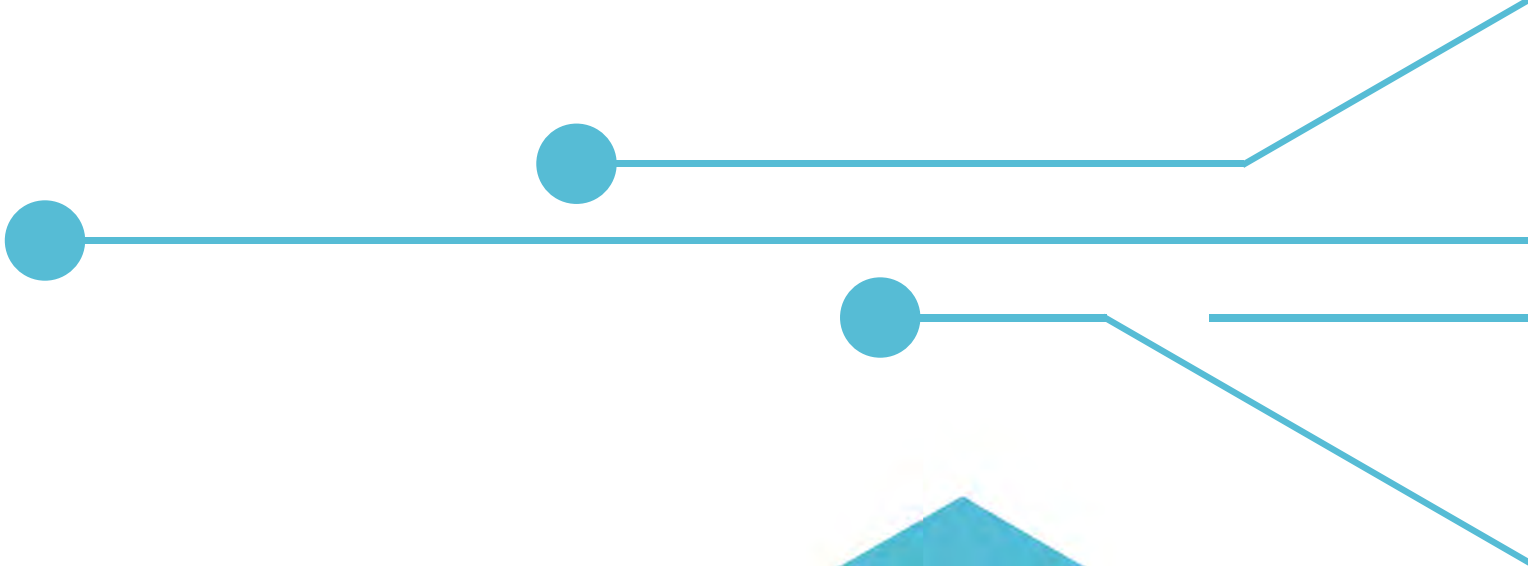




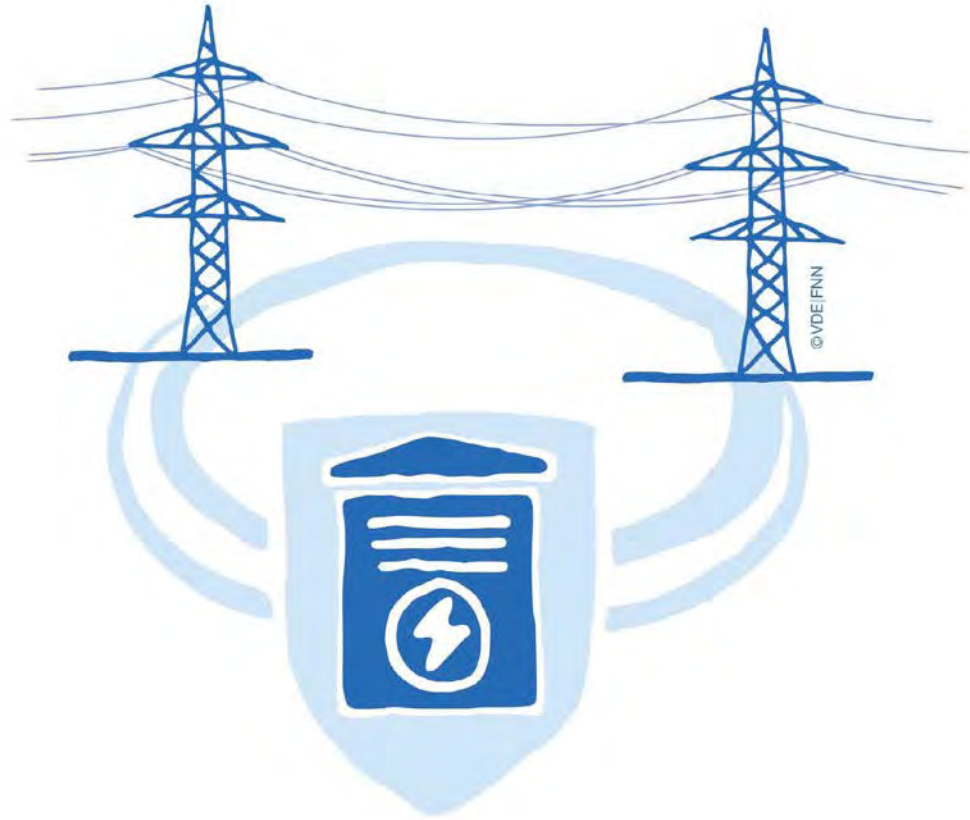
Internationales Dokument

Netzschutzkonzepte für zukünftige Netze

VDE FNN-Hinweis, Juni 2022

*Dieses Dokument wurde zusammen mit
Verbänden unserer Nachbarländer erarbeitet.
Es hat keinen ordentlichen VSE Vernehmlassungsprozess
durchlaufen, wurde aber von der entsprechenden VSE Kommission
für gut befunden*





Netzschutzkonzepte für zukünftige Netze

Version 2.0
Juni 2022



Inhalt

1	Höhere Auslastung der Netze	11
1.1	Freileitungsmonitoring.....	11
1.2	Maximal zulässige Lastströme.....	13
1.3	Adaptiver Schutz.....	17
2	Bidirektionale Leistungsflüsse über Transformatoren	19
2.1	Einleitung – Transformatorschutz	19
2.2	Reichweite Impedanzanregung am Netzkuppltransformator	20
2.3	Begrenzung induktiver Leistungsflüsse aufgrund winkelabhängiger Anregung	24
2.4	Lösungsansätze	26
2.4.1	Einstellkonvention ÜNB/VNB und Visualisieren der Begrenzung.....	26
2.4.2	Ortsnaher Reserveschutz und Leistungsschalterversagerschutz – Ansatz 1	28
2.4.3	Ortsnaher Reserveschutz und Leistungsschalterversagerschutz – Ansatz 2	29
3	Schutzkonzepte an den Netzschnittstellen ÜNB/VNB	30
4	Entwicklung der Schutzkonzepte im Mittelspannungsnetz	33
4.1	Bisher verwendete Netzstrukturen und zugehörige Schutzkonzepte	33
4.2	Netzveränderung durch Einspeiser – vom offenen Ring zu geschlossenen Ringen	33
4.3	Netzveränderung durch Einspeiser – vom geschlossenen Ring zu Maschennetzen	34
4.4	Besondere Netzformen auf Grund großer Einspeisepunkte.....	35
4.5	Netzanschluss von Kunden	36
4.6	Besonderheiten bei der Sternpunktbehandlung	36
5	Schutz der Sammelschiene im neuen Umfeld.....	38
5.1	Redundanter Sammelschienenendifferentialschutz	38
5.2	Sammelschienenendifferentialschutz und LSV bei schwachen Einspeisungen (Kondensatorbank)	40
5.3	Alternative zum Sammelschienenendifferentialschutz	41
5.4	Vollständige rückwärtige Verriegelung	42
6	Stichanschlüsse an das HS-Netz und 3-Beine im HöS-Netz.....	44
6.1	Begriffsklärung und Klassifikation von Dreibeinen	44
6.1.1	Leitungsdreibein mit passiven Stichanschluss	44
6.1.2	Leitungsdreibein mit schwach einspeisendem Stichanschluss	44
6.1.3	Aktive Leitungsdreibeine	44
6.2	Messwertverfälschung durch Zwischeneinspeisung	45
6.3	Hochspannungsnetz	46
6.3.1	Allgemeines.....	46
6.3.2	Schutzkonzepte bei Leitungsdreibein mit passivem Stichanschluss	47
6.3.3	Schutzkonzept bei Leitungsdreibein mit schwach einspeisendem Stichanschluss.....	48
6.3.4	Schutzkonzept bei aktivem Leitungsdreibein.....	49
6.4	Höchstspannungsnetz	49
6.4.1	Allgemeines.....	49
6.4.2	Schutzkonzept bei Leitungsdreibein mit schwach einspeisendem Stichanschluss.....	49

