

Verkabelung von Verteilernetzen $\leq 20\text{kV}$

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Vorgelegt von
Georg Wurzer, BSc

Betreuer
Univ.-Prof. DI Dr. Lothar Fickert

DI Stephan Brandl
Manfred Ortner

Institutsleiter: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / Mai – 2013



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 entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 29.05.2013

Georg Wurzer

Kurzfassung

Die Netze zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie müssen trotz steigenden Kostendruckes, sich ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen und immer höheren Anforderungen auch in Zukunft sicher betrieben werden. Um diesen Herausforderungen gerecht zu werden, sind immer wieder Um- und Ausbaumaßnahmen notwendig.

Dabei führt die Wahl der Leitungstechnologie (Kabel oder Freileitung) oft zu emotional geführten Diskussionen, da die öffentliche Akzeptanz gegenüber Neuerrichtungen speziell von sichtbaren Betriebsmitteln wie Freileitungen immer geringer wird. Nichtsdestotrotz müssen seitens der Netzbetreiber die durch Normen und Gesetze vorgegebenen Standards eingehalten werden. Hierfür ist eine genaue Analyse des Ausgangszustandes und eine darauf aufbauende, nachhaltige und vorausschauende Planung der Netze essentiell, um auch in Zukunft die erforderliche Versorgungs- und Betriebssicherheit aufrechterhalten zu können. In den Verteilernetzen ist bereits seit den 1980er Jahren ein drastischer Anstieg des Kabelanteils zu verzeichnen. Bei Netzverstärkungen und Netzerweiterungen kommt bis auf wenige Ausnahmen im realen Netzbetrieb nur noch eine Verkabelung zum Einsatz.

Im Verlauf dieser Arbeit wird untersucht, wie sich ein Ersatz von Freileitungen durch Kabel in Netzteilen eines österreichischen Verteilernetzbetreibers auf den Betrieb auswirkt und ob, bzw. unter welchen Rahmenbedingungen, ein Ersatz möglich ist. Dabei zu betrachten sind das Blindleistungsverhalten, die Spannungshaltung, das Erdschlussverhalten, die Entwicklung der Kurzschlussleistung sowie die Versorgungszuverlässigkeit ausgewählter 20-kV-Netzgebiete.

Schlüsselwörter:

Verteilernetze, Kabel, Freileitung, Blindleistungsverhalten, Kurzschlussleistung, Zuverlässigkeitskennzahlen

Abstract

Networks for transmission and distribution of electrical energy must be safely operated in the future, despite increasing cost pressures, changing legal environment and increasing demands. To meet these challenges, reconstruction and expansion measures are always necessary.

The choice of cables or overhead lines often leads to emotional discussions, because public acceptance of new electrical equipment, especially of visible resources such as overhead lines, is getting always lower. Nevertheless, those conditions as prescribed by laws and standards must be met by network operators. Therefore an accurate analysis of the initial state and a more advanced, sustainable and forward-looking planning of networks is essential in order to maintain the required power and reliability even in the future. Since the 1980s, a dramatic increase of the cable portion is recorded in electrical power distribution networks. In grid reinforcements and extensions, with just a few exceptions, only cables are used anymore.

In this work it is investigated, how a replacement of overhead lines by cables in parts of an Austrian network operator's power distribution grid whether, or under which conditions, is possible. There the reactive power, voltage support, the behavior in case of ground fault, the development of short-circuit power supply and the reliability of selected 20 kV grid areas are considered.

Keywords

Distribution networks, cable, transmission line, reactive power distribution systems, earth-fault, short circuit performance, reliability indicators

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Inhaltsverzeichnis..... | 5 |
| 1 Einleitung..... | 9 |
| 2 Methoden | 11 |
| 2.1 Zählfeilsystem | 11 |
| 2.2 Darstellung von Leitungen..... | 11 |
| 2.3 Lastflussberechnung | 13 |
| 2.3.1 Systemadmittanzmatrix..... | 13 |
| 2.3.2 Das Newton-Raphson-Verfahren | 14 |
| 3 Allgemeines..... | 15 |
| 3.1 Struktur des Energieversorgungssystems..... | 15 |
| 3.2 Netzformen von Verteilernetzen..... | 16 |
| 3.2.1 Ring- und Strangnetz | 16 |
| 3.2.2 Radial- oder Strahlennetz | 17 |
| 3.2.3 Struktur realer Mittelspannungsnetze | 18 |
| 3.3 Sternpunktbehandlung und Sicherheitsaspekte..... | 19 |
| 3.3.1 Netze mit isoliertem Sternpunkt | 19 |
| 3.3.2 Netze mit niederohmig geerdetem Sternpunkt..... | 21 |
| 3.3.3 Netze mit Erdschlusskompensation (gelöschtes Netz) | 22 |
| 3.3.4 Normative Rahmenbedingungen | 23 |
| 3.4 Sicherheitsaspekte | 24 |
| 4 Allgemeines zu den Betriebsmitteln Freileitung und Kabel..... | 25 |
| 4.1 Konstruktive Merkmale von Freileitungen und Kabeln | 25 |
| 4.1.1 Freileitung | 26 |
| 4.1.2 Energiekabel | 30 |
| 4.2 Kenndaten von 20-kV- bzw. 0,4-kV-Freileitungen und -Kabeln | 34 |
| 4.2.1 Kenndaten von Freileitungen für Nennspannungen von 20 kV und 0,4 kV | 34 |
| 4.2.2 Kenndaten von Energiekabeln für eine Nennspannung von 20 kV..... | 35 |
| 4.2.3 Kenndaten von Energiekabeln für eine Nennspannung von 0,4 kV..... | 35 |

| | | |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 4.3 | Übertragungsfähigkeit von Leitungen..... | 36 |
| 4.3.1 | Strombelastbarkeit | 36 |
| 4.3.2 | Natürliche Leistung | 38 |
| 4.4 | Blindleistungsverhalten von Kabeln und Freileitungen..... | 39 |
| 4.4.1 | Blindleistungsverhalten von Mittelspannungsleitungen..... | 39 |
| 4.4.2 | Blindleistungsbeitrag der Niederspannungsleitungen | 44 |
| 4.5 | Betriebsverhalten elektrischer Leitungen | 45 |
| 4.6 | Zeitliche Entwicklung der Freileitungs- und Kabellängen..... | 48 |
| 4.7 | Verhalten der 20-kV-Freileitung und Kabel bei einpoligem Erdschluss | 52 |
| 4.8 | Zuverlässigkeitskenndaten von Freileitungen und Kabeln | 54 |
| 4.9 | Zusammenfassung..... | 56 |
| 5 | Simulationen | 57 |
| 5.1 | Definition der Simulationsszenarien | 57 |
| 5.2 | Lastskalierung | 59 |
| 5.3 | Definition der zu betrachtenden Netze | 60 |
| 5.3.1 | Netz 1: UW A | 60 |
| 5.3.2 | Netz 2: UW B | 63 |
| 5.3.3 | Netz 3: UW C | 65 |
| 6 | Untersuchung des Blindleistungsverhaltens von Verteilernetzen | 67 |
| 6.1 | Blindleistungsverhalten gemischter Verteilernetze..... | 67 |
| 6.2 | Blindleistungsverhalten der bestehenden Verteilernetze | 68 |
| 6.2.1 | Blindleistungsverhalten im Netz UW A..... | 68 |
| 6.2.2 | Blindleistungsverhalten im Netz UW B..... | 69 |
| 6.2.3 | Blindleistungsverhalten im Netz UW C | 70 |
| 6.3 | Blindleistungsverhalten bei Verkabelung der 20-kV-Hauptverbindingsschienen ... | 71 |
| 6.3.1 | Blindleistungsverhalten im Netz UW A..... | 71 |
| 6.3.2 | Blindleistungsverhalten im Netz UW B..... | 72 |
| 6.3.3 | Blindleistungsverhalten im Netz UW C | 73 |
| 6.4 | Blindleistungsverhalten bei vollständiger Verkabelung der 20-kV-Netze | 74 |
| 6.4.1 | Blindleistungsverhalten im Netz UW A..... | 74 |

| | | |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 6.4.2 | Blindleistungsverhalten im Netz UW B..... | 75 |
| 6.4.3 | Blindleistungsverhalten im Netz UW C | 76 |
| 6.5 | Spannungshaltung | 77 |
| 6.5.1 | Bestehendes Netz..... | 77 |
| 6.5.2 | Verkabelung der 20-kV-Hauptverbindingsschienen..... | 80 |
| 6.5.3 | Vollständige Verkabelung des 20-kV-Netzes..... | 83 |
| 6.6 | Maßnahmen zur Blindleistungsoptimierung | 86 |
| 6.7 | Zusammenfassung..... | 86 |
| 7 | Untersuchung der Kurzschlussleistung in Verteilernetzen | 87 |
| 7.1 | Bedeutung der Kurzschlussleistung | 87 |
| 7.2 | Grundlagen zur Kurzschlussberechnung | 88 |
| 7.3 | Berechnungsbeispiel des Kurzschlussstromes mittels Ersatzspannungsquelle an der Fehlerstelle | 91 |
| 7.4 | Berechnung der Kurzschlussleistung in einem Mittelspannungsnetz | 93 |
| 7.4.1 | Definition der Kurzschlussleistung | 93 |
| 7.4.2 | Berechnungsbeispiel zur Kurzschlussleistung | 93 |
| 7.5 | Untersuchung der Kurzschlussleistung realer Mittelspannungsnetze..... | 95 |
| 7.6 | Zusammenfassung..... | 96 |
| 8 | Untersuchung des Erdschlussverhaltens von 20-kV-Verteilernetzen | 97 |
| 8.1 | Betriebsweise kompensierter Verteilernetze | 97 |
| 8.2 | Parameter zur Erdschlusslöschung nach Petersen | 98 |
| 8.2.1 | Verstimmung | 98 |
| 8.2.2 | Dämpfung..... | 98 |
| 8.2.3 | Löschgrenze und Erdschlussreststrom | 98 |
| 8.2.4 | Kapazitiver Erdschlussstrom..... | 99 |
| 8.3 | Berechnung des Erdschlussstromes für ausgewählte Netze | 99 |
| 8.4 | Bestimmung des maximalen Netzausbaus (Kabelreserve)..... | 103 |
| 8.5 | Zusammenfassung..... | 105 |
| 9 | Untersuchung der Zuverlässigkeitskennzahlen im 20-kV-Verteilernetz | 107 |

| | | |
|-----------|----------------------------------------------------------------------------|------------|
| 9.1 | Allgemeines zur Zuverlässigkeitsanalyse..... | 107 |
| 9.2 | Ansätze der Zuverlässigkeitsanalyse | 109 |
| 9.2.1 | Deterministische Betrachtungsweise | 109 |
| 9.2.2 | Grundidee der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse | 111 |
| 9.2.3 | Ablauf einer probabilistischen ZUV Berechnung in NEPLAN | 113 |
| 9.3 | Berechnung der Zuverlässigkeitskennzahlen..... | 114 |
| 9.3.1 | Berechnung der Ausfallsdauer ohne Simulation der Fehlerortung | 115 |
| 9.3.2 | Berechnung mit Simulation der Fehlerortung und Teilwiederherstellung..... | 117 |
| 9.4 | IEEE – Kennzahlen zur Quantifizierung der Zuverlässigkeit..... | 121 |
| 9.5 | Zuverlässigkeitsuntersuchung realer Verteilernetze | 122 |
| 9.6 | Zusammenfassung..... | 125 |
| 10 | Ergebnisse | 126 |
| 10.1 | Konsequenzen bei der Verkabelung von 20-kV-Hauptverbindungs-schienen | 128 |
| 10.2 | Konsequenzen bei vollständiger Verkabelung von 20-kV-Verteilernetzen..... | 129 |
| 11 | Literaturverzeichnis | 130 |
| 12 | Tabellenverzeichnis | 132 |
| 13 | Abbildungsverzeichnis | 134 |
| 14 | Anhang | 137 |
| 14.1 | Spannungsverläufe in den betrachteten Netzen | 137 |
| 14.1.1 | Spannungsverhältnisse im Netz UW B | 137 |
| 14.1.2 | Spannungsverläufe im Netz UW C | 140 |
| 14.3 | Berechnung der Kurzschlussleistung | 143 |
| 14.3.1 | Kurzschlussleistung im Netz UW A..... | 143 |
| 14.3.2 | Kurzschlussleistung im Netz UW B..... | 144 |
| 14.3.3 | Kurzschlussleistung im Netz UW C..... | 145 |
| 14.4 | Berechnung der Zuverlässigkeitskennzahlen..... | 146 |
| 14.4.1 | Zuverlässigkeitskennzahlen Netz UW B | 146 |
| 14.4.2 | Zuverlässigkeitskennzahlen Netz UW C | 148 |

1 Einleitung

Elektrische Energie zählt zu den kostbarsten und hochwertigsten Energieformen die der modernen Gesellschaft zur Verfügung stehen. Die Vielseitigkeit und Verfügbarkeit dieser Energieform ist mitunter eine Grundlage für den hohen Lebensstandard, in unserer westlichen Gesellschaft. Die flächendeckende Versorgung mit elektrischer Energie aus einem zuverlässigen und sicheren Netz zählt in Österreich zur Normalität und wird von regionalen und überregionalen Netzbetreibern sichergestellt.

Die Aufgaben eines Netzbetreibers sind im Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz, kurz ELWOG, festgeschrieben. Darin enthalten ist die Forderung elektrische Energie kostengünstig und in hoher Qualität und Verfügbarkeit für Bevölkerung und Wirtschaft zur Verfügung zu stellen [1].

Die Verteilernetze $\leq 20\text{kV}$ haben die Aufgabe, elektrische Energie aus den Umspannwerken in den Versorgungsgebieten zu verteilen und die Netzkunden zu versorgen. Die Übertragung der Energie erfolgt leitungsgebunden über Kabel oder Freileitungen.

Diese Übertragungsmedien müssen so dimensioniert sein, dass sie einen Energietransport unter Einhaltung definierter Grenzen gewährleisten. Dabei sind zusammenfassend folgende Parameter zu berücksichtigen:

- Sicherheitsaspekte
- thermische Grenzen der Betriebsmittel
- Spannungshaltung
- Versorgungszuverlässigkeit

Bei der Planung von Aus- und Umbaumaßnahmen im Netz ist zu berücksichtigen, dass sich die Betriebsmittel Kabel und Freileitung in ihrem Betriebsverhalten unterscheiden. Dabei kann die Frage „Kabel oder Freileitung“ nicht apriori beantwortet, sondern muss unter Berücksichtigung der netzplanerischen Methoden analysiert und die jeweiligen Vor- und Nachteile abgewogen werden.

Des Weiteren muss auch eine wirtschaftliche Betrachtung erfolgen, denn die Kosten bei der Errichtung von Kabelstrecken sind in der Regel höher als bei Freileitungen. Nicht außer Acht gelassen werden dürfen Aspekte der Raumplanung, des Umweltschutzes und der Kommunikation mit den betroffenen Anrainern.

Die gesellschaftliche Akzeptanz gegenüber Ausbauprojekten im Energieversorgungsnetz wird zunehmend geringer und damit die Durchführung schwieriger. Trotz steigendem Energieverbrauch und der Forderung nach einer kontinuierlichen und sicheren Stromversorgung wird es zunehmend schwieriger, Zustimmung seitens der Politik und der Bevölkerung zu erlangen.

Allgemein gibt es die Forderung nach vermehrter Verkabelung der Netze. Die Kabelzubaurate in der Mittelspannung beträgt seitens eines regionalen Verteilernetzbetreibers in etwa 70 km/Jahr. Die Netze werden in Ihrer Ausdehnung größer, und das Verhältnis zwischen Freileitungs- und Kabelstrecken verlagert sich immer mehr in Richtung Kabel.

Aus diesem Grund soll in dieser Arbeit analysiert werden, wie sich eine teilweise bzw. vollständige Verkabelung der Verteilernetze auf den Betrieb auswirkt. Dabei werden Verkabelungsszenarien definiert, die im Anschluss mit Hilfe von Simulationen und Berechnungen Antworten auf folgende Fragestellungen liefern.

- Veränderung des Blindleistungsverhaltens im Verteilernetz
- Veränderung des Erdschlussverhaltens
- Veränderung der Kurzschlussleistung in den Netzknoten
- Veränderung der Zuverlässigkeitskennzahlen im Verteilernetz

Aus den ermittelten Daten können dann Aussagen getroffen werden, in wie weit eine Verkabelung unter aktuellen Rahmenbedingungen stattfinden kann bzw. welche Maßnahmen beim vermehrten Einsatz von Kabeln zu treffen sind.

Von Interesse sind dabei vor allem ländliche Versorgungsgebiete, die über ein weit ausgedehntes 20-kV-Netz verfügen und in denen eine vollständige Verkabelung noch nicht angedacht ist.

Durch die weite räumliche Ausdehnung und den daraus resultierenden großen Leitungslängen wird die Betriebskapazität des gesamten Netzes durch den vermehrten Einsatz von Energiekabeln drastisch erhöht. Dadurch kommt es zu einer Veränderung des Blindleistungshaushaltes und damit zur Anhebung der Spannung in Netzausläufern mit geringer Last. In weiterer Folge ist anzunehmen, dass der kapazitive Erdschlussstrom ebenfalls steigt. Dabei ist zu überprüfen, ob die geltenden Bestimmungen in Bezug auf den Reststrom im gelöschten Netz noch eingehalten werden.

Der Einsatz von Energiekabeln bringt jedoch auch Vorteile. So ist die Ausfallshäufigkeit von Kabeln wesentlich geringer als jene von Freileitungen, was eine Verbesserung der Versorgungsqualität für die Netzkunden bedeuten würde. Ebenfalls vorteilhaft würde sich die Vergrößerung der Leiterquerschnitte auswirken. Dieser Effekt wäre eine Folge des erhöhten Verkabelungsgrades, da im Hinblick auf die steigende Netzbelastung die Leiterquerschnitte größer dimensioniert werden. Dies zieht dann eine Minimierung der Verluste und eine Vergrößerung der Kurzschlussleistung nach sich.

Um diese Fragestellungen zu beantworten, finden Untersuchungen an drei repräsentativen Teilnetzen statt. Hierzu werden Netzmodelle mit NEPLAN auf der Basis von Geoinformations- und Betriebsmessdaten eines regionalen Netzbetreibers erstellt und analysiert.

2 Methoden

2.1 Zählpeilsystem

Die Betrachtungen in dieser Arbeit erfolgen im Verbraucherzählpeilsystem, welche mittels folgender Abbildung definiert wird.

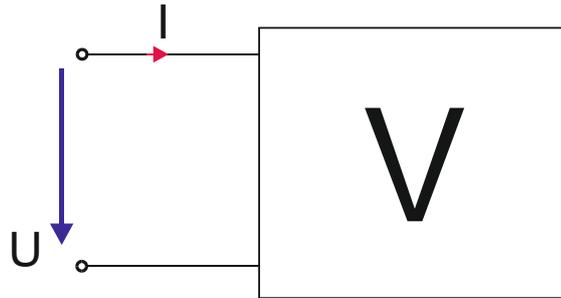


Abbildung 2-1: Definition des Verbraucherzählpeilsystems

Im Verbraucherzählpeilsystem werden Spannung und Strom in gleicher Richtung als positiv angenommen. Die elektrische Leistung hat ein positives Vorzeichen, wenn der Leistungsfluss von der Quelle zur Senke stattfindet.

2.2 Darstellung von Leitungen

Die Darstellung von Drehstromleitungen erfolgt mittels des einphasigen Ersatzschaltbildes, wobei eine Leitung als Zweitor mit diskreten Bauelementen wie folgt beschrieben werden kann.

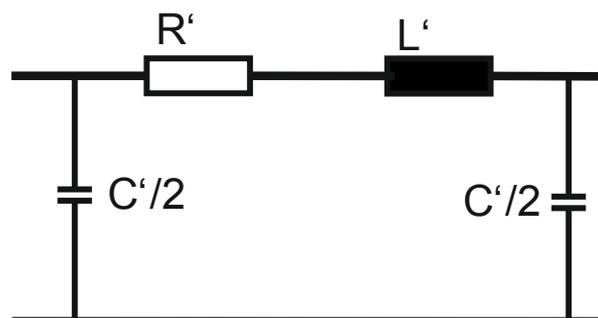


Abbildung 2-2: π -Ersatzschaltung einer elektrischen Leitung mit diskreten Bauelementen

Das Ersatzschaltbild für die elektrische Leitung besteht aus Längs- und Querelementen. Sie setzen sich aus folgenden Komponenten zusammen.

R' ... Wirkwiderstandsbelag in Ω/km

L' ... Längsinduktivitätsbelag in H/km

C' ... Querkapazitätsbelag in F/km

Das Betriebsverhalten einer Leitung kann durch das in Abbildung 2-2 dargestellte Ersatzschaltbild beschrieben werden. Dabei sind die Werte der diskreten Bauelemente jeweils auf 1km Leitungslänge bezogen und können wie folgt den physikalischen Effekten zugeschrieben werden.

Der Wirkwiderstandsbelag bewirkt die ohmschen Leiterverluste. An den Querkapazitäten bildet sich beim Anlegen einer niederfrequenten Wechselspannung das elektrische Feld aus. Die Größe dieser Kapazität ist abhängig vom Dielektrikum des jeweiligen Übertragungsmediums und von den geometrischen Abständen der Leiter zueinander.

Der Induktivitätsbelag repräsentiert das magnetische Feld, welches sich durch den im Leiter fließenden Strom $i(t)$ bildet. Dieser ist ebenfalls von der Geometrie der Leiteranordnung abhängig [2].

Die Darstellung mittels π -Ersatzschaltung gilt bei Netzfrequenzen von 50 Hz (oder 60 Hz) und bis zu einer Grenzlänge von ca. 300 km Freileitung und ca. 100 km Kabel. Längere Leitungen müssen durch eine Serienschaltung einzelner π -Glieder (Kettenleiter) oder durch die Impedanzkorrektur des einen π -Gliedes dargestellt werden. [3]

Die Berechnung der Längs- und Querimpedanzen erfolgt nach folgendem Modell. [3]

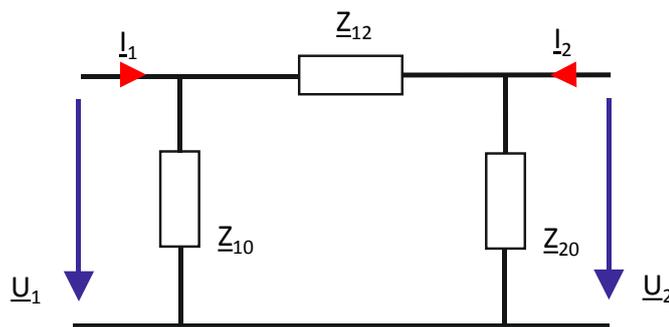


Abbildung 2-3: π -Ersatzschaltung eines elektrischen Vierpols [3]

Ausgehend von Abbildung 2-3 gelten für die Längs- und Querimpedanzen folgende Zusammenhänge.

$$\underline{Z}_{12} = (R' + j\omega L') \cdot l \quad (2-1)$$

$$\underline{Z}_{10} = \underline{Z}_{20} = \frac{1}{j\omega \frac{C'}{2} \cdot l} = \frac{2}{j\omega C' \cdot l} \quad (2-2)$$

Z_{12} ... Längsimpedanz der Leitung

Z_{10} bzw. Z_{20} ... Querimpedanzen der Leitung

2.3 Lastflussberechnung

Die Lastflussberechnung ist ein grundlegendes Werkzeug für die Planung und die Analyse elektrischer Netze. Sie kann als Entscheidungshilfe im Betrieb, aber auch zur Planung und Erweiterung oder bei der Änderung eines vorhandenen Netzes herangezogen werden, um folgende Parameter zu bestimmen [4].

- Auslastung der Betriebsmittel
- Verluste des untersuchten Netzes und der einzelnen Betriebsmittel
- Blindleistungshaushalt
- Spannungshaltung im Netz
- Spannungsabfälle auf den Leitungen
- Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Lasten
- Aufteilung des Lastflusses im vermaschten Netz

In weiterer Folge wird allgemein auf die Abbildung eines Netzes und auf die Methodik der Lastflussberechnung eingegangen.

2.3.1 Systemadmittanzmatrix

Die mathematische Beschreibung eines Netzes für einen stationären Zustand erfolgt mittels der Systemadmittanzmatrix. Sie beschreibt das System bestehend aus Knoten und Verbindungselementen. Die Größe der Matrix ist durch die Anzahl der Netzknoten vorgegeben.

$$Y = \begin{pmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1i} & \dots & Y_{1j} & \dots \\ \vdots & & \ddots & & & \\ Y_{li} & & Y_{ii} & & & \\ Y_{ij} & & & & Y_{jj} & \\ \vdots & & & & & \ddots \end{pmatrix} \quad (2-3)$$

In weiterer Folge kann das Netz mittels der Admittanzmatrix Y , der Knotenströme I und der Knotenspannungen U mit folgender Beziehung beschrieben werden.

$$I = Y \cdot U \quad (2-4)$$

Für die Leistung in den Knoten gilt der folgende formale Zusammenhang.

$$S = U \cdot I^* \quad (2-5)$$

| | | |
|-----|-----|-----------------------------|
| I | ... | Vektor der Knotenströme |
| U | ... | Vektor der Knotenspannungen |
| Y | ... | Admittanzmatrix |
| S | ... | Vektor der Knotenleistungen |

Diese beiden Gleichungen bilden somit den Ausgangspunkt für die Lastflussberechnung. Eliminiert man den Vektor der Knotenströme in der Gleichung für die Leistungen an den Knoten, so geht das Lastflussproblem in ein nichtlineares, quadratisches Gleichungssystem über, welches mit unterschiedlichen Methoden gelöst werden kann. Die gängigsten Lösungsverfahren sind die Berechnung mittels Stromiteration, das Newton-Raphson-Verfahren und das erweiterte Newton-Raphson-Verfahren [5].

Die Lastflussberechnungen in der vorliegenden Arbeit erfolgen mit dem Programm NEPLAN, wobei die Lösungsmethode nach dem Newton-Raphson-Verfahren gewählt wurde.

2.3.2 Das Newton-Raphson-Verfahren

Ausgangspunkt für die Berechnung des Lastflusses ist folgende Fehlergleichung für die Netzknoten i .

$$\Delta S_i = (P_i - j \cdot Q_i) - U_i \cdot \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* \cdot U_k^* = 0 \quad (2-6)$$

Es sind somit die Spannungen U_k zu finden, sodass die Leistungsdifferenz ΔS_i null wird, wobei P_i und Q_i die vorgegebene Leistung im jeweiligen Knoten darstellt.

Die Lösung der oben angeführten Fehlergleichung erfolgt durch folgende Methodik:

- Berechnung von ΔS_i aller Knoten mit Hilfe der Knotenspannungen

$$\Delta S_i = S_{vor_i} - S_{ber_i} \quad (2-7)$$

S_{vor_i} ... Leistung vor dem i -ten Iterationsschritt

S_{nach_i} ... Leistung nach dem i -ten Iterationsschritt

- Berechnung der Spannungsänderungen aller Knoten mittels Jacobimatrix J

$$\Delta U = J^{-1} \cdot \Delta S \quad (2-8)$$

J ... Jakobimatrix (besteht aus den partiellen Ableitungen der Knotenleistungen P_i und Q_i nach Betrag und Winkel der Knotenspannung U_i)

- Berechnung der neuen Knotenspannungen

$$U_{neu_i} = U_{alt_i} - \alpha \cdot \Delta U_i \quad (2-9)$$

Die Iterationsschritte werden solange durchlaufen, bis die folgende Abbruchbedingung erfüllt ist. [5]

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^n |\Delta S_i| < \varepsilon_{Abbruch} = 0,001 \quad (2-10)$$

$\varepsilon_{Abbruch}$... Abbruchbedingung für die Iteration (Schranke)

3 Allgemeines

Folgendes Kapitel gibt einen Überblick allgemeiner Grundlagen für die Planung und den Betrieb von elektrischen Netzen. Dabei wird besonders auf die spezifischen Eigenschaften von Verteilernetzen eingegangen.

3.1 Struktur des Energieversorgungssystems

Die Übertragung elektrischer Energie erfolgt leitungsgebunden in Netzen. Dabei wird zwischen Übertragungsnetzen und Verteilernetzen unterschieden. In der öffentlichen Energieversorgung haben sich die in Abbildung 3-1 dargestellten Spannungsebenen durchgesetzt.

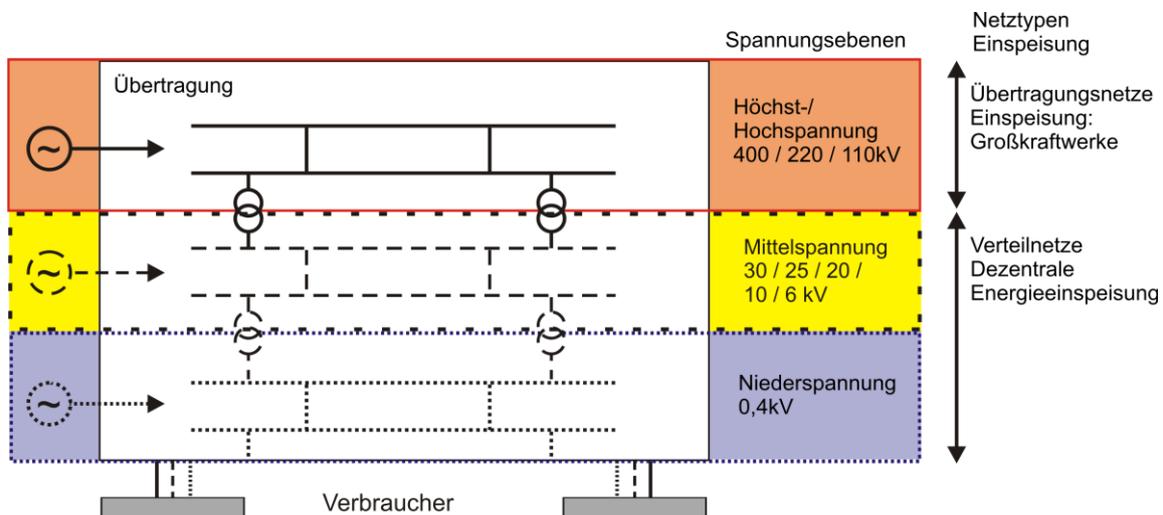


Abbildung 3-1: Netzebenen des Energieversorgungssystems [6]

Aufgrund ihrer Aufgabe wird die Höchstspannungsebene auch als Übertragungs- bzw. Verbundnetz bezeichnet. Über diese Netzebene wird elektrische Energie von den Erzeugungsschwerpunkten (Großkraftwerke) zu den Lastschwerpunkten (Ballungszentren) transportiert. Eine weitere Aufgabe ist, im Sinne des transeuropäischen Verbundnetzes, die Höchstspannungsebenen über die Staatsgrenzen hinaus zu verbinden. Aus Gründen der Versorgungssicherheit werden diese Netze vermascht betrieben [7].

Die Übergabe an die regionalen Netzbetreiber erfolgt in Umspannwerken üblicherweise auf der Hochspannungsebene. Diese Netze haben ebenfalls Übertragungsaufgaben und weisen in der Regel eine Nennspannung von 110 kV auf.

Als Verteilernetze werden die Netze der Mittel- und Niederspannung zusammengefasst. Auf der Mittelspannungsebene erfolgen die Versorgung von Netzkunden mit großer Anschlussleistung (Industrie und Gewerbe) und die Anbindung der Ortsnetzstationen. Über Ortsnetztransformatoren wird das nachgelagerte 0,4-kV-Netz betrieben, welches die Netzkunden (Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft) mit elektrischer Energie versorgt.

3.2 Netzformen von Verteilernetzen

Bei der Auswahl der Netzstruktur sind viele unterschiedliche Parameter zu berücksichtigen. Wichtig bei der Planung der Netze sind Aspekte der Versorgungssicherheit und des Netzschutzes. Bei der Wahl der Netzform spielen auch ökonomische Überlegungen eine Rolle.

In Verteilernetzen wird im Mittelspannungsbereich eine Teilvermaschung angestrebt. Damit wird ein (n-1)-sicherer Betrieb mittels Umschaltungen im Netz angestrebt. Netze der Niederspannungsebene werden aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen meist nur als Strahlennetze ausgeführt.

3.2.1 Ring- und Strangnetz

Eine wichtige Netzstruktur ist das Ringnetz, welches mittels Trennstelle als offener Ring betrieben wird. Durch die Bildung von Ringen erreicht man eine Teilvermaschung des Netzes. Diese Maßnahme gewährleistet eine höhere Versorgungssicherheit.

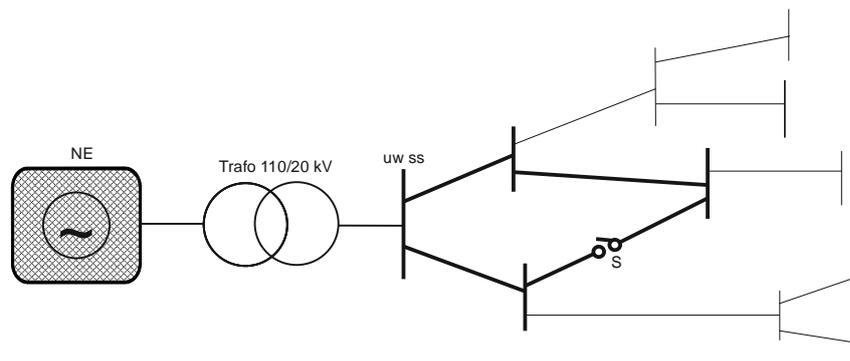


Abbildung 3-2: Netzstruktur Ringnetz [8]

| | | |
|-------|-----|---------------------------|
| NE | ... | Netzeinspeisung (Slack) |
| UW SS | ... | Umspannwerk Sammelschiene |
| S | ... | Schalter |

Im Normalbetrieb ist der Schalter S offen und das Netz wird wie ein Strahlennetz betrieben. Im Falle einer Versorgungsunterbrechung durch den Ausfall eines Betriebsmittels in einem der beiden Halbringe, wird der fehlerhafte Netzabschnitt frei geschaltet und durch das Schließen des Schalters S die Versorgung der Netzkunden wieder aufgenommen [8].

So kann zumindest eine Teilwiederversorgung der Netzkunden hergestellt und eine Verbesserung der Versorgungssicherheit erreicht werden.

Die Struktur des Strangnetzes ist eine typische Mittelspannungsnetzform. Die Grundidee dabei ist, dass die Netze eine Verbindung mehrerer Einspeisestellen erlauben.

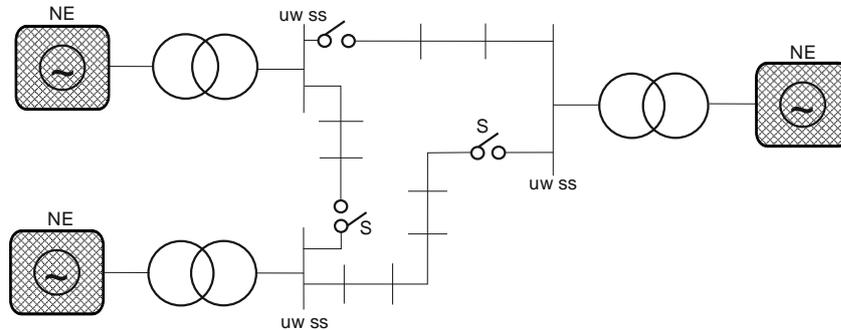


Abbildung 3-3: Netzstruktur Strangnetz [8]

Im Normalbetrieb ist die Verbindung durch den Schalter S unterbrochen. Im Falle einer Störung bzw. einer VU kann die Versorgung der Netzkunden durch Freischalten des fehlerbehafteten Leitungsstückes bzw. Betriebsmittels und Schließen des Schalters S wieder hergestellt werden. Dies trägt zu einer weiteren Verbesserung der Versorgungssicherheit bei.

3.2.2 Radial- oder Strahlennetz

Diese Netzform stellt die einfachste Ausführung für ein Verteilernetz dar. Die Versorgung der Netzkunden erfolgt von einem zentralen Punkt (Ortsnetzstation, Umspannwerk) strahlenförmig mittels Stichleitungen. In der Mittelspannungsebene findet diese Variante vor allem Anwendung bei Netzausläufern und abgelegenen Anschlusspunkten. Aus ökonomischen Gründen werden die Niederspannungsnetze vorwiegend als Strahlennetze ausgeführt.

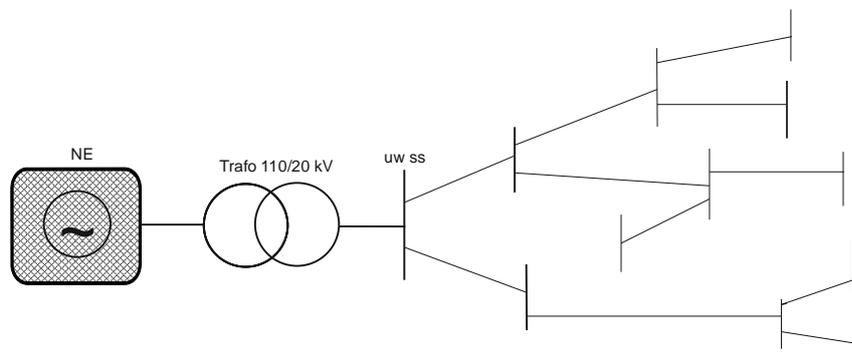


Abbildung 3-4: Netzstruktur Strahlennetz [8]

Nachteile dieser Netzform sind Probleme bei der Spannungshaltung am Ende langer Leitungen und die mangelnde Versorgungssicherheit im Fehlerfall. Eine Teilwiederversorgung durch Umschaltmaßnahmen im Netz ist hier nicht zu erreichen.

In der Praxis kommt, aufgrund netzplanerischer Entscheidung, schlussendlich eine optimierte Kombination der eben genannten Netzformen zur Anwendung.

3.2.3 Struktur realer Mittelspannungsnetze

Im Wesentlichen wird ein Versorgungsgebiet von der geografischen Lage, der Verbraucherstruktur (Industrie, Gewerbe, Haushalte, ...) und der Lastdichte charakterisiert. Die Hauptversorgungsgebiete des betrachteten Netzbetreibers Städte mit ≤ 50.000 Einwohnern und weit ausgedehnte ländliche Versorgungsgebiete mit ausgeprägten Talstrukturen.

Die geographischen Gegebenheiten spielen für den Netzbetrieb eine wesentliche Rolle. Die Trassen der Hauptverbindingsschienen (Talschienen) sind durch den Verlauf der Täler mehr oder weniger vorgegeben. Somit ergeben sich oft relativ große Leitungslängen in den Verteilernetzen, die vom UW aus im Stich betrieben werden.

In ländlichen Versorgungsgebieten sind die Überwindung großer Entfernungen und somit die Spannungshaltung kritisch. Aufgrund der in diesen Versorgungsstrukturen geringen Lasten, wirkt sich die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel meist nicht begrenzend aus. Um dem öffentlichen Versorgungsauftrag nachzukommen, müssen auch entlegene Netzkunden an das Stromnetz angeschlossen werden. Diese Leitungen werden als Stichleitungen ausgehend von den Hauptverbindingsschienen ausgeführt und verlaufen teils durch unwegsames und bewaldetes Gelände. Diese Gegebenheiten erschweren die Instandhaltung bzw. die Störungsbehebung.

In Versorgungsgebieten mit großen Lastdichten (dicht verbautes- bzw. Gewerbegebiet) ist im Gegensatz dazu nicht die Spannungshaltung kritisch, da die Leitungslängen in urbanen Gebieten relativ kurz sind. Hier ist vor allem die thermische Auslastung der Betriebsmittel ein maßgebendes Kriterium bei der Auslegung der Netze. In städtischen Versorgungsgebieten sind die Verteilernetze bereits größtenteils bzw. zur Gänze als Kabelnetze ausgeführt.

3.3 Sternpunktbehandlung und Sicherheitsaspekte

Die Sternpunktbehandlung ist eine wesentliche Kernfrage bei der Planung und dem Betrieb von Netzen. Sie umfasst die Maßnahmen zur Begrenzung einpoliger Kurzschlussströme und der mit dem Kurzschlussstrom einhergehenden Spannungsunsymmetrie. [9]

Die Art der Sternpunktserdung (SPE) hat einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der Fehlerströme und der Spannungsüberhöhung bei Fehlern mit Erdberührung und ist somit ein wesentliches Planungskriterium. Im Mittelpunkt der Betrachtung stehen dabei die Maßnahmen im Fehlerfall zum Schutz von Menschen und Tieren. [10]

3.3.1 Netze mit isoliertem Sternpunkt

In isolierten Netzen werden die Sternpunkte der Transformatoren, Sternpunktbildner und elektrischen Maschinen (Generatoren) nicht geerdet. Zur Anwendung kommt diese Netzform bei Eigenbedarfsnetzen von Kraftwerken und Mittelspannungsnetzen mit kleiner Ausdehnung in denen die kapazitiven Erdschlussströme einige Ampere nicht überschreiten. [10]

Folgende Grafik zeigt den schematischen Aufbau eines isoliert betriebenen Netzes.

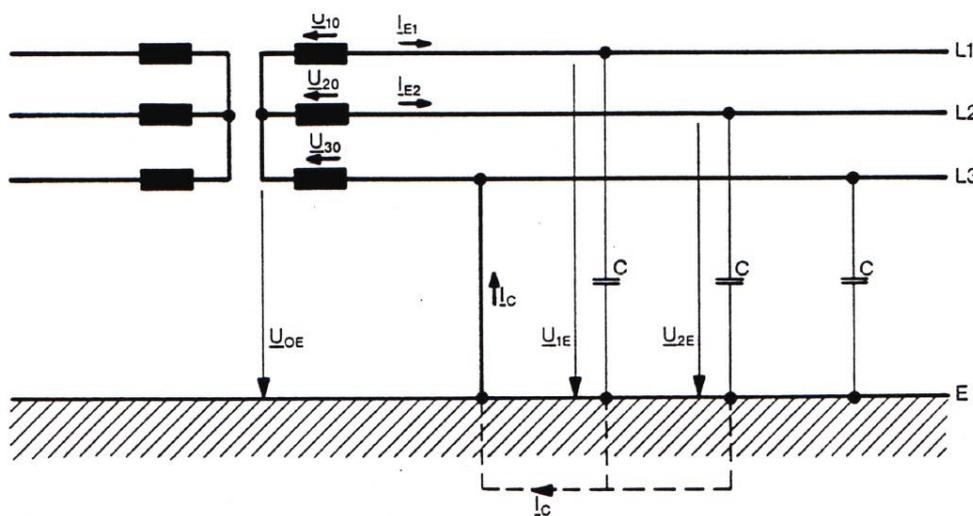


Abbildung 3-5: Netz mit isoliertem Transformatorsternpunkt, mit Erdschluss auf Phase L3 [11]

Im symmetrischen Betrieb tritt zwischen Sternpunkt und Erde keine Spannung (Verlagerungsspannung) auf. Kommt es zu einem Erdschluss, sinkt die Spannung in der fehlerbehafteten Phase auf null ab. In den beiden gesunden Phasen kommt es im Gegensatz zu einer betriebsfrequenten Spannungsanhebung um den Faktor $\sqrt{3}$.

Das folgende Zeigerdiagramm veranschaulicht die Spannungsverhältnisse im Erdschlussfall.

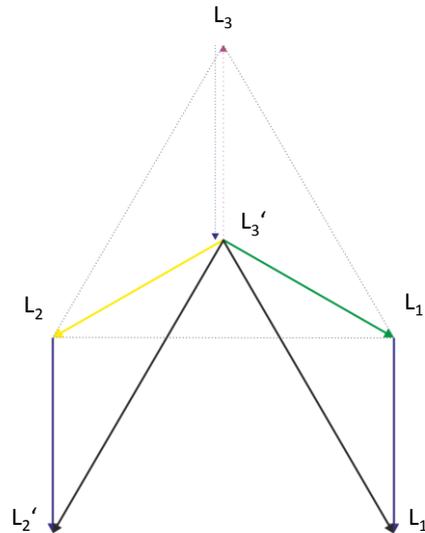


Abbildung 3-6: Spannungsverhältnisse im Erdschlussfall

Bei einem Erdschluss auf Phase L3, sinkt die Leiter-Erde-Spannung der Phase an der Fehlerstelle auf 0 V ab. Der Fehlerstrom fließt nun über die Fehlerstelle und Leiter-Erde-Kapazitäten der gesunden Leiter des gesamten Netzes zurück zum Sternpunkt. Der Erdschlussstrom wird durch die Erdkapazitäten C_E bestimmt und ist daher ein kapazitiver Strom. Er lässt sich durch folgende Formel berechnen.

$$I_{CE} = \sqrt{3} \cdot \omega C_E \cdot U_N \quad (3-4)$$

Die Bedingung für den Betrieb eines isolierten Netzes ist ein kapazitiver Erdschlussstrom von maximal 30 A. Dadurch ist die Grenze für die Ausdehnung isolierter Netze vorgegeben. Aufgrund der Spannungsanhebung der gesunden Phasen im gesamten Netz ist in Netzteilen mit ungenügender Isolationsfestigkeit das Risiko von Doppel- bzw. Mehrfacherdschlüssen gegeben.

3.3.2 Netze mit niederohmig geerdetem Sternpunkt

Bei einem Netz mit niederohmig geerdetem Sternpunkt werden ein oder mehrere Sternpunkte im Netz direkt über definierte Impedanzen geerdet. Die Erdungsimpedanzen sind auf den maximal zulässigen einpoligen Kurzschlussstrom ausgelegt. Der Netzschutz muss einen auftretenden einpoligen Fehler mit Erdberührung an einem beliebigen Ort im Netz selbstständig abschalten [10].

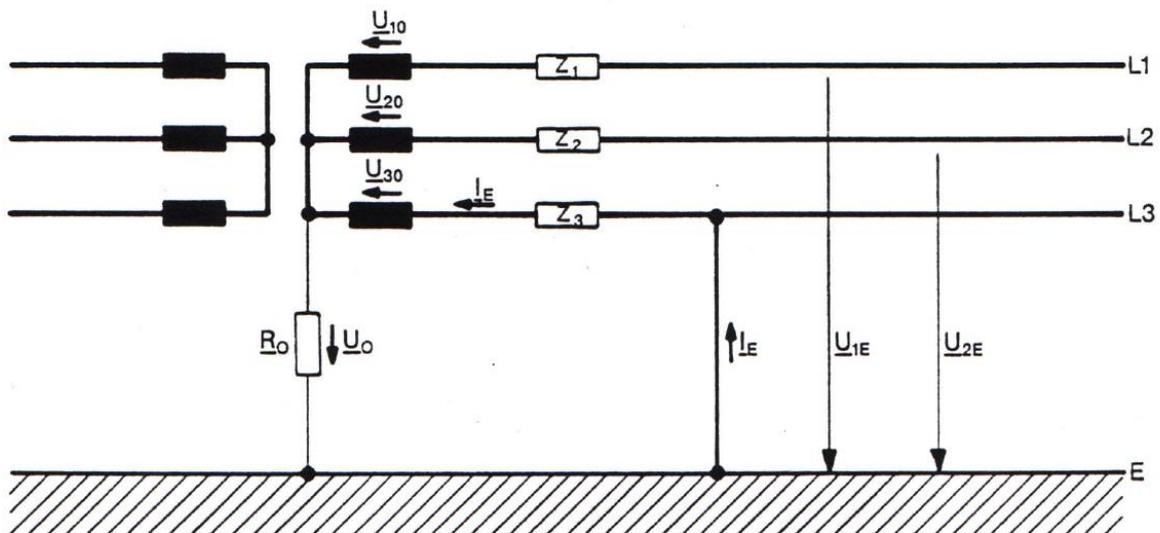


Abbildung 3-7: Netz mit niederohmig geerdetem Transformatorsternpunkt, mit Erdschluss auf Phase L3 [11]

Bei der niederohmigen Sternpunktterdung treten im Erdschlussfall Ströme auf, die in der Größenordnung der Kurzschlussströme liegen und somit auch als Erdkurzschlussströme bezeichnet werden. Die Erdung des Sternpunktes kann über eine niederohmige Spule erfolgen. Diese hat die Aufgabe den Erdkurzschlussstrom so zu begrenzen, dass einerseits Fehler sicher erkannt und abgeschaltet werden können, andererseits aber keine unzulässigen thermischen und dynamischen Beanspruchungen an den Betriebsmitteln auftreten. Diese Methode wird auch strombegrenzende, niederohmige SPE genannt.

Ein weiterer Spezialfall ist die starre Erdung, bei der der Sternpunkt direkt an die Erdungsanlage angeschlossen wird. Näherungsweise gilt hier $R_0 = 0$ [9].

Anwendung findet diese Art der SPE in Hoch- bzw. Höchstspannungsnetzen und in Niederspannungsnetzen.

3.3.3 Netze mit Erdschlusskompensation (gelöschtes Netz)

Die Grundidee bei Netzen mit Erdschlusskompensation besteht darin, den kapazitiven Erdschlussstrom durch einen induktiven Strom zu kompensieren. Hierfür werden ein oder mehrere Sternpunkte (Transformatoren, Sternpunktbildner) über eine Erdschlusslöschspule (Petersenspule) geerdet.

Abbildung 3-8 zeigt den Aufbau eines Netzes mit Erdschlusskompensation.

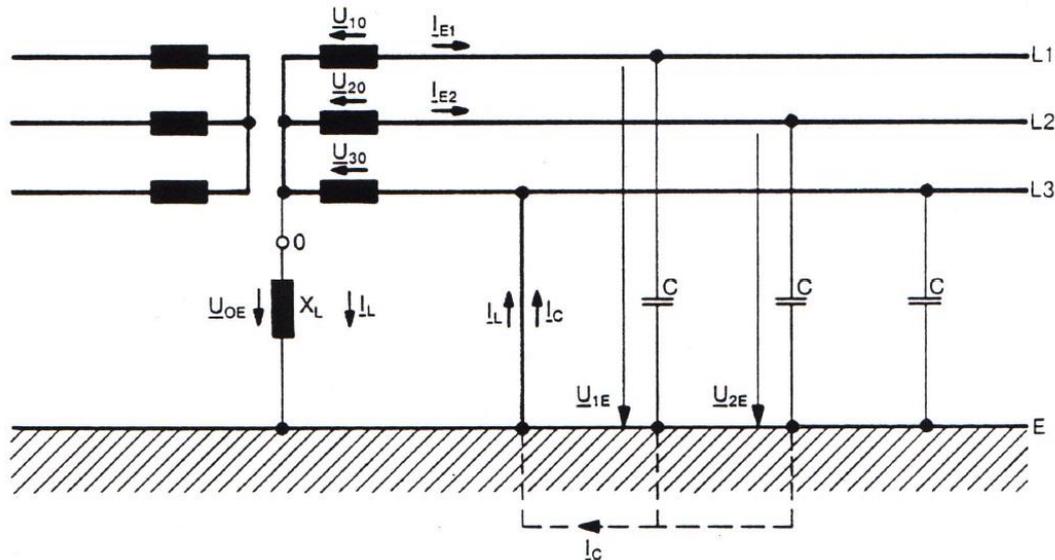


Abbildung 3-8: Kompensiertes Netz, mit Erdschluss auf Phase L3 [11]

Die Induktivität der Spule kann mittels Stufenschalter eingestellt werden. Stimmt die kapazitive Reaktanz des gesamten Netzes und die induktive Reaktanz der Löschspule überein, spricht man von Vollkompensation. Im Erdschlussfall fließt dann nur der Reststrom I_{Rest} welcher sich aus dem Strom der Grundschwingung und höherharmonischen Anteilen zusammensetzt.

Der Erdschlussstrom wird über die Leiter-Erde Kapazitäten bestimmt und errechnet sich aus Formel 3-4. Daraus kann abgeleitet werden, dass eine vermehrte Verkabelung einen höheren kapazitiven Erdschlussstrom zur Folge hat.

Im Betrieb muss sichergestellt werden, dass die eingebaute Löschspule den maximal auftretenden Erdschlussstrom kompensieren kann. Ebenfalls muss darauf geachtet werden, die Löschgrenze von 60 A nicht zu überschreiten. (siehe Abbildung 3-9)

Für den stationären Erdschlussfall gilt hier wieder eine Spannungsanhebung der gesunden Phasen um den Faktor $\sqrt{3}$ im gesamten Netz. Dies kann bei ungenügender Spannungsfestigkeit der Isolation auch zu Doppelerdschlüssen führen.

3.3.4 Normative Rahmenbedingungen

Für den Betrieb von gelöschten Netzen bestehen in Normen definierte Rahmenbedingungen besonders für den Personenschutz und die Beeinflussung.

