



Tobias Schmidinger, BSc

# **Einfluss der Schutzkonzepte auf die Zuverlässigkeitskennzahlen elektrischer Netze**

## **MASTERARBEIT**

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium

Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

**Technischen Universität Graz**

## **Betreuer**

Em. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

Institut für Elektrische Anlagen und Netze

Graz, Juli 2020

## **EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG**

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

---

Datum, Unterschrift

IEAN



© fotopro - Foto-

Z  
A  
E

# **Einfluss der Schutzkonzepte auf die Zuverlässigkeitskennzahlen elektrischer Netze**

Masterarbeit von  
**Tobias Schmidinger, BSc**

Betreuer  
Em. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

Begutachter  
Em. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

Juli, 2020

Technische Universität Graz  
Institut für Elektrische Anlagen und Netze  
Inffeldgasse 18/I  
8010 Graz  
Österreich

**Institutsleiter**

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

**Betreuer**

Em. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

**Begutachter**

Em. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

Masterarbeit von  
**Tobias Schmidinger, BSc**

Juli, 2020

## **Danksagung**

An dieser Stelle möchte ich mich sehr herzlich bei meinem Projektbetreuer Herrn Em. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert für die tatkräftige Unterstützung und die perfekte Betreuung meiner Masterarbeit bedanken. Durch seine Hilfe und seinen Einsatz konnte ich sehr viel über den Einfluss verschiedener Schutzkonzepte auf die Zuverlässigkeitskennzahlen erlernen.

Ein besonderer Dank gilt auch dem Institutsvorstand des Institutes für Elektrische Anlagen und Netze, Herrn Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber, der es mir ermöglicht hat eine Masterarbeit mit technischen und wirtschaftlichen Aspekten durchzuführen.

Außerdem möchte ich mich auch noch bei meinen Eltern Monika und Erich bedanken, welche mich während meiner Studienzeit immer tatkräftig unterstützt haben und immer für mich da waren, wenn ich ihre Hilfe benötigt habe. Ein weiteres Dankeschön geht an meine Freundin Corina, welche mich durch meine gesamte Studienzeit begleitet hat.

## **Eidesstattliche Erklärung**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, Juli 2020

Tobias Schmidinger, BSc

## **Statutory Declaration**

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, July 2020

Tobias Schmidinger, BSc

## **Kurzfassung**

Im Rahmen dieser Masterarbeit soll der Einfluss ausgewählter Schutzkonzepte auf die Zuverlässigkeitskennzahlen elektrischer Netze untersucht werden. Hierbei werden zwei bereits bekannte sowie ein neues Schutzkonzept hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit und der Versorgungszuverlässigkeit miteinander verglichen und untersucht. Ein weiterer sehr wichtiger Aspekt bei Freileitungsnetzen ist die Automatische Wiedereinschaltung (AWE).

Mit Hilfe von drei ausgewählten Schutzkonzepten werden die Netzzuverlässigkeitskennzahlen ermittelt und untereinander verglichen. In vielen Europäischen Ländern werden bereits Ansätze zur Qualitätsregulierung verwendet. In dieser Masterarbeit wird vor allem auf die Methode der Qualitätsregulierung mittels SAIDI-Basis näher eingegangen und untersucht, ob ein solches System auch mit Hilfe von ASIDI angewendet werden könnte. Abschließend werden mit Hilfe des zuvor ermittelten Q-Elementes auch noch diverse Investitionsrechenmethoden durchgeführt und damit genauer untersucht, welche wirtschaftlichen Auswirkungen eine Investition in das neue Schutzkonzept hätte.

## **Abstract**

In this master thesis the influence of selected protection concepts on the reliability figures of electric grids is shown. For that, two already known and one new protection concept regarding the network reliability and the reliability of supply are examined and compared and examined with each other. One more very important aspect for the transmission line network is the Automatic Recloser (AR).

With the help of three different protection concepts the network reliability can be determined and the concepts are compared with each other. In many European countries, approaches for regulations of quality of supply are already in use. This master thesis especially examines the methods of regulations of quality of supply on SAIDI base and how such a system can be implemented on ASIDI base. Conclusively, various investment calculation methods can be performed with the help of the prior determined Q-Element and examined closer if an investment in the new protection concept is reasonable.

## Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

### Symbol- und Abkürzungsverzeichnis der technischen Komponenten

$ASIDI_{AR+RZ+Kupplung}$	ASIDI-Kennzahl: Automatic Recloser mit Rezip <u>und</u> Kupplungsschutz
$ASIDI_{Classic,1UW}$	ASIDI-Kennzahl: Ein Umspannwerk beim Classic-Schutzkonzept
$ASIDI_{Classic,20UWs}$	ASIDI-Kennzahl: 20 Umspannwerke beim Classic-Schutzkonzept
$ASIDI_{Classic^+}$	ASIDI-Kennzahl: Classic <sup>+</sup> -Schutzkonzept
$ASIDI_{geplant}$	ASIDI-Kennzahl: Geplante Versorgungsunterbrechungen
$ASIDI_{Ist}$	ASIDI-Kennzahl: Istwert der Netzbetreiber
$ASIDI_Q$	ASIDI-Kennzahl: Aller Versorgungsunterbrechungen
$ASIDI_{Ref}$	ASIDI-Kennzahl: Referenzwert für das Q-Element
$ASIDI_{ungeplant}$	ASIDI-Kennzahl: Ungeplante Versorgungsunterbrechungen
$i$	Kennzeichnung für den Abgang des Musternetzes
$I(t)$	Auftretender Abzweigstrom an der Mittelspannungssammelschiene
$I_{KS}$	Kurzschlussstrom
$I_N$	Nennstrom des Mittelspannungsnetzes
$P_{max}$	Maximale Netzhöchstlast
$\hat{P}_{max/Abgang}$	Maximale Gesamtleistung für einen Abgang
$\hat{P}_{Netz,ges}$	Spitzenwert der Gesamtleistung
$\hat{P}_{max/Segment}$	Maximale Gesamtleistung für ein Segment
$\hat{P}_{max/UW}$	Maximale Gesamtleistung für ein Umspannwerk
$S_{1Tr/Segment}$	Nennscheinleistung <u>eines einzelnen</u> Ortsnetztransformators
$S_{installiert}$	Installierte Scheinleistung
$S_{installiert/Abgang}$	Installierte Gesamtscheinleistung pro Abgang
$S_{installiert/Netz}$	Installierte Gesamtscheinleistung
$S_{installiert/UW}$	Installierte Gesamtscheinleistung pro Umspannwerk
$S_{i,installiert-Ausfall}$	Installierte Ausfallscheinleistung bei der Simulation verschiedener Fehlerfälle
$S_{UW,Tr110/20}$	Nennscheinleistung des Transformators für die HS-MS-Transformation
$SAIDI_{geplant}$	SAIDI-Kennzahl: Geplante Versorgungsunterbrechungen
$SAIDI_{Ist}$	SAIDI-Kennzahl: Istwert des betrachteten Netzbetreibers
$SAIDI_Q$	SAIDI-Kennzahl: Aller Versorgungsunterbrechungen
$SAIDI_{Ref}$	SAIDI-Kennzahl: Referenzwert für das Q-Element

$SAIDI_{\text{ungeplant}}$	SAIDI-Kennzahl: Ungeplante Versorgungsunterbrechungen
$t^*_{AR}$	Erste Auslösezeit der Automatic Recloser Schutzeinrichtung
$t^*_{RZ}$	Auslösezeit der Rezip-Schutzeinrichtung
$t_{AR}$	Zweite Auslösezeit der Automatic Recloser Schutzeinrichtung
$t_{\text{Ausfall}}$	Ausfallzeit der Abgänge/Segmente zur Bestimmung der ASIDI-Kennzahlen
$t_C$	Auslösezeit der Überstromschutzeinrichtung C beim Classic-Schutzkonzept
$t_{C1}$	Auslösezeit der Überstromschutzeinrichtung C1 beim Classic+-Schutzkonzept
$t_{C2}$	Auslösezeit der Überstromschutzeinrichtung C2 beim Classic+-Schutzkonzept
$t_p$	Pausenzeit der Automatic Recloser Schutzeinrichtung
$t_{RZ,U\uparrow}$	Pausenzeit der Rezip-Schutzeinrichtungen
$U$	Spannung an den Messpunkten der Kupplung des neuartigen Schutzkonzeptes
$U_N$	Nennspannung des Mittelspannungsnetzes
$U_{SS}(t)$	Auf tretende Spannung an der Mittelspannungssammelschiene
$UW$	Umspannwerk
$\alpha$	Multiplikationsfaktor
$\varphi_L$	Phasenwinkel zwischen der Abszisse (R-Anteil) und der Leitungsgeraden

### Symbol- und Abkürzungsverzeichnis der Investitionsrechnung

$BW_{i_{\text{kalk}} = 5\%/7\%}$	Ermittelter Barwert bei einem Kalkulationszinssatz von z. B. 5 % bzw. 7 %
$KW_{i_{\text{kalk}} = 5\%/7\%}$	Ermittelter Kapitalwert bei einem Kalkulationszinssatz von z. B. 5 % bzw. 7 %
$t$	Anzahl der Jahre
$T$	Laufzeit

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Allgemeines zum Netzschutz.....</b>	<b>3</b>
2.1	Anforderungen und Grundlagen der Schutztechnik.....	3
2.2	Schutzprinzipien und Schutzkriterien .....	5
<b>3</b>	<b>Untersuchung ausgewählter Schutzkonzepte.....</b>	<b>14</b>
3.1	Allgemeines zu den zu untersuchenden Schutzkonzepten .....	14
3.2	Untersuchung des einstufigen Überstromzeitschutzkonzeptes („Classic-Schutzkonzept“) .....	14
3.3	Untersuchung des zweistufigen Überstromzeitschutzkonzeptes („Classic+-Schutzkonzept“) .....	16
3.4	Untersuchung des „Automatic Recloser mit Rezip-Schutzkonzeptes“ .....	20
3.5	Untersuchung der AWE unter Verwendung von Automatic Recloser-Schutzeinrichtungen.....	32
<b>4</b>	<b>Qualitätsregulierung in Europa .....</b>	<b>37</b>
4.1	Grundlagen der Qualitätsregulierung .....	37
4.2	Internationale Zuverlässigkeitskenngrößen.....	39
4.3	Internationale Ansätze zur Qualitätsregulierung.....	41
4.4	Qualitätsregulierung mit Hilfe des Q-Elementes auf SAIDI-Basis.....	43
4.5	Qualitätsregulierung mit Hilfe des Q-Elementes auf ASIDI-Basis.....	46
<b>5</b>	<b>Ermittlung der Netzzuverlässigkeitskennzahl (ASIDI) für ausgewählte Schutzkonzepte .....</b>	<b>56</b>
5.1	Zusammenhang zwischen Netzhöchstlast und installierter Scheinleistung .....	56
5.2	Bestimmung der Musternetzparameter .....	57
5.3	Ermittlung der ASIDI-Kennzahl für die ausgewählten Schutzkonzepte.....	60
<b>6</b>	<b>Investitionsrechnung und Anwendung.....</b>	<b>67</b>
6.1	Grundlagen der Investition und der Investitionsrechnung.....	67

6.2	Investitionssimulation für die ausgewählten Schutzkonzepte .....	72
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>83</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>85</b>
8.1	Literaturnachweise sowie Verordnungs- und Gesetzesnachweise .....	85
8.2	Netzbetreiber Zuverlässigkeitskennzahlennachweis .....	89

# 1 Einleitung

Der Einsatz von Schutzkonzepten wie Überstromzeitschutz, Distanzschutz, usw. in Freileitungssystemen besitzt bereits eine sehr lange Tradition. Diese Konzepte werden dabei einem vollkommen neuen Schutzkonzept gegenübergestellt und abschließend miteinander verglichen.

In naher Zukunft spielt vor allem die Versorgungszuverlässigkeit eine immer größere Bedeutung von Seiten der Regulierungsbehörde. In Deutschland wird beispielsweise die Methode des Q-Elementes zur Qualitätsregulierung verwendet. Bei diesem Modell wird ein sogenannter Bonus bzw. ein sogenannter Malus mit Hilfe der Netzzuverlässigkeitskenngröße SAIDI berechnet. Bei der Bezeichnung SAIDI (System Average Interruption Duration Index) handelt es sich um eine internationale Zuverlässigkeitskenngröße, die speziell auf die Nichtverfügbarkeit der Kunden in einem bestimmten Knoten bzw. auf die Anzahl aller Netzkunden eingeht. [1]

Das große Ziel bei der Qualitätsregulierung mit Hilfe des Q-Elementes ist, dass Netzbetreiber, die im Vergleich zu anderen Netzbetreibern eine schlechtere Versorgungsqualität liefern, gewisse Abschläge auf die Erlösbergrenze in Kauf nehmen müssen. Umgekehrt lässt sich daraus schließen, dass Netzbetreiber mit einer relativ besseren Versorgungszuverlässigkeit profitieren und gewisse Zuschläge auf die Erlösbergrenze erhalten können. Zu den wesentlichen Zielen des Konzeptes zählen außerdem noch die Auswahl geeigneter Qualitätskennzahlen, die Bestimmung relevanter Referenzwerte, die Festlegung der Gewichtungsfaktoren und Monetarisierungsfaktoren. [1, 2]

Eine Qualitätsregulierung soll vor allem für die Netzbetreiber gewisse Anreize schaffen, die Kosteneffizienz, sowie die Versorgungsqualität zu optimieren. Aus diesem Grund spielt die Regulierungsbehörde eine immer größer werdende Rolle. In Deutschland sind annähernd 200 Stromverteilernetzbetreiber von der Qualitätsregulierung betroffen. [1]

Bei den Aspekten der Versorgungsqualität wird zwischen dem internationalen Verständnis und dem Verständnis nach ARegV (Anreizregulierungsverordnung) unterschieden. Zum internationalen Verständnis zählen die Versorgungszuverlässigkeit, die Produktqualität, die Versorgungssicherheit und die Servicequalität. Bei der ARegV (Anreizregulierungsverordnung) wird die Versorgungsqualität um den Aufgabenpunkt der Netzleistungsfähigkeit erweitert. [3]

Ein sehr großes Ziel ist ein Modell der Qualitätsregulierung auf ASIDI-Basis nach dem Vorbild des Q-Elementes in Deutschland einzuführen. Die Absichten zur Einführung eines solchen Q-Elementes, würden bei der besseren Versorgungszuverlässigkeit der Energieversorgungsnetzbetreiber liegen.

Bis zum Jahr 2012 wurden die ASIDI-Werte und SAIDI-Werte der Netzbetreiber in Österreich anonymisiert veröffentlicht. Erst durch die Netzdienstleistungsverordnung (END-VO) müssen die ASIDI-Werte und SAIDI-Werte der Netzbetreiber für die Kunden öffentlich zugänglich sein. [4]

Für jeden Netzbetreiber spielen dabei zwei Qualitätskriterien eine sehr große Rolle, dabei handelt es sich um die:

- ❖ kundengewichtete Nichtverfügbarkeit SAIDI und die
- ❖ leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit ASIDI. [5]

Bei diesen zwei Qualitätskriterien ist außerdem zu beachten, dass der Fokus der Qualitätsregulierung entweder auf die kundengewichtete Nichtverfügbarkeit oder auf die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit gelegt wird. In Österreich wird im Vergleich zu Deutschland der Fokus traditionell auf die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit gelegt. [5]

Im Rahmen dieser Arbeit soll untersucht werden, welche Einflüsse die Wahl ausgewählter Schutzkonzepte auf die Netzzuverlässigkeitskennzahlen besitzt. Hierfür werden im ersten Schritt verschiedene Fehlerfälle an drei ausgewählten Schutzkonzepten simuliert. Durch die Simulation können die Strom- und Spannungsverläufe an der Mittelspannungssammelschiene aufgenommen werden. Mit Hilfe eines Musternetzes und den drei ausgewählten (unterschiedlichen) Schutzkonzepten lässt sich im Anschluss der Average System Interruption Duration Index (ASIDI) bestimmen. Mit Hilfe dieser Netzzuverlässigkeitskennzahl werden die drei Schutzkonzepte auf ihre Versorgungszuverlässigkeit geprüft.

Zum Abschluss dieser Masterarbeit werden die drei ausgewählten Schutzkonzepte mit Hilfe diverser Investitionsrechenmethoden miteinander verglichen. Bei den verwendeten Investitionsrechenmethoden handelt es sich um die statische Amortisationsrechnung, die Barwertmethode (Kapitalwertmethode) und die dynamische Amortisationsrechnung. Des Weiteren wird ein Musterplan zur Umstellung der bereits bekannten zwei Schutzkonzepte auf das neue Schutzkonzept für die nächsten fünf bzw. zehn Jahre dargestellt.

## 2 Allgemeines zum Netzschutz

### 2.1 Anforderungen und Grundlagen der Schutztechnik

In der Schutztechnik wird im Allgemeinen zwischen den Überlastströmen, den Kurzschlussströmen und den Erdschlussströmen unterschieden. [6]

- ❖ **Überlastströme:** Unter Überlastströmen wird zum Beispiel der Anschluss mehrerer Verbraucher an einer Leitung oder einem Kabel, welche einen zu kleinen Leitungsquerschnitt aufweist, verstanden. Überlastströme können aber auch bei Transformatoren oder überlasteten Motoren auftreten. Bei Überlastströmen löst eine Schutzeinrichtung in der Regel nicht aus, sondern es wird nur signalisiert, dass ein zu hoher Strom aufgetreten ist. Zur Sicherung vor Überlastströmen bei Verbrauchern werden in der Regel Sicherungen (zum Beispiel HH-Sicherungen) oder Schalter mit einem thermischen Auslöseverhalten verwendet. [6]
- ❖ **Kurzschlussströme:** Kurzschlussströme <sup>1</sup> treten aufgrund von Überspannungen oder Isolationsversagen auf. Beim Auftreten von Kurzschlussströmen muss die Schutzeinrichtung sofort reagieren. Ein Schutz besitzt eine sogenannte Eigen- bzw. Auslösezeit, nach der die Schutzeinrichtung auszulösen hat. [6]
- ❖ **Erdschlussströme:** Der Erdschlussstrom tritt in Folge eines Isolationsfehlers zwischen einem Leiter eines Drehstromsystems und der Erde auf. Es ist zu beachten, dass es sich bei Erdschlussströmen nicht um Überlastströme handelt. Erdschlussströme können aufgrund von Sternpunktverlagerungsspannungen und Summenströmen zu sogenannten Doppelerdschlüssen führen. Bei der Betrachtung der Erdschlussströme spielt die Sternpunktbehandlung eines Netzes eine entscheidende Rolle. [6]

Zu den wichtigsten Anforderungen der Schutzsysteme zählen die Selektivität, die Schnelligkeit, die Sicherheit, die Empfindlichkeit, die Zuverlässigkeit, die Vermeidung von Über- und Unteransprechen, die elektromagnetische Verträglichkeit sowie die wirtschaftliche Angemessenheit. In dieser Masterarbeit werden fünf wichtige Aspekte der Anforderungen an die Schutzsysteme genauer beschrieben. [6, 7]

---

<sup>1</sup> Unter Kurzschlussströmen werden auftretende Ströme beim Isolationsverlust verstanden. Bei Wechselrichtern ist zu beachten, dass folgender Zusammenhang gilt:  $I_{KS} \gtrsim I_N$

- ❖ **Selektivität:** Unter Selektivität wird verstanden, dass die Schutzeinrichtung nur die fehlerhafte Komponente bzw. das fehlerhafte Gerät abschaltet. Die Selektivität wird grundsätzlich durch die Auslösezeiten bzw. die Staffelung der Schutzsysteme gewährleistet. Existieren beispielsweise drei Abgänge mit jeweils einer Sicherung, so müssen die Sicherungen Schritt für Schritt gestaffelt werden (zum Beispiel 16 A – 63 A – 160 A). Durch diese Staffelung wird gewährleistet, dass nur der nötige bzw. fehlerbehaftete Abzweig abgeschaltet wird. [6, 7]
- ❖ **Schnelligkeit:** Eine Schutzeinrichtung sollte im Fehlerfall möglichst schnell reagieren und den fehlerbehafteten Abzweig selektiv abschalten. Der Schnelligkeitsparameter ist dabei ein sehr wichtiger Aspekt, da die thermischen und mechanischen Überbeanspruchungen bei Schaltgeräten großen Schaden anrichten können. Ein wichtiger Indikator für die Schnelligkeit einer Schutzeinrichtung ist die sogenannte Fehlerklärungszeit. Die Fehlerklärungszeit setzt sich aus der Erkennung des Fehlers, der Erstellung eines Auslösebefehls sowie der Dauer des Schaltvorganges des Leistungsschalters zusammen. [6, 7]
- ❖ **Sicherheit:** Bei der Sicherheit steht vor allem das Wohlbefinden von Menschen und Tieren im Vordergrund. Um den Sicherheitsaspekt auf Dauer gewährleisten zu können, wird häufig die Schutzeinrichtung funktionsredundant im Netz ausgeführt. Durch diese Konzepte wird in Netzen zwischen einem Hauptschutz und einem Reserveschutz unterschieden. [6, 7]
- ❖ **Vermeidung von Über- und Unteransprechen:** In diesem Teilbereich ist es von größter Bedeutung, dass die Schutzeinrichtung nicht irrtümlicherweise bei kurzfristig erhöhten Betriebsströmen bzw. Stoßstromspitzen auslöst. Wird beispielsweise das Anlaufen von Motoren bzw. das Einschalten von Transformatoren betrachtet, kommt es in der Regel zu sehr hohen Stromspitzen. Bei den Schutzeinrichtungen wird dabei zwischen einem Überansprechen (fälschliche Abschaltung bei zu hohen Betriebsströmen) und einem Unteransprechen (auftretende Kurzschlüsse werden nicht erkannt) unterschieden. [6, 7]
- ❖ **Direkte Schadensauswirkungen:** Unter der direkten Schadensauswirkung wird beispielsweise die thermische sowie mechanische Überbeanspruchung von stromführenden Anlagenteilen bzw. Maschinenteilen, einem Verlust der Stabilität sowie der Bedrohung von Menschen und Nutztieren, durch Lichtbögen oder hohe Berührungsspannungen, verstanden. Das Ziel bei der Verwendung von Schutzeinrichtungen liegt darin, die Schadensauswirkungen auf das restliche Netz möglichst gering zu halten. [7]
- ❖ **Indirekte Schadensauswirkungen:** Unter den indirekten Schadensauswirkungen werden die Einflüsse der Schäden auf die Volkswirtschaft und die Betriebsmittel verstanden. Dabei handelt es sich beispielsweise um Produktionsausfälle. Es ist zu beachten, dass

indirekte Schadensauswirkungen für die Betriebe oft sehr hohe finanzielle Beeinträchtigungen hervorrufen. [7]

Ein sehr wichtiger Aspekt, der häufig falsch bzw. irrtümlich verstanden wird, ist, dass Schutzgeräte den Fehler auf Leitungen, Abgängen oder Netzen nicht verhindern können. Durch eine richtige Auswahl von Schutzgeräten können aber die Fehlereinflüsse auf die umliegende Umwelt verringert werden. Um eine möglichst hohe Zuverlässigkeit der Netze gewährleisten zu können, muss bei Schutzeinrichtungen folgende Reihenfolge eingehalten werden: sicher – selektiv – schnell. [8]

## 2.2 Schutzprinzipien und Schutzkriterien

In der vorliegenden Masterarbeit wird im Wesentlichen das Überstromkriterium mit oder ohne Richtungserkennung betrachtet. Das Rezip-Verfahren (sequentielle AWE) kann aber auf andere Schutzprinzipien ausgeweitet werden. Daher werden die verschiedenen prinzipiellen Verfahren im Folgenden einzeln vorgestellt.

### 2.2.1 Der Überstromzeitschutz

Am häufigsten treten Überströme bei Kurzschlüssen oder bei Erdschlüssen auf. Es ist jedoch zu beachten, dass Überströme auch im Normalbetrieb auftreten können. Wird beispielsweise ein leerlaufender Transformator eingeschaltet, kommt es dadurch häufig zu sehr hohen Stromstößen bzw. Stromspitzen. [9]

Eine Überstromschutzeinrichtung wird auf einen zuvor ermittelten Schwellwert (Auslöseschwelle)  $I_{AN}$  eingestellt. Durch das Überschreiten des Schwellwertes übergibt die Überstromschutzeinrichtung einen Auslösebefehl an den Leistungsschalter. [7, 10]

Bei einem Überstromzeitschutzrelais ist es möglich, eine Zeitverzögerung einzustellen, um eine sogenannte Zeitstaffelung zu ermöglichen. Durch die Verwendung von Zeitstaffelungen können Fehlauflösungen bei Schutzeinrichtungen verhindert werden. Durch eine Reaktion bzw. Auslösung des Überstromzeitschutzrelais wird das vom Fehler betroffene Betriebsmittel anschließend vom Netz genommen. [7, 11]

Bei dem Einsatz von Überstromzeitschutzrelais wird grundsätzlich zwischen einem unabhängigen Überstromzeitschutz und einem abhängigen Überstromzeitschutz unterschieden.

❖ **Unabhängiger Überstromzeitschutz (UMZ):** Bei diesem Schutzrelais handelt es sich um eine Kombination aus einer Überstromeinrichtung und einer Zeiteinrichtung. Bei einem unabhängigen Überstromzeitschutz wird zwischen einer UMZ-Schutzeinrichtung oder einer UMZ-R-Schutzeinrichtung (UMZ-Schutz mit Richtungsvergleich) unterschieden. Bei

der Betrachtung eines Kabelsystems oder eines Freileitungssystems werden sehr häufig die einzelnen Segmente einer Leitung jeweils mit einer Schutzeinrichtung versehen. Bei der Verwendung mehrerer UMZ-Schutzeinrichtungen ist darauf zu achten, dass eine Zeitstaffelung vorgenommen wird, um etwaige Fehlauflösungen zu verhindern. Die Auslösewertstaffelung (Zeitstaffelung) muss dabei so gewählt werden, dass die UMZ-Schutzeinrichtung, welche dem Fehler am nächsten ist, als Erstes auslöst. [6, 12]

Bei einer Überschreitung einer bestimmten Auslöseschwelle, welche meist als Ansprechstrom  $I_{AN}$  bezeichnet wird, wird die Zeitstufe der UMZ-Schutzeinrichtung in Gang gesetzt und schaltet nach der sogenannten Auslösezeit  $t_a$  ab. Die Überstromgröße selbst spielt bei dem unabhängigen Überstromzeitschutz (UMZ-Schutzeinrichtung) keine Rolle. [7]

- ❖ **Abhängiger Überstromzeitschutz (AMZ):** Bei diesem Schutzrelais ist die Auslösezeit  $t_a$  von der Größe der auftretenden Stromspitzen abhängig. Der abhängige Überstromzeitschutz findet vor allem bei Motoren und Transformatoren seine Anwendung. Der Grund dafür ist, dass Motoren und Transformatoren beim Einschalten bzw. Anlaufen häufig sehr hohe Stromspitzen vorzuweisen haben. Die Auslösekennlinie eines abhängigen Überstromzeitschutzes spiegelt grundsätzlich das Auslöseverhalten einer HH-Sicherung wieder. In weiterer Folge ist zu beachten, dass je höher der Überstrom ist desto kürzer ist die Zeitverzögerung der Überstromschutzeinrichtung. [6, 12]

## 2.2.2 Der Distanzschutz

Der Distanzschutz findet vor allem in vermaschten Netzen und mehrfach gespeisten Netzen für die Erfassung von Kurzschlüssen seine Anwendung. Das Prinzip des Distanzschutzes basiert auf der Messung bzw. der Erfassung von Leitungsimpedanzen. Im fehlerfreien Leitungszustand lässt sich die Leitungsimpedanz mit Hilfe der Betriebsspannung und dem Betriebsstrom ermitteln. Im Fehlerfall ist aus Sicht eines Sammelschienenabzweiges ein anderes Verhalten zu beobachten, hierbei fällt die Betriebsimpedanz stark ab. Dieses Verhalten ist auf den starken Einbruch der Spannung im Kurzschlussfall zurückzuführen. [6, 13]

Im Normalbetrieb wird die Betriebsspannung als nahezu konstant angenommen. Mit Hilfe des Leitungsstromes soll die Lastimpedanz ermittelt werden. Zur Ermittlung des Phasenwinkels der Leitungsimpedanz  $\varphi_L$  wird der Leistungsfaktor des Betriebsmittels bzw. des Netzes benötigt. [8]

Beim Auftreten eines Kurzschlusses bzw. Erdschlusses, liegt der Impedanzvektor direkt auf der sogenannten Leistungsgeraden. In der Praxis bzw. in der Laborübung zur Vorlesung „Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Betriebsmittel“ an der Technischen Universität

Graz, besitzt die Leitungsgerade meist einen Phasenwinkel  $\varphi_L = 75^\circ - 80^\circ$ . Durch den Phasenwinkel  $\varphi_L$  lässt sich erkennen, dass die Leitungsgerade ein starkes induktives Verhalten vorzuweisen hat. [8, 14]

Eine typische Auslösekennlinie eines digitalen Distanzschutzes wird in Abbildung 1 dargestellt. Die Auslösekennlinie stellt auf der Abszisse den R-Anteil und auf der Ordinate den X-Anteil dar. Liegt der Impedanzwert beispielsweise innerhalb der in gelb markierten Fläche löst die Schutzeinrichtung A aus. Eine Auslösung der beiden anderen Schutzeinrichtungen B und C erfolgt in diesem Fall nicht. Um die Selektivität der Distanzschutzeinrichtung gewährleisten zu können, wird eine Richtungskomponente benötigt. Diese Richtungskomponente stellt sicher, dass die Kurzschlussleistung auch tatsächlich die Reihenfolge A-B-C-D durchlaufen wird. [6]

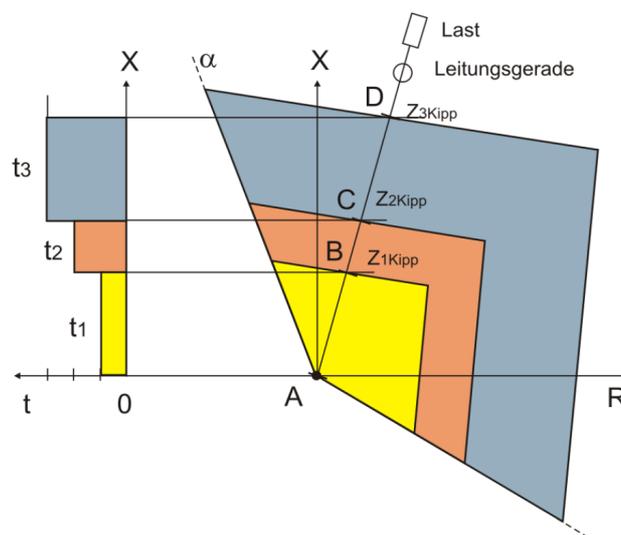


Abbildung 1: Auslösekennlinie eines digitalen Distanzrelais (zeitgesteuerte Impedanzkennlinie) [8]

Grundsätzlich arbeitet die Distanzschutzeinrichtung ebenso wie eine Überstromzeitschutzeinrichtung mit einer Zeitstaffelung. Bei der Distanzschutzeinrichtung wird eine Abhängigkeit mit einem Impedanzwert benötigt. Unter normalen Umständen werden Distanzschutzeinrichtungen mehrstufig ausgeführt und weisen dadurch auch mehrere gestaffelte Kippimpedanzen auf. Je näher der Kurzschluss oder der Erdschluss an der Schutzeinrichtung auftritt, desto kleiner ist die dabei auftretende Impedanz und aus diesem Grund wird anschließend der Fehler schneller abgeschaltet. Die mit Hilfe der Distanzschutzeinrichtung ermittelte Impedanz ist damit auch ein Maß für die Entfernung der Fehlerstelle zum Relais. [6, 8]

### 2.2.3 Der Differentialschutz

Der Differentialschutz wird bei sehr sensiblen zu schützenden Systemen angewendet. Am häufigsten wird diese Schutzeinrichtung beim Schutz von Transformatoren, Leitungen oder Generatorwicklungen angewendet. Der Vorteil dieser Schutzeinrichtung liegt in der sehr kurzen Auslösezeit. [6, 8, 15]

Eine Differentialschutzeinrichtung lässt sich sehr häufig mit dem Prinzip einer Stromwaage vergleichen. Hierfür werden mit Hilfe einer Brückenschaltung die Größen am Eingang und am Ausgang des zu schützenden Objektes miteinander verglichen. Ergibt sich eine Abweichung zwischen der Eingangsgröße und der Ausgangsgröße so muss sich laut dem ersten Kirchhoff'schen Gesetz (Knotenpunktregel) der Fehler innerhalb des zu schützenden Bereiches befinden. [6, 7, 8, 12]

In der Abbildung 2 wird das Prinzipschaltbild eines Differentialschutzes genauer dargestellt. Als zu schützendes Objekt wird in dieser Darstellung beispielsweise ein Transformator verwendet. Bei den Bezeichnungen W1 und W2 handelt es sich um Stromwandler.

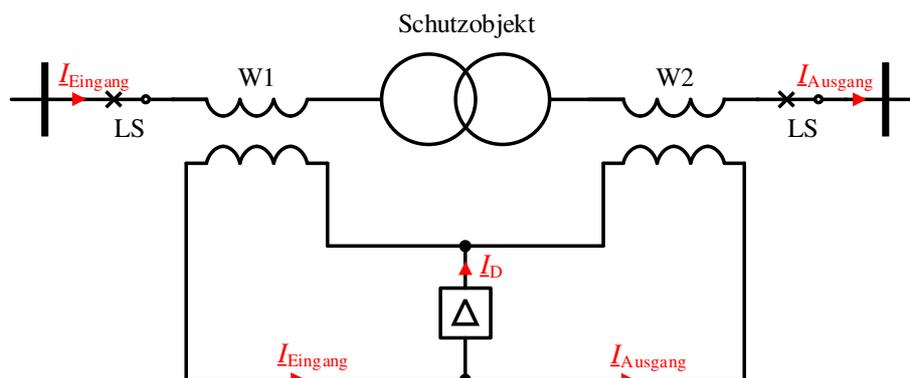


Abbildung 2: Funktionsprinzip eines Differentialschutzes (eigene Darstellung mittels der Daten des Messgrößenvergleichsschutzes aus [6])

Aus der Abbildung 2 ist ersichtlich, dass im fehlerfreien Betrieb aufgrund des Kirchhoff'schen Gesetzes der Differenzstrom  $I_D = 0$  sein muss. In diesem Fall wird die Differentialschutzeinrichtung nicht angeregt. Tritt ein Fehler im zu schützenden Objekt auf so stellt sich ein Ungleichgewicht zwischen dem Eingangsstrom  $I_{\text{Eingang}}$  und dem Ausgangsstrom  $I_{\text{Ausgang}}$  ein. In diesem Fall gilt für den Differenzstrom  $I_D \neq 0$ . Aus diesem Grund regt die Differentialschutzeinrichtung an und löst anschließend aus. [6]

Tritt ein Fehler außerhalb des Schutzbereiches ein, löst die Differentialschutzeinrichtung nicht aus. Aus diesem Grund funktioniert der Differentialschutz auch rein selektiv. Dieses Schutzprinzip wird, wie bereits erwähnt, sehr häufig zur Erkennung interner Fehler bei Transformatoren oder auch als sogenannter Sammelschienenschutz verwendet. [6, 15]

Das Schutzkonzept des Differentialschutzes wird auch bei längeren Freileitungssystemen bzw. Kabelsystemen ohne Problem verwendet. Hierfür wird allerdings ein spezieller Leitungsdifferentialschutz benötigt. Dabei wird am Leitungsanfang und am Leitungsende ein Differentialschutzrelais eingebaut. Die Kommunikation der Schutzeinrichtung untereinander erfolgt über einen Datenkanal oder eine Hilfsleitung. In der Abbildung 3 wird ein spezieller Leitungsdifferentialschutz mit zwei Differentialschutzrelais dargestellt. Bei diesem Funktionsprinzip wird mit Hilfe eines Mischwandlers ein einphasiger Wechselstrom  $I_{L1}$  erzeugt. Dieser einphasige Wechselstrom zirkuliert in einem geschlossenen Stromkreis über zwei Hilfsleitungen zwischen den beiden Differentialschutzeinrichtungen. Die dritte Hilfsleitung wird für den Differenzstrom  $I_D$  im Fehlerfall benötigt. Der Differenzstrom liefert damit das Signal zur Auslösung an die beiden Differentialschutzrelais. [6]

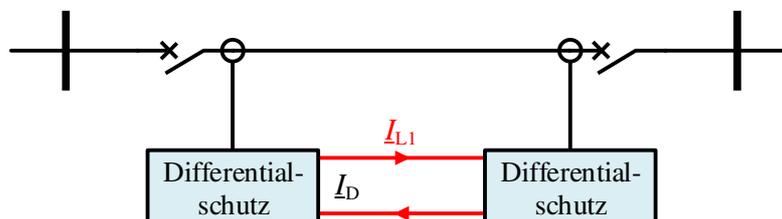


Abbildung 3: Funktionsprinzip eines Leitungsdifferentialschutzes (eigene Darstellung mittels der Daten eines Leitungsvergleichsschutzes aus [6])

Bei der Verwendung von Hochspannungsleitungen und Höchstspannungsleitungen ist der reine Leitungsvergleichsschutz ungeeignet. In diesem Fall wird auf den Phasenvergleichsschutz oder den Signalvergleichsschutz zurückgegriffen. [6]

- ❖ **Phasenvergleichsschutz:** Bei dieser Methode des Vergleichsschutzes wird nicht auf die Amplitude der Eingangsströme und der Ausgangsströme zurückgegriffen, sondern auf deren Phasenlage zueinander. Der erste Schritt dieser Schutzeinrichtung ist die Umwandlung der Wechselstromsignale in einen Rechteckimpuls. Im Normalbetrieb beträgt die Phasenlage zwischen den beiden Größen unter der Berücksichtigung des Leitungswinkels  $0^\circ$ . Tritt im Anschluss ein Kurzschluss auf ändert sich die Phasenlage auf  $180^\circ$ . [6]
- ❖ **Signalvergleichsschutz:** Beim Signalvergleichsschutz werden die Eingangsgrößen, die Ausgangsgrößen und auch die Phasenlage zueinander nicht berücksichtigt. Diese Methode greift rein auf binäre Zustände (Ja/Nein-Entscheidung) des Schutzrelais zurück. Zur Signalübertragung werden zum Beispiel Hochfrequenzleitungen oder Lichtwellenleiter verwendet. Der bekannteste Signalvergleichsschutz ist der sogenannte Richtungsvergleichsschutz, welcher auch sehr häufig bei den Überstromzeitschutzrelais zur Anwendung kommt. Vor allem bei zweiseitig gespeisten Leitungen wird diese Schutzeinrichtung sehr häufig verwendet, um den genauen Fehlerort zu detektieren. [6]

## 2.2.4 Der Erdschlussschutz

Unter einem Erdschluss wird grundsätzlich ein einpoliger Fehler in Netzen verstanden bei der eine Verbindung zwischen Leiter-Erde besteht. Die Erdfehlerströme sind von der Art der Verbindung zwischen dem Netzsternpunkt und Erde stark abhängig. Vor allem in gelöschten Netzen (welche am häufigsten in Österreich verwendet werden) ist es von besonderer Wichtigkeit die Erdschlussströme zu messen. Es ist zu beachten, dass Erdschlussströme in der Regel deutlich geringer sind als Kurzschlussströme. [16]

Bei der Erdschlussortung existieren prinzipiell zwei wichtige bzw. entscheidende Messgrößen. Es handelt sich dabei um die Messung des Summenstromes und der Sternpunktverlagerungsspannung. [17]

### 2.2.4.1 Erdschlussortung unter Einbeziehung des Summenstromes $I_{\Sigma}$

In einem fehlerfreien Netz, unter der Annahme, dass alle Leiter-Erde-Kapazitäten gleich groß sind, ist der Summenstrom idealerweise Null. [17]

Mit Hilfe der Erdschlusskompensation durch eine Erdschlusskompensationsspule tritt an der Fehlerstelle nur noch ein sehr kleiner Reststrom auf. Das Erdschlussortungsverfahren besitzt dadurch bei der Ermittlung des Summenstromes ein großes Problem, da die Ströme auf Grund ihrer kleinen Werte nur sehr ungenau gemessen werden können. Die Durchführung der Erdschlussortung mit Hilfe der Summenstrommethode wird häufig mit Hilfe der Holmgreen-Schaltung oder eines Kabelumbauwandlers realisiert. [17]

- ❖ **Holmgreen-Schaltung:** Diese Methode wird bei Freileitungsnetzen verwendet bzw. angewendet. In diesem Verfahren werden die Sekundärwicklungen der Stromwandler auf beiden Seiten zu einem Sternpunkt zusammengeführt. Mit Hilfe der Verbindungsleitung zwischen den beiden Sternpunkten wird der Summenstrom ermittelt. Der Nachteil der Holmgreen-Schaltung liegt darin, dass auch in einem fehlerfreien Netz der Summenstrom einen Wert ungleich Null annimmt. Der Grund hierfür sind sogenannte Amplituden- oder Winkelfehler. [8, 17]
- ❖ **Kabelumbauwandler:** Diese Methode wird vor allem bei Kabelnetzen, aber auch bei Freileitungsnetzen mit Kabeldurchführungen verwendet. Hierbei wird ein Eisenkern inklusive Wicklungen um die drei Außenleiter einer Abgangsleitung gegeben. Beim Auftreten eines Erdschlusses wird ein Fluss erzeugt der zum Summenstrom proportional ist, dabei wird eine direkte Aufnahme des Summenstromes auf der Sekundärwicklung. Die großen Nachteile bezüglich des Amplitudenfehlers und/oder des Winkelfehlers wie bei der Holmgreen-Schaltung treten beim Kabelumbauwandler nicht auf, da der Summenstrom direkt auf der Sekundärwicklung gemessen wird. [17]

In weiterer Folge werden der Vollständigkeit halber einige Verfahren zur Erdschlussortung unter Einbeziehung des Summenstromes genauer erläutert. Hierzu zählen zum Beispiel das Erdschlusswischerverfahren, das wattmetrische Verfahren, das Pulsortungsverfahren sowie das Oberschwingungsverfahren.