6.4.3	Schutzkonzept bei aktivem Leitungsdreibein.....	49
6.5	Praktische Hinweise.....	52
7	Erhöhte Verkabelung in Netzen der elektrischen Energieversorgung	53
7.1	Erhöhte Verkabelung – eine (schutz-)technische Herausforderung.....	53
7.2	Das Nullsystem und dessen Abhängigkeit von der Kabelschirmbehandlung	53
7.2.1	Einseitige Erdung eines Kabelschirms	54
7.2.2	Zweiseitige Erdung eines Kabelschirms	54
7.2.3	Crossbonding	55
7.2.4	Stromtragfähigkeit von Kabelschirmen und Hauptleitern.....	56
7.2.5	Fehlerstromwege, Nullsystem in Abhängigkeit der Kabelschirmbehandlung.....	56
7.2.6	Berechnung des Erdkompensationsfaktors (k_E -Faktor) in Abhängigkeit der Kabelschirmerdung	60
7.2.7	Messergebnisse von Erdkompensationsfaktor (k_E -Faktor) bei Mittelspannungskabeln in Abhängigkeit der Kabelschirmerdung	63
7.2.8	Auswirkungen auf die Schutzfunktion bei nicht korrekt eingestelltem Erdkompensationsfaktor	65
7.2.9	Verarbeitung des Erdkompensationsfaktors in den Schutzgeräten und ihre Auswirkungen auf die Schutzfunktion.....	67
7.2.10	Allgemeine Empfehlungen für die Einstellung des Erdkompensationsfaktors	70
7.2.11	Strommessung über Kabelumbauwandler.....	70
7.3	Verlegearten von Kabeln	70
7.3.1	Verlegearten.....	71
7.3.2	Berechnung der Induktivität und des Reaktanzwertes	72
7.3.3	Betrachtung im Kurzschlussfall.....	73
7.3.4	Auswirkung der unsymmetrischen Leiterimpedanz auf die Erdschlussortung	73
7.4	Vom gelöschten Netz zur niederohmigen Sternpunktterdung als Folge hoher Verkabelungsanteile im Netz – Schutzbetrachtungen.....	74
7.5	Der Ersatz von Freileitung durch Kabel – Schutzbetrachtungen speziell für Mittelspannungsnetze	75
7.5.1	Übersicht und Fallbeispiel.....	75
7.5.2	Hauptschutzbetrachtungen für 20-kV-Abgang (Schutzeinrichtung B)	76
7.5.3	Reserveschutzbetrachtungen (z.B. Betrachtung Schutzsystem A)	78
7.5.4	Genauigkeitsanforderungen bei kleinen Leitungswinkeln	79
7.5.5	Vergleich des Ladestroms zwischen Kabel und Freileitung	80
7.6	Schutzkonzepte an Fallbeispielen	80
7.6.1	Kabelstrecke mit Kompensationsdrosselspule	80
7.6.2	Kompensationsdrosselspule an einer Sammelschiene	82
7.6.3	Kabelstrecke mit Trenntrafo.....	82
7.7	Erhöhung der E-Spulenleistung und Schutz von Eigenbedarf-, Erdungstransformatoren	82
7.8	Minimierung des Doppelerdschlussrisikos durch kurzzeitig niederohmige Sternpunktterdung	85
7.9	Kurzschlussortung	87
7.10	Fehlerortung im gelöscht und isoliert betriebenen Netz	91
7.11	AWE in gemischten Freileitungs-/Kabelstrecken.....	94

7.12 Überlastbarkeit von Kabeln	95
7.13 U-Wandler und Entladung	98
7.14 Richtwerte für Kabelparameter	99
8 Literaturverzeichnis	101
9 Anhang	102

Bildverzeichnis

Bild 1	Mindestsicherheitsabstand Durchhang Freileitung zum Boden [Bildquelle: Westnetz GmbH Dortmund].....	11
Bild 2	Einfluss von Wetterbedingungen auf die Strombelastbarkeit [Bildquelle: Dr. R. Puffer, RWTH Aachen].....	12
Bild 3	Notwendige Resistanzreichweite der ersten Zone phE , $lLB = 5 \text{ m}$, $RF = 5 \Omega$, $RE/RL = 1$, $3I0, A/I_{ph}, A = 1$	14
Bild 4	Notwendige Resistanzreserven nach Gleichung 1 $phph$, $lLB = 5 \text{ m}$, $vLB = 10 \text{ m/s}$	15
Bild 5	Angebereich und Lastausschnitt in der Impedanzebene, Betrachtung der 380-kV-Spannungsebene.....	16
Bild 6	Angebereich der Distanzschutzfunktion und Lastbereich der Leitungsstrecke in der Impedanzebene	17
Bild 7	Bidirektionaler Leistungsfluss über Transformatoren	19
Bild 8	Thevenin-Modell	20
Bild 9	Leitungsimpedanz mit Lichtbogenreserve	21
Bild 10	Vereinfachung aus Kreisgleichung	22
Bild 11	Minimale Reichweite Impedanzanregung bei unterschiedlichen Trafobemessungsleistungen.....	23
Bild 12	Reichweite Mittelspannungsabgangsfeld, Lichtbogenreserve ist berücksichtigt.....	24
Bild 13	Beispiel 300 MVA Trafоеinspeisung – Impedanz- und Überstromanregung in Impedanzebene ($Xv = 50 \Omega$, $Rv = 24 \Omega$, $\beta = 50^\circ$, $I \gg = 2360 \text{ A}$, $U_{min} = 99 \text{ kV}$).....	25
Bild 14	Beispiel 300 MVA Trafоеinspeisung – Impedanz- und Überstromanregung in Leistungsebene ($Xv = 50 \Omega$, $Rv = 24 \Omega$, $\beta = 50^\circ$, $I \gg = 2360 \text{ A}$, $U_{min} = 99 \text{ kV}$)	26
Bild 15	Mögliche Definition einer Blindleistungsgrenze	26
Bild 16	Beispiel für die Überwachung der Impedanzanregung mit aktuellem Arbeitspunkt (grün) ..	28
Bild 17	Reserveschutz Hochspannung – Konzept	28
Bild 18	Schutzkonzept konventioneller Netzanschluss	30
Bild 19	Schutzkonzept strategischer Netzanschluss	31
Bild 20	Schutzkonzept ausgeprägter Netzanschluss mit HS-Sammelschiene des ÜNB	31
Bild 21	Offen betriebener Netzring	33
Bild 22	Geschlossen betriebener Netzring	33
Bild 23	Vermaschtes Netz	34
Bild 24	Besondere Netzformen auf Grund großer Einspeisepunkte	36
Bild 25	Sternpunkt der Erzeugungsanlage	37
Bild 26	Redundanter Sammelschienenschutz (hier Prinzip Master-Follower)	39
Bild 27	Schutz der Sammelschiene durch den Distanzschutz	41
Bild 28	Bild aus ETG/ITG SuA - Rückwärtige Verriegelung (Blockade bei Abgangsfehler).....	42
Bild 29	Leitungsdreibein mit passivem Stichanschluss	44
Bild 30	Leitungsdreibein mit schwach einspeisendem Stichanschluss	44
Bild 31	Aktives Leitungsdreibein	45
Bild 32	Zwischeneinspeisung Leitungsdreibein	45
Bild 33	Schutzkonzept bei Leitungsdreibein mit passivem Stichanschluss.....	47