Der maximale Erdschlussreststrom abhängig von der Betriebsspannung ist eindeutig fest geschrieben. In der Norm ÖVE B1 ist definiert, welchen Wert der Reststrom maximal erreichen darf. Folgende Grafik zeigt den bei der Löschung zu erwartenden Erdschlussreststrom in Abhängigkeit der Spannungsebene.

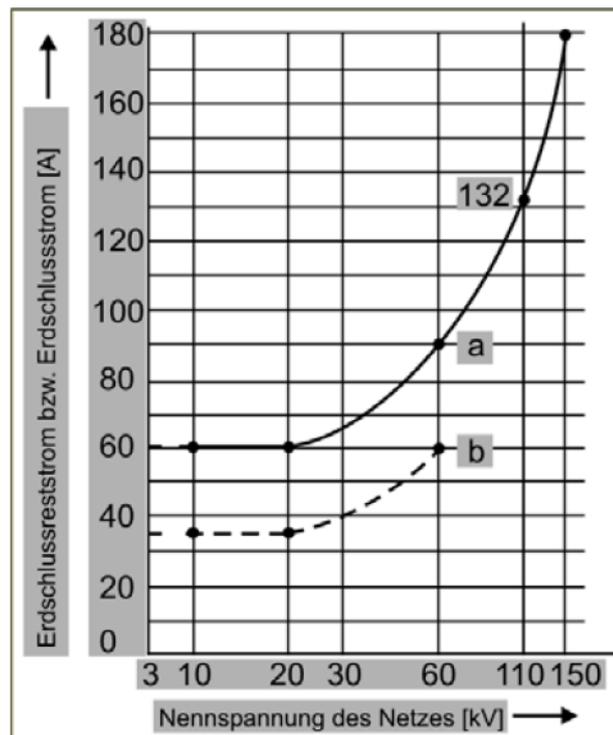


Abbildung 3-9: zulässiger Erdschlussreststrom

Kurve a :

- Netze mit Erdschlusskompensation
- Kabelnetze bis zu einer Nennspannung von 20 kV
- Netze mit isoliertem Sternpunkt mit kleinen Freileitungslängen

Kurve b:

- Netze mit isoliertem Sternpunkt

3.4 Sicherheitsaspekte

Freileitungen und Kabel müssen im Fehlerfall durch Schutzeinrichtungen abgesichert werden. Dabei werden meist Überstromzeitschutz-, Distanzschutz- und fallweise sogar Differentialschutzrelais eingesetzt.

Zum Einstellen der Schutzeinrichtungen ist vor allem die Mitimpedanz des Systems relevant. Diese ist gut bekannt und kann für Leiter-Leiter-Fehler richtig eingestellt werden.

Bei Fehlern gegen Erde hat die Fehlerschleife jedoch eine andere Impedanz, die vom jeweiligen Erdungspfad bestimmt wird. Da die Impedanz dieses Pfades nicht bekannt ist, wird der Zusammenhang zwischen Leitungs- und Erdimpedanz durch einen Faktor k_0 definiert [12].

Der Faktor k_0 gibt das Verhältnis zwischen Mit- und Nullsystemimpedanz an.

$$k_0 = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{Z^0}{Z^1} - 1 \right) \quad (3-5)$$

Folgende Tabelle zeigt den Faktor k_0 für gängige Mittelspannungsleitungen [13].

| Bezeichnung | R(1)' Ω | X(1)' Ω | R(0)' Ω | X(0)' Ω | k_0 | Winkel ° |
|---------------|------------|------------|------------|------------|---------|-------------|
| 24-AL1 | 1,181 | 0,4222 | 1,331 | 1,5779 | 0,3097 | 62,933 |
| 34-AL1 | 0,8332 | 0,4113 | 0,9832 | 1,567 | 0,4181 | 56,332 |
| 49-AL1 | 0,579 | 0,3998 | 0,729 | 1,555 | 0,5519 | 47,977 |
| 93-AL1 | 0,308 | 0,3792 | 0,458 | 1,5349 | 0,7952 | 31,69 |
| | | | | | | |
| 24-AL3 | 1,37 | 0,422 | 1,52 | 1,5779 | 0,271 | 65,486 |
| 34-AL3 | 0,967 | 0,4113 | 1,117 | 1,567 | 0,3688 | 59,4501 |
| 49-AL3 | 0,671 | 0,3998 | 0,821 | 1,555 | 0,4971 | 51,814 |
| 93-AL3 | 0,308 | 0,3792 | 0,458 | 1,5349 | 0,7952 | 31,69 |
| 117-AL3 | 0,285 | 0,372 | 0,435 | 1,5277 | 0,8289 | 30,0616 |
| | | | | | | |
| A2XHCJ2YV 95 | 0,32 | 0,13 | 1,172 | 0,549 | 0,9163 | 4,077 |
| A2XHCJ2YV 150 | 0,206 | 0,121 | 0,847 | 0,297 | 0,92744 | 15,0757 |
| A2XHCJ2YV 240 | 0,125 | 0,112 | 0,764 | 0,291 | 1,3179 | 26,2114 |
| A2XHCJ2YV 300 | 0,1 | 0,109 | 0,738 | 0,289 | 1,4938 | 31,7103 |

Tabelle 3-1: Berechnung des Erdfaktors k_0

Nähere Informationen zu den Bezeichnungen und Kenngrößen der Betriebsmittel siehe Abschnitt 4.2.

4 Allgemeines zu den Betriebsmitteln Freileitung und Kabel

Die Netzentwicklung hat die Aufgabe, die bestehenden Netze hinsichtlich ihrer zukünftigen Aufgaben auf die Betriebs- und Versorgungssicherheit zu beurteilen und gegebenenfalls Aus- und Umbaumaßnahmen vorzuschlagen. Den Ausgangszustand dieser Planung stellt das bestehende Netz dar, von welchem für weitere Betrachtungen zuerst die Ausgangsdaten ermittelt werden müssen.

Folgendes Kapitel stellt diese Ausgangslage her, indem die konstruktiven Merkmale und die elektrischen Parameter der Betriebsmittel Kabel und Freileitung zusammengefasst werden und ein Überblick über das Betriebsverhalten genannter Komponenten gegeben wird.

4.1 Konstruktive Merkmale von Freileitungen und Kabeln

Freileitungen und Kabel sind Betriebsmittel zur Übertragung (Transport und Verteilung) elektrischer Energie. Sie unterscheiden sich grundlegend im Aufbau und im Material der Isolierung ihrer spannungsführenden Leiter. Dies führt zu grundlegenden Unterschieden der elektrischen Eigenschaften bei Freileitungen und Kabeln, welche bei der Netzplanung als auch im Betrieb von Energienetzen berücksichtigt werden müssen.

Die wesentlichen Komponenten einer Freileitung stellen die Masten und die Leiterseile dar. Als Isolationsmedium zwischen den spannungsführenden Leitern dient die uns umgebende atmosphärische Luft. [2] Der Vorteil dieses Isolierstoffes ist, dass er sich nach einem Fehler selbstständig erneuert, und das Isolationsvermögen somit auch nach Erlöschen eines Lichtbogenfehlers gegeben ist. Ein weiterer Vorteil von Luft als Isoliermedium ist, dass durch die Luftströmung ein ständiger Wärmeabtransport und somit die natürliche Kühlung der Leitung gewährleistet ist.

Energiekabel hingegen bestehen aus mehreren funktionalen Schichten und haben einen konzentrischen Aufbau. Herzstück dabei ist der Leiter im Inneren, welcher vom Dielektrikum umgeben ist. Als Isolationsmedium werden heute ausschließlich Kunststoffe eingesetzt. Diese Isolationsmedien und der Kabelaufbau haben sich in den Jahrzehnten der Kabeltechnik immer wieder verändert, und eine Entwicklung wurde von einer neueren abgelöst. Neben dem Isolationsmedium sind auch die Isolationsabstände bei Kabeln ein gravierender Unterschied zu Freileitungen. So muss die Isolierschicht von Hochspannungskabeln, im Gegensatz zu Freileitungen, sehr hohe Potentialunterschiede auf kürzestem Wege abbauen. Im Dielektrikum herrschen daher sehr hohe elektrische Feldstärken, welche die Materialien dementsprechend stark beanspruchen [7].

Beim Betrieb von Kabeln ist zu berücksichtigen, dass die Abfuhr der Verlustwärme im Erdreich geringer ist als bei Freileitungen. Ebenfalls ist das Dielektrikum nicht selbstheilend (wie atmosphärische Luft), sodass ein Kabel beim Auftreten eines Lichtbogenfehlers zerstört wird, und die Fehlerstelle ausgetauscht werden muss.

4.1.1 Freileitung

Die Errichtung von Starkstromfreileitungen mit Spannungen zwischen 1 kV und 45 kV AC ist in der ÖNORM E 8111 fest geschrieben. Diese Norm ist Bestandteil der Bestimmungen für die Elektrotechnik gemäß ETG 1992 und hat somit Gesetzescharakter.

Wie bereits erwähnt, stellen die Masten und die Leiterseile die wesentlichen Komponenten einer Freileitung dar. Sie werden nun im folgenden Abschnitt genauer beschrieben.

4.1.1.1 Freileitungsmasten

Die in der Mittel- und Niederspannung am häufigsten eingesetzten Masten sind gesockelte Holzmaste in der Ausführung als Einfach- bzw. A-Masten. Je nach Anforderung an die mechanische Festigkeit oder der Zugkräfte werden bei Spezialanwendungen auch Stahlgittermasten (z.B. bei Weitspannfeldern) eingesetzt. Die folgenden Grafiken zeigen die Konstruktionszeichnungen von typischen Holzmasten für die Mittelspannung.

- a) A – Mast
- b) Einfachtragmast

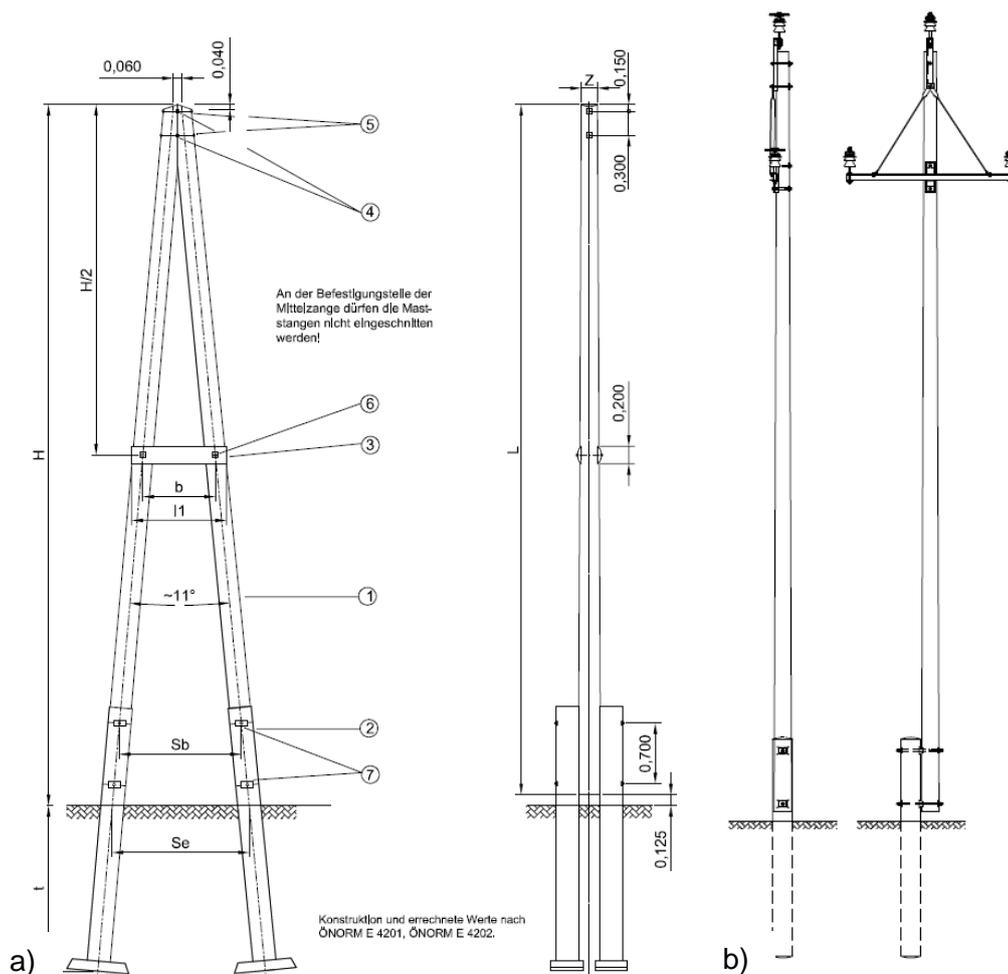


Abbildung 4-1: Konstruktionszeichnung von Mittelspannungsfreileitungsmasten [14]

4.1.1.2 Mastkopfbilder

Die Leiterseile der Mittelspannungsfreileitung sind aus Symmetriegründen in einem Dreieck angeordnet. Folgende Grafik zeigt das Mastkopfbild eines Mittelspannungstragmastes.

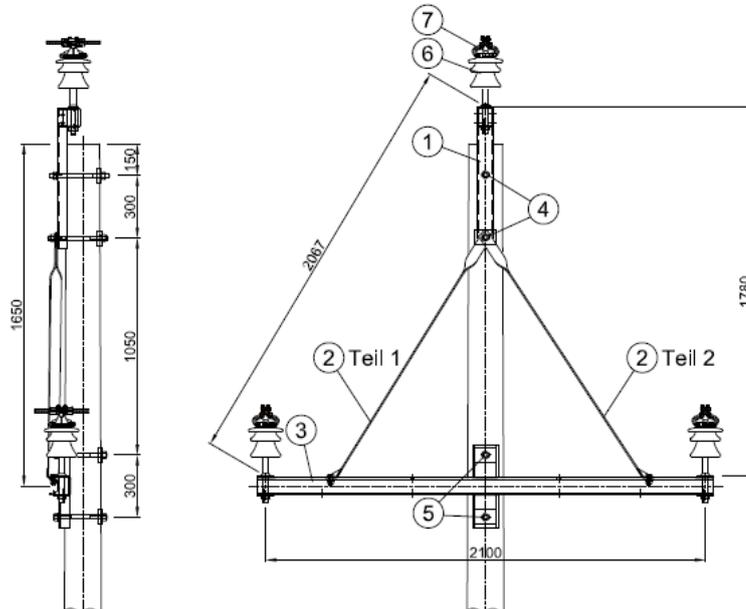


Abbildung 4-2: Mastkopfbild eines 20-kV-Tragmastes [14]

Das Mastkopfbild eines Abspannmastes mit Doppelspannkettenspannketten-Isolatoren ist in folgender Abbildung dargestellt.

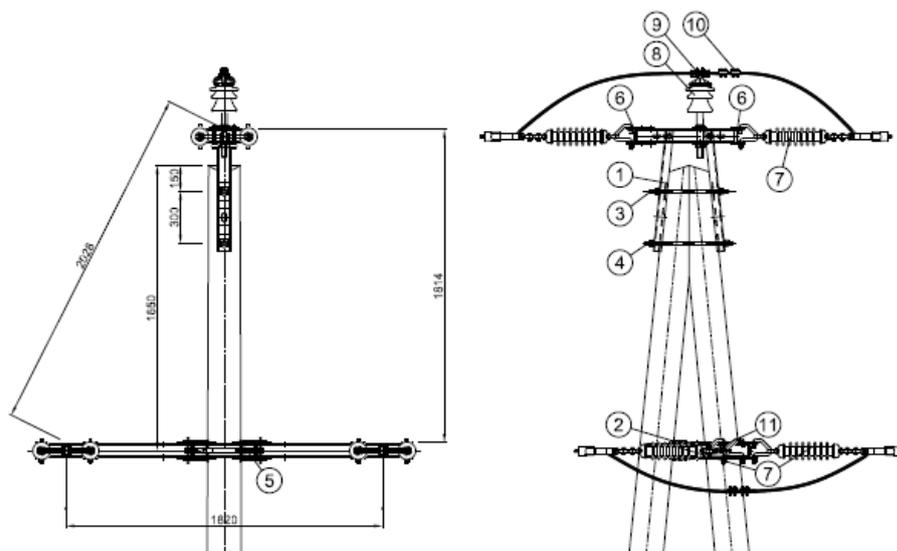


Abbildung 4-3: Mastkopfbild eines 20-kV-Abspannmastes [14]

4.1.1.3 Isolatoren

In den Freileitungsnetzen in der Nieder- und Mittelspannungsebenen werden vorwiegend Stützisolatoren aus Porzellan verwendet. Abbildung 4-4 zeigt unterschiedliche Bauformen von Stützisolatoren.

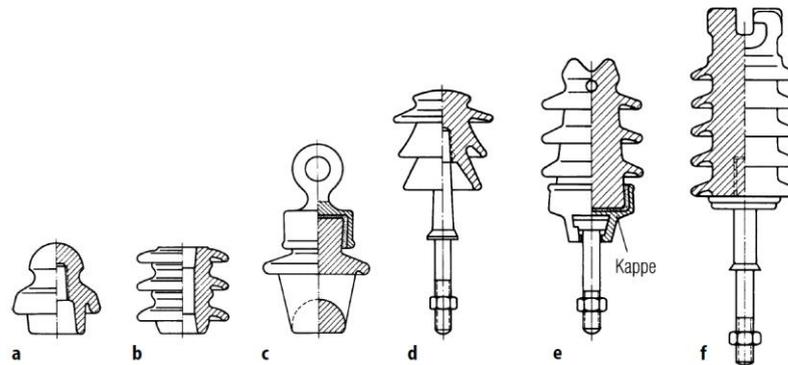


Abbildung 4-4: Freileitungsisolatoren (a,b,c Niederspannung; d,e,f Mittelspannung) [10]

Die Befestigung der Leiterseile an den Isolatoren im 20-kV-Mittelspannungsnetz, mit Leiterquerschnitten größer 35 mm^2 , erfolgt mittels Bügelbund. [14]

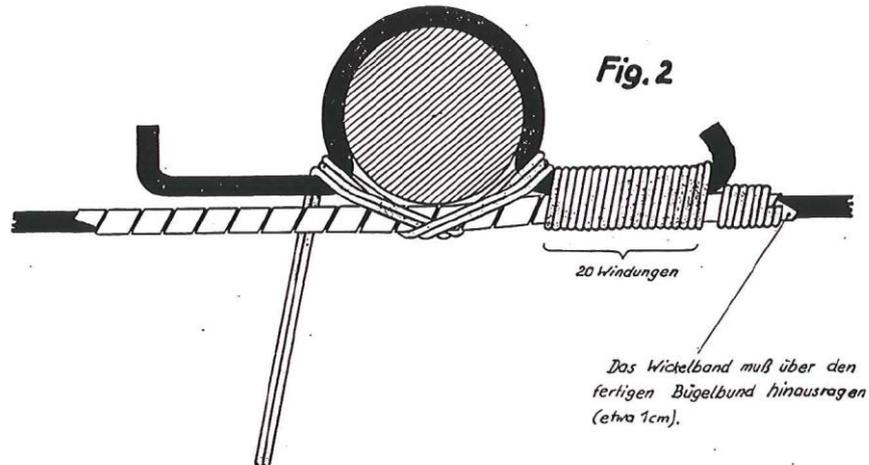


Abbildung 4-5: Befestigung von Leiterseilen an Isolatoren mittels Bügelbund [14]

4.1.1.4 Aufbau von Leiterseilen

Für 20/0,4-kV-Freileitungen werden Leiterseile mit unterschiedlichem Aufbau und unterschiedlichen Materialien verwendet. Die Norm **EN 50182** beschreibt den Aufbau von Freileitungsseilen.

Die Seile bestehen aus verdrehten Einzelleitern, welche zur Vermeidung von Wirbelstromeffekten mittels Oxidschicht voneinander isoliert sind. Als Leiterwerkstoffe werden vor allem Aluminium bzw. Aluminiumlegierungen eingesetzt [2].

Folgende Tabelle zeigt typische Werkstoffe für Freileitungsseile.

| Leiterwerkstoff | Bezeichnung laut EN 50182 | Zusammensetzung |
|-----------------|---------------------------|--------------------------------------------------------|
| Aluminium | Al1 | 99,5 % Reinaluminium |
| Aldrey | AL3 | 0,3% – 0,5% Mg 0,4% - 0,7% Si 0,3% Fe Rest Al |

Tabelle 4-1: Zusammensetzung ausgewählter Leiterwerkstoffe [10]

Einfachseile werden aus Einzeldrähten des jeweiligen Leiterwerkstoffes aufgebaut. Zur Erhöhung der mechanischen Festigkeit der Leiterseile werden, bei größeren Querschnitten, sogenannte Verbundseile hergestellt. Der eigentliche Leiterwerkstoff ist weiterhin Aluminium. Die Stabilität wird durch einen Kern, Seele des Leiters, aus Stahldrähten erreicht. Diese Leiterseile werden vorwiegend in der Hoch- und Höchstspannungsebene eingesetzt, um große Spannweiten zu ermöglichen.

Der Aufbau unterschiedlicher Leiterseile ist in Abbildung 4-6 ersichtlich.

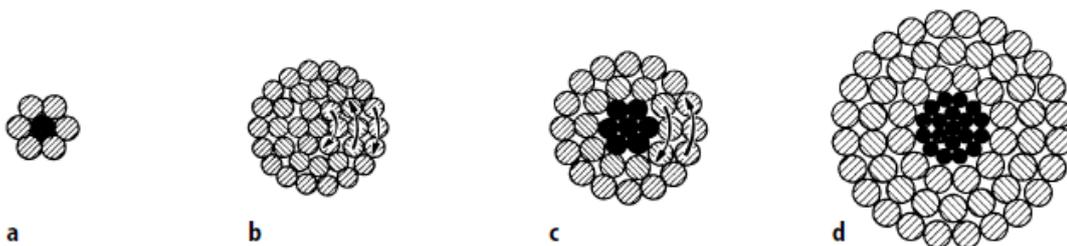


Abbildung 4-6: Aufbau von Freileitungsseilen [10]

- a) Al/St – Seil (eine Lage Al)
- b) Al, AL3 oder CU-Seil (Querschnitte bis 185 mm²)
- c) Al/St – Seil (zwei Lagen Al, Querschnitte bis 300 mm²)
- d) Al/St – Seil (drei Lagen Al, Querschnitte größer 300 mm²)

In der Nieder- und Mittelspannungsebene kommen vorwiegend AL- und AL3- Einfachseile zum Einsatz.

4.1.2 Energiekabel

Neben Freileitungen kommen auch Kabel zur Verteilung elektrischer Energie zum Einsatz. Der Aufbau von Energiekabeln ist im Gegensatz zu den Leiterseilen um einiges aufwändiger.

Energiekabel müssen hohe Ströme führen, hohe Spannungen isolieren und äußeren Umwelteinflüssen mechanisch standhalten können [15].

Historisch bedingt sind unterschiedliche Arten von Kabeln im Einsatz. Diese unterscheiden sich durch Ihren Aufbau, das Leitermaterial und das verwendete Isolationsmedium. So gibt es z.B. Papier-, Masse-, Öldruck- und Kunststoffkabel. Wegen der guten Betriebs-erfahrungen werden heute praktisch nur noch VPE-Kabel (Kunststoffkabel) verwendet. Aufgrund der langen Lebensdauer solcher Systeme, sind jedoch Kabel unterschiedlicher Bauart in Betrieb [15].

Die Bezeichnung der Kabel erfolgt nach Norm ÖVE/ÖNORM 8200-620. Die Kurzzeichen sind in folgender Tabelle abgebildet.

| Kurzzeichen | Bedeutung |
|-------------|------------------------------------------------------|
| E | Kabel nach dieser Spezifikation (ÖVE/ÖNORM 8200-620) |
| X | Sonderkabel |
| A | Aluminiumleiter |
| - | Kupferleiter (kein Kurzzeichen) |
| 2X | VPE-Isolierung |
| H | Feldbegrenzende leitende Schicht |
| C | Kupferschirm |
| CE | Kupferschirm individuell |
| Y | PVC-Mantel |
| 2Y | PE-Mantel |
| J2Y | Längswasserdicht, mit PE-Mantel |
| JA2Y | Längs-/Querwasserdicht mit Al/PE-Schichtenmantel |
| JC2Y | Längs-/Querwasserdicht mit Cu/PE-Schichtenmantel |

Tabelle 4-2: Bezeichnung von Energiekabeln laut Norm [13]

Die Leiter können als Rund- oder Sektorleiter ausgeführt sein. Ebenfalls kann der Leiter aus einem oder mehreren verdrehten Einzelleitern bestehen.



Abbildung 4-7: Leiteraufbau von Energiekabeln [16]

4.1.2.1 Aufbau von Energiekabel für Mittelspannung

In der Mittelspannung werden hauptsächlich Einleiterkabel verwendet. Das bedeutet pro Leitungssystem müssen 3 Kabel verlegt werden. Sie werden als Dreierbündel, ähnlich eines Gürtelkabels oder in einer Ebene angeordnet. Seit geraumer Zeit werden in den 20-kV-Netzen ausschließlich VPE-Kabel eingesetzt. Der Vorteil dieser Kabeltype ist die geringere Anfälligkeit auf Teilentladungen die längswasserdichte Ausführung sowie eine höhere thermische Belastbarkeit.

Die wesentlichen Schichten eines solchen Kabels sind der Leiter im Inneren, welcher aus Kupfer oder Aluminium besteht. Zwischen der inneren und äußeren Leitschicht befindet sich das Dielektrikum, welches für die Isolation verantwortlich ist, und aus vernetztem Polyethylen, kurz VPE, besteht. Die Leitschichten dienen zur hohlraumfreien Bindung der leitenden Teile (Innenleiter, Schirm oder Mantel) an die Isolierung, zur Vermeidung von Teilentladungen und zur Reduktion hoher Randfeldstärken. Sie bestehen bei VPE-Kabeln aus leitfähigem Kunststoff bzw. leitfähigen Gewebepbändern.

Der im Mittelspannungskabel eingesetzte Schirm dient dem Berührungsschutz sowie dem Führen von Ableit- und Erdschlussströmen.

Der äußere Kunststoffmantel (PE) schützt das Kabel vor äußeren Umwelteinflüssen. Zwischen der äußeren Leitschicht und dem Kunststoffmantel befinden sich noch andere funktionale Elemente, die je nach Ausführung des Kabels variieren können [7].

Aufgrund der historischen Entwicklung der Kabel, bezogen auf deren Aufbau, und ihrer Lebensdauer sind im 20-kV-Verteilernetz der Netzbetreiber unterschiedlichste Kabeltypen im Einsatz.

Momentan werden unternehmensspezifisch nur VPE-Kabel folgenden Typs verlegt.

| Bezeichnung | | Beschreibung des Aufbaus |
|-------------|--------------------|---------------------------------------------------------|
| VDE 0276 | ÖVE ÖNORM 8200-620 | - |
| N | - | Kabel nach der geltenden Norm |
| A | A | Leitermaterial aus Aluminium |
| 2X | 2X | VPE Isolierung |
| | H | Feldbegrenzende, leitende Schicht |
| S | C | Cu - Schirm |
| (F)2YV | J2YV | Längswasserdichter PE Mantel, mit verstärkter Wanddicke |

Tabelle 4-3: Aufbau des eingesetzten Mittelspannungskabels

Folgende Abbildung zeigt den Schnitt durch ein Mittelspannungskabel dieses Typs.

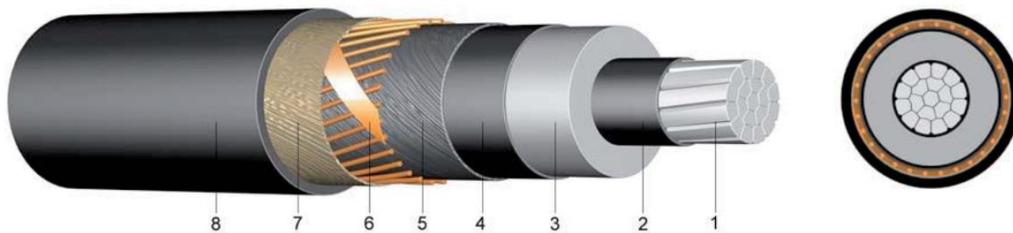


Abbildung 4-8: Aufbau eingesetzten Mittelspannungskabels: NA2XS(F)2YV [17]

Das in Abbildung 4-8 dargestellte Mittelspannungskabel entspricht dem im Netz eingesetzten Typ. Der Aufbau des Kabels ist in folgender Tabelle genauer beschrieben.

| Nr. | Bezeichnung |
|-----|------------------------------------------|
| 1 | Aluminiumleiter, rund, mehrdrätig |
| 2 | innere Leitschicht |
| 3 | Aderisolation aus vernetztem Polyethylen |
| 4 | äußere Leitschicht |
| 5 | leitendes Quellvlies |
| 6 | Kupferdrahtschirmung |
| 7 | Bandierung aus Kunststoffolie |
| 8 | Außenmantel aus Polyethylen (PE) |

Tabelle 4-4: Beschreibung des Kabelaufbaus zu Abbildung 4-8

4.1.2.2 Aufbau von Energiekabel für Niederspannung

Niederspannungskabel werden als Vierleiterkabel ausgeführt. Die Leiter können als verdrehter Rundleiter aus Einzeldrähten oder als Sektorleiter ausgeführt sein. Leitermaterial ist vorwiegend Aluminium oder auch Kupfer. Als Isolationsmaterial wird vorwiegend PVC verwendet.

Beispielhaft seien nachfolgend 2 Kabeltypen dargestellt. Abbildung 4-9 zeigt ein Aluminiumkabel mit eindrächtigen Sektorleitern. Abbildung 4-10 zeigt ein Kupferkabel mit mehrdrächtigen Sektorleitern.

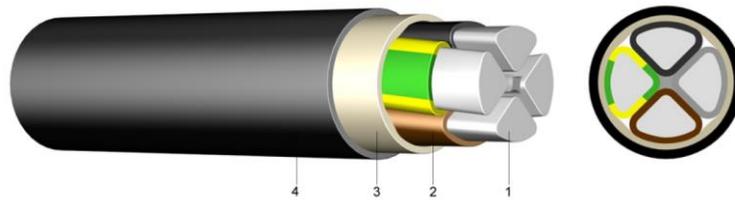


Abbildung 4-9: Niederspannungskabel E-AYY [17]

Aufbau:

- 1) Aluminiumleiter (SE ... Sektorleiter, eindrätig)
- 2) Aderisolation aus Polyvinylchlorid (PVC)
- 3) PVC Füllmantel (FM) oder Bänderung (BD)
- 4) Außenmantel aus PVC

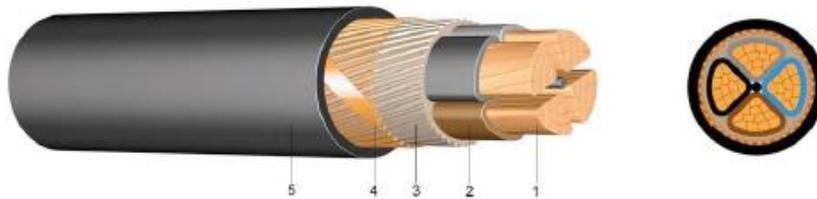


Abbildung 4-10: Niederspannungskabel NYCWY [17]

Aufbau:

- 1) Kupferleiter (SM ... Sektorleiter, mehrdrätig)
- 2) Aderisolation aus Polyvinylchlorid (PVC)
- 3) PVC Füllmantel (FM) oder Bänderung (BD)
- 4) Schirmung aus wellenförmig aufgetragenen Cu - Leitern
- 4) Außenmantel aus PVC

4.2 Kenndaten von 20-kV- bzw. 0,4-kV-Freileitungen und -Kabeln

4.2.1 Kenndaten von Freileitungen für Nennspannungen von 20 kV und 0,4 kV

Die Kenndaten für Freileitungsseile sind in der EN 50182 fest geschrieben. Die elektrischen Kenngrößen für das Mit- und Nullsystem sind von der Geometrie der Leiterseilanordnung abhängig. Folgende Tabelle zeigt eine Auswahl an Leiterseiltypen und deren Kenndaten.

| Bezeichnung | Querschnittsfläche | Dauerstrombelastbarkeit | R(1)' | X(1)' | C(1)' | C(0)' |
|-------------|--------------------|-------------------------|--------|--------|-------|-------|
| - | mm ² | A | Ω/km | Ω/km | nF/km | nF/km |
| 24-AL1 | 24,2 | 144 | 1,181 | 0,4222 | 8,63 | 4,3 |
| 34-AL1 | 34,4 | 180 | 0,8332 | 0,4113 | 8,87 | 4,4 |
| 49-AL1 | 49,5 | 225 | 0,579 | 0,3998 | 9,13 | 4,6 |
| 93-AL1 | 93,3 | 340 | 0,308 | 0,3792 | 9,65 | 4,8 |
| | | | | | | |
| 24-AL3 | 24,2 | 135 | 1,37 | 0,422 | 8,63 | 4,3 |
| 34-AL3 | 34,4 | 169 | 0,967 | 0,4113 | 8,87 | 4,4 |
| 49-AL3 | 49,5 | 210 | 0,671 | 0,3998 | 9,13 | 4,6 |
| 93-AL3 | 93,3 | 320 | 0,308 | 0,3792 | 9,65 | 4,8 |
| 117-AL3 | 117,0 | 365 | 0,285 | 0,372 | 9,85 | 4,9 |

Tabelle 4-5: Kenndaten von Leiterseilen [13] [16]

4.2.2 Kenndaten von Energiekabeln für eine Nennspannung von 20 kV

Folgende Tabelle zeigt Kenndaten für Mittelspannungskabel unterschiedlicher Querschnitte.

| Bezeichnung | Stromtragfähigkeit | $R(1)'$ | $X(1)'$ | $C(1)'$ | $C(0)'$ |
|---------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------|---------|
| - | A | Ω/km | Ω/km | nF/km | nF/km |
| A2XHCJ2YV 95 | 251 | 0,32 | 0,13 | 210 | 220 |
| A2XHCJ2YV 150 | 319 | 0,206 | 0,121 | 254 | 250 |
| A2XHCJ2YV 240 | 417 | 0,125 | 0,112 | 304 | 300 |
| A2XHCJ2YV 300 | 471 | 0,1 | 0,109 | 329 | 330 |

Tabelle 4-6: Kenngrößen für ausgewählte Mittelspannungskabel [13] [13]

Die elektrischen Kenngrößen für das Mit- und das Nullsystem beziehen sich auf die Verlegung der Einleiterkabel in Dreiecksanordnung. Die Werte für die Stromtragfähigkeit beziehen sich auf EVU-Last. Hierbei wird angenommen, dass der Strom entsprechend des Lastganges über einen Tag schwankt, und somit der Betrieb mit dem thermischen Bemessungsstrom nur kurz auftritt. Für eine dauerhafte Bestromung muss die angegebene Stromtragfähigkeit um den Faktor 0,75 abgemindert werden. (z.B. bei Kraftwerksbetrieb)

4.2.3 Kenndaten von Energiekabeln für eine Nennspannung von 0,4 kV

Folgende Tabellen zeigen die Kenndaten für eine Auswahl von 0,4-kV-Niederspannungskabeln.

| Bezeichnung | Bemessungsstrom | $R(1)'$ | $X(1)'$ |
|-------------|-----------------|--------------------|--------------------|
| - | A | Ω/km | Ω/km |
| AYY-0 4x25 | 100 | 1,2 | 0,088 |
| AYY-0 4x50 | 145 | 0,641 | 0,085 |
| AYY-0 4x95 | 215 | 0,32 | 0,082 |
| AYY-0 4x120 | 245 | 0,253 | 0,08 |

Tabelle 4-7: Elektrische Kenngrößen für ausgewählte Niederspannungskabel [17] [13]

4.3 Übertragungsfähigkeit von Leitungen

Die Übertragungsfähigkeit einer Leitung wird als jene Leistung angegeben, welche von einer Leitung unter Einhaltung der vorgegeben Grenzen bezüglich der Spannungshaltung, der thermischen Betriebsmittelbeanspruchung, Netzbedingungen und der Schaltanlagen-ausrüstung übertragen werden kann [18].

Die wesentlichen Parameter sind demnach die thermische Belastbarkeit und die natürliche Leistung, welche nun folgend beschrieben werden.

4.3.1 Strombelastbarkeit

Bei der Übertragung elektrischer Energie auf Leitungen entstehen durch den Stromfluss und den ohmschen Widerstand der Leitung Wirkleistungsverluste, die in Form von Wärme abgegeben werden. Die Temperatur der Leiterseile von Freileitungen darf dabei eine Temperatur von maximal 80°C nicht überschreiten [19].

Die Bestimmung der thermischen Übertragungsfähigkeit von erdverlegten Kabeln ist etwas umfangreicher als bei Freileitungen. Die Erwärmung bei Kabeln wird von mehreren Parametern bestimmt. Einflussgrößen sind die Verlegeart, die Anzahl der verlegten Systeme, die Umgebungstemperatur, die Art der Wärmeleitung und der zeitliche Verlauf der Last [2]. Allgemein darf die Temperatur der Leiteroberfläche bei Kabeln 90°C nicht überschreiten [16].

Die Strombelastbarkeit stellt also bei der Abschätzung der übertragbaren Leistung einen wesentlichen Parameter dar. Die daraus resultierende thermische Grenzleistung einer Leitung kann wie folgt berechnet werden.

$$S_{therm} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{max} \cdot f_r \quad (4-1)$$

S_{therm} ... thermische Grenzleistung

U_B ... Betriebsspannung

I_{max} ... max. Strombelastbarkeit laut Hersteller

f_r ... Reduktionsfaktor (Bei Kabeln: EVU- Last = 1, Dauerlast = 0,75)

Für die im 20-kV-Netz verwendeten Leiterseile und Mittelspannungskabel ergeben sich folgende Werte für die thermische Grenzleistung.

| Bezeichnung | A | I_{max} | S_{therm} EVU Last | S_{therm} Dauerlast |
|-------------|-----------------|-----------|----------------------|-----------------------|
| - | mm ² | A | MVA | MVA |
| 24-AL3 | 24,2 | 135 | 4,677 | 4,677 |
| 34-AL3 | 34,4 | 169 | 5,854 | 5,854 |
| 49-AL3 | 49,5 | 210 | 7,275 | 7,275 |
| 93-AL3 | 93,3 | 320 | 11,085 | 11,085 |
| A2XHCJ2YV | 95 | 251 | 8,695 | 6,52 |
| A2XHCJ2YV | 150 | 319 | 11,051 | 8,29 |
| A2XHCJ2YV | 240 | 417 | 14,445 | 10,83 |
| A2XHCJ2YV | 300 | 471 | 16,316 | 12,24 |

Tabelle 4-8: Thermische Grenzleistung ausgewählter Leitungstypen im 20-kV-Netz

Die thermischen Grenzen der Kabel müssen eingehalten werden, da eine dauerhafte Beanspruchung über die thermischen Grenzen hinaus die Alterung des Dielektrikums drastisch beschleunigt und damit die Lebensdauer der Betriebsmittel stark minimiert.

4.3.2 Natürliche Leistung

Wird eine Leitung mit ihrer Wellenimpedanz Z_w belastet, ist die abgegebene Scheinleistung definiert als natürliche Leistung und berechnet sich wie folgt [8].

$$S = 3 \cdot \frac{U_N^2}{\sqrt{3} \cdot Z_w} = \sqrt{3} \cdot \frac{U_N^2}{Z_w} \quad (4-2)$$

In diesem speziellen Fall ist die Blindleistungsbilanz der Übertragungsleitung gleich null.

Die durch die Induktivität des Kabels für den Energietransport benötigte induktive Blindleistung wird vollständig durch die Ladeleistung der Betriebskapazitäten kompensiert. Dieser Betriebszustand wird als Anpassung bzw. natürlicher Betrieb bezeichnet.

Näherungsweise kann die natürliche Leistung in diesem Betriebspunkt wie folgt definiert werden [2].

$$P_{nat} = \frac{U_N^2}{\sqrt{\frac{L'}{C'}}} \quad (4-3)$$

Für eine reelle, verlustbehaftete Leitung gilt diese Annahme nicht exakt, ist jedoch eine gute Näherung [8].

Folgende Tabelle zeigt Werte für die natürliche Leistung von typischen Mittelspannungsleitungen.

| Bezeichnung | A | Z_w | S_{nat} |
|-------------|-----------------|--------|-----------|
| - | mm ² | Ω | MVA |
| 24-AL3 | 24,2 | 680,13 | 0,59 |
| 34-AL3 | 34,4 | 577,45 | 0,69 |
| 49-AL3 | 49,5 | 521,84 | 0,77 |
| 93-AL3 | 93,3 | 401,43 | 0,99 |
| A2XHCJ2YV | 95 | 72,36 | 5,53 |
| A2XHCJ2YV | 150 | 54,72 | 7,31 |
| A2XHCJ2YV | 240 | 41,92 | 9,54 |
| A2XHCJ2YV | 300 | 37,83 | 10,57 |

Tabelle 4-9: Wellenwiderstand und natürliche Leistung ausgewählter Kabel- und Freileitungstypen

4.4 Blindleistungsverhalten von Kabeln und Freileitungen

Jede Übertragungsleitung gibt im Leerlauf kapazitive Blindleistung ab. Diese wird durch die Kapazität des Betriebsmittels und der Spannungshöhe bestimmt. Bezogen auf die Länge einer Leitung ergibt sich damit folgender Zusammenhang [20].

$$Q_C' = \frac{U_N^2}{X_C'} = \omega \cdot C' \cdot U_N^2 \quad (4-4)$$

4.4.1 Blindleistungsverhalten von Mittelspannungsleitungen

Mit Hilfe von Gleichung 4-1 kann für ausgewählte Leitungstypen die kapazitive Blindleistung bezogen auf einen Kilometer Leitungslänge berechnet werden.

| Leitungstyp | Bezeichnung | C_B' | Q_C' |
|-------------|---------------|---------|-----------|
| - | - | nF / km | kVAr / km |
| Freileitung | 24-AL3 | 8,63 | 0,108 |
| | 34-AL3 | 8,87 | 0,111 |
| | 49-AL3 | 9,13 | 0,115 |
| | 93-AL3 | 9,65 | 0,121 |
| Kabel | A2XHCJ2YV 95 | 210 | 26,389 |
| | A2XHCJ2YV 150 | 254 | 31,918 |
| | A2XHCJ2YV 240 | 304 | 38,201 |
| | A2XHCJ2YV 300 | 329 | 41,343 |

Tabelle 4-10: Blindleistung je km Leitungslänge bei $U_N=20kV$

Wird die Leitung belastet, verursacht der Stromfluss durch die Induktivität die Aufnahme induktiver Blindleistung, die sich wie folgt berechnen lässt.

$$Q_L' = 3 \cdot I^2 \cdot X_L' = X_L' \cdot \frac{S^2}{U_N^2} \quad (4-5)$$

Der Blindleistungshaushalt ergibt sich nun aus der Summe der kapazitiven und induktiven Blindleistung.

$$Q_{Gesamt}' = Q_C' + Q_L' \quad (4-6)$$

Für ausgewählte Mittelspannungsfreileitungen ergeben sich pro 1km Leitungslänge somit folgende Werte für die Blindleistung im Leerlauf und unter Vollast.

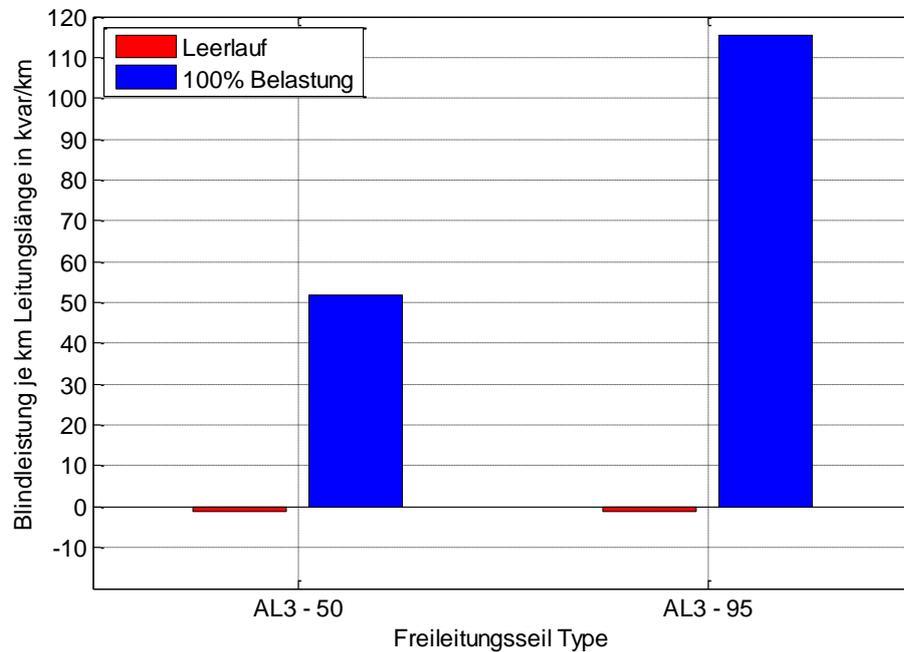


Abbildung 4-11: Blindleistungsverhalten ausgewählter Freileitungsseile

Durch die bei der Freileitung sehr geringe Betriebskapazität ist auch die Ladeleistung relativ klein. Die Freileitung zeigt jedoch bei großer Belastung stark induktives Verhalten.

Grund dafür ist, dass die Freileitung im Leerlauf unternatürlich und bei 100% Belastung übernatürlich betrieben wird. Im Leerlauf fließt nur der Ladestrom der Betriebskapazität, welche bei Freileitungen sehr klein ist. Bei Belastung benötigt die Induktivität der Freileitung Blindleistung, um das Magnetfeld aufzubauen.

Für ausgewählte Kabeltypen ergeben sich folgende Werte für die Blindleistung pro 1km Leitungslänge.

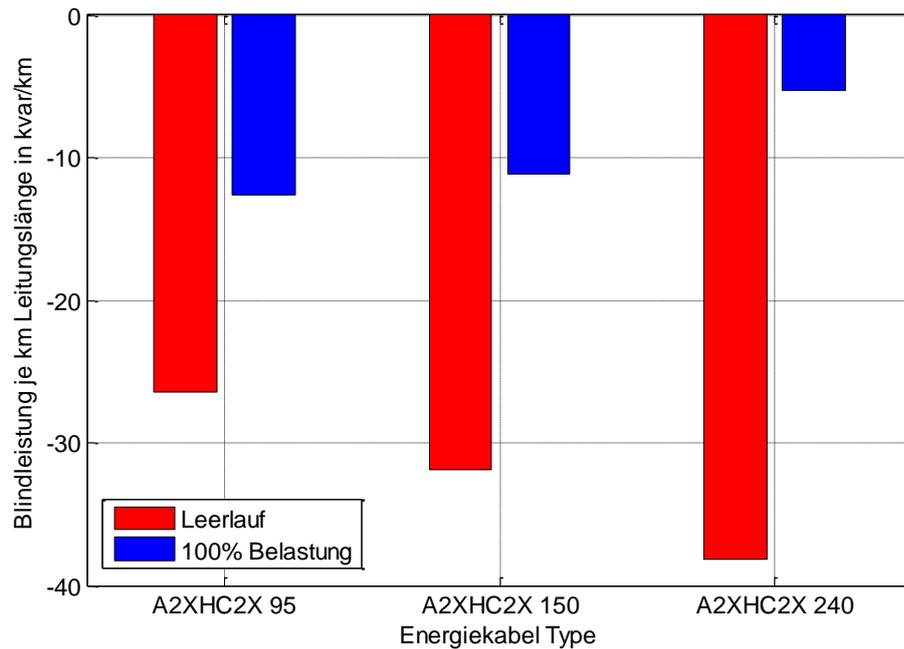


Abbildung 4-12: Blindleistungsverhalten ausgewählter Mittelspannungskabel

Die Kabel zeigen sowohl im Leerlauf als auch bei Belastung kapazitives Verhalten. Dies ist darauf zurück zu führen, dass die Kabel auch bei Belastung unternatürlich betrieben werden.

Im Betrieb von Übertragungsleitungen ist grundsätzlich ein Betrieb im Bereich der natürlichen Leistung des Betriebsmittels anzustreben. Bei Freileitungen ist im Allgemeinen ein Betrieb mit natürlicher Leistung ohne weiteres möglich. Bei Kabeln liegt die natürliche Leistung um einiges höher, was einen übernatürlichen Betrieb aufgrund der thermischen Grenzen ausschließt.

In folgender Abbildung wird die Blindleistung einer Mittelspannungsfreileitung des Typs AL3-95 in Abhängigkeit der Belastung und unterschiedlicher Leitungslängen dargestellt.

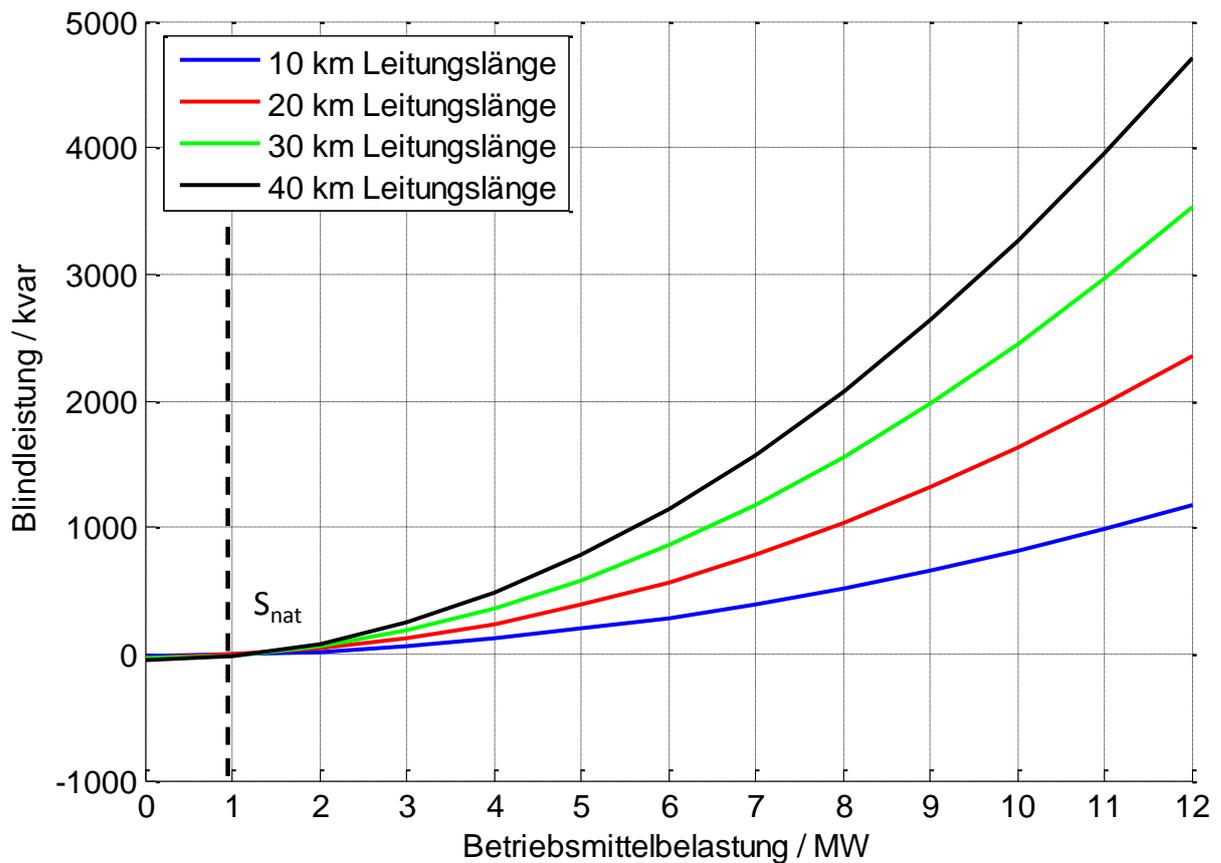


Abbildung 4-13: Blindleistungsverhalten einer Mittelspannungsfreileitung

Die natürliche Leistung liegt bei 1 MW. Die Belastung im Mittelspannungsnetz liegt somit im Allgemeinen über der natürlichen Leistung. Freileitungen werden demnach übernatürlich betrieben, und gelten daher als Blindleistungsverbraucher.

Bei Energiekabeln liegt allgemein die thermische Grenzleistung unter der natürlichen Leistung. Das bedeutet, dass ein Kabel immer unternatürlich betrieben wird, und somit immer kapazitive Blindleistung liefert.

Folgende Grafik zeigt das Blindleistungsverhalten eines 20-kV-Mittelspannungskabels (AX2XHC2Y-95) mit einem Querschnitt von 95mm² in Abhängigkeit der Belastung für unterschiedliche Leitungslängen.