#### ❖ **Das Erdschlusswischerverfahren:**

Bei einem Erdschluss treten grundsätzlich zwei Effekte auf, zum einen tritt am fehlerbehafteten Leiter ein Entladungsvorgang auf und zum anderen kommt es an den beiden gesunden Leitern zu einem Aufladungsvorgang. Bei diesen beiden Vorgängen handelt es sich um hochfrequente Vorgänge, welche die Funktion der Erdschlusskompensationsspule im ersten Augenblick wirkungslos machen. [17]

Durch dieses Verfahren können die Sternpunktverlagerungsspannung und der Erdschlussstrom mit Hilfe der Messtechnik erfasst werden. Bei der Polarität des Summenstromes ist zu erkennen, dass diese stark vom jeweiligen Fehlerort abhängt. Durch die erfasste Polarität des Summenstromes wird das Erdschlusswischerverfahren verwendet. [6, 17]

Das Erdschlusswischerrelais überprüft ob die Polarität der Sternpunktverlagerungsspannung mit der Polarität des Summenstromes übereinstimmt. Wurde bei der Polarität eine Übereinstimmung detektiert, kann davon ausgegangen werden, dass der Abgang nicht fehlerbehaftet ist. Durch das Finden einer ungleichen Polarität zwischen der Sternpunktverlagerungsspannungen und dem Summenstrom lässt sich der fehlerbehaftete Leiter erkennen. [6, 17]

#### ❖ **Das Wattmetrische Verfahren:**

Diese Methode erfasst den Erdschlussstrom nach der Beendigung des transienten Ausgleichsvorganges sowie die Sternpunktverlagerungsspannung nach Betrag und Phase. Für das wattmetrische Verfahren wird grundsätzlich die  $\cos(\varphi)$ -Schaltung verwendet. Zur Ermittlung des Fehlerortes wird die Richtung des Wattreststromes benötigt. Bei gelöschten Netzen unter Verwendung einer Erdschlusskompensationsspule wird der Wattreststrom einen sehr kleinen Wert annehmen und ist dadurch oft nur sehr schwer zu detektieren. In diesem Fall werden winkelgetreue oder winkelkorrigierende Strom- und Spannungswandler benötigt. Das Arbeitsprinzip der wattmetrischen Methode hängt dabei sehr stark von der jeweiligen Sternpunktbehandlung ab. [6, 16, 17]

#### ❖ **Das Pulsortungsverfahren:**

Damit das klassische Pulsortungsverfahren angewendet werden kann, wird ein überkompensierter Betrieb eines Netzes benötigt. In der klassischen Variante wird zur Erdschlusskompensationsspule immer wieder ein Kondensator parallel hinzugeschaltet (LC-Schwingkreis). Bei der direkten Parallelschaltung des Kondensators zur Erdschlusskompensationsspule muss

der Kondensator sehr hohe Anforderungen bezüglich der Spannungsfestigkeit vorweisen. Aufgrund dieser gestellten Anforderungen wird der Puls-kondensator alternativ sehr häufig über eine Hilfswicklung mit der Erdschlusskompensationsspule verbunden. [17, 18]

Der Betriebspunkt verändert sich dabei immer weiter in Richtung einer Vollkompensation. Durch diese Methode sinkt der Summenstrom im fehlerbehafteten Leiter. [17]

Bei hochohmigen Erdübergangswiderständen kommt es beim klassischen Pulsortungsverfahren zu einem Problem. In diesem Fall tritt ein veränderlicher Strom auf, der dafür sorgt, dass eine auftretende pulsierende Spannung nicht mehr vernachlässigt werden kann. Das Pulsortungsverfahren lässt sich durch eine symmetrische und durch eine asymmetrische Taktung realisieren. [18]

- **Symmetrische Taktung:** Dabei wird der Kondensator immer in den gleichen Zeitintervallen hinzugeschaltet bzw. weggeschaltet. Bei der symmetrischen Taktung wird das Pulsortungsverfahren nicht angewendet, da der erdschlussbehaftete Leiter nicht mehr identifiziert werden kann. [18]
- **Asymmetrische Taktung:** Mit Hilfe der asymmetrischen Taktung lässt sich der erdschlussbehaftete Leiter anders als bei der symmetrischen Taktung identifizieren. Durch diese Methode können der Summenstrom und die Sternpunktverlagerungsspannung in Verbindung miteinander gestellt werden. In diesem Fall wird der fehlerbehaftete Leiter mit Hilfe der Flanken der Pulse von der Sternpunktverlagerungsspannung und dem Summenstrom ermittelt. Sind die Flanken von  $\underline{U}_{NE}$  und  $\underline{I}_\Sigma$  gleich so handelt es sich um einen fehlerfreien Abgang. [18]

#### ❖ **Das Oberschwingungsverfahren:**

Aufgrund von nichtlinearen Lasten in einem Netz kommt es bei den auftretenden Spannungen zu sogenannten Oberschwingungen. Diese Spannungsoberschwingungen werden im Fehlerfall mit den Oberschwingungen der Erdschlussströme kombiniert und für das Oberschwingungsverfahren verwendet. [8, 17]

Bei dem Oberschwingungsverfahren wird vorzugsweise die fünfte Oberschwingung verwendet. Aufgrund der Hochohmigkeit der Erdschlusskompensationsspule gegenüber der Leiter-Erde-Kapazitäten bei der fünften Oberschwingung kann diese vernachlässigt werden. Durch dieses Verhalten wird ein gelöschtes Netz als isoliertes Netz angenommen. Aufgrund der Annahme, dass es sich bei dem zu betrachtenden Netz um ein isoliertes Netz handelt sind die Oberschwingungsströme in den fehlerbehafteten Leitern induktiv und in den fehlerfreien Lei-

tern kapazitiv. Die Richtungsauswertung beim Oberschwingungsverfahren wird mit einer sogenannten  $\sin(\varphi)$ -Schaltung durchgeführt. Beim Oberschwingungsverfahren existieren zwei Kriterien um den fehlerhaften Abzweig zu identifizieren. Diese lauten wie folgt: [16, 17]

- Am fehlerbehafteten Abgang wird der größte messbare Oberschwingungsstrom mit Hilfe der Messeinrichtung detektiert. [16, 17]
- Der Oberschwingungsstrom im fehlerbehafteten Abgang weist in Bezug auf die Oberschwingungen der Spannung ein induktives Verhalten auf. [16, 17]

#### **2.2.4.2 Erdschlusserkennung mit Hilfe der Sternpunktverlagerungsspannung $\underline{U}_{NE}$**

In einem fehlerfreien Netz ergibt sich die Sternpunktverlagerungsspannung zu Null. Mit Hilfe dieser Methode lässt sich vorerst nur ermitteln, ob die Isolation des zu schützenden Netzes einwandfrei ist oder ob ein einphasiger Fehler aufgetreten ist. [17]

Nachdem ein Erdschluss im Netz aufgetreten ist, kommt es zu einer Erhöhung der Sternpunktverlagerungsspannung. Mit Hilfe der auftretenden Sternpunktverlagerungsspannung  $\underline{U}_{NE}$ , welche bei einem satten Erdschluss bis auf den Wert einer Leiter-Sternpunkt-Spannung ansteigt, lässt sich der fehlerbehaftete äußere Leiter identifizieren. Durch die anschließende Abschaltung des fehlerbehafteten Netzelementes verschwindet die Sternpunktverlagerungsspannung wieder. [17]

Die Sternpunktverlagerungsspannung kann mit Hilfe von verschiedenen Spannungswandlerschaltungen ermittelt werden. Die am häufigsten verwendete Spannungswandlerschaltung ist die Dreiphasen-Erdungsspannungswandler-Schaltung. [17]

## 3 Untersuchung ausgewählter Schutzkonzepte

### 3.1 Allgemeines zu den zu untersuchenden Schutzkonzepten

In diesem Kapitel werden die drei ausgewählten Schutzkonzepte genauer erläutert bzw. untersucht. Zwei dieser drei Schutzkonzepte sind bereits bekannt und werden auch in der Praxis eingesetzt. Bei dem dritten Schutzkonzept handelt es sich um ein neues Schutzverfahren, welches den Lesern dieser Masterarbeit näher gebracht wird.

Im Allgemeinen wird in dieser Masterarbeit zwischen dem einstufigen Überstromzeitschutzkonzept (Classic-Schutzkonzept), dem zweistufigen Überstromzeitschutzkonzept (Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept) und dem Automatic Recloser (AR) mit Rezip (RZ, sequentielle AWE) mit/ohne Kupplungsschutz unterschieden. Zur Untersuchung der drei Schutzkonzepte wird ein nahezu identischer Netzaufbau verwendet. Für die verschiedenen Schutzkonzepte werden außerdem mehrere Fehlerfälle genauer untersucht bzw. betrachtet.

### 3.2 Untersuchung des einstufigen Überstromzeitschutzkonzeptes („Classic-Schutzkonzept“)

Die Classic-Schutzkonzepte werden in den Mittelspannungsnetzen angewendet. Bei der genauen Betrachtung des Musternetzes (Abbildung 4) ist erkennbar, dass an der Sammelschiene der Mittelspannungsebene die einzelnen Abgänge abgehen. Für eine übersichtliche Darstellung werden nur der erste Abgang und der jeweils letzte Abgang genauer dargestellt. Des Weiteren ist zu erkennen, dass auf jeder Leitung jeweils zwei Leitungssegmente dargestellt sind, die zu den Verbrauchern weitergeführt werden. Pro Verbraucher werden Schutzeinrichtungen in Form einer Sicherung ausgeführt, welche gegebenenfalls bei einem Fehler im Abgang des Verbrauchers reagieren muss.

In der Abbildung 4 ist für das Classic-Schutzkonzept zu erkennen, dass pro Mittelspannungsabgang nur eine Schutzeinrichtung C verwendet wird. Die genauen Vorteile bzw. Nachteile zu diesem Schutzkonzept werden in Kapitel 5 beschrieben. Für die Untersuchung dieses Schutzkonzeptes werden zwei Fehlerfälle (Fehler A und Fehler B) simuliert. Dabei ist zu beachten, dass bei diesem Schutzkonzept die Auswirkungen von Fehler A und Fehler B für die Mittelspannungsleitung bzw. die Verbraucher V1 und V2 die gleichen sind. Bei der Schutzeinrichtung C handelt es sich um ein herkömmliches Überstromzeitschutzrelais. Das UMZ-Relais wird in diesem Beispiel auf eine Auslösezeit (tripping time) von  $t_C = 0,4$  s eingestellt. Das UMZ-Relais reagiert auf den Fehler sobald dessen Auslöseschwelle überschritten wurde. Beim

Überschreiten dieser Auslöseschwelle (pick-up value) wird die eingestellte Auslösezeit  $t_C$  „abgewartet“. Nachdem die Auslösezeit abgelaufen ist, schaltet das Überstromzeitschutzrelais den fehlerbehafteten Abgang endgültig ab. Da bei diesem Schutzkonzept nur ein Überstromzeitschutzrelais pro Abgang verwendet wird, muss auf eine Zeitstaffelung keine Rücksicht genommen werden.

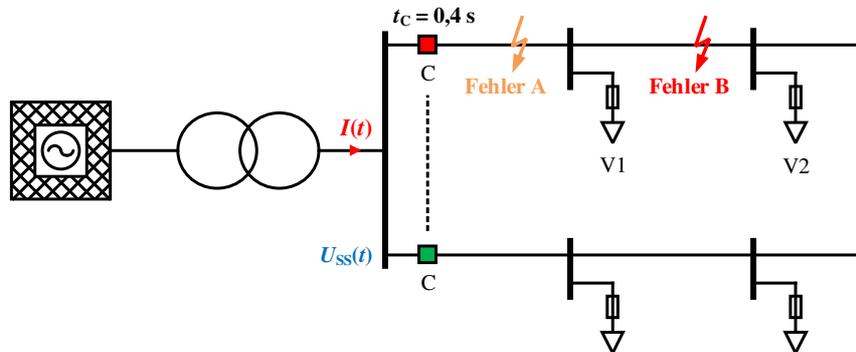


Abbildung 4: Darstellung der Fehler A und B auf einem Leitungsabgang eines Mittelspannungsnetzes unter Verwendung des Classic-Schutzkonzeptes (eigene Darstellung)

### 3.2.1 Strom- und Spannungsverläufe beim Auftreten von Fehler A und B

Die Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  werden in der Abbildung 5 dargestellt. Die Verläufe lassen sich zum besseren Verständnis in drei Teilbereiche unterteilen.

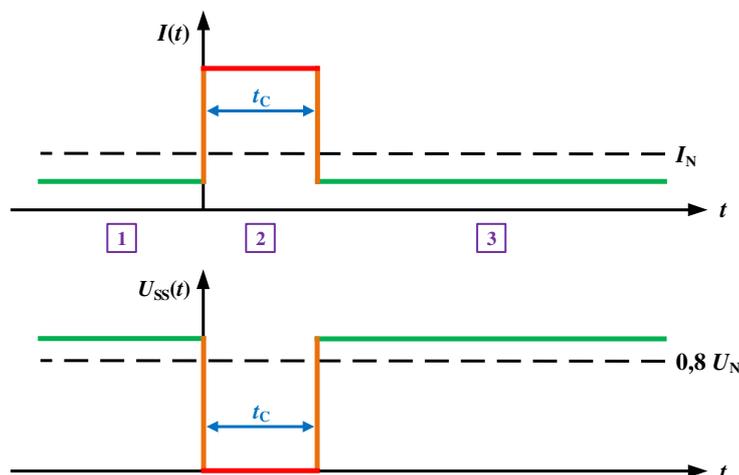


Abbildung 5: Darstellung der Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  für die Fehlerfälle A und B bei dem Classic-Schutzkonzept (eigene Darstellung)

- ❖ Im ersten Teilbereich **1** ist das Netz bzw. die Mittelspannungsleitung gesund und somit fehlerfrei, die Ströme und die Spannungen befinden sich im Normalbereich. Die Auslöseschwelle für das Überstromzeitschutzrelais wird nicht überschritten und daher kommt es auch zu keiner Reaktion der Überstromschutzeinrichtung C.

- ❖ Im zweiten Teilbereich [2] tritt ein Fehler auf der Mittelspannungsleitung (entweder Fehler A oder Fehler B) auf. Der Strom  $I(t)$  steigt durch den auftretenden Fehler sehr stark an und die Auslöseschwelle des Überstromzeitschutzrelais wird überschritten. Die Spannung  $U_{SS}(t)$  bricht auf einen minimalen Wert (nahezu Null) zusammen. Ab dem Überschreiten der Auslöseschwelle startet für die Schutzeinrichtung C die Auslösezeit  $t_C$ . Wie bereits beschrieben wurde, wurde die Auslösezeit  $t_C$  in dieser Simulation mit 0,4 s angenommen.
- ❖ Nachdem für das Überstromzeitrelais die Auslösezeit von  $t_C = 0,4$  s vergangen ist, befindet sich das Netz bzw. die Mittelspannungsleitung nun im dritten Teilbereich [3]. Die Schutzeinrichtung hat auf den Fehler A oder Fehler B reagiert und konnte diesen erfolgreich eliminieren bzw. abschalten. Dadurch befinden sich die Ströme und Spannungen im restlichen Netz wieder auf normalen Niveau. Es ist ersichtlich, dass beim Classic-Schutzkonzept die gesamte obere Mittelspannungsleitung abgeschaltet wird und dadurch alle Verbraucher (V1 und V2) der Mittelspannungsleitung spannungslos sind.

### 3.3 Untersuchung des zweistufigen Überstromzeitschutzkonzeptes („Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept“)

Das Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept wird in der Regel nicht so häufig wie das Classic-Schutzkonzept verwendet, da in diesem Fall die doppelte Anzahl an Überstromzeitschutzrelais benötigt wird. Bei der Betrachtung des Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzeptes wird das gleiche Musternetz wie im Kapitel 3.2 verwendet.

Wie beispielsweise in der Abbildung 6 zu erkennen ist, werden für das Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept zwei Schutzeinrichtungen C1 und C2 pro Mittelspannungsabgang verwendet. Die genauen Vorteile bzw. Nachteile zu diesem Schutzkonzept werden in Kapitel 5 beschrieben. Für die Untersuchung dieses Schutzkonzeptes werden wieder zwei Fehlerfälle simuliert. Hierbei ist zu beachten, dass die Einflüsse der beiden Fehler auf den Abgang bzw. auf die Verbraucher/Kunden unterschiedlich sind.

Auch beim Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept handelt es sich bei den Schutzeinrichtungen C1 und C2 um herkömmliche Überstromzeitschutzrelais. Aufgrund der zwei Schutzeinrichtungen pro Mittelspannungsabgang muss eine Zeitstaffelung durchgeführt werden. Die Zeitstaffelung der beiden Schutzeinrichtungen ist notwendig um Fehlauflösungen bzw. Fehlstaffelungen zu verhindern. Die beiden UMZ-Relais werden in diesem Beispiel auf Auslösezeiten (tripping time) von  $t_{C1} = 0,8$  s und  $t_{C2} = 0,4$  s eingestellt. Grundsätzlich wird angenommen, dass bei einer Zeitstaffelung von Überstromzeitschutzrelais die Auslösezeit der Schutzeinrichtung, welche näher an der Sammelschiene liegt, immer am größten ist.

Die beiden UMZ-Relais regen in der Regel ab einer sogenannten Auslöseschwelle an. Beim Überschreiten dieser Auslöseschwelle (pick-up value) werden die jeweiligen Auslösezeiten  $t_{C1}$  und  $t_{C2}$  „abgewartet“.

### 3.3.1 Netzbetrachtung für das Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept im Fehlerfall B

In Abbildung 6 wird zunächst der Fehler B für das Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept genauer betrachtet und erläutert. Für eine übersichtliche Darstellung werden nur der erste Abgang und der letzte Abgang des Mittelspannungsnetzes dargestellt.

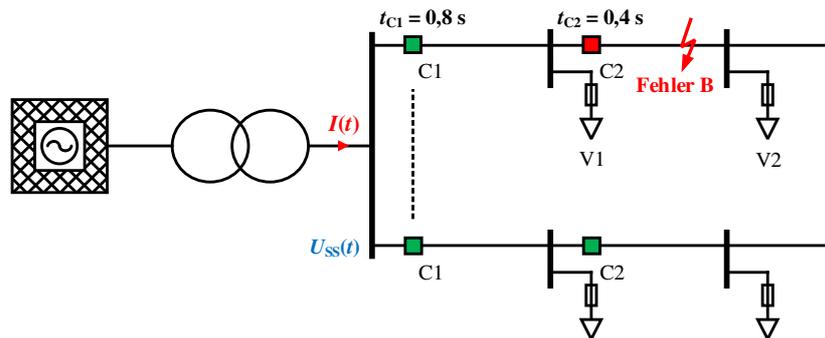


Abbildung 6: Darstellung des Fehlers B auf einem Leitungsabgang eines Mittelspannungsnetzes unter Verwendung des Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzeptes (eigene Darstellung)

### 3.3.2 Strom- und Spannungsverläufe beim Auftreten von Fehler B

Die Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  werden in der Abbildung 7 dargestellt. Die Verläufe lassen sich zum besseren Verständnis in drei Teilbereiche unterteilen.

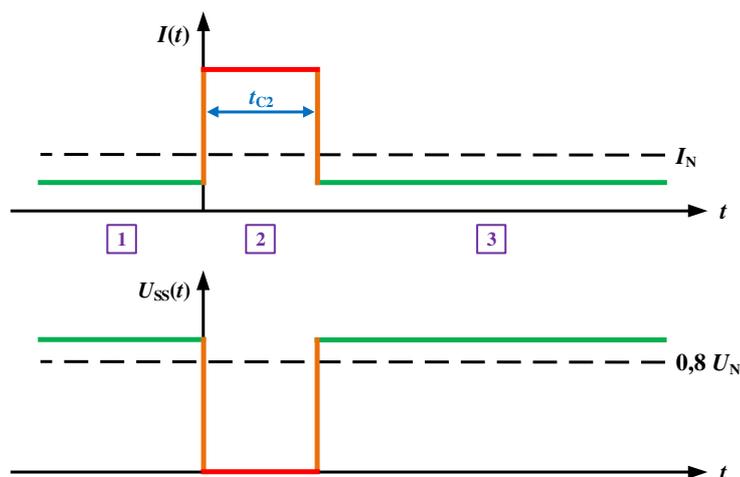


Abbildung 7: Darstellung der Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  für den Fehlerfall B bei dem Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept (eigene Darstellung)

- ❖ Im ersten Teilbereich **1** befindet sich das Netz bzw. die Leitung in einem fehlerfreien Zustand. Die Ströme und die Spannungen befinden sich im Normalbereich. Die Auslöseschwellen für die Überstromzeitschutzrelais werden nicht überschritten und aus diesem Grund kommt es auch zu keinen Reaktionen der Schutzeinrichtungen C1 und C2.
- ❖ Im zweiten Teilbereich **2** tritt an der Position B ein Fehler auf. Der Strom  $I(t)$  steigt durch den aufgetretenen Fehler sehr stark an und die Auslöseschwelle der beiden Überstromzeitschutzrelais wird überschritten. Die Spannung  $U_{SS}(t)$  bricht auf einen minimalen Wert zusammen. Ab dem Überschreiten dieser Auslöseschwelle starten für die Schutzeinrichtungen C1 und C2 die Auslösezeiten  $t_{C1}$  und  $t_{C2}$ .
- ❖ Da für die Auslösezeiten gilt, dass  $t_{C2} < t_{C1}$  ist, löst die Schutzeinrichtung C2 nach einer Zeitdauer von 0,4 s aus, und das Netz bzw. die Mittelspannungsleitung befindet sich nun im dritten Teilbereich **3**. Die Schutzeinrichtung C2 hat auf den Fehler B reagiert und konnte diesen erfolgreich eliminieren bzw. abschalten. Die Schutzeinrichtung C1 spielt in diesem Fall keine Rolle mehr, da der Fehler in der geringsten Auslösezeit durch die Schutzeinrichtung selektiv abgeschaltet wurde. Die Ströme und Spannungen kehren im restlichen Netz wieder auf das normale Niveau zurück. Es ist ersichtlich, dass im Vergleich zum Classic-Schutzkonzept nur die Hälfte der oberen Mittelspannungsleitung abgeschaltet wurde, und dadurch nur der Verbraucher V2 spannungslos ist.

### 3.3.3 Netzbetrachtung für das Classic+-Schutzkonzept im Fehlerfall A

In Abbildung 8 wird der Fehler A für das Classic+-Schutzkonzept genauer betrachtet und erläutert. Für eine übersichtliche Darstellung werden nur die erste Leitung und die jeweils letzte Leitung genauer dargestellt. Bei dieser Netzkonfiguration wird ein bereits bekanntes bzw. sehr ähnliches Verhalten aus Kapitel 3.2 bezüglich der Auswirkungen auf die Verbraucher V1 und V2 der fehlerbehafteten Mittelspannungsleitung beobachtet.

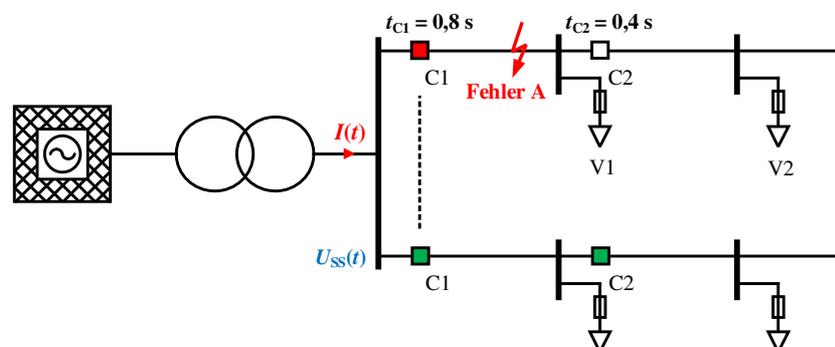


Abbildung 8: Darstellung des Fehlers A auf einem Leitungsabgang eines Mittelspannungsnetzes unter Verwendung des Classic+-Schutzkonzeptes (eigene Darstellung)

### 3.3.4 Strom- und Spannungsverläufe beim Auftreten von Fehler A

Die Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  werden in der Abbildung 9 dargestellt. Die Verläufe lassen sich zum besseren Verständnis wieder in drei Teilbereiche unterteilen.

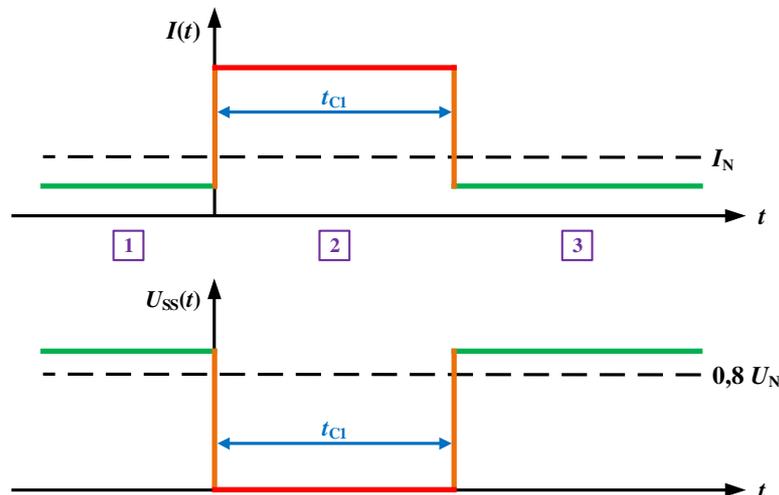


Abbildung 9: Darstellung der Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  für den Fehlerfall A bei dem Classic+-Schutzkonzept (eigene Darstellung)

Auf eine Beschreibung des ersten Teilbereiches wird in diesem Kapitel verzichtet, da dieses Verhalten bereits im Kapitel 3.3.2 für den Fehlerfall B beschrieben wurde. Die beiden anderen Teilbereiche werden aber nochmals genauer erläutert.

- ❖ Im zweiten Teilbereich **2** tritt an der Position A ein Fehler auf. Die Spannung  $U_{SS}(t)$  bricht auf einen minimalen Wert zusammen. Der Strom  $I(t)$  steigt durch den auftretenden Fehler sehr stark an und die Auslöseschwelle des Überstromzeitschutzrelais C1 wird überschritten und reagiert auf den auftretenden Fehler. Das Überstromzeitschutzrelais C2 reagiert in diesem Fall nicht, da der Fehler vor dieser Überstromzeitschutzeinrichtung aufgetreten ist und dadurch kein Kurzschlussstrom erfasst wird.
- ❖ Aufgrund des Fehlerortes A konnte nur die Überstromschutzeinrichtung C1 reagieren und nach einer Auslösezeit von  $t_{C1} = 0,8 \text{ s}$  befindet sich das Netz bzw. die Mittelspannungsleitung im dritten Teilbereich **3**. Die Ströme und Spannungen kehren im Netz wieder auf das normale Niveau zurück. Bei diesem Fehlerfall ist ersichtlich, dass obwohl das Classic+-Schutzkonzept verwendet wurde, die gesamte obere Mittelspannungsleitung abgeschaltet wird (gleiches Verhalten wie in Kapitel 3.2 beim Classic-Schutzkonzept) und dadurch alle Verbraucher der Mittelspannungsleitung spannungslos sind.

### 3.4 Untersuchung des „Automatic Recloser mit Rezip-Schutzkonzeptes“

Wie bereits zuvor beschrieben wurde, handelt es sich bei diesem Schutzkonzept um eine neue Variante des Netzschutzes. Im Vergleich zu den beiden bestehenden Schutzkonzepten (Classic-Schutzkonzept und Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept) wird bei dem Automatic Recloser mit Rezip (sequentielle AWE) mit/ohne Kupplungsschutz kein herkömmliches Überstromzeitschutzrelais verwendet.

Bei dieser Untersuchung, beispielsweise für die Abbildung 10, wird das vorhandene Muster-Netz auf jeder Mittelspannungsleitung um ein weiteres Segment bzw. einen zusätzlichen Verbraucher erweitert. Bei diesem Schutzkonzept ist zu beachten, dass anstatt einem Überstromzeitschutzrelais C ein sogenannter Automatic Recloser AR verwendet wird. [19]

Der Automatic Recloser AR besitzt grundsätzlich drei wichtige Zeitparameter, welche in der Folge näher beschrieben werden. Für die Auslösung existieren zwei Auslösezeiten. Der Parameter  $t_{AR}^*$  steht hierbei für die erste Auslösezeit bzw. die erste Auslösung der Schutzeinrichtung. Die Auslösezeit  $t_{AR}$  steht für die zweite Auslösung der Schutzeinrichtung. Des Weiteren besitzt ein Automatic Recloser auch eine sogenannte Pausenzeit bzw. Pausendauer, welche beispielsweise mit  $t_p$  angegeben wird. Die Pausenzeit gibt in der Regel die Zeitdauer an bis die nächste Schutzeinrichtung an die Reihe kommt und überprüft, ob der Fehler noch immer vorhanden ist, oder ob dieser bereits geklärt wurde. [20, 21]

In jedem Segment nach dem Automatic Recloser AR wird eine Rezip-Schutzfunktion (sequentielle AWE) RZ eingebaut. Ein weiterer sehr großer Unterschied im Vergleich zum Classic-Schutzkonzept oder dem Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept ist, dass bei dieser Variante jeder Verbraucher bzw. jeder Abzweig durch eine Rezip-Funktion geschützt wird. Bei dieser Schutzeinrichtung handelt es sich um eine sehr spezielle Form eines Überstromzeitschutzrelais. Bei dieser Komponente sind zwei Parameter bzw. Zeiten von großer und wichtiger Bedeutung. Der Zeitparameter  $t_{RZ}^*$  gibt die Auslösedauer der Rezip-Einrichtungen an. Die Auslösedauer der Rezip-Funktionen ist in der Regel sehr gering, d. h. in den meisten Fällen wird sogar eine Auslösedauer von  $< 100$  ms angenommen. Bei den Rezip-Schutzeinrichtungen ist zu beachten, dass deren Auslösezeiten grundsätzlich immer auf die gleiche Dauer eingestellt werden. Bei dem zweiten Parameter  $t_{RZ,U\uparrow}$  handelt es sich, wie bereits beim Automatic Recloser beschrieben, um eine Art Pausenzeit. Auf eine noch detailliertere Information bezüglich dieses Parameters wird in dieser Beschreibung verzichtet, da es durch die Darstellung der Signalverläufe besser erklärt werden kann. [19]

### 3.4.1 Netzbetrachtung für das Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz bei einem Fehler C

In Abbildung 10 wird zunächst der Fehler C für das Automatic Recloser mit Rezip-Schutzkonzept genauer betrachtet und erläutert. Direkt nach der Sammelschiene wird der Automatic Recloser eingebaut. Anschließend wird in jedem Segment die Rezip-Schutzeinrichtung hinzugefügt.

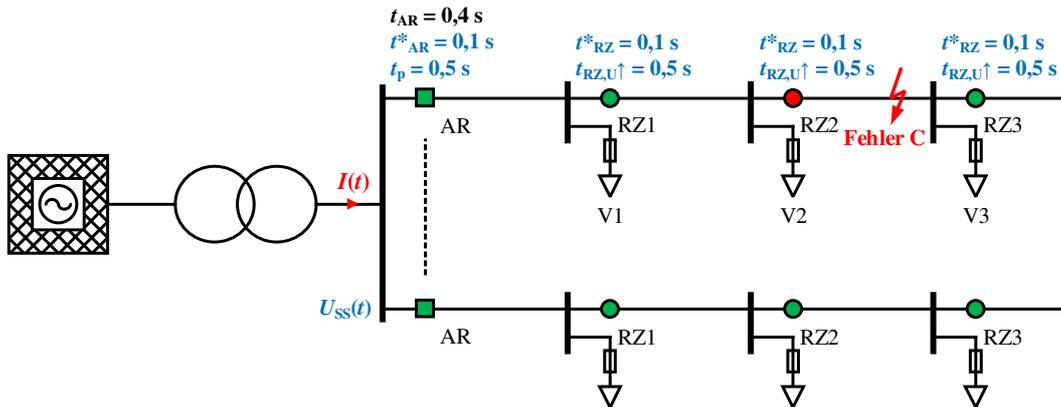


Abbildung 10: Darstellung des Fehlers C unter Verwendung des Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz (eigene Darstellung)

### 3.4.2 Strom- und Spannungsverläufe beim Auftreten von Fehler C

Die Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  werden in der Abbildung 11 dargestellt. Die Verläufe lassen sich zum besseren Verständnis des neuen Schutzkonzeptes in sieben Teilbereiche unterteilen.