Bild 34	Schutzkonzept bei Leitungsdreibein mit schwach einspeisendem Stichanschluss	48
Bild 35	Netztopologie aktives Leitungsdreibein	50
Bild 36	Messung der Fehlerimpedanz des Relais in A	50
Bild 37	Schwer zu erfassende Fehlerstellen (rot) und leicht zu erfassende Fehlerstellen (grün) bei überreichenden Verfahren (oben) und unterreichenden Verfahren (unten)	51
Bild 38	Verkabelungsgrad im deutschen Hochspannungs- (HS) und Mittelspannungsnetz (MS) in den Jahren 2006 bis 2019 [10]	53
Bild 39	Schematische Darstellung einer ein- bzw. zweiseitigen Erdung eines Kabelschirms	54
Bild 40	Beispiel für zulässige Dauerströme (Herstellerangaben) in Abhängigkeit der Schirmerdung und Verlegeart für ein 110-kV-VPE-Kabel ohne zusätzliche Crossbondingmaßnahmen	55
Bild 41	Schematische Darstellung eines Crossbonding für eine Kabelstrecke	56
Bild 42	Beispiel für Strompfade bei einseitiger Schirmerdung an der Einspeisung	57
Bild 43	Beispiel für Strompfade bei einseitiger Schirmerdung von der Einspeisung entfernt	57
Bild 44	Beispiel für Strompfade bei zweiseitiger Schirmerdung (oben) sowie schematische Darstellung als Drehstromsystem (unten)	58
Bild 45	Allgemeines und symmetrisches Gleichungssystem für ein Kabelsystem	58
Bild 46	Reale Kabelstrecke mit einem Leiter-Schirm-Fehler im Leiter 3	59
Bild 47	Eigen- und Koppelimpedanz auf realen Kabelstrecken am Beispiel eines Leiter-Schirm-Fehlers in Leiter 3	59
Bild 48	Berechnete Schleifenimpedanz einer Kabelstrecke mit einem Leiter-Schirm-Fehler in Leiter 3 in Abhängigkeit des Fehlerorts in %-Leitungslänge	60
Bild 49	Vereinfachtes Model (ohne Kopplung) zur Bestimmung des kE -Faktors	61
Bild 50	Topologie der Netzstörung	65
Bild 51	Verkürzung der ermittelten Reaktanz aufgrund falschem Erdkompensationsfaktor	66
Bild 52	Fehlerbild einseitig gespeister einpoliger Kurzschluss mit Übergangswiderstand	67
Bild 53	Schirmstromrückführung bei Kabelumbauwandler	70
Bild 54	Verlegung im Dreieck direkt in Erde	71
Bild 55	Verlegung nebeneinander direkt in Erde	71
Bild 56	Verlegung im Dreieck in getrennten Rohren	71
Bild 57	Verlegung in einem gemeinsamen Rohr	72
Bild 58	Fallbeispiel 20-kV-Abgang mit Fehler am Ende des betrachteten Selektionsabschnittes ...	76
Bild 59	Anregesicherheiten des Stromkriteriums	76
Bild 60	Darstellung der zweipoligen Kurzschlussströme des Fallbeispiels bei Annahme einer 20-kV-Freileitung und einem 20-kV-Kabel im Vergleich nach Abschnitt 7.14, Tabelle 22	77
Bild 61	Einstellbeispiel für eine Unterimpedanzanregung	79
Bild 62	Winkelfehler bewirkt einen Reaktanzmessfehler, der mit zunehmenden R/X-Verhältnis größer wird	80
Bild 63	Übersicht Schutzkonzept 110-kV-Kabelstrecke mit Kompensationsdrosselspule	81
Bild 64	Kompensationsdrosselspule an der 110-kV-Sammelschiene	81
Bild 65	Übersicht Schutzkonzept für 110-kV-Kabelstrecke mit Trenntransformatoren	82
Bild 66	Prinzipdarstellung Schutzkonzept Eigenbedarf-, Erdungstransformator	83
Bild 67	Statistische Dauer des Übergangs vom Erdschluss zum Doppelerdschluss (Quelle: Interne Statistik eines großen Verteilnetzbetreibers)	85

Bild 68	Funktionsweise kurzzeitige niederohmige Erdung (KNOSPE).....	86
Bild 69	Prinzipschaltbild – kurzzeitig niederohmige Erdung (KNOSPE)	86
Bild 70	Abschätzung Verbesserungspotenzial in der Nichtverfügbarkeit durch Einsatz der KNOSPE (X-Achse: Netzgebiete kodiert als Zahl, Y-Achse: Jahre mit potenzieller Verbesserung/Verschlechterung, Quelle: interne Abschätzung eines großen Verteilnetzbetreibers).....	87
Bild 71	Fehlereingrenzung durch die Intervallhalbierungsmethode	87
Bild 72	Auswertung für Fehler auf 100 % Freileitungsanteil (Auswertung etwa 200 Fehler)	88
Bild 73	Auswertung für Fehler auf 100 % Kabelanteil mit $kE = 1$ (Auswertung etwa 400 Fehler)...	89
Bild 74	Fehlerintervall im Netzleitsystem	90
Bild 75	"ideale" Station zum Ablesen des KSA.....	90
Bild 76	Fehlerintervalle bei Verzweigung	90
Bild 77	Prinzip Fehlerortung mit Unterstützung ferngemeldeter KSA	91
Bild 78	Wellenausbreitung (blau) und Reflexionen (grün, orange).....	93
Bild 79	Wellenausbreitung zweiseitige Messmethode.....	93
Bild 80	Schutzkonzept für teilverkabelte Leitungen ohne Blockade der AWE	94
Bild 81	Schutzkonzept für teilverkabelte Leitungen mit Blockade der AWE	95
Bild 82	Zuordnung der Betriebszustände eines Betriebsmittels in Abhängigkeit der Belastung.....	96
Bild 83	Inhomogenität eines Kabels	97

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Zusammenfassung der Schutzgrenz- und Engpassströme der 380-kV- und 110-kV-Spannungsebene unter verschiedenen Leitungswinkeln	13
Tabelle 2	Resistanzreichweite auf der 380-kV-Spannungsebene	15
Tabelle 3	Erfahrungswerte der Resistanzreichweite auf der 110-kV-Spannungsebene	15
Tabelle 4	Blindleistungsgrenzen	27
Tabelle 5	Beispiele für typische Leiter- und Schirmquerschnitte	56
Tabelle 6	Berechnete Parameter mit symmetrischer (oben) und asymmetrischer (unten) Stromquelle für ein einseitig geerdetes Mittelspannungskabel	62
Tabelle 7	Berechnete Parameter mit symmetrischer (oben) und asymmetrischer (unten) Stromquelle für ein zweiseitig geerdetes Mittelspannungskabel	63
Tabelle 8	Gemessene Impedanzwerte in Ohm je km und Erdkompensationsfaktor	63
Tabelle 9	Gemessene Strom- und Spannungswerte	64
Tabelle 10	Zusammenfassung der Beispielmessungen für Mittelspannungskabel kE-Faktor beidseitig und einseitig	65
Tabelle 11	Vergleich errechnete Werte (Netzplanung) mit gemessenen Werten an Kabel 1	65
Tabelle 12	Vom Schutz gemessene R- und X-Werte am Beispiel Kabel	69
Tabelle 13	Vom Schutz gemessene R- und X-Werte am Beispiel Freileitung	69
Tabelle 14	Empfehlungen Erdkompensationsfaktor in Mittelspannungsnetzen	70
Tabelle 15	Berechnete induktive Reaktanzwerte für verschiedene Verlegearten bei Kabeltyp NA2XS(F)2Y 1x240 RM/25 18/30 kV	72
Tabelle 16	Gegenüberstellung der induktiven Reaktanzwerte in Ruhelage zu Kurzschluss bei Kabeltyp NA2XS(F)2Y 1x240 RM/25 18/30 kV bei Verlegung in Rohr RXKV 160 mm	73
Tabelle 17	Eigenschaften von NOSPE-Netzen – wirksam oder strombegrenzend geerdet	75
Tabelle 18	Vergleich der maximalen Leitungslänge zwischen Freileitung und Kabel ($I_{k2min''} = 900 \text{ A}$ und digitale Schutzeinrichtungen)	78
Tabelle 19	Maximale Länge der Freileitung mit Distanzschutz als Reserveschutz und reiner Stromanregung	78
Tabelle 20	Vergleich der Ladeleistung einer 20-kV-Freileitung und eines 20-kV-Kabels [16]	80
Tabelle 21	Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 110-kV-Freileitung und -Kabeln [21]	99
Tabelle 22	Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 20-kV-Freileitung und -Kabeln [16]	100
Tabelle 23	Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 110-kV-Freileitung und -Kabeln und Nullsystem [21]	100

Vorwort

Die Entwicklungen in den Netzen haben konkrete Folgen auf den Netzschutz. Der hier vorliegende FNN-Hinweis ist als Kompendium zu verstehen, welches in einzelnen Kapiteln verschiedene Folgen auf den Netzschutz beschreibt und Lösungen anbietet. Es verfolgt das Ziel, den ebenfalls vom VDE FNN herausgegebenen „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [1], als Basis guter netzschutztechnischer Herangehensweisen und Empfehlungen, mit einzeln betrachteten Zukunftsthemen zu ergänzen. Die Kapitel können damit unabhängig voneinander gelesen werden und das Kompendium insgesamt mit weiteren Themen erweitert werden.

