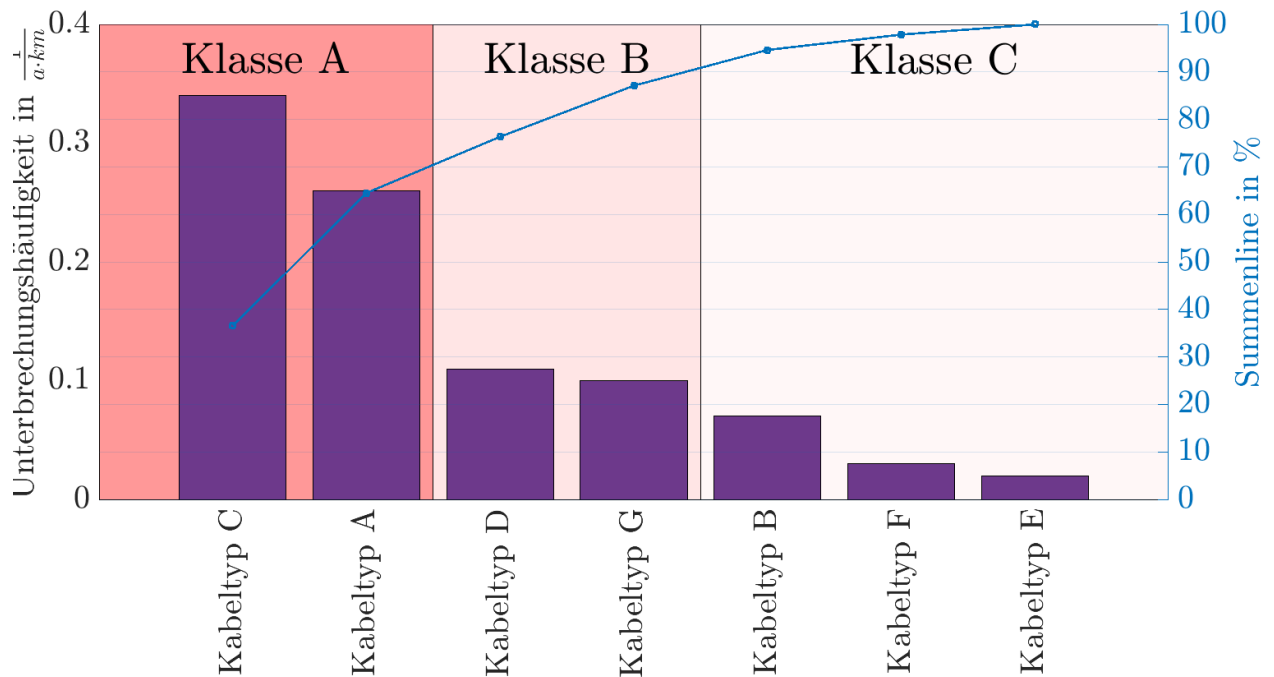


Abbildung 5.7.: Beispiel für ein Pareto-Diagramm

Das Prinzip der in dieser Arbeit angewandten Pareto-Analyse wird anhand der Abbildung 5.7 näher erläutert. Das Bewertungskriterium ist in diesem Fall die Unterbrechungshäufigkeit von fiktiven Kabelleitungstypen. Die Kabelleitungen werden absteigend, nach der Häufigkeit der Unterbrechungen in Form von Balken sortiert dargestellt. Mithilfe der Summenlinie können die dargestellten Kabeltypen in drei Klassen (A, B, C) eingeteilt werden. Klasse A enthält dabei 70 % des Bewertungskriteriums, Klasse B 20 % und Klasse C 10 % des Bewertungskriteriums [33].

Bemerkung: Im Vergleich zur 80/20-Regel gibt es bei der ABC Analyse eine zusätzliche Klasse. Diese mittlere Klasse entsteht aus jeweils 10 % von den beiden Klassen der 80/20 Regel. Dadurch ergibt sich ein Puffer zwischen den beiden Zonen, welcher beim Qualitätsmanagement zusätzliche Maßnahmen ermöglicht.

Die Pareto-Analyse wird in den Kapiteln 5.4 bis 5.6 auf das Störungsgeschehen der Betriebsregion West angewendet. Ziel dieser Analyse soll es sein, jene Freileitungssysteme herauszufiltern, welche den größten Anteil zum Störungsgeschehen der letzten Jahre beitrugen. Die Klassen werden gleich wie im Beispiel in Abbildung 5.7 aufgeteilt:

- **Klasse A (dunkelrot)** enthält **70 %** des Bewertungskriteriums,
- **Klasse B (rot)** enthält **20 %** des Bewertungskriteriums und
- **Klasse C (hellrot)** enthält **10 %** des Bewertungskriteriums.

Jene Freileitungssysteme, welche sich in Klasse A befinden, werden in eine Bewertungsmatrix eingefügt, welche in Kapitel 6 näher beschrieben wird.

Aufgrund der großen Anzahl an Freileitungssystemen des untersuchten Teilnetzes wird auf die genaue Freileitungsbezeichnung auf der x-Achse verzichtet.

5.2. Ermittlung der mittleren, jährlichen Unterbrechungshäufigkeit

Zur Ermittlung der Unterbrechungshäufigkeit aus der Fehlerortliste wird die Anzahl der Ausfälle für jedes Betriebsmittel aufsummiert und über die Anzahl der Jahre gemittelt. Für Freileitungssysteme und Kabelsysteme wird die Unterbrechungshäufigkeit zusätzlich auf die Länge normiert. In Formel 5.8 ist dieser Zusammenhang für längenbezogene Betriebsmittel (Kabelsysteme und Freileitungssysteme) mathematisch dargestellt.

$$H_{U_i} = \frac{\sum_{i=1}^{N_a} n_i}{N_a \cdot L_{FRLTG_i}} \quad (5.8)$$

H_{U_i}	Unterbrechungshäufigkeit des i-ten Freileitungssystems in $\frac{1}{a \cdot km}$
n_i	Anzahl der jährlichen Ausfälle des i-ten Freileitungssystems
N_a	Anzahl der betrachteten Jahre
L_{FRLTG_i}	Länge des i-ten Freileitungssystems in km

Mithilfe von Formel 5.8 ergibt sich eine mittlere jährliche Unterbrechungshäufigkeit von Freileitungssystemen in der Betriebsregion West von 0,25 Unterbrechungen pro Jahr und Kilometer.

5.3. Ermittlung der jährlichen, mittleren Unterbrechungsdauer

Für die mittlere Unterbrechungsdauer werden die Ausfallszeiten in der Fehlerortliste für jedes Betriebsmittel aufsummiert und durch die Anzahl der Ausfälle dividiert (siehe Formel 5.9).

$$T_{U_i} = \sum_1^{N_a} \frac{t_i}{n_i} \quad (5.9)$$

T_{U_i}	Unterbrechungsdauer des i-ten Freileitungssystems in h
t_i	jährliche Unterbrechungsdauer des i-ten Freileitungssystems in h
n_i	Anzahl der jährlichen Ausfälle des i-ten Freileitungssystems
N_a	Anzahl der betrachteten Jahre

Für die Jahre 2011 und 2012 ergibt sich für Freileitungssysteme in der Betriebsregion West eine mittlere jährliche Unterbrechungsdauer von 2,4 h/Ausfall.

5.4. Analyse der Nichtverfügbarkeit

Wird die Unterbrechungshäufigkeit H_U mit der Unterbrechungsdauer T_U multipliziert so ergibt sich die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung, oder auch Nichtverfügbarkeit Q_U genannt.

$$Q_{U_i} = H_{U_i} \cdot T_{U_i} = \frac{\sum_1^{N_a} n_i}{N_a \cdot L_{FRLTG_i}} \cdot \sum_1^{N_a} \frac{t_i}{n_i} = \frac{1}{N_a} \cdot \frac{\sum_1^{N_a} t_i}{L_{FRLTG_i}} \quad (5.10)$$

Q_{U_i}	Nichtverfügbarkeit des i-ten Freileitungssystems normiert auf die Länge in $\frac{\text{min}}{\text{Jahr} \cdot \text{km}}$
-----------	---

Da zwischen der Nichtverfügbarkeit Q_U , der Unterbrechungshäufigkeit H_U und der Unterbrechungsdauer T_U ein mathematischer Zusammenhang besteht, wird lediglich die Nichtverfügbarkeit Q_U in die Pareto-Analyse miteinbezogen.

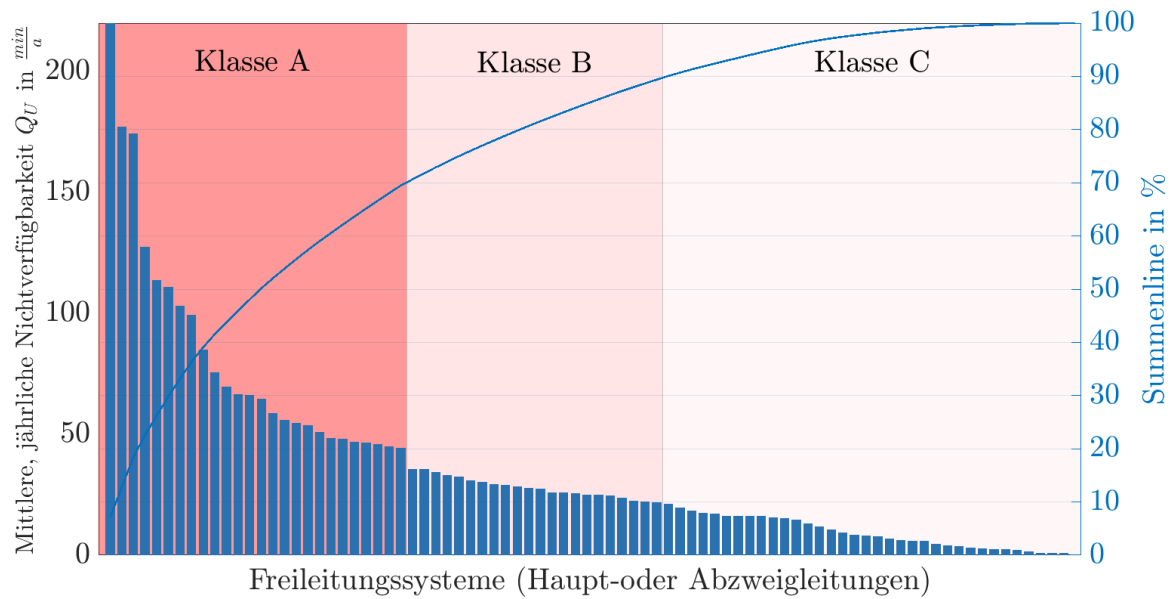


Abbildung 5.8.: Pareto-Analyse der mittleren, jährlichen Nichtverfügbarkeit von Freileitungssystemen

In der Kategorie A des Pareto-Diagramms in Abbildung 5.10 befinden sich 26 Freileitungssysteme, welche zur näheren Untersuchung in die Bewertungsmatrix (siehe Kapitel 6) übernommen werden.

5.5. Analyse der ASIDI-Werte

Um die Dauer einer Störung mit dem damit verbunden Leistungsausfall in Verbindung zu bringen, kann mit dem ASIDI (Average System Interruption Duration Index) eine weitere Zuverlässigkeitskenngröße ermittelt werden. Diese Größe wird üblicherweise für gesamte Netze oder Netzregionen berechnet und jährlich an die Regulierungsbehörde gemeldet. Der ASIDI wird nach internationalen Standards wie folgt berechnet:

$$\text{ASIDI} = \frac{\sum_j l_j \cdot t_j}{L_s} \quad (5.11)$$

l_j	unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall in kVA
L_s	gesamte installierte Scheinleistung in kVA
t_j	Unterbrechungsdauer je Anlassfall in min

In dieser Arbeit wird die Auswirkung einzelner Störungen auf den Gesamtwert des ASIDI der Energienetze Steiermark GmbH untersucht. Zur Berechnung von ASIDI-Werten wird, wie in Formel 5.11 dargestellt, die unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall benötigt. Diese Information ist in den jährlichen Ausfalls- und Störstatistiken, welche an die Regulierungsbehörde gemeldet werden, enthalten, nicht jedoch in der Fehlerortliste, welche die betroffenen Betriebsmittel pro Störung enthält. Eine Gemeinsamkeit beider Listen ist der Startzeitpunkt der jeweiligen Störung. Über diese Information können mithilfe von SQL und Matlab® jeder Störung ein Betriebsmittel, eine Ausfallsdauer und die unterbrochene Scheinleistung zugeordnet werden. Die ASIDI-Werte werden für jedes Freileitungssystem zusammengefasst und über die Jahre (2011 und 2012) gemittelt. Das jährliche Mittel der ASIDI-Werte der Freileitungssysteme wird mittels Pareto-Analyse untersucht und in einem Pareto-Diagramm dargestellt:

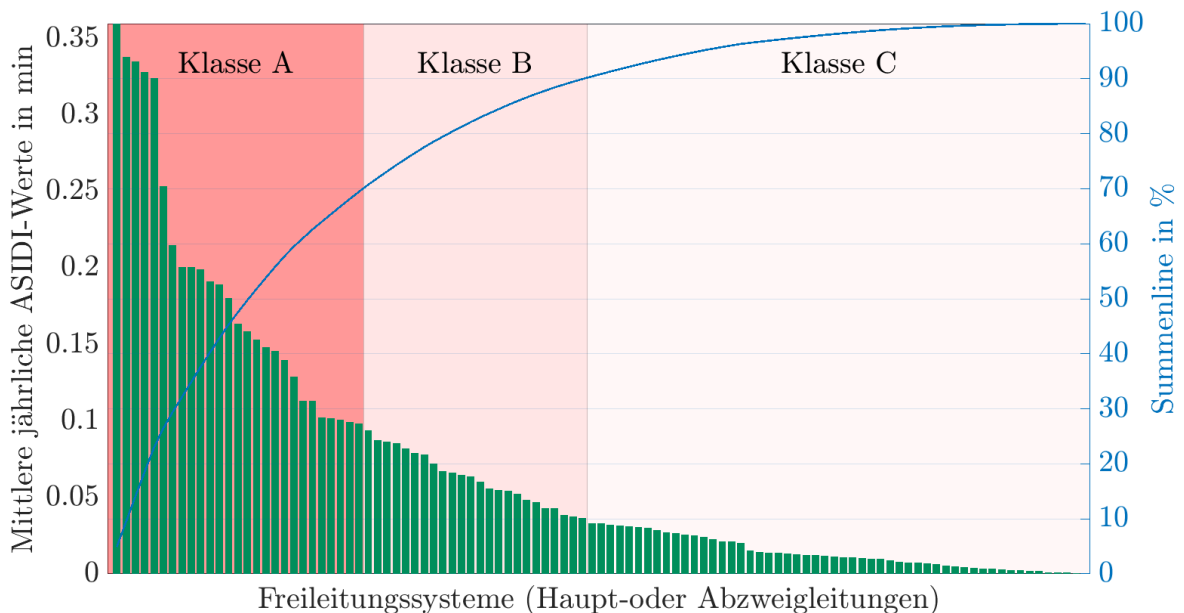


Abbildung 5.9.: Sortierung der untersuchten Freileitungssysteme nach deren ASIDI-Werten

Die in Abbildung 5.9 dargestellten ASIDI-Werte sind auf die gesamte installierte Scheinleistung des Verteilernetzes der Energienetze Steiermark bezogen. Da die Ausfalls- und Störstatistiken der Jahre 2011 und 2012 ausgewertet werden, werden die ASIDI-Werte jedes Freileitungssystems separat für jedes Jahr ermittelt und im Anschluss über die Jahre gemittelt. Der ASIDI-Wert aller Freileitungssysteme der Betriebsregion West hatte in den Jahren 2011 und 2012 im Schnitt ca. 17 % Anteil am ASIDI der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen im Netzgebiet der Energienetze Steiermark

5.6. Analyse der in NEPLAN[®] ermittelten mittleren Nichtverfügbarkeit

Bei der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung in NEPLAN[®] (siehe Kapitel 4.4.3) werden für jede Art von Betriebsmittel (Freileitungssysteme, Kabelsysteme, Sammelschienen, usw.) die Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer und Nichtverfügbarkeit ermittelt und in einer Liste dargestellt. Dieses Ergebnis wird nach Freileitungssystemen gefiltert und deren Nichtverfügbarkeit mithilfe der Pareto-Analyse untersucht. Das Ergebnis ist in Abbildung 5.10 dargestellt.