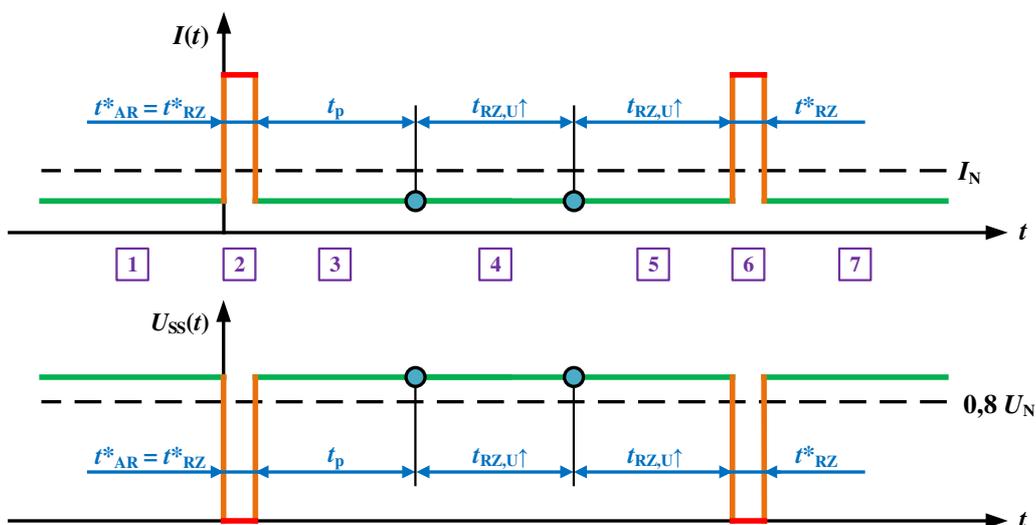


Abbildung 11: Darstellung der Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  für den Fehlerfall C bei dem Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz (eigene Darstellung)

- ❖ Im ersten Teilbereich [1](#) befindet sich das vorgegebene Musternetz bzw. die Mittelspannungsleitung im Normalzustand. Im Normalzustand wird weder die Auslöseschwelle des Automatic Recloser AR noch die Auslöseschwelle der Rezip-Schutzeinrichtungen RZ überschritten. Es kommt daher im ersten Bereich zu keiner Auslösung der Schutzeinrichtungen.
- ❖ Im zweiten Teilbereich [2](#) tritt ein Fehler auf. Die Spannung  $U_{SS}(t)$  bricht auf einen minimalen Wert ein. Zur gleichen Zeit steigt der Strom  $I(t)$  durch den auftretenden Fehler sehr stark an und die Auslöseschwellen aller Schutzeinrichtungen werden überschritten. Da es sich dabei um die erste Auslösung des Automatic Reclosers handelt besitzen der Automatic Recloser AR und die Rezip-Schutzfunktionen RZ die gleichen Auslösezeiten, es gilt daher für diesen Betrachtungsfall laut den Annahmen aus Abbildung 10:  $t_{AR}^* = t_{RZ}^*$ . Aus diesem Grund lösen alle Schutzeinrichtung bis zum Fehlerort C aus.
- ❖ Im dritten Teilbereich [3](#) startet der Prozess der schrittweisen Wiederschaltung der einzelnen Netzsegmente. Da im zweiten Teilschritt alle Schutzeinrichtungen (Automatic Recloser und Rezip-Einrichtungen) reagiert haben, sind diese geöffnet bzw. haben ausgelöst und konnten somit das restliche Netz wieder in einen gesunden Zustand befördern. Nun beginnt die Pausenzeit  $t_p = 0,5$  s zu laufen. Nach Ablauf der 0,5 s wird der Automatic Recloser wieder geschlossen und befindet sich somit wieder im Zustand welchen er auch vor dem Eintreten des Fehlers C eingenommen hatte. Damit ist gewährleistet, dass der erste Verbraucher V1 wieder am Netz hängt und somit auch wieder die Versorgung aus der Mittelspannungsleitung beziehen kann.
- ❖ Im vierten Teilbereich [4](#) geht es um die mögliche Zuschaltung der ersten Rezip-Schutzeinrichtung RZ1 nach dem Automatic Recloser. In diesem Fall muss der Zeit  $t_{RZ,U\uparrow}$  besondere Beachtung geschenkt werden. Diese Zeit gibt im Endeffekt die Pausenzeit für die Rezip-Schutzeinrichtung an. Nach der angegebenen Zeit von  $t_{RZ,U\uparrow} = 0,5$  s wird auch diese Schutzeinrichtung wieder geschlossen und befindet sich somit auch wieder im Zustand welche sie vor dem Fehlerfall C eingenommen hatte. Durch das Schließen der ersten RZ-Schutzeinrichtung befindet sich auch der zweite Verbraucher V2 wieder am Netz.
- ❖ Der fünfte Teilbereich [5](#) stellt nun einen sehr wichtigen Teil des neuen Schutzkonzeptes dar. Dabei ist im Vergleich zum vierten Teilbereich zumindest im ersten Augenblick kein Unterschied zu erkennen. Im nächsten Schritt geht es um die Zuschaltung der zweiten Rezip-Schutzeinrichtung RZ2 nach dem Automatic Recloser. Wie bereits erwähnt wurde, besitzen alle RZ-Einheiten im Netz die gleiche Pausenzeit  $t_{RZ,U\uparrow}$ . Das bedeutet, dass nach der Zeitdauer  $t_{RZ,U\uparrow} = 0,5$  s die Schutzeinrichtung wieder geschlossen wird. In diesem Fall sollte allerdings beachtet werden, dass sich nach dieser Schutzeinrichtung der Fehler C befindet.

- ❖ Im sechsten Teilbereich [6] wird die weitere Vorgehensweise aus dem fünften Teilbereich erläutert. Nachdem die Schutzeinrichtung nach einer Zeitdauer von  $t_{RZ,U\uparrow} = 0,5 \text{ s}$  geschlossen hat, liegt in der oberen Mittelspannungsleitung wieder der Fehlerfall C vor. Das heißt, die Spannung  $U_{SS}(t)$  bricht wieder auf einen minimalen Wert ein. Zur gleichen Zeit steigt der Strom  $I(t)$  durch den auftretenden Fehler wieder sehr stark und die Auslöseschwelle der Rezip-Schutzeinrichtung wird ein weiteres Mal überschritten. In diesem Fall wird die Auslösedauer von  $t_{RZ}^* = 0,1 \text{ s}$  abgewartet und die Rezip-Schutzeinrichtung RZ2 schaltet erneut ab und isoliert den Fehler C endgültig. Die vorherigen Schutzeinrichtungen bleiben geschlossen und die Verbraucher V1 und V2 haben trotz des wiederkehrenden Fehlers eine gesicherte Strom- und Spannungsversorgung. Der Verbraucher V3 bleibt hingegen spannungslos.
- ❖ Aufgrund der endgültigen Abschaltung der Rezip-Schutzeinrichtung und der damit verbundenen Isolierung des Fehlers C befindet sich das Netz im Teilbereich sieben [7]. Dabei ist zu beobachten, dass sich die Spannung  $U_{SS}(t)$  und der Strom  $I(t)$  wieder in einem normalen Bereich befinden und die Abschaltung des Fehlers durch die Rezip-Schutzfunktion erfolgreich war.

### 3.4.3 Netzbetrachtung für das Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz bei einem Fehler B

In Abbildung 12 wird der Fehler B für das Automatic Recloser mit Rezip-Schutzkonzept genauer betrachtet und erläutert. Es ist ersichtlich, dass direkt nach der Sammelschiene der Mittelspannung der Automatic Recloser eingebaut wird. Anschließend wird jedes einzelne Segment der Mittelspannungsleitung mit Hilfe einer Rezip-Schutzeinrichtung abgesichert.

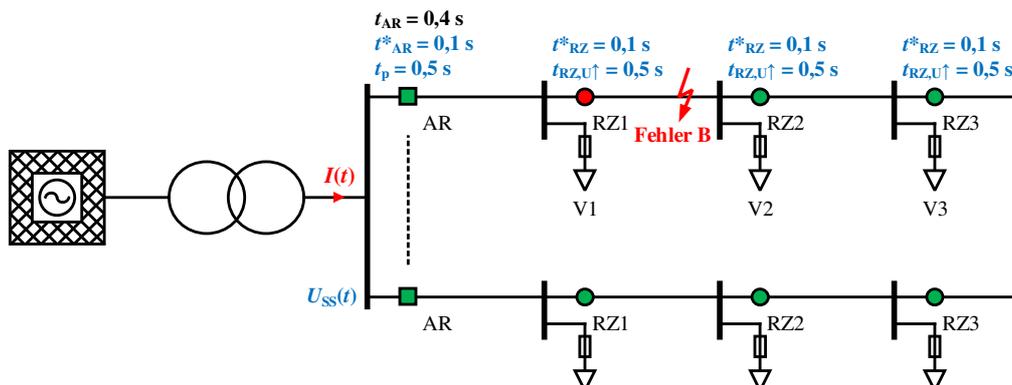


Abbildung 12: Darstellung des Fehlers B unter Verwendung des Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz (eigene Darstellung)

### 3.4.4 Strom- und Spannungsverläufe beim Auftreten von Fehler B

Die Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  werden in der Abbildung 13 dargestellt. Die Verläufe lassen sich zum besseren Verständnis des neuen Schutzkonzeptes in sechs Teilbereiche unterteilen.

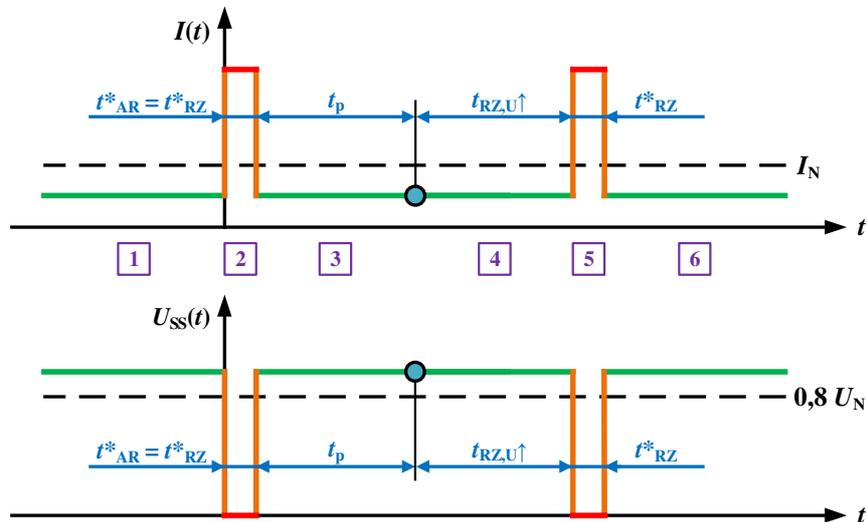


Abbildung 13: Darstellung der Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  für den Fehlerfall B bei dem Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz (eigene Darstellung)

- ❖ Im ersten Teilbereich **1** befindet sich das vorgegebene Musternetz bzw. die Mittelspannungsleitung im Normalzustand. Dabei wird die Auslöseschwelle des Automatic Recloser und der Rezip-Schutzeinrichtungen nicht überschritten. Es kommt daher im ersten Bereich zu keiner Auslösung der Schutzeinrichtungen.
- ❖ Im zweiten Teilbereich **2** tritt ein Fehler an der Position B auf. Die Spannung  $U_{SS}(t)$  bricht auf einen minimalen Wert ein, zur gleichen Zeit steigt der Strom  $I(t)$  durch den auftretenden Fehler sehr stark an und die Auslöseschwellen der Schutzeinrichtungen werden überschritten. Da es sich dabei um die erste Auslösung des Automatic Reclosers handelt, besitzen der Automatic Recloser AR und die Rezip-Schutzfunktionen RZ die gleichen Auslösezeiten. Aufgrund dieses Verhaltens lösen alle Schutzeinrichtungen bis zum Fehler an der Position B aus.
- ❖ Im dritten Teilbereich **3** startet der Prozess der schrittweisen Wiederschaltung der einzelnen Netzsegmente. Da im zweiten Teilschritt alle Schutzeinrichtungen (Automatic Recloser und Rezip-Einrichtungen) reagiert haben, sind diese geöffnet bzw. haben ausgelöst und konnten somit das restliche Netz wieder in einen gesunden Zustand befördern. Nun beginnt die Pausenzeit  $t_p = 0,5 \text{ s}$  zu laufen, nach Ablauf der  $0,5 \text{ s}$  wird der Automatic Recloser wieder geschlossen und befindet sich somit wieder im Zustand welchen er auch vor dem Eintreten des Fehlers B eingenommen hat. Damit ist gewährleistet, dass der erste

Verbraucher V1 wieder am Netz hängt und somit auch wieder die Versorgung aus der Mittelspannungsleitung beziehen kann.

- ❖ Im vierten Teilbereich [4] wird die Hinzuschaltung der ersten Rezip-Schutzeinrichtung RZ1 nach dem Automatic Recloser betrachtet. Nach einer Pausenzeit von  $t_{RZ,U\uparrow} = 0,5 \text{ s}$  wird die Schutzeinrichtung wieder geschlossen. Hierbei sollte berücksichtigt werden, dass der Fehler B sich direkt nach der ersten RZ-Schutzeinrichtung befindet.
- ❖ Im fünften Teilbereich [5] wird die weitere Vorgehensweise der Rezip-Schutzeinrichtung genauer erläutert. Nachdem die Schutzeinrichtung nach einer Zeitdauer von  $t_{RZ,U\uparrow} = 0,5 \text{ s}$  geschlossen hat, liegt in der betroffenen Mittelspannungsleitung wieder der Fehler B vor. In diesem Fall wird die Auslösedauer von  $t_{RZ}^* = 0,1 \text{ s}$  abgewartet und die Rezip-Schutzeinrichtung schaltet erneut ab und isoliert den Fehler B endgültig. Der Automatic Recloser bleibt trotz des wiederholten Auftretens des Fehlers B geschlossen und der Verbraucher V1 besitzt trotzdem eine gesicherte Strom- und Spannungsversorgung. Der Verbraucher V2 bleibt hingegen spannungslos.
- ❖ Aufgrund der endgültigen Abschaltung der Rezip-Schutzeinrichtung und der damit verbundenen Isolierung des Fehlers B befindet sich das Netz im Teilbereich sechs [6]. Dabei ist zu beobachten, dass sich die Spannung  $U_{SS}(t)$  und der Strom  $I(t)$  wieder in einem normalen Bereich befinden.

### 3.4.5 Netzbetrachtung für das Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz bei einem Fehler A

In Abbildung 14 wird der Fehler A für das Automatic Recloser mit Rezip-Schutzkonzept genauer betrachtet und erläutert. Es ist ersichtlich, dass direkt nach der Sammelschiene der Mittelspannung der Automatic Recloser eingebaut wird.

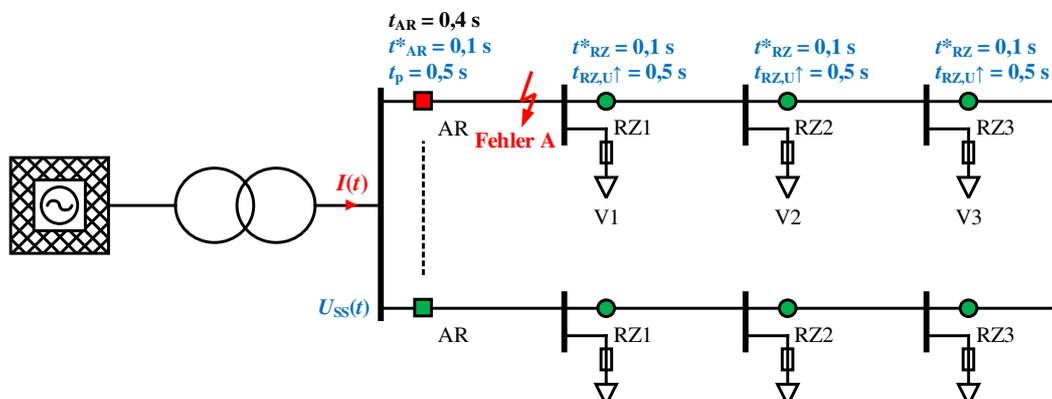


Abbildung 14: Darstellung des Fehlers A unter Verwendung des Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz (eigene Darstellung)

### 3.4.6 Strom- und Spannungsverläufe beim Auftreten von Fehler A

Die Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  werden in der Abbildung 15 dargestellt. Die Verläufe lassen sich zum besseren Verständnis des neuen Schutzkonzeptes in fünf Teilbereiche unterteilen.

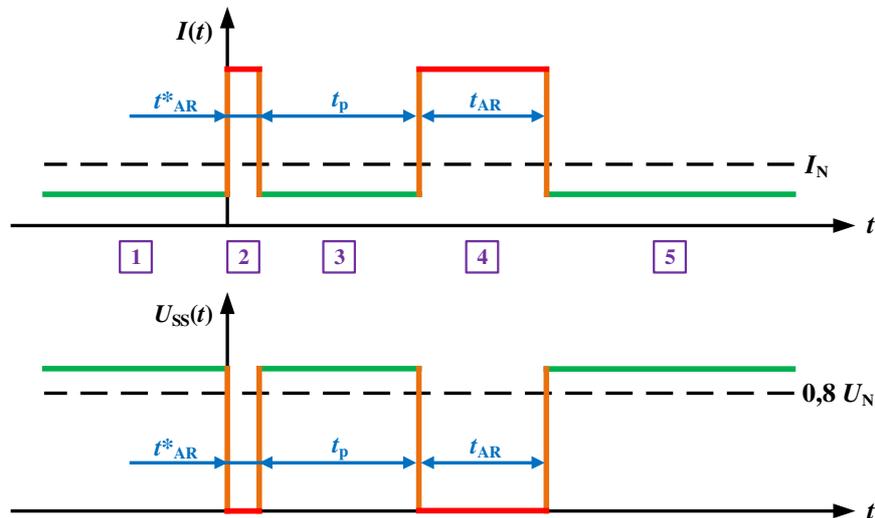


Abbildung 15: Darstellung der Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  für den Fehlerfall A bei dem Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz (eigene Darstellung)

- ❖ Im ersten Teilbereich **1** befindet sich das vorgegebene Musternetz bzw. die Mittelspannungsleitung im Normalzustand. Dabei wird die Auslöseschwelle des Automatic Recloser und der Rezip-Schutzeinrichtungen nicht überschritten. Es kommt daher im ersten Bereich zu keiner Auslösung der Schutzeinrichtungen.
- ❖ Im zweiten Teilbereich **2** kommt es zu einem Fehler an der Position A. Die Spannung  $U_{SS}(t)$  bricht auf einen minimalen Wert ein, zur gleichen Zeit steigt der Strom  $I(t)$  durch den auftretenden Fehler sehr stark an und die Auslöseschwelle des Automatic Recloser wird überschritten. Die Rezip-Schutzeinrichtungen RZ sind aufgrund der Fehlerposition nicht betroffen. Da es sich dabei um die erste Auslösung handelt löst der Automatic Recloser nach  $t^*_{AR} = 0,1$  s aus.
- ❖ Nachdem der Automatic Recloser nach einer Zeitdauer von  $0,1$  s den Fehler abgeschaltet hat, befindet sich das restliche Netz für die vorgegebene Pausenzeit von  $t_p = 0,5$  s wieder im Normalbetrieb. Die Ströme und Spannungen nehmen dadurch im Teilbereich drei **3** wieder normale Werte an.
- ❖ Im vierten Teilbereich **4** wird das Verhalten einer sogenannten Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) repräsentiert. Der Automatic Recloser wird wieder geschlossen, der Fehler A existiert allerdings immer noch. Durch dieses Verhalten ist erkennbar, dass die Automatische Wiedereinschaltung nicht erfolgreich war. Da es sich nun um eine zweite

Auslösung handelt muss die Zeitdauer  $t_{AR} = 0,4 \text{ s}$  betrachtet werden. Nach dem Ablauf dieser Zeitdauer wird der Automatic Recloser nun endgültig geöffnet und die gesamte Mittelspannungsleitung wird vollständig vom Netz genommen.

- ❖ Aufgrund der endgültigen Abschaltung der gesamten Mittelspannungsleitung durch den Automatic Recloser AR und der damit verbundenen Isolierung des Fehlers A befindet sich das Netz im fünften Teilbereich [5]. Dabei ist zu beobachten, dass sich die Spannung  $U_{SS}(t)$  und der Strom  $I(t)$  wieder in einem normalen Bereich befinden. Die Verbraucher der oberen Mittelspannungsleitung sind allerdings spannungslos.

### 3.4.7 Netzbetrachtung für das Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz bei einem Fehler D (Sicherungsauslösung)

Für diesen Fehlerfall soll zunächst auf das Verhalten einer HH-Sicherung eingegangen werden. Grundsätzlich sollte eine Schmelzsicherung nur bis zu ihrem Bemessungsstrom  $I_{RS}$  beansprucht werden. In der Regel erfolgt die Auslösung einer Schmelzsicherung im Bereich von  $\geq 2,5 \cdot I_{RS}$ . Für die Ermittlung der richtigen Schmelzsicherung wird die sogenannte Zeit/Strom-Kennlinie verwendet. Aus dieser Kennlinie wird die Auslösezeit  $t_s$ , der Bemessungsstrom  $I_{RS}$  und der Kurzschlussstrom  $I_k$  entnommen. Eine weitere sehr häufige Darstellung für die HH-Sicherung ist die sogenannte Durchlasskennlinie. In dieser Kennlinie ist der Durchlassstrom  $I_{dS}$ , der Bemessungsstrom  $I_{RS}$  und der Anfangskurzschlusswechselstrom  $I_k''$  zu erkennen. In der Abbildung 16 werden eine typische Zeit/Strom-Kennlinie sowie eine Durchlasskennlinie einer HH-Sicherung dargestellt. In der Regel erfolgt bei strombegrenzenden Sicherungen die Unterbrechung sehr schnell, es kommt daher sehr häufig zu Auslösezeiten von  $\sim 10 \text{ ms}$ . [11, 14]

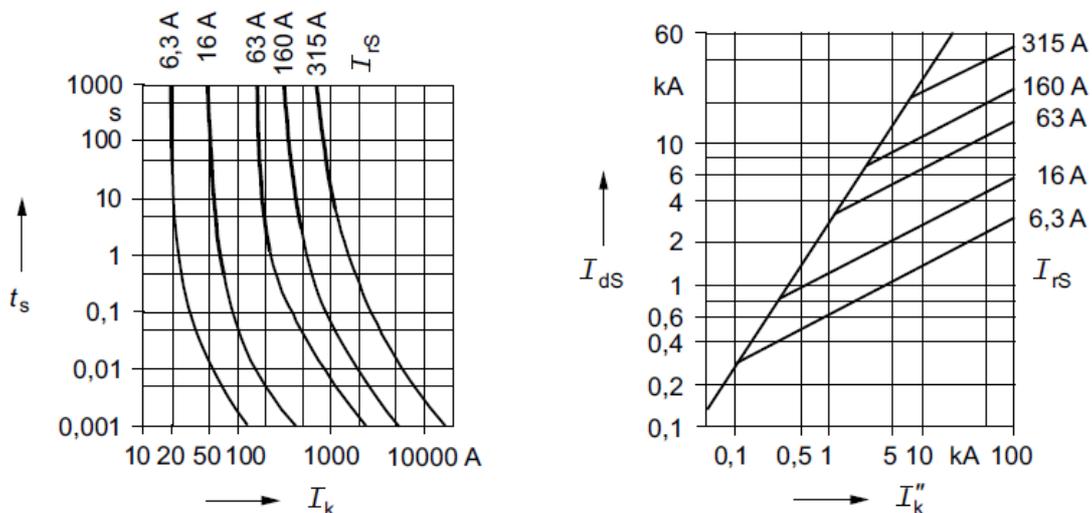


Abbildung 16: Darstellung einer Zeit/Strom-Kennlinie (links) und einer Durchlasskennlinie (rechts) für Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherungen (HH-Sicherungen) [11]

In Abbildung 17 wird der Fehler D für das Automatic Recloser mit Rezip-Schutzkonzept genauer betrachtet und erläutert. Es ist ersichtlich, dass bei dieser Betrachtung der Fehler direkt auf der Versorgungsleitung für den Verbraucher V1 auftritt.

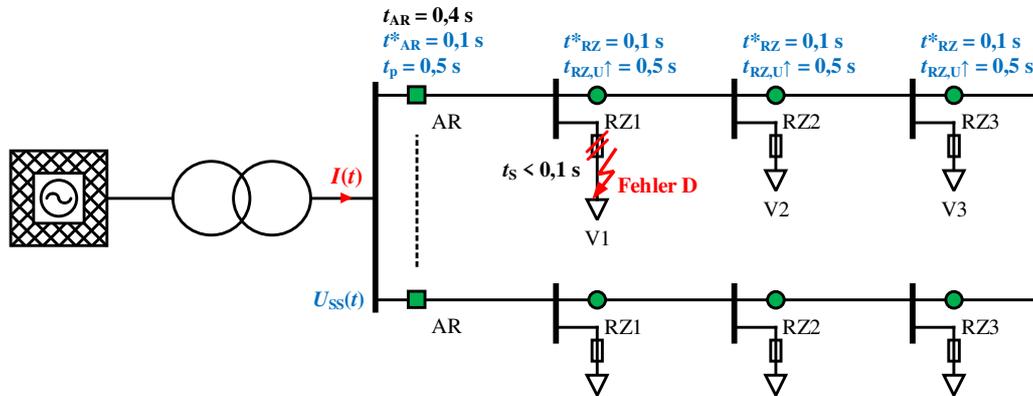


Abbildung 17: Darstellung des Fehlers D auf der Versorgungsleitung des Verbrauchers V1 unter Verwendung des Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz und einer zusätzlichen Sicherung (eigene Darstellung)

### 3.4.8 Strom- und Spannungsverläufe beim Auftreten von Fehler D

Die Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  werden in der Abbildung 18 dargestellt. Um das Verhalten bei der Auslösung einer Schmelzsicherung unter Verwendung des Automatic Recloser mit dem Rezip-Schutzkonzept zu verdeutlichen werden die Signalverläufe in drei Teilbereiche unterteilt.

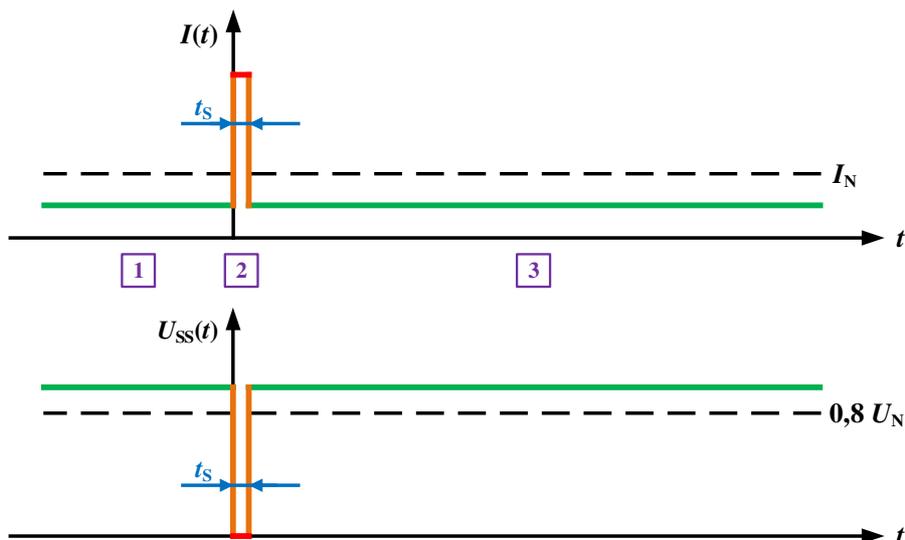


Abbildung 18: Darstellung der Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  für den Fehlerfall D bei dem Automatic Recloser mit Rezip ohne Kupplungsschutz (eigene Darstellung)

Für die Untersuchung des Fehlerfalles D wird auf eine genaue Beschreibung des ersten [1](#) und dritten Teilbereiches [3](#) verzichtet, da sich diese Bereiche nur sehr unwesentlich von den bereits beschriebenen Fehlerfällen unterscheiden. Im ersten (vor dem Fehler) und dritten (nach dem Fehler) Teilbereich befindet sich das Netz im Normalzustand.

- ❖ Im zweiten Teilbereich [2](#) tritt ein Fehler an der Position D auf. Es ist dabei wieder zu beobachten, dass die Spannung  $U_{SS}(t)$  bis auf eine kleine Restspannung vollständig zusammenbricht. Der Strom  $I(t)$  nimmt dagegen einen maximalen Wert an, welcher deutlich den Nennstrom überschreitet. Da sich der Fehler am Abzweig des Verbrauchers V1 nach der Schmelzsicherung befindet, löst diese nach einer Zeitdauer von  $t_s \ll 0,1$  s aus. Der Automatic Recloser sowie die Rezip-Schutzeinrichtungen regen zwar an, lösen aber aufgrund der sehr kurzen Fehlerklärungszeit nicht aus.

### 3.4.9 Netzbetrachtung für das Automatic Recloser mit Rezip mit Kupplungsschutz bei einem Fehler C (Ringstruktur)

In diesem Kapitel soll das Verhalten des neuartigen Schutzkonzeptes bei der Verwendung von Ringnetzen bzw. Ringstrukturen untersucht werden. Hierbei wird das zuvor verwendete Musternetz um einen weiteren Verbraucher V4 ausgedehnt. Anschließend werden die beiden Mittelspannungsleitungen mit Hilfe einer Kupplung miteinander verbunden. Durch die Verwendung dieser Kupplung entsteht aus dem Strahlennetz ein sogenanntes offen betriebenes Ringnetz. In der Abbildung 19 wird das zu untersuchende Ringnetz nochmals genauer dargestellt.

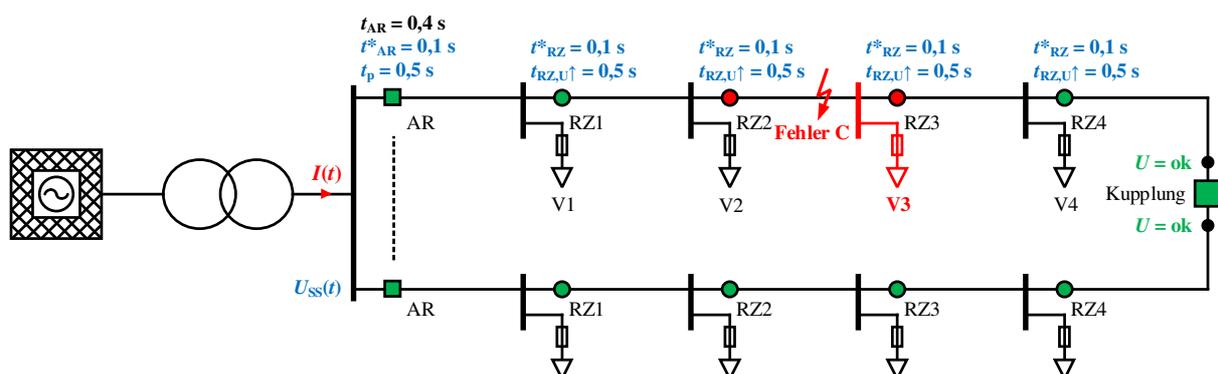


Abbildung 19: Darstellung des Fehlers C bei einer Ringstruktur eines Mittelspannungsnetzes unter Verwendung des Automatic Recloser mit Rezip mit Kupplungsschutz (eigene Darstellung)

### 3.4.10 Strom- und Spannungsverläufe beim Auftreten von Fehler C (Ringstruktur)

Die Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  werden in der Abbildung 20 dargestellt. Hierbei wird der bereits in Kapitel 3.4.1 erklärte Fehler C eines Strahlennetzes mit einer Kupplung zu einem Ringnetz erweitert. Um eine möglichst genaue Übersicht zu gewährleisten wird der dargestellte Signalverlauf in elf Teilabschnitte unterteilt.

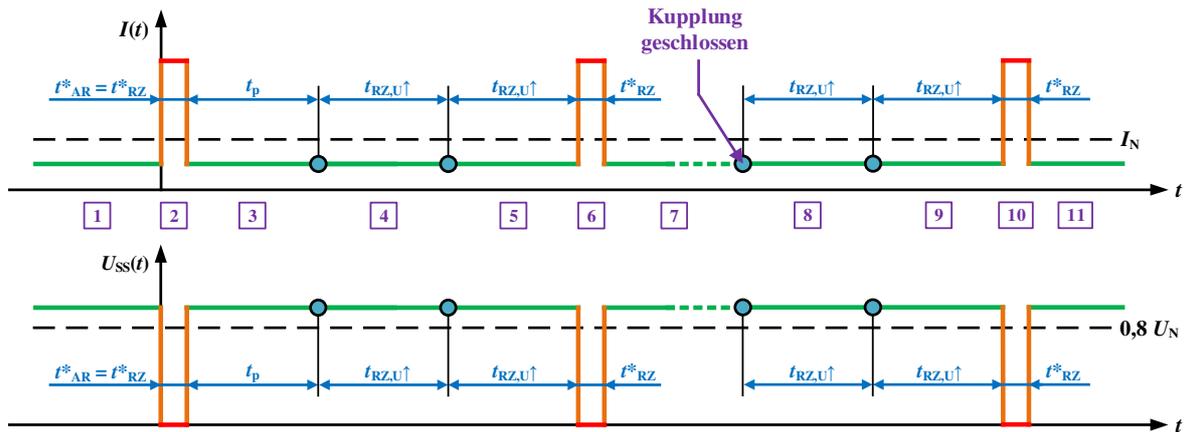


Abbildung 20: Darstellung der Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  für den Fehlerfall C bei dem Automatic Recloser mit Rezip mit Kupplungsschutz (eigene Darstellung)

- ❖ Auf eine genauere Beschreibung zu den Teilbereichen eins bis inklusive sechs (1 – 6) wird auf das Kapitel 3.4.2 verwiesen. In diesem Kapitel sind die einzelnen Teilbereiche sehr genau angegeben. Der einzige Unterschied zu einem gewöhnlichen Strahlennetz wird wie folgt dargestellt: Die Rezip-Schutzeinrichtungen rechts von Verbraucher V3 und Verbraucher V4 erfahren einen Spannungseinbruch  $U = 0 \text{ V}$ . Aufgrund dieses Spannungseinbruches werden diese beiden Rezip-Schutzeinrichtungen RZ3 und RZ4 geöffnet. In der oberen Mittelspannungsleitung existiert daher folgende Netzkonfiguration: Der Automatic Recloser ist geschlossen, die Rezip-Schutzeinrichtung rechts von Verbraucher V1 ist geschlossen, alle anderen Rezip-Schutzeinrichtungen sind geöffnet.
- ❖ Aufgrund der endgültigen Abschaltung der drei Rezip-Schutzeinrichtungen und der damit verbundenen Isolierung des Fehlers C befindet sich das Netz im Teilbereich sieben 7. Dabei ist zu beobachten, dass sich die Spannung  $U_{SS}(t)$  und der Strom  $I(t)$  wieder in einem normalen Bereich befinden. Des Weiteren ist zu beachten, dass bei der unteren Mittelspannungsleitung alle Schutzeinrichtungen in ihren Default-Einstellungen verbleiben, da es in dieser Leitung zu keinem Fehler gekommen ist. Die Kupplung erkennt durch den Vergleich der Spannungswerte der beiden Mittelspannungsleitungen, dass bei der oberen Leitung ein Fehler aufgetreten ist, und dadurch keine Spannung anliegt. Durch die aufgetretene Spannungsdifferenz wird die Kupplung geschlossen. Aufgrund der Schließung der Kupplung liegt bei genauerer Betrachtung ein Ringnetz vor, welches durch die untere Mittelspannungsleitung versorgt wird.
- ❖ Im achten und neunten Teilbereich (8 – 9) geht es um die Zuschaltung der Rezip-Schutzeinrichtung welche sich rechts neben den Verbrauchern V3 und V4 befinden. Aufgrund der geschlossenen Kupplung besitzen die Schutzeinrichtungen wieder eine vollständige Spannungsversorgung. In diesem Fall muss der Zeit  $t_{RZ,U\uparrow}$  besondere Beachtung ge-

schenkt werden. Diese Zeit gibt im Endeffekt die Pausenzeit für die Rezip-Schutzeinrichtung an. Nach der jeweils angegebenen Zeit von  $t_{RZ,U\uparrow} = 0,5 \text{ s}$  wird zuerst die Rezip-Schutzeinrichtung RZ4 rechts neben dem Verbraucher V4 und anschließend die Rezip-Schutzeinrichtung RZ3 rechts neben dem Verbraucher V3 geschlossen. In diesem Fall sollte allerdings beachtet werden, dass sich nach der Schutzeinrichtung RZ3 der Fehler C befindet.

- ❖ Im zehnten Teilbereich [10] wird die weitere Vorgehensweise aus dem achten bzw. neunten Teilbereich erläutert werden. Nachdem die Schutzeinrichtung rechts neben dem Verbraucher V3 nach einer Zeitdauer von  $t_{RZ,U\uparrow} = 0,5 \text{ s}$  geschlossen hat, liegt in der betroffenen Mittelspannungsleitung wieder der Fehlerfall C vor. In diesem Fall schaltet RZ3 auf einen Fehler. Es wird die Auslösedauer von  $t_{RZ}^* = 0,1 \text{ s}$  abgewartet und die Rezip-Schutzeinrichtung RZ3 schaltet endgültig ab.
- ❖ Aufgrund der endgültigen Abschaltung der Rezip-Schutzeinrichtung RZ3 und der damit verbundenen Isolierung des Fehlers C befindet sich das Ringnetz im elften Teilbereich [11]. Dabei ist zu beobachten, dass sich die Spannung  $U_{SS}(t)$  und der Strom  $I(t)$  wieder in einem normalen Bereich befinden. Der Verbraucher V3 bleibt aber trotz der Verwendung des Ringnetzes spannungslos.

### 3.4.11 Netzbetrachtung für das Automatic Recloser mit Rezip mit Kupplungsschutz bei einem Fehler C (Ringstruktur mit doppelter Schutz Ausführung)

Die Versorgungszuverlässigkeit des zuvor beschriebenen Ringnetzes soll mit Hilfe von zusätzlichen Rezip-Schutzeinrichtungen an den Enden eines jeden Leitungssegments erhöht werden. Dabei werden die Rezip-Schutzeinrichtungen mit einem sogenannten Richtungsglied ausgestattet, welche durch horizontale Pfeile in der Abbildung 21 dargestellt werden.