Die vorliegende Ausgabe 2.0 ersetzt Ausgabe 1.0 aus dem Jahr 2018 und erweitert diese um Kapitel 7. Dieses Kapitel fokussiert sich insbesondere auf eine erhöhte Verkabelung und die damit verbundenen schutztechnischen Herausforderungen.

Dieser FNN-Hinweis wurde vom FNN-Expertennetzwerk Netzschutz im Auftrag des FNN-Lenkungskreises Netztechnik und Netzbetrieb erstellt und überarbeitet. Er ist mit dem Arbeitskreis „Schutztechnik“ von ÖESTERREICHIS ENERGIE und dem VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen abgestimmt und wird gemeinschaftlich herausgegeben.

Einleitung

Elektrische Energieversorgungsnetze und deren Strukturen sind in der Regel nach den sich ändernden Erfordernissen der Versorgung mit elektrischer Energie gewachsen. Die Energieversorgungsnetze entwickeln sich derzeit unter folgenden wesentlichen Gesichtspunkten und Randbedingungen weiter

1. Einspeisungen erneuerbarer Erzeugungsanlagen
2. Einsatz neuer Technologien parallel zur konventionellen Technik
3. Geänderte technische Randbedingungen eines stabilen und zuverlässigen Netzbetriebs
4. Organisatorische Entflechtung der Elektroenergieversorgungsstrukturen und Liberalisierung des Stromenergiemarkts
5. Realisierung der Netzbauprojekte und deren Akzeptanz

Die Netze waren bisher durch eine weitläufige und große Netzausdehnung geprägt. Der Ausbau war vornehmlich an der Verbrauchslast orientiert. Die Lastflussrichtung orientierte sich von Großerzeugern unidirektional zur Last. Der Ausgleich von Erzeugung und Last war regional ausgeglichen. Nur im städtischen Bereich wurden Kabel verwendet. Dadurch konnten der Blindleistungsbedarf und der Erdschlussstrom in den Netzen relativ geringgehalten werden.

Der Ausbau der Netze wird nun durch erneuerbare Erzeugungsanlagen, deren Standortoptimum und deren Einbezug in die Bedingungen des Strommarkts bestimmt. Die Höchstspannungsnetze verbinden neue Erzeugungs- und Lastschwerpunkte über größere Entfernungen. Es entstehen Verteilernetze mit mehrseitigen volatilen Einspeisungen und grundsätzlich erhöht sich der Verkabelungsgrad über alle Spannungsebenen hinweg. Neu etablieren sich Erzeugungsnetze, die nur zur Aufnahme von erzeugter Energie bestimmt sind und zur Weiterleitung der Energie oft im Stich an das HS/HöS-Netz angebunden sind. Die Lastflussrichtung ist über Spannungsebenen hinweg bidirektional zu erwarten. Sowohl die erneuerbaren Erzeugungsanlagen als auch immer mehr Verbraucher und Netzelemente, wie Statcom-Anlagen, werden zunehmend über Leistungselektronik realisiert. Die Leistungselektronik beeinflusst die Zustandsgrößen des Netzes im Normal- wie im Gefährdungszustand.

1 Höhere Auslastung der Netze

1.1 Freileitungsmonitoring

Zurzeit geschieht ein Wandel in der Erzeugung, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie. Es werden immer mehr regenerative Erzeugungseinheiten eingebunden, welche stellenweise zu Netzengpässen führen können. Die aktuellen und zukünftigen Kapazitätsengpässe der Stromnetze sind durch den reinen Ausbau der Freileitungen und Kabel weder unter zeitlichen noch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten adäquat zu beseitigen. Mit intelligenten Komponenten, wie z. B. einem witterungsabhängigen, indirektem Leiterseil-Temperaturmonitoring, kann unter bestimmten Randbedingungen eine höhere Auslastung der Netze ermöglicht werden. Dies erfordert die Bereitstellung detaillierter Netzinformationen und Wetterdaten.

Ein begrenzendes Element für die höhere Auslastung der Freileitung ist der Durchhang (siehe Bild 1). In jedem Betriebszustand muss der Sicherheitsabstand bzw. Mindestbodenabstand eingehalten werden. Die VDE-AR-N 4210-5 [2] legt organisatorische und technische Maßnahmen fest, die beim witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb umzusetzen sind.

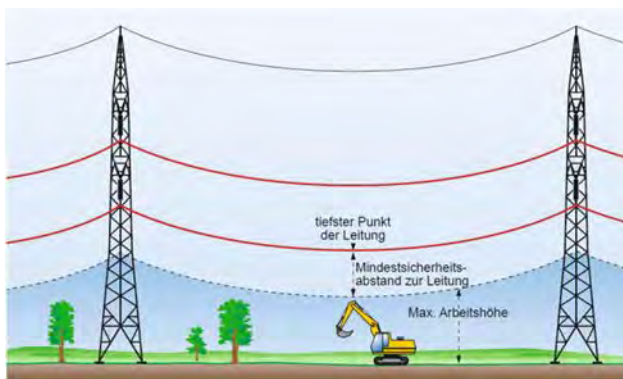


Bild 1 Mindestsicherheitsabstand Durchhang Freileitung zum Boden [Bildquelle: Westnetz GmbH Dortmund]

Den größten Einfluss haben die Parameter Stromstärke und Wetter (Temperatur, Wind, Sonne). Übliche konservative Bedingungen sind:

- 35 °C Umgebungstemperatur
- 900 W/m² Globalstrahlung
- 0,6 m/s Windgeschwindigkeit
- Strombelastbarkeit $\leq$ Nennstrom Leiterseil

Die hohen Übertragungsleistungen werden dann gebraucht, wenn die regenerativen Erzeugungsanlagen, meist in Form von Windenergieanlagen, mit nahezu Vollast am Netz sind. In den oben aufgezählten Einflussgrößen ist die Windgeschwindigkeit enthalten. Bild 2 gibt den Einfluss der Windgeschwindigkeit und der Umgebungstemperatur auf die mögliche Strombelastbarkeit I/I_{Nenn} wieder.

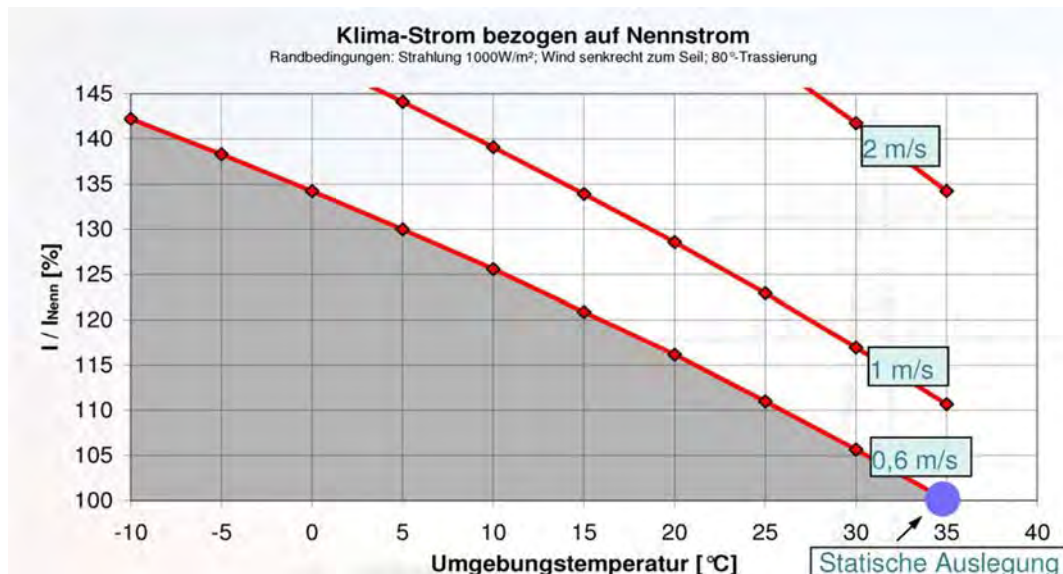


Bild 2 Einfluss von Wetterbedingungen auf die Strombelastbarkeit [Bildquelle: Dr. R. Puffer, RWTH Aachen]

Mit qualifizierten Wetterdaten ist also die Berechnung einer höheren Strombelastbarkeit möglich. Hierbei ist auf unterschiedliche Klimazonen entlang des Leitungszuges zu achten und ggf. müssen Wetterstationen für aktuelle Wetterdaten aufgebaut werden.