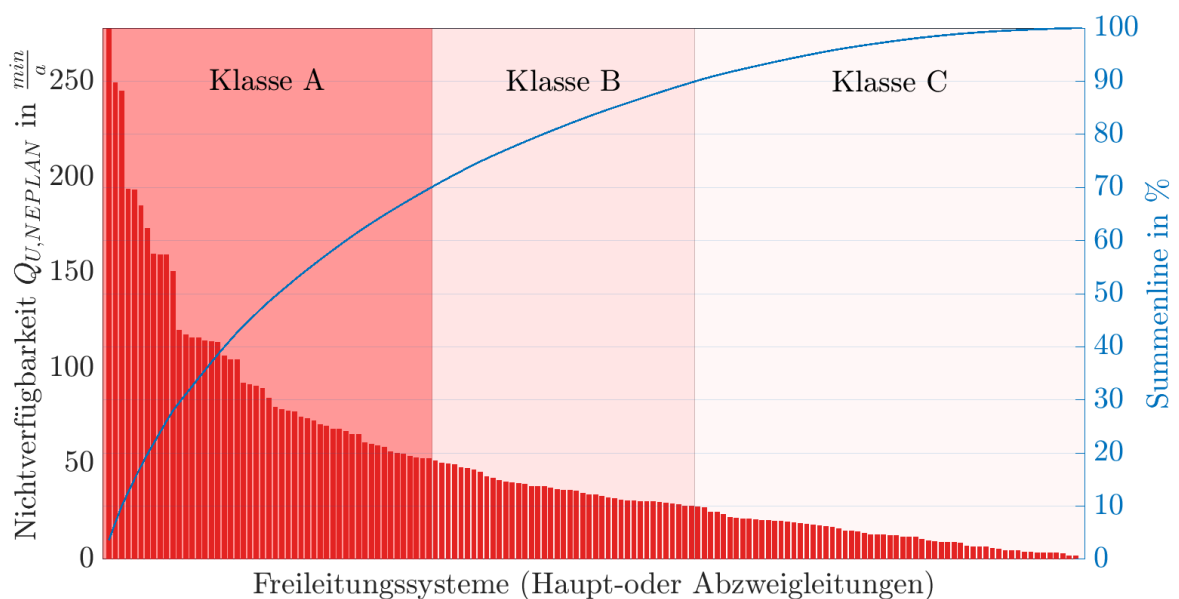


Abbildung 5.10.: Pareto-Analyse der jährlichen Nichtverfügbarkeiten von Freileitungssystemen berechnet in NEPLAN[®]

Aus der Analyse der mit NEPLAN[®] berechneten Nichtverfügbarkeiten von Freileitungssystemen werden 50 Freileitungssysteme in die Bewertungsmatrix übernommen. Der Grund für die hohe Anzahl an Freileitungssystemen ist, dass in NEPLAN[®] jedem Freileitungssystem im Netz eine Nichtverfügbarkeit zugeordnet wird und somit alle Freileitungssysteme des Netzes vorkommen. Bei der Ermittlung der Nichtverfügbarkeit aus dem Störungsgeschehen (Kapitel 5.4) kommen nur jene Freileitungssysteme vor, bei denen in den Jahren 2011 und 2012 mindestens eine beobachtete Versorgungsunterbrechung vorgekommen ist.

6. Bewertung

6.1. Allgemeines

Die Freileitungssysteme, welche in den Pareto-Analysen der Kapitel 5.4 und 5.6 der Kategorie A zugeordnet wurden, werden zu einer Bewertungsmatrix hinzugefügt. Somit ergeben sich folgende drei Bewertungskriterien zur Beurteilung der Freileitungssysteme:

- Der **ASIDI** der Freileitungssysteme,
- die **Nichtverfügbarkeit** Q_U , ermittelt aus dem **Störungsgeschehen**, sowie
- die **Nichtverfügbarkeit** $Q_{U,NEPLAN}$ ermittelt aus der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung in **NEPLAN**[®]

6.2. Neuartiges Konzept zur Effizienzbestimmung von Netzinvestitionen unter regulatorischen Aspekten

In der in Kapitel 5 beschriebenen Bewertungsmatrix werden die beiden Zuverlässigkeitskenngrößen Nichtverfügbarkeit Q_U und die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit ASIDI zur Bewertung der Freileitungssysteme herangezogen. Während bei einer Bewertung von Systemen nach der Nichtverfügbarkeit Q_U ausschließlich die Zuverlässigkeit des Systems berücksichtigt wird, werden bei einer Bewertung von Systemen nach den ASIDI-Werten zusätzlich deren installierte Leistungen mitberücksichtigt. In diesem Kapitel soll anhand eines einfachen Beispiels aufgezeigt werden, wie sich Investitionen je nach Bewertung dieser Zuverlässigkeitskenngrößen auswirken.

Dafür wird ein fiktives 20-kV-Verteilernetz mit zwei Freileitungsabgängen unterschiedlicher Länge betrachtet. An den Enden dieser beiden Freileitungssysteme befindet sich je eine Last, wie in Abbildung 6.1 dargestellt:

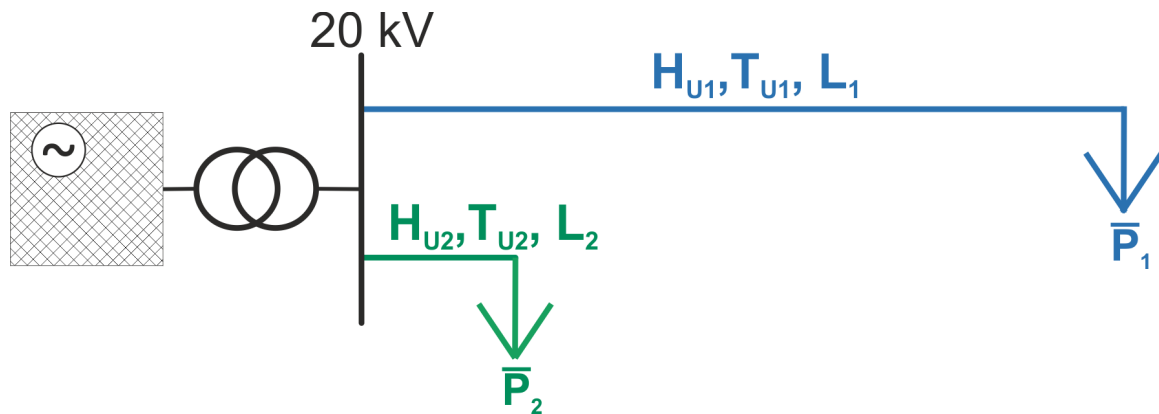


Abbildung 6.1.: Freileitungsnetz mit zwei Abgängen

Basisdaten:

$$\begin{array}{llll}
 H'_{U1} = 5 \frac{1}{100 \text{ km} \cdot \text{a}} & T_{U1} = 2 \frac{\text{h}}{\text{Störung}} & l_1 = 10 \text{ km} & \bar{P}_1 = 60 \text{ kW} \\
 H'_{U2} = 5 \frac{1}{100 \text{ km} \cdot \text{a}} & T_{U2} = 2 \frac{\text{h}}{\text{Störung}} & l_2 = 1 \text{ km} & \bar{P}_2 = 2000 \text{ kW}
 \end{array}$$

$$\text{VOLL (Value of Lost Load)} = 10 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

$$I' \text{ (spezifische Investitionskosten für Kabel)} = 100\,000 \frac{\text{€}}{\text{km}}$$

6.3. Bewertung der Freileitungssysteme nach deren Zuverlässigkeitskenngrößen

Im ersten Schritt erfolgt die Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen Q_U (Nichtverfügbarkeit) und ASIDI (Average Interruption Duration Index) für das Freileitungssystem 1 (blaue Leitung, siehe Abbildung 6.1):

$$Q_{U1} = H'_{U1} \cdot l_1 \cdot T_{U2} = 5 \frac{1}{100 \text{ km} \cdot \text{a}} \cdot 10 \text{ km} \cdot 2 \frac{\text{h}}{\text{Störung}} = 60 \frac{\text{min}}{\text{a}} \quad (6.1)$$

$$ASIDI_{LTG1} = \frac{Q_{U1} \cdot \bar{P}_1}{\sum \bar{P}} = \frac{60 \frac{\text{min}}{\text{a}} \cdot 60 \text{ kW}}{60 \text{ kW} + 2000 \text{ kW}} = 1,75 \frac{\text{min}}{\text{a}} \quad (6.2)$$

Danach erfolgt die Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen Q_U (Nichtverfügbarkeit) und ASIDI (Average Interruption Duration Index) für das Freileitungssystem 2 (grüne

Leitung, siehe Abbildung 6.1):

$$Q_{U2} = H'_{U2} \cdot l_2 \cdot T_{U2} = 5 \frac{1}{100 \text{ km} \cdot \text{a}} \cdot 1 \text{ km} \cdot 2 \frac{h}{\text{Störung}} = \mathbf{6 \frac{\text{min}}{\text{a}}} \quad (6.3)$$

$$ASIDI_{LTG2} = \frac{Q_{U1} \cdot \overline{P_2}}{\sum \overline{P}} = \frac{6 \frac{\text{min}}{\text{a}} \cdot 2000 \text{ kW}}{60 \text{ kW} + 2000 \text{ kW}} = \mathbf{5,83 \frac{\text{min}}{\text{a}}} \quad (6.4)$$

In Abbildung 6.2 wird die Bewertung der Freileitungssysteme nach Q_U mit der Bewertung der Freileitungssysteme nach deren ASIDI verglichen.

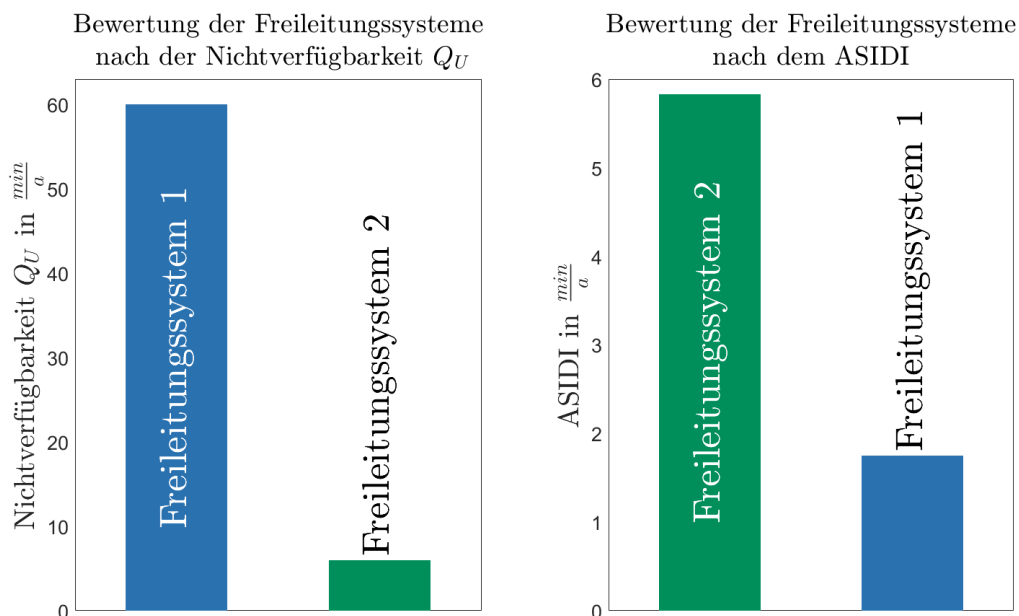


Abbildung 6.2.: Vergleich der Ergebnisse für die beiden Bewertungssysteme

Aus dem Vergleich der beiden Bewertungssysteme in Abbildung 6.2 geht hervor, dass die beiden Bewertungssysteme zu kontroversen Ergebnissen führen.

6.4. Betrachtung von Netzinvestitionen

In diesem Abschnitt soll gezeigt werden, nach wie vielen Jahren sich eine Investition in die Verkabelung der beiden untersuchten Freileitungssysteme rentiert, unter der Annahme, dass durch eine Verkabelung jährlich die Kosten für die nicht gelieferte Energie (CENS)

des jeweiligen Freileitungssystems eingespart werden. Diese Kosten werden auf Basis des VOLL (Value of Lost Load), welcher für Österreich mit ca. $10 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ angenommen wird, ermittelt.

Die Costs of Energy Not Supplied (CENS) für das Freileitungssystem 1 berechnen wie folgt:

$$CENS_1 = \overline{P}_1 \cdot Q_{U1} \cdot VOLL = 60 \text{ kW} \cdot 1 \frac{\text{h}}{\text{a}} \cdot 10 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = \mathbf{600 \frac{\text{€}}{\text{a}}} \quad (6.5)$$

CENS des Freileitungssystems 2:

$$CENS_2 = \overline{P}_2 \cdot Q_{U2} \cdot VOLL = 2000 \text{ kW} \cdot 0,1 \frac{\text{h}}{\text{a}} \cdot 10 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = \mathbf{2000 \frac{\text{€}}{\text{a}}} \quad (6.6)$$

Berechnung der Armortisationsdauern

Zur ersten schnellen Abschätzung, nach wie vielen Jahren sich die Investitionen in die Verkabelung der Freileitungssysteme lohnen, werden die Armortisationsdauern (oder auch Payback Period, PBP¹) für beide Investitionen berechnet.

Armortisationsdauer t_A des Freileitungssystems 1:

$$t_{A1} = \frac{l_1 \cdot I}{CENS_1} = \frac{10 \text{ km} \cdot 100\,000 \frac{\text{€}}{\text{km}}}{600 \frac{\text{€}}{\text{a}}} = \mathbf{1667 \text{ a}} \quad (6.7)$$

„Armortisationsdauer t_A des Freileitungssystems 2:

$$t_{A2} = \frac{l_1 \cdot I}{CENS_1} = \frac{1 \text{ km} \cdot 100\,000 \frac{\text{€}}{\text{km}}}{2000 \frac{\text{€}}{\text{a}}} = \mathbf{50 \text{ a}} \quad (6.8)$$

Betrachtung der Investitionen mit der Barwertmethode

Bei der Berechnung der Armortisationsdauern der Investitionen in Kabelsysteme wird ein Zinssatz i von 0 % angenommen und somit nicht mitberücksichtigt. Um diesen mitzuberechnen, muss die Anzahl der Jahre bis sich die Investitionen rentieren aus den Rentenbarwerten für die beiden Investitionen berechnet werden. Dafür wird ein Zinssatz i von 5 % angenommen aus welchem ein Zinsfuß q berechnet werden kann:

$$q = (1 + i) = 1,05 \quad (6.9)$$

¹Bei der Payback Period wird keine Barwertanalyse zugrunde gelegt.

Als Rentenbarwert BW_1 für das Freileitungssystem 1 werden die Investitionskosten für dessen Verkabelung angenommen:

$$BW_1 = l_1 \cdot I = 10 \text{ km} \cdot 100\,000 \frac{\text{€}}{\text{km}} = \mathbf{1\,000\,000 \text{ €}} \quad (6.10)$$

Die Berechnung des Rentenbarwertes in Abhängigkeit des Zinsfußes erfolgt durch eine geometrische Reihe:

$$BW_1 = CENS_1 \cdot \left(\frac{1}{q^0} + \frac{1}{q^1} + \frac{1}{q^2} + \dots + \frac{1}{q^n} \right) = CENS_1 \cdot \frac{1 - \frac{1}{q^{n+1}}}{1 - \frac{1}{q}} = \quad (6.11)$$

$$= 1000\,000 = 600 \cdot \frac{1 - \frac{1}{1,05^{n+1}}}{1 - \frac{1}{1,05}} \quad (6.12)$$

Diese Formel kann auf n (Anzahl der Jahre) umgeformt werden:

$$n = \frac{\ln \left(1 + \left(\frac{1000000}{600} \right) \cdot \left(1 - \frac{1}{1,05} \right) \right)}{\ln \left(\frac{1}{1,05} \right)} \quad (6.13)$$

Bei einem Zinsfuß von 1,05 ist diese Formel nicht lösbar, das heißt es gibt keinen Zeitpunkt, bei dem sich diese Investition bei einem Zinsfuß von 1,05 rentiert. Der Grund dafür wird bei einer Untersuchung der Konvergenz von Formel 6.12 ersichtlich.

$$1\,000\,000 \neq 600 \cdot \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1 - \frac{1}{1,05^{n+1}}}{1 - \frac{1}{1,05}} = 600 \cdot \frac{1}{1 - \frac{1}{1,05}} = 600 \cdot 20 \quad (6.14)$$

$$\mathbf{1\,000\,000 \neq 12\,000} \quad (6.15)$$

Die Betrachtung der Investitionskosten für eine Verkabelung des Freileitungssystems 2 ergibt ein ähnliches Bild. Die Berechnung des Rentenbarwertes BW_2 ergibt:

$$BW_2 = l_2 \cdot I = 1 \text{ km} \cdot 100\,000 \frac{\text{€}}{\text{km}} = \mathbf{100\,000 \text{ €}} \quad (6.16)$$

Eine Untersuchung des Konvergenzverhaltens von Formel 6.12 für den Rentenbarwertfaktor BW_2 und die $CENS_2$ ergibt:

$$100\,000 \neq 2000 \cdot \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1 - \frac{1}{1,05^{n+1}}}{1 - \frac{1}{1,05}} = 2000 \cdot \frac{1}{1 - \frac{1}{1,05}} = 2000 \cdot 20 \quad (6.17)$$

$$\mathbf{100\,000 \neq 40\,000} \quad (6.18)$$

Das bedeutet, dass beide Investitionen bei einem Zinssatz von 5 % finanziell nicht darstellbar sind. Die Costs of Energy Not Supplied (CENS) müssten für das Freileitungssystem 1 mindestens $50\,000 \frac{\text{€}}{\text{a}}$ und für das Freileitungssystem 2 mindestens $5\,000 \frac{\text{€}}{\text{a}}$ betragen, oder der Zinssatz niedriger gewählt werden, damit sich Investitionen dieser Größenordnungen rentieren.