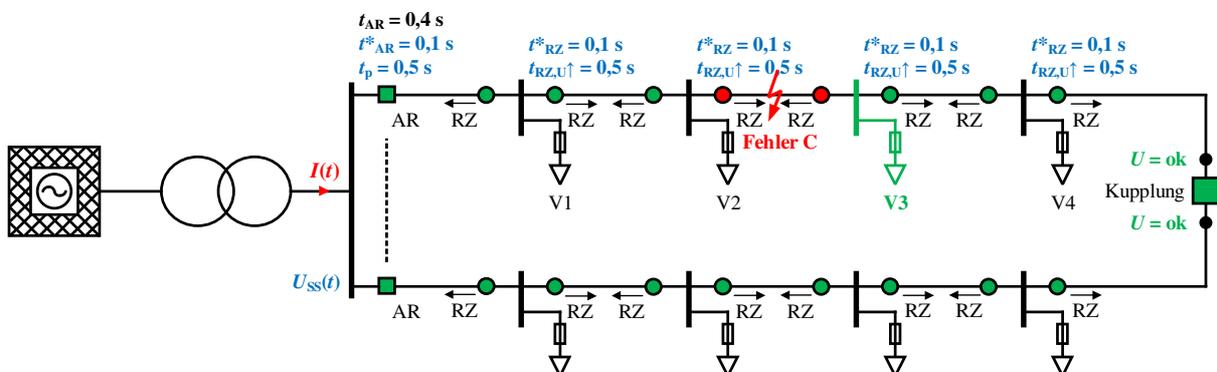


Abbildung 21: Darstellung des Fehlers C bei einer Ringstruktur eines Mittelspannungsnetzes unter Verwendung des Automatic Recloser mit Rezip mit Kupplungsschutz – doppelte Schutz Ausführung (eigene Darstellung)

Es ist zu erkennen, dass durch die doppelte Ausführung der Rezip-Schutzeinrichtungen der zuvor spannungslose Verbraucher V3 in diesem Fall wieder mit dem Netz verbunden wird. Durch die Verdopplung der Rezip-Schutzeinrichtungen lässt sich rein das defekte Mittelspannungsleitungsstück selektiv isolieren. Auf die Darstellung der Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  wird in diesem Kapitel verzichtet, da dieses Prinzip bereits im Kapitel 3.4.10 beschrieben wurde.

## 3.5 Untersuchung der AWE unter Verwendung von Automatic Recloser-Schutzeinrichtungen

### 3.5.1 Allgemeines zur Automatischen Wiedereinschaltung (AWE)

Bei der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) handelt es sich um eine automatische Unterbrechung einer gestörten Freileitung. Dabei wird das Freileitungssystem für eine bestimmte Zeit vom Netz genommen um eine sichere Löschung des vorhandenen Lichtbogens zu gewährleisten. Bei der Automatischen Wiedereinschaltung wird grundsätzlich zwischen einer erfolgreichen AWE und einer erfolglosen AWE unterschieden. Bei der erfolgreichen AWE wird angenommen, dass sich der Lichtbogenüberschlag während der Abschaltung von selbst gelöscht hat, und eine Zuschaltung der Freileitung wieder ohne Probleme möglich ist. Bei der erfolglosen AWE erfolgt keine Lichtbogenlöschung und der Fehler tritt nach dem wiederholten Zuschalten der Freileitung wieder auf. [22]

Für eine erfolgreiche Beseitigung von Lichtbögen wird eine ausreichend große Gesamtpausenzeit benötigt. Die Gesamtpausenzeit setzt sich dabei aus verschiedenen Parametern zusammen. Zu diesen zählen die Unterbrechungszeit, die Pausenzeit, die resultierende Pausenzeit, die Sperrzeit, die Wirkzeit sowie die Pausenzeit der AWE-Einrichtung. [22]

- ❖ **Unterbrechungszeit:** Die Unterbrechungszeit gibt grundsätzlich die Zeitdauer an die zwischen der Kontakttrennung des Leistungsschalters und der erneuten Kontaktgabe des Leistungsschalters verstreicht. Es ist zu beachten, dass die Unterbrechungszeit für die netztechnischen Gegebenheiten und für den Leistungsschalter von wichtiger Bedeutung ist. [22]
- ❖ **Pausenzeit:** Bei der Pausenzeit handelt es sich um die Zeitdauer die von der Unterbrechung des Stromflusses bis zum wiederholten Fließen des Stromes vergeht. Bei der Pausenzeit wird zwischen einer Kurzzeit-AWE ( $\leq 1$  s) und einer Langzeit-AWE ( $> 1$  s) unterschieden. Vor allem in der Mittelspannungsebene wird sehr häufig eine Mischung aus beiden Ausbauförmungen verwendet. [22]

- ❖ **Resultierende Pausenzeit:** Die resultierende Pausenzeit ist für den Erfolg bzw. die Erfolgsaussichten einer Automatischen Wiedereinschaltung von sehr großer Bedeutung. Hierbei ist eine ausreichende Entionisierung an der Fehlerstelle der Freileitung von enormer Wichtigkeit. Die Dauer der Entionisierung hängt vor allem von der Betriebsspannung, der Höhe und der Dauer des Kurzschlussstromes sowie den atmosphärischen Bedingungen ab. Für die resultierende Pausenzeit wird in der Regel zwischen einer einpoligen und einer dreipoligen AWE unterschieden. Für die Mittelspannungsebene ergibt sich bei der dreipoligen AWE eine resultierende Pausenzeit von 0,3 – 0,5 s. [22]
- ❖ **Sperrzeit:** Die Sperrzeit verhindert, dass sofort nach der Anwendung eine weitere AWE durchgeführt werden kann. Eine wiederholte Anwendung der AWE in kurzen Zeitabständen wird bei den Leistungsschaltern unter Umständen Schäden verursachen. Aus diesem Grund lässt sich während der Sperrzeit eine Automatische Wiedereinschaltung nicht wiederholen. Ein Richtwert für die Sperrzeit wird mit rund 10 s angegeben, kann aber bis zu drei Minuten reichen. [22]
- ❖ **Wirkzeit:** Die Wirkzeit gibt an, in welchen Zeitraum die AWE zugelassen wird. Der Start dieses Zeitparameters erfolgt grundsätzlich mit der Anregung der betreffenden Schutzeinrichtung. Dabei ist zu beachten, dass eine AWE nur auslöst, wenn die Kommandozeit der Schutzeinrichtung kleiner ist als die Wirkzeit der AWE. [22]
- ❖ **Pausenzeit der AWE-Einrichtung:** Bei diesem Zeitparameter handelt es sich um die Zeitspanne welche zwischen dem Ausschaltkommando der Schutzeinrichtung und dem Einschaltkommando der AWE-Einrichtung vergeht. [22]

In der Abbildung 22 wird der Funktionsablauf mit den zuvor beschriebenen Zeitparametern dargestellt. Es ist zu erkennen, dass es auf einer Freileitung bzw. einem Freileitungsabgang zwischen dem Leistungsschalter 1 und dem Leistungsschalter 2 zu einem Kurzschluss bzw. einem Fehlerfall gekommen ist. [7]

Die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) wird in Mittelspannungsnetzen (dreipolige AWE), Hochspannungsnetzen und Höchstspannungsnetzen verwendet. Bei Netzen welche mit einem hohen Freileitungsanteil ausgestattet sind, liegt die Erfolgsquote der AWE bei ca. 80 %. Außerdem ist zu beachten, dass dabei ein Leistungsschalter benötigt wird der für die Verwendung der Automatischen Wiedereinschaltung ausgelegt ist. [7, 22]

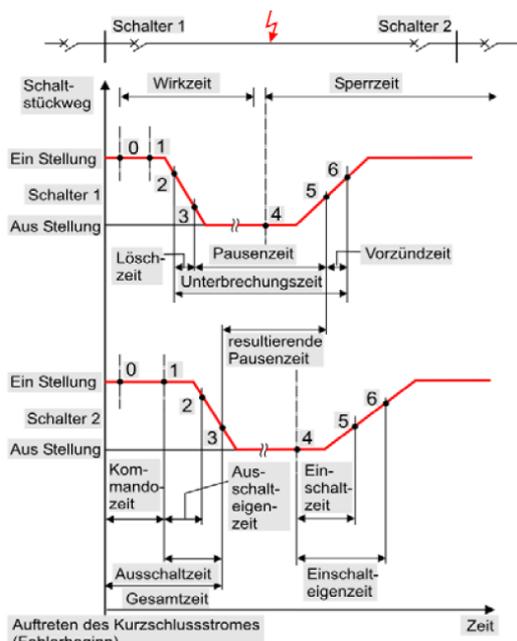


Abbildung 22: Funktionsablauf einer Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) [7]

### 3.5.2 Netzbetrachtung für Automatic Recloser-Schutzeinrichtungen bei einem permanenten Fehler B (Automatische Wiedereinschaltung – AWE)

In der Abbildung 23 wird das bereits bekannte Musternetz dargestellt. Dabei ist allerdings zu beachten, dass in diesem Fall pro Mittelspannungsleitung jeweils zwei Automatic Recloser verwendet werden. Aufgrund der Serienschaltung der Schutzeinrichtungen muss eine Zeitstufung der Automatic Recloser durchgeführt werden. Bei einem permanenten Fehler handelt es sich um einen Fehler, welcher sich aufgrund der Automatischen Wiedereinschaltung nicht beheben lässt.

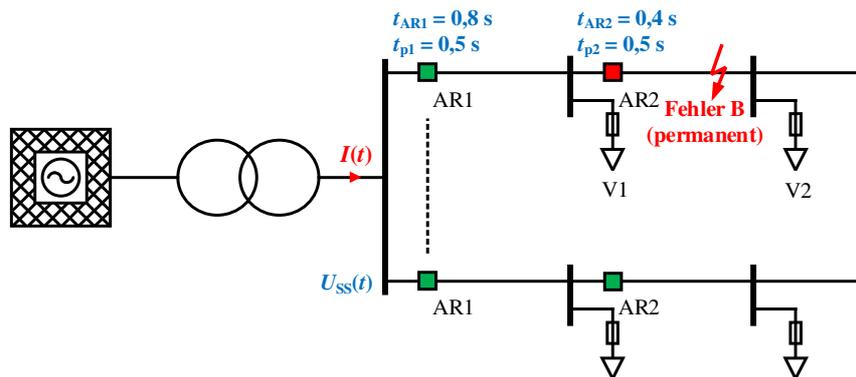


Abbildung 23: Darstellung des permanenten Fehlers B auf einem Leitungsabgang eines Mittelspannungsnetzes unter Verwendung von Automatic Recloser-Schutzeinrichtungen (eigene Darstellung)

### 3.5.3 Strom- und Spannungsverläufe beim Auftreten eines permanenten Fehlers B

Die Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  bei der Durchführung einer AWE werden in der Abbildung 24 dargestellt. Um eine möglichst genaue Übersicht zu gewährleisten wird der dargestellte Signalverlauf in fünf Teilabschnitte unterteilt.

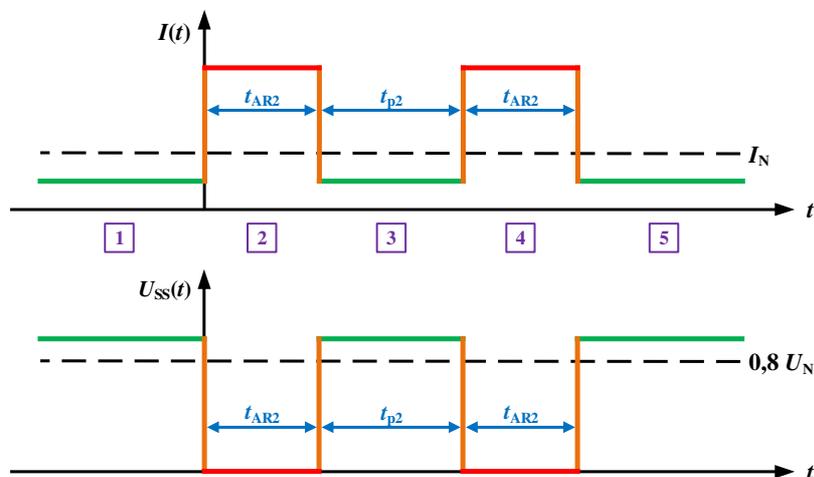


Abbildung 24: Darstellung der Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  für den permanenten Fehler unter Verwendung von AR-Schutzeinrichtungen (eigene Darstellung)

- ❖ Im ersten Teilbereich **1** befindet sich das vorgegebene Musternetz bzw. die Mittelspannungsleitung im Normalzustand.
- ❖ Im zweiten Teilbereich **2** kommt es zu einem permanenten Fehler an der Position B. Durch den aufgetretenen Fehler werden die Auslöseschwellen der beiden Schutzeinrichtungen AR1 und AR2 überschritten. Nach einer Zeitdauer von  $t_{AR2} = 0,4 \text{ s}$  öffnet die Schutzeinrichtung AR2 und der Fehler wird isoliert.
- ❖ Nachdem der Automatic Recloser AR2 nach einer Zeitdauer von  $0,4 \text{ s}$  den Fehler abgeschaltet hat befindet sich das restliche Netz für die vorgegebene Pausenzeit von  $t_p = 0,5 \text{ s}$  wieder im Normalbetrieb. Die Ströme und Spannungen nehmen dadurch im dritten Teilbereich **3** wieder normale Werte ein.
- ❖ Im vierten Teilbereich **4** wird das Verhalten einer sogenannten Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) repräsentiert. Der Automatic Recloser wird wieder geschlossen. Der Fehler B existiert immer noch und die Mittelspannungsleitung wird nach einer weiteren Auslösezeit von  $t_{AR2} = 0,4 \text{ s}$  endgültig abgeschaltet.
- ❖ Aufgrund der endgültigen Abschaltung durch den Automatic Recloser AR2 und der damit verbundenen Isolierung des Fehlers B befindet sich das Netz im fünften Teilbereich **5**. Dabei ist zu beobachten, dass sich die Spannung  $U_{SS}(t)$  und der Strom  $I(t)$  wieder in einem normalen Bereich befinden. Der Verbraucher V2 ist in diesem Fall allerdings spannungslos.

### 3.5.4 Netzbetrachtung für Automatic Recloser-Schutzeinrichtungen bei einem transienten Fehler B (Automatische Wiedereinschaltung – AWE)

In der Abbildung 25 wird eine sehr ähnliche Schaltung dargestellt. Der Unterschied liegt darin, dass in diesem Fall ein transienter Fehler an der Position B auftritt. Darunter wird ein Fehler verstanden, welcher sich durch die Automatische Wiedereinschaltung beheben lässt.

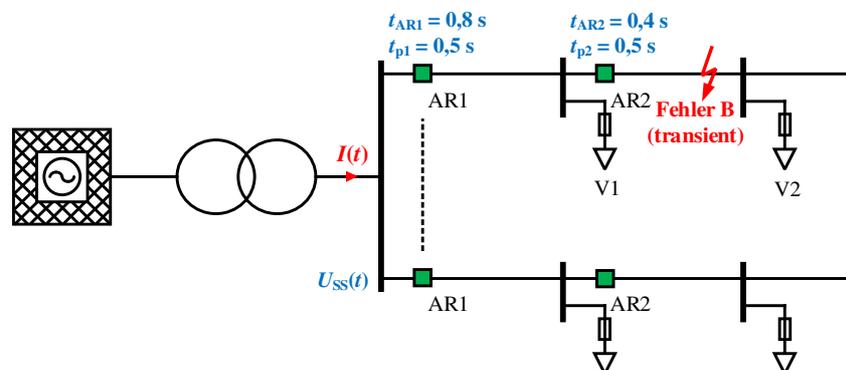


Abbildung 25: Darstellung des transienten Fehlers B auf einem Leitungsabgang eines Mittelspannungsnetzes unter Verwendung von Automatic Recloser-Schutzeinrichtungen (eigene Darstellung)

### 3.5.5 Strom- und Spannungsverläufe beim Auftreten eines transienten Fehlers B

Die Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  bei der Durchführung einer AWE bei einem transienten Fehler werden in der Abbildung 26 dargestellt. Um eine möglichst genaue Übersicht zu gewährleisten wird der dargestellte Signalverlauf in vier Teilabschnitte unterteilt.

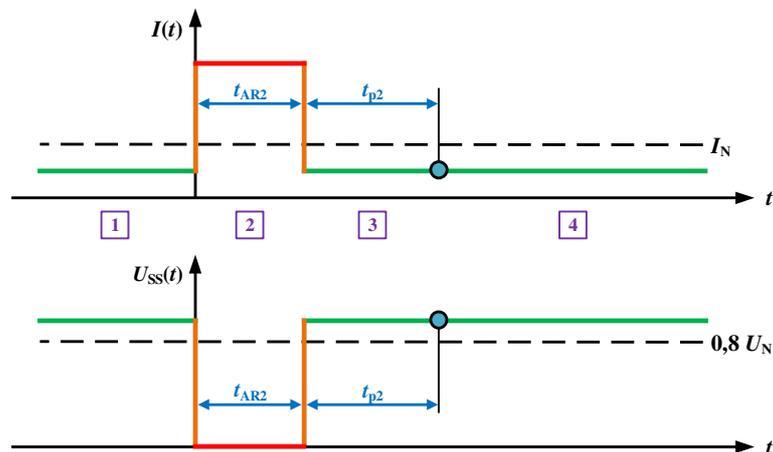


Abbildung 26: Darstellung der Signalverläufe für den Strom  $I(t)$  und die Spannung  $U_{SS}(t)$  für den transienten Fehler B unter Verwendung von AR-Schutzeinrichtungen (eigene Darstellung)

- ❖ Im ersten Teilbereich **1** befindet sich das vorgegebene Musternetz bzw. die Mittelspannungsleitung im Normalzustand.
- ❖ Im zweiten Teilbereich **2** kommt es zu einem transienten Fehler an der Position B. Durch den aufgetretenen Fehler werden die Auslöseschwellen der beiden Schutzeinrichtungen AR1 und AR2 überschritten. Nach einer Zeitdauer von  $t_{AR2} = 0,4$  s öffnet die Schutzeinrichtung und der Fehler wird isoliert.
- ❖ Nachdem der Automatic Recloser AR2 nach einer Zeitdauer von 0,4 s den Fehler abgeschaltet hat befindet sich das restliche Netz für die vorgegebene Pausenzeit von  $t_p = 0,5$  s wieder im Normalbetrieb. Die Ströme und Spannungen nehmen dadurch im dritten Teilbereich **3** wieder normale Werte ein.
- ❖ Da es sich bei diesem Fehler um einen sogenannten transienten Fehler handelt, konnte dieser durch die Automatische Wiedereinschaltung behoben werden. Das Netz befindet sich durch die Durchführung der Automatischen Wiedereinschaltung wieder im selben Zustand wie vor dem Eintreten des transienten Fehlers an der Position B. Dabei ist zu beobachten, dass sich die Spannung  $U_{SS}(t)$  und der Strom  $I(t)$  in einem normalen Bereich befinden. Dieses Verhalten ist im vierten Teilbereich **4** zu erkennen.

## 4 Qualitätsregulierung in Europa

### 4.1 Grundlagen der Qualitätsregulierung

#### 4.1.1 Allgemeines

Bei der Qualitätsregulierung werden die Begriffe der Versorgungsqualität und der Versorgungssicherung sehr häufig als ein gemeinsamer Punkt angesehen. In der Praxis sind diese beiden Begriffe allerdings strikt getrennt zu betrachten. Die Versorgungsqualität lässt sich mit Hilfe der vier (Netzzuverlässigkeit, Produktqualität, Versorgungssicherheit und Servicequalität) bzw. fünf Säulen (vier Säulen + Netzleistungsfähigkeit) in der Tabelle 1 darstellen. Die Versorgungssicherung besteht aus den Bereichen der langfristigen Versorgungssicherheit und der Energielenkung. [3, 23]

Teilbereiche der Versorgungsqualität				
Netzzuverlässigkeit	Produktqualität	Versorgungssicherheit	Servicequalität	Netzleistungsfähigkeit
Bei der Netzzuverlässigkeit handelt es sich um die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzvertriebers die Verbraucher bzw. Kunden mit bestmöglicher Qualität zu versorgen.	Bei der Produktqualität wird der zeitliche Verlauf der Spannung erfasst. Hierfür wird die vor allem technische Qualität des Stromes benötigt.	Bei der Versorgungssicherheit geht es um die Einhaltung der technischen Sicherheitsaspekte um Schäden an Menschen oder Anlagen vorzubeugen bzw. vermeiden zu können.	Die Servicequalität bildet das Verhältnis zwischen dem Energienetzverreiber und dem Kunden/Verbraucher. Zu den wichtigen Parametern zählen beispielsweise die Termineinhaltung und die Qualität der Rechnungslegung.	Bei der Netzleistungsfähigkeit handelt es sich um die Möglichkeit, dass Energienetzverreiber die geforderte Nachfrage der Kunden/Verbraucher nach der Übertragung von Energie befriedigen können.
Vier Säulen der Versorgungsqualität für das internationale Verständnis				Zusätzliche Säule in Deutschland

Tabelle 1: Darstellung der vier bzw. fünf Säulen der Versorgungsqualität (eigene Darstellung mittels der Säulen der Versorgungsqualität aus [3, 24, 25])

Bei der dargestellten Tabelle 1 wird wie bereits erwähnt zwischen dem vier bzw. fünf Säulenmodell der Versorgungsqualität unterschieden. Das Vier-Säulen-Modell (Netzzuverlässigkeit, Produktqualität, Versorgungssicherheit und Servicequalität) repräsentiert das internationale Modell. Bei der Betrachtung der ARegV (Anreizregulierungsverordnung) ergibt sich ein Säulenmodell mit fünf Teilbereichen (vier Säulen + Netzleistungsfähigkeit). [3, 24]

In vielen europäischen Ländern ist ein System der Qualitätsregulierung bereits eingeführt worden. Die Qualitätsregulierung wird verwendet um eine Balance aus Kosten und Nutzen zu gewährleisten. Um eine Qualitätsregulierung durchführen zu können wird eine wertneutrale Bewertung der Versorgungsqualität benötigt. Diese Beurteilung erfolgt grundsätzlich durch einen sogenannten Regulator, welcher einem Regulierungssystem unterliegt. [23]

#### 4.1.2 Die Phasen der Qualitätsregulierung

Grundsätzlich setzt sich die Qualitätsregulierung zur objektiven Bewertung der Versorgungsqualität aus drei Phasen zusammen, welche in weiterer Folge näher betrachtet werden.

##### ❖ **Phase 1: Definition und Erfassung der Qualitätsfaktoren**

In der ersten Phase erfolgt der Aufbau einer Qualitätsregulierung mit Hilfe von robusten, belastbaren und transparenten Kenngrößen. Der wichtigste Aspekt dabei ist, dass die vorgegebenen Qualitätsregularien durch unterschiedliche Auffassung der Energieversorgungsnetzbetreiber nicht verfälscht werden können. Aus diesem Grund werden Beobachtungsmechanismen für Datensätze sowie Ausschließungsanlässe verwendet. Bei der Formulierung dieser bereits erwähnten Ausschließungskriterien ist größte Präzision erforderlich, weil Fehlinterpretationen bzw. Falschmeldungen der verschiedenen Parteien zu sehr großen Differenzen führen können. [23]

##### ❖ **Phase 2: Standards und Veröffentlichungspflichten von Qualitätskennzahlen**

Durch den Abschluss der Phase 1 müssen in der Phase 2 die „Standards“, welche vom Regulator geprüft werden, festgelegt werden. Bei den vorgegebenen „Standards“ wird zwischen dem garantierten Standard (Mindeststandard) und dem generellen Standard (Gesamtstandard) unterschieden. [23]

Beim **garantierten Standard** (Mindeststandard) werden die Mindestanforderungen bezüglich der Versorgungsqualität separater Verbraucher festgelegt. Bei einer Verletzung der Mindestansprüche durch den Energieversorgungsnetzbetreiber, wird dieser verpflichtet, Zahlungen an den betroffenen Kunden zu entrichten. Der Vorteil dieses Prinzips liegt darin, dass der Netzbetreiber individuell auf die Kunden (beispielsweise auf den geografischen Standort) eingeht. [23]

Beim **generellen Standard** (Gesamtstandard) wird die durchschnittliche Qualität der Versorgung auf das gesamte Netz dargestellt. Mit Hilfe des generellen Standards besitzen die Kunden ein Anrecht auf eine Maximierung des Qualitätsniveaus. Im Vergleich zu den garantierten Standards ist der generelle Standard nicht an Bonus- oder Malussysteme gebunden. [23]

#### ❖ **Phase 3: Integrierte Standards für Preisregulierung und Qualitätsregulierung**

Die dritte Phase behandelt die Bereitstellung des bestmöglichen Qualitätsniveaus. Dabei geht es vor allem um die Ermittlung des Optimums, welches erreicht wird, wenn der Grenznutzen des Unternehmens bzw. Kunden gleich den Grenzkosten ist. In der Regel werden von den Unternehmen die Kosten für eine Qualitätsverbesserung zu hoch angesetzt, da der Bonus für eine Optimierung der Qualität erhöht werden kann. Auch in diesem Bereich muss der Regulator große Vorsicht walten lassen um damit die gewünschten Standards einhalten zu können. [23]

Es ist zu beachten, dass aufgrund der unterschiedlichen Ausbaustufen der Versorgungsnetze die Qualität nur in gewisser Art und Weise angepasst wird. Des Weiteren wird zwischen „sensiblen“ und „unsensiblen“ Kunden unterschieden. Bei sensiblen Kunden kann auch die höchste Versorgungsqualität nicht ausreichend sein. Bei dieser Kundengruppe ist zu beachten, dass Versorgungsausfälle oftmals mit sehr hohen Kosten verbunden sind. [23]

## 4.2 Internationale Zuverlässigkeitskenngrößen

Vor allem in Europa werden für die Bewertung der meisten Qualitätsregulierungsmodelle die internationalen Zuverlässigkeitskenngrößen benötigt. Die Verwendung der internationalen Zuverlässigkeitskenngrößen gewährleistet einen möglichen internationalen Vergleich. Die wichtigsten Zuverlässigkeitskenngrößen werden nachfolgend genauer erläutert. [23, 26, 27]

### 4.2.1 System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

Der SAIDI-Wert repräsentiert die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit bzw. die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung während eines gesamten Jahres. Bei dieser Netzzuverlässigkeitskennzahl ist zu beachten, dass jeder Kunde gleich stark gewichtet wird. Der System Average Interruption Duration Index wird bei der Betrachtung des Q-Elementes auf SAIDI-Basis verwendet und wird mittels Gleichung (4-1) berechnet. [23, 26]

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum n_j \cdot t_j}{N_K} \quad (4-1)$$

Zur Berechnung des System Average Interruption Duration Index wird die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall  $n_j$ , die Unterbrechungsdauer je Anlassfall in Minuten  $t_j$  und die Gesamtanzahl der Netzbenutzer  $N_K$  benötigt. [26]

#### 4.2.2 Average System Interruption Duration Index (ASIDI)

Der ASIDI-Wert gibt die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit eines Netzes an. Es ist zu beachten, dass für die Berechnung des Average System Interruption Duration Index die Transformatorleistung (installierte Scheinleistung) eine wichtige Kenngröße ist. [26]

$$\text{ASIDI} = \frac{\sum l_j \cdot t_j}{L_s} = \frac{\sum l_j \cdot t_j}{S_{\text{installiert/Netz}}} \quad (4-2)$$

Zur Berechnung des Average System Interruption Duration Index wird die unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall  $l_j$  in kVA, die Unterbrechungsdauer je Anlassfall in Minuten  $t_j$  und die gesamte installierte Scheinleistung  $L_s$  bzw.  $S_{\text{installiert/Netz}}$  in kVA benötigt. [26]

#### 4.2.3 System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

Der SAIFI-Wert stellt die gemittelte Anzahl der Versorgungsunterbrechungen pro Jahr dar. Die Ermittlung des System Average Interruption Frequency Index wird entweder auf Basis der Kundenanzahl, der Leistung oder der Anzahl der Netzstationen ermittelt. [23, 26]

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum n_j}{N_K} \quad (4-3)$$

Zur Berechnung des System Average Interruption Frequency Index, z. B. auf Basis der Anzahl der Netzbenutzer muss die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall  $n_j$  und die Gesamtanzahl der Netzbenutzer  $N_K$  bekannt sein. [26]

#### 4.2.4 Average System Interruption Frequency Index (ASIFI)

Der ASIFI-Wert gibt die leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit für das Netz bzw. den Verbraucher an. Es ist zu beachten, dass der Average System Interruption Frequency Index keine Einheit besitzt und daher dimensionslos ist. [26]

$$\text{ASIFI} = \frac{\sum l_j}{L_s} = \frac{\sum l_j}{S_{\text{installiert/Netz}}} \quad (4-4)$$

Zur Berechnung des Average System Interruption Frequency Index wird die unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall  $l_j$  in kVA und die gesamte installierte Scheinleistung  $L_s$  bzw.  $S_{\text{installiert/Netz}}$  in kVA benötigt. [26]

#### 4.2.5 Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)

Der CAIDI-Wert gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechungsdauer an. Die Ermittlung des Customer Average Interruption Duration Index wird entweder mit Hilfe der unterbrochenen Kunden oder mit der Leistung berechnet werden. [23, 26]

$$CAIDI = \frac{\sum n_j \cdot t_j}{\sum n_j} \quad (4-5)$$

Zur Berechnung des Customer Average Interruption Duration Index wird die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall  $n_j$  und die Unterbrechungsdauer je Anlassfall in Minuten  $t_j$  benötigt. [26]

#### 4.2.6 Zusammenhang zwischen SAIDI, CAIDI und SAIFI

Zum Abschluss der internationalen Zuverlässigkeitskennzahlen soll der Zusammenhang zwischen der SAIDI-, CAIDI- und SAIFI-Kennzahl überprüft werden. [26, 27]

$$SAIDI = CAIDI \cdot SAIFI = \frac{\sum n_j \cdot t_j}{\sum n_j} \cdot \frac{\sum n_j}{N_K} = \frac{\sum n_j \cdot t_j}{N_K} \quad (4-6)$$

Damit konnte bewiesen werden, dass sich die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit eines gesamten Jahres (SAIDI) aus dem Produkt der durchschnittlichen Versorgungsunterbrechungsdauer (CAIDI) und der durchschnittlichen Anzahl der Versorgungsunterbrechungen pro Jahr (SAIFI) ermitteln lässt.

### 4.3 Internationale Ansätze zur Qualitätsregulierung

Für die Bewertung der Versorgungsqualität der Energieversorgungsnetzverreiber werden sehr häufig diverse Kenngrößen verwendet. Obwohl in vielen Ländern der Welt verschiedene Methoden zur Umsetzung der Qualitätsregulierung existieren, greifen alle diese Länder auf die mittlere Unterbrechungshäufigkeit und auf die mittlere Unterbrechungsdauer zurück. [5, 23]

Viele Länder verwenden als Maß der Qualitätsregulierung bzw. der Versorgungszuverlässigkeit die Methode des Energy Not Supplied (ENS). Für diese Methode werden die Kenngrößen des Customer Minutes Lost (CML) und der Customer Interruptions (CI) verwendet. In anderen Ländern wird als Maß für die Versorgungszuverlässigkeit beispielsweise der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) verwendet. [5, 23]

#### 4.3.1 Revenue-Cap-Qualitätsregulierung (Erlösberggrenzenregulierung) in Norwegen

Das bereits vorhandene Erlösberggrenzenregulierungssystem konnte mit einem Qualitätsregulierungssystem im Jahr 2001 erweitert werden. Als Maß für die Versorgungsqualität wird in Norwegen das Compensation for Energy Not Supplied (CENS) verwendet. Bei dieser Regulierungsmethode werden die Kosten für die nicht gelieferte Energie in sechs Kundengruppen unterteilt. Des Weiteren wird in Norwegen zwischen langen Versorgungsunterbrechungen (> 3 Minuten) und kurzen Versorgungsunterbrechungen (≤ 3 Minuten) unterschieden. Außerdem erfolgt eine Unterteilung zwischen geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen. Von großer Bedeutung ist die Abweichung zwischen dem aktuellen Störungsgeschehen und den erwarteten Kosten für den Kennwert des ENS. [5, 23]

#### 4.3.2 Yardstick-Qualitätsregulierung (Vergleichswettbewerb) in den Niederlanden

In den Niederlanden wird im Vergleich zu Norwegen ein komplett anderer Ansatz verfolgt. Seit dem Jahr 2005 werden für die Qualitätsregulierung die Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI, SAIFI und CAIDI verwendet. Für diese drei erwähnten Kenngrößen wird jeweils der arithmetische Mittelwert für eine Periode von drei Jahren bestimmt. In den Niederlanden existiert keine Definition für transiente und kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen. Für die Ermittlung der Versorgungsqualität werden Referenzwerte mit den Mittelwerten der drei Kenngrößen SAIDI, SAIFI und CAIDI verglichen. [5, 23, 28]

In den Niederlanden werden für Unterbrechungsdauern die größer als vier Stunden sind zusätzliche Pönale berechnet. Für einen Industriebetrieb ergibt sich beispielsweise eine Pönale von  $350 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$ . [27]

#### 4.3.3 Interruptions Incentive Scheme in Großbritannien

In Großbritannien wird das sogenannte Interruptions Incentive Scheme seit dem Jahr 2002 verwendet. Bei dieser Methode werden die Kenngrößen des Customer Minutes Lost (CML) und der Customer Interruptions (CI) bei der monetären Bewertung verwendet. [5, 27]

Es wird zwischen langen Versorgungsunterbrechungen, kurzen Versorgungsunterbrechungen sowie transienten Versorgungsunterbrechungen unterschieden. Die geplanten Versorgungsunterbrechungen werden in weiterer Folge mit 50 % bewertet, die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen fließen vollständig in die Bewertung ein. Bei dem Interruptions Incentive Scheme wird die Erlösberggrenze mit 3 % pro Jahr festgelegt. Der Wert der Unterbrechungshäufigkeit (CI) wird mit 40 % gewichtet und der Wert für die Unterbrechungsdauer (CML) wird mit 60 % gewichtet. [5, 28]

## 4.4 Qualitätsregulierung mit Hilfe des Q-Elementes auf SAIDI-Basis

### 4.4.1 Einführung in die Qualitätsregulierung mit Hilfe des Q-Elementes

Die Versorgungsqualität wird in Deutschland vor allem durch die ARegV (Anreizregulierungsverordnung) gewährleistet. Durch die ständige Optimierung der Energienetzvertreiber werden gegebenenfalls Erlösschmälerungen durch schlechtere Versorgungsqualität ausgebessert. Durch die immer stärker werdenden Anforderungen an die Stromversorgung bezüglich der Netzzuverlässigkeit wurde in Deutschland das Q-Element (Qualitätselement) zur Qualitätsregulierung eingeführt. [25, 29]

Unter dieser Form der Qualitätsregulierung wird die Einbindung eines Qualitätselementes in die bisherige Erlösobergrenze verstanden. Der Start der Kombination von Erlösobergrenze und Q-Element (Grundvariante) erfolgte am 01.01.2012. Damit wurde diese neu eingeführte Methode für die Jahre 2012 und 2013 wirksam. Die Verwendung des Qualitätselementes gilt mit Stand 2011 grundsätzlich nur für Niederspannungsnetze, Mittelspannungsnetze und für Netzbetreiber mit Regelverfahren. [3]

Die Beurteilung der Versorgungszuverlässigkeit erfolgt grundsätzlich mit Hilfe der Netzzuverlässigkeitskenngröße SAIDI. Außerdem gab es Überlegungen ob die Netzzuverlässigkeitskennzahlen SAIFI und CAIDI ebenfalls für die Versorgungszuverlässigkeit in Betracht gezogen werden. Diese beiden Netzzuverlässigkeitskenngrößen wurden aber in weiterer Folge bis zum Jahr 2010 nicht berücksichtigt. [30]

Es erfolgte die Festlegung, dass nur Versorgungsunterbrechungen, welche eine Unterbrechungsdauer größer gleich drei Minuten aufweisen berücksichtigt werden. Bei der Erfassung der Versorgungsunterbrechungen sind vier Punkte zu berücksichtigen: [30]

- ❖ Versorgungsunterbrechungen welche durch Höhere Gewalt bzw. Naturgewalten sowie außerordentliche Ereignisse hervorgerufen werden, bleiben in weiterer Folge unberücksichtigt. [30]
- ❖ Bei Versorgungsunterbrechungen muss zwischen geplanten und ungeplanten Unterbrechungen unterschieden werden. Die geplanten Versorgungsunterbrechungen werden mit einem Gewichtungsfaktor von 50 % belegt, ungeplante Versorgungsunterbrechungen werden stattdessen mit 100 % bewertet. [30]
- ❖ Für die auftretenden Versorgungsunterbrechungen ist derjenige Energieversorgungsnetzbetreiber verantwortlich bei dem der Fehler bzw. die Ursache aufgetreten ist (Ursachenforschung). [30]

- ❖ Versorgungsunterbrechungen welche durch den Tausch eines Zählers auftreten, werden nicht berücksichtigt. Der Grund hierfür ist, dass aufgrund eines Zählerwechsels verzerrende Effekte auftreten könnten. [30]

#### 4.4.2 Betrachtung des Monetarisierungsfaktors

Mit Hilfe der Einführung des Q-Elementes soll ein Bonus bzw. Malus für jeden Energieversorgungsnetzbetreiber berechnet werden. Es gilt zu klären, welche Parameter für diese Berechnung benötigt werden. Zunächst ermittelt jeder Energieversorgungsnetzbetreiber mit Hilfe der geplanten bzw. ungeplanten Versorgungsunterbrechungen den sogenannten SAIDI<sub>Q</sub>-Wert mittels Gleichung (4-7). [5, 30]

$$\text{SAIDI}_Q = 100 \% \cdot \text{SAIDI}_{\text{ungeplant}} + 50 \% \cdot \text{SAIDI}_{\text{geplant}} \quad (4-7)$$

Um die einzelnen Versorgungsunterbrechungen vollständig vergleichen zu können, ist laut § 20 Abs. 2 ARegV zu beachten, dass die gebietsstrukturellen Unterschiede betrachtet werden müssen. Hierbei wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Bildung von Gruppen bzw. Strukturklassen gewünscht ist. Um die gebietsstrukturellen Unterschiede zu berücksichtigen werden die Referenzwerte mit der jeweiligen Lastdichte (MW/km<sup>2</sup>) verknüpft. [29, 30]

Für die weitere Berechnung des Bonus bzw. Malus für den jeweiligen Energieversorgungsnetzbetreiber werden der SAIDI<sub>Ref</sub> und der SAIDI<sub>Ist</sub> benötigt. Der SAIDI<sub>Ref</sub>-Wert gibt dabei den Referenzwert für alle Netzbetreiber an. Der SAIDI<sub>Ist</sub>-Wert stellt den ermittelten SAIDI-Wert eines Netzbetreibers dar. In weiterer Folge werden auch noch der Monetarisierungsfaktor MF (Anreizrate) und die Anzahl der Kunden  $N_K$  benötigt. [5, 30]

$$\text{Q-Element (Bonus oder Malus)} = (\text{SAIDI}_{\text{Ref}} - \text{SAIDI}_{\text{Ist}}) \cdot \text{MF} \cdot N_K \quad (4-8)$$

Der Monetarisierungsfaktor wurde mit Hilfe von Schätzungen der Ausfallskosten (Value of Lost Load – VOLL) für Deutschland und mit Hilfe von Auswertungen internationaler Studien errechnet. Bei der Ermittlung der Anreizrate in Deutschland ist zu berücksichtigen, dass hierfür nur die Anzahl der Kunden eine Rolle spielt. Für den Monetarisierungsfaktor ergibt sich hiermit folgender Wert: [30]

$$\text{MF} = 10,8 - 15 \frac{\text{€}}{\text{h} \cdot \text{Kunde} \cdot \text{a}} \quad \text{bzw.} \quad \text{MF} = 0,18 - 0,25 \frac{\text{€}}{\text{min} \cdot \text{Kunde} \cdot \text{a}} \quad (4-9)$$

In der Abbildung 27 wird ein beispielhafter Verlauf für die Anreizwirkung des Q-Elementes bei Mittelspannungsnetzen dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass der rote Kurvenverlauf die Referenzwerte der Netzzuverlässigkeitskenngröße SAIDI<sub>Ref</sub> widerspiegelt. Dabei ist durch den hyperbelähnlichen Kurvenverlauf  $f(\rho) = \frac{a}{\rho^c} + b$  zu erkennen, dass die Lastdichte mit dem SAIDI<sub>Ref</sub> verknüpft ist. [5, 30]

Bei den Faktoren  $a$ ,  $b$  und  $c$  handelt es sich um zu bestimmende Konstanten. Die blauen Punkte in der Abbildung stellen die jeweiligen SAIDI<sub>Ist</sub>-Werte der verschiedenen Energieversorgungsnetzbetreiber dar. Energieversorgungsnetzbetreiber welche sich unter der roten Regressionskurve befinden erhalten einen Bonus. Über der Regressionskurve ist für die Energieversorgungsnetzbetreiber eine Pönale zu entrichten. [5]

Mit Hilfe der roten Regressionskurve, aus Abbildung 27 wird daher folgendes Fazit getroffen: Die Summe der Netzbetreiber mit schlechter Netzzuverlässigkeit, welche eine Pönale entrichten müssen addiert mit der Summe der Netzbetreiber mit guter Netzzuverlässigkeit, welche einen Bonus erhalten, ergibt den Wert Null. Für die Kunden ist diese Vorgangsweise aufwandsneutral.