Alle für den Leistungstransport benötigten primär- und sekundärtechnischen Komponenten müssen einer Überprüfung unterzogen werden, ob die höhere Auslastung nicht zu ungewollten Ereignissen führt. Dies sind u.a.:

- Leiterseile, Klemmen, Verbinder
- Stromwandler
- Leistungsschalter
- Trennschalter
- Feldverseilungen
- Schutzanregung
 - Überstromeinstellung
 - U-I-Anregung
 - Z-Anregung
- Messwertübertragung, denn es darf nicht zum „Überlauf“ der Messwertanzeige kommen. Dies ist von der Erfassung, der Übertragung, bis hin zur Anzeige im Netzleitsystem zu prüfen. Im Messkreis (oder Zählkreis) müssen alle Komponenten den höheren sekundärtechnischen Strom aushalten.

Der Einsatz von Freileitungsmonitoring führt erwartungsgemäß zu einer höheren Maximalauslastung der Leitungen. Da bei steigender Auslastung der Leitungen die Lastimpedanz sinkt und gleichzeitig die notwendige Anregeimpedanz (Empfindlichkeit) für den Reserveschutzfall im Schwachlastfall unverändert hoch bleibt, verringert sich der Abstand zwischen Last- und Auslösebereich immer weiter. Steigende Auslastung der Leitungen darüber hinaus führen bei ausbleibender genauen Betrachtung des Netzschutzverhaltens dazu, dass Fehlanregungen im (n-1)-Fall nicht ausgeschlossen werden können.

Die folgenden zwei Kapitel beschreiben hierzu Lösungen. Zum einen definiert Kapitel 1.2, zur Vermeidung von Unterfunktionen, eine mindestens einzuhaltende Empfindlichkeit der Distanzschutzeinrichtungen und maximal zulässige Lastströme über die Systeme. Darüber hinaus ermöglicht ein adaptiver Schutz, die Empfindlichkeit je Betriebsfall zu optimieren (siehe Kapitel 1.3).

1.2 Maximal zulässige Lastströme

Das Kriterium der Distanzschutzfunktion, die Impedanz, bedarf einer eindeutigen Festlegung der Schwelle zwischen Betriebsbereich und Fehlerbereich. Diese zeigt sich in Form der Impedanzanregung. Der grundsätzliche Zusammenhang $S \sim 1/Z$ verdeutlicht, wie die Erhöhung der Leistungsflüsse, die gemessene Impedanz der Distanzschutzgeräte im Betriebsfall verringert. Zur Gewährleistung der Betriebssicherheit – keine Überfunktion – ist der maximale Leistungsfluss über Leitungsstrecken begrenzt, wenn auf der anderen Seite die Anrege- und Auslösesicherheit – keine Unterfunktion – der Distanzschutzgeräte sicherzustellen ist.

Eine vorangestellte Zusammenfassung der Schutzgrenz- und Engpassströme für die 380-kV- und 110-kV-Spannungsebene findet sich in Tabelle 1 unter den darin genannten Annahmen. Die Schutzengpassströme bestimmen die Schwelle, unter der Lastströme sicher übertragen werden können, ohne dass die Gefahr des Ansprechens der Distanzschutzfunktionen besteht. Die Ergebnisse für die 380-kV-Spannungsebene und analog die der 110-kV-Spannungsebene werden im Folgenden hergeleitet.

Tabelle 1 Zusammenfassung der Schutzgrenz- und Engpassströme der 380-kV- und 110-kV-Spannungsebene unter verschiedenen Leitungswinkeln

Spannungsebene (φ_{Ltg})	R_{AN} in Ω	U_{min} in kV	$ Z_{schutzgrenz,min} $ in Ω	$I_{schutzgrenz}$ in A	I_{eng} in A
380 kV (80°)	26	340,0	38	5166	4305
110 kV (60°)	25	93,5	36,5	1477	1477
110 kV (70°)	17	93,5	24,9	2172	2172
110 kV (80°)	13	93,5	19,0	2840	2840

Die Distanzschutzfunktion ist integrierender Bestandteil des Netzschutzkonzepts für zukünftige Übertragungs- und Verteilernetze. Jedoch besitzt die Distanzschutzfunktion das Optimierungsproblem, die Reichweite der Anregung auf ein unzulässiges Maß zu reduzieren, um einen maximalen Leistungsfluss sicherzustellen. Die folgend beschriebene Herangehensweise zielt auf die Bestimmung der notwendigen Reichweiten der Auslöse- und Anregezonen in Richtung der Resistanz (Lichtbogenreserve) und daraus abgeleitet auf die Bestimmung des Schutzengpassstroms. Der Schutzengpassstrom beschreibt die Schwelle, unter der Ströme im Lastbereich sicher übertragen werden können, ohne dass die Gefahr des Ansprechens von Schutzfunktionen besteht. Im Folgenden werden die Resistanzreichweite und der Schutzengpassstrom auf der 380-kV-Spannungsebene hergeleitet. Für die 110-kV-Spannungsebene werden gemäß analogen Berechnungen die Werte direkt angegeben.

Die Gewährleistung der Anrege- und Auslösesicherheit – keine Unterfunktion – ist wesentlich im Sinne der Aufgaben des Netzschutzes. Es sind alle Fehlerausprägungen, ob mit Erdberührung (phE-Schleife) oder ohne Erdberührung (phph-Schleife) zu berücksichtigen. Nach dem Warrington-Modell berechnet sich der auftretende Lichtbogenwiderstand wie folgt [3]:

$$R_{LB,t0} = \frac{28700 \cdot l_{LB}}{I_{LB}^{1,4}}$$

Die Ausdehnung des Lichtbogens bei längerer Lichtbogendauer wird gemäß

$$R_{LB} = \left(1 + \frac{5 \cdot v_{LB} \cdot t_{LB}}{l_{LB}}\right) \cdot R_{LB,t0} \quad (1)$$

berücksichtigt. Dabei sind:

- R_{LB} Lichtbogenwiderstand in Ω
- l_{LB} Lichtbogenlänge in m
- v_{LB} Windgeschwindigkeit in m/s
- t_{LB} Lichtbogendauer in s

Die vom Distanzschutzgerät in Station A tatsächlich gemessene Resistanz $R_{phE1,A}$ berechnet sich dann über

$$R_{phE1,A} \geq \frac{R_{LB} + R_F + \frac{I_{ph,B}}{I_{ph,A}} \cdot R_F}{1 + \frac{R_E}{R_L} \cdot \frac{3I_{(0),A}}{I_{ph,A}}}$$

mit

- R_F Festwiderstand (z.B. Mastfußwiderstand)
- R_E/R_L Erdstromkompensationsfaktor
- $3I_{(0),A}$ gemessener Nullstrom
- $I_{ph,A}$ gemessener Leiterstrom (gespeist von Station A) in A
- $I_{ph,B}$ Leiterstrom des Gegenendes (gespeist von Station B) über die Fehlerstelle in A

Für folgende Berechnungen auf der 380-kV-Spannungsebene gilt der Mindestkurzschlussstrom von 1700 A. Dieser Mindestkurzschlussstrom garantiert außerdem die sichere Funktion der Leistungsschaltversagerschutzsysteme, wenn diese auf den weit verbreiteten Wert von 1200 A eingestellt sind.