6.5. Schlussfolgerung

In Anbetracht der volkswirtschaftlichen Bedeutung einer zuverlässigen Stromversorgung, ist aufgrund der Costs of Energy Not Supplied (CENS) eine Gewichtung gemäß ASIDI-Werten, einer Gewichtung gemäß der (leistungsmäßig ungewichteten) Nichtverfügbarkeit Q_U vorzuziehen.

Um dennoch die bisher übliche (leistungsmäßig ungewichtete) Nichtverfügbarkeit Q_U weiterhin in einen gewissen Umfang zu berücksichtigen, wird folgende Gewichtung der im vorigen Kapitel berechneten Bewertungskriterien für die Ausbaustrategie vorgeschlagen.

ASIDI	70 %
Nichtverfügbarkeit Q_U	20 %
Nichtverfügbarkeit $Q_{U,NEPLAN}$	10 %

6.6. Anwendung auf das Verteilernetz der Betriebsregion West

In diesem Abschnitt wird eine Bewertung auf Basis der in Kapitel 6.5 vorgeschlagenen Gewichtung für das Verteilernetz der Betriebsregion West durchgeführt. Die Gewichtung erfolgt mithilfe von Punkten, welche innerhalb eines Bewertungskriteriums, entsprechend dem Anteil an der Gesamtsumme des jeweiligen Kriteriums vergeben werden. Die Verteilung der Punkte entspricht der Verteilung des jeweiligen Kriteriums, wobei der größte Wert in einem Kriterium mit 100 Punkten gewertet wird und der nächst kleinere Wert entsprechend der Verteilung mit weniger Punkten versehen wird. Für jedes Freileitungssystem werden die somit erhaltenen Punkte aus den drei Bewertungskriterien addiert und auf 1 p.u. normiert. Mit dieser Gesamtpunktezahl wird anschließend eine Pareto-Analyse durchgeführt. Der Ablauf dieser Bewertung ist in Abbildung 6.3 dargestellt.

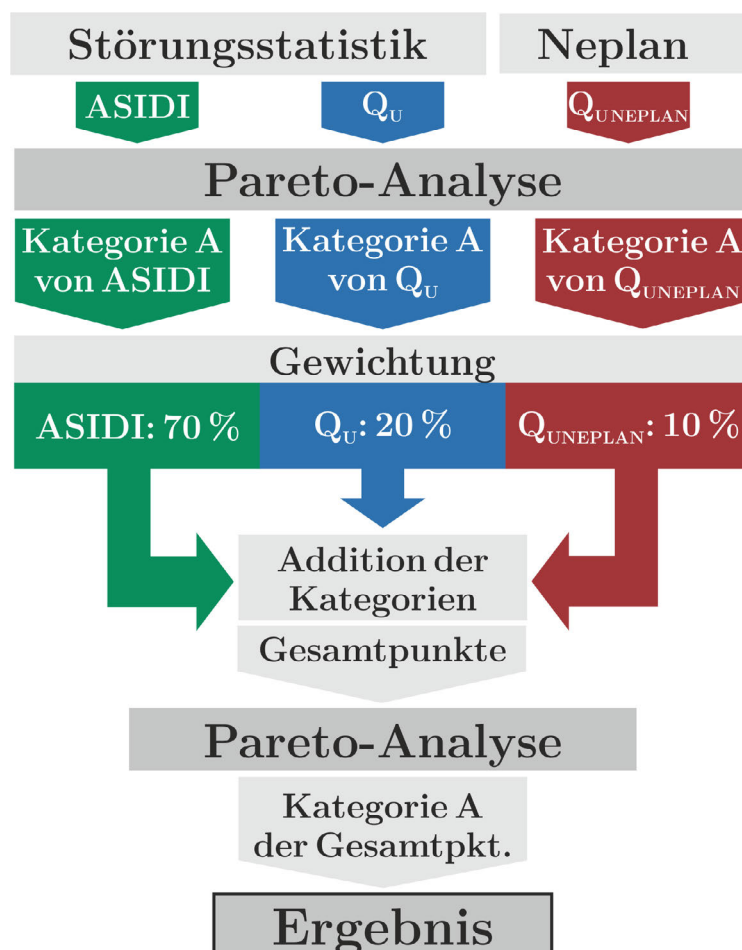


Abbildung 6.3.: Ablauf der Bewertung von Freileitungssystemen

Das Ergebnis der Bewertung ist in Tabelle 6.1 dargestellt.

Kennung -	L km	Absolutwerte			Gewichtung				Rang -
		Q_U $\frac{\min}{a}$	Q_{UNEP} $\frac{\min}{a}$	$ASIDI$ $\frac{\min}{a}$	Q_U pkt	Q_{UNEP} pkt	$ASIDI$ pkt	GEW p.u.	
M2-451	9,3	64,8	193,5	0,328	29,5	69,7	91,2	1,000	1
M2-719	4,1	75,7	55,7	0,335	34,4	20,1	93,1	0,966	2
M2-639	8,0	21,2	53,0	0,360	9,7	19,1	100,0	0,963	3
M2-113	7,1	56,1	106,7	0,324	25,5	38,4	90,1	0,939	4
M2-45901	1,2	220,0	20,0	0,215	100,0	7,2	59,7	0,815	5
M2-455	9,2	29,3	193,7	0,254	13,3	69,8	70,5	0,769	6
M2-128	17,6	48,1	277,5	0,201	21,9	100,0	55,8	0,697	7
M2-1282	9,8	66,2	160,0	0,191	30,1	57,7	53,1	0,638	8
M2-1259	1,8	177,3	28,6	0,148	80,6	10,3	41,2	0,600	9
M2-128D1	2,4	58,8	36,3	0,201	26,7	13,1	55,8	0,596	10
M2-468	1,1	66,5	65,4	0,189	30,2	23,6	52,7	0,590	11
M2-4594	5,7	32,6	114,2	0,180	14,8	41,1	50,1	0,550	12
M2-462	9,2	113,8	150,8	0,129	51,7	54,3	35,8	0,532	13
M2-129	9,6	33,0	173,2	0,159	15,0	62,4	44,0	0,522	14
M2-695	1,3	99,2	46,0	0,140	45,1	16,6	38,8	0,494	15
M2-472D	1,0	44,9	15,0	0,153	20,4	5,4	42,6	0,449	16
M2-123	15,9	10,5	249,8	0,113	4,8	90,0	31,5	0,417	17
M2-4592	1,9	127,4	27,8	0,098	57,9	10,0	27,3	0,414	18
M2-453	2,7	16,1	36,5	0,146	7,3	13,2	40,5	0,406	19
M2-711A	1,7	174,4	24,7	0,072	79,3	8,9	20,1	0,402	20
M2-472	5,9	45,8	116,3	0,113	20,8	41,9	31,5	0,396	21
M2-46265	1,2	110,9	18,2	0,094	50,4	6,6	26,2	0,379	22
M2-46262	2,2	85,0	31,2	0,102	38,6	11,2	28,4	0,374	23
M2-459	12,5	17,2	245,2	0,085	7,8	88,4	23,8	0,352	24
M2-708	9,3	35,5	104,8	0,099	16,1	37,8	27,6	0,343	25

Tabelle 6.1.: Bewertungsmatrix für die ersten 25 Freileitungssysteme

In Abbildung A.1 ist das Pareto-Diagramm für die Gesamtgewichtung der untersuchten Freileitungssysteme dargestellt.

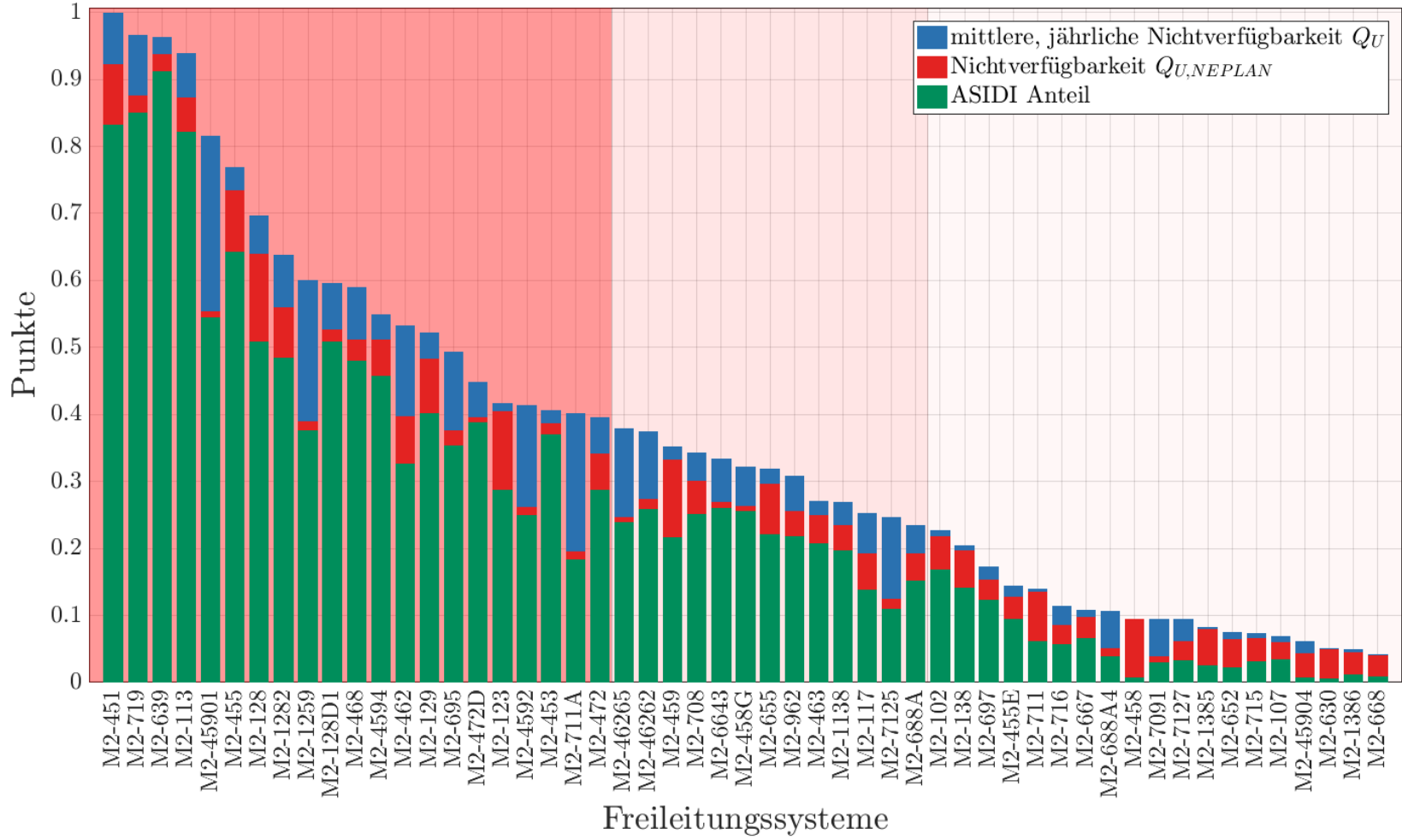


Abbildung 6.4.: Pareto-Analyse der untersuchten Freileitungssysteme anhand der Gesamtgewichtung

Für die in Kategorie A befindlichen 21 Freileitungssysteme wird in weiterer Folge untersucht, welche Auswirkung eine Verkabelung dieser Leitungen auf das Verteilernetz der Betriebsregion West hat. Die Verkabelung soll dafür schrittweise für diese 21 Freileitungssysteme erfolgen und bis zum Jahr 2025 abgeschlossen sein. Die Gesamtlänge der betrachteten Freileitungssysteme beträgt 126,5 Kilometer. Bei einer Verkabelung dieser Systeme würde dies eine Steigerung des Verkabelungsgrades von aktuell 39,8 % auf 46 % bedeuten.

Abbildung 6.5 zeigt die geographische Lage dieser 21 Freileitungssysteme. Die zur Verkabelung vorgeschlagenen Freileitungssysteme sind dabei gelb markiert. Der Großteil dieser Freileitungssysteme verläuft strahlenförmig und befindet sich am westlichen Rand des Netzes.

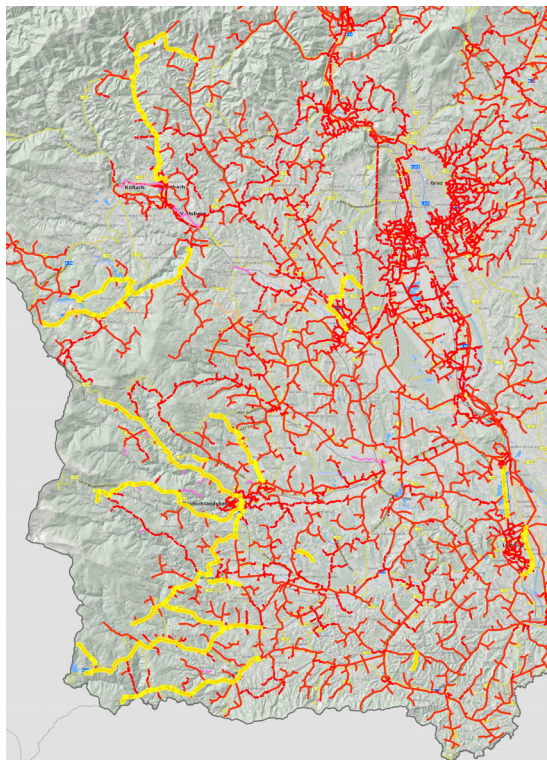


Abbildung 6.5.: Geographische Lage der Top 21 Freileitungssysteme aus der Bewertungsmatrix

Bemerkung: Zum Vergleich wird im Anhang A.2 eine Bewertung mit folgender Gewichtung dargestellt:

ASIDI	33 %
Nichtverfügbarkeit Q_U	33 %
Nichtverfügbarkeit $Q_{U,NEPLAN}$	33 %

7. Auswirkung fortschreitender Verkabelung

In diesem Kapitel wird anhand spezieller exemplarisch für die Verkabelung vorgesehener Freileitungen untersucht, welche Auswirkungen eine Verkabelung dieser ermittelten Freileitungssysteme auf die Versorgungszuverlässigkeit, die Löschgrenze, die Spannungsgrenzen sowie die Kurzschlussleistung hat.

Für die Verkabelung der Freileitungssysteme wird ein VPE Kabel des Typs E-A2XHCJ2Y 1x240/25 gewählt. Die Kenndaten dieses Kabels befinden sich in Tabelle 2.1 Zeile 12.

Für die nachfolgenden Untersuchungen werden zwei Varianten verglichen:

- **Variante 1** ist der **Ursprüngliche Netzzustand** (Stand: 01.01.2015) und
- **Variante 2** ist die **vollständige Verkabelung** von 25 Freileitungssystemen (wird in weiterer Folge Ziel-Szenario 2025 genannt)

Bei der vollständigen Verkabelung wird angenommen, dass die bestehenden Freileitungssysteme 1:1 ersetzt werden. In der Realität geht eine Verkabelung eines Freileitungssystems häufig auch mit einer Topologieänderung einher, indem Stationen, die durch eine Stichleitung versorgt werden, eingeschleift werden. Durch diese Einschleifung ergeben sich im Netz zusätzliche Schaltmöglichkeiten, welche im Fehlerfall zur selektiven Abschaltung genutzt werden können. Dies wirkt sich positiv auf die Versorgungszuverlässigkeit aus.

Als Beispiel für eine solche Topologieänderung ist auf der linken Seite in Abbildung 7.1 ein Freileitungssystem als Stich ausgeführt, welche fünf Stationen versorgt. Durch die Verkabelung ändert sich die Topologie dieser Leitung, wie auf der rechten Seite der Abbildung dargestellt. Bei einem Fehler, zum Beispiel zwischen Station B und C, würde im Freileitungsfall der gesamte Leitungszug ausfallen und alle Stationen von der Versorgung abgetrennt werden, bis der Fehler behoben ist. Tritt derselbe Fehler bei der

Kabelleitung auf, so können durch die mögliche selektive Abschaltung die Stationen B und A weiterversorgt werden und nur die Stationen C, D und E werden von der Versorgung abgetrennt. Dadurch ergibt sich, bedingt durch die Topologie, eine höhere Versorgungszuverlässigkeit.