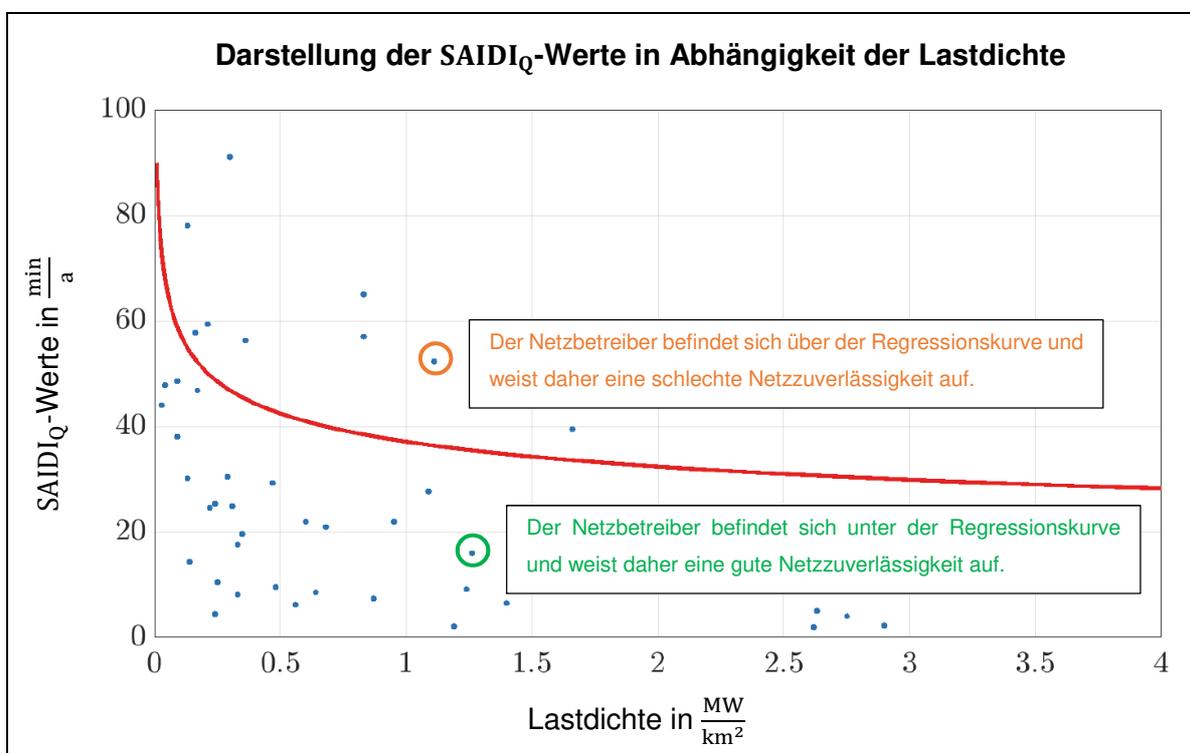


Abbildung 27: Anreizregulierung bei Mittelspannungsnetzen mittels Q-Element in Deutschland (adaptierte Darstellung aus [5])

#### 4.4.3 Weiterentwicklung des Q-Elementes in Deutschland

Für die mittel- bzw. langfristige Weiterentwicklung wurde ein Planungshorizont von drei bis fünf Jahren angegeben. Zu den Weiterentwicklungen zählen: [30]

- ❖ Ein sehr wichtiger Betrachtungspunkt ist die Zufriedenheit der Kunden welche mit Hilfe von Kundenbefragungen ermittelt werden. Zu den Differenzierungskriterien können beispielsweise die Art der betroffenen Kunden, die Höhe der unterbrochenen Lasten sowie der Zeitraum und die Dauer der Versorgungsunterbrechungen zählen. [30]

- ❖ Um die Durchführung der Differenzierungskriterien gewährleisten zu können reichen die Netzzuverlässigkeitskenngrößen CAIDI, SAIDI und SAIFI nicht mehr aus. Es werden für die weiteren Betrachtungen neue Qualitätskenngrößen benötigt. Die dafür benötigten Qualitätskenngrößen können aus dem § 20 Abs. 1 ARegV entnommen werden. [29, 30]
- ❖ Momentan werden in Deutschland nur lange Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt welche eine Dauer  $> 3$  min vorweisen. Durch die Weiterentwicklung des Q-Elementes sollen auch kurze Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer  $< 3$  min betrachtet werden. [30]
- ❖ Durch den zunehmenden Informationsfluss mit Hilfe der Kundenbefragungen ergibt sich die Möglichkeit für Netzbetreiber, Versorgungsunterbrechungen und deren Auswirkungen für den Letztverbraucher in Hochspannungsnetzen bzw. Höchstspannungsnetzen zu untersuchen. [30]

Durch diese Weiterentwicklungen soll die Qualitätsregulierung mit Hilfe des Q-Elementes in Deutschland weiter optimiert werden. Durch die Weiterentwicklung des Q-Elementes wird beispielsweise der Qualitätspreis sowie der Monetarisierungsfaktor genauer ermittelt und auf die verschiedenen Kundengruppen explizit angepasst. [30]

## 4.5 Qualitätsregulierung mit Hilfe des Q-Elementes auf ASIDI-Basis

### 4.5.1 Stand der Qualitätsregulierung in Österreich

Mit Hilfe eines Q-Elementes auf ASIDI-Basis könnte die Grundlage geschaffen werden, dass ein Anreizsystem für eine Versorgungsqualitätsverbesserung entsteht. Es ist zu beachten, dass die Qualitätsaspekte in Österreich keinen monetären Betrachtungen unterliegen, sondern nur qualitativ von den Netzbetreibern betrachtet werden. [31]

Eine wichtige Stufe bezüglich der Einführung einer Qualitätsanreizregulierung ermöglichte das österreichische Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz EIWOG 2010. In der EIWOG § 59 Abs. 1 wurde auf die Kostenermittlung näher eingegangen. Die Anwendung dieses Gesetzes führte dazu, dass ein Grundsatz der Kostenwahrheit mit der Versorgungssicherheit „verknüpft“ bzw. berücksichtigt wurde. Des Weiteren wurde dabei festgelegt, dass die Netzsicherheit, die Versorgungssicherheit, die Marktintegration sowie die Energieeffizienz oberste Priorität besitzen. [31, 32]

Der nächste sehr wichtige Schritt in Richtung Qualitätsanreizregulierung erfolgte mit Hilfe der Einführung der END-VO 2012. Bis zu dieser Einführung wurden die Ausfalls- und Störstatistiken zwar veröffentlicht, allerdings anonymisiert. Durch diese Anonymisierung konnten die Kun-

den nicht auf die tatsächliche Versorgungszuverlässigkeit ihrer Energienetzversorgungsbetreiber schließen. Durch die Einführung der END-VO 2012 wurde dieser Nachteil gegenüber den Kunden aber beseitigt. In der END-VO 2012 (Fassung 03.03.2020) § 16 Abs. 1 wurde festgelegt, dass alle Energieversorgungsnetzbetreiber ab dem 31. März 2015 aufgrund der END-VO 2012 § 14 Abs. 1 und der END-VO 2012 § 14 Abs. 2 verpflichtet sind ihre Versorgungszuverlässigkeit sowie die Netzzuverlässigkeitskennzahlen an die Regulierungsbehörde zu übermitteln und zu veröffentlichen. [4, 31]

Zu diesen Netzzuverlässigkeitskennzahlen zählen die kundengewichtete Nichtverfügbarkeit SAIDI und die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit ASIDI. Für die erste Veröffentlichung der SAIDI-Werte und der ASIDI-Werte musste der Dreijahresdurchschnitt aus den Jahren 2012, 2013 und 2014 verwendet werden. [4, 31]

Im Jahr 2017 wurde auf Basis des geänderten Gesetzes der EIWOG § 88 Abs. 2 eine Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung EMO-V erlassen. Durch diese Änderung konnte eine weitere Vereinfachung der Meldung an die Regulierungsbehörde ermöglicht werden. [26, 33]

In der Tabelle 2 wird der veröffentlichte Dreijahresdurchschnitt der SAIDI-Werte und der ASIDI-Werte für die verschiedenen Energienetzversorgungsbetreiber dargestellt.

Netzbetreiber	Dreijahresdurchschnitt	
	ASIDI-Wert	SAIDI-Wert
Netz Burgenland	19,11 min/a	23,01 min/a
Netz Kärnten	55,78 min/a	61,74 min/a
Netz Niederösterreich	39,23 min/a	43,43 min/a
Netz Oberösterreich	36,18 min/a	39,75 min/a
Netz Salzburg	29,30 min/a	22,88 min/a
Netz Steiermark	25,10 min/a	31,82 min/a
Netz Tirol	23,36 min/a	25,19 min/a
Netz Vorarlberg	6,58 min/a	4,68 min/a
Netz Wien	24,95 min/a	24,81 min/a
Stromnetz Graz	7,56 min/a	4,28 min/a

Tabelle 2: Darstellung des Dreijahresdurchschnitts der ASIDI-Werte und der SAIDI-Werte (eigene Darstellung mittels der ASIDI-Werte und SAIDI-Werte aus [40])

Mit Hilfe der ASIDI-Werte und der SAIDI-Werte aus Tabelle 2 lässt sich zur besseren Übersicht die Abbildung 28 erstellen. Hierbei wird für jeden Energieversorgungsnetzbetreiber ein Balkendiagramm für den Dreijahresdurchschnitt des ASIDI-Wertes und des SAIDI-Wertes erstellt.

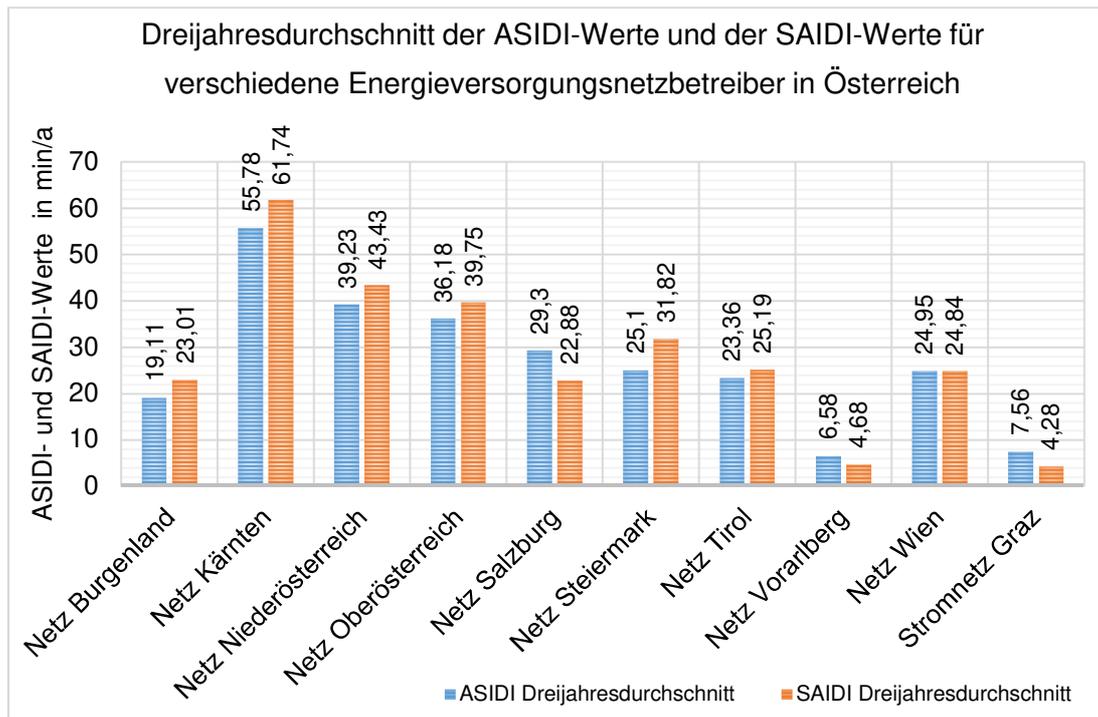


Abbildung 28: Darstellung der Dreijahresdurchschnittswerte (ASIDI und SAIDI) der verschiedenen Energienetzversorgungsnetzbetreiber in Österreich in einer grafischen Übersicht (eigene Darstellung)

#### 4.5.2 Geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechung

Bevor auf die Qualitätsregulierung mit Hilfe des Q-Elementes auf ASIDI-Basis näher eingegangen wird, muss zunächst der Unterschied zwischen geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen laut E-Control erläutert werden. [26]

- ❖ Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen handelt es sich um Versorgungsunterbrechungen bei denen die Kunden der Energieversorgungsnetzbetreiber frühzeitig in Kenntnis gesetzt wurden. Als Beispiel für eine geplante Versorgungsunterbrechung können Wartungsarbeiten an Versorgungsnetzen angegeben werden. [26]
- ❖ Bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen handelt es sich um Versorgungsunterbrechungen die aufgrund von äußeren Einflüssen, Anlagenausfällen, etc. auftreten. Bei dieser Form der Versorgungsunterbrechung wird zwischen insgesamt fünf Einflüssen unterschieden. [26]
  - **Atmosphärische Einwirkungen:** Zu den atmosphärischen Einwirkungen werden laut E-Control beispielsweise Gewitter, Stürme, Schnee, Feuchtigkeit, gefrierender Regen, Lawinen, Felssturz, etc. gezählt. [26]
  - **Fremdeinwirkung:** Unter Fremdeinwirkung wird verstanden, dass die Versorgungsunterbrechung durch einen Dritten hervorgerufen wird (nicht durch den Netzbetreiber). Unter Dritten werden laut E-Control Tiere, Bagger, etc. verstanden. [26]

- **Netzbetreiberintern:** Wenn die Versorgungsunterbrechung durch den Netzbetreiber selbst verursacht wird, dann geschieht dies in Folge von Fehlschaltungen, Fehlfunktionen sowie Alterung oder Überlastung von Betriebsmitteln. [26]
- **Versorgungsausfall/Rückwirkungsstörung:** Bei einem Versorgungsausfall liegt der Fehler nicht im Netz selbst, sondern bei der Versorgung des betrachteten Netzes. Die zweite Möglichkeit ist, dass eine Störung aus einem anderen Netz auf das betrachtete Netz rückwirkt. [26]
- **Regional außergewöhnliches Ereignis (RAE):** Dieser Einflussfaktor bezieht sich explizit auf gewisse Regionen. Dabei werden sehr unwahrscheinliche und außergewöhnliche Katastrophen erfasst. [26]

Durch die Unterscheidung zwischen den beiden Versorgungsunterbrechungen (VUs) lässt sich für das Jahr 2017 und 2018 das Verhältnis zwischen geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen in Abbildung 29 darstellen.

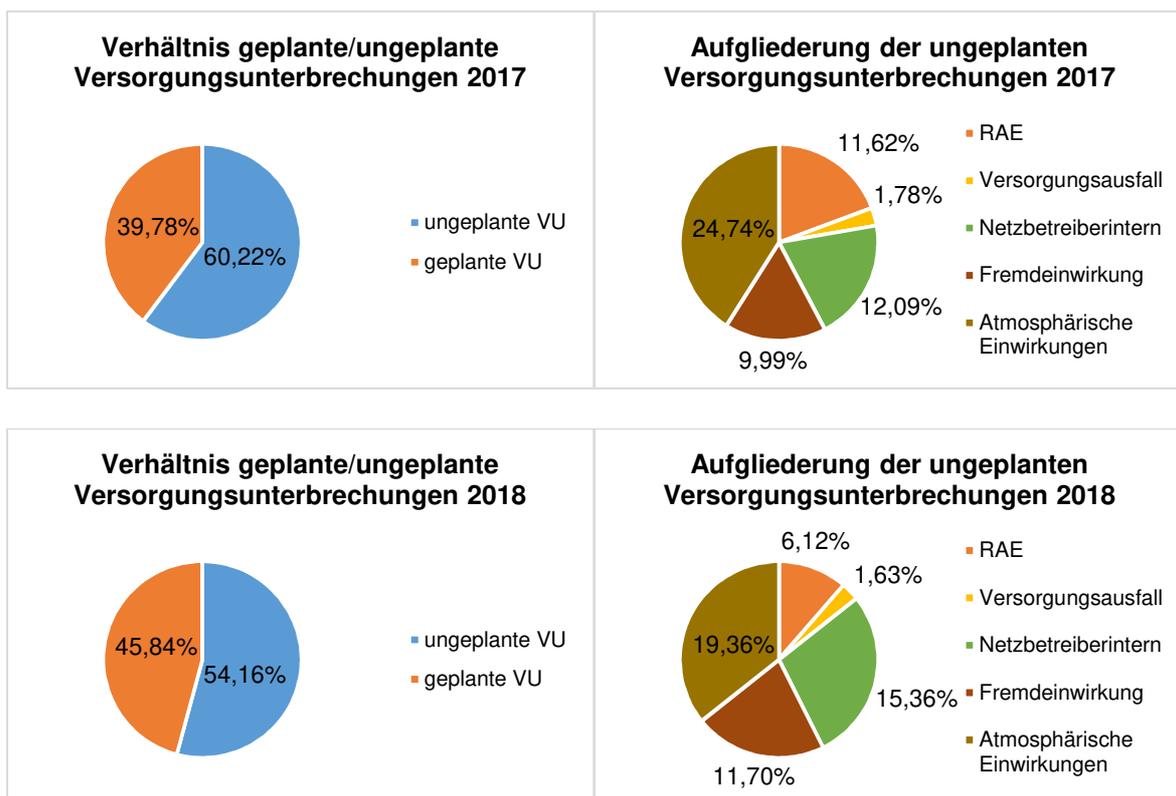


Abbildung 29: Darstellung der geplanten/ungeplanten Versorgungsunterbrechungen für 2017/18 (links) und Aufteilung der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen 2017/18 (rechts) für Österreich (eigene Darstellung mittels der Daten der Versorgungsunterbrechungen aus [26, 34])

Aus der Abbildung 29 ist ersichtlich, dass vor allem die atmosphärischen Einflüsse in Österreich eine große Rolle spielen. Ein weiterer sehr wichtiger Aspekt der aus dieser Abbildung

hervorgeht ist, dass sich die regional außergewöhnlichen Ereignisse RAE im Vergleich zum Jahr 2017 nahezu halbiert haben.

Bei der Bewertung der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen spielt das Wetter bzw. die Jahreszeit eine sehr entscheidende Rolle. Es ist beispielsweise im jährlichen Bericht der E-Control Austria [26] zu beobachten, dass vor allem in den Sommermonaten (besonders Juni und September) die Anzahl der atmosphärischen Einwirkung sehr hoch ist. Dieses Verhalten ist auf die sehr hohe Gewitterwahrscheinlichkeit zurückzuführen. Im Oktober 2018 war der Anteil der regional außergewöhnlichen Ereignisse (RAE) sehr hoch. Die Erklärung hierfür konnte das Sturmtief Vaia liefern, welches zu österreichweiten Versorgungsunterbrechungen führte. [26]

Durch die Unterteilung der Versorgungsunterbrechungen in geplante und ungeplante Unterbrechungen können die Durchschnittswerte pro Jahr für den Average System Interruption Duration Index (ASIDI) und den System Average Interruption Duration Index (SAIDI) in Österreich aufgliedert werden. Einmal jährlich erscheint durch die E-Control ein Ausfall- und Störungsstatistikbericht für Österreich. In diesem Bericht werden die ASIDI-Werte und die SAIDI-Werte jeweils in vier Teilkategorien unterteilt. [26]

Average System Interruption Duration Index (ASIDI)	ASIDI-Wert für 2017	ASIDI-Wert für 2018
ASIDI geplante Unterbrechungen	14,72 min/a	15,60 min/a
ASIDI ungeplante Unterbrechungen, ohne RAE	30,33 min/a	24,49 min/a
ASIDI geplante und ungeplante Unterbrechungen, ohne RAE	45,05 min/a	40,09 min/a
ASIDI geplante und ungeplante Unterbrechungen, mit RAE	65,75 min/a	48,32 min/a

System Average Interruption Duration Index (SAIDI)	SAIDI-Wert für 2017	SAIDI-Wert für 2018
SAIDI geplante Unterbrechungen	14,04 min/a	12,89 min/a
SAIDI ungeplante Unterbrechungen, ohne RAE	31,88 min/a	25,21 min/a
SAIDI geplante und ungeplante Unterbrechungen, ohne RAE	45,92 min/a	38,09 min/a
SAIDI geplante und ungeplante Unterbrechungen, mit RAE	67,26 min/a	44,35 min/a

Tabelle 3: Darstellung der Durchschnittswerte von ASIDI und SAIDI unter Berücksichtigung der Art der Versorgungsunterbrechungen für die Jahre 2017 und 2018 in Österreich (eigene Darstellung mittels der ASIDI-Werte und SAIDI-Werte aus [26, 34])

Mit Hilfe der in Tabelle 3 dargestellten Durchschnittswerte des Average System Interruption Duration Index (ASIDI) und des System Average Interruption Duration Index (SAIDI) für Österreich können die folgende Diagramme bzw. Abbildungen erstellt werden.

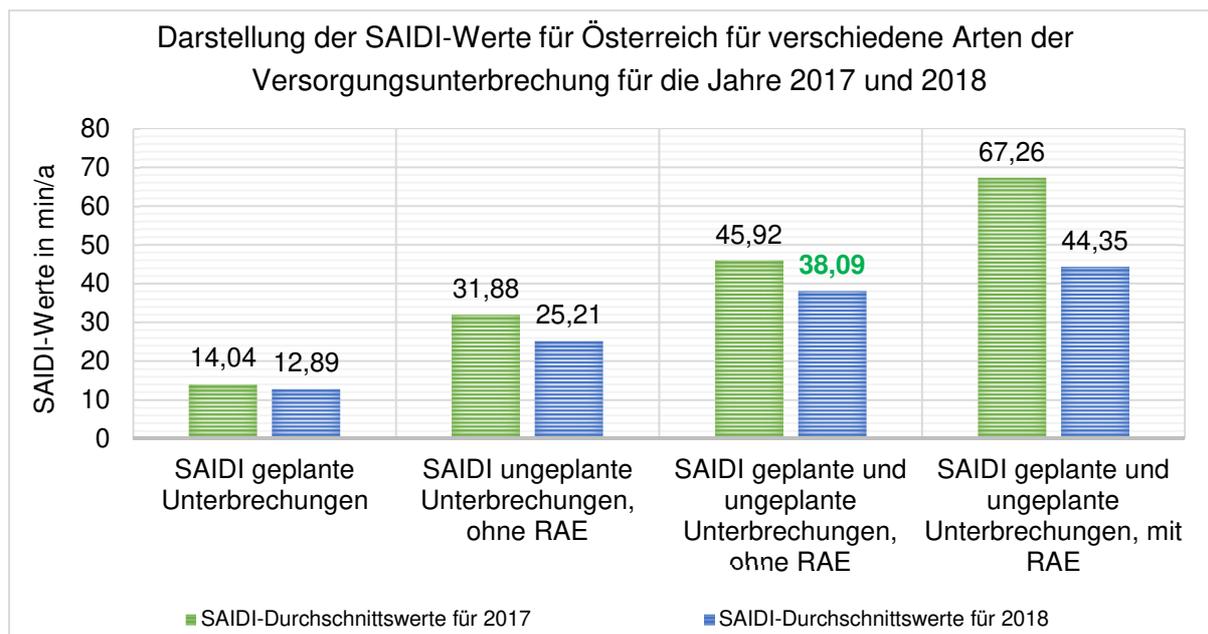
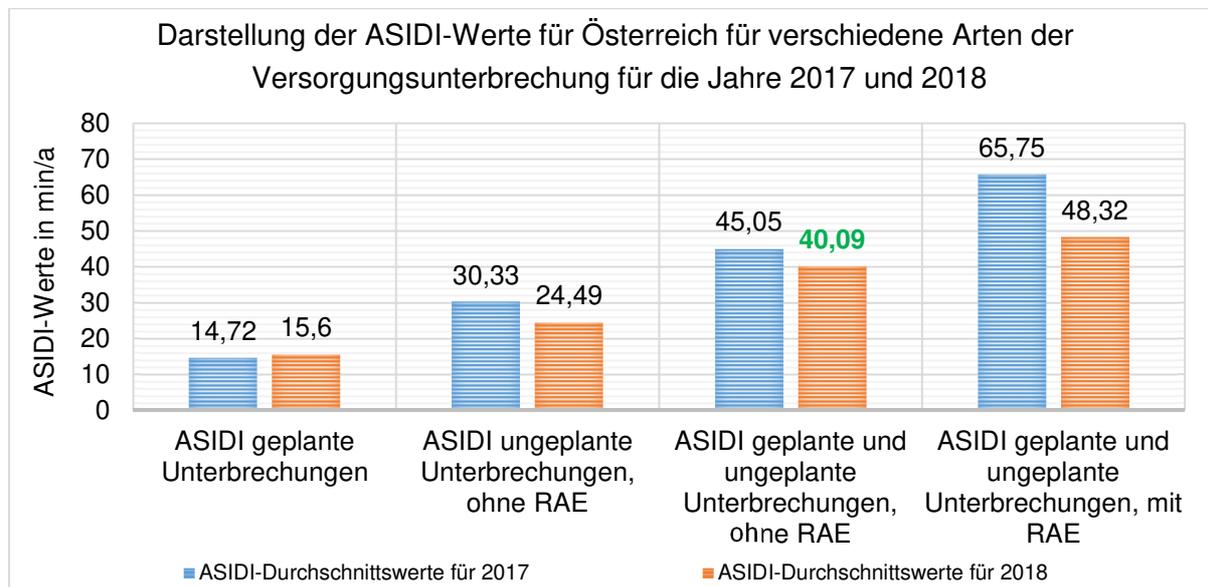


Abbildung 30: ASIDI-Werte und der SAIDI-Werte für Österreich in den Jahren 2017 und 2018 (eigene Darstellung mittels der ASIDI-Werte und SAIDI-Werte aus [26])

Zum Abschluss dieses Kapitels wird auf den durchschnittlichen Wert in Österreich für die Netzuverlässigkeitskennzahlen ASIDI und SAIDI eingegangen. Der gewichtete ASIDI-Österreichwert für 2018 (geplante und ungeplante Unterbrechungen, ohne RAE) wurde mit  $40,09 \frac{\text{min}}{\text{a}}$  ermittelt. Der gewichtete SAIDI-Österreichwert für 2018 (geplante und ungeplante Unterbrechungen, ohne RAE) wurde mit  $38,09 \frac{\text{min}}{\text{a}}$  ermittelt. [26]

Des Weiteren ist zu beachten, dass für den Dreijahresdurchschnitt der ASIDI-Werte und der SAIDI-Werte folgende Grenzwerte laut END-VO 2012 zu beachten sind: [26]

- ❖ Grenzwert (Höchstwert) Dreijahresdurchschnitt ASIDI:  $150 \text{ min/a}$
- ❖ Grenzwert (Höchstwert) Dreijahresdurchschnitt SAIDI:  $170 \text{ min/a}$

#### 4.5.3 Qualitätselement (Q-Element) auf ASIDI-Basis

Da die Qualitätsregulierung eine immer größer werdende Bedeutung erlangt, bestehen Pläne zur Einführung einer Qualitätsanreizregulierung mit Hilfe des sogenannten Q-Elementes auf ASIDI-Basis. Wie bereits in Kapitel 4.4 beschrieben wurde, existiert ein solches Anreizmodell bereits in Deutschland. Der wesentliche Unterschied im Vergleich zum Q-Element in Deutschland besteht darin, dass in Österreich aufgrund langer Tradition der Fokus auf die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) gelegt wird. [5]

Im ersten Schritt muss jeder Energieversorgungsnetzbetreiber mit Hilfe der geplanten bzw. ungeplanten Versorgungsunterbrechungen den  $ASIDI_Q$ -Wert bestimmen. Hierbei ist zu beachten, dass die geplanten Versorgungsunterbrechungen nur zu 50 % gewichtet werden. Die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen werden stattdessen mit 100 % gewichtet. Einvernehmlich geplante Versorgungsunterbrechungen werden für diese Ermittlung überhaupt nicht berücksichtigt. Somit ergibt sich mit Hilfe der Gleichung (4-10) folgender  $ASIDI_Q$ -Wert: [5, 31]

$$ASIDI_Q = 100 \% \cdot ASIDI_{ungeplant} + 50 \% \cdot ASIDI_{geplant} \quad (4-10)$$

Für die weitere Berechnung des Bonus bzw. Malus für den jeweiligen Energieversorgungsnetzbetreiber werden der  $ASIDI_{Ref}$  und der  $ASIDI_{Ist}$  benötigt. Der  $ASIDI_{Ref}$ -Wert gibt dabei den Referenzwert für alle Netzbetreiber an und lässt sich aus dem Dreijahresdurchschnitt der zuvor ermittelten  $ASIDI_Q$ -Werte bestimmen. [5]

Der  $ASIDI_{Ist}$ -Wert stellt den tatsächlich ermittelten ASIDI-Wert eines Energieversorgungsnetzbetreibers dar. Es ist zu beachten, dass auch im geplanten Qualitätselement-Modell auf ASIDI-Basis der  $ASIDI_{Ref}$ -Wert mit der Lastdichte verknüpft werden muss, um die gebietsstrukturellen Unterschiede berücksichtigen zu können. [5, 31]

Für die Ermittlung des Monetarisierungsfaktors wird in Österreich der Wert der nicht gelieferten Energie (Value of Lost Load – VOLL) verwendet. Aus mehreren Datenblättern ist ersichtlich, dass der VOLL in Österreich mit  $10,60 \frac{\text{€}}{\text{kW}_{VOLL} \cdot \text{h}}$  angenommen wird. Da diese Kennzahl für den ASIDI-Wert benötigt wird muss eine Umwandlung in  $\frac{\text{€}}{\text{kVA}_{installiert} \cdot \text{min}}$  durchgeführt werden. Mit

Hilfe dieser Einheitenumwandlung erhält man abschließend den Monetarisierungsfaktor  $MF = 0,07 \frac{\text{€}}{\text{kVA}_{\text{installiert}} \cdot \text{min}}$  für Österreich. [5, 31]

Durch die Ermittlung des Monetarisierungsfaktors und der anderen Netzzuverlässigkeitskenngrößen lässt sich die Gleichung (4-11) zur Ermittlung des Q-Elementes erstellen. [5]

$$\text{Q-Element (Bonus oder Malus)} = (\text{ASIDI}_{\text{Ref}} - \text{ASIDI}_{\text{Ist}}) \cdot \text{MF} \cdot S_{\text{installiert/Netz}} \quad (4-11)$$

In der Abbildung 31 wird ein beispielhafter Verlauf für die Anreizwirkung des Q-Elementes bei Mittelspannungsnetzen dargestellt, wobei der Unterschied zur Abbildung 27 auf der nächsten Seite erläutert wird. Hierbei ist zu beachten, dass der rote Kurvenverlauf die Referenzwerte der Netzzuverlässigkeitskenngröße  $\text{ASIDI}_{\text{Ref}}$  widerspiegelt. Die blauen Punkte in der Abbildung stellen die jeweiligen  $\text{ASIDI}_{\text{Ist}}$ -Werte der verschiedenen Energieversorgungsnetzbetreiber dar. Es ist zu beachten, dass Energieversorgungsnetzbetreiber, welche sich unter der roten Regressionskurve befinden, einen Bonus ausbezahlt bekommen, wohingegen Energieversorgungsnetzbetreiber über der Regressionskurve eine Pönale zahlen müssen. [5]

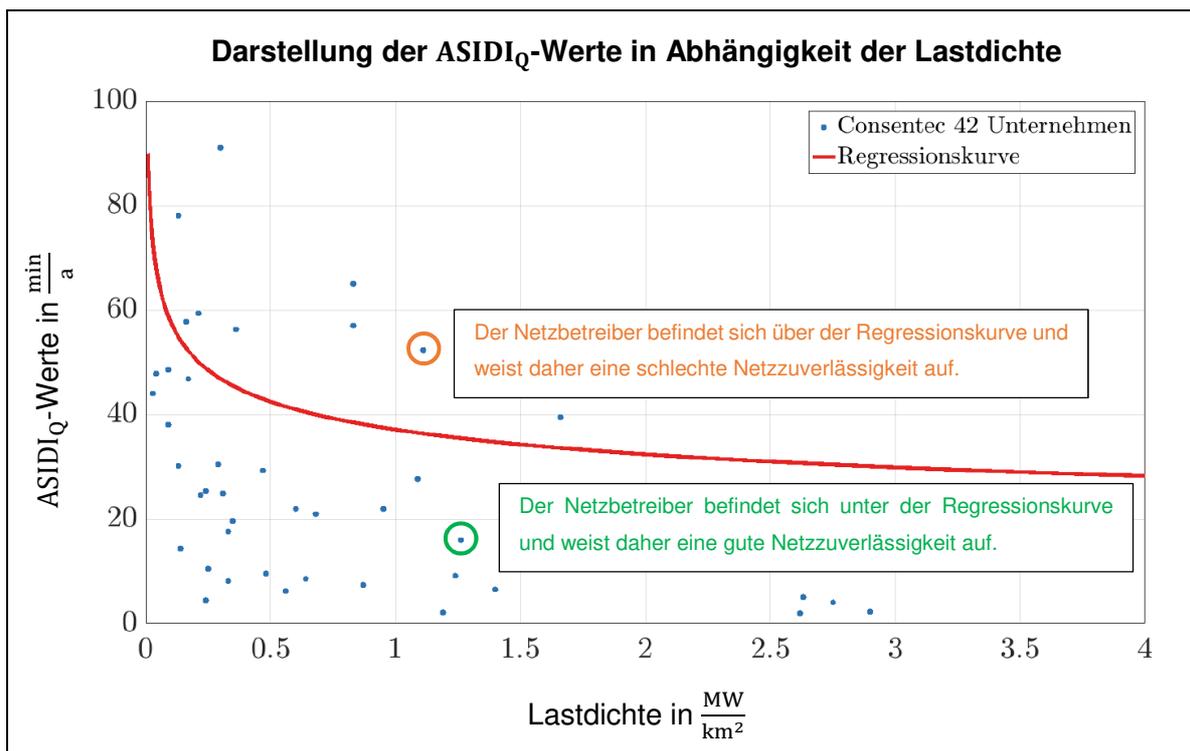


Abbildung 31: Anreizregulierung bei Mittelspannungsnetzen mittels geplanten Q-Elementes (adaptierte Darstellung aus [5])

Aufgrund der bereits beschriebenen strukturellen Einflüsse der Netze auf die Versorgungszuverlässigkeit wird, wie in der Abbildung 31 dargestellt, durch den hyperbelähnlichen Kurvenverlauf die Lastdichte mit dem  $\text{ASIDI}_{\text{Ref}}$ -Wert verknüpft.

Es stellt sich aufgrund den Abbildungen 27 und 31 die Frage, wann die Regressionskurvenverläufe für die ASIDI- und die SAIDI-Kennzahlen identisch sind. Hierfür wird folgender Zusammenhang mittels Gleichung (4-12) festgehalten:

$$N_K \text{ (in Stück)} = \alpha \cdot P \text{ (in kW)} \quad (4-12)$$

Es ist dabei zu beachten, dass die Verläufe der ASIDI- und der SAIDI-Regressionskurven identisch sind, wenn die Anzahl der Kunden gleich dem Produkt eines Multiplikationsfaktors mit der Leistung ist. Daraus geht hervor, dass für diesen Fall jedem Kunden die gleiche Leistung zugrunde liegt.