Bei einem Kurzschlussstrom von 1700 A zeigt Bild 3 eine notwendige Resistanzreichweite der ersten Zone von $R_{phE1,A} = 12 \Omega$ bei der Annahme $I_{ph,B}/I_{ph,A} = 3$. Da dies der schlechteste Fall ist, empfiehlt es sich, diesen Wert auch für Station B zu übernehmen.

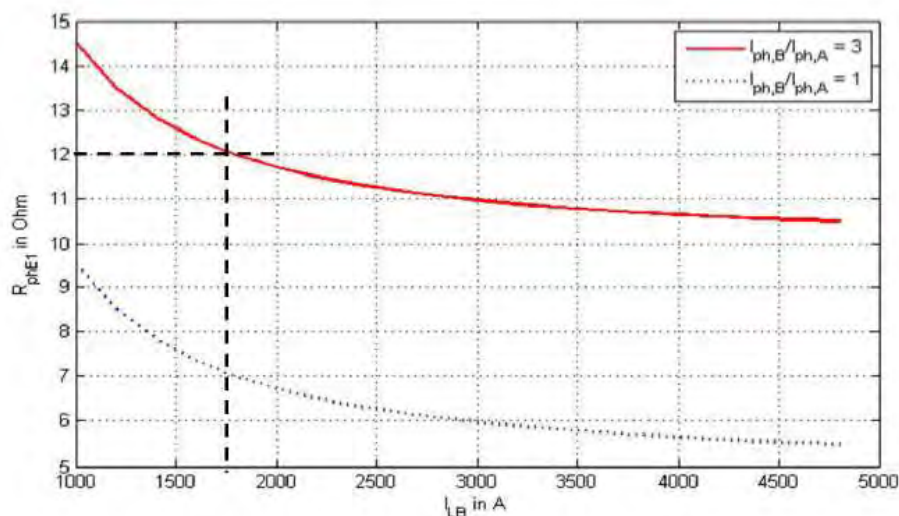


Bild 3 Notwendige Resistanzreichweite der ersten Zone phE, $l_{LB} = 5 \text{ m}$, $R_F = 5 \Omega$, $R_E/R_L = 1$, $3I_{(0),A}/I_{ph,A} = 1$

Die Reservedistanzzonen werden sinnvollerweise proportional zur Reaktanzeinstellung erweitert, da der Zwischeneinspeiseeffekt auch eine entsprechende Vergrößerung des Fehlerwiderstandes bewirkt. Aus der praxisnahen Annahme der Höchstspannungsnetze eines Verhältnisses der ersten und zweiten Reaktanzzone $X_1/X_2 = 0,9/1,2 = 0,75$ ergeben sich die Resistanzreichweiten der zweiten $R_{phE2} = 16 \Omega$ und gesteuerten $R_{phE1B} = 16 \Omega$ Auslösezone.

Zur Bestimmung der notwendigen Resistanzreichweite der zweiten und dritten Zone wird die Ausdehnung des Lichtbogens bei längerer Lichtbogendauer nach Gleichung 1 berücksichtigt. Aus Bild 4 folgt für die dritte Zone $R_{phph3} = 18 \Omega$.

Tabelle 2 fasst die Ergebnisse zusammen. Es wird eine identische Einstellung der phE und phph-Schleifen aus Standardisierungsgründen für ausreichend erachtet.

Tabelle 2 Resistanzreichweite auf der 380-kV-Spannungsebene

380-kV-Spannungsebene	Zone 1 (R_1)	Übergreifzone (R_{1B})	Zone 2 ($R_2, t_2 = 0,4 \text{ s}$)	Zone 3 ($R_3, t_3 = 0,7 \text{ s}$)
Lichtbogenreserve in Ω (Primärwert)	12	16	16	18

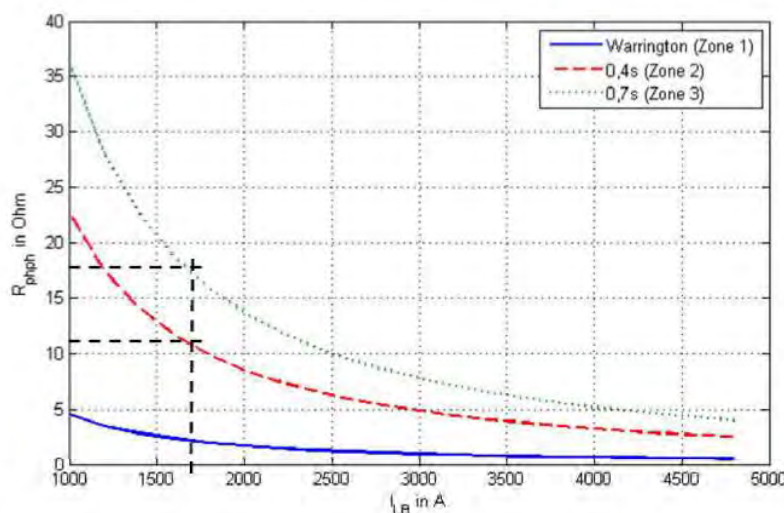


Bild 4 Notwendige Resistanzreserven nach Gleichung 1 phph, $l_{LB} = 5 \text{ m}$, $v_{LB} = 10 \text{ m/s}$

Für die 110-kV-Spannungsebene ergeben sich mit analogem Vorgehen die Erfahrungswerte in Tabelle 3 für die Mindestresistenzreichweiten:

Tabelle 3 Erfahrungswerte der Resistanzreichweite auf der 110-kV-Spannungsebene

110-kV-Spannungsebene	Zone 1 (R_1)	Übergreifzone (R_{1B})	Zone 2 ($R_2, t_2 = 0,4 \text{ s}$)	Zone 3 ($R_3, t_3 = 0,7 \text{ s}$)
Lichtbogenreserve in Ω (Primärwert)	6	8	8	9

Um ein sicheres Anregen des Distanzschutzes im Reservefall zu erreichen, wird eine zusätzliche Sicherheitsreserve von 15 % berücksichtigt (siehe Bild 5). Aufgrund der Digitalisierung der Netzschutztechnik kann die Sicherheitsreserve gegenüber früheren Festlegungen von 25 % auf 15 % reduziert werden [4].

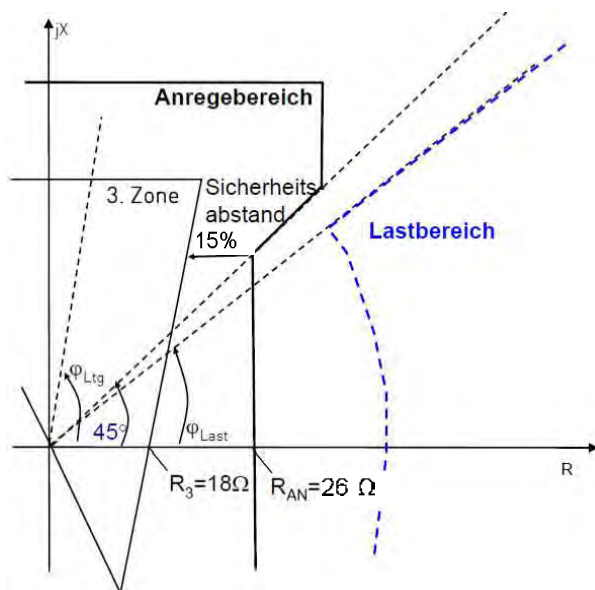


Bild 5 Anregebereich und Lastausschnitt in der Impedanzebene, Betrachtung der 380-kV-Spannungsebene

Aus trigonometrischen Beziehungen und $\varphi_{\text{Ltg}} = 80^\circ$, $R_3 = 18 \, \Omega$ folgt auf der 380-kV-Spannungsebene für die Anregebreite in Richtung der Resistanz

$$R_{\text{AN}} = 26 \, \Omega.$$

Auf der anderen Seite sind Überfunktionen durch Leistungsflüsse über Leitungstrecken auszuschließen. Ausgehend von der Mindestanregebreite von $R_{\text{AN}} = 26 \, \Omega$ kann unter Berücksichtigung der ungünstigsten „Normalbetriebswerte“ von 380-kV-Leitungssystemen die maximale Stromübertragungsfähigkeit ermittelt werden. Der Normalbetriebsbereich wird dabei wie folgt definiert:

- 1) Schutzgrenzspannung $U_{\text{min}} = 0,85 \cdot U_n$ (bezogen auf 400 kV), d.h. $U_{\text{min}} = 340 \, \text{kV}$
- 2) Schutzgrenzwinkel $\cos(\varphi) = 0,8$
- 3) Rückfallverhältnis $f_R = 0,95$ (digitale Schutzgeräte)
- 4) Amplitudenmessfehler $f_m = 0,9$ (Strom-/Spannungswandler, Relais)
- 5) Sicherheitsfaktor für Ausgleichsvorgänge $f_{\text{trans}} = 1,2$ für 380 kV, $f_{\text{trans}} = 1,0$ für 110-kV-Netz

Siehe Festlegungen 3) bis 4) und nach Bild 6 ergibt sich der Schnittpunkt des Lastbereichs mit der R-Achse der Impedanzebene zu $R_{\text{Schutzgrenz,min}} = 30,4 \, \Omega$.