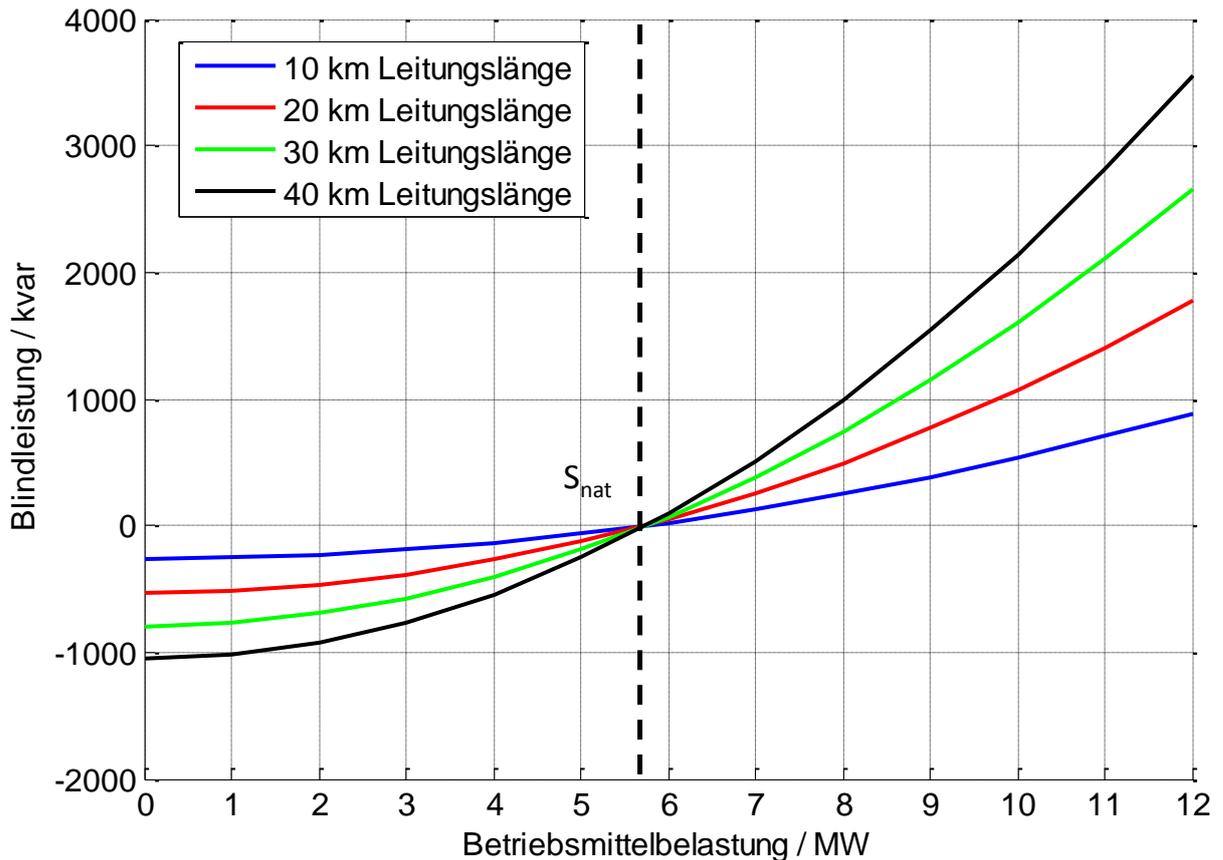


Abbildung 4-14: Blindleistungsverhalten eines Mittelspannungskabels

4.4.2 Blindleistungsbeitrag der Niederspannungsleitungen

Die Kapazität von Niederspannungskabeln mit Aluminiumleitern und sektorförmigem Leiterquerschnitt (AYY) liegt ca. bei 600 nF/km. [21]

Die große Kapazität kommt durch den sehr kleinen Leiterabstand zustande. Der Beitrag zur Blindleistungsbilanz der Niederspannungskabel ist aufgrund der Betriebsspannung von 400 V jedoch sehr gering, wie in Tabelle 4-11 ersichtlich.

| Kabel | Kapazität C_b' | Blindleistung pro km Q_C' |
|-------------------------|------------------|-----------------------------|
| - | uF / km | VAr / km |
| 4 x 95 mm ² | 0,58 | 29,15 |
| 4 x 150 mm ² | 0,63 | 29,65 |
| 4 x 240 mm ² | 0,67 | 33,68 |

Tabelle 4-11: Betriebskapazität C_B' und Blindleistung Q_C' von Niederspannungskabeln

Die kapazitive Blindleistung eines Niederspannungskabels mit 1 km Länge beträgt nur ein Tausendstel eines Mittelspannungskabels mit 1 km Länge. Dies bedeutet, dass 1000 km Niederspannungskabel, bezogen auf den Blindleistungshaushalt des Netzes, denselben Effekt im Netz bewirken würden wie 1 km Mittelspannungskabel.

4.5 Betriebsverhalten elektrischer Leitungen

Aufgabe von Leitungen ist es, elektrische Energie möglichst unverändert in ihrer Größe und Qualität über eine bestimmte Wegstrecke zu übertragen. Ideale (verlustlose) Leitungen verursachen keine Veränderung der Spannung in Betrag und Phase und auch keine Verluste.

Betrachtet man das Ersatzschaltbild der elektrischen Leitung in Abschnitt 2.2, so erkennt man, dass beim Transport von elektrischer Energie sowohl Wirk- wie auch Blindleistungsverluste entstehen und die Spannung entlang der Leitung in Ihrer Amplitude und ihrer Phasenlage beeinflusst wird [8].

Zur Beschreibung des Betriebsverhaltens einer Leitung wird folgende Anordnung herangezogen.

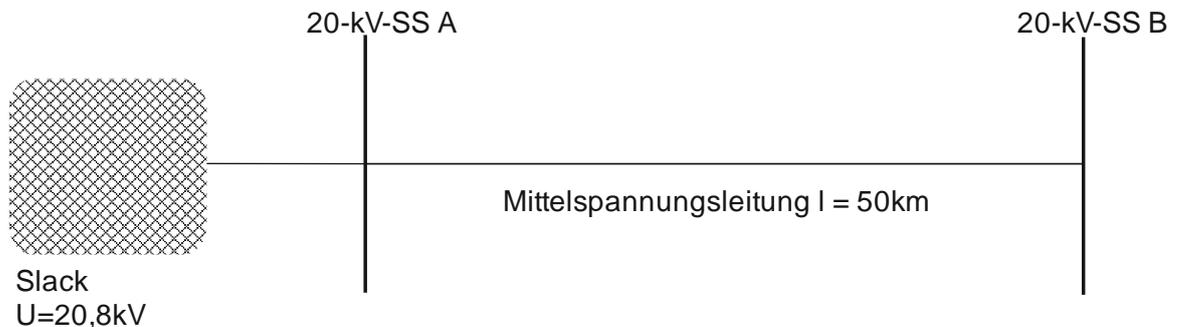


Abbildung 4-15: Schematische Darstellung eines 20-kV-Abganges mit Speisung aus einem Slack-Knoten

Das in Abbildung 4-15 dargestellte Netz besteht aus einer Netzeinspeisung, die einem Slack-Knoten mit einer Betriebsspannung von 20,8 kV entspricht, den beiden Sammelschienen A und B und einer Mittelspannungsleitung mit einer Länge von 50 km, welche die beiden Sammelschienen miteinander verbindet.

Folgende Grafik zeigt das Spannungsprofil einer leerlaufenden Mittelspannungsleitung mit 50 km Länge. Dabei werden eine Freileitung (AL3-95) und ein Mittelspannungskabel (A2XHCJ2YV 95) gegenüber gestellt.

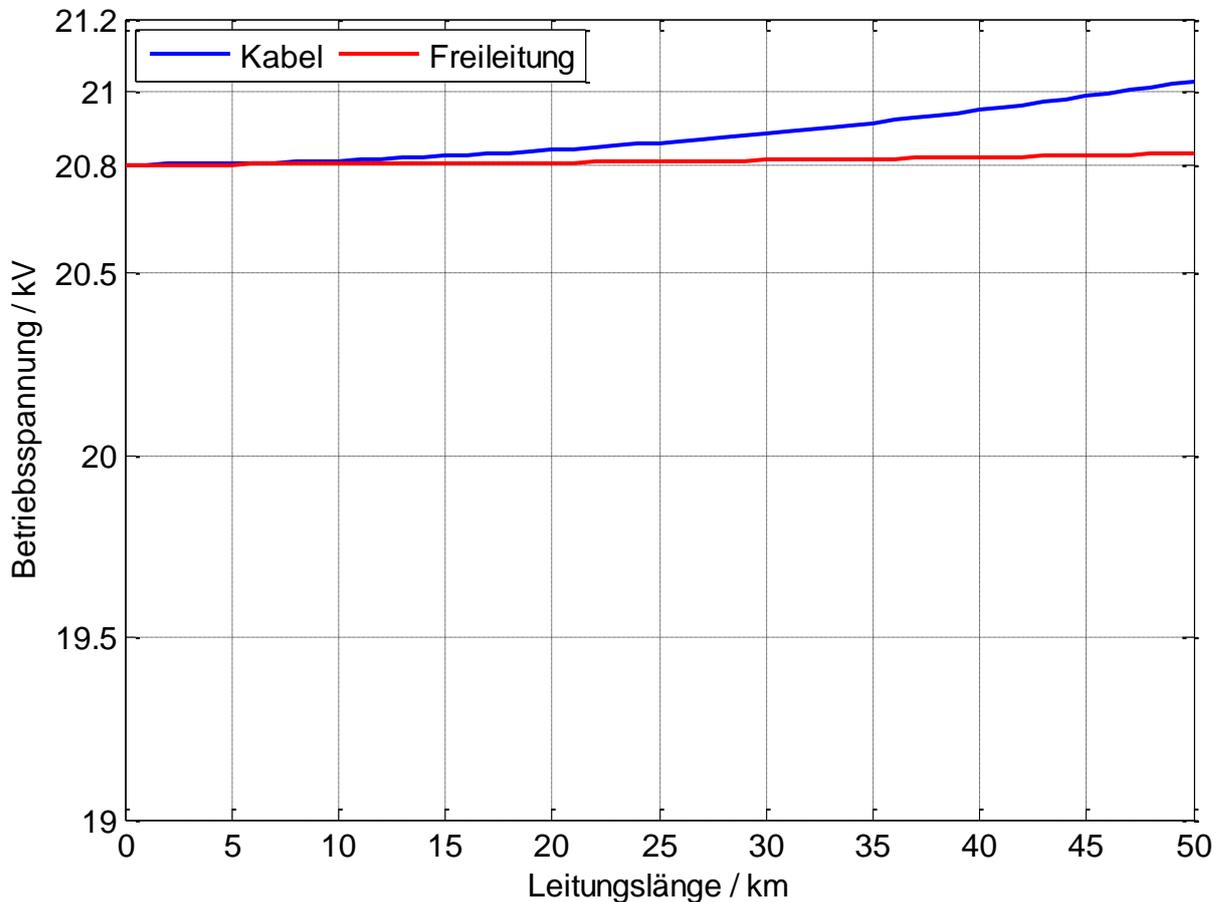


Abbildung 4-16: Spannungsverlauf entlang einer leerlaufenden Mittelspannungsleitung

Es ist zu erkennen, dass die Spannung entlang der leerlaufenden Leitung in Richtung Leitungsende angehoben wird. Verursacht wird diese Spannungsanhebung durch die Betriebskapazität der Leitungen und dem dadurch fließenden Ladestrom in der Leitung. Besonders deutlich ist der Unterschied zwischen dem Kabel und der Freileitung erkennbar. Durch die wesentlich höhere Betriebskapazität wird die Spannung am Ende des Kabels deutlich stärker angehoben, als bei der Freileitung.

Belastet man dieselbe Leitung an Sammelschiene B mit $S = 1,5\text{ MVA}$ und einem $\cos \varphi = 0,97$ ergibt sich folgendes Spannungsprofil entlang der Leitung.

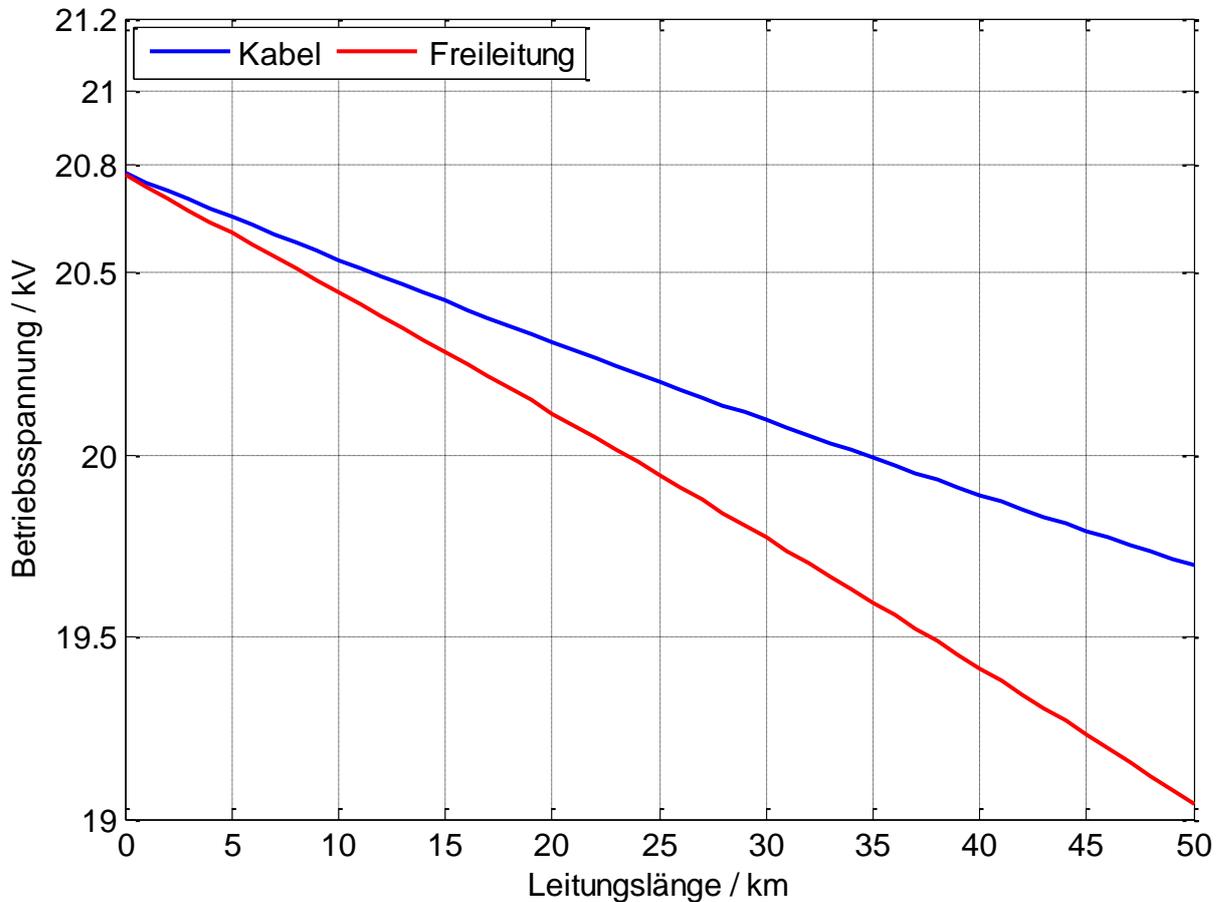


Abbildung 4-17: Spannungsverlauf entlang einer Mittelspannungsleitung bei Belastung

Der Spannungsabfall entlang der Leitung ist wie in Abbildung 4-17 ersichtlich, bei der Kabelstrecke deutlich geringer als bei der Freileitung, obwohl der ohmsche Widerstand bei beiden Übertragungsmedien in etwa gleich groß ist. Die Impedanz des Kabels ist jedoch geringer als bei Freileitungen. Somit liefern Kabel einen positiven Beitrag zur Spannungshaltung im Netz.

4.6 Zeitliche Entwicklung der Freileitungs- und Kabellängen

In Energieversorgungsnetzen sind sowohl Freileitungen als auch Kabel zur Übertragung elektrischer Energie in Verwendung. Grundsätzlich werden Kabel seit Beginn der Elektrizitätsversorgung eingesetzt. Die Kabeltechnik ist also über 100 Jahre alt.

Durch die sich immer wieder ändernden Anforderung an die Betriebsmittel elektrischer Anlagen (immer größere Leistungen, immer höhere Betriebsspannungen), hat sich auch die Kabeltechnik stetig weiter entwickelt. Diese Entwicklungsstufen haben eine Vielzahl von Bauformen und Isoliermedien hervorgebracht, welche immer wieder von neuen Entwicklungen abgelöst wurden. So sind in den Netzen der Energieversorger unterschiedliche Kabeltypen in Betrieb.

Die Anfänge der Kabeltechnik gehen bis in die 1880er Jahre zurück, wo erste Kabel zur Gleichstromübertragung gebaut wurden. In den Jahren 1900 bis 1930 wurden Massekabel, wie zum Beispiel das Hochstädter-Kabel, oder Öl- bzw. Gasdruckkabel entwickelt und betrieben. Anfang der 1940er Jahre begannen die ersten Kunststoffkabel dann vorangehende Kabeltechnologien abzulösen. Die Motivation für ständige Weiterentwicklung war der Wunsch, dass die Kabel leichter, einfacher zu verlegen und vor allem wartungsfrei werden.

Die ab 1940 entwickelten Kunststoffkabel haben ebenfalls mehrere Entwicklungsstufen durchlaufen. Wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist neben dem Aufbau der Isolationswerkstoff. So wurden anfänglich PVC (Polyvinylchlorid) für Nieder- und Mittelspannungskabel verwendet. Dieser Werkstoff wurde in der Mittelspannungsebene aufgrund der hohen dielektrischen Verluste durch das wesentlich bessere PE (Polyethylen) ersetzt. Schließlich konnte sich um 1970 VPE (vernetztes Polyethylen) als Isolationswerkstoff durchsetzen. Dieser Werkstoff ist wesentlich beständiger gegenüber Teilentladungen, unempfindlicher gegenüber Feuchtigkeit und temperaturbeständiger. Momentan werden im Energieversorgungsbereich ausschließlich VPE-Kabel verlegt [7].

Der Einsatz dieser Kabel ist vorwiegend in der Nieder- und Mittelspannung verbreitet. Im Hoch- und Höchstspannungsnetz ist der Betrieb von Kabeln eher selten und auf den Einsatz in Ballungsräumen beschränkt. Die hohen Kosten bei Errichtung und Betrieb machen den Bau von Kabelstrecken meist unrentabel und sehr aufwändig. Des Weiteren weisen Kabel, im Gegensatz zur Freileitung, wesentlich längere Reparaturdauern auf.

Nachfolgende Grafik zeigt das Verhältnis zwischen Kabel- und Freileitungslängen im betrachteten Verteilernetz.

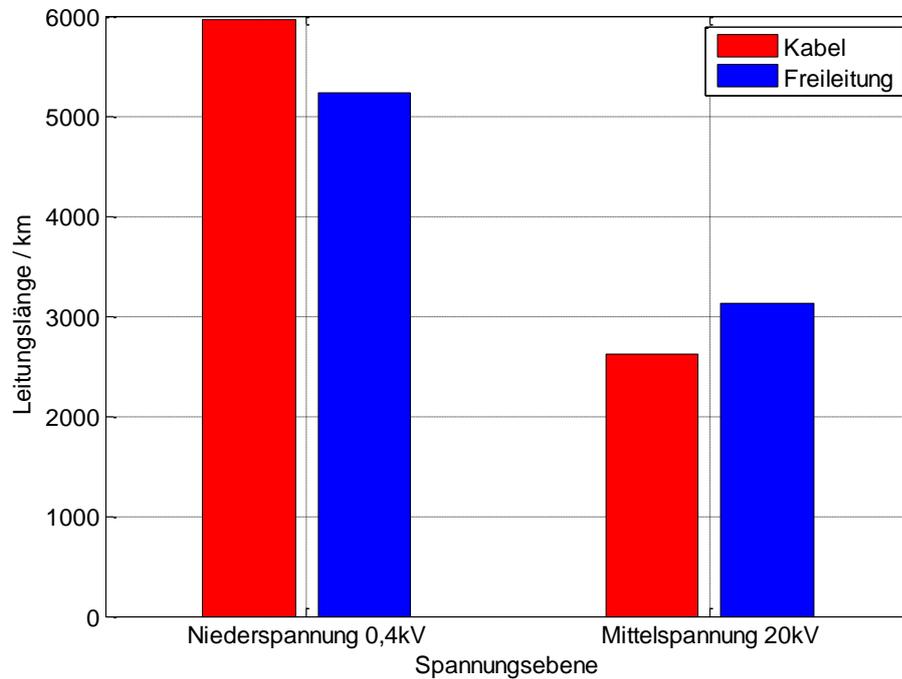


Abbildung 4-18: Kabel- und Freileitungslängen im Verteilernetz eines regionalen Netzbetreibers (Stand 2011)

Im Bereich der Mittelspannung werden vor Allem in urbanen Versorgungsgebieten, wenn nötig, die noch bestehenden Freileitungstrassen durch Kabel ersetzt. In ländlichen, räumlich weit ausgedehnten Versorgungsgebieten, werden aus wirtschaftlichen und technischen Überlegungen jedoch noch weiterhin Freileitungen betrieben.

Folgende Grafik zeigt die zeitliche Entwicklung der Kabel- und Freileitungslängen von 1950 bis 2011 im 20-kV-Mittelspannungsnetz eines regionalen Netzbetreibers.

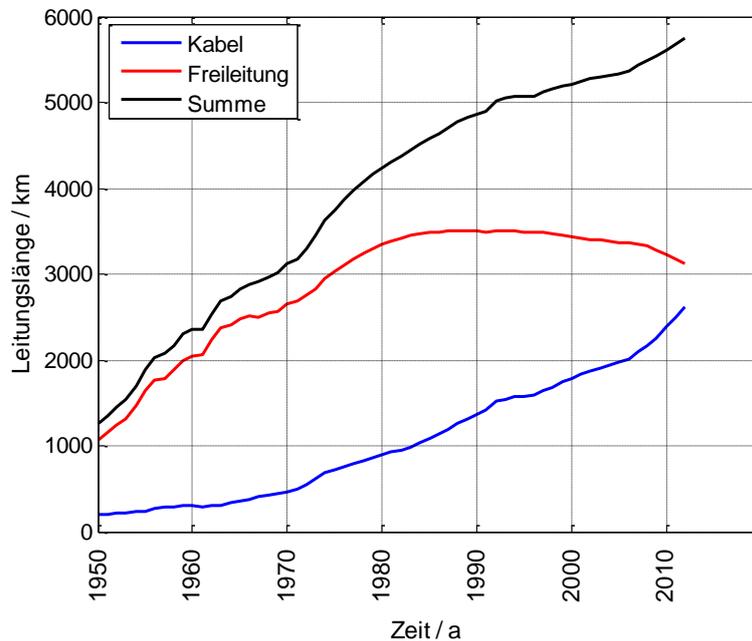


Abbildung 4-19: Entwicklung der Kabel- und Freileitungslängen in einem 20-kV- Mittelspannungsnetz von 1950 bis 2011

Die Ausdehnung des Netzes ist einem kontinuierlichen Wachstum unterworfen. Die Gesamtlänge des 20-kV-Netzes betrug 2011 ca. 5680 km.

Seit Mitte der 1980er Jahre sind ein deutlicher Rückgang beim Freileitungsanteil und ein dafür stärkerer Anstieg des Kabelanteils zu verzeichnen. Dies verdeutlicht auch die Notwendigkeit von Untersuchungen der Auswirkung vermehrter Verkabelung auf die Parameter des Netzes.

Aufgrund der Entwicklung der Kabeltechnik und der Langlebigkeit der Kabel, sind im Verteilernetz unterschiedliche Kabeltypen im Einsatz. Folgende Grafik zeigt die aktuell im Netz verbauten Anteile unterschiedlicher Kabeltechnologien.

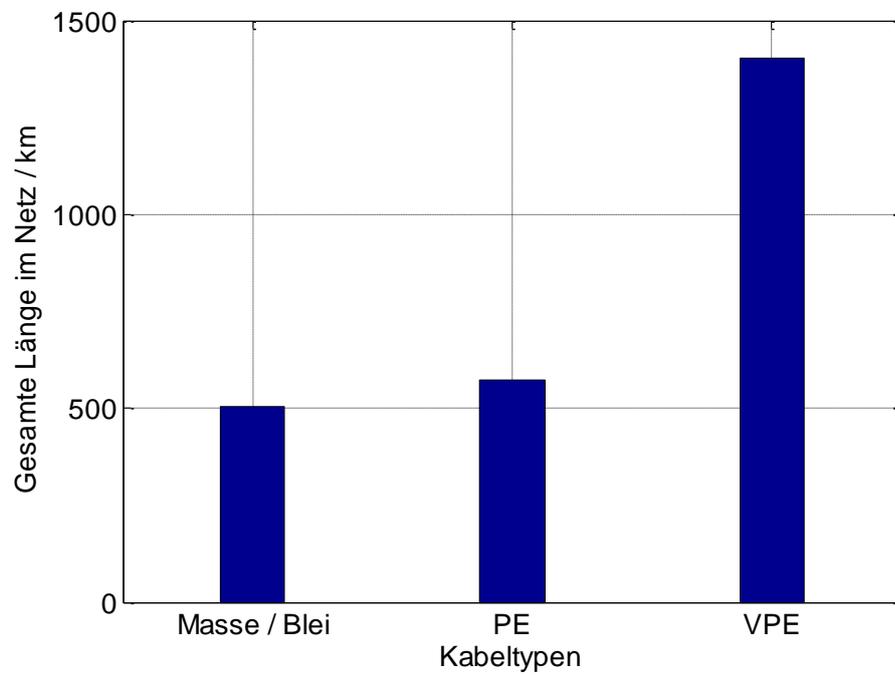


Abbildung 4-20: Gesamtlänge unterschiedlicher Kabeltypen (Stand 2011) [13]

4.7 Verhalten der 20-kV-Freileitung und Kabel bei einpoligem Erdschluss

Einpolige Fehler (Erdschluss, Erdkurzschluss) sind die in Energienetzen am häufigsten auftretenden Fehlerarten. Die Höhe der auftretenden Fehlerströme ist stark von der Sternpunktbehandlung, der Ausdehnung (Leitungslänge) des Netzes und des Leitungstyps (Kabel oder Freileitung) abhängig.

Betrachtet man ein Netz mit isoliertem Sternpunkt, so lässt sich der kapazitive Erdschlussstrom in Abhängigkeit der Netzspannung und der Betriebskapazität des Netzes wie folgt berechnen.

$$I_{CE} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot w \cdot C_E = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot w \cdot C_E \cdot l \quad (4-7)$$

Betrachtet man die Werte für die Erdkapazität von Freileitungen und Kabeln (siehe Abschnitt 4.2.2), erkennt man, dass bei einem Kabelnetz gleicher Ausdehnung der Erdschlussstrom aufgrund der Kapazität um ein Vielfaches größer ist als bei einem reinen Freileitungsnetz.

Folgende Tabelle zeigt den Erdschlussstrom für unterschiedliche Kabel- und Freileitungstypen bezogen auf einen Kilometer Leitungslänge.

| Bezeichnung | C(0)' | I _{CE} ' |
|---------------|-------|-------------------|
| - | nF/km | A/km |
| 34-AL3 | 4,4 | 0,0498 |
| 49-AL3 | 4,6 | 0,0521 |
| 93-AL3 | 4,8 | 0,0543 |
| A2XHCJ2YV 95 | 220 | 2,489 |
| A2XHCJ2YV 150 | 250 | 2,829 |
| A2XHCJ2YV 240 | 300 | 3,395 |

Tabelle 4-12: Erdschlussstrom bezogen auf 1 km Leitungslänge für ausgewählte Kabel und Freileitungstypen im 20-kV-Netz

Wie aus Tabelle 4-12 ersichtlich, liegt der Erdschlussstrom bei Freileitungen pro km Leitungslänge bei ca. 50 mA. Bei Mittelspannungskabel kann von einem theoretischen Erdschlussstrom von ca. 3 A/km ausgegangen werden. Der Erdschlussstrom in einem Kabelnetz ist also bezogen auf 1 km Systemlänge ca. 60-mal größer als in einem Freileitungsnetz.

Vergleicht man den kapazitiven Erdschlussstrom I_{CE} zwischen einer Mittelspannungsfreileitung mit einem 93-AL3 Leiterseil und einer Kabelstrecke mit einem A2XHCJ2YV 240mm² Mittelspannungskabel, so ergibt sich in Abhängigkeit der Netzausdehnung folgender Verlauf.

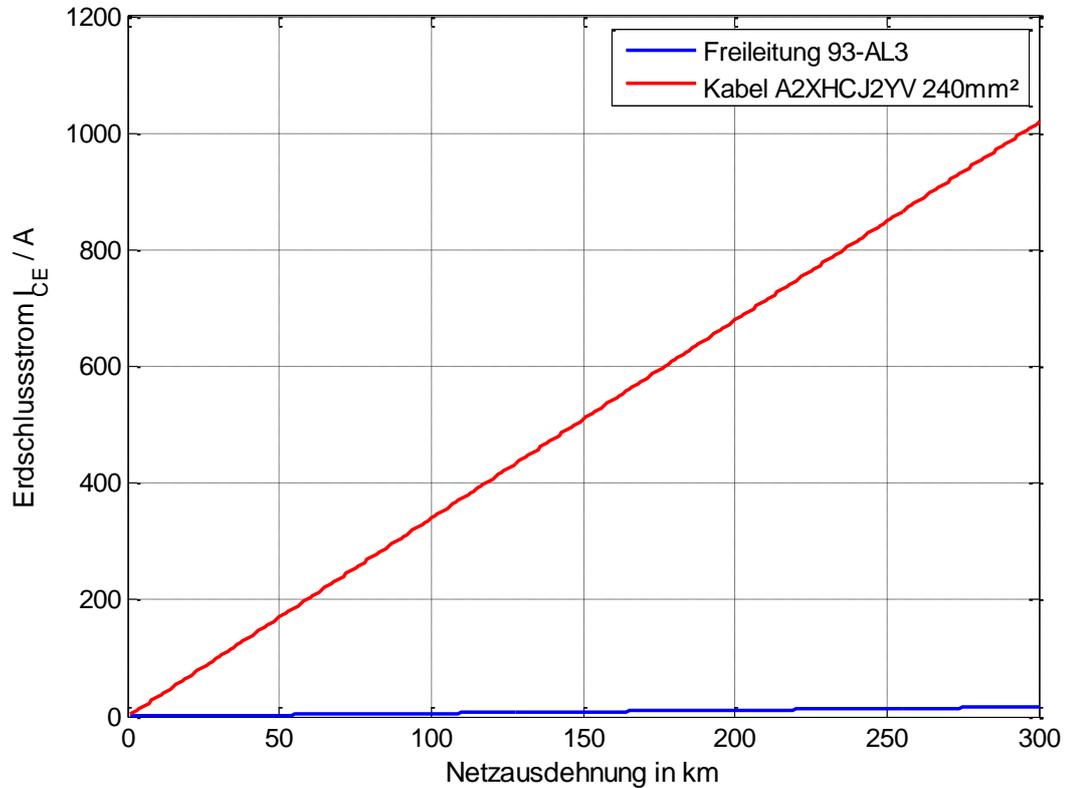


Abbildung 4-21: Verlauf des kapazitiven Erdschlussstromes in Abhängigkeit der Netzausdehnung

Aufgrund der hohen Leiter-Erde-Kapazität des Kabels steigt der im Fehlerfall fließende Erdschlussstrom rapide an. Nimmt man einen maximalen Erdschlussreststrom mit 60 A zur Einhaltung der Löschgrenze an, so ergibt sich eine maximale Netzausdehnung von ca. 200 km, abhängig von den eingesetzten Kabeltypen. Die Ausdehnung von Freileitungsnetzen stellt hinsichtlich des kapazitiven Erdschlussstromes praktisch keine Begrenzung dar.

4.8 Zuverlässigkeitskenndaten von Freileitungen und Kabeln

In Verteilernetzen kommt es immer wieder zu Versorgungsunterbrechungen (VU). Im Rahmen der Analyse der Zuverlässigkeitskennzahlen werden ausschließlich ungeplante VU betrachtet. Nicht berücksichtigt werden geplante VU, die ihre Ursache z.B. in Wartungsarbeiten vom Netzbetreiber haben, und mit den Netzkunden kommuniziert werden.

Ungeplante VU haben unterschiedlichste Ursachen, die wie folgt eingeteilt werden können.

| Ursache für ungeplante VU | Beschreibung |
|----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Atmosphärische Einwirkung | Gewitter (atmosphärische Überspannungen), Stürme, Eis, Schnee, Feuchtigkeit, Kälte, Hitze, Erdbeben, Lawinen und sonstige Naturkatastrophen aller Art |
| Fremdeinwirkung | Einwirkungen Verursacht durch Dritte (Menschen, Tiere, Baggerarbeiten, Kräne, Fahrzeuge, fremdverursachter Brand) |
| Netzbetreiber | Fehlschaltungen, Fehlfunktionen, Betriebsmittelausfälle, Alterung, Überlastung → Störungen die in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Betrieb des Netzes stehen |
| Versorgungsausfall/ Rückwirkungsstörungen | Ausfall der vorgelagerten Spannungsebene, Ausfall von Erzeugeranlagen, Störung auf einem Netz, welches auf das betrachtete Netz rückwirkt. |

Tabelle 4-13: Ursachen für ungeplante VU [22]

Die Ausfallshäufigkeiten von Kabel und Freileitung unterscheiden sich gravierend. Es liegt auf der Hand, dass ein Erdkabel durch äußere Einflüsse wie Eis- und Schneelast, atmosphärische Überspannungen usw. nicht gefährdet ist und somit die Ausfallswahrscheinlichkeit weit unter jener von Freileitungen liegt. Diese hingegen sind von den diversen Ursachen für VU (siehe Tabelle 4-13) in vollem Umfang betroffen.

Um für die Ausfallshäufigkeit und in Folge für die Zuverlässigkeitskennzahlen realistische Werte zu erhalten, sind die Ausfallshäufigkeiten für Mittelspannungsfreileitungen weiter in Freileitungen mit Waldanteilen aufgegliedert. So ist eine bessere Abbildung der Realität gewährleistet. Folgende Tabelle zeigt die Ausfallshäufigkeiten der 20-kV-Kabel und -Freileitungen die bei Zuverlässigkeitsberechnungen im Unternehmen Verwendung finden.

| Betriebsmittel | Waldanteil der Leitungstrasse | Unabhängiger stoch. Ausfall, kurz |
|----------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| | % | 1/a |
| Kabel (VPE) | - | 0,00647 |
| Kabel (Masse) | - | 0,01665 |
| Freileitung | 0 | 0,0306 |
| Freileitung | 1-32 | 0,0753 |
| Freileitung | 33-65 | 0,12 |
| Freileitung | 66-99 | 0,1647 |
| Freileitung | 100 | 0,2094 |

Tabelle 4-14: Ausfallshäufigkeiten für 20-kV-Kabel und -Freileitung [13]

Nachfolgende Grafik erläutert die Beiträge zur Nichtverfügbarkeit der einzelnen Spannungsebenen. Man kann deutlich erkennen, dass die Nichtverfügbarkeit zum größten Teil durch Störungen in der Mittelspannungsebene ihren Ursprung hat, und nur zu einem sehr geringen Teil in der Niederspannung. Die Hochspannungsebene ist in diesem Kontext zu vernachlässigen.

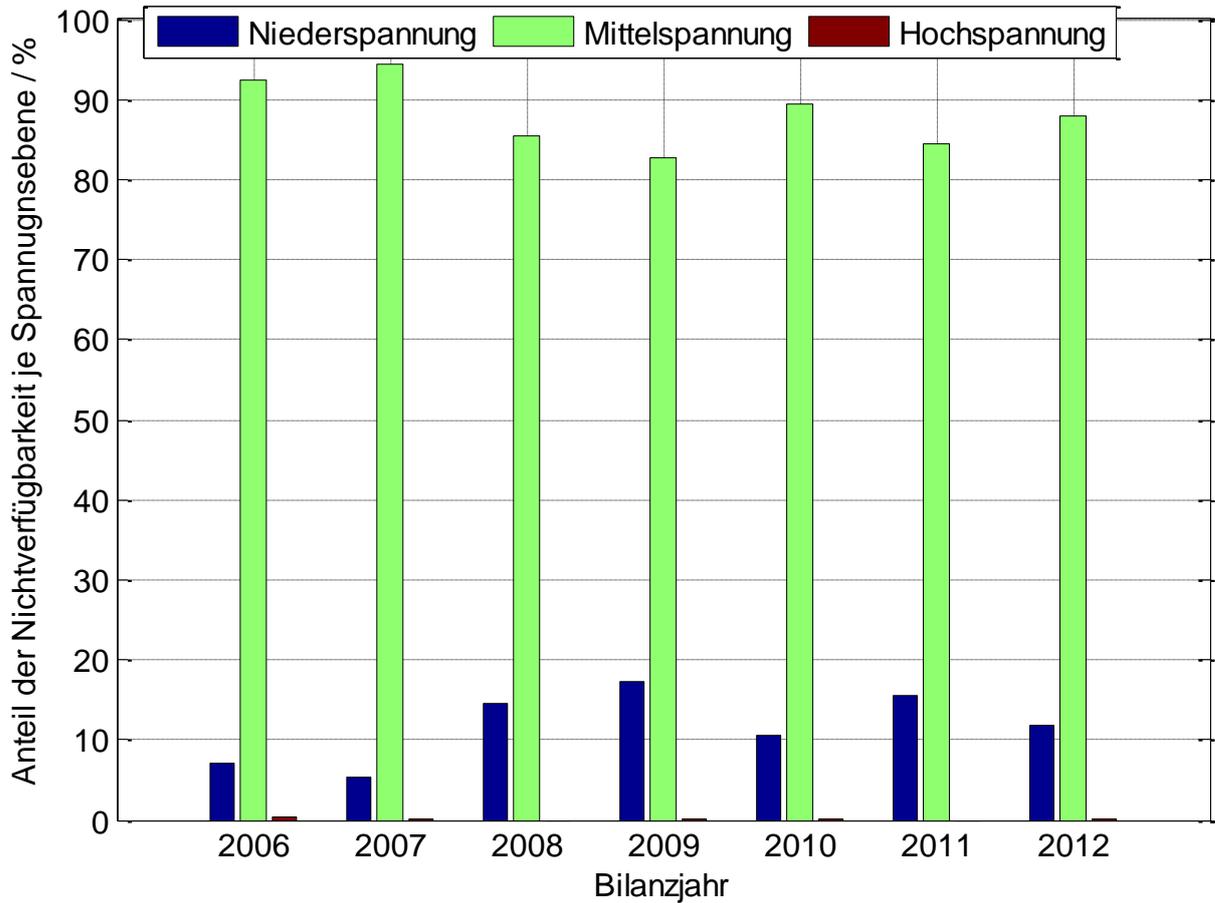


Abbildung 4-22: Anteile der einzelnen Spannungsebenen an der Nichtverfügbarkeit [13]

4.9 Zusammenfassung

Die Übertragungsmedien Kabel und Freileitung unterscheiden sich durch Ihren Aufbau und ihrem Betriebsverhalten sehr wesentlich. Indikator dafür ist die natürliche Leistung. Diese liegt bei Freileitungen weit unter der thermischen Grenzleistung. Freileitungen werden also im Allgemeinen übernatürlich betrieben und haben somit induktives Verhalten. Bei Kabeln hingegen liegt die natürliche Leistung über der thermischen Grenzleistung. Sie können daher nicht übernatürlich betrieben werden, und wirken im Netz somit wie eine Kapazität.

Die aus diesem Verhalten resultierenden Konsequenzen beim vermehrten Einsatz von Kabeln im Verteilernetz werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit diskutiert.

Die Entwicklung der Freileitungs- und Kabellängen im Netz kann bis in das Jahr 1950 zurückverfolgt werden. Dabei ist zu beobachten, dass die Netze ständig wachsen. Im Mittelspannungsnetz sind seit den 1980er Jahren ein Rückgang der Freileitung und ein starker Anstieg des Kabelanteils zu verzeichnen. Zurzeit beträgt die Kabelzubaurate im Unternehmen ca. 70 km/Jahr [13].

Das Verteilernetz $\leq 20\text{kV}$ umfasst sowohl die Betriebsmittel der Mittelspannung als auch der Niederspannung. Wie aus den Betrachtungen in diesem Abschnitt hervor geht, ist die Mittelspannungsebene die bestimmende Netzebene bezogen auf den Blindleistungshaushalt und die Betrachtung der Zuverlässigkeit.

Ausschlaggebend für den Blindleistungshaushalt ist die wesentlich höhere Betriebsspannung. Der Beitrag der Niederspannungskabel ist, wie in Abschnitt 4.4.2 ersichtlich, zu vernachlässigen und wird in den weiteren Betrachtungen nicht mehr berücksichtigt.

Das Erdschlussverhalten der Betriebsmittel Freileitung und Kabel zeigt deutlich, dass in Freileitungsnetzen die Einhaltung der Löschgrenze nicht als kritisch anzusehen ist. Maßgebend dafür ist eine geringe Leiter-Erde-Kapazität, welche die kritische Größe darstellt. Durch den vermehrten Ausbau von Energiekabeln ist diese Annahme jedoch nicht mehr gegeben, und es muss eine genaue Betrachtung der Kabelreserve im betroffenen Netz erfolgen.

Bezieht man sich auf die Störungsstatistik in Abschnitt 4.8, ist ersichtlich, dass ca. 90% der Nichtverfügbarkeit ihren Ursprung in der Mittelspannungsebene hat, und somit dieses Netz bestimmend bei der Zuverlässigkeitsbetrachtung ist.

Allgemein kann also festgehalten werden, dass die Mittelspannungsebene auf die zu untersuchenden Parameter bestimmend ist und die Auswirkungen des Niederspannungsnetzes dabei keinen wesentlichen Einfluss haben. Somit beziehen sich die weiteren Untersuchungen in dieser Arbeit ausschließlich auf die Mittelspannungsebene mit einer Nennspannung von 20 kV und deren Betriebsmittel.

5 Simulationen

Die rechnergestützte Simulation (Lastfluss-, Kurzschluss- und Zuverlässigkeitsberechnung) der Netze erfolgt mittels NEPLAN. Die dafür notwendigen Modelle wurden über eine Softwareschnittstelle aus der GIS-Datenbank eines regionalen Verteilernetzbetreibers exportiert und rechnergestützt erstellt. Folgendes Kapitel gibt eine Übersicht über die definierten Last- und Verkabelungsfälle und den zu analysierenden Netzen.

5.1 Definition der Simulationsszenarien

Stellvertretend für das gesamte Mittelspannungsnetz eines regionalen Verteilernetzbetreibers sollen die Untersuchungen an drei ausgewählten Teilnetzen durchgeführt werden. Diese Teilnetze zeichnen sich dadurch aus, dass sie ein räumlich ausgedehntes 20-kV-Netz in ländlichen Versorgungsgebieten darstellen und damit einen großen Teil des Versorgungsgebietes repräsentieren.

Als Simulationsszenarien für die drei ausgewählten Teilnetze wurden das derzeit bestehende gemischte Verteilernetz, das Verteilernetz bei Verkabelung der Hauptverbindungsschiene (Talschiene) und das Verteilernetz bei vollständiger Verkabelung definiert.

- **bestehendes, gemischtes Verteilernetz**

Das derzeit bestehende gemischte Verteilernetz stellt eine Abbildung des realen Netzes als NEPLAN-Modell dar. Es enthält sowohl Freileitungs- wie auch Kabelstrecken, die dem momentanen Ausbaugrad des Verteilernetzes entsprechen.

- **Verkabelung der Hauptverbindungsschienen**

Als Verkabelung der Hauptverbindungs- bzw. Talschiene wird jenes Szenario definiert, bei welchem die Leitung der Hauptverbindungsschiene eines jeden 20-kV-Abganges ausgehend vom jeweiligen Umspannwerk vollständig durch ein Aluminium-Kunststoffkabel mit einem Querschnitt von 240mm^2 ersetzt wird. Diese Vorgehensweise entspricht nicht nur einem Ersatz der Freileitung durch ein Kabel gleichen Querschnitts, sondern auch einer Netzverstärkung.

- **vollständige Verkabelung von 20-kV-Verteilernetzen**

Die vollständige Verkabelung des gesamten 20-kV-Netzes entspricht einem Ersatz aller Mittelspannungsleitungen durch ein Aluminium-Kunststoffkabel mit einem Querschnitt von 240mm^2 . Dieses Szenario stellt zwar einen unrealistischen Ausbaugrad der Netze dar, soll aber eine Art „worst-case-Szenario“ repräsentieren.

Zusätzlich zu den Verkabelungsgraden werden für die Lastflussberechnung, und die damit verbundene Darstellung des Blindleistungshaushaltes und der Spannungsprofile der Netze, drei statische Lastfälle definiert, um den Einfluss der Kabel und des Belastungsgrades auf das Betriebsverhalten der Netze zu veranschaulichen.

Folgende Tabelle zeigt die statischen Lastfälle für die Lastflussberechnung.

| Lastfall | Beschreibung |
|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| Starklast | Größte Belastung im Normalbetrieb laut 95%-Quantil der Betriebsmessdaten von 2011 |
| Schwachlast | 30% des ermittelten Wertes der Starklast |
| Leerlauf | Skalierung aller Lasten und Einspeiser auf 0 |

Tabelle 5-1: Definition der Lastfälle

Zusammenfassend können nun alle Simulationsfälle tabellarisch aufgelistet werden.

| Nr. | Umspannwerk | Verkabelungsgrad | | |
|-----|-------------|------------------|-----------------------------------|--------------------------|
| | | bestehendes Netz | Hauptverbindungsschiene verkabelt | vollständige Verkabelung |
| 1a | UW A | Leerlauf | Leerlauf | Leerlauf |
| 1b | | Schwachlast | Schwachlast | Schwachlast |
| 1c | | Starklast | Starklast | Starklast |
| 2a | UW B | Leerlauf | Leerlauf | Leerlauf |
| 2b | | Schwachlast | Schwachlast | Schwachlast |
| 2c | | Starklast | Starklast | Starklast |
| 3a | UW C | Leerlauf | Leerlauf | Leerlauf |
| 3b | | Schwachlast | Schwachlast | Schwachlast |
| 3c | | Starklast | Starklast | Starklast |

Tabelle 5-2: Auflistung der Simulationsszenarien

5.2 Lastskalierung

Die aus der GIS-Datenbank exportierten Netzmodelle enthalten neben den Geoinformations- und den Betriebsmitteldaten auch alle Netzkunden. Die Netzkunden werden im NEPLAN-Modell als PC-Knoten abgebildet. Den Knoten sind die jeweiligen VDEW-Standardlastprofile und ein $\cos\varphi = 0,95$ hinterlegt.

Die Skalierung der Lastfälle für die Simulation erfolgt auf Basis der Betriebsmessdaten des Jahres 2011. Dazu muss zuerst das 95%-Quantil der Jahresdauerlinie aus den Messdaten für jeden Abzweig ermittelt werden. Im Anschluss daran können die Lastenprofile so skaliert werden, dass sie mit dem ermittelten 95%-Quantil der Messdaten übereinstimmen.

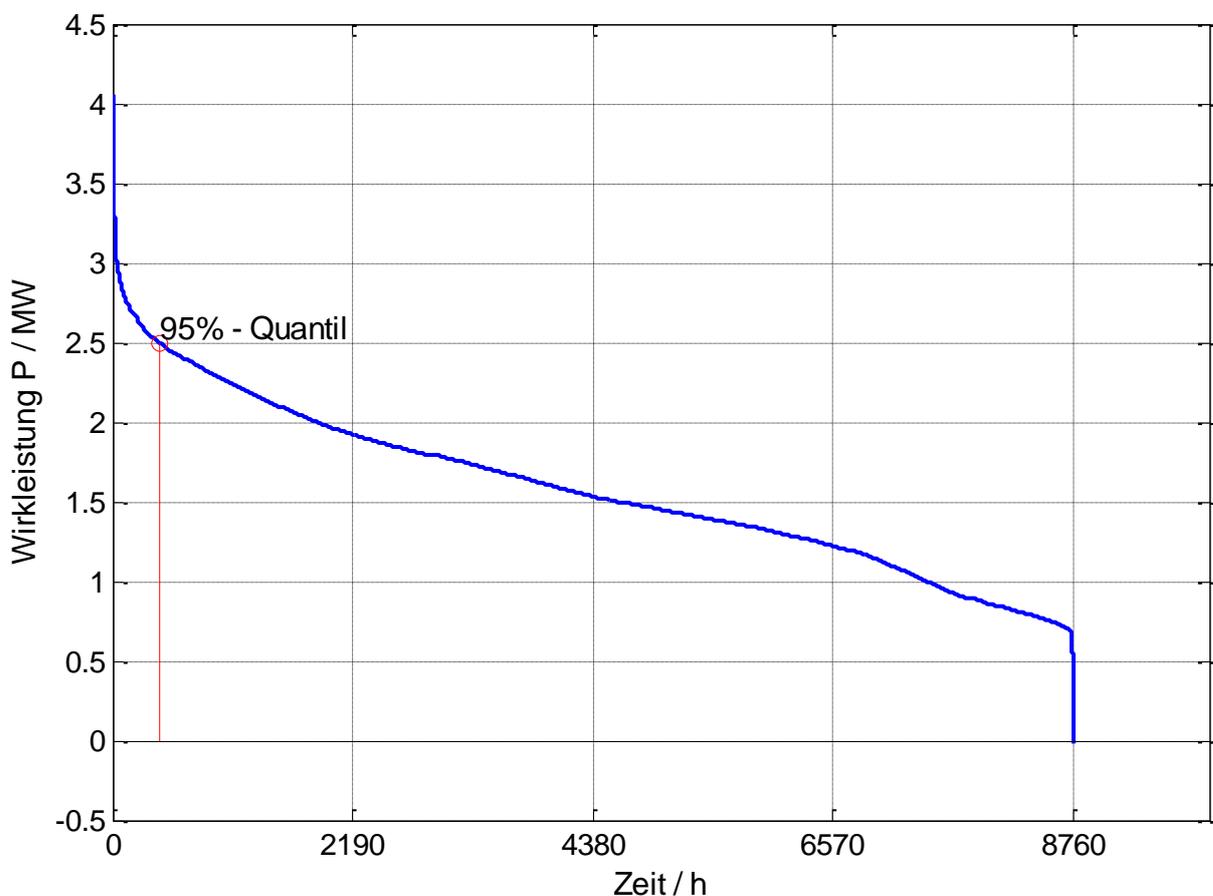


Abbildung 5-1: Jahresdauerlinie eines 20-kV-Abganges

Bei den Lastfällen Stark- und Schwachlast wurden die dezentralen Erzeugungsanlagen in der Lastflussberechnung berücksichtigt. Im Leerlauf wurden alle Lasten und dezentralen Erzeugungsanlagen mit null skaliert.