Grundsätzlich wird bei den Einflussfaktoren für eine gute/schlechte Versorgungsqualität eines Netzbetreibers zwischen exogenen und endogenen Einflüssen unterschieden. [31]

Zu den exogenen Einflussfaktoren zählen Einflüsse welche dem Energieversorgungsnetzbetreiber durchaus bekannt sind, aber nicht in deren Einflussgebiet liegen und sich dadurch auch nicht beheben lassen. Als Beispiel kann in diesem Fall die Struktur des Netzgebietes angegeben werden. Zur Leistungshöhe wiederum zählen die Netzanschlussdichte und die Leistungsdichte. Vor allem diese Sektoren haben einen sehr großen Einfluss auf die Versorgungsqualität bzw. auf die Anzahl der Versorgungsunterbrechungen pro Periode. [31]

Für die Darstellung von exogenen Einflussfaktoren, welche einen sehr großen Beitrag zur Versorgungsqualität ausmachen, eignet sich das Q-Element welches bereits in diesem Kapitel beschrieben wurde besonders gut. Da zur Messung der Leistungshöhe vor allem die Netzanschlussdichte und die Leistungsdichte eine wichtige Rolle spielen, wird auf diese genauer eingegangen. Für die Betrachtung ist zu berücksichtigen, dass die Netzanschlussdichte und die Leistungsdichte der Annahme einer homogenen Verteilung der Netzanschlüsse der Kunden in einem Gebiet unterliegen. [31]

Die endogenen Einflussfaktoren haben ebenfalls einen großen Einfluss auf die Versorgungsqualität, sie differenzieren sich allerdings sehr stark von den exogenen Einflussfaktoren. Bei endogenen Einflüssen handelt es sich um Einflussfaktoren welche unmittelbar von Entscheidungen der Energieversorgungsnetzbetreiber beeinflusst werden. Hierzu zählen zum Beispiel das Alter der verwendeten Betriebsmittel oder der Tausch einer elektrischen Anlage. [31]

In der Abbildung 32 werden die exogenen und endogenen Einflussfaktoren, welche bereits beschrieben wurden, nochmals genauer in einem Diagramm zur besseren Übersicht abgebildet.

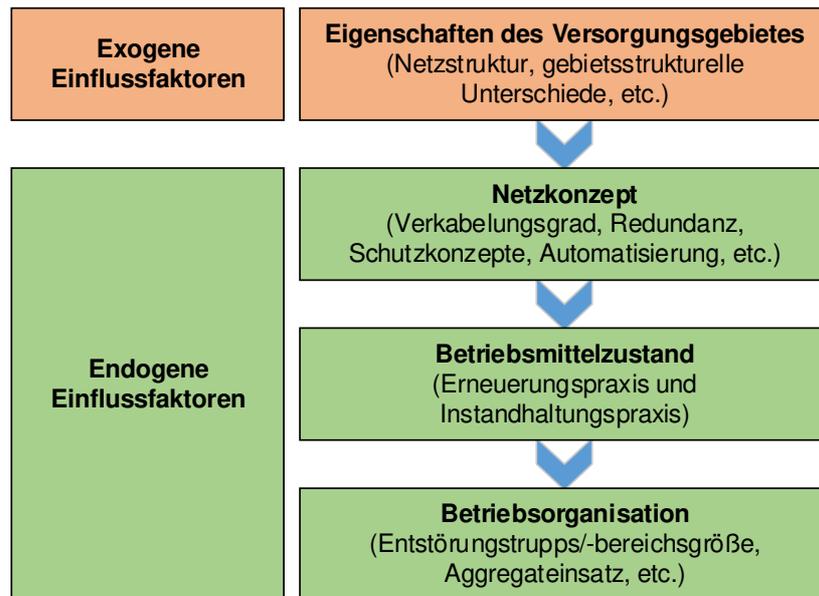


Abbildung 32: Exogene und endogene Einflussfaktoren für gute/schlechte Versorgungszuverlässigkeit  
(eigene Darstellung mittels der Einflussfaktoren aus [31])

## 5 Ermittlung der Netzzuverlässigkeitskennzahl (ASIDI) für ausgewählte Schutzkonzepte

Für die folgende Betrachtung wurde der ASIDI-Wert herangezogen, da eine Untersuchung der Qualitätsregulierung mit Hilfe des Q-Elementes auf ASIDI-Basis erfolgt.

### 5.1 Zusammenhang zwischen Netzhöchstlast und installierter Scheinleistung

Um die Bestimmungen des Average System Interruption Duration Index (ASIDI) für die in Kapitel 3 ausgewählten Schutzkonzepte (Classic, Classic+ und Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz) durchführen zu können, wird der Zusammenhang zwischen der Netzhöchstlast und der installierten Scheinleistung benötigt.

Netzhöchstlast  $P_{\max}$  in MW  $\xleftrightarrow{\text{Umrechnung}}$  Installierte Scheinleistung  $S_{\text{installiert}}$  in MVA

Für die Ermittlung des Zusammenhangs zwischen der Netzhöchstlast und der installierten Scheinleistung werden der Wert der nicht gelieferten Energie (Value of Lost Load – VOLL) sowie der Monetarisierungsfaktor MF verwendet. Die Daten für den Value of Lost Load und den Monetarisierungsfaktor wurden bereits in Kapitel 4.5.3 angegeben und zur besseren Übersicht in diesem Kapitel wie folgt zusammengefasst: [5, 30]

❖ **Value of Lost Load (VOLL):**  $1 \text{ kW}_{\text{VOLL}} \cdot \text{h} \triangleq 10,60 \frac{\text{€}}{\text{kW}_{\text{VOLL}} \cdot \text{h}}$

❖ **Monetarisierungsfaktor (MF):**  $1 \text{ kVA}_{\text{installiert}} \cdot \text{min} \triangleq 0,07 \frac{\text{€}}{\text{kVA}_{\text{installiert}} \cdot \text{min}}$

Nachdem der Wert für den Value of Lost Load (VOLL) und der Monetarisierungsfaktor (MF) bekannt ist, lässt sich daraus das Verhältnis wie folgt bestimmen: [5, 31]

$$\text{MF} = \text{VOLL} \cdot \frac{P_{\max}}{S_{\text{installiert}}} \rightarrow 0,07 \frac{\text{€}}{\text{kVA}_{\text{installiert}} \cdot \text{min}} = 10,60 \frac{\text{€}}{\text{kW}_{\text{VOLL}} \cdot \text{h}} \cdot \frac{P_{\max}}{S_{\text{installiert}}} \quad (5-1)$$

Aus der obigen Gleichung (5-1) bzw. Berechnung ist ersichtlich, dass der Value of Lost Load (VOLL) und der Monetarisierungsfaktor (MF) mit einem Faktor von 2,52 verknüpft sind. Daraus ergibt sich laut Gleichung (5-2) folgender Zusammenhang zwischen der Netzhöchstlast  $P_{\max}$  in MW und der installierten Scheinleistung  $S_{\text{installiert}}$  in MVA:

$$P_{\max} \approx \frac{1}{2,52} \cdot S_{\text{installiert}} \approx 0,38 \cdot S_{\text{installiert}} \quad \text{bzw.} \quad 2,52 \cdot P_{\max} \approx S_{\text{installiert}} \quad (5-2)$$

Anmerkung zum Verhältnis zwischen  $P_{\max}$  und  $S_{\text{installiert}}$ : Bei der Parallelschaltung von zwei Oberleitungen wird typischerweise die sogenannte 60 % - Regel eingehalten, die besagt, dass für den Fall der Störungsaushilfe bei parallelen Elementen im Regelbetrieb jedes Element nur bis zu 60 % ausgelastet sein sollte. Diese Regel wird hierbei eingehalten.

## 5.2 Bestimmung der Musternetzparameter

In der Folge werden in den Kapiteln 5.2.1 und 5.2.2 zwei Musternetze definiert. Dabei ist zu beachten, dass das Musternetz in Kapitel 5.2.1 aus 20 Umspannwerken besteht und das Musternetz in Kapitel 5.2.2 aus acht Umspannwerken besteht.

Für die Bestimmung der Netzparameter wird auf die Abbildung 33 verwiesen. Aus dieser Abbildung ist ersichtlich, dass sich zwischen der Netzeinspeisung und der Sammelschiene ein Transformator (Hochspannung/Mittelspannung) mit  $S_{UW,Tr110/20} = 40 \text{ MVA}$  befindet. Des Weiteren besteht ein Umspannwerk (UW) aus insgesamt sechs Abgängen  $m = 6$ , mit jeweils vier Segmenten  $n = 4$ . In jedem einzelnen Segment befinden sich vier Verbraucher, welche durch Transformatoren dargestellt werden. Alle Transformatoren besitzen dabei die gleiche Scheinleistung. Für einen einzelnen Transformator wird dabei eine Scheinleistung von  $S_{1Tr/Segment} = 0,4 \text{ MVA}$  angesetzt. Es ist zu erkennen, dass es sich bei dem in Abbildung 33 dargestellten Musternetz um das Classic-Schutzkonzept handelt, da pro Abgang nur eine Schutzeinrichtung C verwendet wurde.

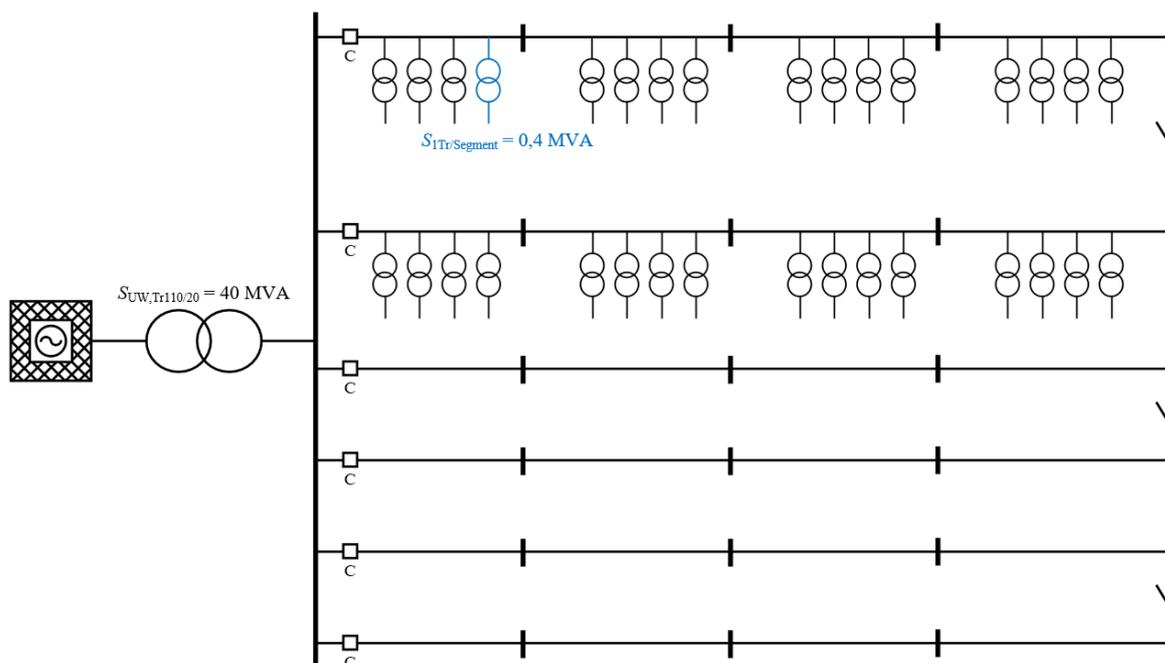


Abbildung 33: Darstellung des Musternetzes (für das Classic-Schutzkonzept) mit den einzelnen Abgängen für ein Umspannwerk (eigene Darstellung)

### 5.2.1 Beispiel 1 für die Berechnung eines Freileitungsnetzes mit 20 Umspannwerken

Zur Ermittlung der gesamten installierten Scheinleistung sowie der Netzhöchstlast werden die Gesamtfläche (Ausdehnung)  $A_{\text{Netz}}$  und die Lastdichte  $\rho_{\text{Netz}}$  des Musternetzes benötigt. Hierfür wurden folgende Werte gewählt:  $A_{\text{Netz}} = 1.500 \text{ km}^2$  und  $\rho_{\text{Netz}} = 0,2 \frac{\text{MW}}{\text{km}^2}$

Mit Hilfe der Gesamtfläche und der Lastdichte lässt sich die Gesamtleistung des Netzes bestimmen. Der Spitzenwert der Gesamtleistung  $\hat{P}_{\text{Netz,ges}}$  wird mit folgender Formel ermittelt:

$$\rho_{\text{Netz}} = \frac{\hat{P}_{\text{Netz,ges}}}{A_{\text{Netz}}} \rightarrow \hat{P}_{\text{Netz,ges}} = A_{\text{Netz}} \cdot \rho_{\text{Netz}} = 1.500 \text{ km}^2 \cdot 0,2 \frac{\text{MW}}{\text{km}^2} = 300 \text{ MW} \quad (5-3)$$

Bei diesem Wert handelt es sich um die ermittelte Systemleistung des gesamten Netzes. In weiterer Folge müssen die maximale Leistung pro Umspannwerk, die maximale Leistung pro Abgang und die maximale Leistung pro Segment bestimmt werden.

Im Kapitel 5.1 wurde der Zusammenhang zwischen der Netzhöchstlast und der installierten Scheinleistung bereits ermittelt (siehe Gleichung 5-2). Dieser Zusammenhang wird für die weiteren Berechnungen benötigt. Es ist zu beachten, dass in dieser Kalkulation der Zusammenhang  $P_{\text{max}} = 0,38 \cdot S_{\text{installiert}}$  (vereinfacht) verwendet wurde.

$$\hat{P}_{\text{max/UW}} = 0,38 \cdot S_{\text{UW,Tr110/20}} = 0,38 \cdot 40 \text{ MVA} = 15,2 \frac{\text{MW}}{\text{UW}} \approx 15 \frac{\text{MW}}{\text{UW}} \quad (5-4)$$

$$\hat{P}_{\text{max/Abgang}} = \frac{\hat{P}_{\text{max/UW}}}{m} = \frac{15 \text{ MW}}{6 \text{ Abgänge}} = 2,5 \frac{\text{MW}}{\text{Abgang}} \quad (5-5)$$

$$\hat{P}_{\text{max/Segment}} = \frac{\hat{P}_{\text{max/Abgang}}}{n} = \frac{2,5 \text{ MW}}{4 \text{ Segmente}} = 0,625 \frac{\text{MW}}{\text{Segment}} \quad (5-6)$$

Mit der Gesamtleistung  $\hat{P}_{\text{Netz,ges}}$  sowie der Leistung eines Umspannwerks  $\hat{P}_{\text{max/UW}}$  lässt sich die Anzahl der Umspannwerke (UWs)  $k_{\text{UWs}}$  für diese Netzkonfiguration bestimmen. Hierfür wird der Quotient aus den beiden angegebenen Parametern gebildet.

$$k_{\text{UWs}} = \frac{\hat{P}_{\text{Netz,ges}}}{\hat{P}_{\text{max/UW}}} = \frac{300 \text{ MW}}{15 \text{ MW}} = 20 \text{ UWs} \quad (5-7)$$

Nachdem alle Netzhöchstlasten ermittelt wurden, müssen in weiterer Folge die installierten Scheinleistungen für das gegebene Netz bestimmt werden. Hierfür werden die installierte Scheinleistung pro Abgang, die installierte Scheinleistung pro Umspannwerk und die installierte Scheinleistung für das gesamte Netz benötigt.

$$S_{\text{installiert/Abgang}} = 4 \cdot n \cdot S_{1\text{Tr/Segment}} = 4 \cdot 4 \cdot 0,4 \text{ MVA} = 6,4 \frac{\text{MVA}}{\text{Abgang}} \quad (5-8)$$

$$S_{\text{installiert/UW}} = m \cdot S_{\text{installiert/Abgang}} = 6 \cdot 6,4 \text{ MVA} = 38,4 \frac{\text{MVA}}{\text{UW}} \quad (5-9)$$

$$S_{\text{installiert/Netz}} = k_{\text{UWs}} \cdot S_{\text{installiert/UW}} = 20 \cdot 38,4 \text{ MVA} = 768 \frac{\text{MVA}}{\text{Netz}} \quad (5-10)$$

Nachdem für die Bestimmung der Netzzuverlässigkeitskennzahl ASIDI nun alle erforderlichen Netzparameter bestimmt wurden, werden in der Abbildung 34 die berechneten Ergebnisse in einer schematischen Darstellung nochmals verdeutlicht.

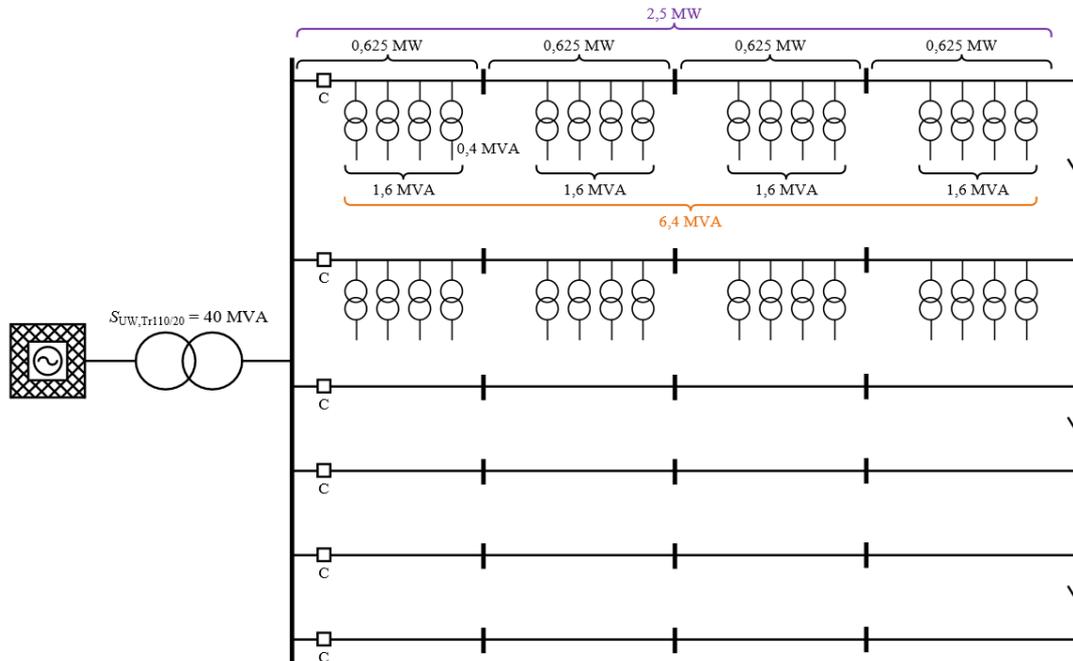


Abbildung 34: Darstellung des Musternetzes mit den berechneten Netzhöchstlasten und den installierten Scheinleistungen für einen Abgang (eigene Darstellung)

## 5.2.2 Beispiel 2 für die Berechnung eines Freileitungsnetzes mit 8 Umspannwerken

In diesem Beispiel wird gezeigt, dass sich bei der Veränderung der Netzausdehnung nur die Systemleistung des gesamten Netzes ändert, dadurch verändert sich auch die Anzahl der Umspannwerke. Es ist zu beachten, dass alle Netzparameter aus Kapitel 5.2.1 gleich bleiben. Lediglich die installierte Scheinleistung des Netzes verändert sich.

Für das zweite Berechnungsbeispiel wird zur Ermittlung der gesamten installierten Scheinleistung sowie der Netzhöchstleistung, die Gesamtfläche (Ausdehnung)  $A_{\text{Netz}}$  im Vergleich zum Berechnungsbeispiel aus Kapitel 5.2.1 auf  $A_{\text{Netz(neu)}} = 600 \text{ km}^2$  reduziert. Die Lastdichte bleibt allerdings gleich und beträgt  $\rho_{\text{Netz}} = 0,2 \frac{\text{MW}}{\text{km}^2}$ .

Durch diese beiden Angaben wird wiederum der Spitzenwert der Gesamtleistung  $\hat{P}_{\text{Netz,ges}}$  mit der Gleichung (5-11) ermittelt:

$$\rho_{\text{Netz}} = \frac{\hat{P}_{\text{Netz,ges}}}{A_{\text{Netz(neu)}}} \rightarrow \hat{P}_{\text{Netz,ges(neu)}} = A_{\text{Netz(neu)}} \cdot \rho_{\text{Netz}} = 600 \text{ km}^2 \cdot 0,2 \frac{\text{MW}}{\text{km}^2} = 120 \text{ MW} \quad (5-11)$$

Es ist zu erkennen, dass durch die Veränderung der Gesamtfläche (Ausdehnung) von  $A_{\text{Netz}} = 1.500 \text{ km}^2$  auf  $A_{\text{Netz(neu)}} = 600 \text{ km}^2$  die neue Gesamtleistung des Netzes  $\hat{P}_{\text{Netz,ges(neu)}}$  um 60 % des ursprünglichen Wertes  $\hat{P}_{\text{Netz,ges}}$  abnimmt (vorher: 300 MW, nachher: 120 MW).

Für die weitere Berechnung ist zu beobachten, dass die maximalen Netzhöchstlasten  $\hat{P}_{\text{max/UW}}$ ,  $\hat{P}_{\text{max/Abgang}}$  und  $\hat{P}_{\text{max/Segment}}$  von der Änderung der Gesamtfläche nicht betroffen sind und daher die gleichen Werte wie in Kapitel 5.2.1 vorliegen.

Es ergaben sich dabei folgende Werte für die Netzhöchstlasten:

$$\hat{P}_{\text{max/UW}} = 15 \frac{\text{MW}}{\text{UW}}; \quad \hat{P}_{\text{max/Abgang}} = 2,5 \frac{\text{MW}}{\text{Abgang}}; \quad \hat{P}_{\text{max/Segment}} = 0,625 \frac{\text{MW}}{\text{Segment}}$$

Mit Hilfe der neu ermittelten Gesamtleistung des Netzes  $\hat{P}_{\text{Netz,ges(neu)}}$  sowie der Leistung eines Umspannwerkes  $\hat{P}_{\text{max/UW}}$  lässt sich die Anzahl der Umspannwerke für die neue Netzkonfiguration bestimmen. Die Gesamtanzahl der UWs wird dabei mit dem Formelzeichen  $k_{\text{UWs(neu)}}$  angegeben.

$$k_{\text{UWs(neu)}} = \frac{\hat{P}_{\text{Netz,ges(neu)}}}{\hat{P}_{\text{max/UW}}} = \frac{120 \text{ MW}}{15 \text{ MW}} = 8 \text{ UWs} \quad (5-12)$$

Auch bei der Bestimmung der installierten Scheinleistungen ist zu beobachten, dass die installierten Scheinleistungen  $S_{\text{installiert/Abgang}}$  und  $S_{\text{installiert/UW}}$  von der Veränderung der Gesamtfläche nicht betroffen sind. Es ergaben sich dabei folgende Werte für die installierten Scheinleistungen:  $S_{\text{installiert/Abgang}} = 6,4 \frac{\text{MVA}}{\text{Abgang}}; \quad S_{\text{installiert/UW}} = 38,4 \frac{\text{MVA}}{\text{UW}}$

Durch die Gesamtflächenänderung hat sich die Anzahl der Umspannwerke für das gesamte Netz auf  $k_{\text{UWs(neu)}} = 8 \text{ UWs}$  (vorher:  $k_{\text{UWs}} = 20 \text{ UWs}$ ) reduziert. Damit ergibt sich eine installierte Scheinleistung für die „neue“ Netzkonfiguration wie folgt:

$$S_{\text{installiert(neu)/Netz}} = k_{\text{UWs(neu)}} \cdot S_{\text{installiert/UW}} = 8 \cdot 38,4 \text{ MVA} = 307,2 \frac{\text{MVA}}{\text{Netz}} \quad (5-13)$$

## 5.3 Ermittlung der ASIDI-Kennzahl für die ausgewählten Schutzkonzepte

### 5.3.1 Ermittlung der ASIDI-Kennzahl für das Classic-Schutzkonzept

Die Detailansicht des verwendeten Umspannwerkes welches aus sechs Abgängen und vier Segmenten pro Abgang besteht wurde bereits in Kapitel 5.2.1 in der Abbildung 34 dargestellt.

Dies bedeutet, dass die ASIDI-Kennzahl für ein Umspannwerk ident mit der ASIDI-Kennzahl für beispielsweise 20 Umspannwerke ist. Der Beweis für die Unabhängigkeit zwischen dem ASIDI-Wert und der Anzahl der Umspannwerke wird in diesem Kapitel ebenfalls noch durchgeführt.

In der Abbildung 35 wird das bereits bekannte Umspannwerk mit der Verwendung des Classic-Schutzkonzeptes aus Kapitel 3 dargestellt. Das Ziel in diesem Kapitel liegt bei der Untersuchung verschiedener Fehlerfälle sowie deren Auswirkungen auf das Umspannwerk und die Kunden. Hierfür werden vier Fehlerfälle (Fehler 1 – 4) an unterschiedlichen Positionen auf den Abgängen untersucht.

Des Weiteren wird darauf verzichtet, in der Abbildung 35 die vier Verbraucher pro Segment darzustellen, da darauf bereits in der Abbildung 34 explizit eingegangen wurde.

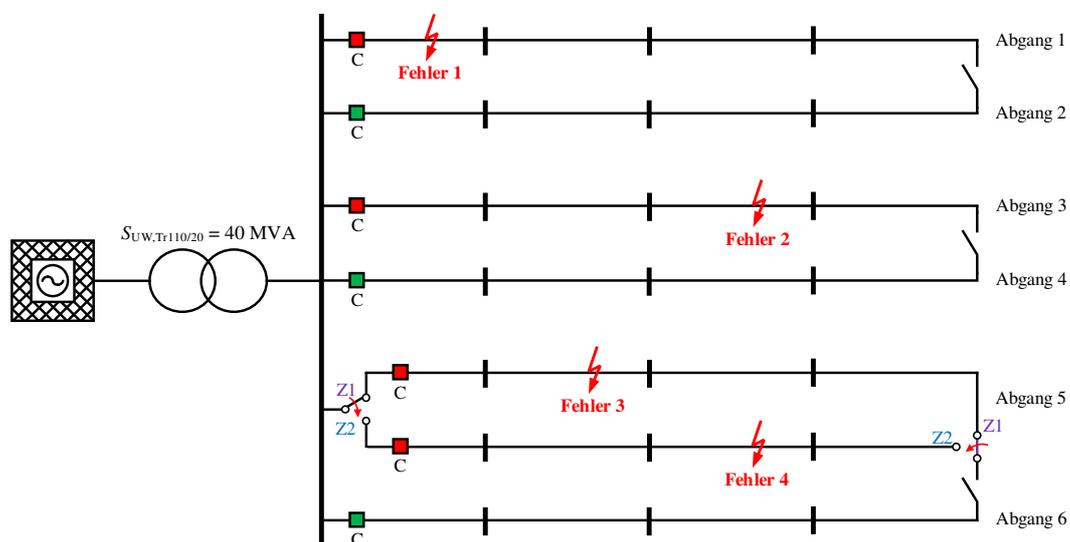


Abbildung 35: Darstellung des Musternetzes (Umspannwerkes) bei vier Fehlern unter Verwendung des Classic-Schutzkonzeptes (eigene Darstellung)

Wie bereits aus der Untersuchung der verschiedenen Schutzkonzepte bekannt ist, wird bei der Classic-Schutzvariante nur eine Schutzvorrichtung pro Abgang verwendet. In weiterer Folge wird auf die vier Fehlerfälle sowie deren Auswirkungen näher eingegangen.

- ❖ **Fehler 1:** Bei der Fehlerposition 1 handelt es sich um einen Fehler, welcher sich im ersten Segment des ersten Abgangs befindet. Nachdem die Schutzvorrichtung C den Fehler detektiert hat, wird der gesamte erste Abgang vom Umspannwerk getrennt.
- ❖ **Fehler 2:** Aufgrund der Verwendung von nur einer Schutzvorrichtung beim Classic-Schutzkonzept, wird der gesamte dritte Abgang vom Umspannwerk getrennt.

**Anmerkung zu den Fehlern 3 und 4:** Die Fehler 3 und 4 treten beide im fünften Abgang auf. Dabei ist zu beachten, dass diese Fehler nicht zur gleichen Zeit auftreten.

Um dieses Verhalten besser darstellen zu können, wurde in der Abbildung 35 der fünfte Abgang zwei Mal eingezeichnet und über einen Zustandsschalter mit zwei Zuständen (Z1 und Z2) mit der Sammelschiene verbunden. Der zweite Zustandsschalter welcher ebenfalls wieder zwei Zustände (Z1 und Z2) besitzt wurde am Ende des fünften Abgangs angebracht.

- ❖ **Fehler 3:** Hierbei ist zu beachten, dass sich beide Zustandsschalter im Zustand Z1 befinden. Auch in diesem Fall wird durch das Auslösen der Schutzeinrichtung der gesamte Abgang abgeschaltet.
- ❖ **Fehler 4:** Bei der Fehlerposition 4 handelt es sich um einen Fehler, welcher sich im dritten Segment des fünften Abgangs befindet. Hierbei ist zu beachten, dass sich beide Zustandsschalter im Zustand Z2 befinden.

Für die Berechnung der Ausfallscheinleistung wird die installierte Scheinleistung pro Abgang  $S_{\text{installiert/Abgang}} = 6,4 \text{ MVA}$  aus Kapitel 5.2.1, Gleichung (5-8) benötigt.

Im nächsten Schritt lässt sich der Ausfall der installierten Scheinleistung beispielsweise für den ersten Abgang ( $S_{1,\text{installiert-Ausfall}}$ ) bestimmen. Es ist zu erkennen, dass aufgrund des Classic-Schutzkonzeptes der gesamte Abgang abgeschaltet wird, es ergibt sich folgende Ausfalleistung:

$$S_{1,\text{installiert-Ausfall}} = S_{\text{installiert/Abgang}} = 6,4 \text{ MVA} \quad (5-14)$$

Der dritte und der fünfte Abgang sind dabei gleich zu behandeln und ergeben damit jeweils eine Ausfallscheinleistung von 6,4 MVA. Die Fehlerdauer bzw. Ausfallsdauer der Fehlerfälle wird mit  $t_{\text{Ausfall}} = 2 \text{ h}$  angesetzt. Alle berechneten Werte dieses Kapitels werden zur besseren Übersicht in Tabelle 4 genauer dargestellt.

Abgang Nr.	Ausfallscheinleistung	Ausfalldauer	Ausfallscheinleistung · Ausfalldauer
$i$	$S_{i,\text{installiert-Ausfall}}$	$t_{\text{Ausfall}}$	$S_{i,\text{installiert-Ausfall}} \cdot t_{\text{Ausfall}}$
1	6,4 MVA	2,0 h	12,8 MVAh
2	0,0 MVA	0,0 h	0,0 MVAh
3	6,4 MVA	2,0 h	12,8 MVAh
4	0,0 MVA	0,0 h	0,0 MVAh
5	6,4 MVA (für Zustand Z1)	2,0 h	12,8 MVAh
5	6,4 MVA (für Zustand Z2)	2,0 h	12,8 MVAh
6	0,0 MVA	0,0 h	0,0 MVAh
<b>Σ</b>	--	--	<b>51,2 MVAh</b>

Tabelle 4: Darstellung der Ausfallscheinleistungen für die Abgänge  $i = 1 \dots 6$  bei einer Ausfalldauer von jeweils zwei Stunden bei der Verwendung des Classic-Schutzkonzeptes (eigene Darstellung)

Für die Berechnung der ASIDI-Kennzahl des Classic-Schutzkonzeptes wird der Referenzwert der installierten Scheinleistung benötigt, hierfür wird der aus Kapitel 5.2.1, Gleichung (5-9) ermittelte Wert  $S_{\text{installiert/UW}} = 38,4 \text{ MVA}$  verwendet. Die ASIDI-Kennzahl für das Classic-Schutzkonzept lässt sich damit wie folgt bestimmen:

$$ASIDI_{\text{Classic,1UW}} = \frac{\sum t_{\text{Ausfall}} \cdot S_{i,\text{installiert-Ausfall}}}{S_{\text{installiert/UW}}} = \frac{51,2 \text{ MVAh}}{38,4 \text{ MVA}} = 80 \frac{\text{min}}{\text{a}} \quad (5-15)$$

Der in obiger Gleichung (5-15) berechnete ASIDI-Wert gilt für ein Umspannwerk. In der Berechnung in Kapitel 5.2.1, Gleichung (5-7) wurde ermittelt, dass das gesamte Netz aus 20 Umspannwerken besteht. Es gilt zu überprüfen, ob der ASIDI-Wert bei einem Umspannwerk der gleiche ist wie bei 20 Umspannwerken. Hierfür wird aus Gleichung (5-10) die installierte Scheinleistung des Netzes  $S_{\text{installiert/Netz}} = 768 \text{ MVA}$  als Referenzwert verwendet.

$$ASIDI_{\text{Classic,20UWs}} = \frac{k_{\text{UWs}} \cdot \sum t_{\text{Ausfall}} \cdot S_{i,\text{installiert-Ausfall}}}{S_{\text{installiert/Netz}}} = \frac{20 \cdot 51,2 \text{ MVAh}}{768 \text{ MVA}} = 80 \frac{\text{min}}{\text{a}} \quad (5-16)$$

### 5.3.2 Ermittlung der ASIDI-Kennzahl für das Classic+-Schutzkonzept

In der Abbildung 36 wird das bereits bekannte Umspannwerk mit der Verwendung des Classic+-Schutzkonzeptes aus Kapitel 3 dargestellt. Auch in diesem Fall treten wieder vier Fehler auf welche genauer untersucht werden. Es ist zu beachten, dass sich pro Abgang nun zwei Schutzeinrichtungen C1 und C2 (jeweils im ersten und im dritten Segment) befinden.

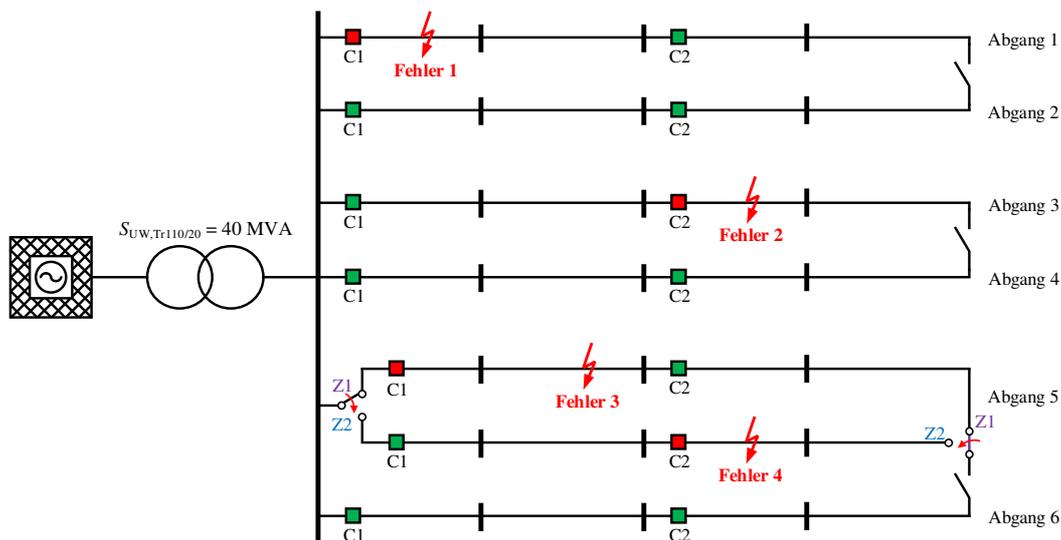


Abbildung 36: Darstellung des Musternetzes (Umspannwerkes) bei vier Fehlern unter Verwendung des Classic+-Schutzkonzeptes (eigene Darstellung)

In weiterer Folge wird nur noch auf die Fehlerfälle 2 und 4 näher eingegangen, da das Verhalten der Fehlerfälle 1 und 3 bereits im Kapitel 5.3.1 beschrieben wurde.

- ❖ **Fehler 2:** Bei der Fehlerposition 2 handelt es sich um einen Fehler, welcher sich im dritten Segment des dritten Abgangs befindet. In diesem Fall reagiert die Schutzeinrichtung C2 und schaltet nur das dritte und vierte Segment ab.
- ❖ **Fehler 4:** Bei der Fehlerposition 4 handelt es sich um einen Fehler, welcher sich im dritten Segment des fünften Abgangs befindet. Hierbei ist zu beachten, dass sich beide Zustandsschalter im Zustand Z2 befinden. Bei diesem Fehlerfall spricht die Schutzeinrichtung C2 an und schaltet das dritte und vierte Segment des fünften Abgangs ab.

Für die Berechnung der Ausfallscheinleistung wird die installierte Scheinleistung pro Abgang  $S_{\text{installiert/Abgang}} = 6,4 \text{ MVA}$  aus Kapitel 5.2.1 benötigt. Da ein Abgang aus vier Segmenten besteht ergibt sich daraus für ein Segment:  $S_{\text{installiert/Segment}} = 1,6 \text{ MVA}$ .

Hierbei wird vor allem auf den installierten Scheinleistungsausfall am dritten Abgang näher eingegangen. Die Schutzeinrichtung C2 schaltet dabei das dritte und vierte Segment ab. Daraus ergibt sich folgende Ausfalleistung:

$$S_{3,\text{installiert-Ausfall}} = 2 \cdot S_{\text{installiert/Segment}} = 2 \cdot 1,6 \text{ MVA} = 3,2 \text{ MVA} \quad (5-17)$$

Die Fehlerdauer bzw. Ausfalldauer der Fehlerfälle wird mit  $t_{\text{Ausfall}} = 2 \text{ h}$  angesetzt. Alle berechneten Werte dieses Kapitels werden zur besseren Übersicht in Tabelle 5 genauer dargestellt.