Der Sicherheitsfaktor für Ausgleichsvorgänge f_{trans} hat folgenden Hintergrund: bei Netzfehlern kommt es auch bei Schutzrelais, welche den Fehler nicht selektiv klären können und aufgrund höherer Zeiteinstellungen nicht auslösen, zum kurzzeitigen Überschreiten der Anregeschwelle. Der Schutzgrenzstrom darf auch während dynamischer Ausgleichvorgänge, wie sie im Netz nach Abschaltung eines Fehlers auftreten können, nicht überschritten werden. Deshalb wird ein Mindestsicherheitsabstand von etwa 20 % zwischen Schutzgrenzstrom und Schutzengpassstrom angestrebt. Auf Verteilnetzebene wird dieser Sicherheitsfaktor nicht angewendet.

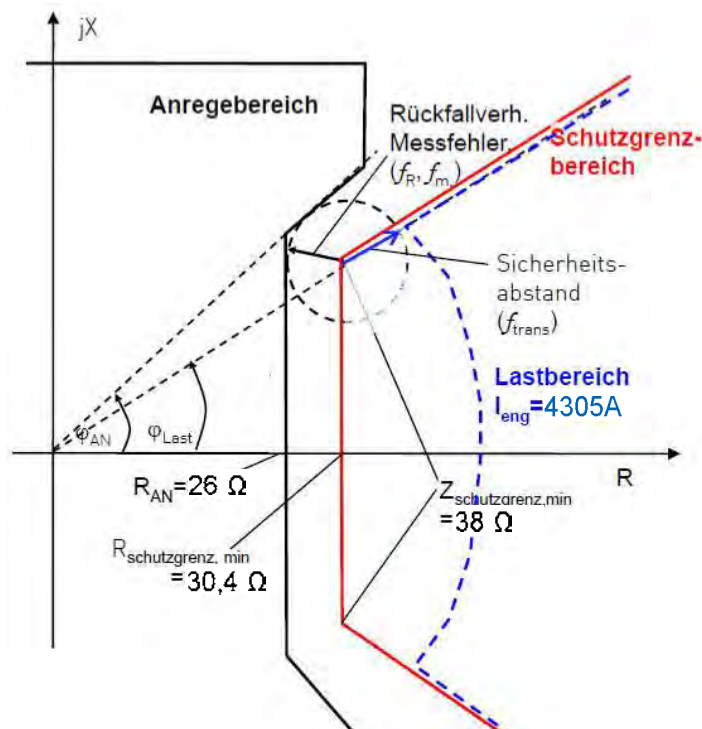


Bild 6 Anregebereich der Distanzschutzfunktion und Lastbereich der Leitungstrecke in der Impedanzebene

Weiterhin folgt unter Berücksichtigung der Festlegungen 1) und 2) der Betrag der minimalen, komplexen Anregeimpedanz $Z_{\text{schutzgrenz,min}} = 38 \, \Omega$.

Der Schutzgrenzstrom $I_{\text{schutzgrenz}}$ sowie der Engpassstrom I_{eng} als maximaler Laststrom bei minimaler Netzspannung beträgt dann:

$$I_{\text{schutzgrenz}} = \frac{0,85 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}}}{Z_{\text{schutzgrenz,min}}} = 5166 \, \text{A}$$

$$I_{\text{eng}} = \frac{I_{\text{schutzgrenz}}}{f_{\text{trans}}} = 4305 \, \text{A}$$

1.3 Adaptiver Schutz

Zukünftig könnten die Anregegrößen des Distanzschutzes dynamisch an die verfügbare Kurzschlussleistung adaptiert werden. Im Netzleitsystem müsste hierzu die Kurzschlussleistung im (n-1)-Fall in den betroffenen Leitungsfeldern zyklisch ermittelt werden. Mit einer Rechenvorschrift können daraus die Anregegrößen für jeden Distanzschutz individuell abgeleitet werden. Damit kann die Abwägung zwischen sicherer Anregung und maximalem Laststrom je Betriebsfall unterschiedlich gewichtet werden.

Für die Umsetzung dieser Funktion ist ein intelligentes Gesamtsystem erforderlich:

- Netzleitsystem,
- Stationsleittechnik,
- Schutztechnik.

Hierzu müssen Schutzeinstellparameter vom Netzleitsystem über die Stationsleittechnik sicher zum Schutzgerät übertragen und dort adaptiert werden. Hierbei werden z. B. komplexe Impedanzvektoren mit Betrag und zugehörigem Winkel übertragen.

Der durchfließende Betriebsstrom muss einen Sicherheitsabstand zu den Schutzanregegrößen haben. Der heutige Sicherheitsabstand basiert häufig auch auf den Größen der Messsysteme aus der Stationsleittechnik (beschrieben u.a. im Schutzengpassstrom). Er hat damit nur einen eingeschränkten

Bezug zu den eigentlich wirkenden Schutzanregekriterien. Insbesondere wird die polygonale Charakteristik nicht abgebildet.

Zukünftig könnte der Sicherheitsabstand basierend auf den eigentlich wirkenden Kriterien der Schutzsysteme gebildet werden. Ergänzend dazu werden die schutzgerätespezifischen Anregepolygone im Netzeitsystem ausgewertet (vgl. Kapitel 2.4.1). In diesem Anregepolygon werden die aktuellen und die für den (n-1)-Fall errechneten Lastzustände abgebildet. Damit ist es möglich, den Sicherheitsabstand zu optimieren und so die Übertragungsleistung zu erhöhen.

2 Bidirektionale Leistungsflüsse über Transformatoren

2.1 Einleitung – Transformatorschutz

Der Schutz von Transformatoren mit Leistungen ab 5 MVA, zwischen der Höchst- und Hochspannungsebene sowie zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene, beinhaltet im Allgemeinen:

- eine Differentialschutzfunktion
- eine Distanzschutz- oder Überstromzeitschutzfunktion auf der Oberspannungsseite
- eine Distanzschutzfunktion auf der Unterspannungsseite
- den Buchholzschutz

Dabei hat die Distanzschutzfunktion auf der Unterspannungsseite, neben der Aufgabe den Reserveschutz für die Differentialschutzfunktion darzustellen, die Aufgabe, die Sammelschiene der unterlagerten Anlage und in Reserve die dazugehörigen Abgänge zu schützen.

In Abhängigkeit der unterlagerten Netztopologie und ggf. zu berücksichtigenden Zwischeneinspeisungen besitzt die Anregung eine entsprechend große Reichweite in Richtung des unterlagerten Netzes. Unter Anwendung des Winkelkriteriums mittels der $U//\varphi$ -Anregung oder mittels der Impedanzanregung mit Lastausschnitt wird dennoch zwischen Last- und Kurzschlussfall unterschieden.

Die Leistungsflussrichtung über die Transformatoren ist nicht mehr unidirektional. Wie Bild 7 anhand gemessener Werte an einem Beispiel verdeutlicht, befindet sich der Leistungsfluss in allen vier Quadranten der P-Q-Ebene. D. h. die Leistungs- und Impedanztrajektorien durchziehen Bereiche, in denen das Winkelkriterium der $U//\varphi$ -Anregung oder der Impedanzanregung mit Lastausschnitt erfüllt ist. Die entsprechend empfindlichere Anregung in diesen Bereichen ist bezüglich der zu erwartenden Leistungsflüsse zu berücksichtigen und führt zu einer schärferen Auswägungsproblematik zwischen der Reichweite und der Auslösestabilität.