5.3 Definition der zu betrachtenden Netze

5.3.1 Netz 1: UW A

Nachfolgende Grafik zeigt das 20-kV-Netz ausgehend vom Umspannwerk UW A

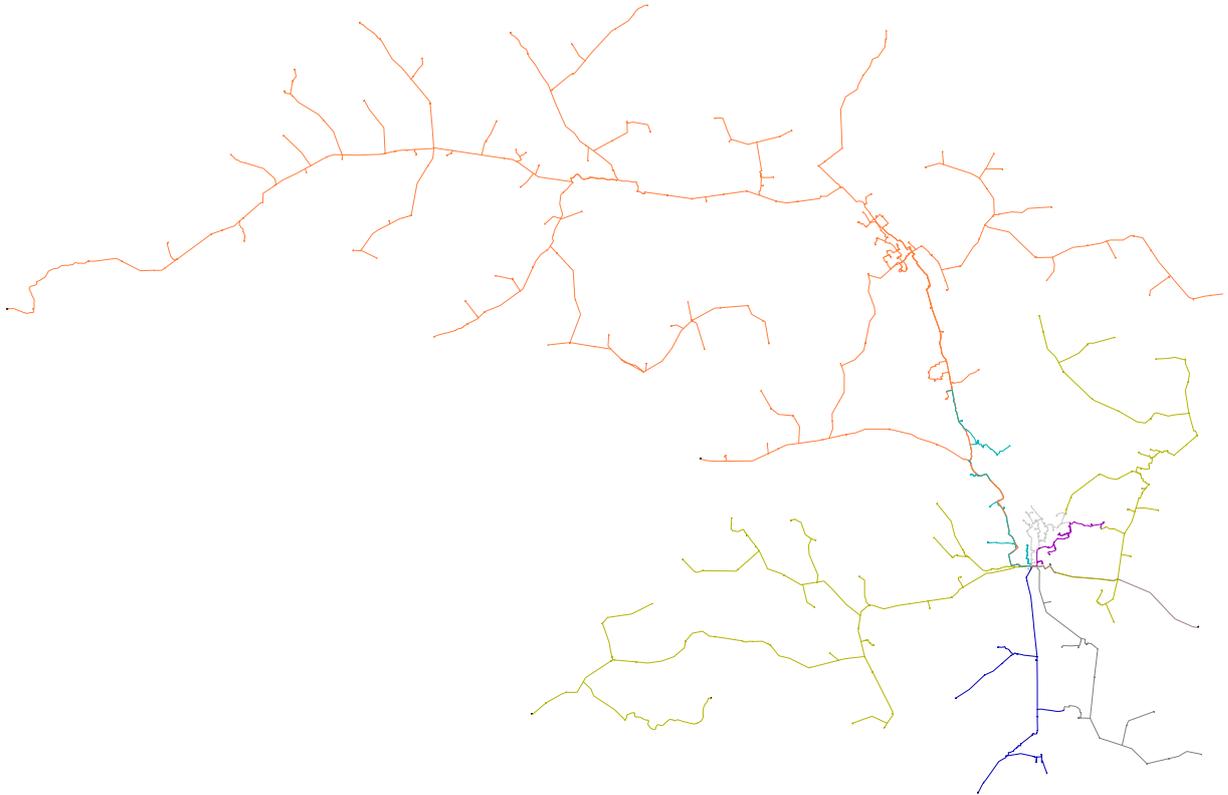


Abbildung 5-2: 20-kV-Netz UW A

Dieses Netz stellt einen Extremfall für ein 20-kV-Mittelspannungsnetz dar. Es beinhaltet sowohl Versorgungsgebiete mit großen Lastdichten wie größere Siedlungsgebiete, laststarke Industriebetriebe und auch ausgeprägte, ländliche Versorgungsgebiete mit langen und sehr gering belasteten Netzausläufern.

Im Netzplan gut zu erkennen sind auch die Hauptverbindungs- bzw. Talschienen, die aufgrund der geografischen Gegebenheiten dieses Gebietes entstehen, und von denen aus sich die Netzausläufer in Form von Stichleitungen verzweigen.

Tabelle 5-3 zeigt eine Liste der vom UW A ausgehenden 20-kV-Abgänge und den Längen von Freileitungs- und Kabelstrecken.

| Abgang | Freileitung | Kabel | Gesamtlänge |
|--------------|--------------|--------------|-------------|
| - | km | km | km |
| Abgang A1 | 0,0 | 6,9 | 6,9 |
| Abgang A2 | 132,1 | 69,7 | 201,8 |
| Abgang A3 | 0,0 | 13,2 | 13,2 |
| Abgang A4 | 0,0 | 10,6 | 10,6 |
| Abgang A5 | 23,8 | 7,3 | 31,1 |
| Abgang A6 | 11,6 | 3,1 | 14,7 |
| Abgang A7 | 43,3 | 8,5 | 51,8 |
| Abgang A8 | 11,3 | 4,2 | 15,5 |
| Abgang A9 | 0,0 | 3,7 | 3,7 |
| Abgang A10 | 0,0 | 0,7 | 0,7 |
| Abgang A11 | 5,0 | 1,0 | 6,0 |
| SUMME | 227,1 | 128,9 | 356 |

Tabelle 5-3: Kabel- und Freileitungslängen der 20-kV-Abgänge ausgehend vom UW A

In nachfolgender Tabelle sind die für die Simulation festgelegten Hauptverbindungsschienen (Talschienen) verzeichnet.

| Hauptverbindungsschiene | Kabel | Freileitung | Gesamtlänge | Startpunkt |
|-------------------------|-------|-------------|-------------|------------|
| - | km | km | km | - |
| Talschiene A1 | 23,0 | 22,9 | 45,9 | UW A |
| Talschiene A2 | 1,2 | 18,2 | 19,4 | UW A |
| Talschiene A3 | 0,8 | 9,6 | 10,5 | UW A |
| Talschiene A4 | 1,6 | 6,8 | 8,4 | UW A |
| Talschiene A5 | 1,2 | 11,7 | 12,9 | SW F |

Tabelle 5-4: Leitungslängen der Talschienen im Netz UW A

Die Belastung der 20-kV-Abgänge von UW A wurde wie folgt skaliert.

| | | Starklast | Schwachlast |
|------|------------|-----------|-------------|
| UW | Abgang | MW | MW |
| UW A | Abgang A1 | 1,65 | 0,495 |
| | Abgang A2 | 2,496 | 0,7488 |
| | Abgang A3 | 2,52 | 0,756 |
| | Abgang A4 | 0,63 | 0,189 |
| | Abgang A5 | 4,098 | 1,2294 |
| | Abgang A6 | 1,936 | 0,5808 |
| | Abgang A7 | 0,556 | 0,1668 |
| | Abgang A8 | 0,74 | 0,222 |
| | Abgang A9 | 0,388 | 0,1164 |
| | Abgang A10 | 5,064 | 1,5192 |
| | Abgang A11 | 0,072 | 0,0216 |

Tabelle 5-5: Lasten der Abgänge im UW A

5.3.2 Netz 2: UW B

Nachfolgende Grafik zeigt das 20-kV-Netz ausgehend vom Umspannwerk UW B.



Abbildung 5-3: 20-kV-Netz UW B

Tabelle 5-6 zeigt die Abgänge von UW B und die jeweiligen Anteile von Freileitungs- und Kabelstrecken.

| Abgang | Freileitung | Kabel | Gesamtlänge |
|--------------|--------------|-------------|--------------|
| - | km | km | km |
| Abgang B1 | 16,4 | 14,4 | 30,8 |
| Abgang B2 | 4,2 | 5,4 | 9,6 |
| Abgang B3 | 0,0 | 5,8 | 5,8 |
| Abgang B4 | 23,9 | 8,7 | 32,6 |
| Abgang B5 | 33,7 | 5,9 | 39,6 |
| Abgang B6 | 0,0 | 5,0 | 5,0 |
| Abgang B7 | 41,6 | 19,5 | 61,1 |
| Abgang B8 | 1,7 | 10,7 | 12,4 |
| Abgang B9 | 11,1 | 3,2 | 14,3 |
| SUMME | 132,6 | 78,6 | 211,2 |

Tabelle 5-6: Kabel- und Freileitungslängen der 20-kV-Abgänge ausgehend vom UW B

Folgende Hauptverbindungsschienen (Talschienen) sind im Netz UW B definiert.

| Hauptverbindungsschiene | Kabel | Freileitung | Gesamtlänge | Startpunkt |
|-------------------------|-------|-------------|-------------|------------|
| - | km | km | km | - |
| Talschiene B1 | 3,9 | 9,4 | 13,3 | UW B |
| Talschiene B2 | 4,5 | 12,5 | 17,0 | UW B |
| Talschiene B3 | 2,0 | 11,2 | 13,2 | UW B |
| Talschiene B4 | 7,5 | 0,0 | 7,5 | UW B |
| Talschiene B5 | 1,6 | 8,1 | 9,8 | UW B |
| Talschiene B6 | 7,5 | 2,4 | 9,9 | UW B |

Tabelle 5-7: Leitungslängen der Talschienen im Netz UW B

Die Belastung der 20-kV-Abgänge von UW B wurde wie folgt skaliert.

| | | Starklast | Schwachlast |
|------|-----------|-----------|-------------|
| UW | Abgang | MW | MW |
| UW B | Abgang B1 | 3,521 | 1,0563 |
| | Abgang B2 | 1,693 | 0,5079 |
| | Abgang B3 | 1,431 | 0,4293 |
| | Abgang B4 | 2,43 | 0,729 |
| | Abgang B5 | 3,034 | 0,9102 |
| | Abgang B6 | 2,887 | 0,8661 |
| | Abgang B7 | 2,845 | 0,8535 |
| | Abgang B8 | 0,786 | 0,2358 |
| | Abgang B9 | 1,291 | 0,3873 |

Tabelle 5-8: Lasten der Abgänge im UW B

5.3.3 Netz 3: UW C

Nachfolgende Grafik zeigt das 20-kV- Netz ausgehend vom Umspannwerk UW C.

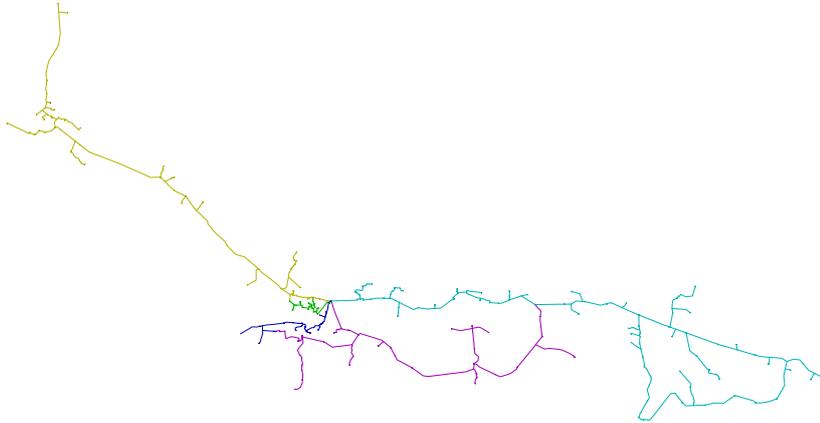


Abbildung 5-4: 20-kV-Netz UW C

Tabelle 5-9 zeigt die Abgänge von UW C und die Anteile von Freileitungs- und Kabelstrecken im jeweiligen Netz.

| Abgang | Freileitung | Kabel | Gesamtlänge |
|--------------|-------------|-------------|--------------|
| - | km | km | km |
| Abgang C1 | 19,3 | 4,0 | 23,3 |
| Abgang C2 | 34,2 | 10,8 | 45,0 |
| Abgang C3 | 0,0 | 4,7 | 4,7 |
| Abgang C4 | 19,4 | 10,7 | 30,1 |
| Abgang C5 | 3,1 | 4,0 | 7,1 |
| SUMME | 76 | 34,2 | 110,2 |

Tabelle 5-9: Kabel- und Freileitungslängen der 20-kV-Abgänge ausgehend vom UW C

Nachfolgende Tabelle zeigt die vom UW C ausgehenden Hauptverbindingsschienen (Talschienen).

| Hauptverbindingsschiene | Kabel | Freileitung | Gesamtlänge | Startpunkt |
|-------------------------|-------|-------------|-------------|------------|
| - | km | km | km | - |
| Förolach | 2,55 | 16,959 | 19,5 | UW 12 |
| Egg | 0,098 | 10,729 | 10,8 | UW 12 |
| Steinfeld | 1,557 | 10,724 | 12,3 | UW 12 |

Tabelle 5-10: Leitungslängen der Talschienen im Netz UW C

Die Belastung der Abgänge von UW C wurde wie folgt eingestellt.

| | | Starklast | Schwachlast |
|------|-----------|-----------|-------------|
| UW | Abgang | MW | MW |
| UW C | Abgang C1 | 0,948 | 0,2844 |
| | Abgang C2 | 1,773 | 0,5319 |
| | Abgang C3 | 1,986 | 0,5958 |
| | Abgang C4 | 1,626 | 0,4878 |
| | Abgang C5 | 2,181 | 0,6543 |

Tabelle 5-11: Lasten der Abgänge im UW C

6 Untersuchung des Blindleistungsverhaltens von Verteilernetzen

Folgende Untersuchung betrachtet das Blindleistungsverhalten und die Spannungshaltung gemischter Verteilernetze anhand der in Abschnitt 5 definierten Szenarien. Die Veränderung des Blindleistungshaushaltes im Netz wird bei unterschiedlichen Belastungsgraden und Verkabelungsszenarien gegenübergestellt und interpretiert.

In weiterer Folge werden die Spannungsverhältnisse in den betrachteten Netzen analysiert. Dabei werden die Spannungsverläufe entlang der Hauptverbindingsschienen dargestellt und wiederum entsprechend der Verkabelungsszenarien und Lastfällen gegenüber gestellt.

6.1 Blindleistungsverhalten gemischter Verteilernetze

Wie bereits gezeigt, ist das Blindleistungsverhalten eines Verteilernetzes bestimmt durch die Art der Übertragungsleitungen, deren Auslastung und der Betriebsspannung. Der Einfluss der Ortsnetztransformatoren und der Niederspannungsleitungen auf die Blindleistungsbilanz des gesamten Verteilernetzes ist verschwindend klein, und kann somit vernachlässigt werden.

Für den Leerlauf fall kann näherungsweise die ins UW rückgespeiste Blindleistung wie folgt berechnet werden.

$$Q_C = \frac{U_B^2}{X_C} = U_B^2 \cdot \omega C \cdot l \quad (6-1)$$

Diese Blindleistung wird auch als Ladeleistung der Leitungen bezeichnet. Sie verursacht einen Ladestrom, welcher die nutzbare Übertragungskapazität der Leitung minimiert und zusätzliche Verluste verursacht.

6.2 Blindleistungsverhalten der bestehenden Verteilernetze

Die erste Untersuchung stellt das Blindleistungsverhalten der bestehenden Verteilernetze dar. Von Interesse ist dabei die Blindleistungsrückspeisung an der 20-kV-Sammelschiene im jeweiligen Umspannwerk.

6.2.1 Blindleistungsverhalten im Netz UW A

Folgende Grafik zeigt den Blindleistungshaushalt der einzelnen UW-Abgänge und des gesamten Netzes ausgehend vom UW A für die Belastungsgrade Starklast, Schwachlast und Leerlauf.

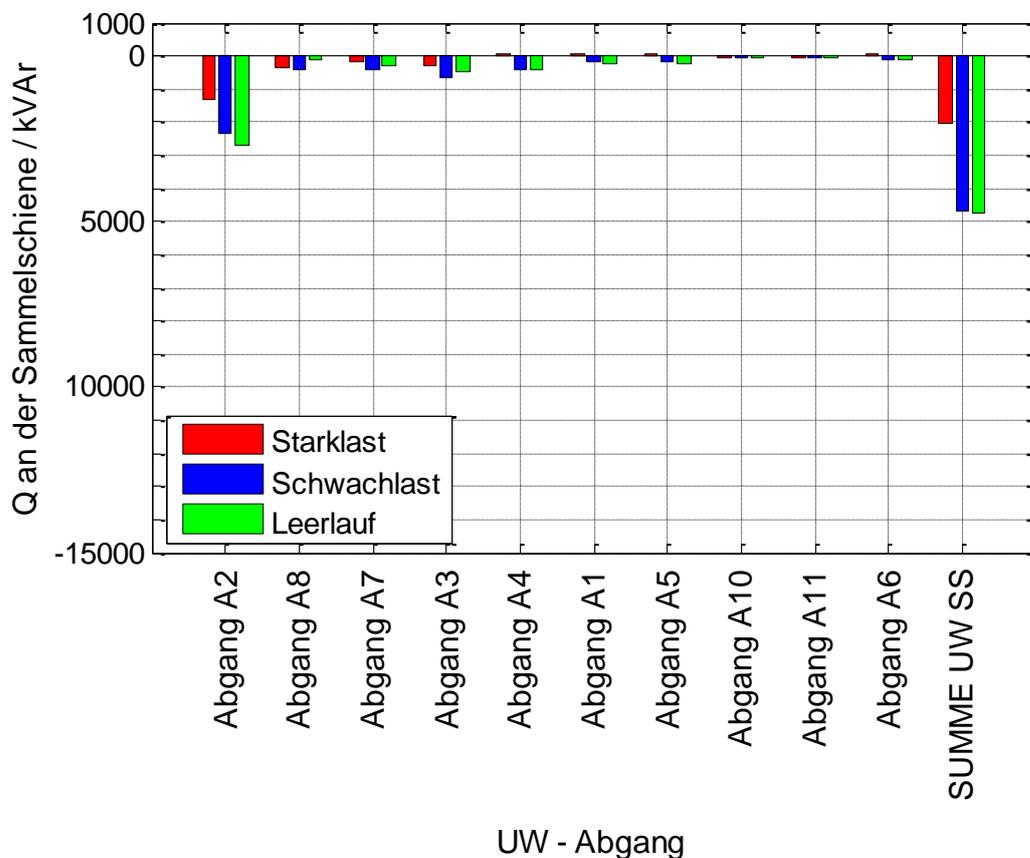


Abbildung 6-1: Blindleistungsverhalten im derzeit bestehenden Netz UW A

Wie in Abbildung 6-1 ersichtlich, wird bereits jetzt im bestehenden 20-kV-Netz, ausgehend vom UW A, Blindleistung in das UW rückgespeist. Verantwortlich dafür sind die Mittelspannungskabel die bereits im Einsatz sind und aufgrund ihres Belastungszustandes unternatürlich betrieben werden.

Besonders maßgebend ist der Abgang „Abgang A2“, der aktuell einen Kabelanteil von 35% aufweist. Er ist aufgrund seiner Länge von 202 km der bestimmende Abzweig des Netzes UW A.

6.2.2 Blindleistungsverhalten im Netz UW B

Folgende Grafik zeigt den Blindleistungshaushalt der einzelnen UW-Abgänge und des gesamten Netzes ausgehend vom UW B für die Belastungsgrade Starklast, Schwachlast und Leerlauf.

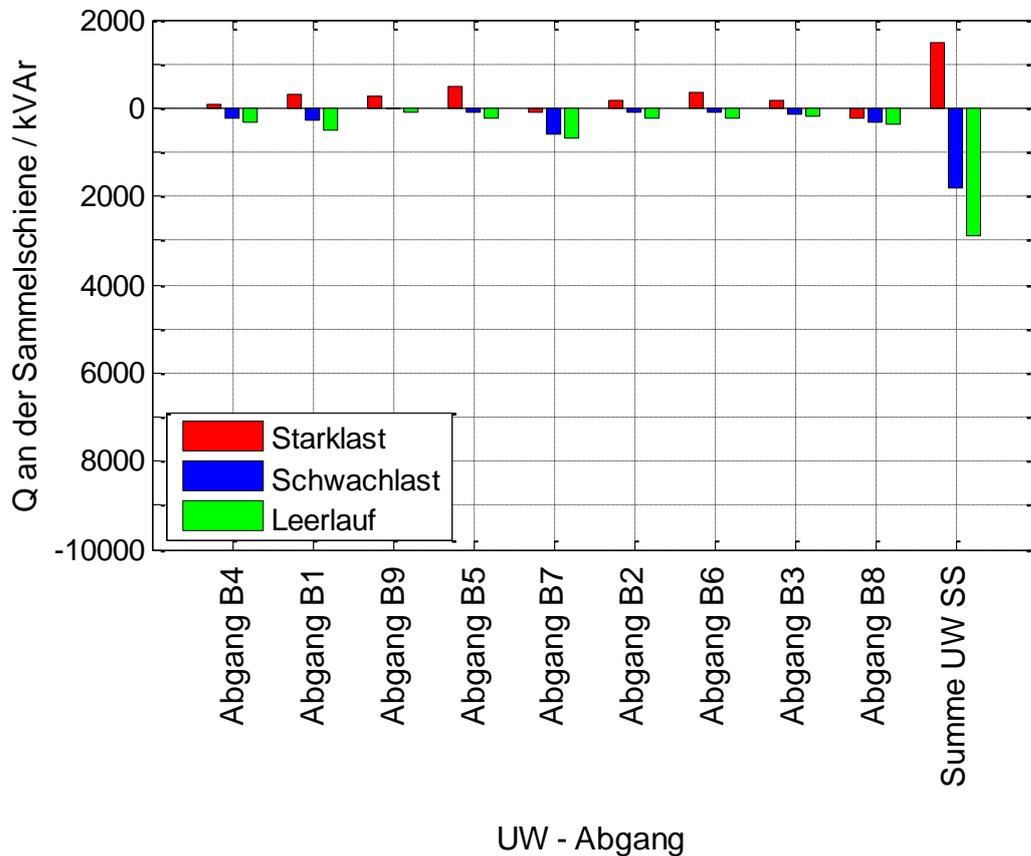


Abbildung 6-2: Blindleistungsverhalten im derzeit bestehenden Netz UW B

Aufgrund der relativ großen Anteile von Freileitungsstrecken in den einzelnen Abgängen verhält sich das Netz bei Starklast induktiv. Sinkt die Belastung auf Schwachlast ab, überwiegt der kapazitive Einfluss der Kabel. Die im Leerlauf aufgenommene Ladeleistung des gesamten Netzes beträgt ca. 2900 kVAR. Dies entspricht bei einer Betriebsspannung von 20,8 kV einem Ladestrom von 80 A.

6.2.3 Blindleistungsverhalten im Netz UW C

Folgende Grafik zeigt den Blindleistungshaushalt der einzelnen UW-Abgänge und des gesamten Netzes ausgehend vom UW C für die Belastungsgrade Starklast, Schwachlast und Leerlauf.

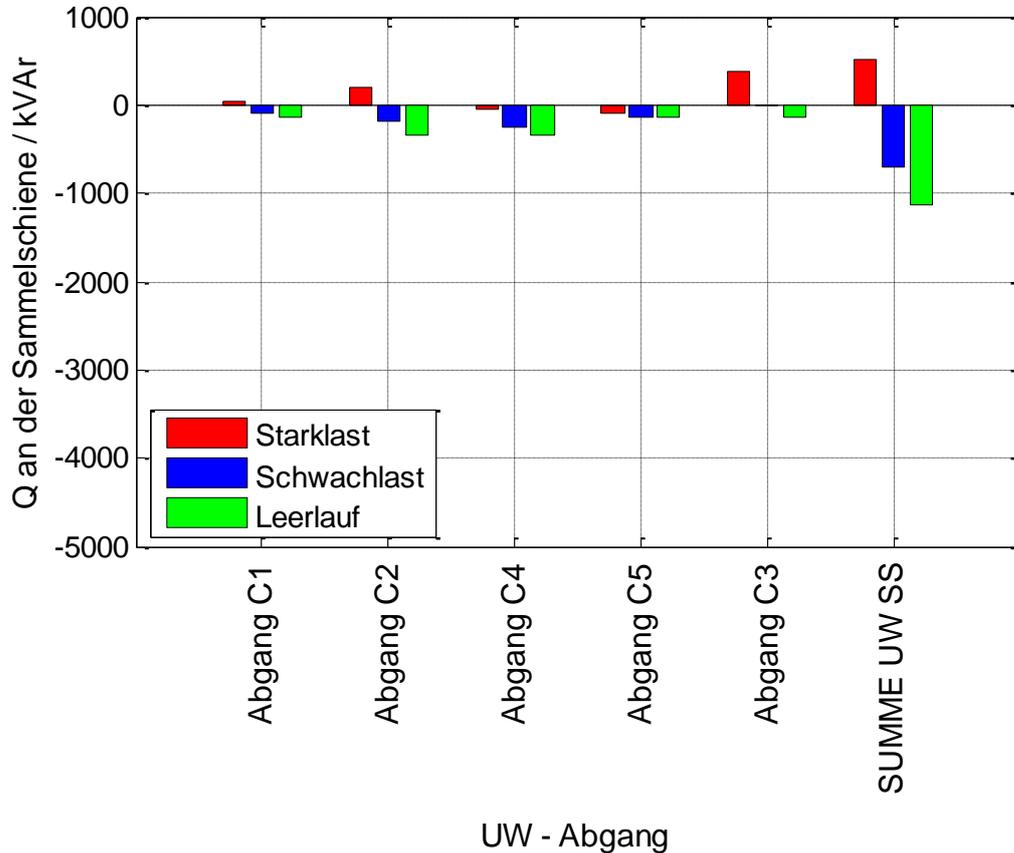


Abbildung 6-3: Blindleistungsverhalten im derzeit bestehenden Netz UW C

Das Verteilernetz UW C zeigt im Starklastfall ebenfalls induktives Verhalten. Aufgrund der geringeren Netzausdehnung im Vergleich zu den Netzen UW A und UW B, ist hier die Ladeleistung der Leitungen im Leerlauffall relativ gering. Der Ladestrom im Leerlauffall beträgt im Netz UW C ca. 30 A.

6.3 Blindleistungsverhalten bei Verkabelung der 20-kV-Hauptverbindingsschienen

Das Szenario „Verkabelung der 20-kV-Hauptverbindingsschienen“ stellt einen 1:1 Ersatz der gesamten Leitungen entlang der jeweiligen Hauptverbindingsschiene durch ein Kunststoffkabel des Typs A2XHCJ2YV 240mm² dar. Dies bewirkt eine Erhöhung der Betriebskapazität des gesamten Netzes und somit einer Erhöhung der Ladeleistung.

Die Ergebnisse der Lastflussanalyse dieses Szenarios werden nachfolgend präsentiert.

6.3.1 Blindleistungsverhalten im Netz UW A

Folgende Grafik zeigt den Blindleistungshaushalt der einzelnen UW-Abgänge und des gesamten Netzes ausgehend vom UW A für die Belastungsgrade Starklast, Schwachlast und Leerlauf.

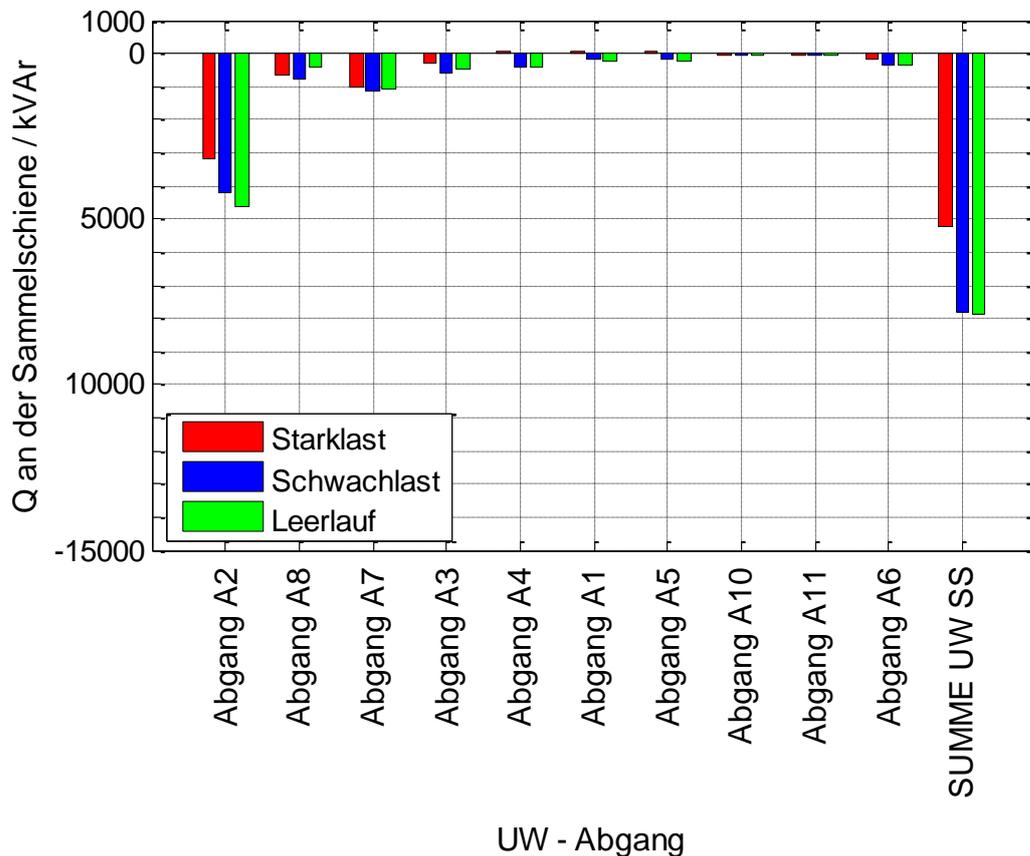


Abbildung 6-4: Blindleistungsverhalten des Netzes UW A bei Verkabelung der Hauptverbindingsschienen

Die Verkabelung der Hauptverbindingsschienen zeigt, dass durch die Erhöhung des Verkabelungsgrades die Blindleistungsrückspeisung in das UW ansteigt. Wiederum maßgebend im Netz UW A ist der Abgang „Abgang A2“ aufgrund seiner Ausdehnung.

6.3.2 Blindleistungsverhalten im Netz UW B

Folgende Grafik zeigt den Blindleistungshaushalt der einzelnen UW-Abgänge und des gesamten Netzes ausgehend vom UW B für die Belastungsgrade Starklast, Schwachlast und Leerlauf.

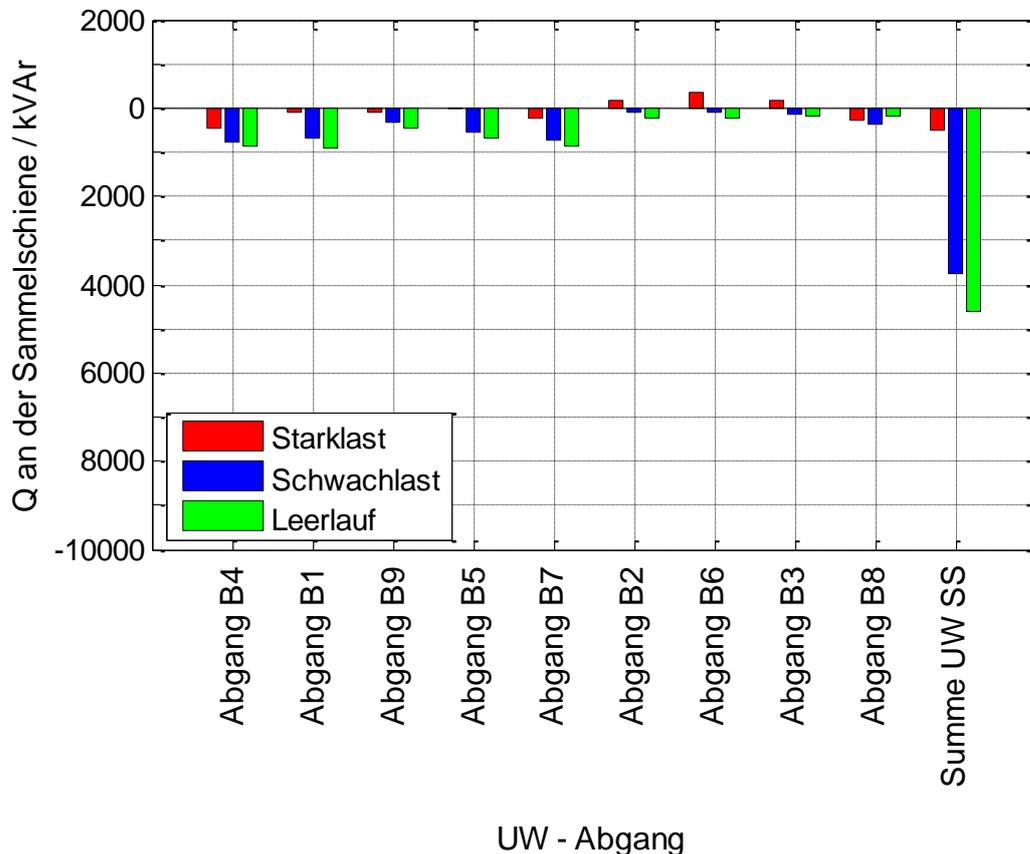


Abbildung 6-5: Blindleistungsverhalten des Netzes UW B bei Verkabelung der Hauptverbindingsschienen

Die Verkabelung der Hauptverbindingsschienen zeigt, dass das Blindleistungsverhalten des Netzes UW B, ausgehend vom Ausgangszustand, nun bereits im Starklastfall kapazitives Verhalten aufweist. Dies ist auf die Erhöhung des Verkabelungsgrades vor allem in den Abgängen „Abgang B4“, „Abgang B8“ und „Abgang B7“ zurückzuführen.

6.3.3 Blindleistungsverhalten im Netz UW C

Folgende Grafik zeigt den Blindleistungshaushalt der einzelnen UW-Abgänge und des gesamten Netzes ausgehend vom UW C für die Belastungsgrade Starklast, Schwachlast und Leerlauf.

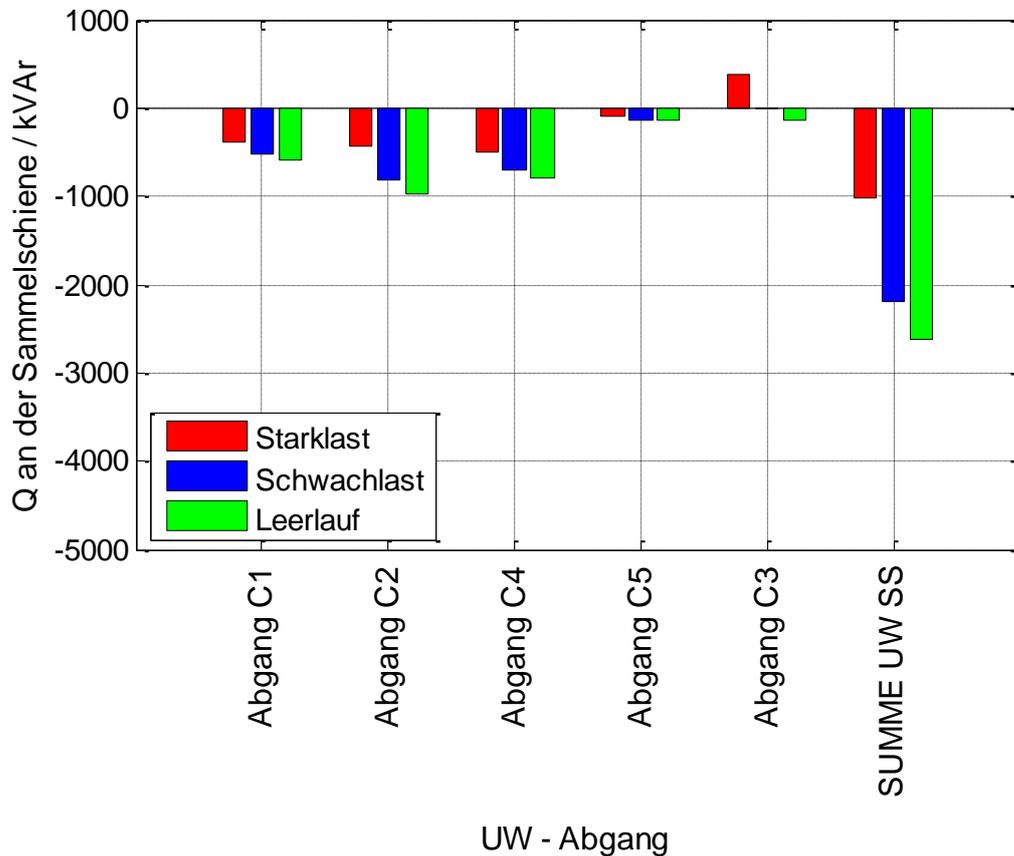


Abbildung 6-6: Blindleistungsverhalten des Netzes UW C bei Verkabelung der Hauptverbindingsschienen

Wie bereits im vorangehenden Netz beobachtet, steigt auch im Netz UW C die Blindleistungsruckspeisung bei vermehrter Verkabelung an.

6.4 Blindleistungsverhalten bei vollständiger Verkabelung der 20-kV-Netze

Das Szenario „vollständige Verkabelung der 20-kV-Netze“ stellt einen 1:1 Ersatz der gesamten Leitungen im jeweiligen Verteilernetz durch Kunststoffkabel des Typs A2XHCJ2YV 240mm² dar.

Die Ergebnisse der Lastflussanalyse dieses Szenario werden nachfolgend präsentiert.

6.4.1 Blindleistungsverhalten im Netz UW A

Folgende Grafik zeigt den Blindleistungshaushalt der einzelnen UW-Abgänge und des gesamten Netzes ausgehend vom UW A für die Belastungsgrade Starklast, Schwachlast und Leerlauf.

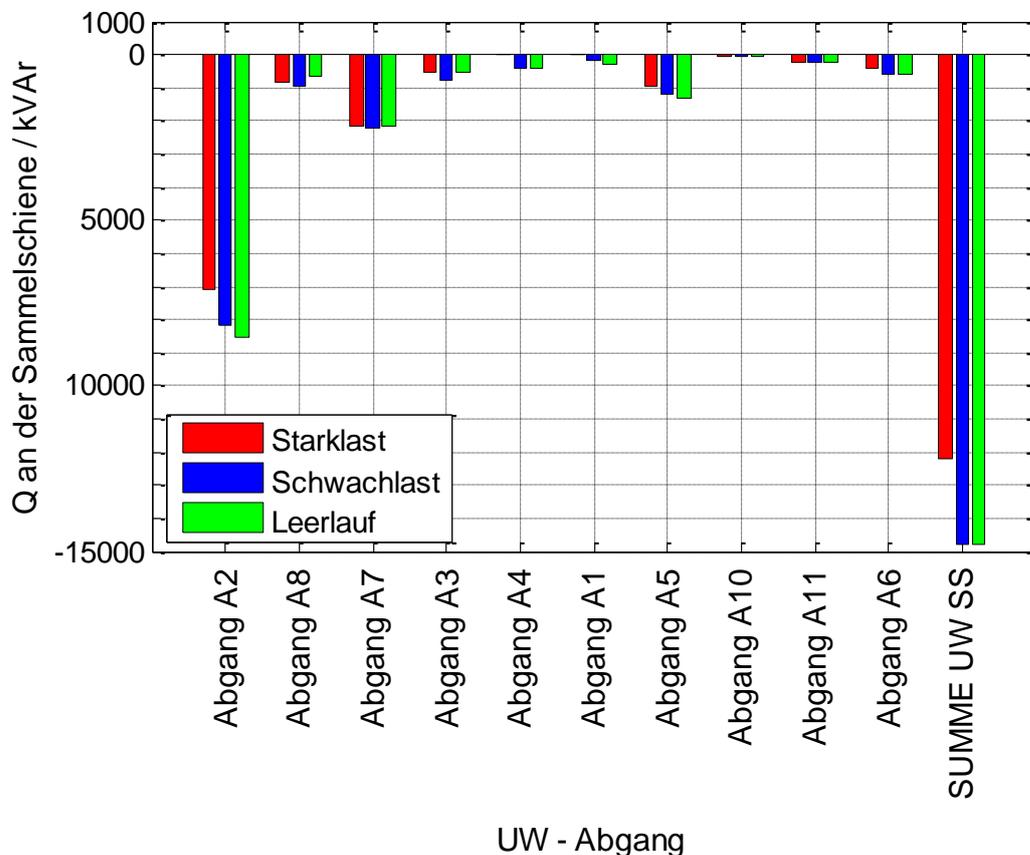


Abbildung 6-7: Blindleistungsverhalten des Netzes UW A bei vollständiger Verkabelung

Im vorliegenden Szenario „vollständige Verkabelung“ nimmt die an der UW-Sammelschiene rückgespeiste Leistung sehr hohe Werte an. Im Leerlauf würde der Ladestrom des Netzes bereits 400 A überschreiten.

Vor allem Maßgebend ist wiederum der Abgang „Abgang A2“. Hier beträgt der Ladestrom im Leerlauf ca. 230 A. Bei einem Leiterquerschnitt von 240mm² entspricht dies in etwa 50% des thermischen Grenzstromes.

Die Berechnung der Ladeleistung des gesamten Netzes kann auch nach Gleichung 6-1 berechnet werden.

$$Q_C = \frac{U_B^2}{X_C} = U_B^2 \cdot \omega \cdot C_B \cdot l = (20,8kV)^2 \cdot \omega \cdot 304 \frac{nF}{km} \cdot 356km = 14,71MVar$$

6.4.2 Blindleistungsverhalten im Netz UW B

Folgende Grafik zeigt den Blindleistungshaushalt der einzelnen UW-Abgänge und des gesamten Netzes ausgehend vom UW B für die Belastungsgrade Starklast, Schwachlast und Leerlauf.

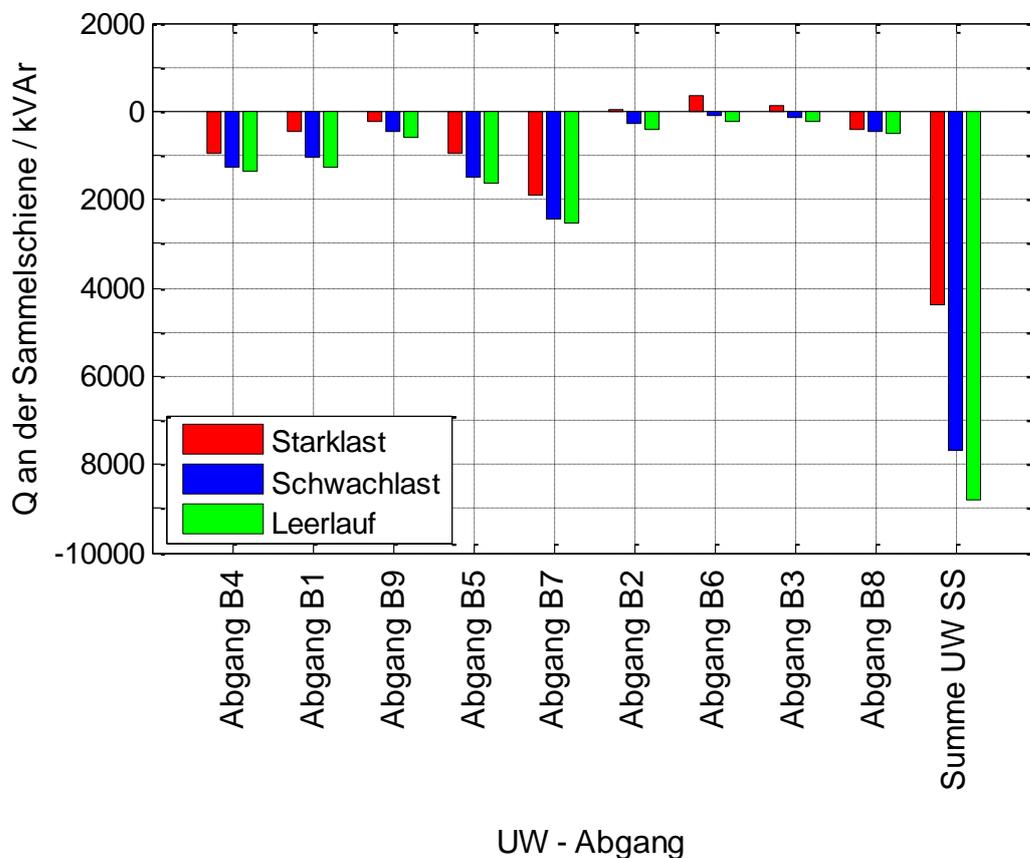


Abbildung 6-8: Blindleistungsverhalten des Netzes UW B bei vollständiger Verkabelung

Auch im Netz UW B ergibt dieses Szenario sehr hohe Werte für die rückgespeiste Blindleistung im UW.

Die Berechnung nach Formel 6-1 zeigt folgendes Ergebnis, für die Blindleistungsrückspeisung des gesamten Netzes.

$$Q_C = \frac{U_B^2}{X_C} = U_B^2 \cdot \omega \cdot C_B \cdot l = (20,8kV)^2 \cdot \omega \cdot 304 \frac{nF}{km} \cdot 211,2km = 8,73MVar$$

6.4.3 Blindleistungsverhalten im Netz UW C

Folgende Grafik zeigt den Blindleistungshaushalt der einzelnen UW-Abgänge und des gesamten Netzes ausgehend vom UW C für die Belastungsgrade Starklast, Schwachlast und Leerlauf.

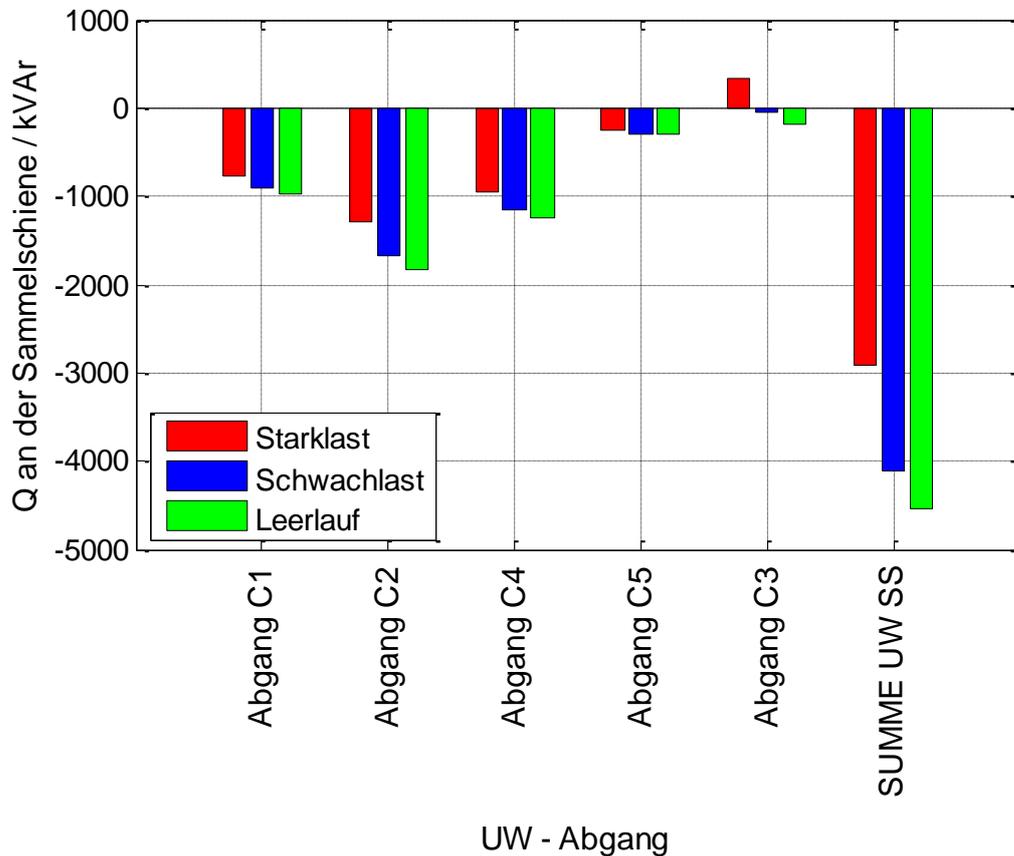


Abbildung 6-9: Blindleistungsverhalten des Netzes UW C bei vollständiger Verkabelung

Die Ladeleistung für das Netz UW C ergibt sich nach Formel 6-1 wie folgt.

$$Q_C = \frac{U_B^2}{X_C} = U_B^2 \cdot \omega \cdot C_B \cdot l = (20,8kV)^2 \cdot \omega \cdot 304 \frac{nF}{km} \cdot 110,2km = 4,55MVar$$

6.5 Spannungshaltung

Der Blindleistungshaushalt eines Netzes ist maßgebend für die herrschenden Spannungsverhältnisse. In Netzen mit großem Kabelanteil, großer Netzausdehnung und niedriger Belastung wird die Betriebsspannung entlang der Leitung angehoben. Im Gegensatz dazu sinkt in weit ausgedehnten Freileitungsnetzen die Spannung gegen Leitungsende hin ab. Ausschlaggebend dafür sind die Impedanzen der Betriebsmittel.

Nachfolgend werden die Spannungsverhältnisse im Netz UW A ausführlich exemplarisch dargestellt und diskutiert. Die Ergebnisse dieser Betrachtung für die beiden anderen Netze UW B und UW C befinden sich im Anhang.

6.5.1 Bestehendes Netz

Folgende Grafik zeigt zusammenfassend das Spannungsprofil der Hauptverbindungsschienen ausgehend von UW A.

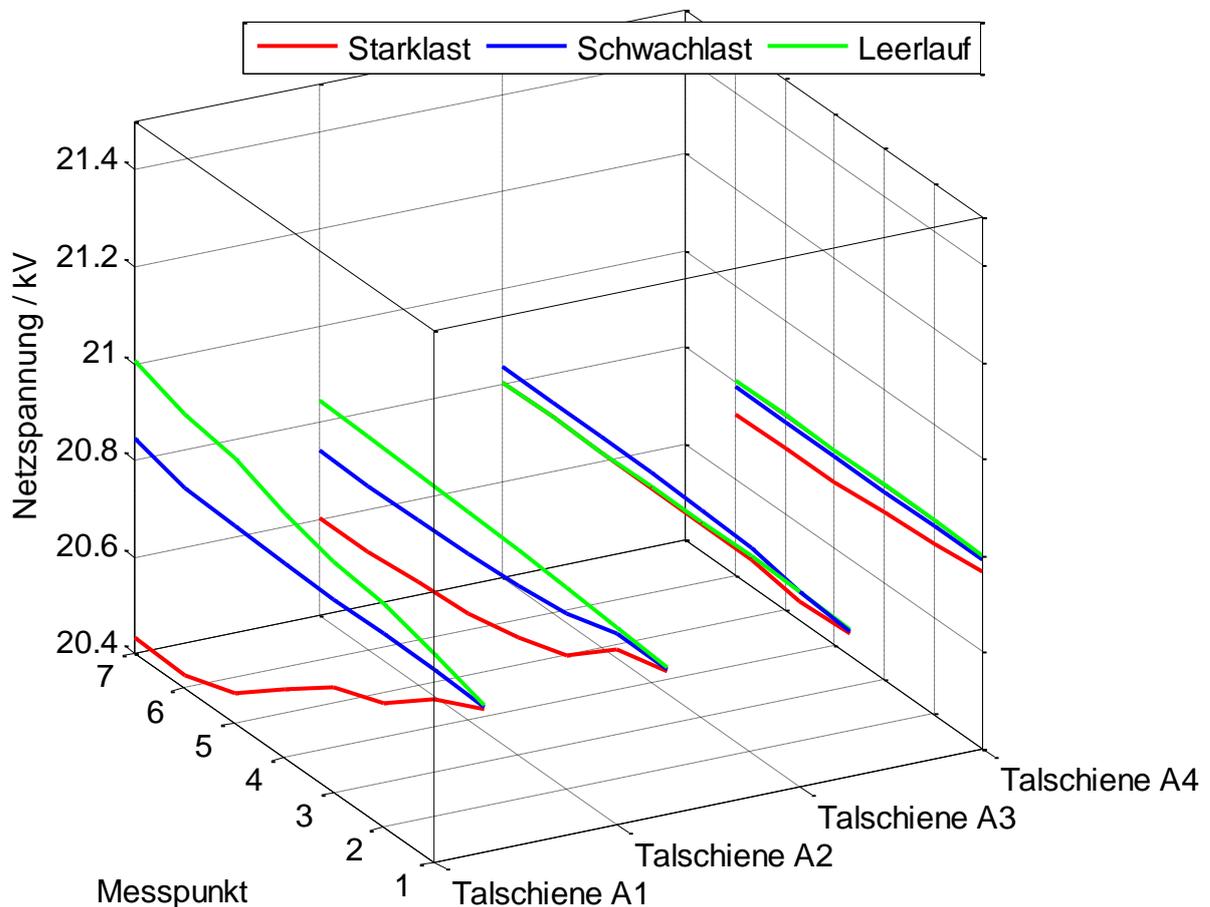


Abbildung 6-10: Spannungsverläufe der Hauptverbindungsschienen ausgehend vom UW A

Wie in Abbildung 6-10 gezeigt, verändern sich mit der Belastung auch die Spannungsverhältnisse entlang der Hauptverbindungsschienen. In Netzen mit hohem Kabelanteil erkennt man deutlich den Einfluss auf die Spannung. Markantes Beispiel dabei ist der Abgang „Abgang A2“, welcher in Abbildung 6-12 detailliert dargestellt ist.

Folgende Grafik zeigt das Spannungsprofil der Hauptverbindungsschiene „Talschiene A5“ ausgehend vom SW F.