Abgang Nr. $i$	Ausfallscheinleistung $S_{i,\text{installiert-Ausfall}}$	Ausfalldauer $t_{\text{Ausfall}}$	Ausfallscheinleistung · Ausfalldauer $S_{i,\text{installiert-Ausfall}} \cdot t_{\text{Ausfall}}$
1	6,4 MVA	2,0 h	12,8 MVAh
2	0,0 MVA	0,0 h	0,0 MVAh
3	3,2 MVA	2,0 h	6,4 MVAh
4	0,0 MVA	0,0 h	0,0 MVAh
5	6,4 MVA (für Zustand Z1)	2,0 h	12,8 MVAh
5	3,2 MVA (für Zustand Z2)	2,0 h	6,4 MVAh
6	0,0 MVA	0,0 h	0,0 MVAh
<b>Σ</b>	--	--	<b>38,4 MVAh</b>

Tabelle 5: Darstellung der Ausfallscheinleistungen für die Abgänge  $i = 1 \dots 6$  bei einer Ausfalldauer von jeweils zwei Stunden bei der Verwendung des Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzeptes (eigene Darstellung)

Für die Berechnung der ASIDI-Kennzahl wird der Referenzwert der installierten Scheinleistung benötigt. Hierfür wird der aus Kapitel 5.2.1 ermittelte Wert  $S_{\text{installiert/UW}} = 38,4 \text{ MVA}$  verwendet. Die ASIDI-Kennzahl für das Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept lässt sich damit wie folgt bestimmen:

$$ASIDI_{Classic^+} = \frac{\sum t_{Ausfall} \cdot S_{i,installiert-Ausfall}}{S_{installiert/UW}} = \frac{38,4 \text{ MVAh}}{38,4 \text{ MVA}} = 60 \frac{\text{min}}{\text{a}} \quad (5-18)$$

### 5.3.3 Ermittlung der ASIDI-Kennzahl für das Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz

In der Abbildung 37 wird das bereits bekannte Umspannwerk mit der Verwendung des Automatic Recloser mit Rezip (sequentielle AWE) und Kupplungsschutz aus Kapitel 3 dargestellt. Es ist zu beachten, dass pro Abgang ein Automatic Recloser AR und drei Rezip-Schutzeinrichtungen RZ verwendet werden.

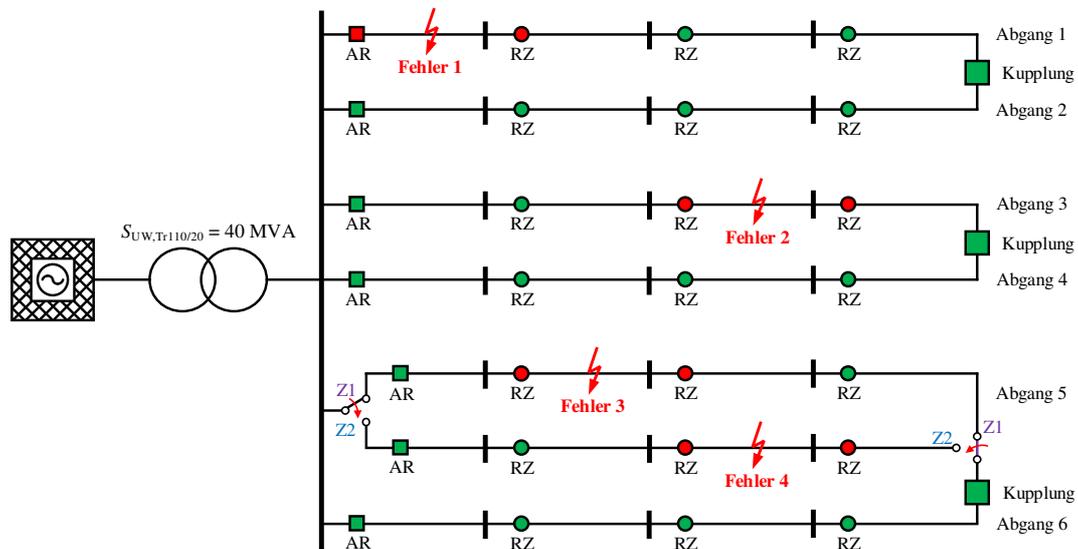


Abbildung 37: Darstellung des Musternetzes (Umspannwerks) bei vier Fehlern unter Verwendung des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz (eigene Darstellung)

Bei der Verwendung dieses Schutzkonzeptes ist ersichtlich, dass die Fehlerposition keinerlei Rolle spielt, da durch die Absicherung mit Hilfe der Rezip-Schutzeinrichtungen immer nur ein Segment pro Abgang ausfällt.

Für die Berechnung der Ausfallscheinleistung wird die installierte Scheinleistung pro Segment benötigt und wird mit  $S_{installiert/Segment} = 1,6 \text{ MVA}$  angegeben. Es soll in diesem Fall auf den fünften Abgang im Schaltzustand Z1 näher eingegangen werden.

$$S_{5(Z1),installiert-Ausfall} = S_{installiert/Segment} = 1,6 \text{ MVA} \quad (5-19)$$

Die Fehler- bzw. Ausfalldauer der Fehlerfälle wird wieder mit  $t_{Ausfall} = 2 \text{ h}$  angesetzt. Alle berechneten Werte dieses Kapitels werden zur besseren Übersicht in Tabelle 6 genauer dargestellt.

Abgang Nr. $i$	Ausfallscheinleistung $S_{i,\text{installiert-Ausfall}}$	Ausfalldauer $t_{\text{Ausfall}}$	Ausfallscheinleistung · Ausfalldauer $S_{i,\text{installiert-Ausfall}} \cdot t_{\text{Ausfall}}$
1	1,6 MVA	2,0 h	3,2 MVAh
2	0,0 MVA	0,0 h	0,0 MVAh
3	1,6 MVA	2,0 h	3,2 MVAh
4	0,0 MVA	0,0 h	0,0 MVAh
5	1,6 MVA (für Zustand Z1)	2,0 h	3,2 MVAh
5	1,6 MVA (für Zustand Z2)	2,0 h	3,2 MVAh
6	0,0 MVA	0,0 h	0,0 MVAh
<b>Σ</b>	--	--	<b>12,8 MVAh</b>

Tabelle 6: Darstellung der Ausfallscheinleistungen für die Abgänge  $i = 1 \dots 6$  bei einer Ausfalldauer von jeweils zwei Stunden bei der Verwendung des neuen Schutzkonzeptes (eigene Darstellung)

Für die Berechnung der ASIDI-Kennzahl wird der Referenzwert der installierten Scheinleistung benötigt. Hierfür wird der aus Kapitel 5.2.1 ermittelte Wert  $S_{\text{installiert/UW}} = 38,4 \text{ MVA}$  verwendet. Die ASIDI-Kennzahl für das Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz ergibt sich:

$$ASIDI_{\text{AR+RZ+Kupplung}} = \frac{\sum t_{\text{Ausfall}} \cdot S_{i,\text{installiert-Ausfall}}}{S_{\text{installiert/UW}}} = \frac{12,8 \text{ MVAh}}{38,4 \text{ MVA}} = 20 \frac{\text{min}}{\text{a}} \quad (5-20)$$

### 5.3.4 Vergleich der ASIDI-Kennzahlen für die ausgewählten Schutzkonzepte

In der Tabelle 7 werden die ASIDI-Kennzahlen der drei ausgewählten Schutzkonzepte zusammengefasst. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass bei dem neuen Schutzkonzept mit Hilfe des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplung der Average System Interruption Duration Index im Vergleich zum Classic-Schutzkonzept auf ein Viertel absinkt.

Ausgewähltes Schutzkonzept	ASIDI-Kennzahl
Classic-Schutzkonzept (einstufiges Überstromzeitschutzkonzept)	80 min/a
Classic+-Schutzkonzept (zweistufiges Überstromzeitschutzkonzept)	60 min/a
Automatic Recloser mit Rezip <u>und</u> Kupplungsschutz	20 min/a

Tabelle 7: Vergleich der ASIDI-Kennzahlen für die unterschiedlichen Schutzkonzepte (eigene Darstellung)

## 6 Investitionsrechnung und Anwendung

### 6.1 Grundlagen der Investition und der Investitionsrechnung

Unter den Begriff der Investition fallen grundsätzlich mehrere Teilbereiche, wie zum Beispiel die Verwendung finanzieller Mittel oder die Umwandlung von flüssigen Zahlungsmittel in beispielsweise Kapitalbindungen. Eine Investition setzt sich unter Umständen aus den Anschaffungskosten sowie allen Einzahlungen und Auszahlungen zusammen, die für die Realisierung des Projektes benötigt werden. Als Beispiel hierfür wird die Anschaffung einer Maschine angegeben. Die Maschine besitzt zuerst einen Anschaffungswert bzw. Anschaffungskosten. Nachdem die Maschine in Betrieb genommen wurde, fallen aber auch immer wieder zusätzliche Einzahlungen bzw. Auszahlungen an. Zu den soeben genannten Auszahlungen zählt der Einsatz von Produktionsfaktoren, darunter werden Personal, Betriebsmittel oder Rohstoffe verstanden. Bei den Einzahlungen handelt es sich um Beträge bzw. Anteile die sich aus den Verkäufen, der durch die Maschine erstellten Produkte, ergeben. [35]

Bei der Investition wird zwischen einer produktionswirtschaftlichen und einer finanzwirtschaftlichen Investition unterschieden. Bei den produktionswirtschaftlichen Investitionen stehen der Ersatzbedarf, die Verbesserung und die Neuanschaffung im Vordergrund, wohingegen bei der finanzwirtschaftlichen Investition auf die Verbesserung der Marktposition und das Erlangen von Steuervorteilen abgezielt wird. [36]

Im nächsten Schritt wird auf den Investitionsplanungsprozess bzw. auf dessen drei Stufen näher eingegangen. In der Abbildung 38 wird eine schematische Darstellung des Investitionsplanungsprozesses dargestellt. Für die weitere Betrachtung sind vor allem die Alternativensuche und die Wirkungsprognose von großer Bedeutung, da aufgrund dieser Bereiche die Investitionsrechnung durchgeführt wird. [37]

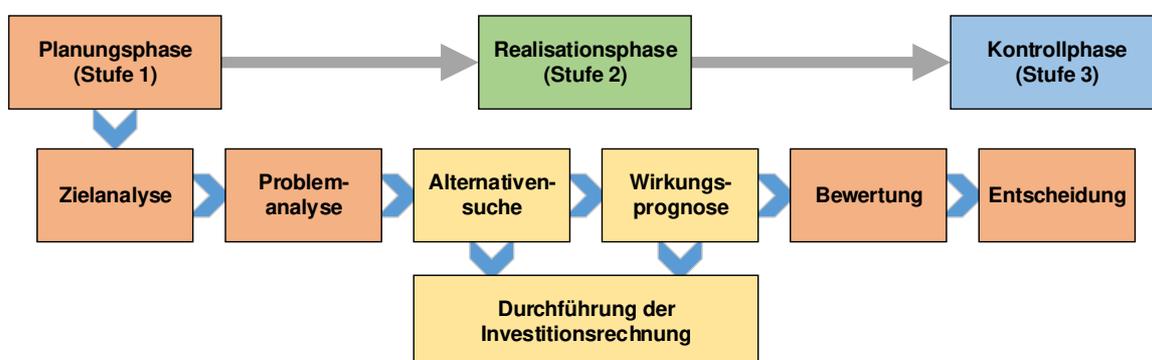


Abbildung 38: Schematische Darstellung des Investitionsplanungsprozesses (eigene Darstellung mittels des Investitionsplanungsprozesses aus [37])

In weiterer Folge wird in der Abbildung 39 ein Überblick über alle Methoden der Investitionsrechnung gegeben. Grundsätzlich wird zwischen den statischen und den dynamischen Investitionsrechenmethoden unterschieden. [36]

Für die weitere Masterarbeit wird der Fokus vor allem auf die statische Amortisationsrechnung (statische Methode) sowie die Barwertmethode und die dynamische Amortisationsrechnung (dynamische Methoden) gelegt.

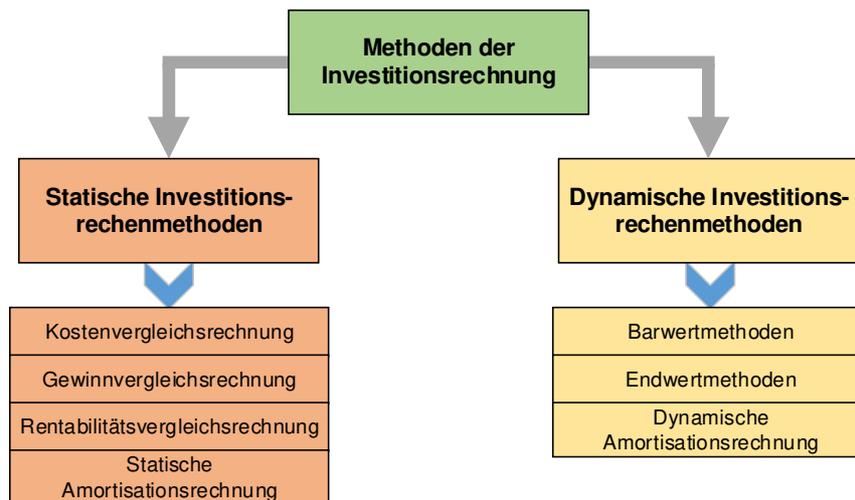


Abbildung 39: Überblick der Investitionsrechenmethoden (eigene Darstellung mittels der Methoden der Investitionsrechnung aus [36])

### 6.1.1 Die statischen Investitionsrechenmethoden

Die statischen Investitionsrechenmethoden werden als klassische Methoden der Investitionsrechnung bezeichnet, da sie nur mit Durchschnittsgrößen aus der Kostenrechnung und der Buchhaltung arbeiten. Durch die Berechnung mit Hilfe von Durchschnittsgrößen ist eine genaue Zuordnung der Größen zu bestimmten Zeitpunkten nicht möglich. [35]

#### 6.1.1.1 Die Kostenvergleichsrechnung

Die Kostenvergleichsrechnung zeigt die Vorteilhaftigkeit einer Ersatzinvestition auf. Dabei werden eine Alt- und eine Neuanlage miteinander verglichen. Neben der Vorteilhaftigkeit einer Ersatzinvestition kann die Kostenvergleichsrechnung auch über die Vorteilhaftigkeit mehrerer vergleichbarer Erweiterungsinvestitionen Auskunft geben. [37]

Als primäres Beurteilungskriterium werden die durchschnittlichen Periodenkosten herangezogen. Entscheidend für diese Methode sind alle Kosten (Aufwandsgleiche Betriebskosten, Kalkulatorische Abschreibungen, Kalkulatorische Zinsen) die durch das Projekt anfallen. Erlöse sind nicht relevant für die Berechnung, wodurch sich die Voraussetzung ergibt, dass Erlöse in gleicher Höhe erwirtschaftet werden. [38]

Die kalkulatorische Abschreibung und die kalkulatorischen Zinsen lassen sich mit Hilfe folgender Formeln beschreiben. [37]

$$\text{Kalkulatorische Abschreibung } A_{\text{kalk}} = \frac{\text{Anfangsinvestitionsausgaben } I_A}{\text{Nutzungsdauer ND}} \quad (6-1)$$

$$\text{Kalkulatorischen Zinsen } Z_{\text{kalk}} = \frac{\text{Anfangsinvestitionsausgaben } I_A}{2} \cdot i_{\text{kalk}} \quad (6-2)$$

Die Kostenvergleichsrechnung wird meistens auf einen Betrachtungshorizont von einem Jahr angewendet. Die Folgerung daraus ist, dass die Entwicklungen über die mittel- bis langfristigen Kosten und Erlöse außer Betracht gelassen werden und somit nicht in die Entscheidung miteinbezogen werden. [38]

### 6.1.1.2 Die Gewinnvergleichsrechnung

Die Gewinnvergleichsrechnung wird angewendet, wenn der Output (Erlöse oder Leistung) der zu vergleichenden Alternativen nicht derselbe ist. Bei dieser Vergleichsmethode erfolgt eine Berücksichtigung der Erlöseseite. [37]

Ersatzinvestitionen werden verglichen, indem der durchschnittliche Jahresgewinn der alten Anlage und der geschätzte durchschnittliche Jahresgewinn der neuen Investition errechnet werden. Für die Entscheidung zwischen Erweiterungsinvestitionen ist der erwartete durchschnittliche Jahresgewinn der verschiedenen Alternativen relevant. Das Beurteilungskriterium bei der Gewinnvergleichsrechnung ist der durchschnittliche Periodengewinn. Der Gewinn wird durch folgende Gleichung berechnet: [37, 38]

$$\text{Gewinn} = \text{Erlöse} - \text{Kosten} \quad (6-3)$$

### 6.1.1.3 Die Rentabilitätsvergleichsrechnung – Return on Investment ROI

Die Rentabilitätsvergleichsrechnung findet dann ihre Anwendung, wenn der Output und die Anschaffungskosten der zu vergleichenden Projekte unterschiedlich sind. Es wird eine korrigierte Gewinngröße  $G_p$ , auch pagatorischer Gewinn genannt, ins Verhältnis zu dem durchschnittlich gebundenen Kapital gesetzt. Bezüglich weiterer Details wird auf die angegebene Literatur verwiesen. [37]

$$\text{Rentabilität } r = \frac{\text{korrigierter Gewinn } G_p}{\text{durchschnittlich gebundenes Kapital}} \quad (6-4)$$

Die Alternative mit der höheren Rentabilität in einer Abrechnungsperiode ist diejenige, die vorteilhafter ist. Das positive Ergebnis einer Rentabilitätsvergleichsrechnung besagt, dass der Kapitaleinsatz, der zu Anfang getätigt wird, erwirtschaftet wird, die anfallenden Kosten gedeckt werden und eine Rendite auf das Kapital erzielt wird. [38]

### 6.1.1.4 Die statische Amortisationsrechnung

Bei der statischen Amortisationsrechnung handelt es sich um die einzige statische Investitionsrechenmethode welche nicht ein typisches Verhalten statischer Investitionsrechenmethoden vorweist. Dieses Verhalten ist darauf zurückzuführen, dass die statische Amortisationsrechnung mit Einzahlungen und Auszahlungen rechnet und nicht wie üblich bei statischen Investitionsmethoden mit Durchschnittsgrößen aus der Kostenrechnung und der Buchhaltung. [36, 37]

Mit Hilfe dieser Methode, welche sehr häufig auch noch als Pay-Back-Methode bezeichnet wird, wird die Amortisationsdauer  $T_{A, \text{statisch}}$  berechnet. Zur Ermittlung der statischen Amortisationsdauer werden die Anfangsinvestitionsausgaben  $I_A$  und der jährliche Einnahmenüberschuss EÜ benötigt. Zur Bestimmung der statischen Amortisationsdauer wird die Gleichung (6-5) verwendet: [36, 37]

$$\text{Statische Amortisationsdauer } T_{A, \text{statisch}} = \frac{|\text{Anfangsinvestitionsausgaben } I_A|}{\text{Einnahmenüberschuss EÜ}} \quad (6-5)$$

### 6.1.2 Die dynamischen Investitionsrechenmethoden

Bei den dynamischen Investitionsrechenmethoden wird das Fehlerpotential der statischen Investitionsrechenmethoden beseitigt. Durch die Verwendung der Zeitpunkte bzw. der Zeitfaktoren werden bei den dynamischen Investitionsrechenmethoden sogenannte Kalkulationszinssätze benötigt. [35]

#### 6.1.2.1 Die Barwertmethode (Kapitalwertmethode)

Bei der Kapitalwertmethode handelt es sich um die gängigste Methode der dynamischen Investitionsrechenverfahren. [36] Im ersten Schritt werden die jährlichen Barwerte BW mit Hilfe des jährlichen Cashflows CF (nähere Details zur Berechnung des Cashflows sind auf der Seite 74 zu finden) sowie dem Kalkulationszinssatz  $i_{\text{kalk}}$  für die vorgegebene Nutzungsdauer ND bestimmt. Im Anschluss lässt sich durch die Aufsummierung aller Barwerte der Kapitalwert KW ermitteln. Zur Bestimmung des Kapitalwertes soll folgende allgemein geltende Gleichung (6-6) verwendet werden: [35]

$$\text{KW} = \text{CF}(0) + \text{CF}(1) \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{kalk}})^1} + \dots + \text{CF}(\text{ND}) \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{kalk}})^{\text{ND}}} = \sum_{t=0}^{\text{ND}} \text{CF}(t) \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{kalk}})^t} \quad (6-6)$$

Durch den ermittelten Kapitalwert können einzelne Investitionen auf ihre Vorteilhaftigkeit geprüft werden. Es wird dabei zwischen der absoluten Vorteilhaftigkeit und der relativen Vorteilhaftigkeit unterschieden. Grundsätzlich besitzt eine Investition mit einem positiven Kapitalwert

immer eine absolute Vorteilhaftigkeit. Besitzen mehrere Investitionen einen positiven Kapitalwert, so sollte jenes Projekt verwendet werden, bei dem der Kapitalwert am höchsten ist. [35]

### 6.1.2.2 Die dynamische Amortisationsrechnung

Das wesentliche Unterscheidungsmerkmal zwischen der statischen und der dynamischen Amortisationsrechnung liegt darin, dass bei der dynamischen Amortisationsrechnung die Barwerte der positiven bzw. negativen Einnahmenüberschüsse verwendet werden. Daher gilt, dass je geringer die Amortisationsdauer eines Projektes ist, desto geringer ist auch das damit verbundene Risiko. [35, 36]

Der große Nachteil der dynamischen Amortisationsrechnung liegt darin, dass nach Ablauf der gewählten Betrachtungsdauer Zahlungen nicht mehr berücksichtigt werden. Durch diese Methode ist es möglich, dass ein Projekt aufgrund seiner kurzen Amortisationsdauer ausgewählt wird wobei der Kapitalwert über die gesamte Projektlaufzeit negativ ist. Mit der Amortisationsdauer wird die Zeit berechnet, in welcher die Anfangsinvestitionen mittels Einnahmenüberschüssen beglichen wurden. [35, 39]

$$\text{Dynamische Amortisationsdauer } T_{A,\text{dynamisch}} = \sum_{t=0}^T \text{CF}(t) \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{Kalk}})^t} > 0 \quad (6-7)$$

### 6.1.3 Die Liquidität

Die Liquidität eines Unternehmens besagt, ob ein Unternehmen sich in der Lage befindet, jederzeit seinen Zahlungsverpflichtungen nachzukommen. Ein Unternehmen sichert dann sein finanzielles Gleichgewicht, wenn über alle Planungsperioden die Einzahlungen immer größer oder größer gleich den Auszahlungen sind. Dieses Wissen wird nicht vollkommen gewährleistet, wodurch die Finanzplanung beachten muss, dass die tatsächlichen Einzahlungen kleiner sein können als die geplanten Einzahlungen und die tatsächlichen Auszahlungen größer sein können als die geplanten Auszahlungen. Um solche drohende Liquiditätslücken zu überbrücken, muss Liquiditätsvorsorge betrieben werden. [37]

Unvorhergesehene Liquiditätslücken können durch ein gutes Liquiditätspolster eines Unternehmens ausgeglichen werden. Das Liquiditätspolster besteht aus dem Sichtguthaben, Forderungen aus Lieferung und Leistung, Warenbestände, Halbfabrikate und Maschinen. Die geplanten Einzahlungen und Auszahlungen sind das Ergebnis der Planung von Entscheidungen über die Produktion, den Absatz und die Investitionen. Diese Entscheidungen sind relevant, ob der Zahlungsmittelbestand in Zukunft steigen oder sinken wird. [37]

## 6.2 Investitionssimulation für die ausgewählten Schutzkonzepte

In der Folge werden eine Umrüstung vom Classic-Schutzkonzept auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip (sequentielle AWE) und Kupplungsschutz und eine Umrüstung vom Classic+-Schutzkonzept auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz durchgeführt.

### 6.2.1 Ermittlung des Referenzwertes $ASIDI_{Ref}$ zur Bestimmung der Q-Elemente

In diesem Kapitel werden die Unterschiede des Classic-Schutzkonzeptes, des Classic+-Schutzkonzeptes und des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz hinsichtlich des Q-Elementes und der möglichen Investition in das neue Schutzkonzept dargestellt werden. Zunächst wird mit Hilfe der Lastdichte  $\rho_{Netz} = 0,2 \frac{MW}{km^2}$  aus Kapitel 5.2.1 und den berechneten  $ASIDI$ -Kennzahlen aus Kapitel 5.3 der  $ASIDI$ -Referenzwert bestimmt.

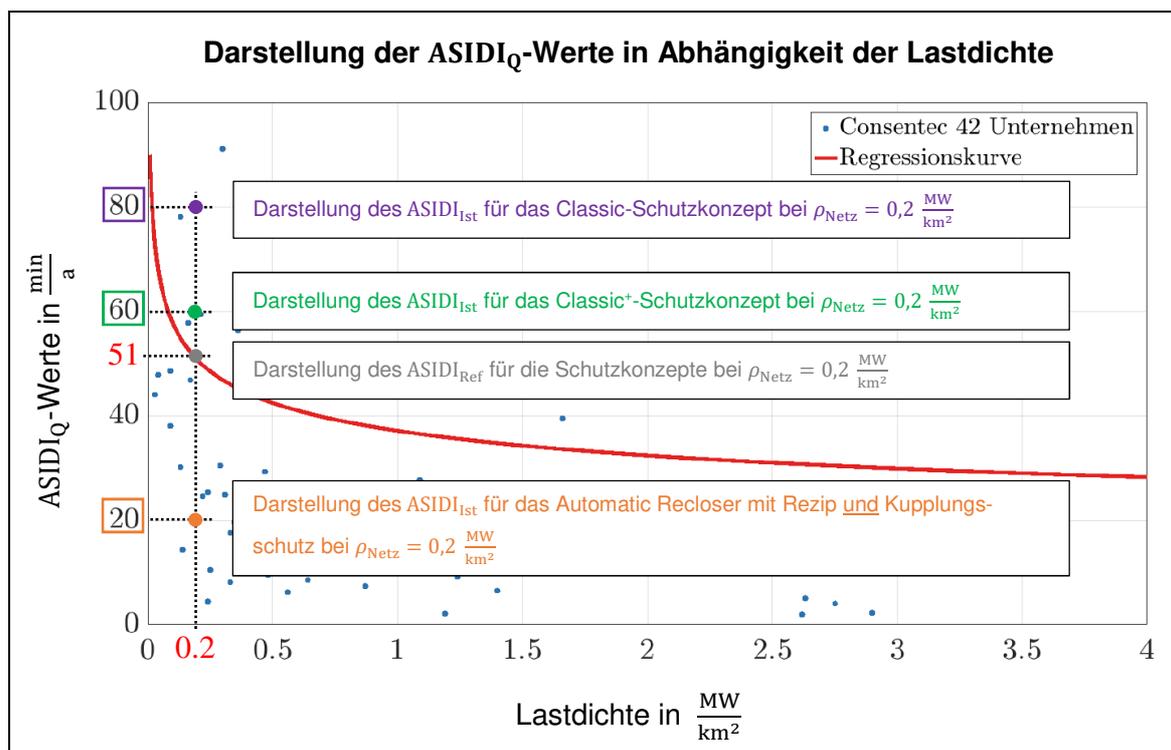


Abbildung 40: Darstellung der  $ASIDI_{Ist}$ -Werte und des  $ASIDI_{Ref}$ -Wertes für die verschiedenen Schutzkonzepte bei einer Lastdichte von  $\rho_{Netz} = 0,2 \frac{MW}{km^2}$  (adaptierte Darstellung aus [5])

### 6.2.2 Berechnung des Q-Elementes für die verschiedenen Schutzkonzepte

Für die Berechnung des Q-Elementes wird die Gleichung (4-11) aus Kapitel 4.5.3 verwendet. Außerdem wird der Monetarisierungsfaktor, welcher mit  $MF = 0,07 \frac{\text{€}}{kVA_{\text{installiert}} \cdot \text{min}}$  angenommen wird, benötigt. Der letzte Parameter bei der Bestimmung des Q-Elementes ist die gesamte

installierte Scheinleistung des Netzes. Hierfür wird die aus Kapitel 5.2.1 ermittelte Scheinleistung  $S_{\text{installiert/Netz}} = 768 \text{ MVA}$  verwendet. Der Referenzwert für die ASIDI-Kennzahl bei einer Lastdichte von  $\rho_{\text{Netz}} = 0,2 \frac{\text{MW}}{\text{km}^2}$  ist  $\text{ASIDI}_{\text{Ref}} = 51 \frac{\text{min}}{\text{a}}$  (siehe Abbildung 40).

Es ist zu beobachten, dass die Q-Elemente für das Classic-Schutzkonzept und das Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept negative Werte besitzen. Damit gilt: Diese beiden Schutzkonzepte besitzen eine relativ schlechte Versorgungsqualität und müssen dadurch eine Pönale entrichten. Lediglich das Q-Element des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz besitzt eine Versorgungsqualität welche zu einem Bonus führt.

$$Q\text{-Element}_{\text{Classic}} = (51 - 80) \frac{\text{min}}{\text{a}} \cdot 0,07 \frac{\text{€}}{\text{kVA}_{\text{installiert}} \cdot \text{min}} \cdot 768 \text{ MVA} = -1.559.040 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad (6-8)$$

$$Q\text{-Element}_{\text{Classic}^+} = (51 - 60) \frac{\text{min}}{\text{a}} \cdot 0,07 \frac{\text{€}}{\text{kVA}_{\text{installiert}} \cdot \text{min}} \cdot 768 \text{ MVA} = -483.840 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad (6-9)$$

$$Q\text{-Element}_{\text{AR+RZ+Kupplung}} = (51 - 20) \frac{\text{min}}{\text{a}} \cdot 0,07 \frac{\text{€}}{\text{kVA}_{\text{installiert}} \cdot \text{min}} \cdot 768 \text{ MVA} = 1.666.560 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad (6-10)$$

### 6.2.3 Vergleich mittels Investitionsrechenmethoden zwischen dem Classic-Schutzkonzeptes und dem Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz

#### 6.2.3.1 Vollständige Umrüstung der 20 UWs in einem Jahr

Es wird angenommen, dass sich die Kosten für eine Rezip-Einrichtung (RZ) bzw. eine Kupplung auf ca.  $9.000 \frac{\text{€}}{\text{Stück}}$  berufen. Aus Kapitel 5.3.3 wird entnommen, dass für ein Umspannwerk insgesamt 18 Rezip-Schutzeinrichtungen und drei Kupplungen benötigt werden. Damit ergeben sich folgende Anfangsinvestitionsausgaben zur Umstellung eines Umspannwerks bzw. 20 Umspannwerke auf das neue Schutzkonzept:

$$I_{A,1UW} = -(18 + 3) \text{ Stück} \cdot 9.000 \frac{\text{€}}{\text{Stück}} = -189.000 \text{€} \rightarrow I_{A,20UWs} = -3.780.000 \text{€} \quad (6-11)$$

Mit Hilfe der zuvor berechneten Q-Elemente aus den Gleichungen (6-8) und (6-10) soll der Einnahmenüberschuss bei der Umstellung vom Classic-Schutzkonzept auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz ermittelt werden.

$$E\ddot{U}_{\text{Classic} \rightarrow \text{AR+RZ+Kupplung}} = 1.666.560 \frac{\text{€}}{\text{a}} - \left( -1.559.040 \frac{\text{€}}{\text{a}} \right) = 3.225.600 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad (6-12)$$

Mit Hilfe der Anfangsinvestitionsausgaben und dem Einnahmenüberschuss wird die statische Amortisationsdauer berechnet. Dabei ist zu beachten, dass diese Amortisationsdauer nur gilt, wenn alle Umspannwerke gleichzeitig auf das neue Schutzkonzept umgestellt werden.

$$T_{A,\text{statisch-Classic} \rightarrow \text{AR+RZ+Kupplung}} = \frac{|I_{A,20UWs}|}{E\ddot{U}_{\text{Classic} \rightarrow \text{AR+RZ+Kupplung}}} = \frac{|-3.780.000 \text{€}|}{3.225.600 \frac{\text{€}}{\text{a}}} = 1,17 \text{ a} \quad (6-13)$$

### 6.2.3.2 Beispiel 1: Zehnjähriger Stufenplan zur Umrüstung der 20 UWs

Bei diesem Vergleich wird musterhaft ein zehnjähriger Stufenplan erstellt, bei dem jährlich zwei Umspannwerke auf das neue Schutzkonzept umgestellt werden. Hierfür wird die Kapitalwertmethode verwendet. Zum besseren Verständnis wird für das erste Jahr die Berechnung Schritt für Schritt durchgeführt.

Im ersten Jahr werden zwei Umspannwerke auf das neue Schutzkonzept umgerüstet. Dabei ergibt sich ein Malus für die verbleibenden 18 Umspannwerke, welche mit dem Classic-Schutzkonzept ausgerüstet sind bzw. ein Bonus für die zwei Umspannwerke, welche das neue Schutzkonzept verwenden. Zur Berechnung der Spalte „Bonus/Malus“ werden die zuvor berechneten Werte für das Q-Element benötigt.

$$\begin{aligned} \text{Bonus/Malus (1. Jahr)} &= -18 \text{ UWs} \cdot \frac{1.559.040 \text{ €}}{20 \text{ UWs}} + 2 \text{ UWs} \cdot \frac{1.666.560 \text{ €}}{20 \text{ UWs}} \\ &= -1.236.480 \text{ €} \end{aligned} \quad (6-14)$$

Im nächsten Schritt sollen die Investitionskosten für jedes Jahr berechnet werden. Wie bereits beschrieben wurde werden im ersten Jahr zwei Umspannwerke mit dem neuen Schutzkonzept ausgerüstet. Für ein einzelnes Umspannwerk ergeben sich 189.000 € Investitionskosten, diese werden nun für zwei Umspannwerke hochgerechnet.

$$I_{A,1UW} = -(18 + 2) \text{ Stück} \cdot 9.000 \frac{\text{€}}{\text{Stück}} = -189.000 \text{ €} \rightarrow I_{A,2UWs} = -378.000 \text{ €} \quad (6-15)$$

Mit Hilfe des bereits bestimmten Bonus/Malus und den Investitionskosten im ersten Jahr für die Umstellung wird der Cashflow CF für das erste Jahr bestimmt. Hierfür werden beide Finanzparameter miteinander addiert.

$$\begin{aligned} \text{CF (1. Jahr)} &= \text{Bonus/Malus (1. Jahr)} + I_{A,2UWs} = -1.236.480 \text{ €} + (-378.000 \text{ €}) \\ &= -1.614.480 \text{ €} \end{aligned} \quad (6-16)$$

Die Ermittlung der Barwerte erfolgt mit dem zuvor bestimmten Cashflow und dem Kalkulationszinssatz. Üblicherweise wird in Berechnungsbeispielen ein Kalkulationszinssatz von 6 % verwendet. Aus diesem Grund werden für die Bestimmung der Barwerte und der Kapitalwerte zwei verschiedene Kalkulationszinssätze von 5 % und 7 % angenommen, um zusätzlich deren Einfluss zu zeigen. Der Zeitparameter  $t$  gibt das Jahr der Berechnung an.

$$\begin{aligned} \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=5\%}(\text{1. Jahr}) &= \text{CF (1. Jahr)} \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{kalk}}=5\%)^t} = -1.614.480 \text{ €} \cdot \frac{1}{1,05^1} \\ &= -1.537.600 \text{ €} \end{aligned} \quad (6-17)$$

$$\begin{aligned} \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=7\%}(\text{1. Jahr}) &= \text{CF (1. Jahr)} \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{kalk}}=7\%)^t} = -1.614.480 \text{ €} \cdot \frac{1}{1,07^1} \\ &= -1.508.860 \text{ €} \end{aligned} \quad (6-18)$$

Durch die Ermittlung aller Barwerte wird der Kapitalwert der Investition berechnet.

$$KW_{i_{\text{kalk}} = 5\%} = BW_{i_{\text{kalk}} = 5\%} (0. \text{Jahr}) + \dots + BW_{i_{\text{kalk}} = 5\%} (10. \text{Jahr}) = - 3.815.942 \text{ €} \quad (6-19)$$

$$KW_{i_{\text{kalk}} = 7\%} = BW_{i_{\text{kalk}} = 7\%} (0. \text{Jahr}) + \dots + BW_{i_{\text{kalk}} = 7\%} (10. \text{Jahr}) = - 3.958.543 \text{ €} \quad (6-20)$$

Nachdem damit alle relevanten Parameter für die Kapitalwertmethode bestimmt wurden, werden diese in der Tabelle 8 (Jahre 0 – 10) eingetragen. Für die Ermittlung der dynamischen Amortisationsdauer wird die Tabelle 8 um sechs weitere Jahre erweitert.