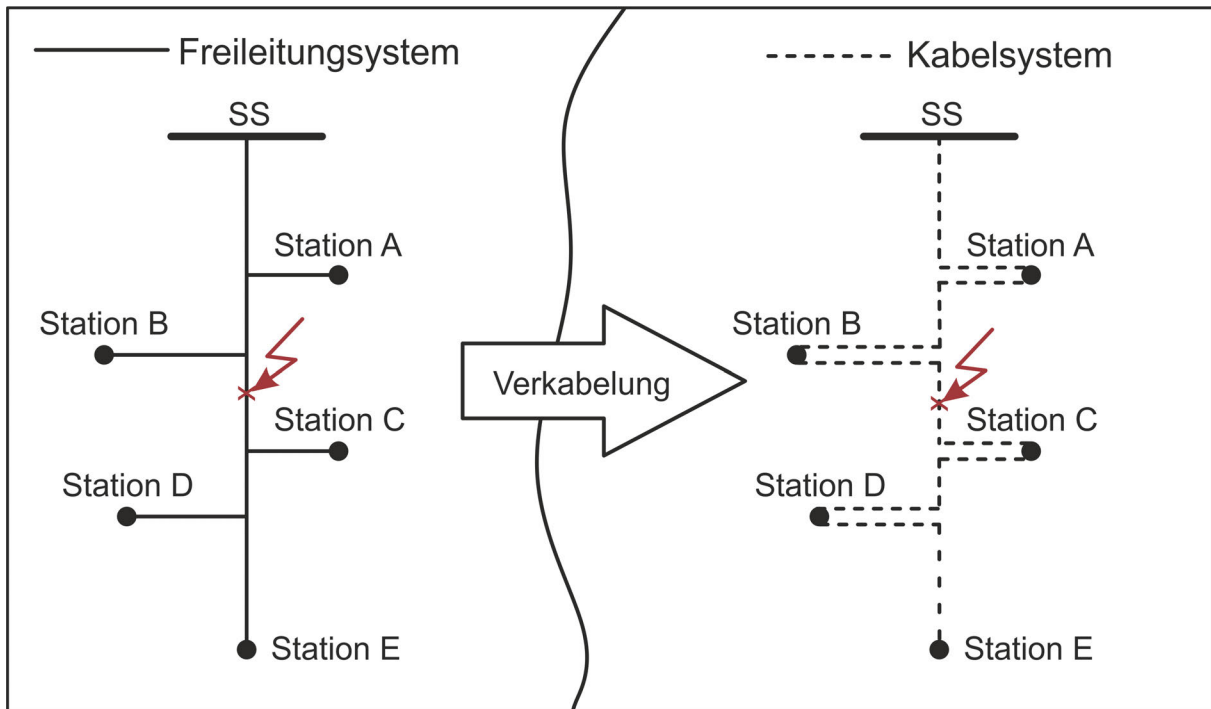


Abbildung 7.1.: Häufige Änderung der Topologie bei Verkabelung eines Freileitungssystems

7.1. Roadmap für die Verkabelung bis zum Jahr 2025 (Ziel-Szenario 2025)

Im ersten Schritt wird eine Roadmap für die schrittweise Verkabelung der ausgewählten 21 Freileitungssysteme erstellt. Dafür muss für das betrachtete Netz die jährliche Kabelzuwachsrate ermittelt werden. Anhand eines von der Energienetze GmbH vordefinierten Kostenpfades lässt sich für das Verteilernetz der Betriebsregion West eine mittlere jährliche Kabelzuwachsrate von 25,5 Kilometern pro Jahr ableiten. Des Weiteren lässt sich ein Rückgang der jährlichen Kabelzuwachsrate von ca. 4,5 Kilometern feststellen. Dieser Rückgang lässt sich durch die Anreizregulierung erklären, in der ein Kostenpfad vorgegeben wird, um die Effizienz zu steigern. Durch den bereits hohen Anteil an Energiekabeln im Verteilernetz werden zur Effizienzsteigerung für die Zukunft geringere Investitionssummen für die Verkabelung vorgesehen.

Um die Verkabelung der 21 Freileitungssysteme bis zum Jahr 2025 zu erreichen, wurde, unter Berücksichtigung des Kostenpfades, folgende jährliche Kabelzuwachsrate ermittelt:

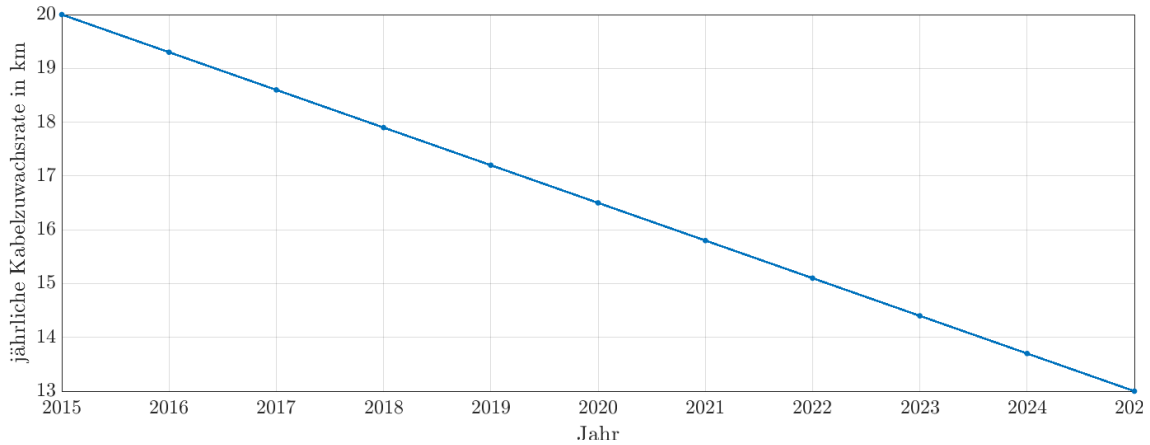


Abbildung 7.2.: Entwicklung der Kabelzuwachsrate bis zum Jahr 2025

Das bedeutet, dass im Jahr 2016 ca. 20 Kilometer verkabelt werden können, im Jahr 2017 ca. 19 Kilometer und so weiter. Mit dieser Kenntnis lässt sich folgende Roadmap für die 21 Freileitungssysteme erstellen:

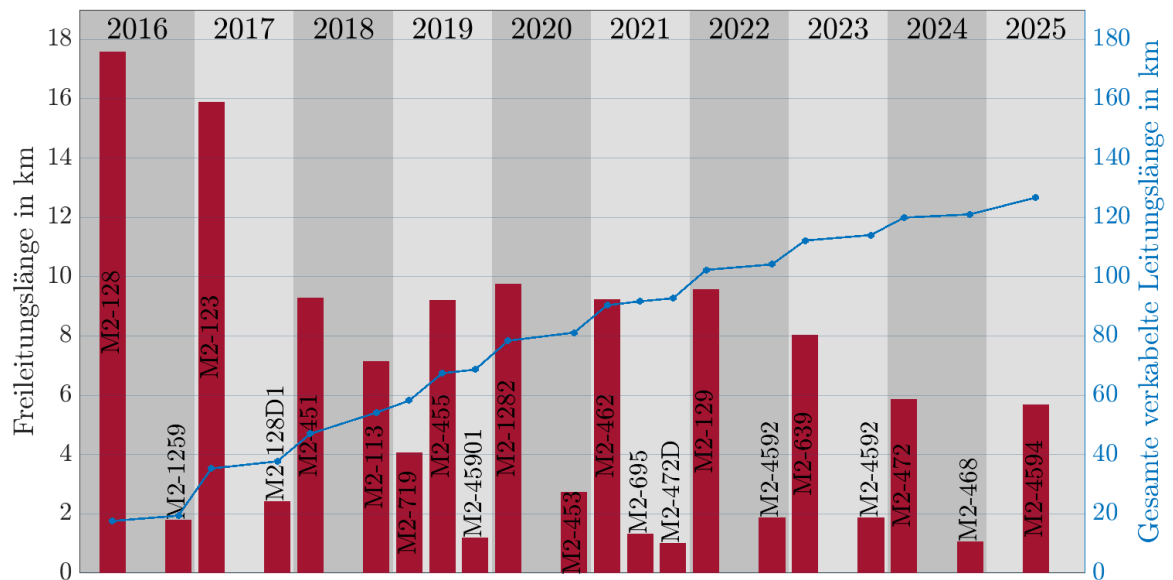


Abbildung 7.3.: Roadmap zur Verkabelung der 21 Freileitungssysteme aus der Bewertungsmatrix (Ziel-Szenario 2025)

Bei dieser Roadmap wird der Reihenfolge der für die Verkabelung vorgesehenen Freileitungssysteme gemäß dem Ergebnis der Bewertung in Kapitel 6.6 durchgeführt. Um die pro Jahr zur Verkabelung vorgesehene Systemlänge optimal auszunutzen, kann es vereinzelt zu Abweichungen von dieser Reihenfolge kommen.

7.2. Auswirkung der Verkabelung auf die Versorgungszuverlässigkeit

Für die Untersuchung der Versorgungszuverlässigkeit des Verteilernetzes der Betriebsregion West werden mehrere Zuverlässigkeitsberechnungen bei verschiedenen Verkabelungsgraden in NEPLAN[®] durchgeführt. Der Verkabelungsgrad variiert dabei zwischen 0 und 100 Prozent. Für jede Berechnung wurde in NEPLAN[®] ein eigenes Modell mit dem entsprechenden Verkabelungsgrad erstellt. Um für diese Modelle eine Reihenfolge der zu verkabelnden Leitungssysteme festzulegen, wird die Zuverlässigkeitsberechnung zu Beginn für das Verteilernetz, ausgeführt als reines Freileitungsnetz, durchgeführt. Die Reihenfolge der zu verkabelnden Leitungssysteme erfolgt aus der Reihung der Freileitungen nach deren berechneten Nichtverfügbarkeiten.

Aus den Ergebnissen der einzelnen Zuverlässigkeitsberechnungen können die ASIDI-Werte der einzelnen Modelle ermittelt werden. Diese ASIDI-Werte sind in Abbildung 7.4 in Abhängigkeit des Verkabelungsgrades dargestellt. Durch lineare Interpolation der einzelnen Punkte entsteht die blaue Ausgleichsgerade. Durch diese Gerade kann der ASIDI für jeden beliebigen Verkabelungsgrad zwischen 0 und 100 % aus dem Diagramm abgelesen werden.

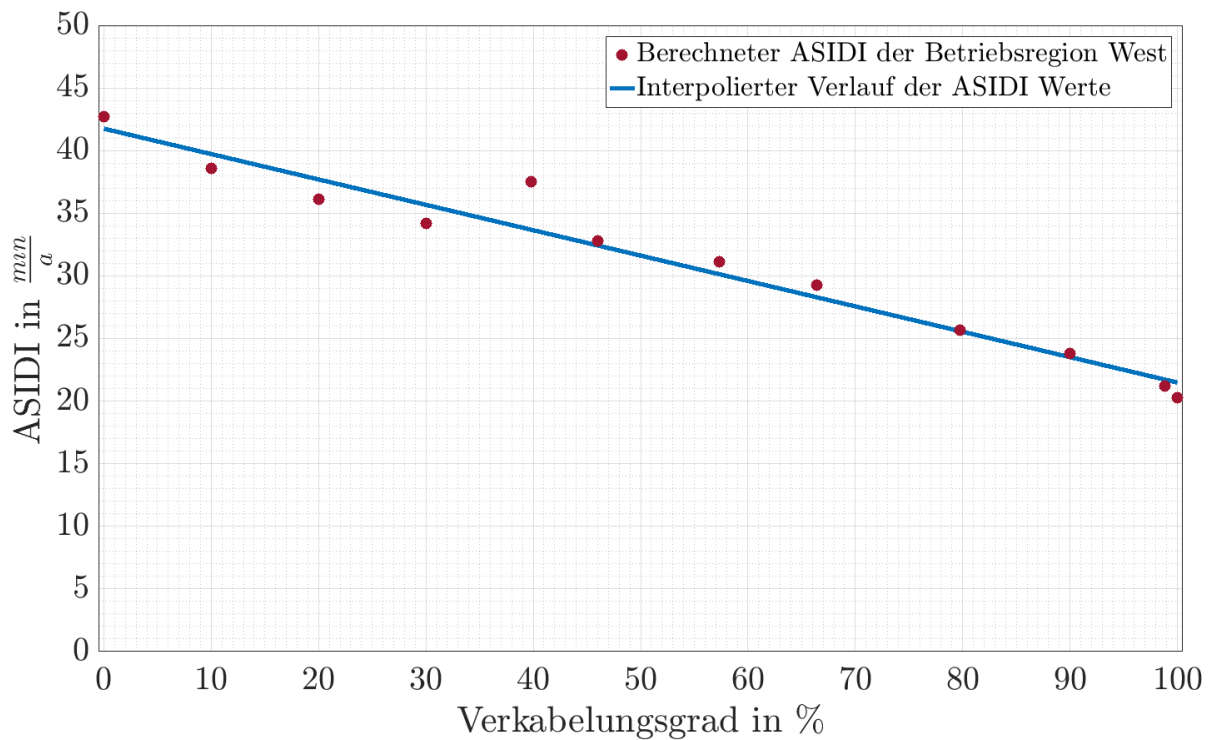


Abbildung 7.4.: Berechnete ASIDI-Werte aus NEPLAN® in Abhängigkeit des Verkabelungsgrades des Verteilernetzes der Betriebsregion West, Netzzustand Basis 2015

7.2.1. Forecast des ASIDI für die Betriebregion West

Die ASIDI-Werte in Abbildung 7.4 sind auf die installierte Transformatorleistung des Verteilernetzes West im Jahr 2015 bezogen. Um die Auswirkung der Verkabelung auf den ASIDI-Wert des Verteilernetzes West für das Ziel-Szenario 2025 zu ermitteln wird die installierte Transformatorleistung des Jahres 2025 benötigt. Unter Zuhilfenahme der installierten Transformatorleistungen der Jahre 2003–2015 für das gesamte Verteilernetz der Energienetze Steiermark GmbH, wird diese für das Jahr 2025 mit der Annahme eines linearen Zuwachses hoch skaliert.

Der ASIDI-Wert für das Ziel-Szenario 2025 (Verkabelungsgrad=46 %) kann aus Abbildung 7.4 abgelesen werden, da sich dieser Wert jedoch auf die installierte Transformatorleistung des Jahres 2015 bezieht, muss dieser mithilfe der prognostizierten installierten Transformatorleistung für das Jahr 2025 umgerechnet werden und ergibt einen **ASIDI-Wert von 26,7 Minuten pro Jahr**, dies entspricht eine Verminderung des ASIDI-Wertes um ca. 26 % gegenüber des ASIDI-Wertes von 2015. Diese Verbesserung des ASIDI-Wertes wird ca. zur Hälfte durch die Verkabelung des Ziel-Szenario 2025 und

zur Hälfte durch die prognostizierte steigende Transformatorleistung hervorgerufen. Der Referenzwert $ASIDIQ$ für das Q-Element berechnet sich wie in Formel 3.8 angeführt aus der Summe aus 100 % des ASIDI für ungeplante Versorgungsunterbrechungen und 50 % der geplanten Versorgungsunterbrechungen.

Die in diesem Kapitel angegebenen ASIDI-Werte resultieren aus Zuverlässigkeitsberechnungen in NEPLAN[®] und müssen daher wie ASIDI Werte von ungeplanten Versorgungsunterbrechungen betrachtet werden. Zur Ermittlung des ASIDI-Wertes für geplante Versorgungsunterbrechungen wird auf Basis historischer Werte angenommen, dass dieser jährlich ca. 40 % vom $ASIDI_{Gesamt}$ beträgt. Unter dieser Annahme ergeben sich ASIDIQ-Werte ($= ASIDI_{ungeplant} + 0.5 \cdot ASIDI_{geplant}$) für das Verteilernetz der Betriebsregion West von ca. 60 Minuten pro Jahr für das Jahr 2015 und 42.7 Minuten pro Jahr für das Jahr 2025 (im Ziel-Szenario 2025).