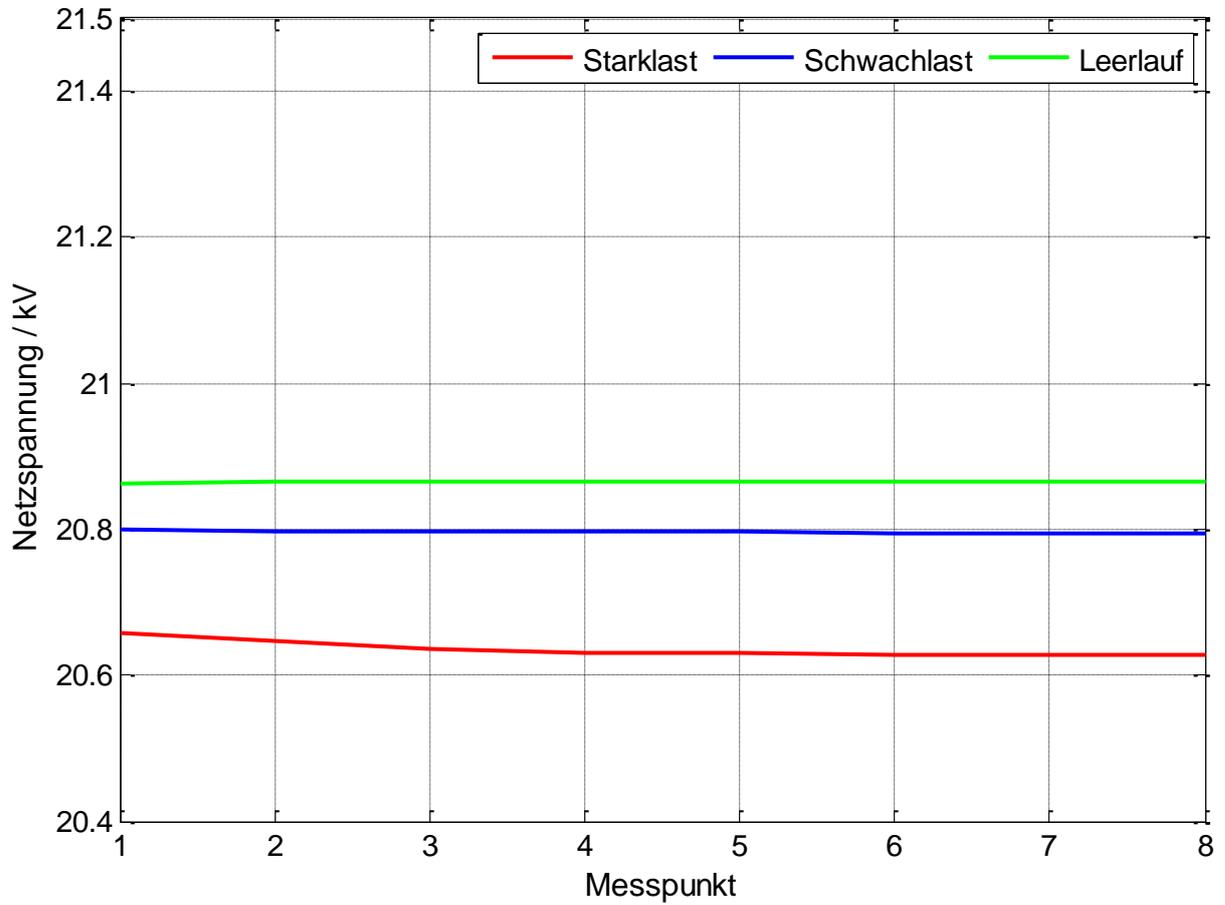


Abbildung 6-11: Spannungsverläufe der Hauptverbindungsschiene „Talschiene A5“ ausgehend vom SW F

Nachfolgende Grafik zeigt detailliert die Spannungsverhältnisse entlang der Hauptverbindungsschiene im Abgang „Abgang A2“.

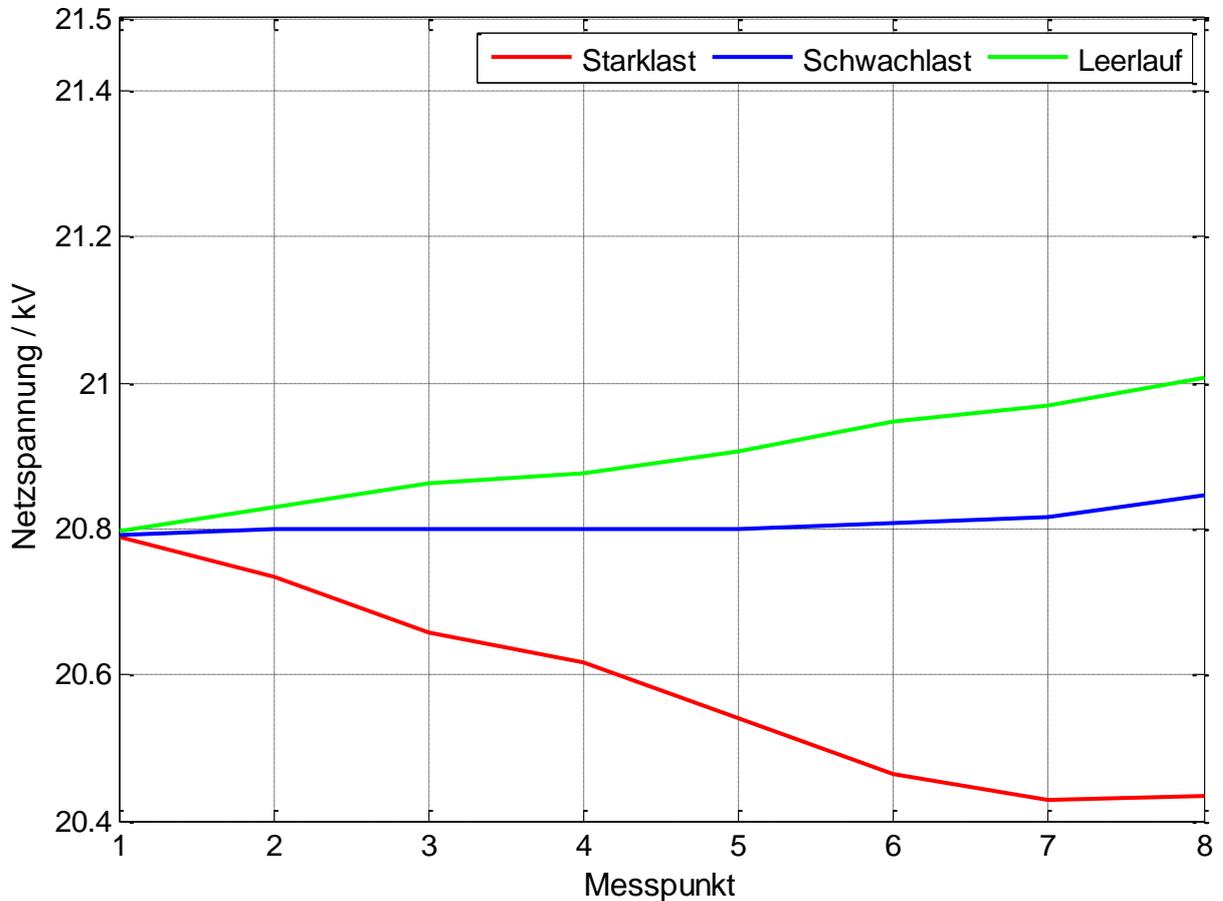


Abbildung 6-12: Spannungsverlauf entlang der Hauptverbindungsschiene „Talschiene A1“

Im Verlauf der Spannung bei Starklast sieht man den Spannungsabfall an der Längsimpedanz der Leitung. Die unterschiedlichen Steigungen im Verlauf kommen durch die verschiedenen Abstände zwischen den Messpunkten, den verschiedenen Betriebsmitteln (Kabel/Freileitung) und der Belastung zustande.

Ausgehend von UW A (Messpunkt 1) führt ein Kabel mit einem Querschnitt von 300mm^2 bis zum SW F (Messpunkt 3). Von dort aus verläuft die Hauptverbindungsschiene als Kabel bis zum Messpunkt 4 und dann weiter als Freileitung bis Messpunkt 7. Von Messpunkt 7 bis 8 erkennt man ein bis zu einer Netztrennstelle leerlaufendes Kabel.

An den Verläufen von Schwachlast und Leerlauf erkennt man den Einfluss der unternatürlich belasteten Leitungen und der daraus folgenden Spannungsanhebung entlang der Hauptverbindungsschiene.

6.5.2 Verkabelung der 20-kV-Hauptverbindungsschienen

Bei der Verkabelung der Hauptverbindungsschienen ergeben sich folgende Spannungsverläufe im Netz UW A.

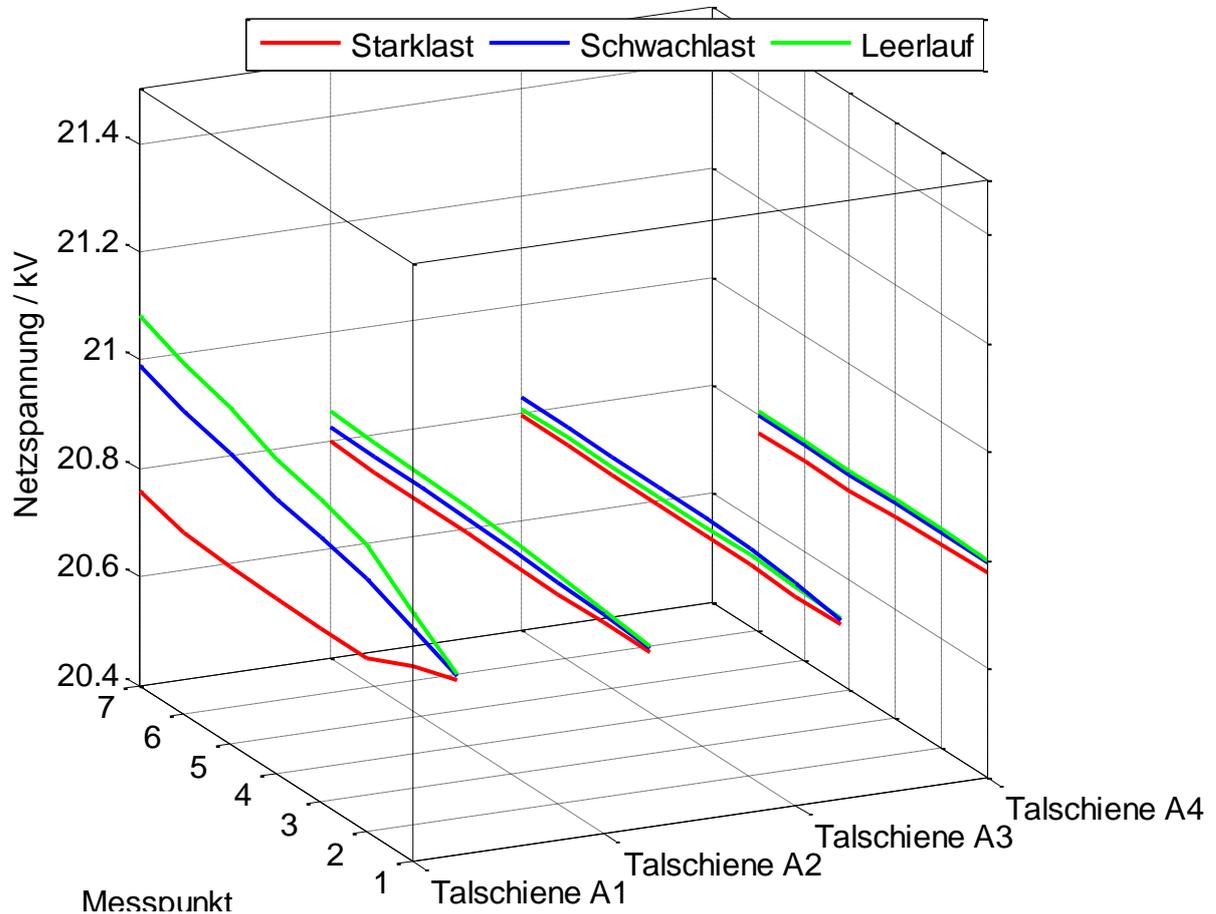


Abbildung 6-13: Spannungsverläufe der Hauptverbindungsschienen ausgehend vom UW A

Im Gegensatz zum bestehenden Netz, wirkt sich die Verkabelung positiv auf die Spannungshaltung im Starklastfall aus. Im Schwachlastfall erkennt man sogar eine geringfügige Spannungsanhebung.

Für die Hauptverbindungsschiene „Talschiene A5“ ausgehend vom SW F ergibt sich bei Verkabelung der Hauptverbindungsschiene folgendes Spannungsprofil.

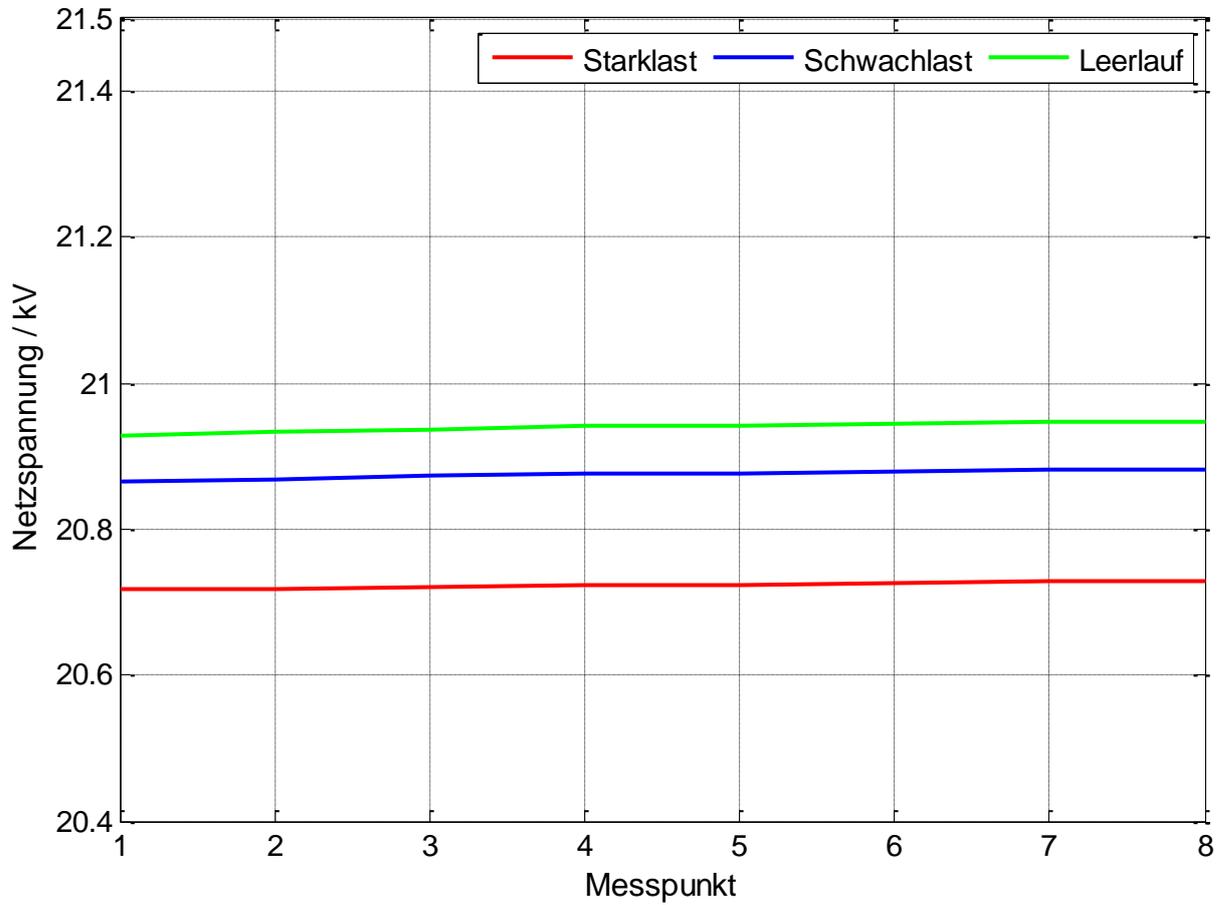


Abbildung 6-14: Spannungsverläufe der Hauptverbindungsschiene „Talschiene A5“ ausgehend vom SW F

Nachfolgende Grafik zeigt detailliert die Verläufe im Abgang „Abgang A2“ entlang der Hauptverbindungsschiene „Talschiene A1“.

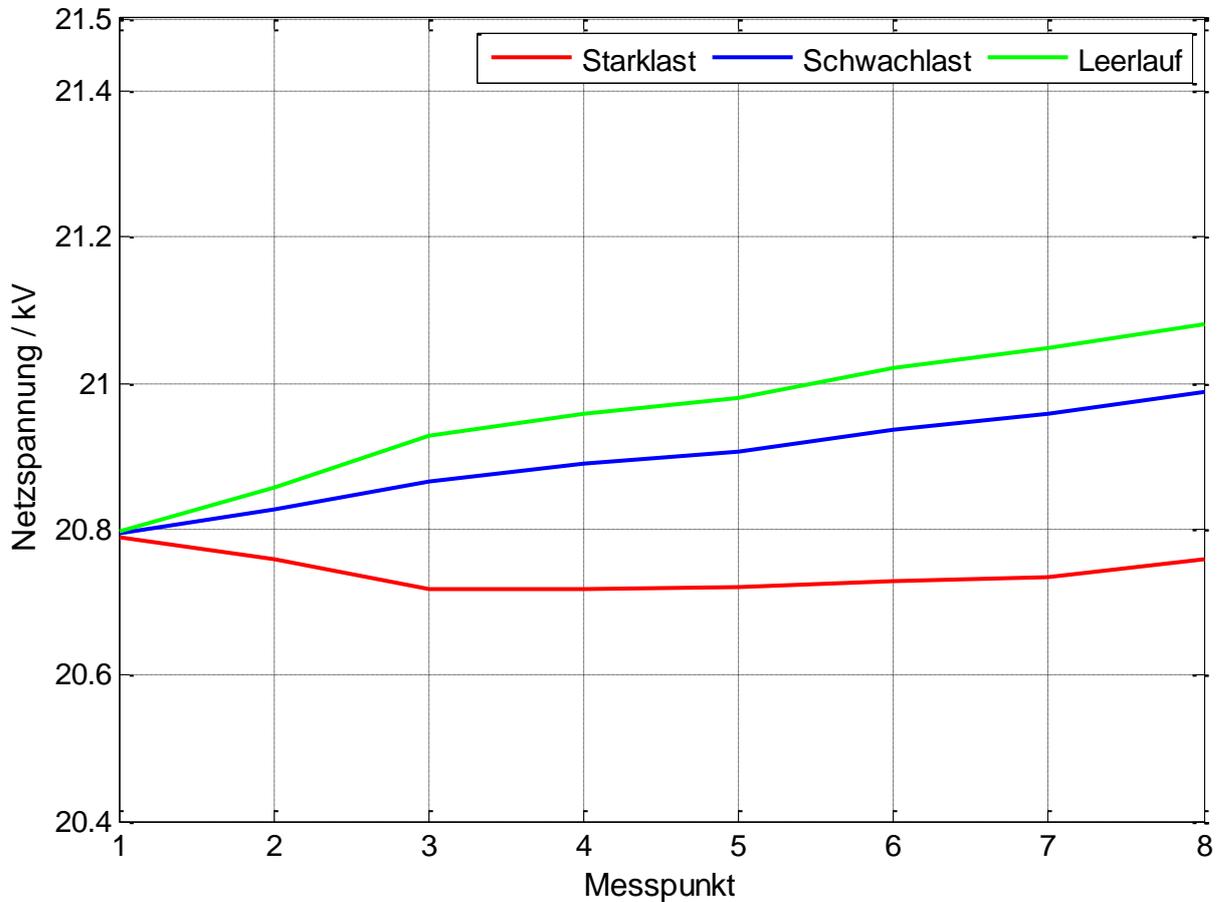


Abbildung 6-15: Spannungsverlauf entlang der Hauptverbindungsschiene „Talschiene A1“

In diesem konkreten Fall verlaufen die Kurven zur Starklast und Schwachlast deckungsgleich. Im Vergleich zum bestehenden Netz erkennt man, dass die Spannung bei Belastung entlang der Hauptverbindungsschiene deutlich weniger absinkt und im Leerlauf stärker angehoben wird.

6.5.3 Vollständige Verkabelung des 20-kV-Netzes

Folgende Grafik zeigt zusammenfassend das Spannungsprofil der Hauptverbindungsschienen ausgehend von UW A im Szenario „vollständige Verkabelung der 20-kV-Netze“.

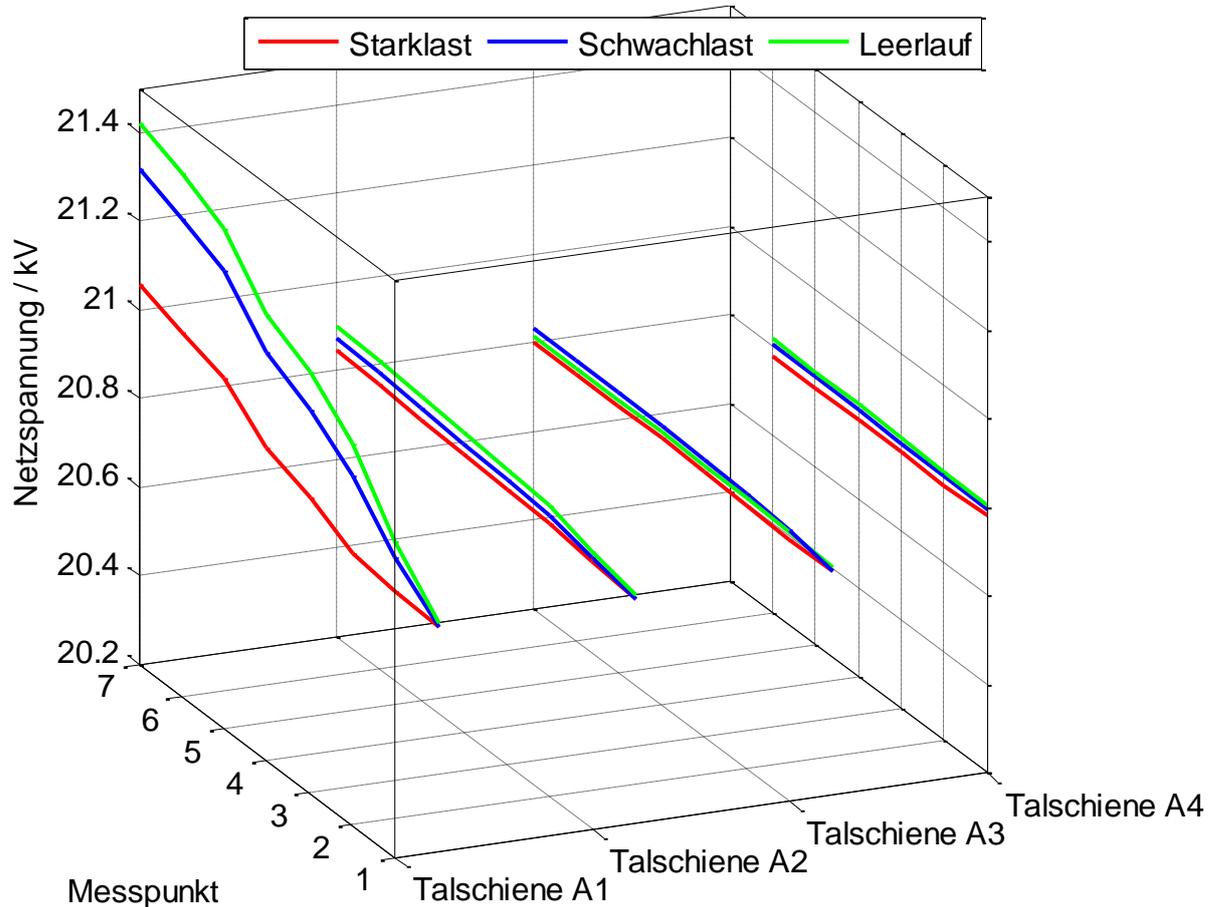


Abbildung 6-16: Spannungsverläufe im Netz UW A bei vollständiger Verkabelung

Bei vollständiger Verkabelung der 20-kV-Mittelspannungsnetze wird die Spannung entlang der Hauptverbindungsschiene bereits im Starklastfall angehoben. Wiederum besonders Auffällig zeigt sich der Abzweig „Talschiene A1“, welcher in Abbildung 6-17 detailliert dargestellt ist.

Für die Hauptverbindungsschiene „Talschiene A5“ ausgehend vom SW F ergeben sich für das Szenario „vollständige Verkabelung“ folgende Spannungsverläufe.

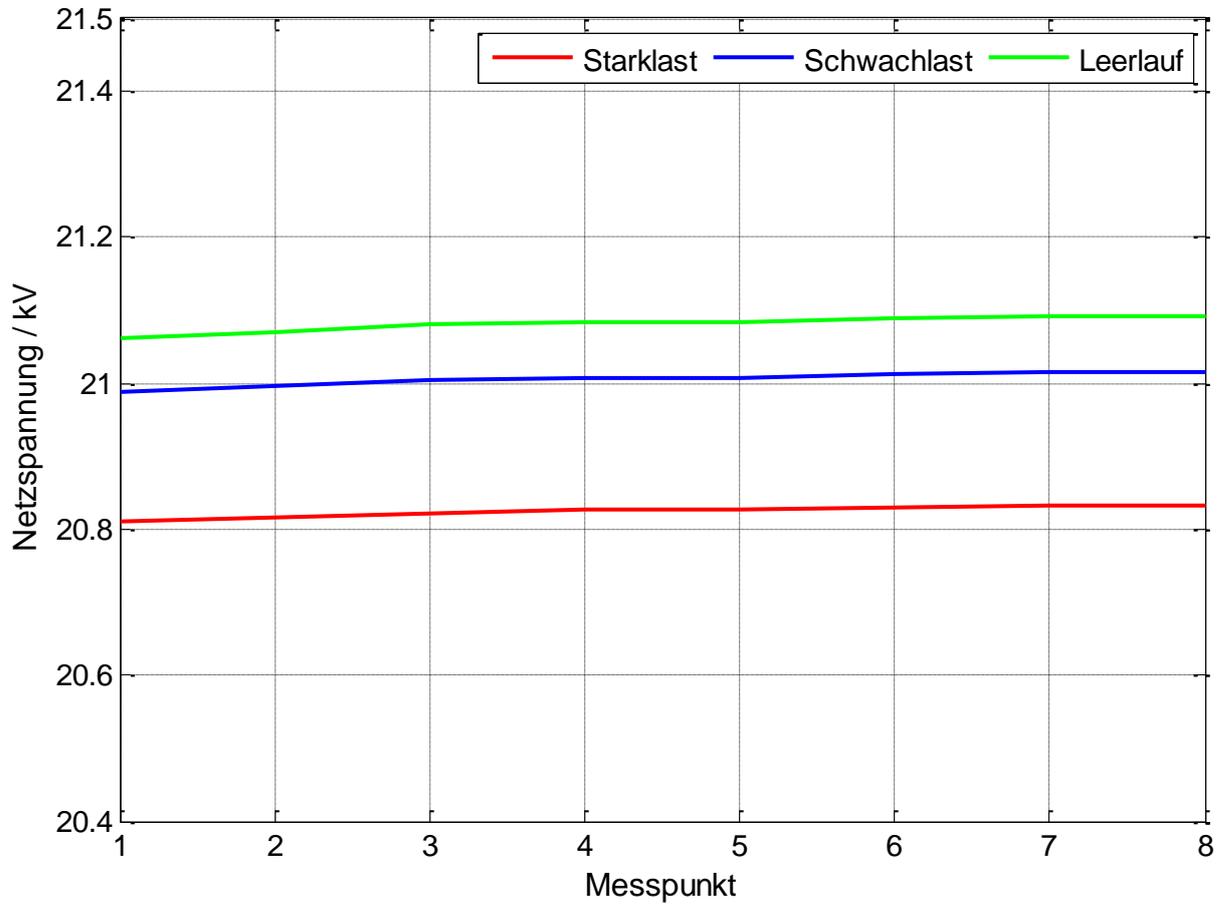


Abbildung 6-17 zeigt die Auswirkung vollständiger Verkabelung in Bezug auf das Spannungsprofil entlang der Hauptverbindungsschiene „Talschiene A1“. Es gilt zu überprüfen, ob das gültige Spannungsband eingehalten wird.

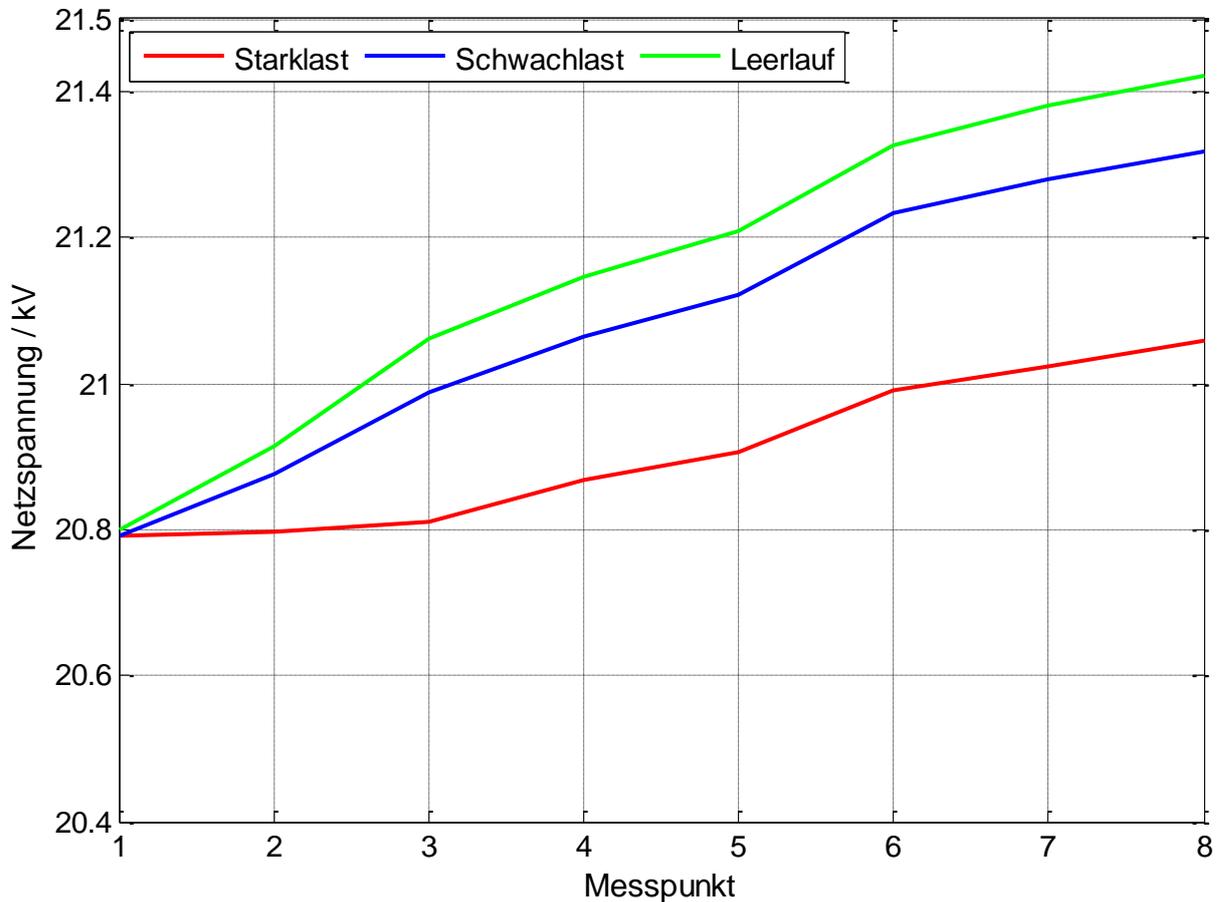


Abbildung 6-17: Spannungsverlauf entlang der Hauptverbindungsschiene „Talschiene A1“

6.6 Maßnahmen zur Blindleistungsoptimierung

Die Auswirkung der vermehrten Verkabelung auf das Blindleistungsverhalten wurde in vorigem Abschnitt dargestellt. Um die Blindleistungsrückspeisung und damit die Anhebung der Betriebsspannung im Netz zu minimieren, muss die Ladeleistung der Kabel im Netz kompensiert werden.

Nachfolgende Maßnahmen sind möglich.

- **Parallelkompensation mit Induktivität**

Durch die Parallelschaltung einer Induktivität zur Betriebskapazität der Leitungen kann der kapazitive Ladestrom kompensiert werden.

Um die ohmschen Verluste minimal zu halten, wurde mittels Lastflussberechnung der optimale Einbauort der Kompensationsspule hinsichtlich P_V ermittelt. Dieser liegt im hinteren Drittel der Hauptverbindungsschiene.

Vorschreibung von $\cos\varphi_{\text{induktiv}}$

Durch die Vorschreibung eines $\cos\varphi_{\text{induktiv}}$ für allfällige dezentrale Einspeiser könnten diese die kapazitive Blindleistung der Kabel aufnehmen. (Wobei diese Maßnahme vom Arbeitszustand und der Betriebsweise der dezentralen Einspeiser abhängt!)

6.7 Zusammenfassung

Der vermehrte Einsatz von Kabeln im Mittelspannungsnetz verursacht eine drastische Erhöhung der Blindleistungsrückspeisung in das UW. Wie gezeigt werden kann, ist die Blindleistung im Netz bei Leerlauf im Wesentlichen durch die Leitungen (Kabel und Freileitung) und die Betriebsspannung bestimmt. Die im Netz befindlichen Ortsnetztransformatoren haben nur einen sehr geringen induktiven Magnetisierungsstrom und liefern daher keinen nennenswerten Beitrag zur Kompensation der kapazitiven Blindleistung. Die Betriebsmittel im 0,4-kV-Netz haben eine vernachlässigbare Auswirkung auf das Blindleistungsverhalten des gesamten Verteilernetzes.

Für die Spannungshaltung im 20-kV-Netz hat die Verkabelung der Hauptverbindungsschienen einen durchaus positiven Effekt. Die Betriebsspannung wird in den betrachteten Netzen sowohl bei starker Belastung wie auch im Schwachlastzustand bzw. im Leerlauf innerhalb der geltenden Grenzen gehalten. Bei vollständiger Verkabelung der Netze kann es bei gleichbleibender Sammelschienen-spannung (eingestellt durch den 110/20-kV-Regeltransformator) im UW und in Abhängigkeit der Netzausdehnung jedoch zu nicht vernachlässigbaren Spannungsanhebungen im Netz kommen.

7 Untersuchung der Kurzschlussleistung in Verteilernetzen

Ein wichtiger Parameter bei der Planung von elektrischen Anlagen ist die Kurzschlussleistung S_k . Sie stellt einerseits ein wesentliches Kriterium bei der Auslegung von Betriebsmitteln und andererseits die Grundlage zur Beurteilung von Netzurückwirkungen in den Verknüpfungspunkten dar.

Es erfolgt eine Definition der Kurzschlussberechnung laut IEC 60909 und die Berechnung eines anschaulichen Beispiels zur Bestimmung der Kurzschlussleistung in einem Verknüpfungspunkt eines Mittelspannungsnetzes. In weiterer Folge ist der Einfluss vermehrter Verkabelung auf die Kurzschlussleistung in realen Verteilernetzen zu untersuchen und zu diskutieren. Für die vorliegenden Netzgebiete wird nur die minimale Kurzschlussleistung berechnet, da entsprechende Daten über die im Netz vorhandenen Einspeiser nicht vollständig vorhanden sind.

7.1 Bedeutung der Kurzschlussleistung

Die dreipolige Kurzschlussleistung wird in der Energietechnik als maximal zulässige Beanspruchung der Betriebsmittel verstanden, und dient zur thermischen und mechanischen Dimensionierung der Anlagenkomponenten [23].

Alle Betriebsmittel müssen so dimensioniert werden, dass sie einer solchen Beanspruchung kurzzeitig standhalten können. Die Schutzeinrichtungen müssen so ausgelegt werden, dass der Fehler so schnell wie möglich selektiv abgeschaltet wird.

Die Ergebnisse der Kurzschlussberechnung gehen in folgende Parameter ein [24]

- Thermische Beanspruchung von Betriebsmitteln und Leitungen
- Dynamische Kurzschlussbeanspruchung (Kurzschlusskräfte)
- Kurzschlussausschaltvermögen der Schaltgeräte
- Bemessung von Kurzschlussbegrenzungseinrichtungen
- Wahl der Sternpunktterdung
- Selektivschutzeinrichtungen
- Elektromagnetische Beeinflussung

Der Begriff Kurzschlussleistung kann in die maximale und die minimale Kurzschlussleistung unterteilt werden. Die maximale Kurzschlussleistung tritt beim Einsatz aller im Netz befindlichen Einspeiser auf (Kraftwerke, Einspeisestellen aus dem übergeordneten Netz, dezentrale Einspeiser) und ist Kriterium bei der Betriebsmittelauslegung. Die minimale Kurzschlussleistung stellt im Gegensatz dazu die kleinste Belastung im Fehlerfall dar, und dient zur Einstellung der Schutzeinrichtungen, zur Beurteilung der Steifigkeit des Netzes (Spannungshaltung) und zur Anschlussbeurteilung für dezentrale Einspeiser. [24]

7.2 Grundlagen zur Kurzschlussberechnung

Ein Kurzschluss entsteht durch die Überbrückung oder den Durchschlag der Isolation von zwei oder drei Leitern bzw. Wicklungssträngen mit oder ohne leitende Verbindung zur Erde oder geerdeten Anlagenteilen [10].

Im Zusammenhang mit der Berechnung der Kurzschlussleistung wird hier ausschließlich der dreipolige Kurzschluss ohne Erdberührung behandelt. Der dabei vorliegende Betriebsfall kann mit folgendem Bild beschrieben werden.

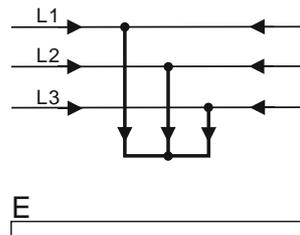


Abbildung 7-1: Dreipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung

Abbildung 7-1 zeigt den dreipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung durch die Verbindung der drei Phasen des Drehstromsystems. Die Berechnung des dreipoligen Kurzschlussstromes erfolgt nach der in der Norm EN 60909 beschriebenen Methodik.

Der Kurzschlussstrom ist eine zeitlich veränderliche Größe. Der Verlauf des Kurzschlussstromes für einen generatorfernen Kurzschluss wird in folgender Grafik dargestellt.

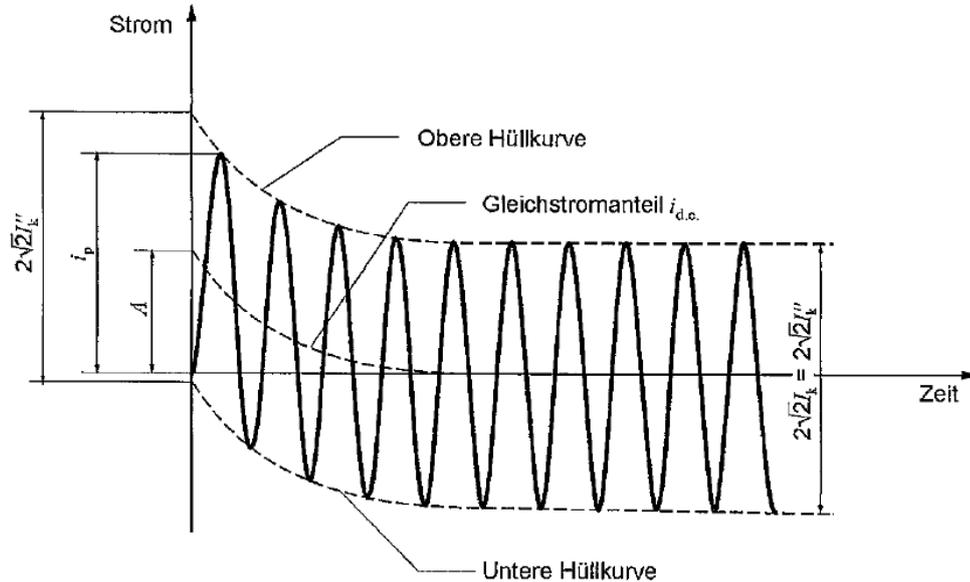


Abbildung 7-2: Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstromes bei generatorfernem Kurzschluss

| | | |
|------------|-----|-----------------------------------------------|
| I''_k | ... | Anfangskurzschlusswechselstrom |
| i_p | ... | Stoßkurzschlussstrom |
| I_k | ... | Effektivwert des Dauerkurzschlussstromes |
| $i_{d.c.}$ | ... | Gleichstromanteil des Kurzschlussstromes |
| A | ... | Anfangswert des Gleichstromanteils $i_{d.c.}$ |

Für die weiteren Betrachtungen ist es nicht notwendig, den zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstromes zu ermitteln, sondern ausschließlich den stationären Wert des Anfangskurzschlusswechselstromes I_K'' . Dieser ist abhängig von der Netzimpedanz im jeweiligen Verknüpfungspunkt und dem Momentanwert der Spannung im Kurzschlussaugenblick. Er ist wie folgt definiert.

$$I_K'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_K} \quad (7-1)$$

U_n ... Netzspannung

c ... Spannungsfaktor

Z_K ... Kurzschlussimpedanz

Die Berechnung der größten und kleinsten Kurzschlussströme ist über den Faktor c in Gleichung 7-1 mit $c=1$ zu definieren. Da im Zusammenhang mit der Berechnung der minimalen Kurzschlussleistung der kleinste Kurzschlussstrom zu ermitteln ist, sind folgende Bedingungen zu erfüllen. [25]

- Der Spannungsfaktor $c=c_{\min}=1$ ist einzuführen
- Wahl der Netzschaltung mit minimalen Kraftwerks- und Netzeinspeisungen, die zum minimalen Wert des Kurzschlussstromes an der Fehlerstelle führen
- Motoren sind zu vernachlässigen
- Die Widerstände von Leitungen sind bei höherer Temperatur einzuführen

7.3 Berechnungsbeispiel des Kurzschlussstromes mittels Ersatzspannungsquelle an der Fehlerstelle

Die Methode nach EN 60909 beruht auf der Einführung einer Spannungsquelle an der Fehlerstelle. Dabei werden alle Netzeinspeisungen und Generatoren durch ihre Innenwiderstände ersetzt. Die an der Fehlerstelle eingeführte Ersatzspannungsquelle stellt die einzige wirksame Spannung im Netz dar [25].

Die folgende Darstellung zeigt ein Netz zur beispielhaften Berechnung des Kurzschlussstromes.

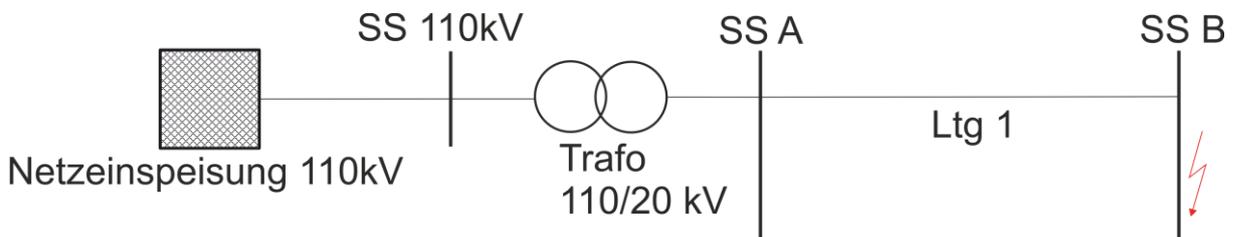


Abbildung 7-3: Einphasige Darstellung eines Netzes

Die Einspeisestelle repräsentiert ein vorgelagertes Netz mit $U_n=110$ kV, wobei dieses Netz einen Slack-Knoten darstellt. Über einen Transformator wird die Spannung von 110 kV auf 20 kV transformiert. Zwischen den Sammelschienen A und B verläuft eine Mittelspannungsleitung mit der Länge l . Der dreipolige Kurzschluss befindet sich auf SS B.

Die Elemente der Prinzipschaltung in Abbildung 7-3 werden nun als Ersatzimpedanzen, bezogen auf die 20-kV-Spannungsebene, dargestellt und die Ersatzspannungsquelle an der Fehlerstelle eingeführt. Alle Spannungsquellen im Netz sind kurzzuschließen und alle Stromquellen als Unterbrechung zu behandeln.

Für den symmetrischen dreipoligen Kurzschluss ist nur das Mitsystem zu betrachten.

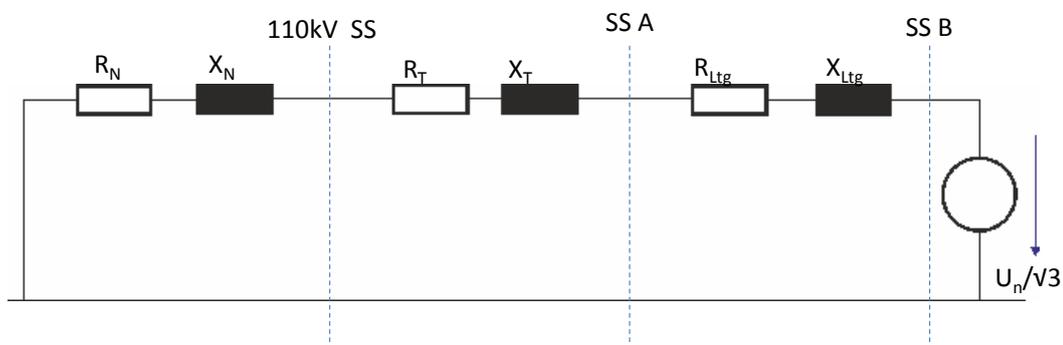


Abbildung 7-4: Schaltung für das Mitsystem

Im Anschluss daran können die Impedanzen als Summe zu einer Gesamtimpedanz zusammengefasst werden. Somit ergibt sich folgende Ersatzschaltung.

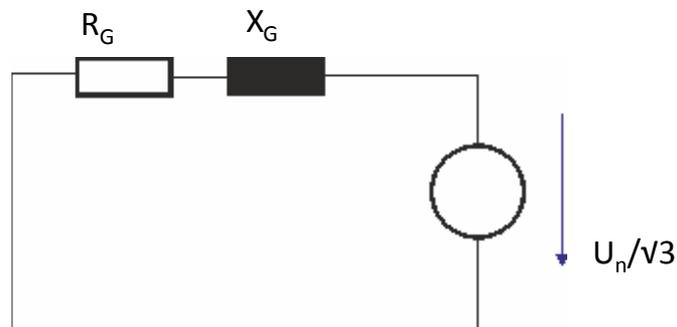


Abbildung 7-5: Vereinfachte Ersatzschaltung für die Kurzschlussberechnung

Für den ohmschen Widerstand und die Reaktanzen gilt.

$$\begin{aligned} R_G &= R_N + R_T + R_{Ltg} \\ X_G &= X_N + X_T + X_{Ltg} \end{aligned} \quad (7-2)$$

Die Gesamtimpedanz im Kurzschlussfall ergibt sich dann aus folgender Gleichung.

$$Z_K = R_G + j \cdot X_G \quad (7-3)$$

Ausgehend von Abbildung 7-5 kann der Wert für den Anfangskurzschlusswechselstrom nach folgender Gleichung berechnet werden.

$$I_K'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_K} \quad (7-4)$$

Die Spannung der Ersatzspannungsquelle am Fehlerort wird entsprechend der Definition zur Berechnung des minimalen Kurzschlussstromes mit $c=1$ und somit die Spannung der Ersatzspannungsquelle als $U_n/\sqrt{3}$ angenommen.

7.4 Berechnung der Kurzschlussleistung in einem Mittelspannungsnetz

Ausgehend von der eben beschriebenen Methodik zu Kurzschlussstromberechnung wird nachfolgend nun die Kurzschlussleistung definiert.

7.4.1 Definition der Kurzschlussleistung

Die Kurzschlussleistung ist über die Nennspannung des Netzes und den Anfangskurzschlusswechselstrom wie folgt definiert.

$$S_K'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_K'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_K} = c \cdot \frac{U_n^2}{Z_K} \quad (7-5)$$

Wie bereits erwähnt erfolgt die Berechnung der Kurzschlussströme nach IEC 60909, welche ein gut handhabbares und kurzes Berechnungsverfahren darstellt, wobei Ergebnisse mit ausreichender Genauigkeit erzielt werden können.

Aufgrund obiger Bedingungen und der Wahl des richtigen Spannungsfaktors c, ergibt sich die minimale Kurzschlussleistung S_K'' somit nach folgender Formel.

$$S_K'' = \frac{U_n^2}{Z_K} \quad (7-6)$$

7.4.2 Berechnungsbeispiel zur Kurzschlussleistung

Folgendes Berechnungsbeispiel zeigt exemplarisch die Berechnung der Kurzschlussleistung in einem Verknüpfungspunkt.

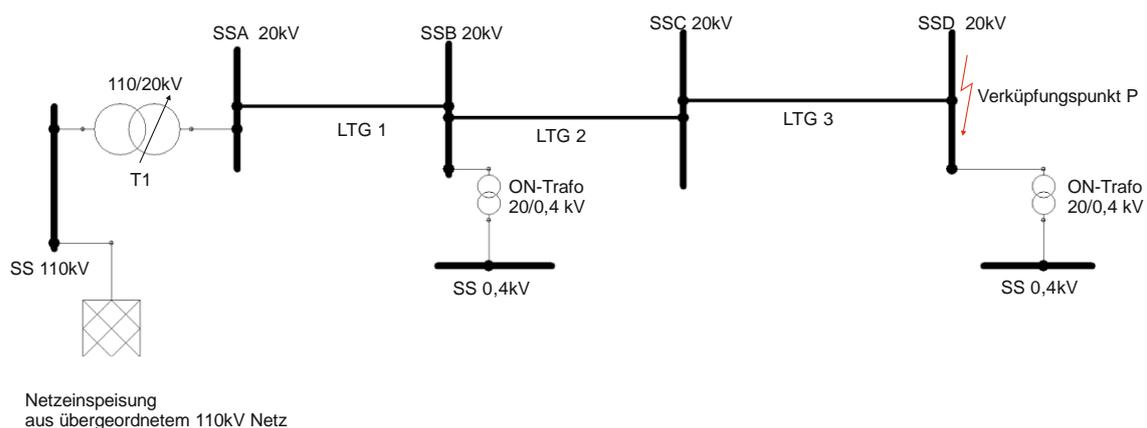


Abbildung 7-6: Schaltbild zur Berechnung der Kurzschlussleistung in einem Mittelspannungsnetz

Das Netz aus Abbildung 7-6 zeigt ein Mittelspannungsnetz welches aus einem vorgelagerten 110-kV-Netz über einen regelbaren Transformator gespeist wird. Es besteht aus 3 Leitungsabschnitten. Die Kurzschlussleistung wird an Sammelschiene SS D für folgende Verkabelungsszenarien ermittelt.

| Szenario | Ltg 1 | | Ltg 2 | | Ltg 3 | |
|----------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|
| | Typ | l / km | Typ | l / km | Typ | l / km |
| 1 | XA2XHC2Y 300 | 12,5 | AL3 - 95 | 3,5 | AL3 - 50 | 2,8 |
| 2 | XA2XHC2Y 300 | 12,5 | XA2XHC2Y 95 | 3,5 | XA2XHC2Y 50 | 2,8 |
| 3 | XA2XHC2Y 300 | 12,5 | XA2XHC2Y 150 | 3,5 | XA2XHC2Y 95 | 2,8 |
| 4 | XA2XHC2Y 300 | 12,5 | XA2XHC2Y 240 | 3,5 | XA2XHC2Y 240 | 2,8 |

Tabelle 7-1: Verkabelungsszenarien zur Berechnung der Kurzschlussleistung in einem beispielhaften Netz

Das Netz und die unterschiedlichen Varianten zur Verkabelung wurden mit NEPLAN modelliert und berechnet. Der vermehrte Einsatz von Kabeln brachte folgendes Ergebnis.

| Szenario | R_f | X_f | I_K'' | S_K'' |
|----------|----------|----------|---------|---------|
| Nr | Ω | Ω | kA | MVA |
| 1 | 4,423 | 5,478 | 1,804 | 62,495 |
| 2 | 4,206 | 3,892 | 2,217 | 76,782 |
| 3 | 2,908 | 3,819 | 2,646 | 91,667 |
| 4 | 2,078 | 3,737 | 2,970 | 102,89 |

Tabelle 7-2: Ergebnis der Kurzschlussberechnung

Es kann gezeigt werden, dass durch den vermehrten Einsatz von Kabeln die Kurzschlussleistung in den Netzknoten ansteigt. Grund dafür ist die geringere Impedanz der Kabel gegenüber Freileitungen. Bereits bei Berechnung im Szenario Nr. 2 sieht man, dass beim Ersatz der Freileitung durch ein Kabel gleichen Querschnittes die Impedanz sinkt.

Ebenfalls daraus zu interpretieren ist, dass die Leitungselemente die begrenzenden Elemente für die Kurzschlussleistung in den Verteilernetzen sind. Das vorgelagerte Netz und die Transformatoren sind im Verhältnis zu den Leitungen relativ niederohmig.

7.5 Untersuchung der Kurzschlussleistung realer Mittelspannungsnetze

Aufbauend auf das Berechnungsbeispiel in Abschnitt 7.4 wurden nun die ausgewählten Teilnetze auf die Kurzschlussleistung bei den definierten Verkabelungsszenarien untersucht.