Jahr <i>t</i>	Anzahl Classic	Anzahl AR + RZ + Kupplung	Bonus/ Malus	Investitions- kosten <i>I<sub>A,2UWs</sub></i>	Cashflow CF	Barwert <i>BW<sub>i<sub>kalk</sub> = 5 %</sub></i>	Barwert <i>BW<sub>i<sub>kalk</sub> = 7 %</sub></i>
0	20 UWs	0 UWs	- 1.559.040 €	0 €	- 1.559.040 €	- 1.559.040 €	- 1.559.040 €
1	18 UWs	2 UWs	- 1.236.480 €	- 378.000 €	- 1.614.480 €	- 1.537.600 €	- 1.508.860 €
2	16 UWs	4 UWs	- 913.920 €	- 378.000 €	- 1.291.920 €	- 1.171.810 €	- 1.128.413 €
3	14 UWs	6 UWs	- 591.360 €	- 378.000 €	- 969.360 €	- 837.370 €	- 791.287 €
4	12 UWs	8 UWs	- 268.800 €	- 378.000 €	- 646.800 €	- 532.124 €	- 493.441 €
5	10 UWs	10 UWs	53.760 €	- 378.000 €	- 324.240 €	- 254.051 €	- 231.179 €
6	8 UWs	12 UWs	376.320 €	- 378.000 €	- 1.680 €	- 1.254 €	- 1.119 €
7	6 UWs	14 UWs	698.880 €	- 378.000 €	320.880 €	228.043 €	199.828 €
8	4 UWs	16 UWs	1.021.440 €	- 378.000 €	643.440 €	435.506 €	374.488 €
9	2 UWs	18 UWs	1.344.000 €	- 378.000 €	966.000 €	622.692 €	525.440 €
10	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	- 378.000 €	1.288.560 €	791.064 €	655.039 €
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 5\%}$						<b>- 3.815.942 €</b>	
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 7\%}$							<b>- 3.958.543 €</b>
11	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	0 €	1.666.560 €	974.403 €	791.771 €
12	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	0 €	1.666.560 €	928.003 €	739.973 €
13	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	0 €	1.666.560 €	883.812 €	691.563 €
14	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	0 €	1.666.560 €	841.726 €	646.321 €
15	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	0 €	1.666.560 €	801.644 €	604.038 €
16	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	0 €	1.666.560 €	763.470 €	564.522 €
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 5\%}$						<b>1.377.116 €</b>	
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 7\%}$							<b>79.643 €</b>

Tabelle 8: Verlauf der Barwerte eines Netzes (20 UWs) zur zehnjährigen Umrüstung vom Classic-Schutzkonzept auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip mit Kupplungsschutz für verschiedene Kalkulatorische Zinssätze (eigene Darstellung)

Für einen Kalkulationszinssatz von 5 % amortisiert sich die Umstellung auf das Konzept des neuen Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz, aufgrund eines positiven Kapitalwertes im 15. Jahr. Bei einem höheren Kalkulationszinssatz von 7 % dauert das Begleichen der Investitionen um ein Jahr länger.

### 6.2.3.3 Beispiel 2: Fünfjähriger Stufenplan zur Umrüstung der 20 UWs

In diesem Beispiel wird musterhaft ein fünfjähriger Stufenplan erstellt, bei dem jährlich vier Umspannwerke auf das neue Schutzkonzept umgestellt werden. Hierfür wird die Kapitalwertmethode verwendet. Die Berechnung wird dabei analog zur Berechnung aus Kapitel 6.2.3.2 durchgeführt.

Im ersten Jahr erfolgt die Umrüstung von vier Umspannwerken auf das neue Schutzkonzept. Zur Berechnung der Spalte „Bonus/Malus“ werden die zuvor berechneten Werte für das Q-Element aus den Gleichungen (6-8) und (6-10) benötigt.

$$\text{Bonus/Malus (1. Jahr)} = -16 \text{ UWs} \cdot \frac{1.559.040 \text{ €}}{20 \text{ UWs}} + 4 \text{ UWs} \cdot \frac{1.666.560 \text{ €}}{20 \text{ UWs}} = -913.920 \text{ €} \quad (6-21)$$

Im nächsten Schritt müssen die Investitionskosten für jedes Jahr berechnet werden. Die Investitionskosten für ein Umspannwerk können aus Gleichung (6-15) entnommen werden.

$$I_{A,1UW} = -(18 + 3) \text{ Stück} \cdot 9.000 \frac{\text{€}}{\text{Stück}} = -189.000 \text{ €} \rightarrow I_{A,4UWs} = -756.000 \text{ €} \quad (6-22)$$

Mit den Gleichungen (6-21) und (6-22) wird der Cashflow CF für das erste Jahr bestimmt.

$$\begin{aligned} \text{CF (1. Jahr)} &= \text{Bonus/Malus (1. Jahr)} + I_{A,4UWs} = -913.920 \text{ €} + (-756.000 \text{ €}) \\ &= -1.669.920 \text{ €} \end{aligned} \quad (6-23)$$

Durch die Ermittlung des Cashflows werden die Barwerte für die verschiedenen Kalkulationszinssätze von 5 % und 7 % ermittelt.

$$\begin{aligned} \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=5\%} (1. \text{ Jahr}) &= \text{CF (1. Jahr)} \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{kalk}}=5\%)^t} = -1.669.920 \text{ €} \cdot \frac{1}{1,05^1} \\ &= -1.590.400 \text{ €} \end{aligned} \quad (6-24)$$

$$\begin{aligned} \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=7\%} (1. \text{ Jahr}) &= \text{CF (1. Jahr)} \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{kalk}}=7\%)^t} = -1.669.920 \text{ €} \cdot \frac{1}{1,07^1} \\ &= -1.560.673 \text{ €} \end{aligned} \quad (6-25)$$

Im letzten Schritt werden die Kapitalwerte mit Hilfe der Barwerte aus den Gleichungen (6-24) und (6-25) ermittelt.

$$\text{KW}_{i_{\text{kalk}}=5\%} = \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=5\%} (0. \text{ Jahr}) + \dots + \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=5\%} (5. \text{ Jahr}) = -3.475.120 \text{ €} \quad (6-26)$$

$$\text{KW}_{i_{\text{kalk}}=7\%} = \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=7\%} (0. \text{ Jahr}) + \dots + \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=7\%} (5. \text{ Jahr}) = -3.473.025 \text{ €} \quad (6-27)$$

Nachdem damit alle relevanten Parameter für die Kapitalwertmethode bestimmt wurden, werden diese in der Tabelle 9 (Jahre 0 – 5) eingetragen. Für die Ermittlung der dynamischen Amortisationsdauer wird die Tabelle 9 um vier Jahre erweitert.

Jahr $t$	Anzahl Classic	Anzahl AR + RZ + Kupplung	Bonus/ Malus	Investitions- kosten $I_{A,4UWs}$	Cashflow CF	Barwert $BW_{i_{\text{kalk}} = 5\%}$	Barwert $BW_{i_{\text{kalk}} = 7\%}$
0	20 UWs	0 UWs	- 1.559.040 €	0 €	- 1.559.040 €	- 1.559.040 €	- 1.559.040 €
1	16 UWs	4 UWs	- 913.920 €	- 756.000 €	- 1.669.920 €	- 1.590.400 €	- 1.560.673 €
2	12 UWs	8 UWs	- 268.800 €	- 756.000 €	- 1.024.800 €	- 929.524 €	- 895.100 €
3	8 UWs	12 UWs	376.320 €	- 756.000 €	- 379.680 €	- 327.982 €	- 309.932 €
4	4 UWs	16 UWs	1.021.440 €	- 756.000 €	265.440 €	218.378 €	202.503 €
5	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	- 756.000 €	910.560 €	713.448 €	649.217 €
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 5\%}$						<b>- 3.475.120 €</b>	
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 7\%}$							<b>- 3.473.025 €</b>
6	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	0 €	1.666.560 €	1.243.613 €	1.110.499 €
7	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	0 €	1.666.560 €	1.184.393 €	1.037.850 €
8	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	0 €	1.666.560 €	1.127.993 €	969.953 €
9	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	0 €	1.666.560 €	1.074.279 €	906.498 €
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 5\%}$						<b>1.155.159 €</b>	
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 7\%}$							<b>551.775 €</b>

Tabelle 9: Verlauf der Barwerte eines Netzes (20 UWs) zur fünfjährigen Umrüstung vom Classic-Schutzkonzept auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip mit Kupplungsschutz für verschiedene kalkulatorische Zinssätze (eigene Darstellung)

Für einen Kalkulationszinssatz von 5 % amortisiert sich die Umstellung auf das Konzept des neuen Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz, aufgrund eines positiven Kapitalwertes im achten Jahr. Bei einem höheren Kalkulationszinssatz von 7 % dauert das Begleichen der Investitionen um ein Jahr länger.

## 6.2.4 Vergleich mittels Investitionsrechenmethoden zwischen dem Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzeptes und dem Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz

### 6.2.4.1 Vollständige Umrüstung der 20 UWs in einem Jahr

Die Berechnung der vollständigen Umrüstung der 20 UWs in einem Jahr erfolgt in diesem Kapitel analog zum Kapitel 6.2.3.1. Die Investitionskosten bzw. Investitionsausgaben werden wie in Gleichung (6-11) ermittelt.

Mit Hilfe der Gleichungen (6-9) und (6-10) wird der Einnahmenüberschuss bei der Umstellung vom Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz ermittelt.

$$E\ddot{U}_{\text{Classic}^+ \rightarrow \text{AR}+\text{RZ}+\text{Kupplung}} = 1.666.560 \frac{\text{€}}{\text{a}} - \left( - 483.840 \frac{\text{€}}{\text{a}} \right) = 2.150.400 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad (6-28)$$

Die statische Amortisationsdauer wird mit Hilfe der Gleichungen (6-11) und (6-28) wie folgt ermittelt.

$$T_{\text{A, statisch-Classic}^+ \rightarrow \text{AR}+\text{RZ}+\text{Kupplung}} = \frac{|I_{\text{A, 20UWs}}|}{E\ddot{U}_{\text{Classic}^+ \rightarrow \text{AR}+\text{RZ}+\text{Kupplung}}} = \frac{|- 3.780.000 \text{ €}|}{2.150.400 \text{ €}/\text{a}} = 1,76 \text{ a} \quad (6-29)$$

### 6.2.4.2 Beispiel 1: Zehnjähriger Stufenplan zur Umrüstung der 20 UWs

In diesem Beispiel wird ein zehnjähriger Stufenplan zur Umrüstung der 20 UWs vom Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz erläutert. Die Berechnungsschritte dabei sind analog zum Kapitel 6.2.3.2.

Im dritten Jahr erfolgt die Umrüstung von sechs Umspannwerken auf das neue Schutzkonzept. Zur Berechnung der Spalte „Bonus/Malus“ werden die zuvor berechneten Werte für das Q-Element aus den Gleichungen (6-9) und (6-10) benötigt.

$$\text{Bonus/Malus (3. Jahr)} = - 14 \text{ UWs} \cdot \frac{483.840 \text{ €}}{20 \text{ UWs}} + 6 \text{ UWs} \cdot \frac{1.666.560 \text{ €}}{20 \text{ UWs}} = 161.280 \text{ €} \quad (6-30)$$

Im nächsten Schritt müssen die Investitionskosten für jedes Jahr berechnet werden. Die Investitionskosten für ein Umspannwerk können aus Gleichung (6-15) entnommen werden.

Mit den Gleichungen (6-15) und (6-30) wird der Cashflow CF für das dritte Jahr bestimmt.

$$\begin{aligned} \text{CF (3. Jahr)} &= \text{Bonus/Malus (3. Jahr)} + I_{\text{A, 2UWs}} = 161.280 \text{ €} + (- 378.000 \text{ €}) \\ &= - 216.720 \text{ €} \end{aligned} \quad (6-31)$$

Durch die Ermittlung des Cashflows werden die Barwerte für die verschiedenen Kalkulationszinssätze von 5 % und 7 % ermittelt. Der Zeitparameter  $t$  gibt das Jahr der Berechnung an, in diesem Fall ist  $t = 3$ .

$$\begin{aligned}
 BW_{i_{\text{kalk}} = 5\%} (3. \text{ Jahr}) &= CF (3. \text{ Jahr}) \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{kalk}} = 5\%)^t} = -216.720 \text{ €} \cdot \frac{1}{1,05^3} \\
 &= -187.211 \text{ €}
 \end{aligned}
 \tag{6-32}$$

$$\begin{aligned}
 BW_{i_{\text{kalk}} = 7\%} (3. \text{ Jahr}) &= CF (3. \text{ Jahr}) \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{kalk}} = 7\%)^t} = -216.720 \text{ €} \cdot \frac{1}{1,07^3} \\
 &= -176.908 \text{ €}
 \end{aligned}
 \tag{6-33}$$

Im letzten Schritt werden die Kapitalwerte mit Hilfe der Barwerte aus den Gleichungen (6-32) und (6-33) ermittelt.

$$KW_{i_{\text{kalk}} = 5\%} = BW_{i_{\text{kalk}} = 5\%} (0. \text{ Jahr}) + \dots + BW_{i_{\text{kalk}} = 5\%} (10. \text{ Jahr}) = 1.328.198 \text{ €}
 \tag{6-34}$$

$$KW_{i_{\text{kalk}} = 7\%} = BW_{i_{\text{kalk}} = 7\%} (0. \text{ Jahr}) + \dots + BW_{i_{\text{kalk}} = 7\%} (10. \text{ Jahr}) = 933.260 \text{ €}
 \tag{6-35}$$

Nachdem damit alle relevanten Parameter für die Kapitalwertmethode bestimmt wurden, werden diese in der Tabelle 10 (Jahre 0 – 10) eingetragen.

Jahr <i>t</i>	Anzahl Classic <sup>+</sup>	Anzahl AR + RZ + Kupplung	Bonus/ Malus	Investitions- kosten <i>I<sub>A,2UWs</sub></i>	Cashflow CF	Barwert <i>BW<sub>i<sub>kalk</sub> = 5%</sub></i>	Barwert <i>BW<sub>i<sub>kalk</sub> = 7%</sub></i>
0	20 UWs	0 UWs	- 483.840 €	0 €	- 483.840 €	- 483.840 €	- 483.840 €
1	18 UWs	2 UWs	- 268.800 €	- 378.000 €	- 646.800 €	- 616.000 €	- 604.486 €
2	16 UWs	4 UWs	- 53.760 €	- 378.000 €	- 431.760 €	- 391.619 €	- 377.116 €
3	14 UWs	6 UWs	161.280 €	- 378.000 €	- 216.720 €	- 187.211 €	- 176.908 €
4	12 UWs	8 UWs	376.320 €	- 378.000 €	- 1.680 €	- 1.382 €	- 1.282 €
5	10 UWs	10 UWs	591.360 €	- 378.000 €	213.360 €	167.173 €	152.123 €
6	8 UWs	12 UWs	806.400 €	- 378.000 €	428.400 €	319.679 €	285.461 €
7	6 UWs	14 UWs	1.021.440 €	- 378.000 €	643.440 €	457.281 €	400.702 €
8	4 UWs	16 UWs	1.236.480 €	- 378.000 €	858.480 €	581.053 €	499.643 €
9	2 UWs	18 UWs	1.451.520 €	- 378.000 €	1.073.520 €	692.001 €	583.924 €
10	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	- 378.000 €	1.288.560 €	791.064 €	655.039 €
Kapitalwert <b>KW<sub>i<sub>kalk</sub> = 5%</sub></b>						<b>1.328.198 €</b>	
Kapitalwert <b>KW<sub>i<sub>kalk</sub> = 7%</sub></b>							<b>933.260 €</b>

Tabelle 10: Verlauf der Barwerte eines Netzes (20 UWs) zur zehnjährigen Umrüstung vom Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip mit Kupplungsschutz für verschiedene kalkulatorische Zinssätze (eigene Darstellung)

Die dynamische Amortisationsdauer von neun Jahren bei beiden Berechnungen zeigt, ausgehend von der Zeit, dass beide Investitionen zeitnah beglichen werden. Der höhere Betrag bei

einem Kalkulationszinssatz von 5 % bestätigt eine schnellere Amortisation durch die Einnahmenüberschüsse. Die zweite Möglichkeit, sollte jedoch ebenso in Betracht gezogen werden, da es sich bei dem Unterschied nur um den Bruchteil eines Jahres handelt.

Die Summe der Barwerte zu einem Kalkulationszinssatz von 5 % ist deutlich höher als zu einem Kalkulationszinssatz von 7 %. Da jedoch beide Investitionen einen positiven Kapitalwert besitzen und somit die absolute Vorteilhaftigkeit erreicht haben, sollte die Investitionsmöglichkeit verwirklicht werden, die den höheren Kapitalwert besitzt.

#### 6.2.4.3 Beispiel 2: Fünfjähriger Stufenplan zur Umrüstung der 20 UWs

In diesem Beispiel wird musterhaft ein fünfjähriger Stufenplan erstellt. Die Berechnung wird dabei analog zur Berechnung aus Kapitel 6.2.3.3 durchgeführt.

Im dritten Jahr erfolgt die Umrüstung von 12 Umspannwerken auf das neue Schutzkonzept. Zur Berechnung der Spalte „Bonus/Malus“ werden die zuvor berechneten Werte für das Q-Element aus den Gleichungen (6-9) und (6-10) benötigt.

$$\text{Bonus/Malus (3. Jahr)} = -8 \text{ UWs} \cdot \frac{483.840 \text{ €}}{20 \text{ UWs}} + 12 \text{ UWs} \cdot \frac{1.666.560 \text{ €}}{20 \text{ UWs}} = 806.400 \text{ €} \quad (6-36)$$

Die Investitionskosten zur Umrüstung von vier Umspannwerken wird aus der Gleichung (6-22) entnommen.

Mit den Gleichungen (6-22) und (6-36) wird der Cashflow CF für das dritte Jahr bestimmt.

$$\begin{aligned} \text{CF (3. Jahr)} &= \text{Bonus/Malus (3. Jahr)} + I_{A,4\text{UWs}} = 806.400 \text{ €} + (-756.000 \text{ €}) \\ &= 50.400 \text{ €} \end{aligned} \quad (6-37)$$

Durch die Ermittlung des Cashflows werden die Barwerte für die verschiedenen Kalkulationszinssätze von 5 % und 7 % ermittelt.

$$\text{BW}_{i_{\text{kalk}}=5\%}(\text{3. Jahr}) = \text{CF (3. Jahr)} \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{kalk}}=5\%)^t} = 50.400 \text{ €} \cdot \frac{1}{1,05^3} = 43.537 \text{ €} \quad (6-38)$$

$$\text{BW}_{i_{\text{kalk}}=7\%}(\text{3. Jahr}) = \text{CF (3. Jahr)} \cdot \frac{1}{(1 + i_{\text{kalk}}=7\%)^t} = 50.400 \text{ €} \cdot \frac{1}{1,07^3} = 41.141 \text{ €} \quad (6-39)$$

Im letzten Schritt werden die Kapitalwerte mit Hilfe der Barwerte aus den Gleichungen (6-38) und (6-39) ermittelt.

$$\text{KW}_{i_{\text{kalk}}=5\%} = \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=5\%}(0. \text{Jahr}) + \dots + \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=5\%}(5. \text{Jahr}) = -447.144 \text{ €} \quad (6-40)$$

$$\text{KW}_{i_{\text{kalk}}=7\%} = \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=7\%}(0. \text{Jahr}) + \dots + \text{BW}_{i_{\text{kalk}}=7\%}(5. \text{Jahr}) = -515.338 \text{ €} \quad (6-41)$$

Nachdem damit alle relevanten Parameter für die Kapitalwertmethode bestimmt wurden, werden diese in der Tabelle 11 (Jahre 0 – 5) eingetragen. Für die Ermittlung der dynamischen Amortisationsdauer wird die Tabelle 11 um ein Jahr erweitert.

Jahr $t$	Anzahl Classic <sup>+</sup>	Anzahl AR + RZ + Kupplung	Bonus/ Malus	Investitions- kosten $I_{A,4UWs}$	Cashflow CF	Barwert $BW_{i_{\text{kalk}} = 5\%}$	Barwert $BW_{i_{\text{kalk}} = 7\%}$
0	20 UWs	0 UWs	- 483.840 €	0 €	- 483.840 €	- 483.840 €	- 483.840 €
1	16 UWs	4 UWs	- 53.760 €	- 756.000 €	- 809.760 €	- 771.200 €	- 756.785 €
2	12 UWs	8 UWs	376.320 €	- 756.000 €	- 379.680 €	- 344.381 €	- 331.627 €
3	8 UWs	12 UWs	806.400 €	- 756.000 €	50.400 €	43.537 €	41.141 €
4	4 UWs	16 UWs	1.236.480 €	- 756.000 €	480.480 €	395.292 €	366.556 €
5	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	- 756.000 €	910.560 €	713.448 €	649.217 €
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 5\%}$						<b>- 447.144 €</b>	
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 7\%}$							<b>- 515.338 €</b>
6	0 UWs	20 UWs	1.666.560 €	0 €	1.666.560 €	1.243.613 €	1.110.499 €
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 5\%}$						<b>796.469 €</b>	
Kapitalwert $KW_{i_{\text{kalk}} = 7\%}$							<b>595.161 €</b>

Tabelle 11: Verlauf der Barwerte eines Netzes (20 UWs) zur fünfjährigen Umrüstung vom Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip mit Kupplungsschutz für verschiedene kalkulatorische Zinssätze (eigene Darstellung)

Die Amortisationsdauer von sechs Jahren bei beiden Berechnungen zeigt, ausgehend von der Zeit, dass beide Investitionen zeitnah beglichen werden. Der höhere Betrag bei einem Kalkulationszinssatz von 5 % bestätigt eine schnellere Amortisation durch die Einnahmenüberschüsse. Die zweite Möglichkeit, sollte jedoch ebenso in Betracht gezogen werden, da es sich bei dem Unterschied nur um den Bruchteil eines Jahres handelt.

### 6.2.5 Fazit mit Hilfe der Investitionsrechenmethoden

Die Analyse der verschiedenen Möglichkeiten hinsichtlich der Investitionen zeigt Argumente für eine Investition zur Umstellung des Classic-Schutzkonzeptes auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz sowie zur Umstellung des Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzeptes auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz.

Bei der statischen Amortisationsberechnung wird davon ausgegangen, dass alle 20 Umspannwerke mit dem Classic-Schutzkonzept oder dem Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept in nur einem Jahr auf das neue Schutzkonzept umgestellt werden. Dabei ist mit Hilfe der Kapitel 6.2.3.1 und

6.2.4.1 zu erkennen, dass  $T_{A,\text{statisch-Classic} \rightarrow \text{AR+RZ+Kupplung}} < T_{A,\text{statisch-Classic}^+ \rightarrow \text{AR+RZ+Kupplung}}$  ist und sich daher eine Umstellung vom Classic-Schutzkonzept auf das neue Schutzkonzept schneller amortisiert.

Bei der dynamischen Amortisationsdauer ist für die Umrüstung hingegen ein anderes Verhalten zu beobachten. Hierfür wurden ein zehnjähriger Stufenplan (Kapitel 6.2.3.2 und Kapitel 6.2.4.2) und ein fünfjähriger Stufenplan (Kapitel 6.2.3.3 und Kapitel 6.2.4.3) festgelegt, bei dem nach Abschluss eines Jahres zwei Umspannwerke mit dem neuen Schutzkonzept ausgestattet wurden. Hierbei ist zu beobachten, dass sich die Amortisationsdauer durch die Verwendung von Kalkulationszinssätzen für beide Betrachtungsfälle deutlich verlängert.

Eine Umstellung des Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzeptes auf das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz würde sich beim zehnjährigen Stufenplan bei einem Kalkulationszinssatz von 5 % nach neun Jahren amortisieren. Noch deutlich länger dauert die Umstellung vom Classic-Schutzkonzept auf die neuen Schutzeinrichtungen. In diesem Fall wurde eine dynamische Amortisationsdauer von 15 Jahren ermittelt.

## 7 Zusammenfassung

Vor allem im ländlichen Bereich, außerhalb der Ballungszentren in Österreich, werden überwiegend Freileitungsnetze verwendet. Seit Jahrzehnten wird dabei auf die bereits bekannten Schutzkonzepte zurückgegriffen. Aus diesem Grund werden die bereits bestehenden Schutzkonzepte (Classic und Classic<sup>+</sup>) mit einem neuartigen Schutzkonzept (Automatic Recloser mit Rezip mit/ohne Kupplung) verglichen. Bei diesem Vergleich werden zunächst die Auswirkungen bei verschiedenen Fehlerfällen für die Kunden eines Energieversorgungsnetzes untersucht. Hierfür wird ein entworfenes Musternetz zunächst mit einem Classic-Schutzkonzept (nur eine Schutzeinrichtung pro Abgang) und anschließend mit einem Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept (zwei Schutzeinrichtungen pro Abgang) ausgestattet.

Im Anschluss an die bekannten Schutzkonzepte wird das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip (sequentielle AWE) mit/ohne Kupplungsschutz untersucht. Dabei kann beobachtet werden, dass unter der Verwendung einer Kupplung die Auswirkungen für den Kunden bei diversen Fehlerfällen noch deutlich verbessert werden. Bei Freileitungsnetzen wird die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) mit dem neuen Schutzkonzept ebenfalls simuliert.

Im zweiten Teil dieser Masterarbeit wird auf die Ansätze der Qualitätsregulierung näher eingegangen. Dabei kann festgestellt werden, dass zwischen den Begriffen der Versorgungsqualität und der Versorgungssicherung differenziert werden muss. Die Versorgungsqualität unterteilt sich laut internationalen Verständnis in vier Teilbereiche, in Deutschland wurde ein fünftes Teilelement hinzugefügt. Um die Versorgungsqualitäten genauer betrachten zu können, werden die internationalen Zuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI, ASIDI, SAIFI, ASIFI und CAIDI) benötigt. In weiterer Folge werden vor allem die Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI und ASIDI benötigt.

Das Qualitätselement (Q-Element) in Deutschland wurde eingeführt, um Anreize für die Energieversorgungsnetzbetreiber zu schaffen und eine möglichst hohe Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten. Für die Berechnung des Q-Elementes (Bonus/Malus) werden die  $SAIDI_{Ref}$ -Werte und die  $SAIDI_{Ist}$ -Werte, sowie ein Monetarisierungsfaktor MF (Anreizrate) und die Anzahl der Kunden  $N_K$  herangezogen. Der  $SAIDI_{Ref}$ -Wert, welcher mit der Lastdichte verknüpft ist wird dabei aus einer erstellten Regressionskurve ermittelt. [5, 25, 29, 30]

Der Monetarisierungsfaktor MF wird aus dem Value of Lost Load (VOLL) bestimmt und anstatt der Kundenanzahl wird die installierte Scheinleistung des Netzes benötigt. Durch die Einführung der END-VO 2012 müssen alle Energieversorgungsnetzbetreiber ihre ASIDI- und SAIDI-Kennzahlen auf deren Homepages veröffentlichen und werden somit für die Kunden frei zugänglich. [4, 31]

In dieser Masterarbeit werden diese beiden Netzzuverlässigkeitskennzahlen für verschiedene Energieversorgungsnetzbetreiber in Österreich dargestellt. Anschließend wird noch auf die Begriffe der geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen eingegangen.

Im nächsten Schritt erfolgt ein Vergleich der drei, bereits zuvor beschriebenen, Schutzkonzepte mit Hilfe der Netzzuverlässigkeitskennzahl ASIDI. Zunächst wird das erstellte Muster-netz bezüglich der maximalen Netzhöchstlasten und den installierten Scheinleistungen berechnet. Mit Hilfe der installierten Scheinleistungen können die ASIDI-Kennzahlen für das Classic-Schutzkonzept, das Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept und das Konzept des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz ermittelt werden. Hierbei kann beobachtet werden, dass das neue Schutzkonzept die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit im Vergleich zum Classic-Schutzkonzept auf ein Viertel reduziert.

Zum Abschluss der Masterarbeit wird eine Investitionsrechnung bzw. eine Investitionsentscheidung durchgeführt. Hierbei wird zunächst auf die Grundlagen der Investitionsrechnung eingegangen. Die verwendeten Methoden (statische Amortisationsrechnung, Kapitalwertmethode und die dynamische Amortisationsrechnung) werden näher beschrieben. Für eine Durchführung der Investitionsrechenmethoden wird zunächst das mögliche Q-Element für die drei Schutzkonzepte bestimmt. Anschließend wird der Vergleich zwischen dem Classic-Schutzkonzept und dem Konzept des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz sowie zwischen dem Classic<sup>+</sup>-Schutzkonzept und dem Konzept des Automatic Recloser mit Rezip und Kupplungsschutz durchgeführt.

Bei der statischen Amortisationsdauer (Umstellung aller Schutzeinrichtungen auf das neue Schutzsystem innerhalb eines Jahres) amortisiert sich die Umstellung des Classic-Schutzkonzeptes auf das neue Schutzkonzept schneller. Bei einem zehnjährigen Stufenplan ist bei der dynamischen Amortisationsdauer zu bemerken, dass die Amortisierung bei beiden Betrachtungsfällen deutlich länger dauert.

## 8 Literaturverzeichnis

### 8.1 Literaturnachweise sowie Verordnungs- und Gesetzesnachweise

- [1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Qualitätselement-Schaden durch fremdverursachte Versorgungsunterbrechungen“, Anwendungshilfe, 2., überarbeitete Fassung, 2018
- [2] Dohr Mario, Niederprüm Matthias, Pickhardt Michael: „Anreizregulierung über das Q-Element: Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit in kommunalen Stromnetzen“, Konferenz „Kommunales Infrastruktur-Management“, Berlin, 2010
- [3] Herrmann Bodo: „Die Qualitätsregulierung Strom und Gas als besondere Ausprägung der Versorgungssicherheit“, 3. Göttinger Tagung zu aktuellen Fragen zur Entwicklung der Energieversorgungsnetze, Paulinerkirche Göttingen, 2011
- [4] E-Control: „477. Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012“, Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, 2012
- [5] Lipp Andreas: „Entwicklung einer Verkabelungsstrategie für ein Verteilernetz“, Masterarbeit, Technische Universität Graz, 2016
- [6] Schwab Adolf J.: „Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“, 5. Auflage, Springer-Vieweg-Verlag, 2017
- [7] Fickert Lothar: „Störung und Schutz in elektrischen Anlagen SS 2005“, Vorlesungsskriptum, Technische Universität Graz, 2005
- [8] Galler Manuel: „Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme – LU“, Laborskriptum, Technische Universität Graz, 2019
- [9] Bacher Johann: „Elektrische Maschinen für die Energietechnik WS 2018/19“, Vorlesungsskriptum, Technische Universität Graz, 2017
- [10] Lipphardt Götz: „Elektrische Anlagen und Netze WS 2006/07“, Vorlesungsskriptum Rev. B, Hochschule Mannheim, 2006

- [11] Heuck Klaus, Dettmann Klaus-Dieter, Schulz Detlef: „Elektrische Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis“, 9., aktualisierte und korrigierte Auflage, Springer-Vieweg-Verlag, 2013
- [12] Stange Felix: „Überarbeitung des Schutzkonzeptes für das Mittelspannungsnetz der Stadtwerke Bernburg GmbH“, Bachelorarbeit, Hochschule Anhalt, 2016
- [13] Schossig Walter: „Reichweiten und Staffelzeiten Grundsätze“, Das Magazin für Schutztechnik - Netzschutz, <https://www.netzschutz-magazin.com/leitungs-schutz/distanzschutz/reichweiten-und-staffelzeiten-grundsaeetze/>, [Zugriff am 14.02.2020]
- [14] Crastan Valentin: „Elektrische Energieversorgung 1 – Netzelement, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik“, 4., bearbeitete Auflage, Springer-Vieweg-Verlag, 2015
- [15] Schossig Walter: „Transformatordifferentialschutz – Grundlegendes und Zusatzfunktionen“, Das Magazin für Schutztechnik - Netzschutz, <https://www.netzschutz-magazin.com/maschinenschutz/transformatorschutz/transformatorshydifferentialshschutz-grundlegendes-und-zusatzfunktionen/>, [Zugriff am 15.02.2020]
- [16] Druml Gernot: „Innovative Methoden zur Erdschlussortung und Petersen-Spulen Regelung“, Dissertation, Technische Universität Graz, 2012
- [17] Schneider Christian: „Erdschlusslöschung im 20-kV-Verteilernetz der KELAG Netz GmbH“, Masterarbeit, Technische Universität Graz, 2010
- [18] Rischawy Walter: „Technische Anwendbarkeit und wirtschaftliche Bewertungsfaktoren von Erdschlussortungsverfahren in städtischen Mittelspannungsnetzen“, Masterarbeit, Technische Universität Graz, 2015
- [19] Tavrída Electric: “Rezip – Advanced Fault Detection, Isolation and Restoration Algorithm”, 2019
- [20] Chaly Alexey, Vorotnitskiy Vladislav, Buzin Sergey, Benzoruk Sergey: “Tavrída Electric Reclosers for Automation of the Distribution Networks of Russia”, 19<sup>th</sup> International Conference on Electricity Distribution Paper 0762, Wien, 2007
- [21] Dierks Alexander, Geiger Stephan: „Verteilernetzautomatisierung Mal Anders“, OMICRON Anwendertagung, Kassel, 2019

- [22] Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V., Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs – VEÖ: „Richtlinie für die Automatische Wiedereinschaltung in elektrischen Netzen, 3. Auflage, VWEW-Energieverlag GmbH, 2001
- [23] Haber Alfons, Rodgarkia-Dara Aria: „Qualitätsregulierung – Theorie und internationale Erfahrungen“, Working Paper Nr. 16, 2005
- [24] Bundesnetzagentur Deutschland: „Qualitätsregulierung und Q-Element“, [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/qualitaetselement-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/qualitaetselement-node.html), [Zugriff am 28.02.2020]
- [25] Enders Michael: „Servicequalität im Verteilnetzbetrieb: Analyse der Regulierungsansätze und Handlungsempfehlungen für eine Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung“, Masterarbeit, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, 2017
- [26] E-Control: „Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich 2019“, Wien, 2019
- [27] Nick Wolfgang: „Der zertifizierte Regulierungs-Experte in der Energiewirtschaft – Modul 2: Qualitätsregulierung“, E-Bridge Consulting GmbH, Düsseldorf, 2011
- [28] Council of European Energy Regulators (CEER): “5<sup>th</sup> CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply”, Brüssel, 2011
- [29] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: „Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze“, <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/index.html>, [Zugriff am 04.03.2020]
- [30] Consentec GmbH: „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“, Aachen, 2010
- [31] Rührnößl Ulrich, Görlich Roland: „Optionen zur Einbeziehung der Versorgungsqualität in der derzeitige bzw. künftige Regulierungsrahmen für Stromverteilnetzbetreiber“, E-Control Working Paper Nr. 01, 2014
- [32] Rechtsinformation des Bundes: „Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010“, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>, [Zugriff am 05.03.2020]

- [33] E-Control: „403. Verordnung des Vorstands der E-Control über die Datenerhebung zur Wahrnehmung der Überwachungsaufgaben durch die Landesregierungen und zu Erfüllung der Aufgaben der Regulierungsbehörde EMO-V“, Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, 2017
- [34] E-Control: „Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich 2018“, Wien, 2018
- [35] Geyer Alois, Hanke Michael, Littich Edith, Nettekoven Michaela: „Grundlagen der Finanzierung – verstehen – berechnen – entscheiden, 3. Auflage, Linde-Verlag, 2009
- [36] Bauer Ulrich: „Enzyklopädie der Betriebswirtschaftslehre SS 2019“, Vorlesungsskriptum, Technische Universität Graz, 2019
- [37] Wöhe Günter, Döring Ulrich, Brösel Gerrit: „Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre“, 26., überarbeitete und aktualisierte Auflage, Franz-Vahlen-Verlag München, 2016
- [38] Heesen Bernd: „Investitionsrechnung für Praktiker – Fallorientierte Darstellung der Verfahren und Berechnungen“, 2. Auflage, Springer-Gabler-Verlag, 2012
- [39] Sommersguter-Reichmann Margit: „Grundlagen des Finance SS 2019 (Teil 1)“, Vorlesungsskriptum/Vorlesungsfolien, Universität Graz, 2019

## 8.2 Netzbetreiber Zuverlässigkeitskennzahlennachweis

- [40] Netz Burgenland: „Störungsstatistik Strom“, <https://www.netzburgenland.at/kundenservice/strom/services-strom/stoerungsstatistik-strom.html>, [Zugriff am 01.02.2020]
- Netz Kärnten: „Versorgungszuverlässigkeit“, [https://www.kaerntennetz.at/dokumente/Strom/Veroeffentlichung\\_der\\_Kennzahlen\\_zur\\_Versorgungszuverlaessigkeit\\_NetzdienstleistungsVO\\_Strom.pdf](https://www.kaerntennetz.at/dokumente/Strom/Veroeffentlichung_der_Kennzahlen_zur_Versorgungszuverlaessigkeit_NetzdienstleistungsVO_Strom.pdf), [Zugriff am 01.02.2020]
- Netz Niederösterreich: „Versorgungssicherheit – Ausfall- und Störungsstatistik“, <https://www.netz-noe.at/Netz-Niederosterreich/Netze-Portal/Versorgungssicherheit.aspx>, [Zugriff am 01.02.2020]
- Netz Oberösterreich: „Störungsinformation – Versorgungszuverlässigkeit Strom“, <https://www.netzooe.at/Themen/online-Services/Stoerungsinfo>, [Zugriff am 01.02.2020]
- Netz Salzburg: „Versorgungszuverlässigkeit im Netz der Salzburg Netz GmbH“, <https://www.salzburgnetz.at/content/dam/websites/salzburgnetz/Downloads/Stromnetz/Versorgungszuverl%c3%a4ssigkeit.pdf>, [Zugriff am 01.02.2020]
- Netz Steiermark: „Versorgungszuverlässigkeit – Ausfall- und Störungsstatistik Kennzahlen (in Minuten)“, <https://www.e-netze.at/Strom/Netze/Default.aspx#Versorgungssicherheit-more>, [Zugriff am 01.02.2020]
- Netz Tirol: „Qualitätsstandards – Berichtsjahr 2017“, <https://www.tinetz.at/kundenservice/qualitaetsstandards/>, [Zugriff am 01.02.2020]
- Netz Vorarlberg: „Versorgungszuverlässigkeit“, [https://www.vorarlbergnetz.at/media/2019\\_02\\_15-ASIDI-und-SAIDI.pdf](https://www.vorarlbergnetz.at/media/2019_02_15-ASIDI-und-SAIDI.pdf), [Zugriff am 01.02.2020]
- Netz Wien: „Ihre Versorgungssicherheit“, [https://www.wienernetze.at/wn/netze/netzinfrastruktur/versorgungssicherheit/Ihre\\_Versorgungssicherheit.html](https://www.wienernetze.at/wn/netze/netzinfrastruktur/versorgungssicherheit/Ihre_Versorgungssicherheit.html), [Zugriff am 01.02.2020]
- Stromnetz Graz: „Versorgungszuverlässigkeit“, [https://www.stromnetz-graz.at/media/sgg/Au\\_und\\_St\\_Statistik.pdf](https://www.stromnetz-graz.at/media/sgg/Au_und_St_Statistik.pdf), [Zugriff am 01.02.2020]