7.2.2. Auswirkung der Verkabelung auf den ASIDI des gesamten Verteilernetzes

Der ASIDI-Wert des Verteilernetzes der Betriebsregion West (37,5 Minuten pro Jahr) entspricht im Jahr 2015 einem Anteil von ca. 8 Minuten oder ca. 30 % am ASIDI des gesamten Verteilernetzes der Energienetze Steiermark GmbH. Durch die Verkabelung der 21 Freileitungssysteme (aus dem Ziel-Szenario 2025) im Jahr 2015 hätte sich dieser Anteil von ca. 30 % auf ca. 26 % verringert. Das bedeutet, dass die Verkabelung der 21 Freileitungssysteme mit einer Gesamtsystemlänge von ca. 130 km im Jahr 2015 den ASIDI für die Verteilernetze der Energienetze Steiermark um ca. **eine Minute verringert** hätte.

Unter der Annahme, dass der Wert der nicht gelieferten Energie dem Value of Lost Load (VOLL) entspricht und somit für Österreich mit 10,6 € [21] angenommen werden kann, entspricht die Verringerung des ASIDI für das gesamte Verteilernetz der Energienetze Steiermark GmbH um eine Minute einer Kostenersparnis (siehe Formel 7.1) von ca. 640 000 €.

$$K_{\Delta ASIDI} = VOLL \cdot \Delta ASIDI \cdot S_{N \text{ installiert}} = VOLL \cdot ENS \quad (7.1)$$

$K_{\Delta ASIDI}$	Kostenersparnis
$\Delta ASIDI$	Differenz der ASIDI-Werte vor und nach der Verkabelung
$S_{N \text{ installiert}}$	installierte Transformatorleistung des betrachteten Netzgebietes

7.3. Untersuchung der Kurzschlussleistung

Zur Untersuchung der Auswirkungen der Verkabelung auf die Kurzschlussleistung wird in NEPLAN[®] eine Kurzschlussberechnung durchgeführt.

Für die Durchführung der Kurzschlussberechnung wird in NEPLAN[®] ein satter dreipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung durchgeführt. Das Netz wird dabei durch seine Netzimpedanz repräsentiert. Generatoren und Transformatoren werden durch deren Innenimpedanz abgebildet. Der Kurzschlussstrom für einen dreipoligen Kurzschluss an der Fehlerstelle berechnet sich dabei wie folgt:

$$Ik_1'' = \frac{U_{0k}}{Zk_1} \quad Ik_2'' = 0 \quad Ik_0'' = 0 \quad (7.2)$$

Ik_i	Anfangskurzschlussstrom am Fehlerknoten des Mit- (i=1) Gegen- (i=2) und Nullsystems (i=0)
U_{0k}	Betriebsspannung oder Spannung am Fehlerknoten vor Eintritt des Fehlers
Zk_1	Impedanz am Fehlerknoten des Mitsystems

Die Höhe der Betriebsspannung U_{0k} wird abhängig von der Berechnungsmethode festgelegt. Für die Kurzschlussberechnung in dieser Arbeit wird die Berechnungsmethode nach IEC60909 gewählt. Bei dieser Methode ist die Betriebsspannung $U_{0k} = c \cdot U_n$. Der Faktor ist abhängig von der Netzennspannung und wird von NEPLAN[®] gemäß der Norm automatisch festgelegt.

Die Kurzschlussleistung Sk'' berechnet sich beim dreipoligen Fehler wie folgt:

$$Sk'' = 3 \cdot U_n \cdot |Ik''| \quad (7.3)$$

Diese Größe repräsentiert nicht die Leistung am Fehlerort, sondern ist eine fiktive Größe, welche jedoch ein wichtiger Parameter bei der Dimensionierung von Schaltanlagen und Schutzgeräten ist. Außerdem hat eine höhere Kurzschlussleistung einen positiven Einfluss auf die Spannungsqualität.

In Abbildung 7.5 ist die Kurzschlussleistung vom Ziel-Szenario 2025 (+130 Kilometer Kabel) bezogen auf die Kurzschlussleistung des ursprünglichen Netzzustandes an den Fehlerstellen dargestellt.

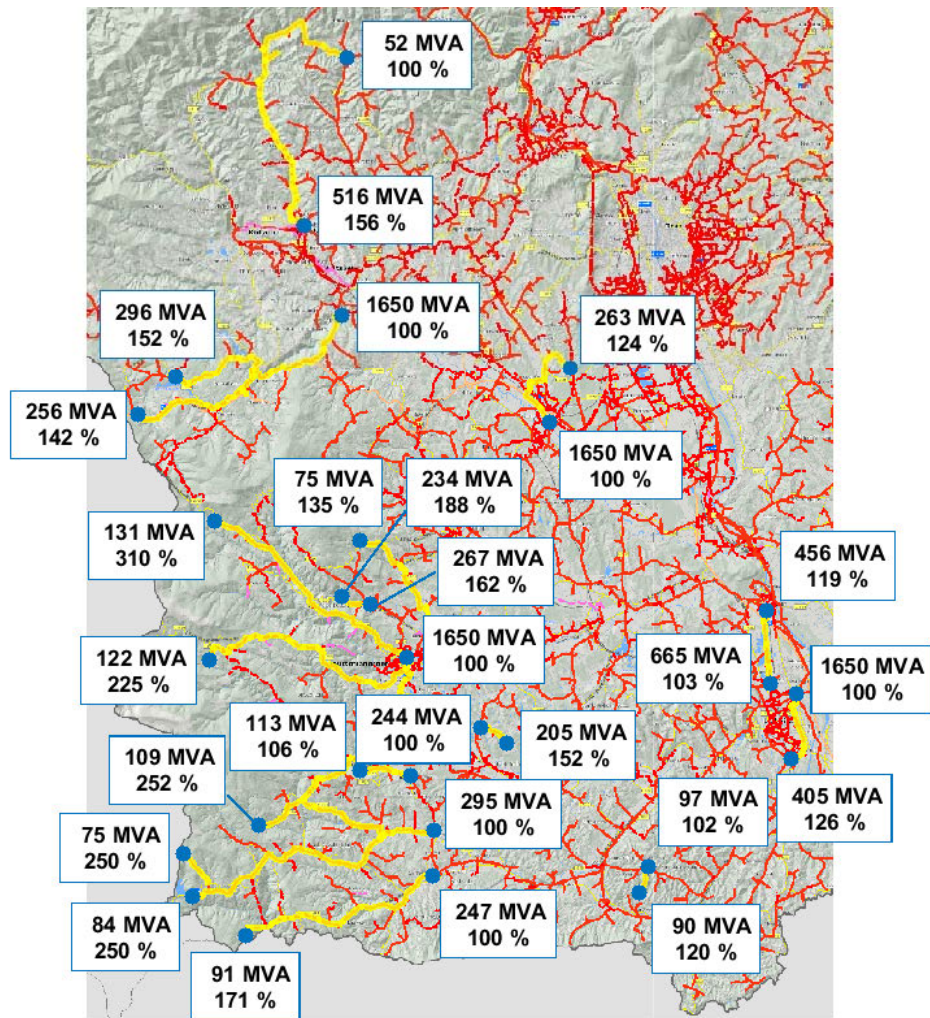


Abbildung 7.5.: Berechnete Kurzschlussleistung $S_{k''}$ des Ziel-Szenarios bezogen auf die Kurzschlussleistung des ursprünglichen Netzzustandes an den Fehlerstellen

Die genauen Ergebnisse der Kurzschlussberechnung befinden sich in Tabelle A.5 im Anhang.

7.4. Untersuchung der Spannungsgrenzen

Um das Spannungsniveau an ausgewählten Knoten zu untersuchen, werden für die gesamte Betriebsregion West Lastflussberechnungen mit Lastprofilen in NEPLAN[®] durchgeführt.

Lastflussberechnung mit Lastprofilen in NEPLAN[®]

Bei der Lastflussberechnung in NEPLAN[®] stehen mehrere Methoden zur Auswahl. Für die nachfolgenden Berechnungen wurde die Newton Raphson Methode ausgewählt. Bei dieser wird für jeden Netzknoten folgende Fehlergleichung aufgestellt [25]:

$$\Delta S_i = (P_i - j \cdot Q_i) - U_i \cdot \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* \cdot U_k^* \quad (7.4)$$

ΔS_i	Scheinleistungsfehler des Knotens i
P_i	Wirkleistungsvorgabe des Knotens i
Q_i	Blindleistungsvorgabe des Knotens i
U_i	Spannung des Knotens i
Y_{ik}	Knotenadmittanzmatrix
U_k	komplexe Spannung der Fehlergleichung

Bei dieser Methode werden P_i und Q_i vorgegeben und die komplexen Spannungen U_k sind zu finden, sodass der Scheinleistungsfehler ΔS_i Null wird. Durch mehrere Iterationsschritte werden die komplexen Spannungen so angepasst, dass der Scheinleistungsfehler unter einer vorgegebenen Schranke liegt und die Berechnung abgebrochen werden kann [25].

Bei der Lastflussberechnung mit Lastprofilen werden gemessene Leistungen ($P(t)$ und $Q(t)$) für P_i und Q_i vorgegeben. Dabei wird für jedes Messwertepaar im vorgegebenen Zeitraum eine Lastflussberechnung durchgeführt. Liegen die Messwerte zum Beispiel in Viertelstundenwerten vor und es soll eine Berechnung über einen Zeitraum von einer Stunde durchgeführt werden, so müssen dafür von NEPLAN[®] vier Lastflussberechnungen durchgeführt werden [25].

Das Modell zur Lastflussberechnung wird mithilfe einer Schnittstelle zum Prozessleitsystem der Energienetze Steiermark GmbH erstellt. In dieses Modell werden die Trennstellen (Stand 16.09.2015) und die Lasten für die entsprechenden Lastprofile eingepflegt.

Analyse der Lastprofile

Zur Lastflussberechnung mit Lastprofilen stehen Lastprofile aller Lasten der Betriebsregion West für das gesamte Jahr 2015 zur Verfügung. Die Lastprofile stammen zum Teil aus realen Messungen und zum Teil aus Normlastprofilen des Netzbetreibers. Wird die Lastflussberechnung für die Betriebsregion West über einen Zeitraum von einem Jahr durchgeführt, so sind über 35 000 Lastflussberechnung für über 3500 Knoten nötig. Um den damit verbundenen Rechenaufwand einzuschränken, werden aus den Lastprofilen zwei repräsentative Wochen herausgefiltert und der Berechnungszeitraum somit auf je eine Woche (ca. 670 Lastflussberechnungen) beschränkt. Diese beiden Wochen sollen eine typische Starklastwoche bzw. Schwachlastwoche repräsentieren, da dabei das erlaubte Spannungsband am ehesten unter- bzw. überschritten wird.

Zur Ermittlung der Starklastwoche bzw. der Schwachlastwoche wurde für jedes Lastprofil der Energieverbrauch pro Monat errechnet und zur weiteren Auswertung in eine Datenbank geschrieben. Zusätzlich wurde für jedes Lastprofil das Auftreten von Lastspitzen und Lasttiefpunkten gezählt. Die Zeitpunkte dieser Lastspitzen bzw. Lasttiefpunkte wurden ebenfalls in eine Datenbank eingefügt und zusammen mit dem Energieverbrauch pro Monat statistisch ausgewertet. Diese Auswertung ergab:

- die Woche vom **19. bis 25. Jänner** als **Starklastwoche** und
- die Woche vom **15. bis 21. Juni** als **Schwachlastwoche**

Da bis zum Jahr 2025 ein Lastzuwachs [34] zu erwarten ist, müssen die bestehenden Lastprofile aus dem Jahr 2015 für das Jahr 2025 hochskaliert werden. In einem aktuellen Monitoring-Bericht „*Thema Versorgungssicherheit Strom*“ [34] der Regulierungsbehörde wird für den Zeitraum von 2015–2025 ein durchschnittlicher jährlicher Stromverbrauchszuwachs von 0,4 % prognostiziert. Mit diesem jährlichen Stromverbrauchszuwachs können die Lasten wie folgt hoch skaliert werden:

$$P_{2025} = \left(1 + \frac{0,4}{100}\right)^{2025-2015} \cdot P_{2015} = 1,041 \cdot P_{2015} \quad (7.5)$$

P_{2015} Lastprofilwert des Jahres 2015

P_{2025} Lastprofilwert des Jahres 2025

Bemerkung: Der Lastzuwachs aus dem aktuellen Monitoring-Bericht [34] ist ein durchschnittlicher Wert für ganz Österreich. In ländlichen Gebieten ist eine zunehmende

Abwanderung der Bevölkerung in Städte wahrnehmbar, dadurch ergibt sich eine Umverteilung der Verbraucher und somit auch eine Umverteilung der Lasten im Netz. Dies könnte in Zukunft zu einer Lastminderung in ländlichen Gebieten führen.

Ergebnisse der Lastflussberechnungen mit Lastprofilen

In den nachfolgenden Untersuchungen werden die Spannungen an den Enden und Anfängen der zu verkabelten Freileitungen vor und nach deren Verkabelung betrachtet. Die dabei betrachteten Knoten werden in Abbildung 7.6 blau markiert.

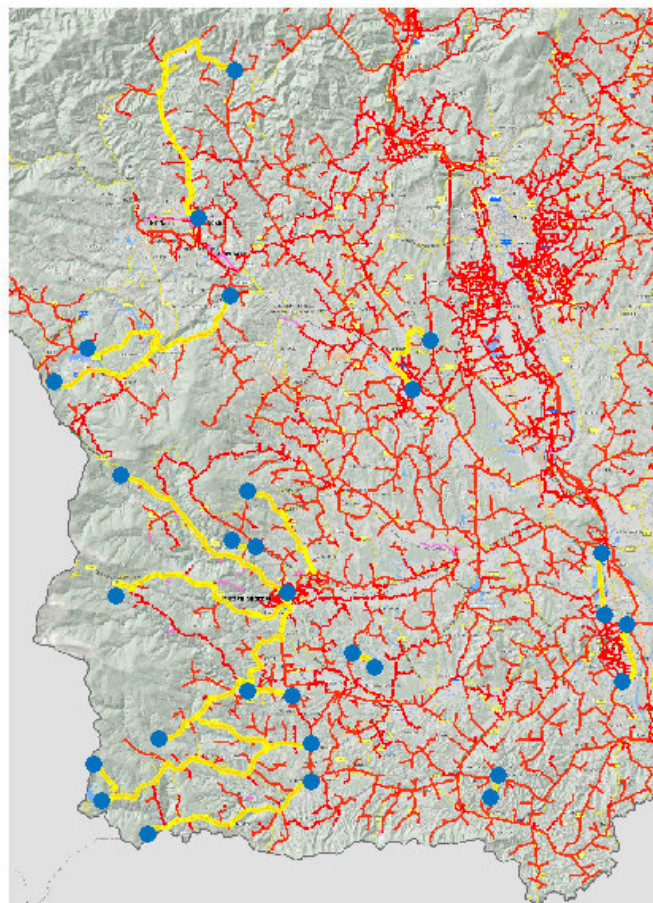


Abbildung 7.6.: Betrachtete Knoten der Lastflussberechnungen

Für die Mittelspannung wurde das zulässige Spannungsband von der Energienetze Steiermark GmbH basierend auf den Normen ÖVE/ÖNORM EN 50160 und ÖNORM E1100 auf +2 % und -5 % der Nennspannung begrenzt. Die Knotenspannungen dürfen somit maximal 102 % und minimal 95 % der Nennspannung betragen.

Analyse der Starklastwoche

Bei den in Abbildung 7.7 dargestellten Spannungsverläufen der betrachteten Knoten ist ersichtlich, dass es bei einem Knoten zu Unterschreitungen des internen zulässigen Spannungsbandes kommt. Die kumulierte Dauer der Unterschreitung des Spannungsbandes in diesem Knoten beträgt eine Stunde und ist mit weniger als ein Prozent des betrachteten Zeitraums relativ gering.