Folgende Tabelle zeigt die Werte der Kurzschlussleistung entlang der Hauptverbindungsschiene des Abganges „Abgang A2“

| Knoten | bestehendes 20-kV-Netz | | | Talschienen verkabelt | | | vollständige Verkabelung | | |
|-------------|---------------------------|----------|----------|--------------------------|----------|----------|-----------------------------|----------|----------|
| | Sk" | Rf | Xf | Sk" | Rf | Xf | Sk" | Rf | Xf |
| - | MVA | Ω | Ω | MVA | Ω | Ω | MVA | Ω | Ω |
| Messpunkt 1 | 190,62 | 0,04 | 2,10 | 190,62 | 0,04 | 2,10 | 190,62 | 0,04 | 2,10 |
| Messpunkt 2 | 154,38 | 0,46 | 2,55 | 154,38 | 0,46 | 2,55 | 154,37 | 0,46 | 2,55 |
| Messpunkt 3 | 139,75 | 0,67 | 2,55 | 139,75 | 0,67 | 2,78 | 139,69 | 0,68 | 2,78 |
| Messpunkt 4 | 112,29 | 1,54 | 3,21 | 119,23 | 1,11 | 3,17 | 119,18 | 1,11 | 3,17 |
| Messpunkt 5 | 73,05 | 3,38 | 4,31 | 106,26 | 1,45 | 3,47 | 106,21 | 1,45 | 3,47 |
| Messpunkt 6 | 46,79 | 6,09 | 6,00 | 85,80 | 2,18 | 4,12 | 85,77 | 2,18 | 4,12 |
| Messpunkt 7 | 35,86 | 7,92 | 7,85 | 72,25 | 2,86 | 4,74 | 72,22 | 2,87 | 4,74 |
| Messpunkt 8 | 18,14 | 17,56 | 13,34 | 48,64 | 4,93 | 6,58 | 48,64 | 4,93 | 6,58 |

Tabelle 7-3: Kurzschlussleistung entlang der Hauptverbindungsschiene „Friesach 2 Pöckstein“ in ausgewählten Stationen

Betrachtet man die Ergebnisse, so fällt auf, dass bereits bis zum „Messpunkt 3“ ein Kabel großen Querschnitts verlegt ist. Der Einfluss der Verkabelung kommt erst ab der Station „Messpunkt 4“ zum Tragen. Man erkennt, dass die Verkabelung der Hauptverbindungsschiene eine Reduktion der kurzschlussstrombegrenzenden Impedanz zur Folge hat, und die Kurzschlussleistung in den Netzknoten entlang der Talschiene größer wird.

Der Einfluss der vollständigen Verkabelung gegenüber der Verkabelung der Talschiene kommt in nachfolgender Tabelle zum Ausdruck.

| Knoten | bestehendes 20-kV-Netz | | | Talschienen verkabelt | | | vollständige Verkabelung | | |
|-----------|---------------------------|--------|-------|--------------------------|-------|-------|-----------------------------|-------|-------|
| | Sk" | Rf | Xf | Sk" | Rf | Xf | Sk" | Rf | Xf |
| - | MVA | Ω | Ω | MVA | Ω | Ω | MVA | Ω | Ω |
| Station 1 | 22,040 | 13,913 | 11,65 | 28,605 | 9,998 | 9,777 | 56,268 | 4,079 | 5,822 |
| Station 2 | 33,283 | 9,052 | 7,905 | 50,505 | 5,137 | 6,028 | 72,201 | 2,867 | 4,740 |
| Station 3 | 24,820 | 13,298 | 9,104 | 33,775 | 9,383 | 7,227 | 65,792 | 3,285 | 5,116 |
| Station 4 | 25,130 | 12,328 | 10,06 | 48,004 | 5,665 | 6,111 | 62,272 | 3,552 | 5,352 |

Tabelle 7-4: Kurzschlussleistung im Netz "Friesach 2 Pöckstein" in entlegenen Netzausläufern

Tabelle 7-4 listet die Berechnungsergebnisse zur Kurzschlussleistung in Netzausläufern ausgehend von der Hauptverbindungsschiene „Talschiene A1“ auf. Dabei zu erkennen ist, dass bereits durch die Verkabelung der Hauptverbindungsschiene die Kurzschlussleistung in den Knoten steigt.

7.6 Zusammenfassung

Die Kurzschlussleistung ist ein wichtiger Parameter bei der Auslegung der elektrischen Betriebsmittel und der Anschlussbeurteilung. Sie ergibt sich aus der Betriebsspannung und der Kurzschlussimpedanz im jeweiligen Verknüpfungspunkt.

Die Kurzschlussimpedanz ergibt sich aus der Summe der Leitungsimpedanzen, der Impedanz des vorgelagerten Netzes und der Impedanz des 110/20-kV-Transformators im Umspannwerk. Die Berechnungsmethode nach EN 60909 beruht auf der Einführung einer Spannungsquelle am Fehlerort, welche die einzige aktive Spannungsquelle darstellt.

Wie durch die Berechnungen in diesem Abschnitt gezeigt wird, stellen die Leitungen die begrenzenden Elemente für den Kurzschlussstrom im Mittelspannungsnetz dar. Das vorgelagerte Netz und die 110/20-kV-Transformatoren sind dazu im Verhältnis relativ niederohmig.

Somit ist festzuhalten, dass bei vermehrter Verkabelung die kurzschlussstrombegrenzende Impedanz der Leitungselemente sinkt, und somit die Kurzschlussleistung in den Netzknoten ansteigt. Zu beachten ist, dass nach einem Um- bzw. Ausbau im Netz eine Überprüfung der Schutzeinstellungen anzuraten ist. In weiterer Folge gilt es zu verifizieren, ob die Erhöhung der Kurzschlussleistung durch den vermehrten Einbau von Kabeln unzulässige Belastungen im Fehlerfall für die bestehenden Stationen und deren Betriebsmittel verursachen.

Die vollständigen Berechnungsergebnisse der Kurzschlussleistung der betrachteten 20-kV-Netze befinden sich im Anhang.

8 Untersuchung des Erdschlussverhaltens von 20-kV-Verteilernetzen

Elektrische Energienetze werden immer wieder durch Fehler in ihrem Normalbetrieb gestört. Der dabei häufigste Fehler ist der einpolige Erdschluss. Dieser Fehler tritt auf, wenn eine leitende Verbindung zwischen einem Leiter und Erde besteht.

In Freileitungsnetzen treten diese Fehler vorwiegend aufgrund von witterungsbedingten Störungen auf. (frei brennender Lichtbogenfehler) Durch die kompensierte Betriebsweise der Netze erlöschen diese Fehler meist von selbst, und es kommt nicht zu einer Abschaltung betroffener Netzteile. Dies wirkt sich wiederum positiv auf die Versorgungssicherheit aus.

In folgendem Kapitel wird die Betriebsweise kompensierter Netze erklärt und die wichtigsten Parameter definiert. In weiterer Folge soll gezeigt werden, wie sich eine vermehrte Verkabelung der Verteilernetze auf das Verhalten des Erdschlussstromes auswirkt, und die Betriebsweise der Netze unter den aktuellen Bedingungen beeinflusst.

8.1 Betriebsweise kompensierter Verteilernetze

Ein gelöschtes Netz ist laut VDE 0228 wie folgt definiert.

Netz, in dem mindestens ein Sternpunkt eines Transformators oder Sternpunktbildners über eine Erdschlussspule geerdet ist, und die resultierende Induktivität aller Erdschlussspulen weitgehend auf die Erdkapazität des Netzes abgestimmt ist. [26]

Mit Hilfe der im Sternpunkt gegen Erde geschalteten Erdschlusslöschspule (Petersenspule), wird der im Erdschlussfall auftretende kapazitive Erdschlussstrom durch einen induktiven Strom überlagert. Ist die Löschspule so eingestellt, dass sich die beiden Ströme an der Fehlerstelle vollständig aufheben spricht man von Vollkompensation. Im Fehlerfall fließt nur der Erdschlussreststrom I_{Rest} . Dieser sollte laut Norm in einem gelöschten 20-kV-Netz nicht größer als 60 A sein.

Durch die Erdschlusskompensation erreicht man in Freileitungs- und in gemischten Freileitungs-/Kabelnetzen, dass eine überwiegende Anzahl der auftretenden Erdschlüsse von selbst erlöschen. In reinen Kabelnetzen mit großer Ausdehnung ist dies nicht der Fall. Hier wird die SPE mittlerweile oftmals auf eine dauerhafte oder vorübergehende niederohmige SPE umgestellt [10].

8.2 Parameter zur Erdschlusslöschung nach Petersen

Die Funktion eines gelöschten Netzes lässt sich mit folgenden Parametern mathematisch beschreiben.

8.2.1 Verstimmung

Die Verstimmung v gibt an, um welchen Anteil der kapazitive Erdschlussstrom kompensiert wird. Die dabei wesentlichen Betriebsfälle sind das über- und unterkompensierte Netz. Überkompensiert bedeutet, dass der dem Erdschlussstrom überlagerte induktive Strom der Petersenspule I_L größer ist als der Erdschlussstrom I_{CE} . Unterkompensiert bedeutet im Umkehrschluss, dass der Spulenstrom I_L kleiner ist als der Erdschlussstrom I_{CE} [27].

Folgende Formel beschreibt die Verstimmung v .

$$v = \frac{I_{CE} - I_L}{I_{CE}} = \frac{\omega \cdot \sum C_E - \frac{1}{\omega \cdot L_D}}{\omega \cdot \sum C_E} = 1 - \frac{1}{\omega^2 \cdot L_D \cdot \sum C_E} \quad (8-1)$$

8.2.2 Dämpfung

Die Dämpfung d gibt den Anteil der Querableitwirkströme und der Löserspulenwirkströme im Verhältnis zum Erdschlussstrom I_{CE} an. Die Dämpfung ist somit ein Maß für den ohm'schen Anteil des Reststromes. Sie wird wie folgt berechnet [27].

$$d = \frac{1}{\omega \cdot \sum C_E} \left(\frac{1}{R_D} + \sum \frac{1}{R_Q} \right) \quad (8-2)$$

8.2.3 Löschgrenze und Erdschlussreststrom

Die Löschgrenze gibt den maximal zulässigen Reststrom an, um zu erwarten, dass Lichtbögen von selbst erlöschen und keine unzulässigen Gefährdungsspannungen auftreten.

Wie bereits in Abschnitt 3.3.4 gezeigt, liegt der Erdschlussreststrom und somit die Löschgrenze bei einem gelöscht betriebenen Mittelspannungsnetz mit einer Nennspannung von 20 kV bei 60 A. Dieser ist laut Norm ÖVE: B1 festgelegt [27].

Der Erdschlussreststrom ist abhängig von der Dämpfung d und der Verstimmung v der Spule und kann mit Hilfe der folgenden Formel berechnet werden.

$$I_{Rest} = 3 \cdot \omega C_E \cdot (d + jv) \cdot \frac{U_B}{\sqrt{3}} \quad (8-3)$$

8.2.4 Kapazitiver Erdschlussstrom

Der kapazitive Erdschlussstrom ist abhängig von den Erdkapazitäten des Netzes. Zur Berechnung des Erdschlussstromes kann folgender Ausdruck herangezogen werden. [27]

$$I_{CE} = 3 \cdot \omega C_E \cdot \frac{U_B}{\sqrt{3}} \quad (8-4)$$

Für das Verhältnis von Erdschlussreststrom zu kapazitivem Erdschlussstrom gilt

$$\frac{I_{Rest}}{I_{CE}} = \sqrt{d^2 + v^2} \quad (8-5)$$

Aus der Betriebserfahrung zeigt sich, dass sich der Erdschlussreststrom in guter Näherung als 10% des Erdschlussstromes ergibt [2].

$$I_{Rest} = 0,1 \cdot I_{CE} \quad (8-6)$$

8.3 Berechnung des Erdschlussstromes für ausgewählte Netze

Für die ausgewählten 20-kV-Netze wird nun nachfolgend der kapazitive Erdschlussstrom mit Hilfe von Gleichung 8-4 berechnet. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Verkabelung der Hauptverbindungsschiene und die vollständige Verkabelung des Netzes einem 1:1 Ersatz der bestehenden Leitung entsprechen.

Folgende Tabelle zeigt die berechneten Werte für den Erdschlussstrom und die aus dem Netzleitsystem ausgelesenen Werte der Spulenregler des bestehenden Netzes im Vergleich.

| Netz | | Werte des Spulenreglers | bestehendes Netz | H-Schiene verkabelt | vollständige Verkabelung |
|------|-----|----------------------------|---------------------|------------------------|-----------------------------|
| | | I_{CE} / A | I_{CE} / A | I_{CE} / A | I_{CE} / A |
| UW A | SS1 | 17 | 11,8 | 11,8 | 12,6 |
| | SS2 | 399 | 369,1 | 628,8 | 1209,2 |
| UW B | SS1 | 132 | 116,7 | 264,3 | 440,7 |
| | SS2 | 113 | 108,27 | 115,4 | 280,97 |
| UW C | SS1 | 155 | 157,86 | 282,7 | 441,45 |

Tabelle 8-1: Erdschlussströme in ausgewählten Mittelspannungsnetzen

Durch die drastisch erhöhte Leiter-Erde-Kapazität im Netz aufgrund des erhöhten Anteils an Kabelstrecken, ergeben sich für die steigenden Verkabelungsgrade sehr hohe Erdschlussströme.

Für weitere Betrachtungen und zur Beurteilung von eventuellen Maßnahmen wie Netzauftrennungen, sind die Erdschlussströme der einzelnen 20-kV-Abgänge in den Umspannwerken von Interesse.

Folgende Tabellen zeigen die Erdschlussströme der einzelnen 20-kV-Abgänge je Umspannwerk.

- **UW A**

| Abgang | Systemlänge | I_{CE} | I_{CE} | I_{CE} |
|--------------|--------------|------------|------------|-------------|
| | km | A | A | A |
| Abgang A1 | 6,9 | 18 | 18 | 23 |
| Abgang A2 | 201,7 | 217 | 371 | 685 |
| Abgang A3 | 13,2 | 36 | 36 | 45 |
| Abgang A4 | 10,6 | 27 | 27 | 36 |
| Abgang A5 | 31,1 | 20 | 20 | 105 |
| Abgang A6 | 14,7 | 9 | 29 | 50 |
| Abgang A7 | 51,7 | 24 | 85 | 176 |
| Abgang A8 | 15,5 | 12 | 35 | 53 |
| Abgang A9 | 3,7 | 12 | 12 | 13 |
| Abgang A10 | 0,7 | 2 | 2 | 2 |
| Abgang A11 | 6,0 | 4 | 4 | 20 |
| Summe | 356,1 | 381 | 641 | 1209 |

Tabelle 8-2: Erdschlussströme der einzelnen Abgänge im UW A

- **UW B**

| Abgang | Systemlänge | I_{CE} | I_{CE} | I_{CE} |
|--------------|--------------|------------|------------|------------|
| | km | A | A | A |
| Abgang B1 | 30,8 | 35 | 69 | 104 |
| Abgang B2 | 9,5 | 15 | 15 | 32 |
| Abgang B3 | 5,8 | 15 | 15 | 20 |
| Abgang B4 | 32,6 | 25 | 69 | 111 |
| Abgang B5 | 39,6 | 17 | 55 | 134 |
| Abgang B6 | 6,0 | 17 | 17 | 20 |
| Abgang B7 | 61,2 | 55 | 68 | 208 |
| Abgang B8 | 12,4 | 30 | 34 | 42 |
| Abgang B9 | 14,4 | 9 | 37 | 49 |
| Summe | 212,5 | 219 | 380 | 722 |

Tabelle 8-3: Erdschlussströme der einzelnen Abgänge im UW B

- **UW C**

| Abgang | Systemlänge | I_{CE} | I_{CE} | I_{CE} |
|--------------|--------------|------------|------------|------------|
| | km | A | A | A |
| Abgang C1 | 23,3 | 12 | 48 | 79 |
| Abgang C2 | 45,0 | 29 | 80 | 153 |
| Abgang C3 | 4,7 | 11 | 11 | 16 |
| Abgang C4 | 30,1 | 28 | 65 | 102 |
| Abgang C5 | 7,1 | 11 | 11 | 24 |
| Abgang C6 | 19,7 | 67 | 67 | 67 |
| Summe | 110,2 | 158 | 283 | 441 |

Tabelle 8-4: Erdschlussströme der einzelnen Abgänge im UW C

Bezugnehmend auf die Werte in Tabelle 8-1 ergeben sich über Formel 8-6 folgende Werte für den Erdschlussreststrom.

| Netz | | bestehendes Netz | Talschiene Verkabelt | vollständige Verkabelung |
|------|-----|------------------|----------------------|--------------------------|
| | | I_{Rest} / A | I_{Rest} / A | I_{Rest} / A |
| UW A | SS1 | 1,2 | 1,2 | 1,3 |
| | SS2 | 37,0 | 62,9 | 120,9 |
| UW B | SS1 | 11,6 | 26,4 | 44,1 |
| | SS2 | 10,1 | 11,5 | 281,0 |
| UW C | SS1 | 15,8 | 28,3 | 44,1 |

Tabelle 8-5: Erdschlussreststrom im gelöschten Netz

Die Löschgrenze wird somit an der Sammelschiene SS2 im UW A bei beiden Ausbauszenarien überschritten. Im Netz UW B und UW C ist eine Verkabelung der Hauptverbindungsschiene und im Netz UW C ebenfalls eine vollständige Verkabelung unter Einhaltung der Löschgrenze möglich.

Um bei Umschaltungen in den Umspannwerken die Löschgrenze ebenfalls einzuhalten, müssen die ermittelten Erdschlussströme beider Sammelschienen im jeweiligen UW addiert werden. Somit ergibt sich folgende Tabelle.

| Netz | Bestehendes Netz | Talschiene Verkabelt | Vollständige Verkabelung |
|------|------------------|----------------------|--------------------------|
| | I_{CE} / A | I_{CE} / A | I_{CE} / A |
| UW A | 381 | 641 | 1212 |
| UW B | 218 | 379 | 719 |
| UW C | 157 | 283 | 441 |

Tabelle 8-6: Erdschlussströme je Umspannwerk

Die in Tabelle 8-6 ersichtlich, ist eine Verkabelung der Hauptverbindungsschiene in den Netzen UW B und UW C unter Einhaltung der Löschgrenze möglich. Im Netz UW A ist aufgrund der Größe des Netzes bereits bei der Verkabelung der Hauptverbindungsschienen eine Überschreitung des Löschpulennennstroms und der Löschgrenze anzunehmen.

Die Erdschlussrestströme zu Tabelle 8-6 gemäß Gleichung 8-6 sind in folgender Tabelle abgebildet.

| Netz | Bestehendes Netz | Talschiene Verkabelt | Vollständige Verkabelung |
|------|------------------|----------------------|--------------------------|
| | I_{CE} / A | I_{CE} / A | I_{CE} / A |
| UW A | 38,1 | 64,3 | 121,2 |
| UW B | 21,8 | 37,9 | 71,9 |
| UW C | 15,7 | 28,3 | 44,1 |

Tabelle 8-7: Erdschlussrestströme je Umspannwerk

8.4 Bestimmung des maximalen Netzausbaus (Kabelreserve)

Die maximale Systemlänge eines Netzes ist durch die in der ÖVE B1 festgelegte Löschgrenze vorgegeben. Eine Abschätzung der Ausbaugrenzen ist sinnvoll, um die Einhaltung der durch die Normen vorgegebenen Grenzen sicher zu stellen.

Ausgehend von Formel 8-3 und der zulässigen Annahme, dass sich ein Erdschlussreststrom in der Höhe von 10% des kapazitiven Erdschlussstromes einstellt, kann die maximale Leiter-Erde-Kapazität C_E des Netzes wie folgt berechnet werden [28].

Der Reststrom I_{Rest} kann aus folgender Gleichung ermittelt werden.

$$I_{Rest} = I_{CE} \cdot (d + jv) + THD \cong I_{CE} \cdot 0,1 \quad (8-7)$$

Somit kann I_{Rest} nach folgender Formel bestimmt werden.

$$I_{Rest} = \sqrt{3} \cdot \omega C_E \cdot U_B \cdot 0,1 \quad (8-8)$$

Die Leiter-Erde-Kapazität des gesamten Netzes kann aus nachfolgender Gleichung bestimmt werden.

$$C_E \leq \frac{I_{Rest}}{\sqrt{3} \cdot \omega \cdot U_B \cdot 0,1} \quad (8-9)$$

Als Löschgrenze gilt $I_G=60$ A. Somit ist die maximale Leiter-Erde-Kapazität des gesamten Netzes $C_{E_{max}}$ mit Hilfe von Gleichung 8-9 wie folgt zu berechnen.

$$C_{E_{max}} = \frac{I_G}{\sqrt{3} \cdot \omega \cdot U_B \cdot 0,1} = \frac{60A}{\sqrt{3} \cdot 20,8kV \cdot \omega \cdot 0,1} = 53\mu F$$

Eine Kapazität von $53\mu F$ für das gesamte Netz kann nun als maximale Leitungslänge umgerechnet werden.

$$l_{max} = \frac{C_{E_{max}}}{C_E} \quad (8-10)$$

Aus Gleichung 8-10 ergeben sich folgende maximale Systemlängen für unterschiedliche Kabeltypen.

| Kabeltype | C_E | max. Systemlänge |
|--------------|-------|------------------|
| | nF/km | km |
| XA2XHC2Y 95 | 220 | 240 |
| XA2XHC2Y 150 | 250 | 212 |
| XA2XHC2Y 240 | 300 | 177 |
| XA2XHC2Y 300 | 330 | 161 |

Tabelle 8-8: Maximale Systemlänge unterschiedlicher Kabeltypen

Ausgehend vom berechneten Erdschlussstrom für das bestehende Netz, kann die Kabelreserve ermittelt werden. Sie stellt jene Leitungslänge dar, welche in den einzelnen Netzen ohne Verletzung der Betriebsgrenzen zugebaut werden kann. Folgende Tabelle zeigt die Kabelreserve der bestehenden Mittelspannungsnetze.

| | | | | XA2XHC2Y 95 mm ² | XA2XHC2Y 150 mm ² | XA2XHC2Y 240 mm ² |
|------|-----------------------------------|----------|-------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | | I_{CE} | C_E | Kabelreserve | | |
| | | A | μF | km | | |
| UW A | bestehendes Netz | 381 | 33,7 | 77,7 | 68,3 | 57,0 |
| | Hauptverbindungsschiene verkabelt | 643 | 56,8 | - | - | - |
| | vollständige Verkabelung | 1212 | 107,1 | - | - | - |
| UW B | bestehendes Netz | 218 | 19,3 | 135,5 | 119,2 | 99,4 |
| | Hauptverbindungsschiene verkabelt | 379 | 33,5 | 78,4 | 69,0 | 57,5 |
| | vollständige Verkabelung | 719 | 63,5 | - | - | - |
| UW C | bestehendes Netz | 157 | 13,9 | 157,1 | 138,3 | 115,2 |
| | Hauptverbindungsschiene Verkabelt | 283 | 25,0 | 112,4 | 98,9 | 82,5 |
| | vollständige Verkabelung | 441 | 39,0 | 56,4 | 49,6 | 41,3 |

Tabelle 8-9: Kabelreserve bei den drei Verkabelungsszenarien

8.5 Zusammenfassung

Die vorherrschende Variante der SPE im Mittelspannungsnetz ist die des kompensierten Netzes. Hierbei wird ein auftretender kapazitiver Erdschlussstrom mittels Petersenspule durch einen überlagerten induktiven Strom kompensiert. Eingestellt wird der Löschstrom über die Verstimmung v der Spule. Diese ist so festgelegt, dass der Erdschlussstrom möglichst vollständig kompensiert wird. Der verbleibende Reststrom, abhängig von der Dämpfung d und der Verstimmung v , ist für das gelöschte Mittelspannungsnetz bei einer Nennspannung von 20 kV mit 60 A festgelegt. Dieser Strom stellt die Löschgrenze dar, bei welcher sichergestellt ist, dass eine überwiegende Anzahl der Lichtbogenfehler von selbst erlischt und nicht zu einem Dauererdschluss führt. Der wesentliche Vorteil bezüglich der Versorgungssicherheit ist, dass ein Erdschluss nicht unmittelbar zu einer Netzabschaltung führt, und das Netz trotz Erdschluss weiter betrieben werden kann. Aufgrund der Verlagerungsspannung zwischen Sternpunkt und Erdpotential kommt es jedoch zu einer Spannungsüberhöhung in den gesunden Phasen des gesamten Netzes. Bei unzureichender Spannungsfestigkeit der Isolation in einzelnen Netzteilen kann es daher zu Doppel- oder Mehrfacherdschlüssen durch die erhöhte Betriebsspannung kommen.

Wie in den Berechnungen aus Abschnitt 8 zu entnehmen ist, darf der Erdschlussstrom 600 A nicht überschreiten, da die Löschgrenze in diesem Fall nicht mehr eingehalten werden kann. Das bestimmende Element für den Erdschlussstrom ist die Erdkapazität C_E des gesamten Netzsystems

Bei den angenommenen Verkabelungsszenarien „Verkabelung der Hauptverbindingsschienen“ und „vollständige Verkabelung“ wird die Grenze in den analysierten Netzgebieten überschritten. Somit sind die Funktion der Erdschlusslöschung und die Einhaltung der Grenzen in Bezug auf die Sicherheit und die Beeinflussung nicht mehr gewährleistet.

Dem anhaltenden Kabelausbau sind also seitens der Netzausdehnung unter den aktuellen Betriebsbedingungen Grenzen gesetzt. Die Kabelreserve für die einzelnen Verkabelungsszenarien ist aus Tabelle 8-9 zu entnehmen.

Der höhere Erdschlussstrom bei vermehrter Verkabelung bedingt also den Einsatz von zusätzlichen Löschkreisen oder die Auftrennung der Löschkreise. Folgende Maßnahmen wären dabei zu nennen.

- **Netztrennung im Umspannwerk**

Die Auftrennung der Löschkreise kann im Umspannwerk durch einen zusätzlichen 110/20-kV-Transformator und einer weiteren 20-kV-Sammelschiene erfolgen.

- **Netztrennung an einem dezentralen Netzknoten**

Die Auftrennung in mehrere Löschkreise wäre auch auf der 20-kV-Ebene möglich. Hier könnte man die Netze über 20/20-kV-Transformatoren galvanisch trennen und eine dezentrale Löschkreis zum Einsatz bringen.

Der Nachteil dieser Variante ist jedoch die Verringerung der Kurzschlussleistung im dahinterliegenden Netz durch den Transformator.

9 Untersuchung der Zuverlässigkeitskennzahlen im 20-kV-Verteilernetz

Eine weitere wesentliche Forderung bei der Planung und dem Betrieb elektrischer Anlagen für die Energieversorgung stellt die Versorgungszuverlässigkeit dar. Die Betriebsmittel Kabel und Freileitung beeinflussen den Aspekt der Zuverlässigkeit enorm. Deshalb findet zur Beurteilung der Konsequenzen bei der Verkabelung ebenfalls eine Zuverlässigkeitsanalyse des Mittelspannungsnetzes statt.

9.1 Allgemeines zur Zuverlässigkeitsanalyse

Qualität spielt in der elektrischen Energieversorgung eine große Rolle. Sie umfasst unterschiedliche Aspekte.

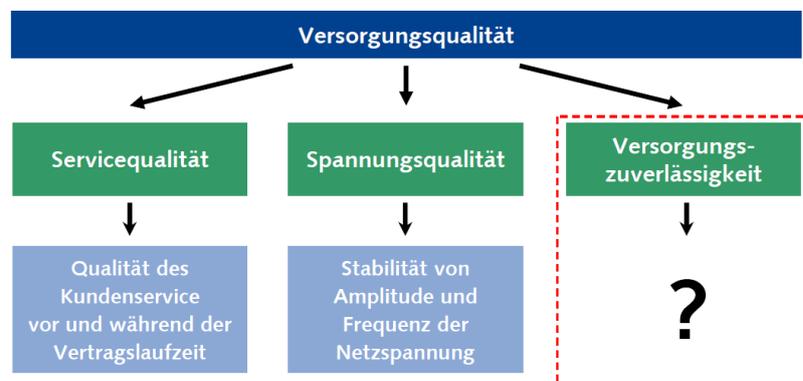


Abbildung 9-1: Einordnung der Versorgungszuverlässigkeit [29]

Die Versorgungszuverlässigkeit lässt sich als Teilgebiet der Versorgungsqualität einordnen, und beschreibt den störungsfreien Betrieb einzelner Komponenten und des gesamten Netzes. Ihr wird vor allem Seitens des Regulators große Bedeutung zugeschrieben [22].

Die Zuverlässigkeit eines Systems ist nach DIN 40041 wie folgt definiert [23].

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

In der Netzplanung haben sich zwei grundsätzliche Ansätze bei der Betrachtung der Zuverlässigkeit durchgesetzt.

- deterministischer Ansatz
- probabilistischer Ansatz

Als deterministischer Ansatz hat sich in der Praxis das (n-1)-Kriterium bewährt. Es wurde lange Zeit als einziges Planungswerkzeug für die Zuverlässigkeit eingesetzt. Es sagt aus, dass ein Netz hinreichend zuverlässig ist, wenn der Ausfall eines Betriebsmittels nicht zu einem unzulässigen Netzzustand führt, und es zu keiner Überlastung der verbleibenden Netzkomponenten kommt [23].

Für Hoch- und Höchstspannungsnetze mit Nennspannungen ab 110 kV wird es als grundlegende Forderung angesehen. Im Mittel- und Niederspannungsbereich ist die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums nicht erforderlich.

Ein wesentlicher Nachteil des (n-1)-Kriteriums ist die fehlende Möglichkeit, die Zuverlässigkeit eines betrachteten Netzes zu quantifizieren. Deshalb wurden probabilistische Verfahren zur Analyse entwickelt welche die Wahrscheinlichkeit von Versorgungsunterbrechungen mit einbeziehen. Hierbei werden als Eingangsgrößen statistische Kennwerte für den Ausfall von Betriebsmitteln herangezogen und unterschiedliche Kombinationen von Ausfällen berücksichtigt. Mit Hilfe von Kennzahlen kann die Zuverlässigkeit des Systems dann bewertet werden.

Mit Hilfe der Zuverlässigkeitsberechnung können Auswirkungen von Ausfällen und der Maßnahmen zur Wiederversorgung der Netzkunden nachgebildet und Kenngrößen zur quantitativen Beschreibung zu erwartender Versorgungsunterbrechungen berechnet werden. Dabei spielen die Parameter der Unterbrechungshäufigkeit und der Unterbrechungsdauer eine wichtige Rolle. Beide haben Einfluss auf die Nichtverfügbarkeit der Netzkunden und bestimmen somit die Zuverlässigkeit eines Netzes.

Die Unterbrechungshäufigkeit gibt an, wie oft ein Kunde pro Jahr nicht versorgt wird. Sie ist von folgenden Faktoren abhängig [29].

- Redundanz
- Ausfallverhalten der Netzbetriebsmittel
- Sternpunktbehandlung
- Schutzbereichsgröße
- Automatisierungstechnik
- Fehlerarten

Die Unterbrechungsdauer gibt die Dauer der Versorgungsunterbrechungen an und ist von folgenden Parametern abhängig [29].

- Netztopologie
- Ausstattung mit Fernwirktechnik
- Suchstrategie bei Fehlerortung
- Personaleinsatz
- Netzbereichsgröße
- Einsatz von Notmaßnahmen
- Reparaturdauer

9.2 Ansätze der Zuverlässigkeitsanalyse

9.2.1 Deterministische Betrachtungsweise

In der Praxis wurden in der Vergangenheit und auch heute noch häufig deterministische Verfahren angewandt. Vorteile deterministischer Methoden sind die langjährige Erfahrung in der Anwendung, die einfache und unkomplizierte Handhabung und ein geringer Bedarf an zusätzlichen Daten [23].

Der Ansatz geht davon aus, dass für eine beschränkte Anzahl an Zuständen und Störungsszenarien im betrachteten System, gewisse Mindestanforderungen erfüllt werden müssen. Diese Betrachtungen sind relativ einfach und teilweise auch ohne Rechnerunterstützung möglich. Sie führen allerdings nur zu einer Ja/Nein- Aussage über die Erfüllung definierter Kriterien, nicht aber zu einer quantitativen Bewertung der Zuverlässigkeit.

Für die Netzplanung ist dabei das bereits erwähnte (n-1)-Kriterium der wesentlichste Vertreter dieses Ansatzes. Es besagt, dass nach einem Einfachausfall eines beliebigen Betriebsmittels die Netzfunktion ohne Versorgungsunterbrechung weiterhin gegeben sein muss, und dabei keine Grenzwerte verletzt werden dürfen [30].

Aufgrund der sehr allgemeinen Definition des (n-1)-Kriteriums, müssen die zu erfüllenden Mindestanforderungen je nach Anwendungsfall definiert werden. In Übertragungsnetzen wird das (n-1)-Kriterium im Allgemeinen so ausgelegt, dass die Versorgung zu jeder Zeit aufrechterhalten bleibt, es also zu keiner Netzauftrennung, Umschaltung oder zu einem Zusammenbruch des Netzes kommt.

Für Verteilernetze wird jedoch eine kurzzeitige VU einer begrenzten Anzahl von Netzteilnehmern geduldet, wenn die Versorgung durch Schalthandlungen wieder aufgenommen werden kann. Somit ist das (n-1)-Kriterium für Verteilernetze wie folgt definiert.

Ein Verteilernetz erfüllt die Anforderungen des (n-1)- Kriteriums, wenn es nach Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (nach Umschaltung) die Energieversorgung ohne Einschränkung fortsetzen kann [30].

Netze der Niederspannungsebene werden in der Regel nicht redundant ausgeführt, und entsprechen daher nicht der Forderung eines (n-1)-sicheren Netzes. Hier wird eine VU bis zur Wiederherstellung der fehlerhaften Komponenten und der angestrebten Systemfunktion in Kauf genommen.

Eine Erweiterung des (n-1)-Kriteriums stellt das bereits auf probabilistischen Methoden aufgebaute Zollenkopfkriterium dar. Es beruht auf der Annahme, dass eine Versorgungsunterbrechung umso schneller behoben werden muss, je größer die durch die VU verursachte Defizitleistung ist.

Man definiert die Defizitleistung als jene Leistung, die im Falle einer VU nicht geliefert werden kann. Wie in folgender Grafik ersichtlich ist, sinkt die tolerierte Zeit einer Versorgungsunterbrechung mit steigender Defizitleistung.

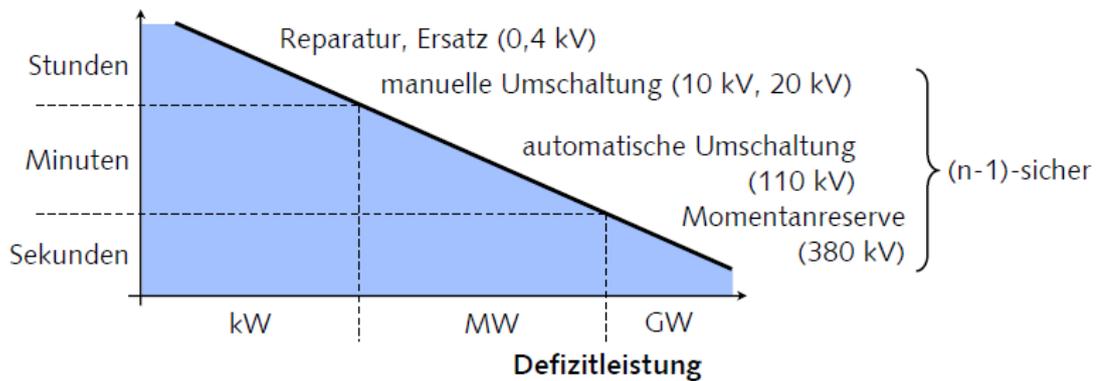


Abbildung 9-2: Zollenkopfkurve [29]

Auf das Verteilernetz angewandt heißt dies, dass in der Niederspannungsebene der Ausfall eines Betriebsmittels bis zur Wiederherstellung (Reparatur, Ersatz) toleriert wird. Hier sind Ausfälle von bis zu einigen Stunden möglich. Im Mittelspannungsnetz hingegen wird die Netztopologie so ausgelegt, dass der Ausfall eines Betriebsmittels zwar eine VU zur Folge haben kann, jedoch die Möglichkeit zur automatisierten oder manuellen Umschaltung besteht, um die Kunden zumindest teilweise wieder zu versorgen. Hier liegt die Zeit bis zu einer Teilwiederversorgung deutlich unter der im Niederspannungsnetz.

9.2.2 Grundidee der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse

Die Grundidee einer probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse ist die Betrachtung des Gesamtsystems unter Berücksichtigung des Zusammenwirkens der einzelnen Systemkomponenten. Sie liefert eine quantifizierbare Aussage in Form von Zuverlässigkeitskennzahlen.

Für ein Energiesystem bedeutet dies, dass aus dem statistischen Ausfallsverhalten der einzelnen Betriebsmittel unter Berücksichtigung der Maßnahmen der Betriebsführung für den Normalbetrieb und den Störfall, der Netztopologie und der Schutzkonzepte die Kenngrößen für die Zuverlässigkeit der Netze mittels geeigneter mathematischer Methoden berechnet werden können [30].

Folgende Grafik veranschaulicht die prinzipielle Funktionsweise einer probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse.

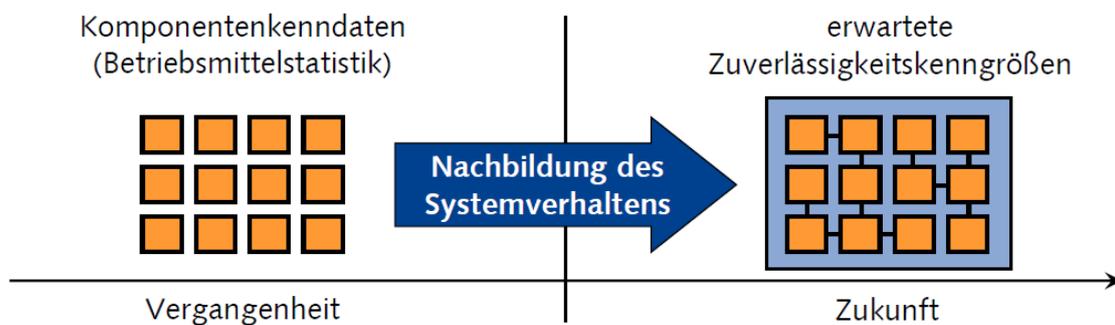


Abbildung 9-3: Funktion einer probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse [29]

Als System bezeichnet die Funktion und Anordnung einzelner Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Erzeugungsanlagen, Lasten, Schutzorgane, sonst. elektrische Betriebsmittel), welche durch ihr Zusammenwirken eine geforderte Systemwirkung erzielen. Im Falle eines Energieversorgungsnetzes ist die geforderte Systemfunktion die zuverlässige Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie [30].

Der grundsätzliche Ablauf der Berechnung ist in weiterer Folge grafisch beschrieben.

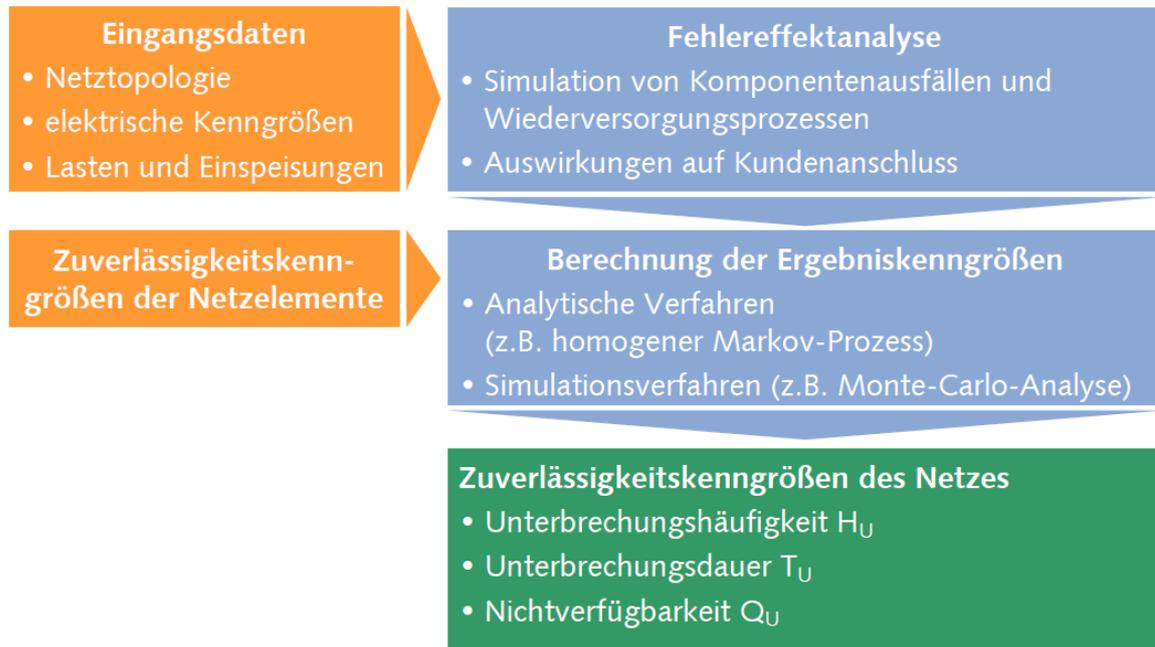


Abbildung 9-4: Ablauf einer probabilistischen ZUV-Berechnung [29]

Als Eingangsdaten für die Zuverlässigkeitsanalyse dienen das jeweilige Netzmodell, die darin enthaltenen Betriebsmittel mit ihrem statistischen Ausfallsverhalten, die Lasten und Einspeisestellen und die Topologie.

Die Zuverlässigkeitskenngrößen der Netzelemente geben statistische Werte für den Ausfall des einzelnen Betriebsmittels an. Beispiele dafür ist das Ausfallsverhalten von elektrischen Leitungen aus Abschnitt 4.

In weiterer Folge erfolgt eine Fehlereffektanalyse, welche alle möglichen Ausfallskombinationen und ihre Auswirkung auf die Versorgung der Netzkunden ermittelt.

Die Berechnung der Kenngrößen erfolgt für jede Ausfallskombination. Hier werden für jeden möglichen Fall die Unterbrechungshäufigkeit und die Unterbrechungsdauer, bezogen auf ein Jahr, berechnet. Daraus kann nun die Nichtverfügbarkeit jedes einzelnen Netzkunden in min/a durch Aufsummieren der Nichtverfügbarkeit aufgrund jedes einzelnen Ereignisses im Netz erfolgen.

Die Nichtverfügbarkeit, bezogen auf die angeschlossenen Netzkunden (SAIDI) bzw. bezogen auf die installierte Leistung (ASIDI), kann dann aufgrund der Definition in 9.4 erfolgen

9.2.3 Ablauf einer probabilistischen ZUV Berechnung in NEPLAN

Die in NEPLAN implementierte probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung stellt eine wesentliche Erweiterung zu den auf dem deterministischen (n-1)-Prinzip basierende Ausfallsrechnungen dar. Die Methode untersucht den Einfluss bestimmter Betriebsmittelausfälle auf Versorgungsunterbrechungen im Netz [5].

Die Definition der Zuverlässigkeitskenndaten, sie stellen die Eingangsgröße für die Zuverlässigkeitsberechnung dar, werden vom User vorgenommen. Diese umfassen die Arten von Fehlern (Ausfallmodelle), die statistisch erfassten Zuverlässigkeitskenndaten der einzelnen Betriebsmittel und die Möglichkeiten der Simulation der Fehlerortung und Teilwiederversorgung.

Nach der Definition von Eingangsgrößen und Randbedingungen, ermittelt NEPLAN unter Kenntnis der Netztopologie und des Netzschutzes folgende Zuverlässigkeitskenngrößen.

| Kenngröße | Kurzzeichen | Einheit | Beschreibung |
|--------------------------------------|-------------|--------------|----------------------------------------------------------------|
| Häufigkeit | H | 1/a | Häufigkeit zu erwartender VU |
| Nichtverfügbarkeit | Q | min/a h/a | Wahrscheinlichkeit zu erwartender VU |
| Dauer von VU | T | min, h | Dauer zu erwartender VU |
| Unterbrochene Leistung | P | kW/a | Produkt aus unterbrochener Leistung und der Häufigkeit |
| Nicht zeitgerecht gelieferte Energie | W | kWh/a | Produkt aus unterbrochener Leistung und der Nichtverfügbarkeit |
| Unterbrechungskosten | K | €/a | Jährliche Kosten, verursacht durch VU |

Tabelle 9-1: Zuverlässigkeitskenngrößen [5]

Die Berechnung erfolgt nach folgendem Modell.

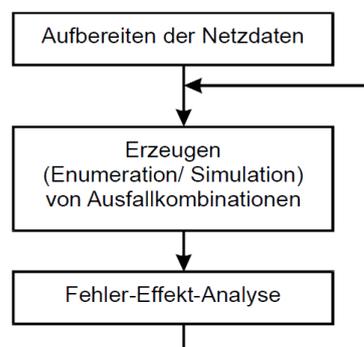


Abbildung 9-5: Ablauf der Zuverlässigkeitsberechnung [5]

9.3 Berechnung der Zuverlässigkeitskennzahlen

In NEPLAN stehen 2 Berechnungsvarianten zur Verfügung.

- Berechnung der Ausfallsdauer ohne Simulation der Fehlerortung (mittels Instandsetzungsdauer)
- Berechnung der Ausfallsdauer durch Simulation der Fehlerortung mit Teilwiederherstellung

Dieses Kapitel zeigt beispielhaft für folgende Netzkonfiguration, wie die Berechnung durchgeführt wird.

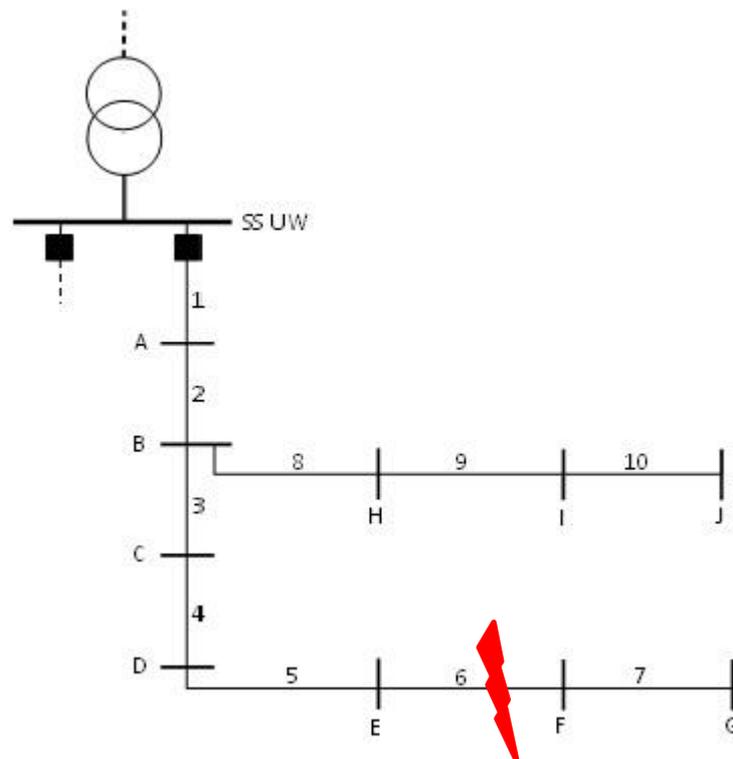


Abbildung 9-6: Beispielnetz zur Berechnung der Zuverlässigkeit [31]

Die Berechnung der Kennzahlen erfolgt über die einzelne Berechnung aller Ausfallkombinationen und anschließende Mittelwertbildung. Beispielhaft wird manuell der Fall eines Leitungsausfalls von Leitung 6 berechnet. Mittels Simulation in NEPLAN werden alle Kombinationen abgedeckt und die Kennzahlen für das Netz ermittelt.

9.3.1 Berechnung der Ausfalldauer ohne Simulation der Fehlerortung

Es werden folgende Annahmen getroffen:

- Zeit für manuelle Schalthandlungen: $t_{\text{man}} = 60 \text{ min}$
- Ausfallshäufigkeit (Freileitung) $H_{\text{Ltg}} = 0,0306 \text{ 1/a}$
- Wiederherstellungsdauer: $T_{\text{Ltg}} = 13,4 \text{ h}$
- Es gelten die Randbedingungen aus Abbildung 9-6

9.3.1.1 Ausfallshäufigkeit H

In diesem Beispiel wird bei einem Fehler immer das gesamte Netz durch den Leistungsschalter am Leitungsanfang abgeschaltet. Somit ergibt sich eine Ausfallshäufigkeit, die für alle Stationen gleich groß ist.

Die Ausfallshäufigkeit des Netzes ist abhängig von der Anzahl der Leitungen, der Ausfallshäufigkeit der Betriebsmittel (Kabel oder Freileitung) bezogen auf die Leitungslänge und der Länge des betrachteten Netzteil.

$$H = n_{\text{Ltg}} \cdot H_{\text{Ltg}} \cdot l_{\text{Ltg}} \quad (9-2)$$

Die Ausfallshäufigkeit für das Netz aus Abbildung 9-6 kann wie folgt berechnet werden.

$$H = n_{\text{Ltg}} \cdot H_{\text{Ltg}} \cdot l_{\text{Ltg}} = 10 \cdot 0,0306 \frac{1}{\text{km} \cdot \text{a}} \cdot 5 \text{ km} = 1,53 \frac{1}{\text{a}}$$

9.3.1.2 Ausfalldauer T

Die Ausfalldauer T ist jene Zeit die benötigt wird, um die Netzkunden nach einer Versorgungsunterbrechung wieder zu versorgen.

$$T = \frac{n \cdot l_{\text{Ltg}} \cdot H_{\text{Ltg}}}{H} T_{\text{Ltg}} + \frac{(n_{\text{Ltg}} - n) \cdot l \cdot H_{\text{Ltg}}}{H} t_{\text{man}} \quad (9-3)$$

Für **Station B** berechnet sich die Ausfalldauer wie folgt.

$$T = \frac{2 \cdot 5 \text{ km} \cdot 0,0306 \frac{1}{\text{km} \cdot \text{a}}}{1,53 \frac{1}{\text{a}}} \cdot 13,4 \text{ h} + \frac{(10 - 2) \cdot 5 \text{ km} \cdot 0,0306 \frac{1}{\text{km} \cdot \text{a}}}{1,53 \frac{1}{\text{a}}} 1 \text{ h} = 3,48 \text{ h}$$

9.3.1.3 Nichtverfügbarkeit Q

Die Nichtverfügbarkeit Q bildet sich aus dem Produkt von Ausfallshäufigkeit und Ausfallsdauer.

$$Q_i = H_i \cdot T_i \quad (9-4)$$

Für **Station B** ergibt sich daher eine Nichtverfügbarkeit wie folgt.

$$Q_B = H_B \cdot T_B = 1,53 \frac{1}{a} \cdot 3,48h = 5,324 \frac{h}{a} = 319,464 \frac{\text{min}}{a}$$

9.3.2 Berechnung mit Simulation der Fehlerortung und Teilwiederherstellung

9.3.2.1 Simulation der Fehlerortung

Die Simulation der Fehlerortung wird in NEPLAN über die Berechnung des Informationsgehalts der Stationen realisiert.

Das Netz in Abbildung 9-6 besteht aus 10 Leitungsabschnitten und hat somit 10 mögliche Fehlerstellen. Es werden folgende Annahmen getroffen.

- Ausfall von Leitungsstück 6
- Ausfallhäufigkeit H aller Leitungsstücke gleich groß
- Es werden nur Leitungsausfälle betrachtet

Die Berechnung der Fehlersuchbereiche (Informationsgehalte der Stationen) berechnet sich wie folgt.

$$E(x) = \frac{\text{Fehlerorte}_i}{n_{\text{Fehlerorte}}} \cdot \text{Fehlerorte}_i \quad (9-1)$$

$n_{\text{Fehlerorte}}$... Anzahl der möglichen Fehlerorte

Fehlerorte_i ... Anzahl der möglichen Fehlerorte in eine Richtung ausgehend vom betrachteten Knoten

- **Station A**

$$E(A) = \frac{1}{10} 1 + \frac{9}{10} 9 = 8,2$$

- **Station B**

$$E(A) = \frac{2}{10} 2 + \frac{3}{10} 3 + \frac{5}{10} 5 = 3,8$$

- **Station C**

$$E(C) = \frac{6}{10} 6 + \frac{4}{10} 4 = 5,2$$

Die in gleicher Weise berechneten Werte für die weiteren Knoten sind aus Tabelle 9-2 zu entnehmen.

| Station | $E(x)$ |
|---------|--------|
| A | 8,2 |
| B | 3,8 |
| C | 5,2 |
| D | 5,8 |
| E | 6,8 |
| F | 8,2 |
| G | 10 |
| H | 6,8 |
| I | 8,2 |
| J | 10 |

Tabelle 9-2: Fehlersuchbereiche der Netzknoten, gesamtes Netz

Im ersten Schritt wird die Station mit dem kleinsten Fehlersuchbereich (Station B) angefahren. Durch Messung in Station B, wird der fehlerhafte Abzweig eruiert, und frei geschaltet.