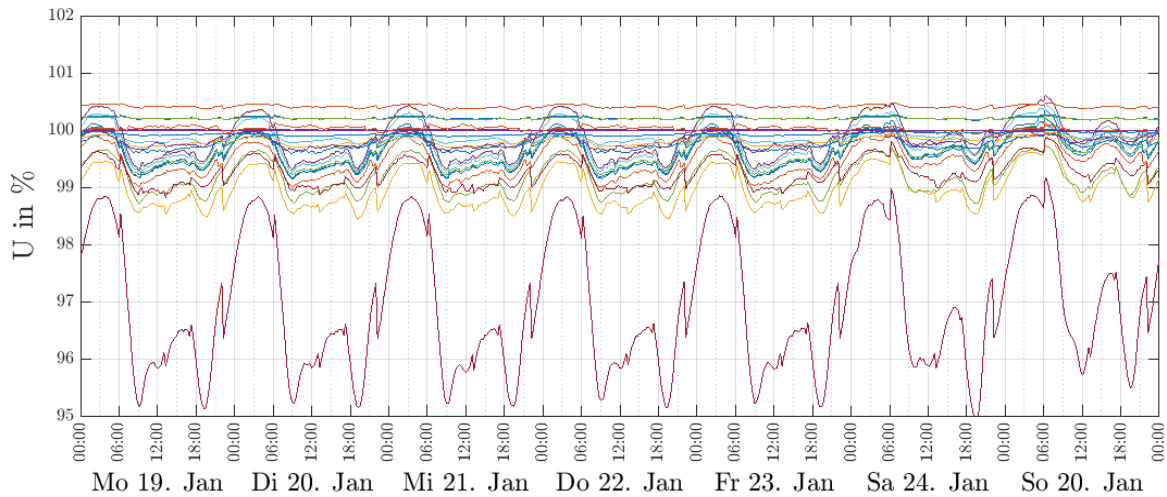


Abbildung 7.7.: Berechnete Spannungsverläufe für vom ursprünglichen Netzzustand 2015 während der Starklastwoche

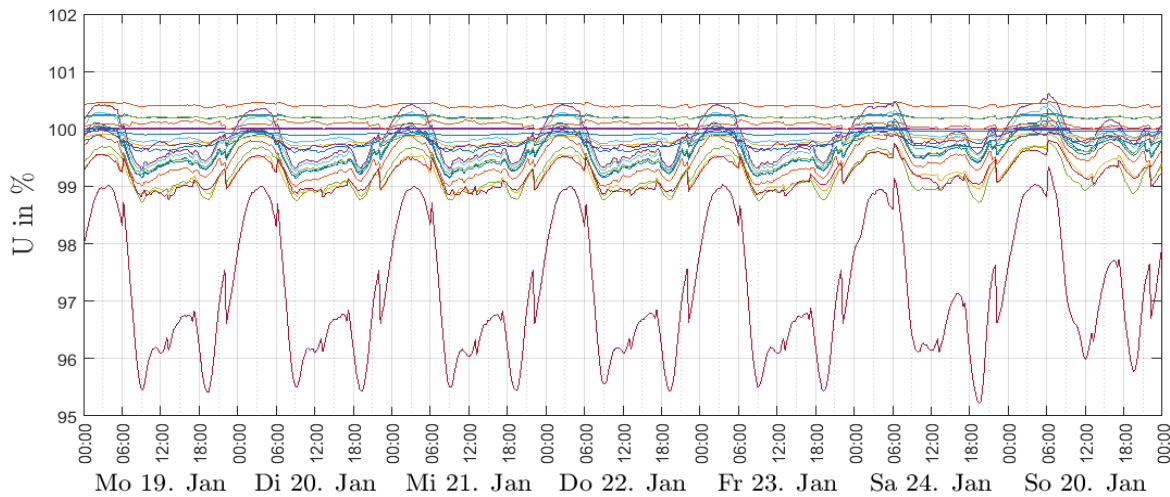


Abbildung 7.8.: Berechnete Spannungsverläufe vom Ziel-Szenario 2025 während der Starklastwoche

In Abbildung 7.8 sind die Spannungsverläufe derselben Knoten wie in Abbildung 7.7 für das Ziel-Szenario 2025 dargestellt. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass es durch die

Verkabelung der Freileitungen in dieser Variante, trotz Lastzuwachs zu einer Spannungsanhebung in den Knoten kommt. Dies ist auf die größeren Kapazitäten der Kabelsysteme zurückzuführen.

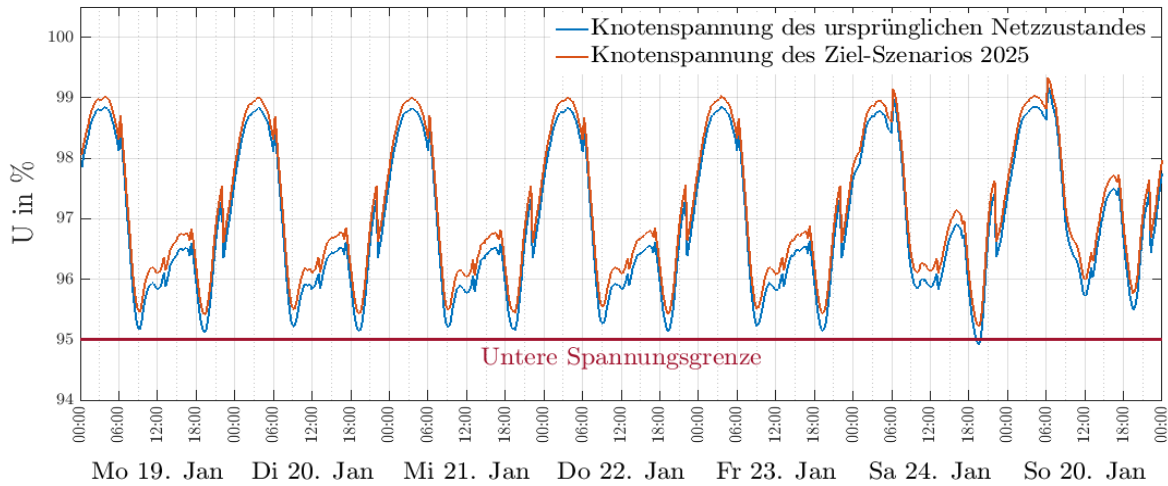


Abbildung 7.9.: Vergleich der Knotenspannung eines ausgewählten Knotens vor und nach der Verkabelung in der Starklastwoche

Analyse der Schwachlastwoche

Die Analysen der Schwachlastwoche für beide Varianten haben gezeigt, dass es bei keinem der betrachteten Knoten zu einer Überschreitung oder Unterschreitung des Spannungsbandes kommt.

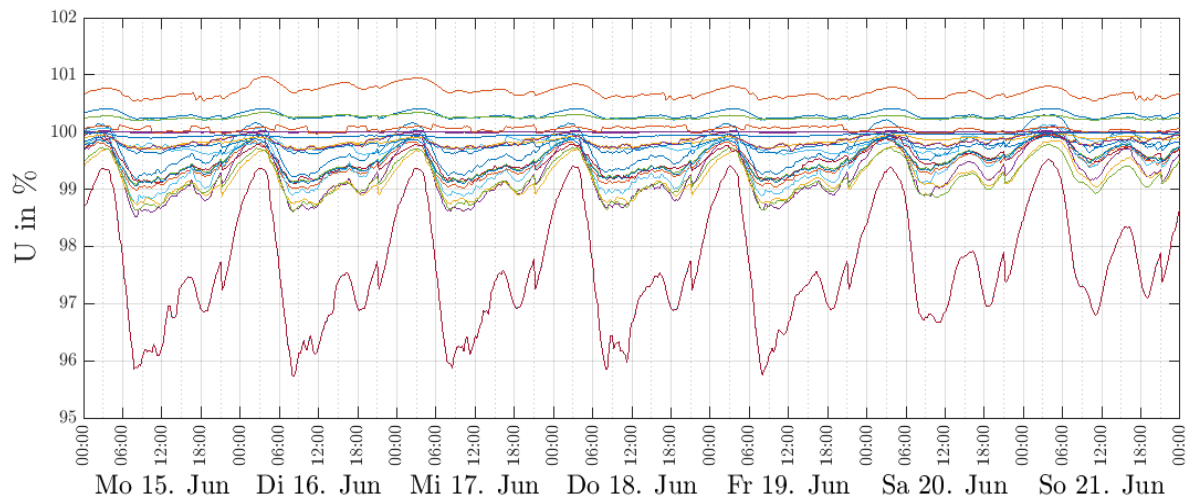


Abbildung 7.10.: Berechnete Spannungsverläufe während der Schwachlastwoche im ursprünglichen Netzzustand

7. Auswirkung fortschreitender Verkabelung

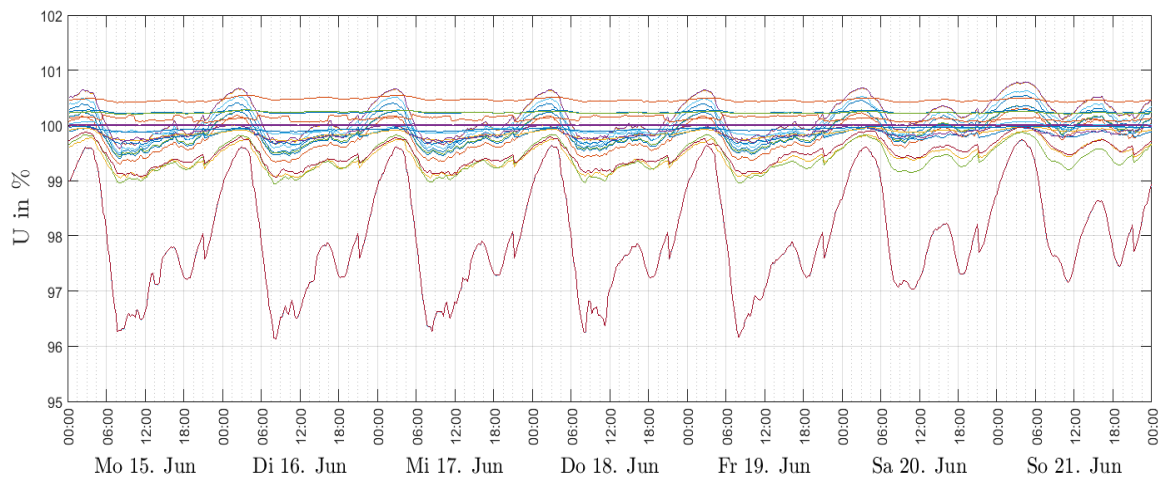


Abbildung 7.11.: Berechnete Spannungsverläufe während der Schwachlastwoche für das Ziel-Szenario 2025

In Abbildung 7.12 sind zum Vergleich die beiden Knotenspannungen des Knotens mit der höchsten Knotenspannung für beide Varianten dargestellt.

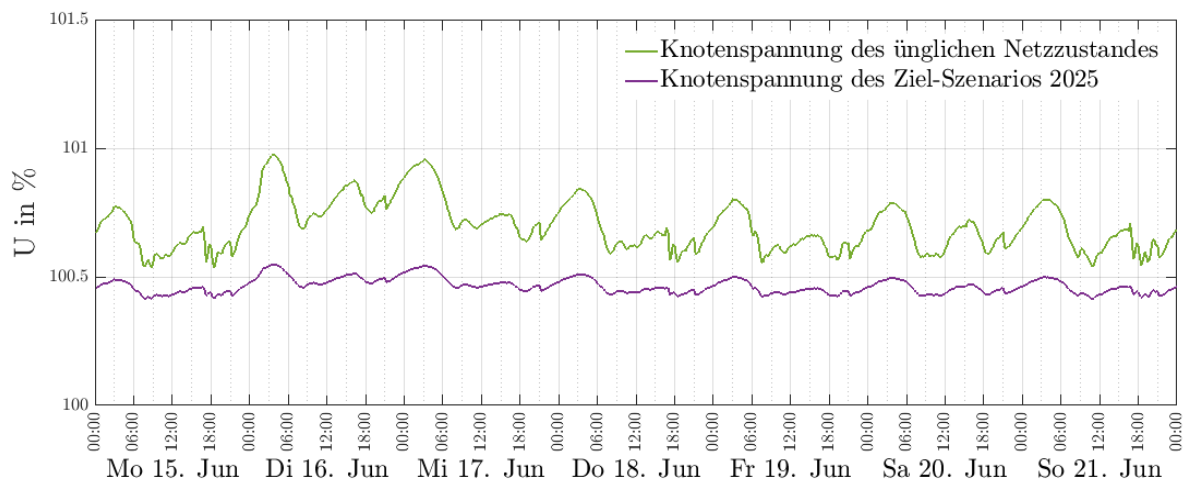


Abbildung 7.12.: Vergleich der Knotenspannung eines ausgewählten Knotens vor und nach der Verkabelung in der Schwachlastwoche

7.5. Untersuchung der Löschgrenze

Durch den höheren Verkabelungsgrad im Ziel-Szenario steigt der kapazitive Erdschlussstrom bei einem Erdschluss. Deswegen muss untersucht werden, ob dieser höhere Erdschlussstrom durch die vorhandenen Löserspulen, der Netzregion West auch im Ziel-Szenario 2025 gelöscht werden kann, oder ob zusätzliche Maßnahmen nötig sind.

Das Verteilernetz der Netzregion West untergliedert sich in 13 galvanisch getrennte Teilnetze, welche alle gelöscht betrieben werden. In jedem Teilnetz befindet sich mindestens eine Petersenspule, welche im Erdschlussfall den Erdschlussstrom kompensiert. Um dies zu gewährleisten, muss die Summe der maximalen Kompensationsströme aller sich im Teilnetz befindlichen Petersenspulen höher sein, als der kapazitive Erdschlussstrom des Teilnetzes.

Die Berechnung des kapazitiven Erdschlussstromes der Teilnetze erfolgt mit Formel 2.14 aus Kapitel 2.5. Diese Berechnung wird für jedes Teilnetz für beide Varianten durchgeführt und mit den maximalen Kompensationsströmen der Petersenspulen im jeweiligen Teilnetz verglichen (siehe Tabelle 7.1).

Teilnetz	I_{LP_MAX}	I_{CE}		Kabelnetzanteil	
		2015	2025	2015	2025
-	A	A	A	%	%
1	433	94	97	98	100
2	433	403	527	28	34
3	433	94	94	76	76
4	433	402	552	38	54
5	433	35	35	100	100
6	300	187	196	16	17
7	433	307	326	29	44
8	150	104	147	29	42
9	600	238	275	36	43
10	433	169	193	38	40
11	433	256	270	32	34
12	600	79	79	64	64

Tabelle 7.1.: Gegenüberstellung der maximal möglichen Löschröme und der berechneten kapazitiven Erdschlussströme der Teilnetze für beide Varianten

Bei den rot markierten Teilnetzen reicht der Kompensationsstrom für das Ziel-Szenario 2025 nicht mehr aus, und es müssen zusätzliche Maßnahmen getroffen werden. In der

Betriebsregion West sind einige sogenannte Reservelöschspulen vorhanden, welche bei Bedarf zugeschaltet werden können.

Die Kompensationsströme der Löschspulen inklusive Reserve und die berechneten kapazitiven Ströme aller Teilnetze für beide Varianten sind zur Veranschaulichung in folgendem Balkendiagramm dargestellt:

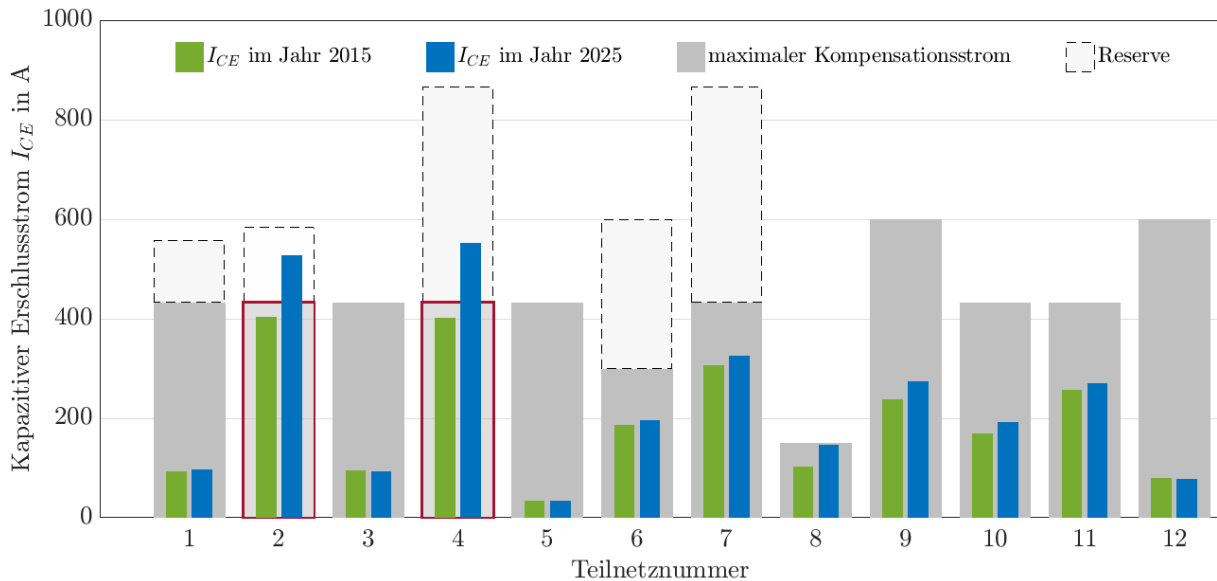


Abbildung 7.13.: Entwicklung des kapazitiven Erdschlussstroms in den Teilnetzen der Betriebsregion West mit den dazugehörigen Löschstromkapazitäten in den Teilnetzen

Die grauen breiten Balken in Abbildung 7.13 stellen den maximalen Kompensationsstrom der Spule(n) in dem jeweiligen Teilnetz dar. Die grünen und blauen schmälere Balken stellen die berechneten kapazitiven Erdschlussströme der Varianten 1 und 2 dar. Die strichlierten Balken stellen den maximalen Kompensationsstrom von im Netz befindlichen Reservelöschspulen dar.

Die Teilnetze, bei denen in im Ziel-Szenario 2025 der kapazitive Erdschlussstrom den maximalen Kompensationsstrom überschreitet, sind rot umrandet dargestellt. Wie aus Abbildung 7.13 ersichtlich sind in allen Teilnetzen, wo dieser Fall eintritt, genügend Reservelöschspulen vorhanden.

Betrachtung der Ausbaugrenze

Ausgehend vom ursprünglichen Netzzustand (Variante 1) wird untersucht, wieviele Leitungssysteme zusätzlich in den Teilnetzen verbaut werden könnten, bis die Löschgrenze des jeweiligen Teilnetzes erreicht wird. Die Löschgrenze ist in diesem Fall durch die maximalen Kompensationsströme der Löschspulen in den Teilnetzen gegeben. Die Reserverlöschspulen werden in dieser Untersuchung nicht mitberücksichtigt.

Die Ausbaugrenze ist abhängig vom verwendeten Freileitungssystem, bzw. Kabelsystem. Für nachfolgende Untersuchung werden für Freileitungssysteme der Freileitungstyp E-AL/ST III 120/20 und für Kabelsysteme der Kabeltyp E-A2XHCJ2Y 1x240/25 verwendet. Die elektrischen Kenngrößen dieser beiden Leitungstypen sind in Tabelle 2.1 angeführt. Die mögliche Ausbaureserve für diese beide Typen ist in Tabelle 7.2 aufgelistet.

Teilnetz -	Ausbaureserve für	
	Kabelsystem in km	Freileitungssystem in km
1	102	7533
2	9	663
3	102	7524
4	9	678
5	120	8851
6	34	2521
7	38	2797
8	14	1030
9	109	8034
10	80	5861
11	53	3924
12	157	11575

Tabelle 7.2.: Mögliche Ausbaureserve in den Teilnetzen

Werden alle in Tabelle 7.2 angeführten Kabelsysteme (Ausbaureserve) zusätzlich im Verteilernetz der Betriebsregion West verbaut, so ergibt sich für dieses ein Verkabelungsgrad von ca. 58 %.

8. Zusammenfassung

Allgemein

Bei der Planung von Neu- sowie Umbauten von Leitungssystemen in Verteilernetzen erhalten zunehmend Kabelsysteme gegenüber Freileitungssystemen den Vorzug. In dem untersuchten Teilnetz beträgt die jährliche Kabelzuwachsrate aktuell ca. 20 km/Jahr. Durch regulatorische Vorgaben zur Effizienzsteigerung von Verteilernetzbetreibern wird diese Kabelzuwachsrate in den kommenden Jahren voraussichtlich stetig sinken. Durch diese Entwicklung gewinnt eine kosteneffiziente Verkabelungsstrategie zunehmend an Bedeutung. Die Verkabelung von Freileitungssystemen liefert außerdem einen positiven Beitrag zur Versorgungszuverlässigkeit in Verteilernetzen. Da diese in naher Zukunft durch ein von der Regulierungsbehörde geplantes Q-Element an Bedeutung gewinnen wird, liegt der Fokus in dieser Arbeit auf der Bewertung eines Verteilernetzes basierend auf dessen Zuverlässigkeitskenngrößen.

Bewertung des Verteilernetzes

Um systematische Fehler ausschließen zu können, werden für die Bewertung die Zuverlässigkeitskenngrößen aus zwei unterschiedlichen Quellen bezogen, zum einen aus der:

- **Störungsstatistik**, welche die kumulierten Fehlermeldungen der Jahre 2006–2013 für das untersuchte Verteilernetz beinhaltet und zum anderen aus einem
- **Modell zur Zuverlässigkeitsberechnung in NEPLAN[®]**, in welchem für jedes Betriebsmittel Zuverlässigkeitskennzahlen auf Basis einer Störungsstatistik hinterlegt werden. In dieser Arbeit stammen diese Kennzahlen aus einer FNN(Forum Netztechnik/Netzbetrieb)-Störungsstatistik [29], welche aus dem Störungsgeschehen deutscher Verteilernetze erstellt wurde. Eine Analyse der Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung hat jedoch gezeigt, dass diese auch für das untersuchte Teilnetz plausible Resultate liefert.

Wie anhand des Beipieles in Kapitel 6.2 gezeigt werden kann, hat die Wahl der für die Bewertung verwendeten Zuverlässigkeitskenngrößen großen Einfluss auf das Ergebnis. Grundsätzlich kann zwischen ungewichteten Zuverlässigkeitskenngrößen wie der Unterbrechungshäufigkeit H_U , der mittleren Unterbrechungsdauer T_U und der Nichtverfügbarkeit Q_U und gewichteten Zuverlässigkeitskenngrößen wie zum Beispiel der leistungsgewichteten Nichtverfügbarkeit ASIDI und der kundengewichteten Nichtverfügbarkeit SAIDI unterschieden werden. Bei den gewichteten Zuverlässigkeitskennzahlen sind die leistungsgewichteten gegenüber den kundengewichteten Zuverlässigkeitskennzahlen zu bevorzugen um eine kosteneffiziente Verkabelung zu gewährleisten.

Zur Bewertung werden in dieser Arbeit die ungewichteten sowie die gewichteten Nichtverfügbarkeiten (Q_U , $ASIDI$) aus der Störungsstatistik, und die ungewichteten Nichtverfügbarkeiten ($Q_{U,NEPLAN}$) aus NEPLAN[®] für jedes Freileitungssystem ermittelt. Um dabei den Schwerpunkt auf leistungsgewichtete Zuverlässigkeitskenngrößen zu legen, wird zusätzlich eine Gewichtung der drei Größen vorgenommen. Die ASIDI-Werte werden mit 70 %, die Nichtverfügbarkeiten Q_U aus der Störungsstatistik mit 20 % und die Nichtverfügbarkeiten aus NEPLAN $Q_{U,NEPLAN}$ mit 10 % gewichtet.

Die Bewertung der Freileitungssysteme erfolgt in zwei Schritten, im ersten Schritt werden die drei Bewertungskriterien für die Freileitungssysteme separat untersucht. Dabei werden mithilfe der Pareto-Analyse jene Freileitungssysteme herausgefiltert, welche den größten Beitrag zum jeweiligen Bewertungskriterium liefern. Im zweiten Schritt werden die so herausgefilterten Freileitungssysteme jedes Bewertungskriteriums in eine Bewertungsmatrix eingefügt und entsprechend dem Anteil an der Gesamtsumme des jeweiligen Bewertungskriteriums mit Punkten bewertet. Zusätzlich erfolgt die Gewichtung entsprechend der Zuverlässigkeitskenngrößen ($ASIDI \Rightarrow 70\%$, $Q_U \Rightarrow 20\%$, $Q_{U,NEPLAN} \Rightarrow 10\%$). Für jedes Freileitungssystem werden die so errechneten Punkte der drei Bewertungskriterien addiert und das Ergebnis daraus wird erneut mithilfe der Pareto-Analyse untersucht.

Aus dieser Bewertung resultieren für das untersuchte Verteilernetz 21 Freileitungssysteme mit einer Gesamtlänge von ca. 130 Kilometern. Durch deren Verkabelung würde der Verkabelungsgrad des Verteilernetzes um ca. 6 % steigen. Im Anschluss wird untersucht, wie sich die Verkabelung dieser 21 Freileitungssysteme auswirkt, wenn diese bis zum Jahr 2025 durchgeführt wird.

Auswirkung der Verkabelung bis zum Jahr 2025

Da für das geplante Q-Element in Österreich der ASIDI als Referenzgröße für die Bewertung der Versorgungsqualität dienen soll, wird die Auswirkung der Verkabelung auf diesen genauer untersucht. Wie die Zuverlässigkeitsberechnungen gezeigt haben, sinkt der ASIDI nahezu linear mit steigendem Verkabelungsgrad. Eine Steigerung des Verkabelungsgrades um 6 % im untersuchten Verteilernetz würde den ASIDI im Jahr 2015 für das gesamte Verteilernetz der Energienetze Steiermark GmbH um ca. eine Minute verringern.

Durch Lastflussberechnungen mit Lastprofilen kann gezeigt werden, dass die zusätzlichen Kabelsysteme durch ihren kapazitiven Charakter und die geringeren Wirkwiderstände das Spannungsniveau in den betrachteten Knoten anheben und sich somit positiv auf das erlaubte Spannungsband auswirken.

Bedingt durch die geringeren Impedanzen der Kabelsysteme steigt die Kurzschlussleistung vereinzelt um bis zum Dreifachen an. Der Anstieg dieser Kurzschlussleistung ist auch davon abhängig, welcher Leiterquerschnitt auf dem für die Verkabelung vorgesehenem Freileitungssystem aufgelegt war.

Das untersuchte Verteilernetz gliedert sich in zwölf galvanisch getrennte Teilnetze mit je mindestens einer Petersenspule. Da Kabelsysteme ca. eine 30-fach höhere Leiter-Erde-Kapazität als Freileitungssysteme aufweisen, steigt durch die Verkabelung bei einem Erdschluss der kapazitive Erdschlussstrom. Die Berechnung der kapazitiven Erdschlussströme der Teilnetze zeigt jedoch, dass die bereits im Verteilernetz vorhandenen Petersenspulen mit den zusätzlichen Reserven grundsätzlich ausreichen, um die durch die Verkabelung erhöhten Erdschlussströme zu löschen.

Literaturverzeichnis

- [1] Wernegger Hans-Jürgen, “Modelluntersuchungen betreffend die Stabilität der Energieübertragung,” Master’s thesis, Technische Universität Graz, 2002.
- [2] René Flosdorff, Günther Hilgart, *Elektrische Energieverteilung*. Stuttgart, Deutschland: Springer Verlag, 2003, 8.aktualisierte und ergänzte Auflage.
- [3] Klaus Heuck, Klaus- Dieter Dettmann, Detlef Schulz, *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden, Deutschland: Springer Verlag, 2007, 7.vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage.
- [4] Dietrich Oeding, Bernd R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin Heidelberg, Deutschland: Springer Verlag, 2004, 6. Auflage.
- [5] Lothar Fickert, *110-kV-Kabel / -Freileitung Eine technische Gegenüberstellung*. Graz, Österreich: Verlag der Technischen Univeristät, 2005, 2. überarbeitete Auflage.
- [6] ERICSSON Cables and Interconnect. (2009) Universal Cable Handbook. ERICSSON. Falun, Schweden. [Online]. Available: https://www.slo.lv/upload/catalog/kabeli_vadi/ericsson_universal_cable_eng.pdf
- [7] Lothar Fickert und Herwig Renner, *Elektrische Energiesysteme 1*. Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 2008.
- [8] Valentin Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1*. Berlin Heidelberg, Deutschland: Springer Verlag, 2011, 3., bearbeitete Auflage.
- [9] ÖVE ÖNORM EN50522, *Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1kV*.
- [10] Emanuel Fuchs, “Kritische Betrachtung des Löschverhaltens in kompensierten 20-kV-Netzen,” Ph.D. dissertation, Technische Universität Graz, 2013.

- [11] Clemens Obkircher, “Ausbaugrenzen gelöscht betriebener Netze,” Ph.D. dissertation, Technische Universität Graz, 2008.
- [12] Bernd R. Oswald. (2005) Vorlesung Elektrische Energieversorgung 1: Freileitungen. Universität Hanover. Hanover, Deutschland. Zugriff am 15.10.2015. [Online]. Available: http://www.iee.uni-hannover.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1453252252&hash=ab81169664f2596c252355c9214210c486b7635a&file=fileadmin/iee/Dokumente/Skripte_Prof_Oswald/Freileitung.pdf
- [13] Bernd R. Oswald. (2005) Vorlesung Elektrische Energieversorgung 2: Sternpunktterdung. Universität Hanover. Hanover, Deutschland. Zugriff am 15.10.2015. [Online]. Available: http://www.iee.uni-hannover.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1453252252&hash=4d16d5c29da50dfd6cb204460f12bc1511f3738f&file=fileadmin/iee/Dokumente/Skripte_Prof_Oswald/SPE.pdf
- [14] Lothar Fickert, *Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme*. Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 2008.
- [15] ÖVE B1/1976, *Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselspannungsanlagen mit Nennspannung über 1kV*.
- [16] *DIN VDE 0845 Teil 2, Maßnahmen bei Beeinflussung von Telekommunikationsanlagen durch Starkstromanlagen-Teil2: Beeinflussung durch Drehstromanlagen*.
- [17] *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, 2012, revision of IEEE Std 1366-2003.
- [18] Alfons Haber und Aria Rodgarkia-Dara. (2005) Qualitätsregulierung: Theorie und internationale Erfahrungen. Zugriff am 02.02.2016. [Online]. Available: <http://portalapp.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/working-paper-qualitaetsregulierung-20051212.pdf>
- [19] Stefan Florian Fallier, *Qualitätsanreizregulierung der elektrischen Verteilnetze*. Josef Eul Verlag GmbH, 2013.
- [20] CEER (2011). (2011) 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011. Zugriff am 10.2016.02. [Online]. Available: <https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1522177.PDF>

- [21] CONSENTENC GmbH. (2010) Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze. Zugriff am 11.01.2016. [Online]. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/GA_consentec_KonzeptionUndAusgestaltungQ-Element.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [22] Ulrich Rührnößl und Roland Görlich. (2014) Optionen zur Einbeziehung der Versorgungsqualität in derzeitige bzw. künftige Regulierungsrahmen für Stromverteilnetzbetreiber. Zugriff am 11.01.2016. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/dccdb14b-7319-432b-b0f3-a5b0237a92a7>
- [23] E-Control. (2012) NetzdienstleistungsVO Strom 2012. Zugriff am 08.01.2016. [Online]. Available: <http://www.e-control.at/documents/20903/-/-/28ecf76e-edf6-4478-9be2-3f23a4314323>
- [24] Herwig Renner, Manfred Sakulin, *Skriptum zur Vorlesung: Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit*. Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 2012.
- [25] *Neplan Tutorial*, BCP Busarello und Cott und Partner AG, 2012.
- [26] Frank Wirtz. Vortrag: Zuverlässigkeit in der Stromversorgung. Zugriff am 21.01.2016. [Online]. Available: https://www.vde.com/de/Regionalorganisation/Bezirksvereine/Suedbayern/Facharbeit%20regional/AKEnergietechnik/Documents/Vortrag_VDE_070509.pdf
- [27] Lothar Fickert, *Risikomanagement in elektrischen Energiesystemen*. Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 2007.
- [28] Hans Jürgen Haubrich, *Zuverlässigkeitsberechnung von Verteilnetzen*. Aachen: Verlag der Augustinus Buchhandlung, 1996.
- [29] Venngheerts, Schröders, Holthausen, Quadflieg, Moser. Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik. Zugriff am 08.01.2016. [Online]. Available: http://www.fgh.rwth-aachen.de/verein/publikat/veroeff/FGH_IAEW_Eingangsdaten_Zuverlaessigkeitsberechnung_2013.pdf
- [30] Georg Wurzer, “Verkabelung von Verteilernetzen kleiner gleich 20kV,” Master’s thesis, Technische Universität Graz, 2013.

- [31] Heinz D. Kurz, *Klassiker des ökonomischen Denkens 02: Von Vilfredo Pareto bis Amartya Sen.* München, Deutschland: Verlag C.H.Beck, 2009.
- [32] Richard Koch, *The 80/20 Principle: The secret of achieving more with less.* United States: Crown Business, 1999.
- [33] Holger Brüggemann, Peik Bremer, *Grundlagen Qualitätsmanagement.* Wiesbaden, Deutschland: Springer Verlag, 1999.
- [34] E-Control. Monitoring Report: Versorgungssicherheit Strom; Juli 2015. Zugriff am 16.03.2016. [Online]. Available: http://www.e-control.at/documents/20903/26553/2015-07-21_Monitoring+Report+Versorgungssicherheit+Strom.pdf/c995aa0a-9c0c-470a-bd0b-69658c3fe2f3
- [35] Lothar Fickert, *Grundlagen der elektrischen Energiesysteme.* Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 2009, zugriff am 08.01.2015.