Für das verbleibende Netz werden nach Gleichung 9-1 die neuen Fehlersuchbereiche für jede Station berechnet.

| Station | $E(x)$ |
|---------|--------|
| C | 3,4 |
| D | 2,6 |
| E | 2,6 |
| F | 3,4 |
| G | 5 |

Tabelle 9-3: Fehlersuchbereiche der Netzknoten, fehlerbehaftetes Netz

Es wird wiederum die Station mit dem kleinsten Fehlersuchbereich angefahren. Im Falle dass mehrere Stationen den gleichen Wert liefern, wird die Station angefahren, welche am weitesten von der UW Sammelschiene entfernt ist.

Im konkreten Beispiel wird als zweites Station E angefahren. Hier wird wiederum durch Messung festgestellt, dass der Fehler auf Leitung 6 liegt. Somit kann der fehlerbehaftete Abgang nun freigeschaltet werden.

Diese Simulation der Fehlerortung dient dazu, die Abläufe bei einer störungsbedingten Versorgungsunterbrechung und der Teilwiederversorgung des Netzes im Simulationsmodell nachzubilden.

Der Ablauf der Teilwiederversorgung ist im folgenden Kapitel näher beschrieben.

9.3.2.2 Berechnung der Ausfalldauer

Die Berechnung der Ausfalldauer mit Simulation der Fehlerortung mit Teilwiederversorgung des Netzes bildet den Ablauf einer Störung in einem realen Netz ab. Sie berücksichtigt die Zeit zur Fehlerortung und gleichzeitig Maßnahmen zur Wiederversorgung des betroffenen Netzes.

Zur Berechnung der Ausfalldauer T sind folgende Parameter relevant und in NEPLAN wie folgt eingestellt.

- Anfahrzeit der 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

Tabelle 9-4 zeigt den Ablauf der Fehlerortung und Teilwiederversorgung für den Leitungsausfall von Leitung 6.

| Zeit / min | Ereignis | Maßnahme | Zeit / min |
|------------|-------------------------------------|----------------------------------------|------------|
| 00 | Fehler am Abgang | LS schaltet ab | 0 |
| | Anfahren von Station B | | 15 |
| | Zutritt zu Station | | 2 |
| | Messen | | 4 |
| | Freischalten von Leitung 3 | TS Leitung 3 öffnen LS schaltet ein | 1 |
| 22 | Stationen A,B,H,I,J wieder versorgt | | |
| | Anfahren Station E | | 4 |
| | Zutritt zu Station | | 2 |
| | Messen | | 4 |
| | Freischalten von Leitung 6 | TS Leitung 6 öffnen | 1 |
| 33 | Anfahren Station B | | 4 |
| | Zutritt zu Station | | 2 |
| | Zuschalten von Leitung 3 | TS Leitung 3 schließen | 1 |
| 40 | Stationen C,D,E wiederversorgt | | |
| | Anfahren Station F | | 4 |
| | Zutritt zu Station | | 2 |

| | | | |
|-----|-------------------------------------------------------|---------------------|----|
| | Messen | | 4 |
| | Freischalten von Leitung 6 | TS Leitung 6 öffnen | 1 |
| 51 | Fehlerbehaftete Leitung ausgeschaltet | | |
| | Aufbau einer Notstromversorgung für Stationen E und F | Aufbau Aggregat | 90 |
| 141 | Alle Stationen sind wiederversorgt | | |

Tabelle 9-4: Ablauf der Fehlerortung und Wiederversorgung

Für das gegebene Netzwerk werden alle möglichen Ausfälle nach dem in Tabelle 9-4 beschriebenen Schema berechnet. Der von NEPLAN angezeigte Wert für den Parameter T ist der Mittelwert der Wiederversorgungszeiten je Station für alle Ausfallmöglichkeiten.

Folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse aus der Berechnung mit NEPLAN für das Netz als Freileitungsnetz, als gemischtes Netz (Kabel und Freileitung) und für ein reines Kabelnetz.

| Station | Freileitungsnetz | | | Gemischtes Netz | | | Kabelnetz | | |
|---------|------------------|-------|---------|-----------------|-------|--------|-----------|-------|--------|
| | H | T | Q | H | T | Q | H | T | Q |
| | 1/a | h | min/a | 1/a | h | min/a | 1/a | h | min/a |
| A | 1,530 | 0,553 | 50,796 | 0,927 | 0,432 | 24,012 | 0,323 | 0,553 | 10,470 |
| B | 1,530 | 0,703 | 64,566 | 0,927 | 0,484 | 26,923 | 0,323 | 0,703 | 13,652 |
| C | 1,530 | 1,047 | 96,084 | 0,927 | 0,682 | 37,931 | 0,323 | 1,047 | 20,316 |
| D | 1,530 | 1,215 | 111,537 | 0,927 | 0,741 | 41,198 | 0,323 | 1,215 | 23,583 |
| E | 1,530 | 1,365 | 125,307 | 0,927 | 0,793 | 44,110 | 0,323 | 1,365 | 26,495 |
| F | 1,530 | 1,563 | 143,514 | 0,927 | 1,121 | 62,317 | 0,323 | 1,563 | 30,344 |
| G | 1,530 | 1,732 | 158,967 | 0,927 | 1,399 | 77,770 | 0,323 | 1,732 | 33,612 |
| H | 1,530 | 0,968 | 88,893 | 0,927 | 0,922 | 51,250 | 0,323 | 0,968 | 18,795 |
| I | 1,530 | 1,118 | 102,663 | 0,927 | 1,169 | 65,020 | 0,323 | 1,118 | 21,707 |
| J | 1,530 | 1,287 | 118,116 | 0,927 | 1,447 | 80,473 | 0,323 | 1,278 | 24,974 |

Tabelle 9-5: Berechnete Zuverlässigkeitskennzahlen

9.4 IEEE – Kennzahlen zur Quantifizierung der Zuverlässigkeit

Zur Quantifizierung der Zuverlässigkeit ganzer Netze stehen von IEEE eigens definierte Kennzahlen zur Verfügung. Diese repräsentieren die Unterbrechungshäufigkeit bzw. Nichtverfügbarkeit bezogen auf die installierte Leistung oder auf die Anzahl angeschlossener Kunden.

| Bezugsgröße | Unterbrechungshäufigkeit | Nichtverfügbarkeit | Unterbrechungsdauer |
|--------------|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Kundenanzahl | SAIFI (system average interruption frequency index) | SAIDI (system average interruption duration index) | CAIDI (customer average interruption duration index) |
| | $\frac{\sum N_j}{N_s}$ | $\frac{\sum (N_j \cdot t_j)}{N_s}$ | $\frac{\sum (N_j \cdot t_j)}{\sum N_j} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$ |
| Leistung | ASIFI (average system interruption frequency index) | ASIDI (average system interruption duration index) | |
| | $\frac{\sum P_j}{P_s}$ | $\frac{\sum (P_j \cdot t_j)}{P_s}$ | |

Tabelle 9-6: IEEE- Zuverlässigkeitskennzahlen [23]

- N_j ... Anzahl der Netzkunden mit Spannungsunterbrechung
- N_s ... Gesamtzahl der versorgten Netzkunden im untersuchten Netz
- P_j ... Leistung der Netzkunden mit Spannungsunterbrechung
- P_s ... Gesamtleistung der versorgten Netzkunden im untersuchten Netz
- T_j ... Unterbrechungsdauer
- j ... laufende Nummer der Spannungsunterbrechung

9.5 Zuverlässigkeitsuntersuchung realer Verteilernetze

Für die Bewertung der Zuverlässigkeitskennzahlen in den realen Netzen, wird die Berechnung mit Simulation der Fehlerortung und Teilwiederversorgung in NEPLAN angewandt.

Folgende Einstellungen wurden dabei vorgenommen.

- Anfahrzeit der ersten Station 40 min
- Fahrzeit zwischen zwei Stationen 10 min
- Zeit je Messvorgang 4 min
- Zeit für Schaltmaßnahmen 1 min
- Zeit für Notstromversorgung 90 min
- Stationszugangszeit 2 min
- Teilwiederversorgung ja

Zur Interpretation der Zuverlässigkeit werden nachfolgend die Berechnungsergebnisse für das Netz UW A dargestellt. Die Ergebnisse der Netze UW B und UW C befinden sich im Anhang.

Folgende Grafik zeigt die berechneten Werte für SAIDI der einzelnen Abgänge im Netz UW A.

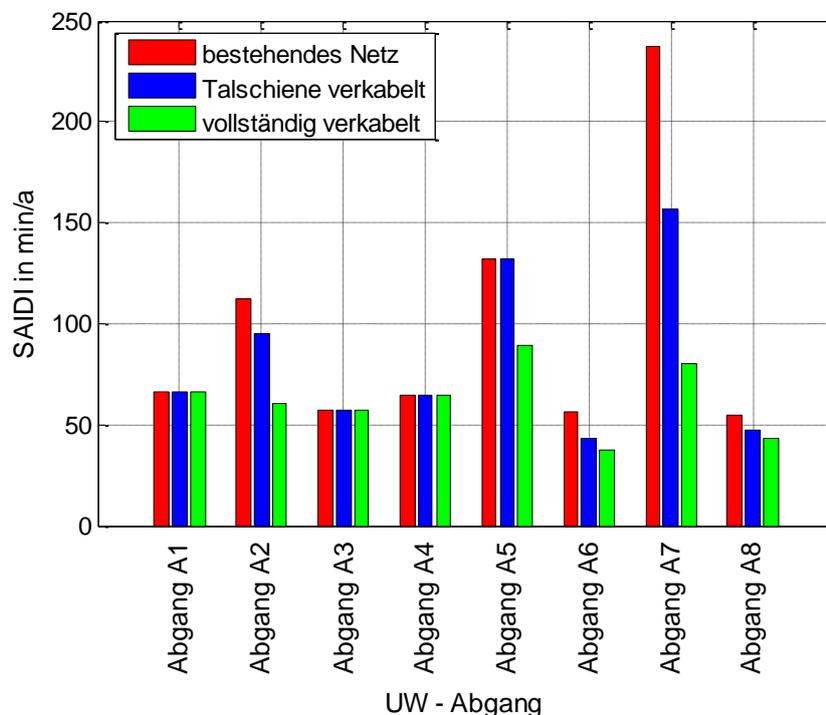


Abbildung 9-7: SAIDI im Netz UW A

Der Einfluss der Verkabelung auf die Nichtverfügbarkeit der Kunden ist bei der Gegenüberstellung der Verkabelungsszenarien erkennbar. Besonders in ländlichen Versorgungsgebieten wie im Abgang „Friesach 2 Pöckstein“ bzw. „Meiselding“ macht sich der vermehrte Einsatz von Kabeln bemerkbar. In bereits verkabelten Netzen wie zum Beispiel dem Abgang „Althofen“ ergibt sich keine Änderung der Nichtverfügbarkeit.

Für das gesamte Netz ausgehend vom UW A verhält sich der Mittelwert für die Nichtverfügbarkeit bezogen auf die versorgten Kunden wie folgt.

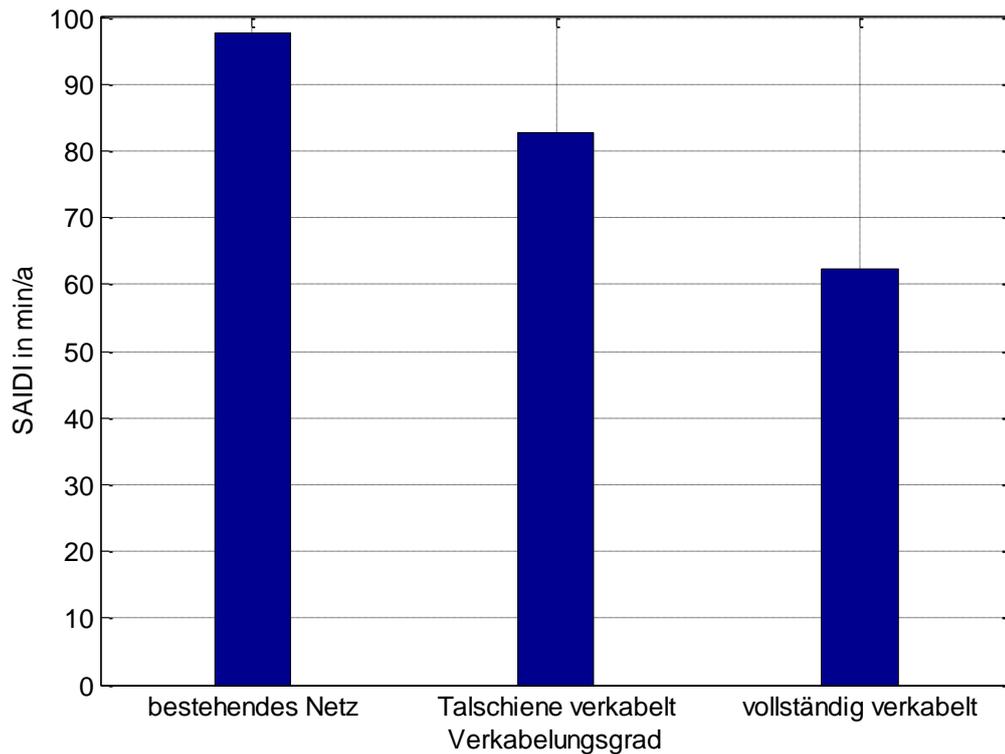


Abbildung 9-8: SAIDI für das gesamte Netz UW A

Folgende Grafik zeigt die berechneten Werte für ASIDI der einzelnen Abgänge im Netz UW A.

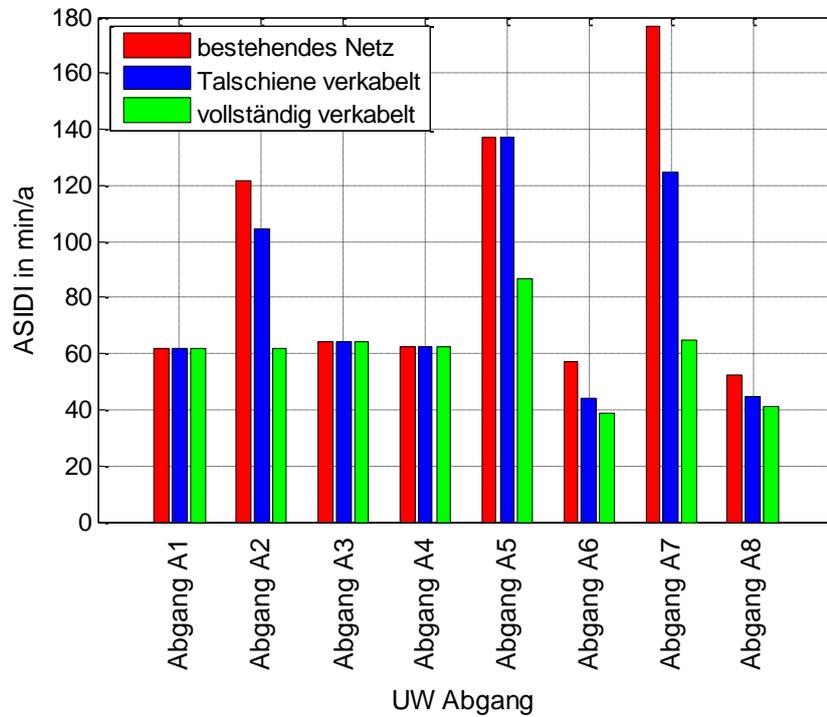


Abbildung 9-9: ASIDI im Netz UW A

Wie für den Wert SAIDI gilt auch für ASIDI, dass die Nichtverfügbarkeit bezogen auf die installierte Leistung mit steigendem Verkabelungsgrad kleiner wird. Dies entspricht wiederum einer Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit.

Für das gesamte Netz ergibt sich also ein durchschnittlicher Wert für ASIDI wie folgt.

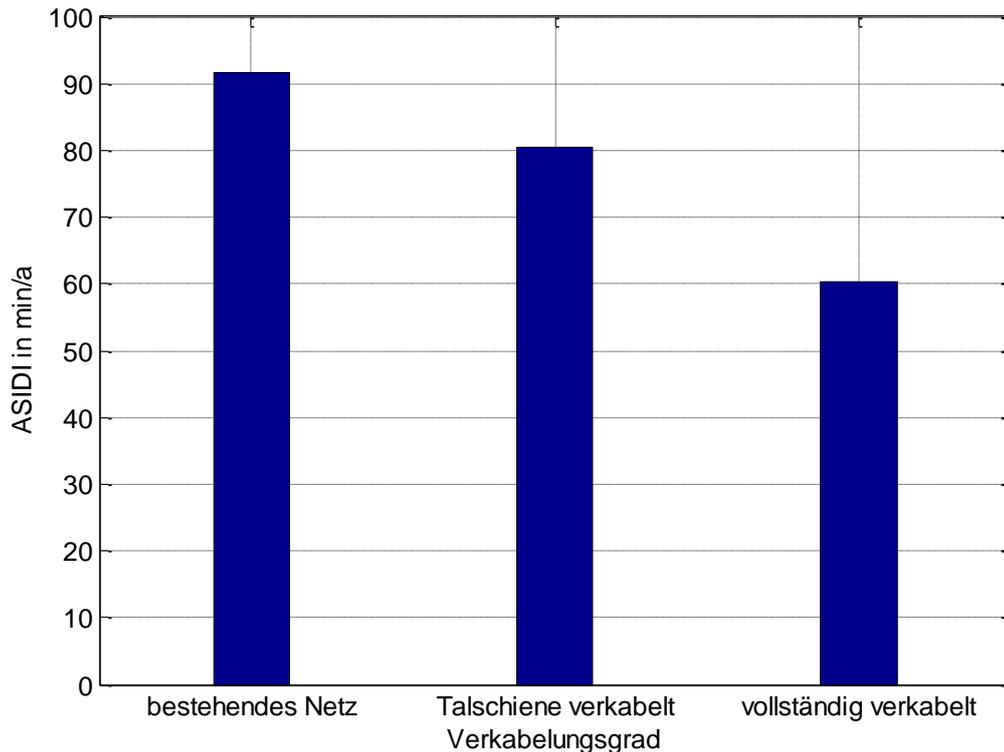


Abbildung 9-10: ASIDI für das gesamte Netz UW A

9.6 Zusammenfassung

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung ermöglicht es, aufgrund stochastischer Zuverlässigkeitskenngrößen der eingesetzten Betriebsmittel Kabel und Freileitung, eine quantifizierbare Aussage über die Versorgungszuverlässigkeit von elektrischen Netzen anhand von Zuverlässigkeitskennzahlen. Anders als bei deterministischen Methoden, wie dem $(n-1)$ -Kriterium, welche auf eine begrenzte Anzahl an Zuständen nur eine Ja/Nein-Aussage über die Erfüllung einer definierten Systemfunktion liefern.

Die häufigsten Ursachen für Versorgungsunterbrechungen sind mechanische Beschädigungen der Leiterseile von Freileitungen durch äußere Umwelteinflüsse und Störungen durch direkten oder indirekten Blitzschlag. Besonders in Versorgungsgebieten mit hohem Waldanteil ist die Wahrscheinlichkeit einer VU sehr groß. Kabel sind von diesen Umwelteinflüssen nicht betroffen und fallen somit weniger häufig aus als Freileitungen. In Bezug auf die lange Instandsetzungsdauer und die aufwändigere Fehlersuche haben Kabel jedoch einen wesentlichen Nachteil gegenüber Freileitungen.

Nichts destotrotz bringt ein vermehrter Einsatz von Kabeln im Netz eine wesentliche Verbesserung der Nichtverfügbarkeit aufgrund der geringen Ausfallwahrscheinlichkeit der Kabel mit sich.

10 Ergebnisse

Die Anforderungen an die Verteilernetze und die sich ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung elektrischer Anlagen stellen die Netzbetreiber vor immer neue Herausforderungen. Vor allem in den Verteilernetzen sind die Anforderungen durch höhere Lastdichten, immer größere Leitungslängen und dem Einsatz von dezentralen Energieerzeugern stetig gestiegen.

Ein vermehrter Einsatz von Kabeln in Verteilernetzen ist bereits seit den 1980er Jahren zu verzeichnen. Die jährliche Kabelzubaurate im betrachteten Mittelspannungsnetz beträgt momentan ca. 70 km/Jahr. Dies betrifft sowohl den Ersatz bestehender Freileitungstrassen wie auch Netzerweiterungen. Eine Untersuchung der Verteilernetze ist notwendig, um eine Aussage über die Auswirkung der zunehmenden Verkabelung treffen zu können

Diese Arbeit stellt mittels grundlegender Methoden der Netzplanung den Einfluss des vermehrten Kabeleinsatzes auf das Betriebsverhalten der Verteilernetze dar. Eine pauschale Aussage kann aufgrund der verschiedenen Randbedingungen (Netztopologie, Belastungszustand, Netzgröße usw.) nicht getroffen werden. Vielmehr muss eine genaue Analyse betroffener Netze erfolgen, um die Möglichkeiten eines weiteren Kabelausbau und dessen Auswirkung zu beurteilen.

Grundsätzlich kann gesagt werden, dass der vermehrte Einsatz von Kabeln im Verteilernetz, vor allem in der Mittelspannung, die Betriebskapazität der Netze stark erhöht und somit die Ladeleistung rapide ansteigt. Die Ladeleistung (kapazitive Blindleistung) bezogen auf 1 km Mittelspannungsleitung beträgt bei Kabeln in etwa 35 kVAr/km, abhängig vom jeweiligen Leiterquerschnitt.

Bei Belastung wird in Freileitungsnetzen bzw. Netzen mit großem Freileitungsanteil der Punkt der natürlichen Leistung überschritten, und ihr Verhalten daher induktiv. Im Gegensatz dazu ist die Belastung in Kabelnetzen bzw. Netzen mit großem Kabelanteil meist so gering, dass ein unternatürlicher Betriebspunkt vorherrscht und sich somit kapazitives Betriebsverhalten einstellt.

Die Niederspannungskabel und die Ortsnetztransformatoren haben keinen wesentlichen Einfluss auf das Blindleistungsverhalten des Verteilernetzes. Die Ladeleistung der Niederspannungskabel ist aufgrund der Betriebsspannung von 400 V im Vergleich zur Mittelspannungsebene verschwindend klein und somit vernachlässigbar. Die Magnetisierungsströme der Ortsnetztransformatoren sind ebenfalls so klein, dass diese vernachlässigt werden können.

Die Auswirkung des Blindleistungshaushaltes auf die Betriebsspannung im Netz wird deutlich, wenn man die Spannungsverläufe entlang der Hauptverbindingsschienen betrachtet. Hier ist zu erkennen, dass bei Netzen mit hohem Anteil von Freileitungsstrecken und hoher Belastung die Betriebsspannung mit zunehmender Entfernung vom Umspannwerk deutlich abfällt.

Bei schwach belasteten oder leerlaufenden Kabeln zeigt sich, dass die Spannung entlang der Leitung konstant bleibt bzw. ansteigt. Dies liegt einerseits an der geringeren Impedanz der Kabel und dem dadurch geringeren Längsspannungsabfall und andererseits daran, dass eine Spannungsanhebung durch den Ladestrom der Kabel verursacht wird. Eine zumindest teilweise Verkabelung der Netze ist also durchaus positiv bezüglich der Spannungshaltung. Hingegen mindert der durch die Ladeleistung der Kabel fließende kapazitive Strom die Übertragungsfähigkeit der Leitungen und verursacht zusätzliche Verluste.

Begrenzt ist die Kabelreserve in den Netzen vor allem durch den kapazitiven Erdschlussstrom. Dieser hängt in erster Linie von den Erdkapazitäten und den Leitungslängen ab. Der kapazitive Erdschlussstrom je km Leitung beträgt in Kabelnetzen 3 A/km und somit ein Vielfaches des Erdschlussstromes einer Freileitung.

Bezugnehmend auf die in den Normen festgelegte Löschgrenze von 60 A ist eine maximale Netzausdehnung von ca. 200 km Kabel vorgegeben. Um die bestehenden Netze also auf reine Kabelnetze umzubauen, müssen zusätzlich noch Netzauftrennungen und andere Maßnahmen erfolgen, um die vorgegeben Grenzen einzuhalten.

Allgemein gilt, dass die Impedanz der Kabel geringer ist, als jene von Freileitungen. Aus diesem Grund sinkt auch die kurzschlussstrombegrenzende Impedanz bei vermehrter Verkabelung. Wie aus den Untersuchungen in Abschnitt 7 zu entnehmen ist, stellen die Leitungen die wesentlichen Elemente bei der Begrenzung der Kurzschlussleistung dar. Das übergeordnete Netz und die Transformatoren sind verhältnismäßig niederohmig. Somit kann festgehalten werden, dass die Kurzschlussleistung mit der Erhöhung des Verkabelungsgrades ansteigt.

Zusätzlich zum positiven Effekt einer größeren Kurzschlussleistung und somit einer höheren Steifigkeit des Netzes, bleibt zu überprüfen ob die bestehenden Anlagen und Betriebsmittel der höheren Kurzschlussleistung auch standhalten können.

Die Analyse der Versorgungszuverlässigkeit erfolgt auf Basis der in NEPLAN implementierten Simulation der Fehlerortung mit Teilwiederversorgung. Dabei wird das Prozedere der Fehlersuche nach einer VU bei der Berechnung der Nichtverfügbarkeit im Modell abgebildet.

Wenig überraschend zeigt sich, dass ein vermehrter Einsatz von Kabeln einen positiven Einfluss auf die Zuverlässigkeit, nämlich eine Verringerung der Nichtverfügbarkeit bezogen auf die Kunden (SAIDI) und auf die Leistung (ASIDI) hat.

Grund dafür ist die geringere Ausfallswahrscheinlichkeit der Kabel, da sie den atmosphärischen Einflüssen wie Gewitter, Sturm, Schnee- und Eislast usw. nicht ausgesetzt sind. Der Nachteil ist jedoch, dass im Falle einer VU die Fehlersuche und die Störungsbehebung bei Kabeln aufwändiger und langwieriger gegenüber Freileitungen ist.

Die Konsequenzen der betrachteten Verkabelungsszenarien seien nachfolgend zusammengefasst.

10.1 Konsequenzen bei der Verkabelung von 20-kV-Hauptverbindungsschienen

Das Szenario „Verkabelung der 20-kV-Hauptverbindungsschienen“ ist mittelfristig durchaus als realistisch einzustufen. Folgende Konsequenzen sind bei diesem Verkabelungsszenario bezogen auf die untersuchten Parameter zu erwarten.

| Parameter | Konsequenz bei Verkabelung der Hauptverbindungsschiene |
|---------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Blindleistungsverhalten Spannungshaltung | <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Blindleistungsrückspeisung im UW in allen betrachteten Netzen • Große Ladeströme in weit ausgedehnten Mittelspannungsnetzen • Positiver Beitrag zur Spannungshaltung bei langen Leitungen und starker Netzbelastung |
| Erdschlussverhalten | <ul style="list-style-type: none"> • In Netzen mit langen Hauptverbindungsschienen tritt bereits ein (zu) hoher Erdschlussstrom auf (Bsp: UW A) • In Netzen mit geringer Ausdehnung durchaus ein mögliches Ausbauszenario. (Bsp: UW B und UW C) |
| Kurzschlussleistung | <ul style="list-style-type: none"> • Markante Erhöhung der Kurzschlussleistung entlang der Hauptverbindungsschienen aller Netze • Geringfügige Anhebung der Kurzschlussleistung auch in Stationen von Netzausläufern |
| Zuverlässigkeit | <ul style="list-style-type: none"> • Verbesserung der Nichtverfügbarkeit sowohl bezogen auf die Kunden (SAIDI) wie auch bezogen auf die installierte Leistung (ASIDI) aufgrund der geringeren Ausfallswahrscheinlichkeit der Kabel |

Abbildung 10-1: Konsequenzen bei der Verkabelung der 20-kV-Hauptverbindungsschienen

10.2 Konsequenzen bei vollständiger Verkabelung von 20-kV-Verteilernetzen

Die vollständige Verkabelung der 20-kV-Verteilernetze in diesem Ausmaße ist grundsätzlich ein hypothetisches Ausbauszenario. Es gibt jedoch Aufschluss über das grundsätzliche Verhalten der Kabel und Freileitungen im Netz und stellt ein „worst-case-Szenario“ dar. Die Auswirkungen bei der Verkabelung der Netze über den Ausbaugrad „Verkabelung der Hauptverbindingsschienen“ hinaus, sind jedoch in ähnlicher Weise zu erwarten.

Folgende Tabelle zeigt zusammenfassend die Konsequenzen bei vollständiger Verkabelung von Verteilernetzen.

| Parameter | Konsequenz bei vollständiger Verkabelung der 20-kV-Netze |
|---------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Blindleistungsverhalten Spannungshaltung | <ul style="list-style-type: none"> • Weitere Erhöhung der Blindleistungsrückspeisung im UW in allen betrachteten Netzen • Weiter Vergrößerung der Ladeströme, wobei diese durchaus kritische Werte in großen Netzen erreichen können. • Positiver Beitrag zur Spannungshaltung bei langen Leitungen und starker Netzbelastung • Kritische Spannungsanhebungen in langen schwach belasteten bzw. leerlaufenden Netzausläufern (hier muss besonderes Augenmerk auf das gültige Spannungsband gelegt werden!) |
| Erdschlussverhalten | <ul style="list-style-type: none"> • In allen betrachteten Netzen tritt hier ein zu hoher Erdschlussstrom auf. • Bei vollständiger Verkabelung ist eine Auftrennung der Netze in kleinere Löschezirke erforderlich |
| Kurzschlussleistung | <ul style="list-style-type: none"> • Kurzschlussleistung entlang der Hauptverbindingsschiene bleibt gegenüber dem Szenario „Verkabelung der 20-kV-Hauptverbindingsschienen“ gleich • Markante Anhebung der Kurzschlussleistung auch in allen anderen Verknüpfungspunkten im Netz |
| Zuverlässigkeit | <ul style="list-style-type: none"> • Weitere Verbesserung der Nichtverfügbarkeit sowohl bezogen auf die Kunden (SAIDI) wie auch bezogen auf die installierte Leistung (ASIDI) |

Abbildung 10-2: Konsequenzen bei vollständiger Verkabelung der 20-kV-Verteilernetze

11 Literaturverzeichnis

- [1] Republik Österreich, *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010*, RIS, 2013.
- [2] K. Heuck, D. Schulz und K. D. Dettmann, *Elektrische Energieversorgung*, Springer Vieweg, 2010.
- [3] H. Renner, *Skriptum zur Vorlesung Regelung und Stabilität von Energiesystemen*, Graz, 2012.
- [4] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 3*, Heidelberg: Springer, 2012.
- [5] BCP Busarello + Cott + Partner AG, *Neplan Tutorial*.
- [6] L. Fickert, *Skriptum zur Vorlesung: "Dezentrale Energieerzeugung und Kftwärmekopplung"*, Graz: Institut für elektrische Anlagen, 2012.
- [7] D. Speck, *Energiekabel im EVU*, Renningen-Malmsheim: expert Verlag, 1994.
- [8] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1*, Heidelberg: Springer Verlag, 2007.
- [9] B. Oswald, *Skriptum: Sternpunktserdung*, Hannover: Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, UNI Hannover, 2005.
- [10] B. O. D. Oeding, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, Heidelberg: Springer, 2011.
- [11] K. Lehmann, *Vorlesungsunterlagen zum Thema Sternpunktserdung*, FH Lausitz.
- [12] U. Klapper, „Übertragungssicherheit durch Messung von Leitungsimpedanz und k-Faktor,“ *ew*, pp. 36-41, 2007.
- [13] Kärnten Netz GmbH, *interne Datenquelle*.
- [14] Kärnten Netz GmbH, *Bauvorschriften der KNG zur Errichtung von Mittelspannungsfreileitungen*.
- [15] A. Küchler, *Hochspannungstechnik*, Heidelberg: Springer, 2009.
- [16] OVE, *ÖVE/ÖNORM EN 8200-620*, Wien: Österreichischer Verband für Elektrotechnik, 2011.
- [17] Meinhard Kabel Österreich GmbH, *Meinhard Kabelkatalog*, St. Florian: Meinhard Kabel Österreich GmbH, 2009.
- [18] F. Kießling, P. Nefzger und U. Kaintzyk, *Freileitungen*, Heidelberg: Springer, 2001.
- [19] OVE, *ÖVE/ÖNORM EN 50182*, Wien: Österreichischer Verband für Elektrotechnik, 2002.

- [20] I. Egger, *Diplomarbeit*, Graz: Institut für elektrische Anlagen.
- [21] Nexans, *Niederspannungskabel und Mittelspannungskabel*, Cortaillod: Nexans, 2006.
- [22] E-Control, *Störungsstatistik*, Wien, 2011.
- [23] H. Renner, *Skriptum zur Vorlesung: Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit*, Graz, 2012.
- [24] R. Bergmayer, *Diplomarbeit: Kriterien zur Beurteilung der Notwendigkeit des Ausbaus von elektrischen Netzen*, 2001: Institut für elektrische Anlagen, Graz.
- [25] OVE, *OVE/ÖNORM EN 60909-0*, Wien: Österreichischer Verband für Elektrotechnik, 2002.
- [26] VDE, *VDE 0228*, Berlin: VDE, 1987.
- [27] L. Fickert, G. Achleitner, M. Sakulin und C. Obkircher, „Ausbaugrenzen der Verkabelung und zu zukünftige Möglichkeiten zum Ausbau gelöschter Netze,“ *Elektrotechnik & Informationstechnik*, pp. 52-57, 03 2007.
- [28] C. Obkircher, *Dissertation: "Ausbaugrenzen gelöscht betriebener Netze"*, Graz, 2008.
- [29] F. Wirtz, „VDE Verband der Elektrotechnik,“ 09 05 2007. [Online]. Available: www.vde.com. [Zugriff am April 2013].
- [30] H. J. Haubich, *Aachener Beiträge zur Energieversorgung: Zuverlässigkeitsberechnung von Verteilernetzen*, Aachen: Verlag der Augustinus Buchhandlung, 1996.
- [31] S. Brandl, *Arbeitsweise der ZUV Berechnung in Neplan*, Klagenfurt, 2011.
- [32] Land Kärnten, *Kärntner Elektrizitätsgesetz K-EG*, RIS, 2013.
- [33] ÖVE, *ÖVE/ÖNORM 8383*, Wien, 2000.

12 Tabellenverzeichnis

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabelle 3-1: Berechnung des Erdfaktors k_0 | 24 |
| Tabelle 4-1: Zusammensetzung ausgewählter Leiterwerkstoffe [10] | 29 |
| Tabelle 4-2: Bezeichnung von Energiekabeln laut Norm [13]..... | 30 |
| Tabelle 4-3: Aufbau des eingesetzten Mittelspannungskabels..... | 32 |
| Tabelle 4-4: Beschreibung des Kabelaufbaus zu Abbildung 4-8 | 32 |
| Tabelle 4-5: Kenndaten von Leiterseilen [13] [16] | 34 |
| Tabelle 4-6: Kenngrößen für ausgewählte Mittelspannungskabel [13] [13]..... | 35 |
| Tabelle 4-7: Elektrische Kenngrößen für ausgewählte Niederspannungskabel [17] [13] | 35 |
| Tabelle 4-8: Thermische Grenzleistung ausgewählter Leitungstypen im 20-kV-Netz | 37 |
| Tabelle 4-9: Wellenwiderstand und natürliche Leistung ausgewählter Kabel- und Freileitungstypen | 38 |
| Tabelle 4-10: Blindleistung je km Leitungslänge bei $U_N=20\text{kV}$ | 39 |
| Tabelle 4-11: Betriebskapazität C_B' und Blindleistung Q_C' von Niederspannungskabeln | 44 |
| Tabelle 4-12: Erdschlussstrom bezogen auf 1 km Leitungslänge für ausgewählte Kabel und Freileitungstypen im 20-kV-Netz..... | 52 |
| Tabelle 4-13: Ursachen für ungeplante VU [22] | 54 |
| Tabelle 4-14: Ausfallshäufigkeiten für 20-kV-Kabel und –Freileitung [13]..... | 54 |
| Tabelle 5-1: Definition der Lastfälle | 58 |
| Tabelle 5-2: Auflistung der Simulationsszenarien..... | 58 |
| Tabelle 5-3: Kabel- und Freileitungslängen der 20-kV-Abgänge ausgehend vom UW A..... | 61 |
| Tabelle 5-4: Leitungslängen der Talschienen im Netz UW A | 61 |
| Tabelle 5-5: Lasten der Abgänge im UW A | 62 |
| Tabelle 5-6: Kabel- und Freileitungslängen der 20-kV-Abgänge ausgehend vom UW B..... | 63 |
| Tabelle 5-7: Leitungslängen der Talschienen im Netz UW B | 64 |
| Tabelle 5-8: Lasten der Abgänge im UW B | 64 |
| Tabelle 5-9: Kabel- und Freileitungslängen der 20-kV-Abgänge ausgehend vom UW C..... | 65 |
| Tabelle 5-10: Leitungslängen der Talschienen im Netz UW C | 66 |
| Tabelle 5-11: Lasten der Abgänge im UW C | 66 |
| Tabelle 7-1: Verkabelungsszenarien zur Berechnung der Kurzschlussleistung in einem beispielhaften Netz | 94 |
| Tabelle 7-2: Ergebnis der Kurzschlussberechnung | 94 |
| Tabelle 7-3: Kurzschlussleistung entlang der Hauptverbindungsschiene „Friesach 2 Pöckstein“ in ausgewählten Stationen..... | 95 |
| Tabelle 7-4: Kurzschlussleistung im Netz "Friesach 2 Pöckstein" in entlegenen Netzausläufern..... | 96 |
| Tabelle 8-1: Erdschlussströme in ausgewählten Mittelspannungsnetzen | 99 |
| Tabelle 8-2: Erdschlussströme der einzelnen Abgänge im UW A | 100 |
| Tabelle 8-3: Erdschlussströme der einzelnen Abgänge im UW B | 100 |
| Tabelle 8-4: Erdschlussströme der einzelnen Abgänge im UW C | 101 |
| Tabelle 8-5: Erdschlussreststrom im gelöschten Netz..... | 101 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabelle 8-6: Erdschlussströme je Umspannwerk | 102 |
| Tabelle 8-7: Erdschlussrestströme je Umspannwerk | 102 |
| Tabelle 8-8: Maximale Systemlänge unterschiedlicher Kabeltypen | 104 |
| Tabelle 8-9: Kabelreserve bei den drei Verkabelungsszenarien | 104 |
| Tabelle 9-1: Zuverlässigkeitskenngrößen [5]..... | 113 |
| Tabelle 9-2: Fehlersuchbereiche der Netzknoten, gesamtes Netz..... | 118 |
| Tabelle 9-3: Fehlersuchbereiche der Netzknoten, fehlerbehaftetes Netz..... | 118 |
| Tabelle 9-4: Ablauf der Fehlerortung und Wiederversorgung..... | 120 |
| Tabelle 9-5: Berechnete Zuverlässigkeitskennzahlen | 120 |
| Tabelle 9-6: IEEE- Zuverlässigkeitskennzahlen [23] | 121 |

13 Abbildungsverzeichnis

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Abbildung 2-1: Definition des Verbraucherzählpeilsystems..... | 11 |
| Abbildung 2-2: π -Ersatzschaltung einer elektrischen Leitung mit diskreten Bauelementen .. | 11 |
| Abbildung 2-3: π -Ersatzschaltung eines elektrischen Vierpols [3]..... | 12 |
| Abbildung 3-1: Netzebenen des Energieversorgungssystems [6] | 15 |
| Abbildung 3-2: Netzstruktur Ringnetz [8] | 16 |
| Abbildung 3-3: Netzstruktur Strangnetz [8]..... | 17 |
| Abbildung 3-4: Netzstruktur Strahlennetz [8] | 17 |
| Abbildung 3-5: Netz mit isoliertem Transformatorsternpunkt, mit Erdschluss auf Phase L3 [11]..... | 19 |
| Abbildung 3-6: Spannungsverhältnisse im Erdschlussfall | 20 |
| Abbildung 3-7: Netz mit niederohmig geerdetem Transformatorsternpunkt, mit Erdschluss auf Phase L3 [11]..... | 21 |
| Abbildung 3-8: Kompensiertes Netz, mit Erdschluss auf Phase L3 [11]..... | 22 |
| Abbildung 3-9: zulässiger Erdschlussreststrom | 23 |
| Abbildung 4-1: Konstruktionszeichnung von Mittelspannungsfreileitungsmasten [14] | 26 |
| Abbildung 4-2: Mastkopfbild eines 20-kV-Tragmastes [14] | 27 |
| Abbildung 4-3: Mastkopfbild eines 20-kV-Abspannmastes [14] | 27 |
| Abbildung 4-4: Freileitungsisolatoren (a,b,c Niederspannung; d,e,f Mittelspannung [10]..... | 28 |
| Abbildung 4-5: Befestigung von Leiterseilen an Isolatoren mittels Bügelbund [14] | 28 |
| Abbildung 4-6: Aufbau von Freileitungsseilen [10] | 29 |
| Abbildung 4-7: Leiteraufbau von Energiekabeln [16]..... | 31 |
| Abbildung 4-8: Aufbau eingesetzten Mittelspannungskabels: NA2XS(F)2YV [17] | 32 |
| Abbildung 4-9: Niederspannungskabel E-AYY [17] | 33 |
| Abbildung 4-10: Niederspannungskabel NYCWY [17] | 33 |
| Abbildung 4-11: Blindleistungsverhalten ausgewählter Freileitungsseile | 40 |
| Abbildung 4-12: Blindleistungsverhalten ausgewählter Mittelspannungskabel | 41 |
| Abbildung 4-13: Blindleistungsverhalten einer Mittelspannungsfreileitung | 42 |
| Abbildung 4-14: Blindleistungsverhalten eines Mittelspannungskabels | 43 |
| Abbildung 4-15: Schematische Darstellung eines 20-kV-Abganges mit Speisung aus einem Slack-Knoten | 45 |
| Abbildung 4-16: Spannungsverlauf entlang einer leerlaufenden Mittelspannungsleitung | 46 |
| Abbildung 4-17: Spannungsverlauf entlang einer Mittelspannungsleitung bei Belastung | 47 |
| Abbildung 4-18: Kabel- und Freileitungslängen im Verteilernetz eines regionalen Netzbetreibers | (Stand 2011) |
| Abbildung 4-19: Entwicklung der Kabel- und Freileitungslängen in einem 20-kV-Mittelspannungsnetz..... | 50 |
| Abbildung 4-20: Gesamtlänge unterschiedlicher Kabeltypen (Stand 2011) [13] | 51 |
| Abbildung 4-21: Verlauf des kapazitiven Erdschlussstromes in Abhängigkeit der Netzausdehnung..... | 53 |
| Abbildung 4-22: Anteile der einzelnen Spannungsebenen an der Nichtverfügbarkeit [13].... | 55 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Abbildung 5-1: Jahresdauerlinie eines 20-kV-Abganges..... | 59 |
| Abbildung 5-2: 20-kV-Netz UW A | 60 |
| Abbildung 5-3: 20-kV-Netz UW B | 63 |
| Abbildung 5-4: 20-kV-Netz UW C | 65 |
| Abbildung 6-1: Blindleistungsverhalten im derzeit bestehenden Netz UW A | 68 |
| Abbildung 6-2: Blindleistungsverhalten im derzeit bestehenden Netz UW B | 69 |
| Abbildung 6-3: Blindleistungsverhalten im derzeit bestehenden Netz UW C | 70 |
| Abbildung 6-4: Blindleistungsverhalten des Netzes UW A bei Verkabelung der Hauptverbindingsschienen | 71 |
| Abbildung 6-5: Blindleistungsverhalten des Netzes UW B bei Verkabelung der Hauptverbindingsschienen | 72 |
| Abbildung 6-6: Blindleistungsverhalten des Netzes UW C bei Verkabelung der Hauptverbindingsschienen | 73 |
| Abbildung 6-7: Blindleistungsverhalten des Netzes UW A bei vollständiger Verkabelung | 74 |
| Abbildung 6-8: Blindleistungsverhalten des Netzes UW B bei vollständiger Verkabelung | 75 |
| Abbildung 6-9: Blindleistungsverhalten des Netzes UW C bei vollständiger Verkabelung | 76 |
| Abbildung 6-10: Spannungsverläufe der Hauptverbindingsschienen ausgehend vom UW A | 77 |
| Abbildung 6-11: Spannungsverläufe der Hauptverbindingsschiene „Talschiene A5“ ausgehend vom | SW F |
| Abbildung 6-12: Spannungsverlauf entlang der Hauptverbindingsschiene „Talschiene A1“ | 79 |
| Abbildung 6-13: Spannungsverläufe der Hauptverbindingsschienen ausgehend vom UW A | 80 |
| Abbildung 6-14: Spannungsverläufe der Hauptverbindingsschiene „Talschiene A5“ ausgehend vom SW F | 81 |
| Abbildung 6-15: Spannungsverlauf entlang der Hauptverbindingsschiene „Talschiene A1“ | 82 |
| Abbildung 6-16: Spannungsverläufe im Netz UW A bei vollständiger Verkabelung..... | 83 |
| Abbildung 6-17: Spannungsverlauf entlang der Hauptverbindingsschiene „Talschiene A1“ | 85 |
| Abbildung 7-1: Dreipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung..... | 88 |
| Abbildung 7-2: Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstromes bei generatorfernem Kurzschluss | 89 |
| Abbildung 7-3: Einphasige Darstellung eines Netzes..... | 91 |
| Abbildung 7-4: Schaltung für das Mitsystem | 91 |
| Abbildung 7-5: Vereinfachte Ersatzschaltung für die Kurzschlussberechnung | 92 |
| Abbildung 7-6: Schaltbild zur Berechnung der Kurzschlussleistung in einem Mittelspannungsnetz..... | 93 |
| Abbildung 9-1: Einordnung der Versorgungszuverlässigkeit [29] | 107 |
| Abbildung 9-2: Zollenkopfkurve [29] | 110 |
| Abbildung 9-3: Funktion einer probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse [29]..... | 111 |
| Abbildung 9-4: Ablauf einer probabilistischen ZUV-Berechnung [29]..... | 112 |
| Abbildung 9-5: Ablauf der Zuverlässigkeitsberechnung [5] | 113 |
| Abbildung 9-6: Beispielnetz zur Berechnung der Zuverlässigkeit [31]..... | 114 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abbildung 9-7: SAIDI im Netz UW A..... | 122 |
| Abbildung 9-8: SAIDI für das gesamte Netz UW A..... | 123 |
| Abbildung 9-9: ASIDI im Netz UW A..... | 124 |
| Abbildung 9-10: ASIDI für das gesamte Netz UW A..... | 125 |
| Abbildung 10-1: Konsequenzen bei der Verkabelung der 20-kV-Hauptverbindingsschienen | 128 |
| Abbildung 10-2: Konsequenzen bei vollständiger Verkabelung der 20-kV-Verteilernetze .. | 129 |
| Abbildung 14-1: Spannungsverläufe im bestehenden Netz UW B | 137 |
| Abbildung 14-2: Spannungsverläufe im Netz UW B bei Verkabelung der Hauptverbindingsschienen | 138 |
| Abbildung 14-3: Spannungsverläufe im Netz UW B bei vollständiger Verkabelung..... | 139 |
| Abbildung 14-4: Spannungsverläufe im bestehenden Netz UW C | 140 |
| Abbildung 14-5: Spannungsverläufe im Netz UW C bei Verkabelung der Hauptverbindingsschienen | 141 |
| Abbildung 14-6: Spannungsverläufe im Netz UW C bei vollständiger Verkabelung..... | 142 |
| Abbildung 14-7: SAIDI der Abgänge im Netz UW B..... | 146 |
| Abbildung 14-8: SAIDI gesamtes Netz UW B..... | 146 |
| Abbildung 14-9: ASIDI der Abgänge im Netz UW B..... | 147 |
| Abbildung 14-10: ASIDI gesamtes Netz UW B..... | 147 |
| Abbildung 14-11: SAIDI der Abgänge im Netz UW C..... | 148 |
| Abbildung 14-12: SAIDI gesamtes Netz UW C..... | 148 |
| Abbildung 14-13: ASIDI der Abgänge im Netz UW C..... | 149 |
| Abbildung 14-14: ASIDI gesamtes Netz UW C..... | 149 |

14 Anhang

14.1 Spannungsverläufe in den betrachteten Netzen

14.1.1 Spannungsverhältnisse im Netz UW B

14.1.1.1 Bestehendes Netz

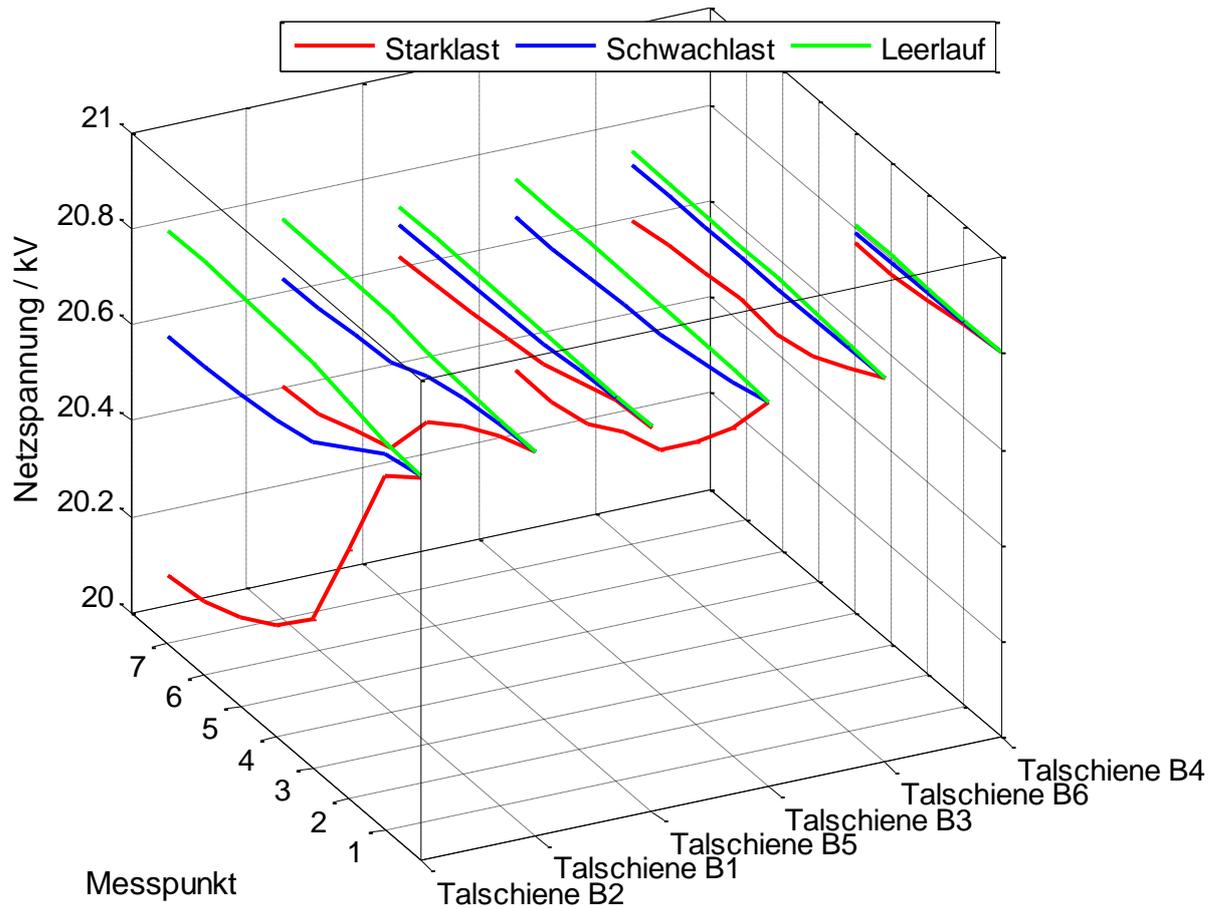


Abbildung 14-1: Spannungsverläufe im bestehenden Netz UW B

14.1.1.2 Verkabelung der 20-kV-Hauptverbindungsschienen

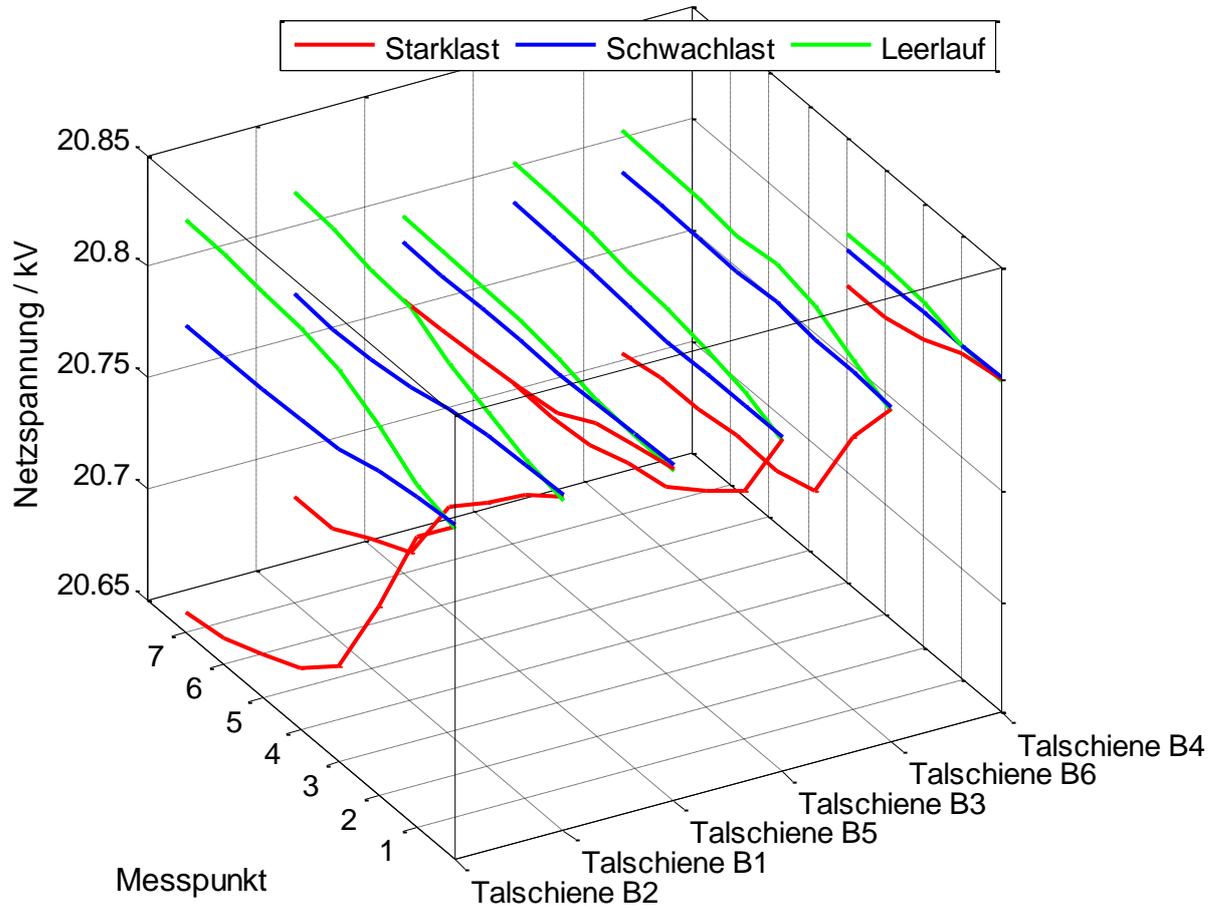


Abbildung 14-2: Spannungsverläufe im Netz UW B bei Verkabelung der Hauptverbindungsschienen