A. Anhang

A.1. Zuverlässigkeitskenndaten

Ausfallmodell:		UNE		UNE-kurz		UNE-lang	
Komponente		H ¹ 1/a	T h	H ¹ 1/a	T h	H ¹ 1/a	T h
Freileitung		0,02777	10,72	0,02139	2,33	0,00639	38,83
Kabel	Alle	0,00666	28,33	0,00324	3,41	0,00341	52,02
	Papier/Masse	0,01073	45,95	0,0039	6,26	0,00683	68,62
	Öl	0,01185	19,74	0,00131	1,32	0,01054	22,03
	PE	0,01549	30,46	0,00528	3,38	0,01021	44,48
	PVC/Kunststoff sonst	0,03286	51,15	0,01882	1,42	0,01404	117,81
	VPE	0,00293	24,24	0,0014	3,72	0,00154	42,91
	sonst	0,01225	12,55	0,0083	2,17	0,00394	34,38
Trafo	Alle	0,00207	5,14	0,00169	1,79	0,00038	20
	Einbau	0,00117	2,33	0,00117	2,33		
	Gebäude	0,00125	5,82	0,00094	2,07	0,00032	16,87
	Kompakt	0,0007	11,92	0,00047	2,22	0,00023	31,95
	Mast	0,00695	1,95	0,00695	1,95		
	sonstige ONS	0,00068	2,83	0,00068	2,83		
ONS-Feld	Einbau	0,00018	2,83	0,00006	0,14	0,00012	4,07
	Gebäude	0,00036	15,02	0,00026	1,54	0,00011	47,23
	Kompakt	0,00024	17,68	0,00016	2,19	0,00008	46,85
	Mast	0,00228	2,1	0,00228	2,1		
	sonstige ONS	0,00046	2,6	0,00046	2,6		
UW/SA	SS-AB	0,0001	13,89	0,00006	1,94	0,00004	34,6
	F-AA	0,00029	9,71	0,00022	1,37	0,00007	36,83
	F-SS	0,00022	15	0,00018	2,51	0,00004	69,17

Tabelle A.1.: Zuverlässigkeitskennzahlen aus der FNN-Störungsstatistik [29] (Teil 1)

¹Angabe der Häufigkeiten und bedingten Wahrscheinlichkeiten bei Freileitungen und Kabeln in 1/(km a) bzw. 1/km[29]

UNA: Unabhängiger Einfachausfall
UNA-kurz: kurzer unabhängiger Einfachausfall
UNA-lang: langer unabhängiger Einfachausfall

Ausfallmodell:		EAS		EAS-kurz		EAS-lang	
Komponente		H ¹ 1/a	T h	H ¹ 1/a	T h	H ¹ 1/a	T h
Freileitung		0,02563	10,28	0,01965	2,36	0,00598	36,31
Kabel	Alle	0,00632	27,51	0,00305	3,33	0,00327	50,07
	Papier/Masse	0,01012	40,22	0,00267	2,8	0,00745	53,61
	Öl	0,01143	19,48	0,00119	1,39	0,01024	21,59
	PE	0,01474	31,28	0,00526	3,61	0,00948	46,63
	PVC/Kunststoff sonst	0,03286	51,15	0,01882	1,42	0,01404	117,81
	VPE	0,00271	24,05	0,00126	3,79	0,00144	41,81
	sonst	0,01198	11,95	0,00808	2,13	0,0039	32,26
Trafo	Alle	0,00188	5,15	0,00154	1,8	0,00034	20,11
	Einbau	0,00112	2,22	0,00112	2,22		
	Gebäude	0,00115	5,79	0,00085	2,06	0,0003	16,24
	Kompakt	0,00062	13,12	0,00041	2,13	0,00022	33,87
	Mast	0,00631	1,95	0,00631	1,95		
	sonstige ONS	0,00065	2,78	0,00065	2,78		
ONS-Feld	Einbau	0,00012	3,69	0,00012	3,69		
	Gebäude	0,0003	14,56	0,00021	1,71	0,00009	45,83
	Kompakt	0,00019	19,18	0,00013	2,49	0,00006	54,23
	Mast	0,0019	2,22	0,0019	2,22		
	sonstige ONS	0,00039	2,65	0,00039	2,65		
UW/SA	SS-AB	0,00009	13,62	0,00006	1,95	0,00003	34,39
	F-AA	0,00054	14,13	0,00036	1,08	0,00018	39,7
	F-SS	0,00021	8,82	0,00017	1,38	0,00005	35,31
	TR-SS	0,00007	21,16	0,00005	2,7	0,00002	68,15

Tabelle A.2.: Zuverlässigkeitskennzahlen aus der FNN-Störungsstatistik[29] (Teil 2)

EAS: Einfachausfall mit Schutzauslösung
EAS-kurz: kurzer Einfachausfall mit Schutzauslösung
EAS-lang: langer Einfachausfall mit Schutzauslösung

¹Angabe der Häufigkeiten und bedingten Wahrscheinlichkeiten bei Freileitungen und Kabeln in 1/(km a) bzw. 1/km[29]

Ausfallmodell:		UHA		VHA		E1P	
Komponente		H ¹ 1/a	T h	H ¹ 1/a	T h	H ¹ 1/a	T h
Freileitung		0,00214	2,7	0,00462	2,54	0,00386	6,5
Kabel	Alle	0,00034	20,4	0,00074	14,87	0,00613	32,55
	Papier/Masse	0,00061	62,44	0,00071	27,82	0,0109	55,34
	Öl	0,00041	21,46	0,00096	6,3	0,01198	27,45
	PE	0,00074	19,69	0,00152	12,11	0,01675	35,22
	PVC/Kunststoff sonst			0,00274	17,39	0,02519	38,77
	VPE	0,00023	7,98	0,0006	8,57	0,00266	28,55
	sonst	0,00027	8,12	0,00079	16,27	0,0088	14,22
Trafo	Alle	0,00018	2,4	0,00036	2,49	0,00011	5,43
	Einbau	0,00005	3,12	0,00018	2,71	0,00005	2
	Gebäude	0,0001	2,78	0,00013	3,73	0,00005	7
	Kompakt	0,00008	3,31	0,00016	3,96	0,00009	10,34
	Mast	0,00064	1,61	0,00143	1,71	0,00023	3,59
	sonstige ONS	0,00003	2,79	0,00011	4,46	0,0001	3,86
ONS-Feld	Einbau	0,00006	0,71	0,0001	3,14	0,00004	129,42
	Gebäude	0,00006	1,7	0,00015	4,48	0,00004	19,21
	Kompakt	0,00005	3,28	0,00009	3,72	0,00003	21,72
	Mast	0,00038	1,56	0,00055	1,45	0,00021	2,5
	sonstige ONS	0,00007	2,07	0,00011	2,18	0,00005	8,58
UW/SA	SS-AB	0,00001	4,7	0,00002	2,81	0,00001	8,54
	F-AA	0,00017	2,1	0,00007	2,17	0,00003	4,99
	F-SS	0,00007	2,04	0,00008	3,43	0,00002	17,46
	TR-SS	0,00001	2,2	0,00014	2,83	0,00006	23,59

Tabelle A.3.: Zuverlässigkeitskennzahlen aus der FNN-Störungsstatistik[29] (Teil 3)

UHA: Unverzögerte Handausschaltung

VHA-kurz: Verzögerte Handausschaltung

E1P-lang: Stehender Erdschluss

¹Angabe der Häufigkeiten und bedingten Wahrscheinlichkeiten bei Freileitungen und Kabeln in 1/(km a) bzw. 1/km[29]

A.2. Bewertung mit gleicher Gewichtung aller Bewertungskriterien

Bei dieser Bewertung wird jedes der in Kapitel 6.1 angeführten Bewertungskriterien zum Vergleich mit Kapitel 6.6 gleich stark gewichtet.

Kennung -	L km	Absolutwerte			Gewichtung				Rang -
		Q_U $\frac{\min}{a}$	Q_{UNEP} $\frac{\min}{a}$	$ASIDI$ $\frac{\min}{a}$	Q_U pkt	Q_{UNEP} pkt	$ASIDI$ pkt	GEW p.u.	
M2-451	9,3	64,8	193,5	0,328	29,5	69,7	91,2	1,000	1
M2-128	17,6	48,1	277,5	0,201	21,9	100,0	55,8	0,933	2
M2-45901	1,2	220,0	20,0	0,215	100,0	7,2	59,7	0,877	3
M2-113	7,1	56,1	106,7	0,324	25,5	38,4	90,1	0,809	4
M2-455	9,2	29,3	193,7	0,254	13,3	69,8	70,5	0,807	5
M2-719	4,1	75,7	55,7	0,335	34,4	20,1	93,1	0,775	6
M2-462	9,2	113,8	150,8	0,129	51,7	54,3	35,8	0,745	7
M2-1282	9,8	66,2	160,0	0,191	30,1	57,7	53,1	0,740	8
M2-1259	1,8	177,3	28,6	0,148	80,6	10,3	41,2	0,694	9
M2-639	8,0	21,2	53,0	0,360	9,7	19,1	100,0	0,676	10
M2-123	15,9	10,5	249,8	0,113	4,8	90,0	31,5	0,663	11
M2-129	9,6	33,0	173,2	0,159	15,0	62,4	44,0	0,638	12
M2-459	12,5	17,2	245,2	0,085	7,8	88,4	23,8	0,630	13
M2-711A	1,7	174,4	24,7	0,072	79,3	8,9	20,1	0,569	14
M2-468	1,1	66,5	65,4	0,189	30,2	23,6	52,7	0,559	15
M2-4594	5,7	32,6	114,2	0,180	14,8	41,1	50,1	0,557	16
M2-695	1,3	99,2	46,0	0,140	45,1	16,6	38,8	0,528	17
M2-128D1	2,4	58,8	36,3	0,201	26,7	13,1	55,8	0,502	18
M2-4592	1,9	127,4	27,8	0,098	57,9	10,0	27,3	0,501	19
M2-472	5,9	45,8	116,3	0,113	20,8	41,9	31,5	0,495	20
M2-655	13,5	18,4	159,7	0,087	8,3	57,6	24,3	0,474	21
M2-46265	1,2	110,9	18,2	0,094	50,4	6,6	26,2	0,437	22
M2-708	9,3	35,5	104,8	0,099	16,1	37,8	27,6	0,428	23
M2-117	7,0	51,0	114,4	0,055	23,2	41,2	15,2	0,418	24
M2-46262	2,2	85,0	31,2	0,102	38,6	11,2	28,4	0,411	25

Tabelle A.4.: Bewertungsmatrix für die ersten 25 Freileitungssysteme

In Abbildung A.1 ist das Pareto-Diagramm für die Gesamtgewichtung der untersuchten Freileitungssysteme dargestellt.

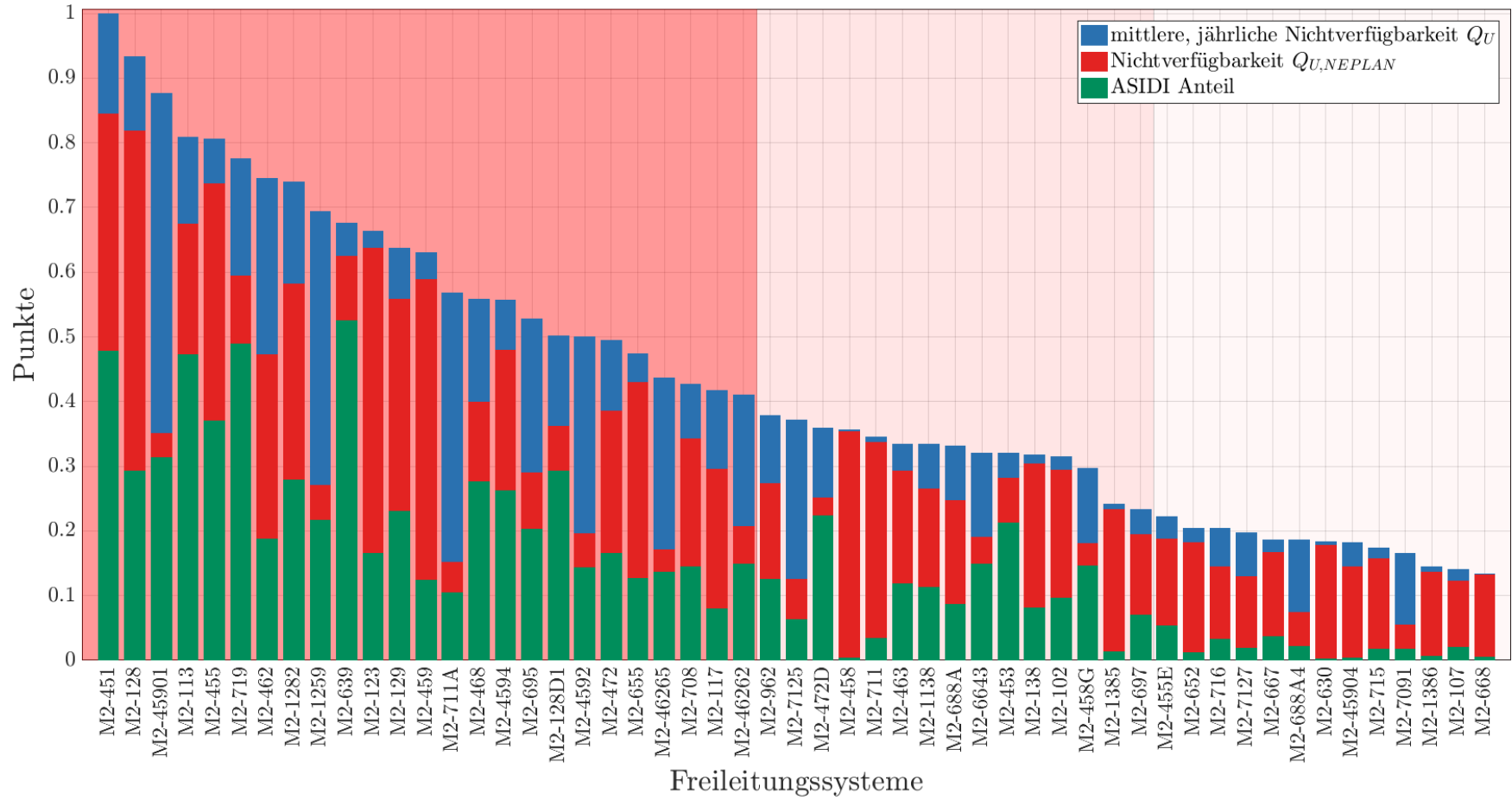


Abbildung A.1.: Pareto-Analyse der untersuchten Freileitungssysteme anhand einer gleichen Gewichtung aller Bewertungskriterien

A.3. Ergebnisse der und Kurzschlussberechnung

Ort	Variante 1		Variante 2		
	Ik'' kA	Sk'' MVA	Ik'' kA	Sk'' MVA	sk'' %
'E548009_20_SS OG2'	2,7	94,5	3,4	119,3	126,2
'E310090_20_SS B Sud'	47,5	1686,2	47,5	1686,2	100,0
'E421011_20_SS'	6,0	211,9	7,4	264,0	124,5
'E370676_20_SS'	6,9	246,7	6,9	246,7	100,0
'E513053_20_SS'	9,0	320,8	11,4	406,0	126,6
'E370664_20_SS'	1,5	54,1	3,4	121,8	225,0
'E370360_20_SS'	0,8	29,9	2,1	75,6	252,5
'E370706_20_SS'	1,5	53,2	2,6	94,0	176,5
'E370001_20_SS A West'	46,5	1650,0	46,5	1650,0	100,0
'E310007_20_SS A West'	46,5	1650,0	46,5	1650,0	100,0
'E511016_20_SS'	10,8	384,1	12,8	455,9	118,7
'E370110_20_SS'	3,5	124,9	6,6	234,4	187,7
'E441014_20_SS mitte'	1,6	55,9	1,8	64,8	116,0
'E512019_20_SS'	18,2	645,5	18,7	665,4	103,1
'E372114_20_SS'	1,6	56,3	2,8	100,6	178,8
'E440004_20_SS'	46,5	1650,1	46,5	1650,1	100,0
'M2-4626-058_20_TRV'	2,5	88,0	2,7	95,4	108,3
'M2-123-195_20_TRV'	1,2	42,1	3,7	130,6	310,1
'E440329_20_SS'	1,6	56,0	1,9	67,8	121,0
'E516016_20_SS OG'	4,4	156,1	4,8	170,1	109,0
'E452006_20_SS'	9,3	330,4	0,0	515,9	156,2
'M2-111-002_20_TRV'	2,3	80,0	4,1	144,6	180,8
'E370418_20_SS'	1,2	43,4	3,1	109,5	252,0
'E370340_20_SS'	8,3	295,4	8,3	295,4	100,0
'M2-640-027_20_TRV'	6,1	216,1	6,1	216,1	100,0
'E370507_20_SS'	1,6	55,7	2,8	100,6	180,5
'E440139_20_SS'	1,5	51,6	0,0	51,6	100,0
'E440432_20_SS SSG'	5,1	180,6	7,2	256,5	142,0
'E440445_20_SS'	2,1	76,1	2,3	81,4	107,0
'E370378_20_SS'	1,0	33,8	2,4	85,3	252,3

Tabelle A.5.: Ergebnisse der Kurzschlussberechnungen