14.1.1.3 Vollständige Verkabelung des 20-kV-Netzes

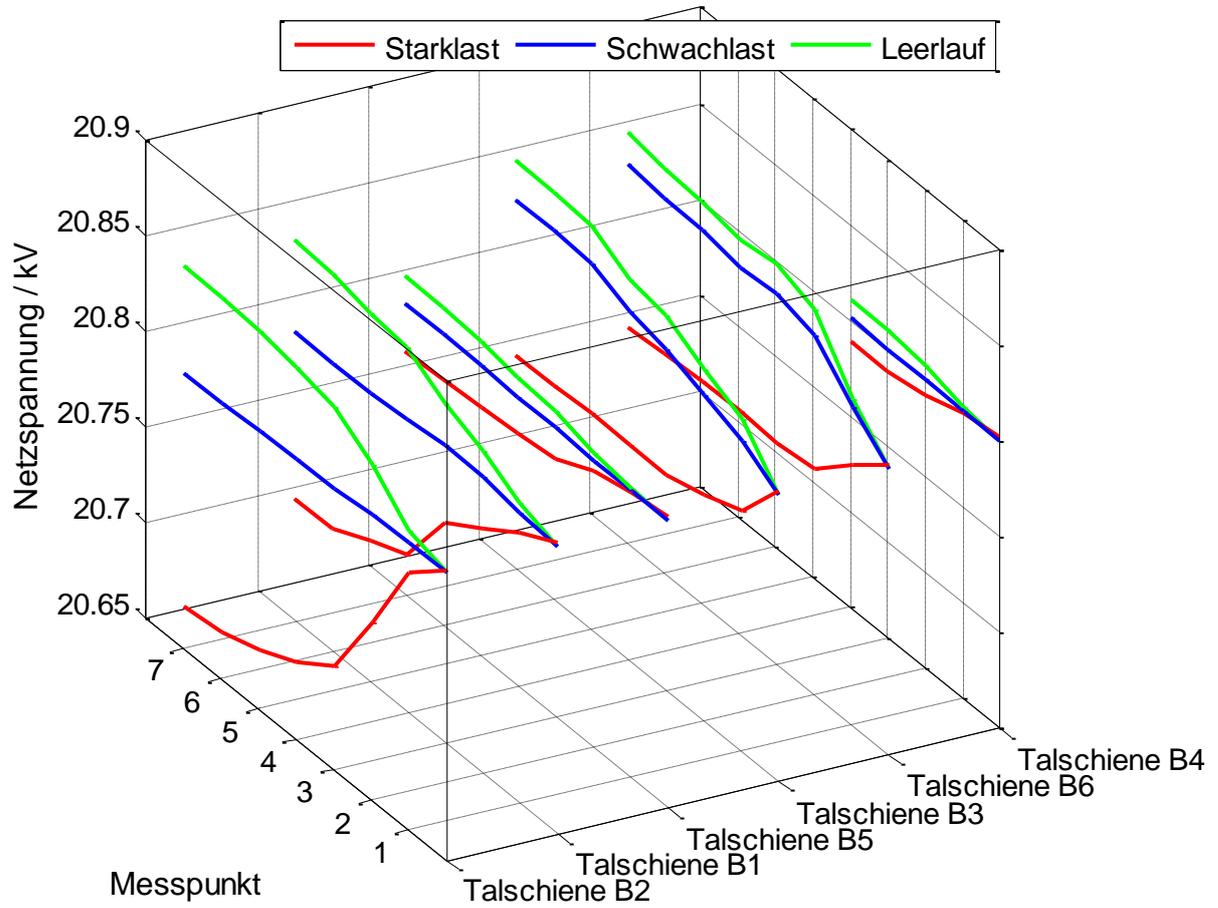


Abbildung 14-3: Spannungsverläufe im Netz UW B bei vollständiger Verkabelung

14.1.2 Spannungsverläufe im Netz UW C

14.1.2.1 Bestehendes Netz

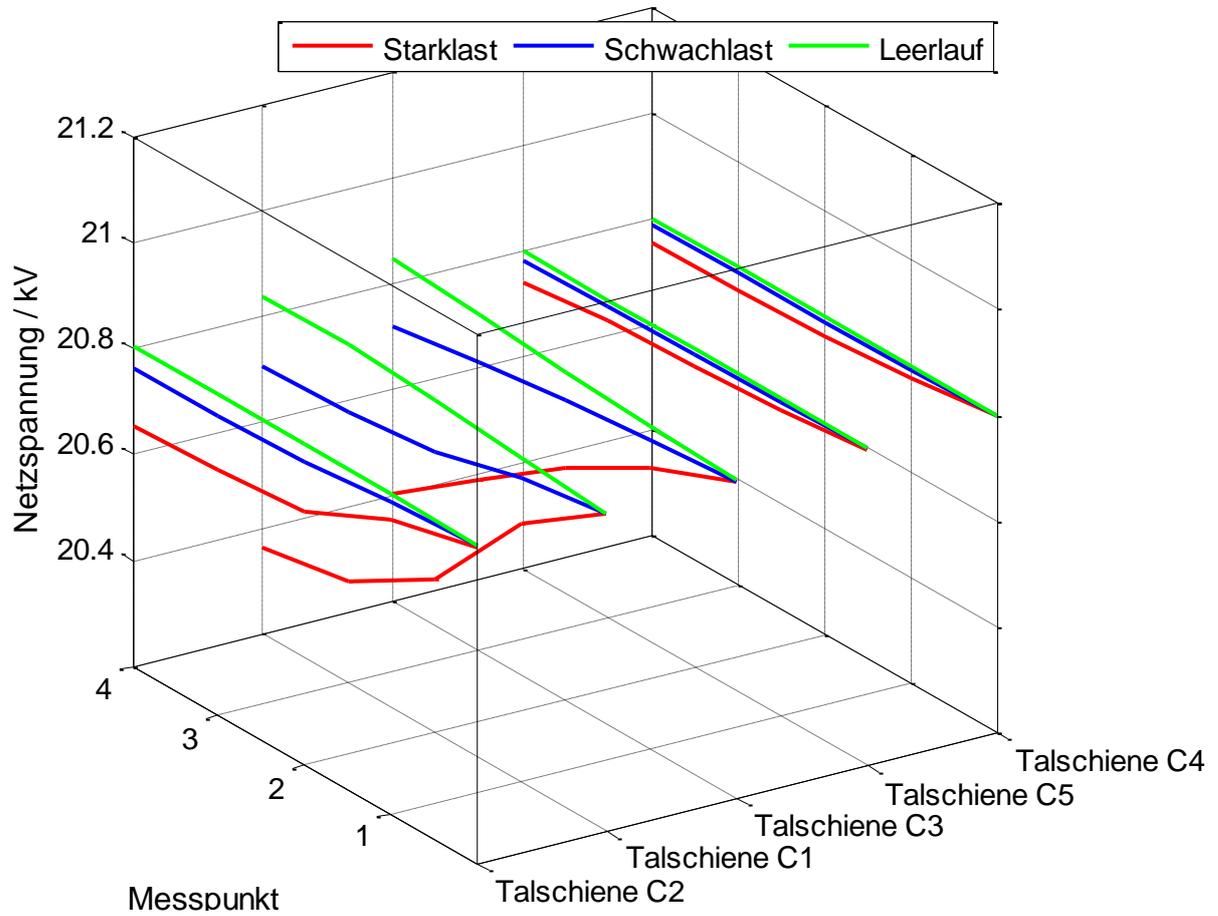


Abbildung 14-4: Spannungsverläufe im bestehenden Netz UW C

14.1.2.2 Verkabelung der 20-kV-Hauptverbindungsschienen

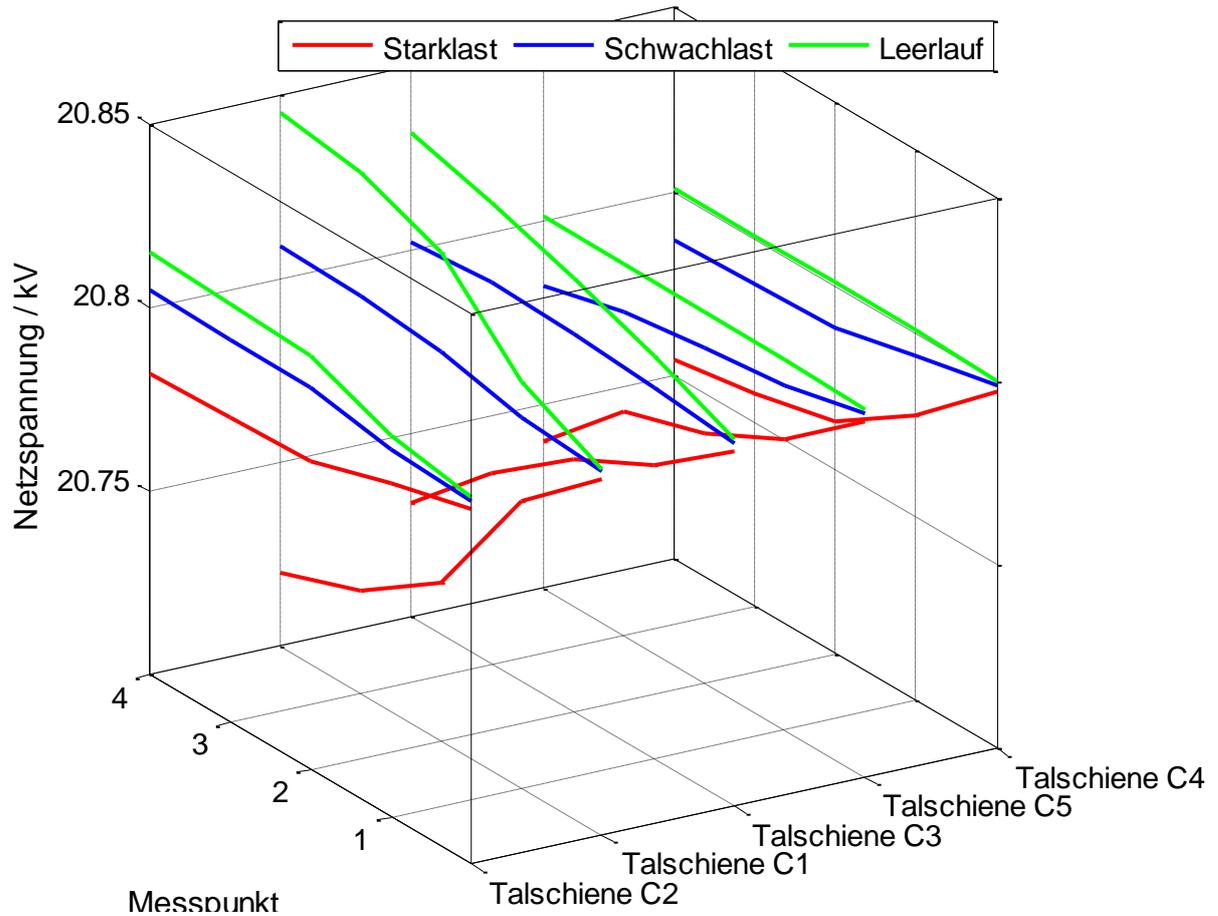


Abbildung 14-5: Spannungsverläufe im Netz UW C bei Verkabelung der Hauptverbindungsschienen

14.1.2.3 Vollständige Verkabelung des 20-kV-Netzes

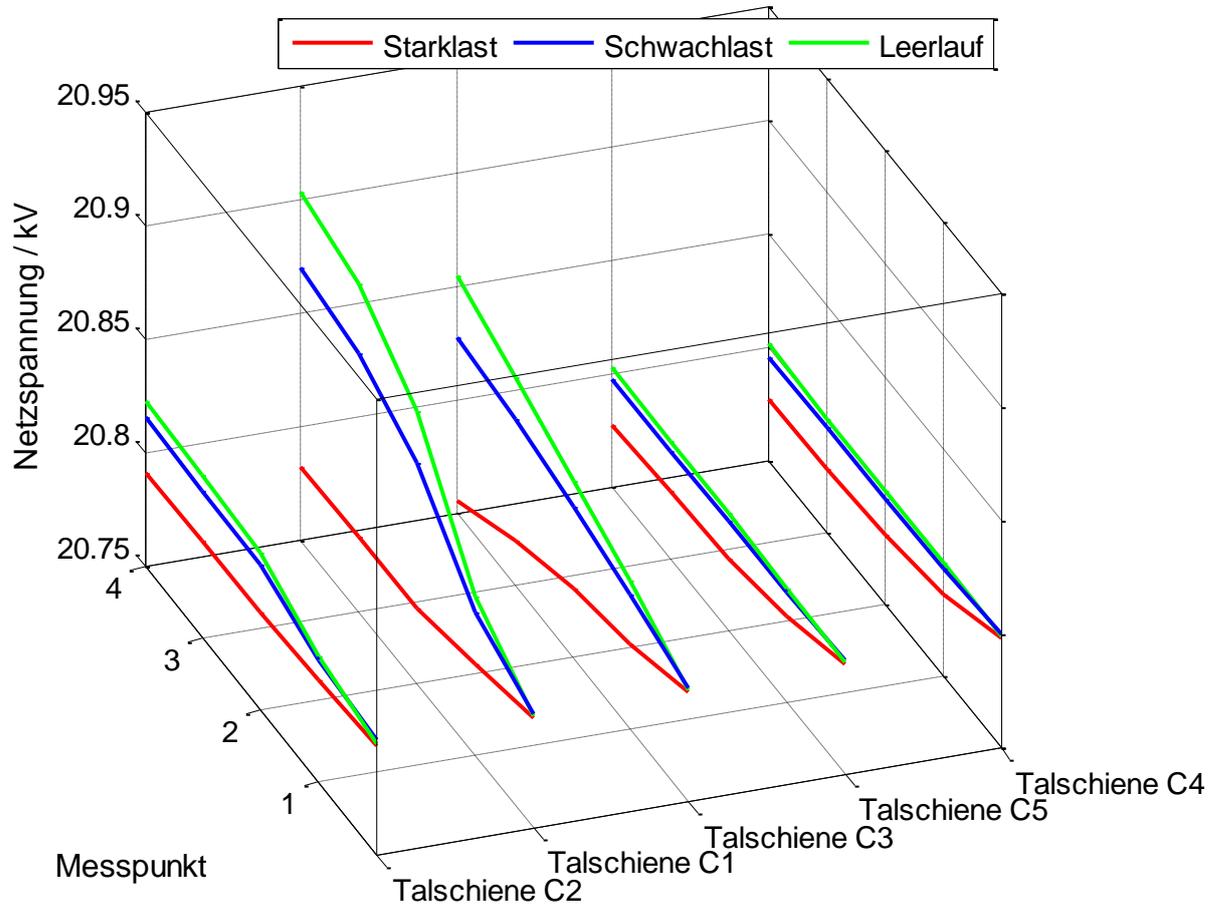


Abbildung 14-6: Spannungsverläufe im Netz UW C bei vollständiger Verkabelung

14.3 Berechnung der Kurzschlussleistung

14.3.1 Kurzschlussleistung im Netz UW A

| Abgang | Knoten | IST -Stand | | | Talschienen Verkabelt | | | Vollständige Verkabelung | | |
|-----------|-------------|------------|---------|---------|-----------------------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|
| | | Sk" MVA | Rf Ω | Xf Ω | Sk" MVA | Rf Ω | Xf Ω | Sk" MVA | Rf Ω | Xf Ω |
| Abgang A2 | Messpunkt 1 | 190,619 | 0,043 | 2,098 | 190,619 | 0,043 | 2,098 | 190,619 | 0,043 | 2,098 |
| | Messpunkt 2 | 154,384 | 0,4617 | 2,549 | 154,384 | 0,4617 | 2,549 | 152,466 | 0,5653 | 2,562 |
| | Messpunkt 3 | 139,751 | 0,6743 | 2,549 | 139,751 | 0,6743 | 2,782 | 136,926 | 0,8312 | 2,562 |
| | Messpunkt 4 | 112,293 | 1,543 | 3,211 | 119,233 | 1,106 | 3,167 | 116,706 | 1,263 | 3,196 |
| | Messpunkt 5 | 73,049 | 3,383 | 4,306 | 106,259 | 1,45 | 3,474 | 104,036 | 1,607 | 3,493 |
| | Messpunkt 6 | 46,785 | 6,091 | 6 | 85,804 | 2,175 | 4,123 | 84,146 | 2,332 | 4,142 |
| | Messpunkt 7 | 35,864 | 7,922 | 7,851 | 72,246 | 2,864 | 4,738 | 70,979 | 3,021 | 4,757 |
| | Messpunkt 8 | 18,14 | 17,555 | 13,342 | 48,638 | 4,93 | 6,583 | 48,009 | 5,083 | 6,601 |
| Abgang A8 | Messpunkt 1 | 190,619 | 0,043 | 2,098 | 190,619 | 0,043 | 2,098 | 190,619 | 0,043 | 2,098 |
| | Messpunkt 2 | 122,761 | 1,035 | 3,09 | 162,065 | 0,4217 | 2,432 | 162,065 | 0,4217 | 2,432 |
| | Messpunkt 3 | 95,779 | 1,714 | 3,808 | 146,783 | 0,6595 | 2,644 | 146,783 | 0,6595 | 2,644 |
| | Messpunkt 4 | 89,238 | 1,951 | 4,035 | 141,199 | 0,7557 | 2,73 | 141,199 | 0,7557 | 2,73 |
| | Messpunkt 5 | 83,981 | 2,169 | 4,24 | 136,264 | 1,054 | 2,992 | 136,264 | 1,054 | 2,992 |
| | Messpunkt 6 | 82,204 | 2,276 | 4,301 | 132,951 | 0,9115 | 2,867 | 132,951 | 0,9115 | 2,867 |
| | Messpunkt 7 | 73,664 | 2,678 | 4,724 | 126,093 | 1,054 | 2,992 | 126,093 | 1,054 | 2,992 |
| | Messpunkt 8 | 71,076 | 2,817 | 4,872 | 123,846 | 1,103 | 3,036 | 123,846 | 1,103 | 3,036 |
| Abgang A7 | Messpunkt 1 | 190,619 | 0,043 | 2,098 | 190,619 | 0,043 | 2,098 | 190,619 | 0,043 | 2,098 |
| | Messpunkt 2 | 135,594 | 0,8127 | 2,836 | 166,748 | 0,3544 | 2,372 | 166,748 | 0,3544 | 2,372 |
| | Messpunkt 3 | 79,765 | 2,909 | 4,085 | 141,72 | 0,7449 | 2,722 | 141,72 | 0,7449 | 2,722 |
| | Messpunkt 4 | 63,216 | 4,118 | 4,804 | 129,822 | 0,9718 | 2,924 | 129,822 | 0,9718 | 2,924 |
| | Messpunkt 5 | 46,222 | 6,151 | 6,087 | 112,233 | 1,378 | 3,287 | 112,233 | 1,378 | 3,287 |
| | Messpunkt 6 | 40,564 | 7,232 | 6,703 | 103,978 | 1,609 | 3,494 | 103,978 | 1,609 | 3,494 |
| | Messpunkt 7 | 32,971 | 9,218 | 7,887 | 92,864 | 1,979 | 3,826 | 92,864 | 1,979 | 3,826 |
| | Messpunkt 8 | 26,351 | 11,868 | 9,464 | 81,084 | 2,475 | 4,268 | 81,084 | 2,475 | 4,268 |
| Abgang A1 | Messpunkt 1 | 190,619 | 0,043 | 2,098 | 190,61 | 0,043 | 2,098 | 190,6 | 0,043 | 2,098 |
| | Messpunkt 2 | 186,155 | 0,128 | 2,145 | 186,15 | 0,128 | 2,145 | 186,6 | 0,0965 | 2,141 |
| | Messpunkt 3 | 183,275 | 0,1633 | 2,176 | 183,27 | 0,1633 | 2,176 | 183,95 | 0,129 | 2,171 |
| | Messpunkt 4 | 175,401 | 0,2561 | 2,266 | 175,4 | 0,2561 | 2,266 | 176,63 | 0,2227 | 2,254 |
| | Messpunkt 5 | 162,026 | 0,5111 | 2,415 | 162,02 | 0,5111 | 2,415 | 165,2 | 0,3778 | 2,392 |
| | Messpunkt 6 | 156,458 | 0,6513 | 2,176 | 156,45 | 0,6513 | 2,472 | 161,38 | 0,4332 | 2,44 |
| | Messpunkt 7 | 143,525 | 0,9356 | 2,625 | 143,52 | 0,9356 | 2,625 | 151,11 | 0,5912 | 2,58 |
| | Messpunkt 8 | 124,02 | 1,496 | 2,857 | 124,02 | 1,496 | 2,857 | 137,99 | 0,8212 | 2,78 |
| Abgang A5 | Messpunkt 1 | 139,751 | 0,6743 | 0,6743 | 139,751 | 0,6743 | 2,782 | 136,92 | 0,8312 | 2,801 |
| | Messpunkt 2 | 127,248 | 1,047 | 2,964 | 133,388 | 0,7972 | 2,891 | 130,62 | 0,9542 | 2,91 |
| | Messpunkt 3 | 113,73 | 1,477 | 3,192 | 128,033 | 0,9073 | 2,99 | 125,34 | 1,064 | 3,009 |
| | Messpunkt 4 | 82,728 | 2,771 | 3,963 | 117,469 | 1,149 | 3,205 | 114,98 | 1,306 | 3,224 |
| | Messpunkt 5 | 53,08 | 5,229 | 5,427 | 101,088 | 1,608 | 3,616 | 99,01 | 1,765 | 3,635 |
| | Messpunkt 6 | 43,021 | 6,787 | 6,355 | 92,684 | 1,899 | 3,875 | 90,829 | 2,056 | 3,894 |
| | Messpunkt 7 | 37,093 | 8,09 | 7,131 | 86,593 | 2,142 | 4,093 | 84,912 | 2,299 | 4,112 |
| | Messpunkt 8 | 34,159 | 8,898 | 7,612 | 83,173 | 2,292 | 4,228 | 81,591 | 2,449 | 4,247 |
| Abgang 6 | Messpunkt 1 | 190,61 | 0,043 | 2,098 | 190,61 | 0,043 | 2,098 | 190,61 | 0,043 | 2,098 |
| | Messpunkt 2 | 150,46 | 0,5319 | 2,605 | 175,2 | 0,2404 | 2,27 | 175,2 | 0,2404 | 2,27 |
| | Messpunkt 3 | 117,94 | 1,101 | 3,208 | 180,8 | 0,4392 | 2,448 | 160,8 | 0,4392 | 2,448 |
| | Messpunkt 4 | 108,14 | 1,368 | 3,437 | 152,71 | 0,5618 | 2,558 | 152,71 | 0,5918 | 2,558 |
| | Messpunkt 5 | 79,122 | 2,35 | 4,476 | 133,11 | 0,9054 | 2,865 | 133,11 | 0,9054 | 2,865 |
| | Messpunkt 6 | 59,81 | 4,153 | 5,242 | 88,3 | 2,708 | 3,632 | 122,01 | 1,139 | 3,074 |
| | Messpunkt 7 | 49,33 | 5,513 | 5,946 | 67,28 | 4,068 | 4,336 | 113 | 1,357 | 3,289 |

14.3.2 Kurzschlussleistung im Netz UW B

| Abgang | Knoten | IST-Stand | | | Tatschienen Verkabelt | | | Vollständige Verkabelung | | |
|-----------|-------------|-----------|--------|-------|-----------------------|--------|-------|--------------------------|--------|-------|
| | | Sk | Rf | Xf | Sk | Rf | Xf | Sk | Rf | Xf |
| - | - | MVA | | | MVA | | | MVA | | |
| Abgang B4 | Messpunkt 1 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 |
| | Messpunkt 2 | 134,94 | 0,338 | 2,945 | 141,18 | 0,2246 | 2,824 | 141,18 | 0,2246 | 2,824 |
| | Messpunkt 3 | 116,58 | 0,7391 | 3,35 | 131,13 | 0,4411 | 3,018 | 131,13 | 0,4411 | 3,018 |
| | Messpunkt 4 | 96,106 | 1,308 | 3,951 | 122,72 | 0,6402 | 3,196 | 122,72 | 0,6402 | 3,196 |
| | Messpunkt 5 | 65,389 | 2,764 | 5,457 | 103,89 | 1,17 | 3,668 | 103,89 | 1,17 | 3,668 |
| | Messpunkt 6 | 60,796 | 3,109 | 5,798 | 99,891 | 1,303 | 3,786 | 99,891 | 1,303 | 3,786 |
| | Messpunkt 7 | 51,365 | 4,093 | 6,625 | 88,554 | 1,735 | 4,171 | 88,554 | 1,735 | 4,171 |
| | Messpunkt 8 | 40,487 | 5,803 | 7,996 | 78,244 | 2,221 | 4,604 | 78,244 | 2,221 | 4,604 |
| Abgang B1 | Messpunkt 1 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 |
| | Messpunkt 2 | 134 | 0,496 | 2,943 | 141,32 | 0,2236 | 2,822 | 141,32 | 0,2236 | 2,822 |
| | Messpunkt 3 | 88,907 | 2,172 | 3,94 | 123,17 | 0,63 | 3,186 | 123,17 | 0,63 | 3,186 |
| | Messpunkt 4 | 62,069 | 4,018 | 5,039 | 108,18 | 1,036 | 3,549 | 108,18 | 1,036 | 3,549 |
| | Messpunkt 5 | 53,973 | 4,897 | 5,562 | 102,45 | 1,215 | 3,71 | 102,45 | 1,215 | 3,71 |
| | Messpunkt 6 | 49,06 | 5,531 | 5,99 | 98,428 | 1,364 | 3,832 | 98,428 | 1,364 | 3,832 |
| | Messpunkt 7 | 44,83 | 6,229 | 6,389 | 93,964 | 1,517 | 3,977 | 93,964 | 1,517 | 3,977 |
| | Messpunkt 8 | 40,336 | 7,124 | 6,899 | 88,689 | 1,729 | 4,166 | 88,689 | 1,729 | 4,166 |
| Abgang B9 | Messpunkt 1 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 |
| | Messpunkt 2 | 140,89 | 0,2308 | 2,83 | 144,71 | 0,1527 | 2,76 | 144,71 | 0,1527 | 2,76 |
| | Messpunkt 3 | 122,24 | 0,7037 | 3,196 | 138,9 | 0,272 | 2,867 | 138,9 | 0,272 | 2,867 |
| | Messpunkt 4 | 102,87 | 1,247 | 3,683 | 126,44 | 0,5495 | 3,115 | 126,44 | 0,5495 | 3,115 |
| | Messpunkt 5 | 91,432 | 1,586 | 4,078 | 121,1 | 0,6807 | 3,232 | 121,1 | 0,6807 | 3,232 |
| | Messpunkt 6 | 79,969 | 1,998 | 4,585 | 114,71 | 0,8491 | 3,382 | 114,71 | 0,8491 | 3,382 |
| | Messpunkt 7 | 70,531 | 2,484 | 5,098 | 108,84 | 1,016 | 3,532 | 108,84 | 1,016 | 3,532 |
| | Messpunkt 8 | 57,253 | 3,529 | 6,029 | 99,503 | 1,314 | 3,799 | 99,503 | 1,314 | 3,799 |
| Abgang B5 | Messpunkt 1 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 |
| | Messpunkt 2 | 117,43 | 1,015 | 3,251 | 132,54 | 0,4096 | 2,99 | 131,36 | 0,4358 | 3,014 |
| | Messpunkt 3 | 93,449 | 1,952 | 3,81 | 124,99 | 0,5841 | 3,146 | 123,91 | 0,6103 | 3,17 |
| | Messpunkt 4 | 73,056 | 3,116 | 4,502 | 116,43 | 0,8017 | 3,34 | 115,46 | 0,828 | 3,364 |
| | Messpunkt 5 | 67,241 | 3,559 | 4,767 | 113,4 | 0,8843 | 3,415 | 112,46 | 0,9106 | 3,438 |
| | Messpunkt 6 | 49,665 | 5,474 | 5,907 | 101,64 | 1,242 | 3,734 | 100,86 | 1,268 | 3,758 |
| | Messpunkt 7 | 42,52 | 6,679 | 6,625 | 95,247 | 1,467 | 3,935 | 94,544 | 1,493 | 3,958 |
| | Messpunkt 8 | 36,575 | 8,027 | 7,428 | 88,871 | 1,718 | 4,16 | 88,248 | 1,745 | 4,183 |
| Abgang B7 | Messpunkt 1 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 |
| | Messpunkt 2 | 148,25 | 0,3827 | 2,671 | 149,83 | 0,2589 | 2,657 | 149,82 | 0,259 | 2,657 |
| | Messpunkt 3 | 132,2 | 0,6913 | 2,946 | 133,97 | 0,5653 | 2,932 | 133,97 | 0,5654 | 2,932 |
| | Messpunkt 4 | 100,07 | 1,655 | 3,638 | 118,93 | 0,9093 | 3,238 | 118,92 | 0,9094 | 3,238 |
| | Messpunkt 5 | 115,75 | 1,064 | 3,288 | 126,7 | 0,7239 | 3,073 | 126,69 | 0,724 | 3,073 |
| | Messpunkt 6 | 96,688 | 1,802 | 3,724 | 114,45 | 0,998 | 3,318 | 115,45 | 0,9981 | 3,318 |
| | Messpunkt 7 | 92,917 | 1,974 | 3,826 | 111,56 | 1,103 | 3,411 | 111,56 | 1,103 | 3,412 |
| | Messpunkt 8 | 72,301 | 3,168 | 4,535 | 102,3 | 1,379 | 3,658 | 102,3 | 1,38 | 3,658 |
| Abgang B8 | Messpunkt 1 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 | 147,85 | 0,0893 | 2,704 |
| | Messpunkt 2 | 141,23 | 0,2842 | 2,818 | 141,99 | 0,28 | 2,809 | 141,99 | 0,208 | 2,809 |
| | Messpunkt 3 | 120,4 | 0,9211 | 3,192 | 124,56 | 0,5945 | 3,156 | 124,56 | 0,5945 | 3,156 |
| | Messpunkt 4 | 108,57 | 1,334 | 3,434 | 114,81 | 0,8447 | 3,38 | 114,81 | 0,8447 | 3,38 |
| | Messpunkt 5 | 101,13 | 1,625 | 3,606 | 108,6 | 1,022 | 3,539 | 108,6 | 1,022 | 3,539 |

14.3.3 Kurzschlussleistung im Netz UW C

| Abgang | Knoten | IST-Stand | | | Talschienen Verkabelt | | | Vollständige Verkabelung | | |
|-----------|-------------|-----------|--------|-------|-----------------------|--------|-------|--------------------------|--------|-------|
| | | Sk MVA | Rf | Xf | Sk MVA | Rf | Xf | Sk MVA | Rf | Xf |
| Abgang C1 | Messpunkt 1 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 | 163,12 | 0,0969 | 2,696 |
| | Messpunkt 2 | 131,91 | 0,9403 | 3,2 | 154,03 | 0,2597 | 2,845 | 154,03 | 0,2597 | 2,845 |
| | Messpunkt 3 | 64,047 | 4,41 | 5,268 | 124,23 | 0,9061 | 3,424 | 124,23 | 0,9061 | 3,424 |
| | Messpunkt 4 | 53,833 | 5,585 | 5,968 | 116,07 | 1,125 | 3,62 | 116,07 | 1,125 | 3,62 |
| | Messpunkt 5 | 43,474 | 7,313 | 6,997 | 105,57 | 1,447 | 3,908 | 105,57 | 1,447 | 3,908 |
| Abgang C2 | Messpunkt 1 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 |
| | Messpunkt 2 | 117,93 | 1,363 | 3,465 | 148,19 | 0,3837 | 2,944 | 148,35 | 0,37 | 2,943 |
| | Messpunkt 3 | 62,312 | 4,588 | 5,367 | 114,45 | 1,185 | 3,657 | 114,62 | 1,171 | 3,655 |
| | Messpunkt 4 | 46,095 | 6,663 | 6,835 | 99,961 | 1,656 | 4,078 | 100,11 | 1,643 | 4,077 |
| | Messpunkt 5 | 32,906 | 9,292 | 9,615 | 70,984 | 3,023 | 5,411 | 79,596 | 2,563 | 4,898 |
| Abgang C4 | Messpunkt 1 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 |
| | Messpunkt 2 | 127,63 | 1,065 | 3,279 | 146,19 | 0,4148 | 2,981 | 146,19 | 0,4148 | 2,981 |
| | Messpunkt 3 | 87,149 | 2,711 | 4,259 | 131,94 | 0,7223 | 3,256 | 131,94 | 0,7223 | 3,256 |
| | Messpunkt 4 | 58,697 | 4,975 | 5,607 | 115,5 | 1,144 | 3,633 | 115,5 | 1,144 | 3,633 |
| | Messpunkt 5 | 41,779 | 7,682 | 7,204 | 99,412 | 1,665 | 4,101 | 99,412 | 1,665 | 4,101 |
| Abgang C5 | Messpunkt 1 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 |
| | Messpunkt 2 | 155,53 | 0,2941 | 2,814 | 155,53 | 0,2941 | 2,814 | 156,4 | 0,2152 | 2,805 |
| | Messpunkt 3 | 145,13 | 0,5879 | 2,974 | 145,13 | 0,5879 | 2,974 | 147,85 | 0,379 | 2,952 |
| | Messpunkt 4 | 137,12 | 0,8271 | 3,1 | 137,12 | 0,8271 | 3,1 | 144,27 | 0,451 | 3,016 |
| | Messpunkt 5 | 112,21 | 1,618 | 3,572 | 112,21 | 1,618 | 3,572 | 137,3 | 0,5983 | 3,148 |
| Abgang C3 | Messpunkt 1 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 | 163,12 | 0,0905 | 2,696 |
| | Messpunkt 2 | 156,15 | 0,2776 | 2,804 | 156,15 | 0,2776 | 2,804 | 156,94 | 0,2052 | 2,796 |
| | Messpunkt 3 | 148,46 | 0,6016 | 2,902 | 148,46 | 0,6016 | 2,902 | 152,04 | 0,2975 | 2,879 |
| | Messpunkt 4 | 143,05 | 0,7871 | 2,973 | 143,05 | 0,7871 | 2,973 | 148,53 | 0,3656 | 2,94 |
| | Messpunkt 5 | 130,68 | 1,261 | 3,122 | 130,68 | 1,261 | 3,122 | 141,75 | 0,5041 | 3,063 |

14.4 Berechnung der Zuverlässigkeitskennzahlen

14.4.1 Zuverlässigkeitskennzahlen Netz UW B

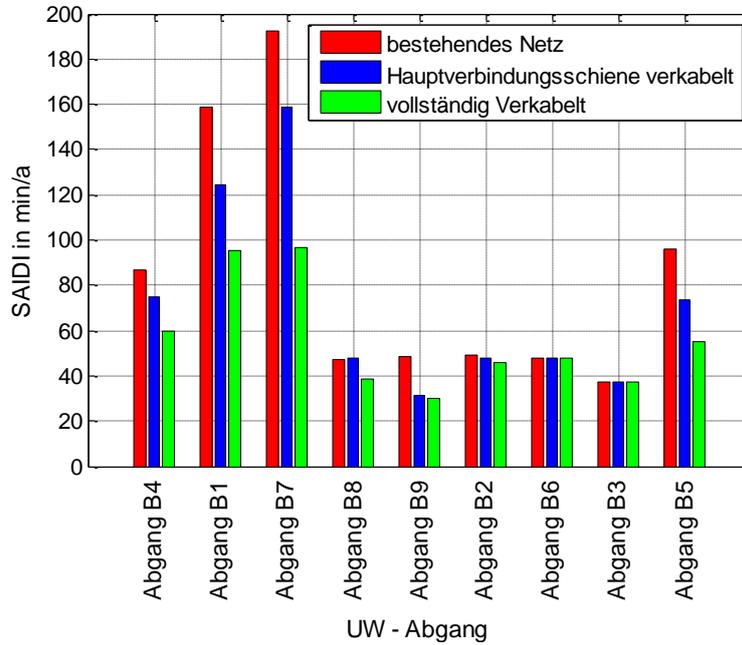


Abbildung 14-7: SAIDI der Abgänge im Netz UW B

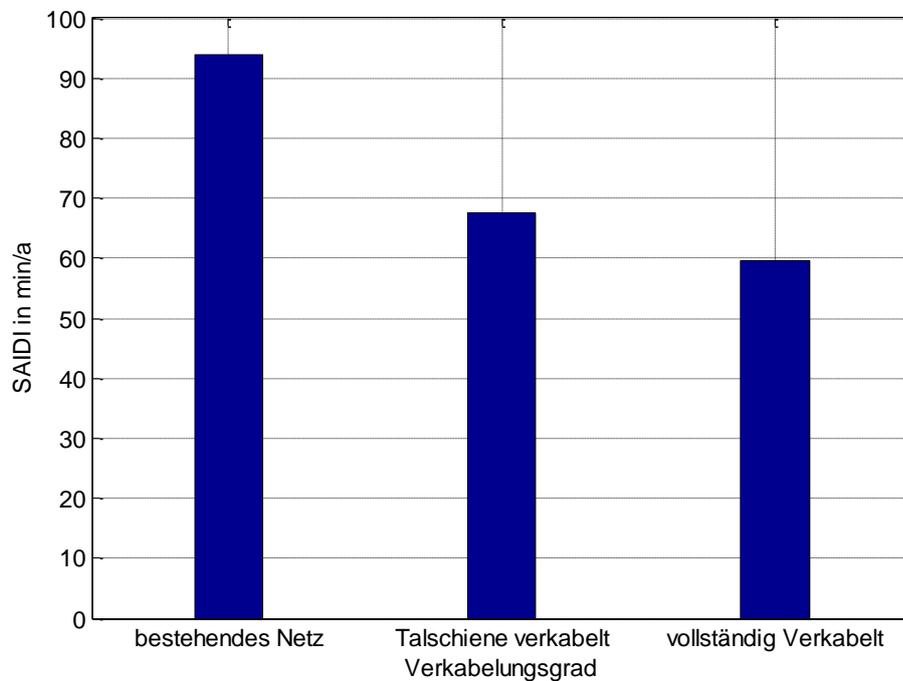


Abbildung 14-8: SAIDI gesamtes Netz UW B

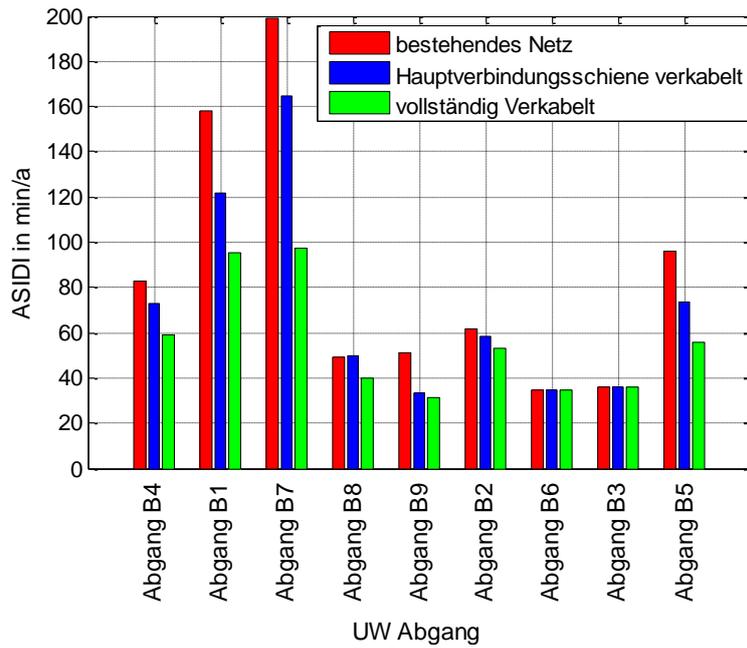


Abbildung 14-9: ASIDI der Abgänge im Netz UW B

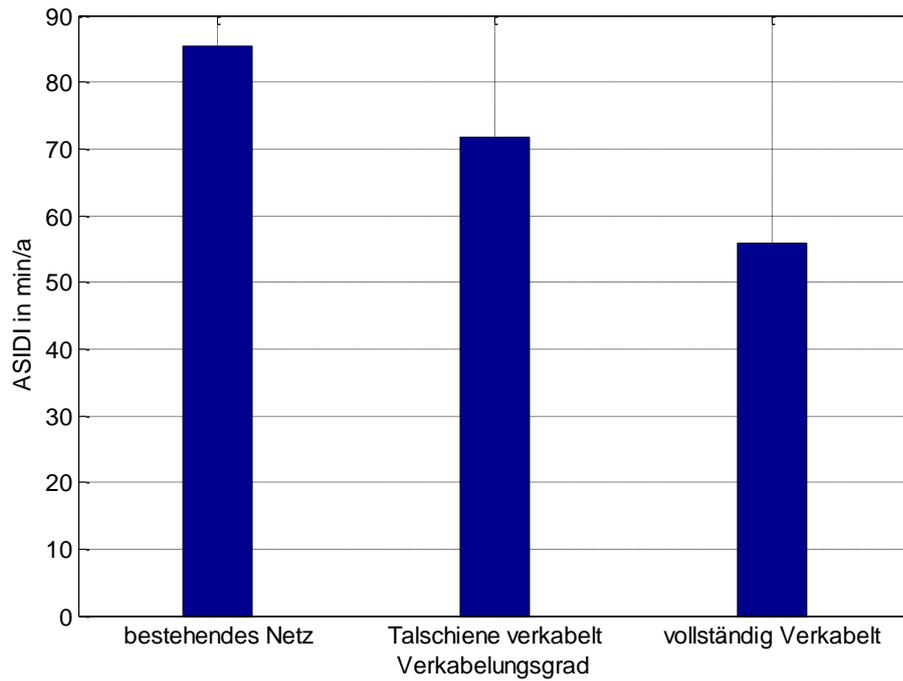


Abbildung 14-10: ASIDI gesamtes Netz UW B

14.4.2 Zuverlässigkeitskennzahlen Netz UW C

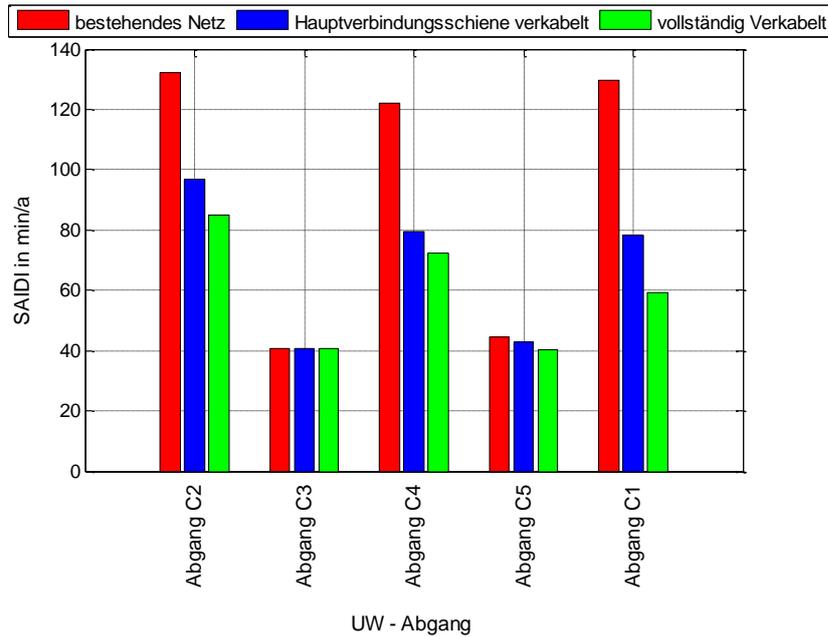


Abbildung 14-11: SAIDI der Abgänge im Netz UW C

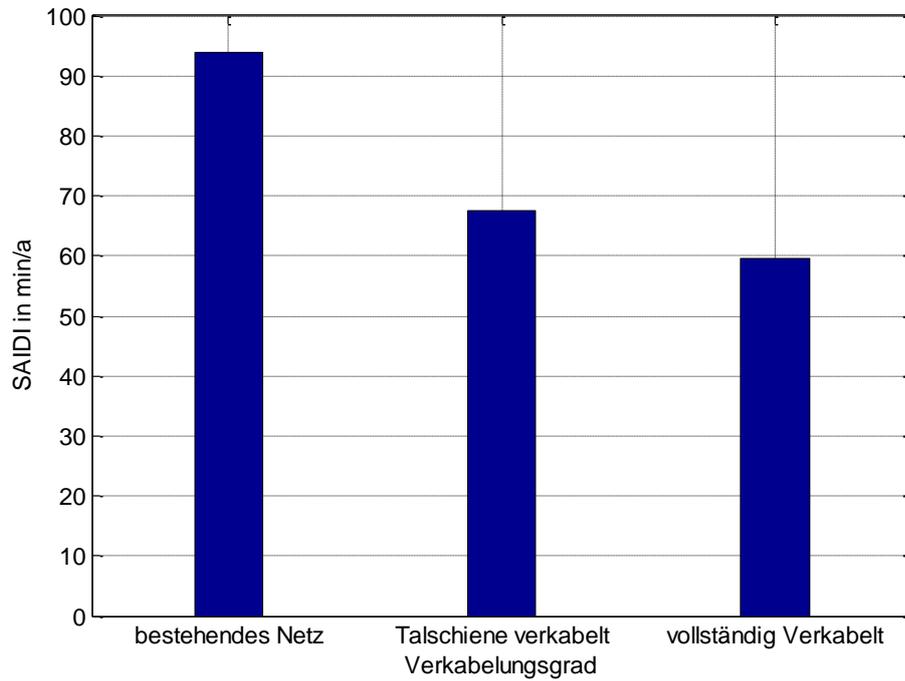


Abbildung 14-12: SAIDI gesamtes Netz UW C

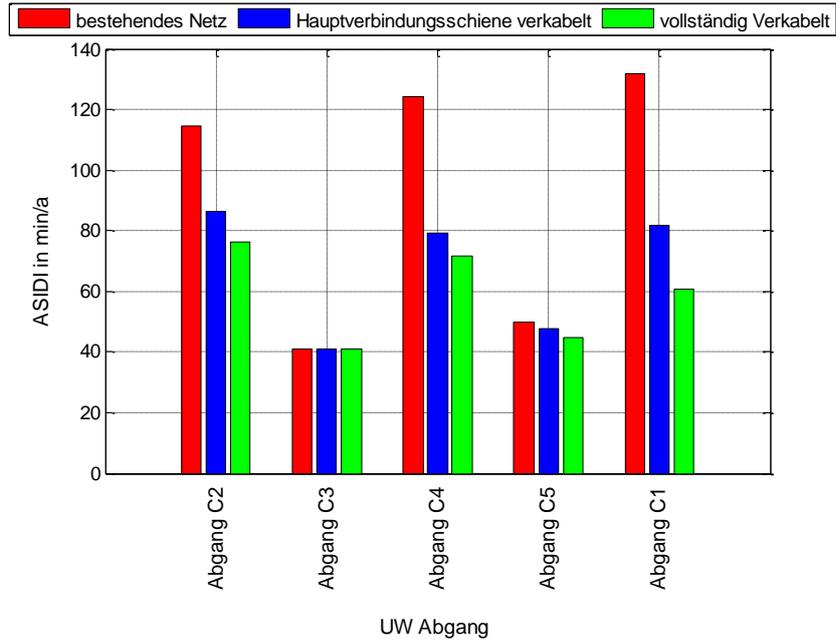


Abbildung 14-13: ASIDI der Abgänge im Netz UW C

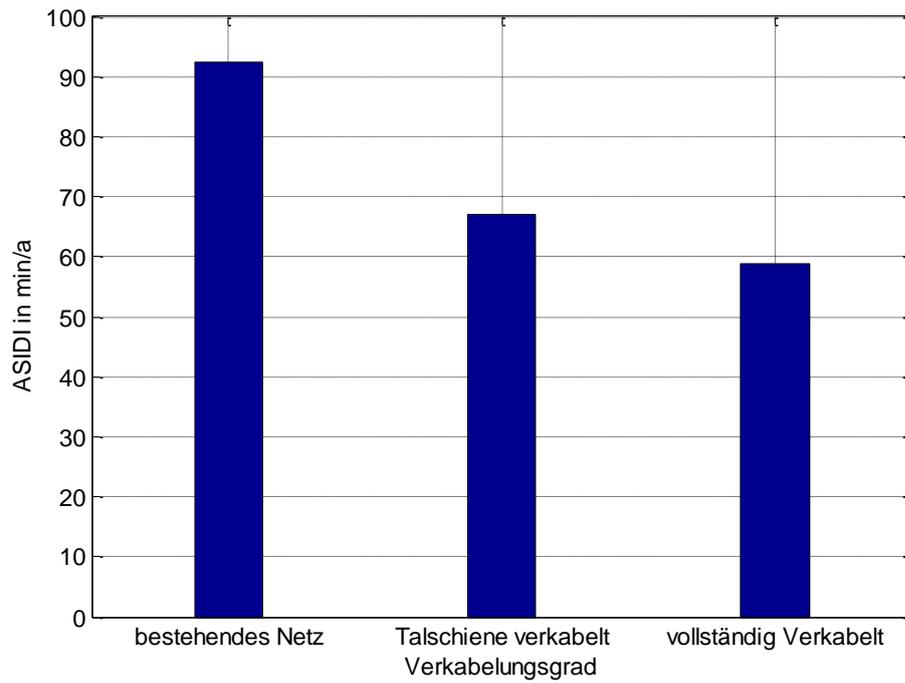


Abbildung 14-14: ASIDI gesamtes Netz UW C