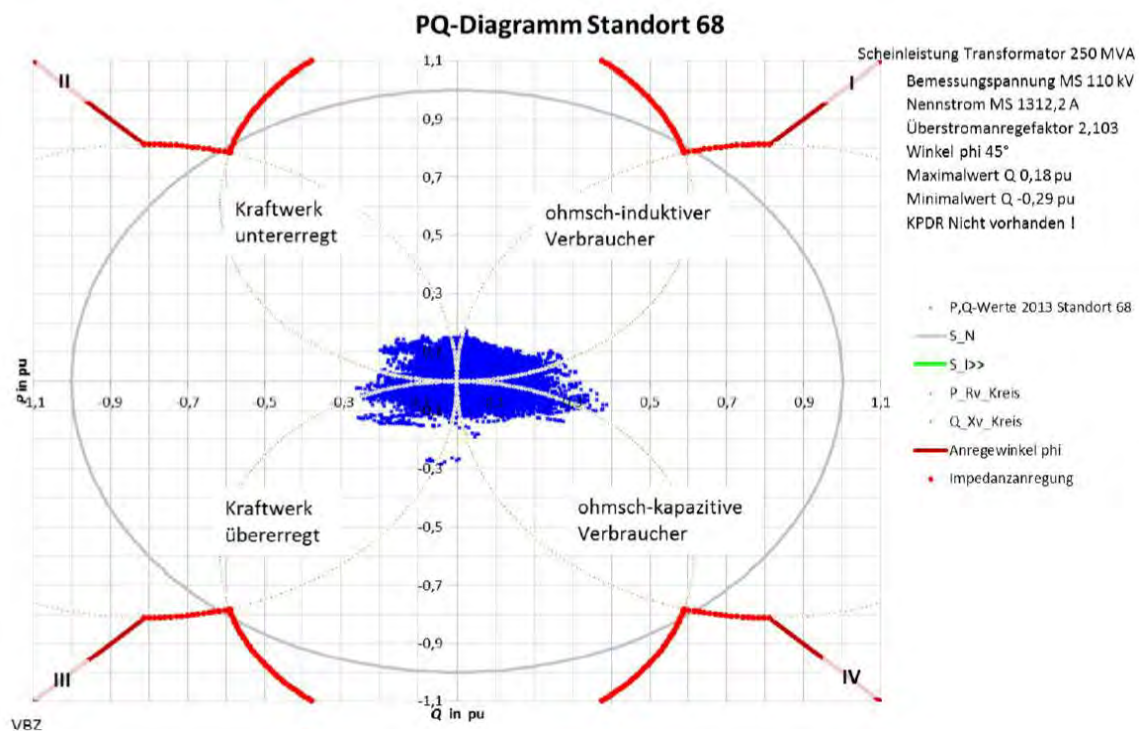


Bild 7 Bidirektionaler Leistungsfluss über Transformatoren

Im Folgenden wird die Abwägung zwischen einer sinnvollen Reichweite und einer ausreichenden Anregesicherheit diskutiert. Daraus können konkrete Einstellungen der Anregung abgeleitet werden. Dennoch wird es Fälle geben, die zu keiner befriedigenden Lösung führen. In diesen Fällen kann der

unterspannungsseitige Distanzschutz nicht mehr die Schutzaufgaben in Richtung unterlagertem Netz erfüllen. Entsprechende Lösungen hierfür werden skizziert.

In Bild 7 ist der Winkel vom Stromzeiger zum Spannungszeiger als Phasenwinkel definiert. Der Stromzeiger liegt immer in der reellen Achse; die Lage des Spannungszeigers entspricht der Scheinleistung und dem Phasenwinkel.

2.2 Reichweite Impedanzanregung am Netzkuppeltransformator

In diesem Abschnitt werden die Reichweiten der klassischen Anregeverfahren – Überstrom/Unterspannung – im Fehlerfall diskutiert, um eine sinnvolle Reichweite für die Impedanzanregung an der Unterspannungsseite des Netzkuppeltransformators abzuleiten. Zum Vergleich der Verfahren ist eine einheitliche Darstellung durch Transformation der Schutzkriterien Überstrom und Unterspannung in die Impedanzebene notwendig.

Ausgangspunkt ist die Betrachtung einer konstanten und gegebenen Vorimpedanz $\underline{Z}_Q$ und Anwendung des Thevenin-Modells am Einbauort der Schutzeinrichtung (siehe Bild 8) mit den von der Schutzeinrichtung gemessenen Größen $\underline{U}_F$ und $\underline{I}_F$.

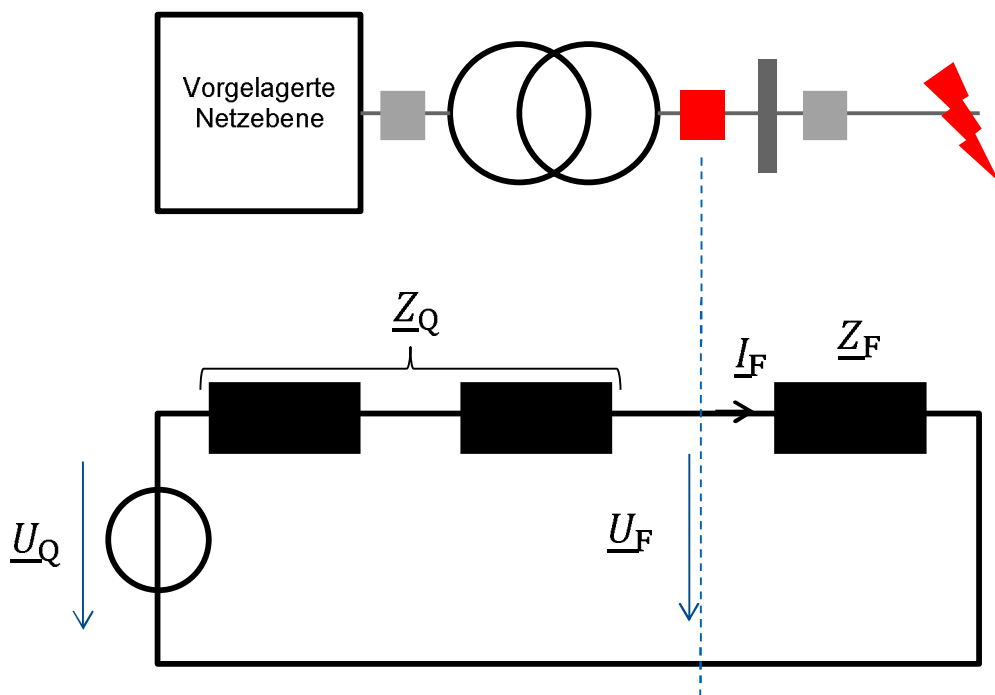


Bild 8 Thevenin-Modell

$$\underline{U}_Q = \underline{U}_F + \underline{Z}_Q \underline{I}_F$$

Aus dem Überstromkriterium

$$I_F > I_{\gg}$$

folgt daraus:

$$\frac{U_Q}{I_{\gg}} > \left| \frac{U_Q}{I_F} \right|$$

$$\frac{U_Q}{I_{\gg}} > \left| \frac{U_F}{I_F} + \underline{Z}_Q \right| = |\underline{Z}_F + \underline{Z}_Q|$$

So bildet die Überstromanregung in der Impedanzebene einen Kreis mit Mittelpunkt $-\underline{Z}_Q$ und dem Radius $U_Q/I_{\gg}$. Das Kriterium regt an, wenn die Messgröße $\underline{Z}_F$ innerhalb des Kreises liegt.

In ähnlicher Weise wird das Unterspannungskriterium in die Impedanzebene transformiert, mit dem Zusammenhang [3], [5]:

$$\left| \frac{\underline{Z}_F}{\underline{Z}_F + \underline{Z}_Q} \right| < \frac{U_{<}}{U_Q}$$

Das Unterspannungskriterium bildet den sogenannten Kreis von Apollonius. Die Anregung erfolgt, wenn $\underline{Z}_F$ innerhalb des Kreises liegt.

Während sich der Kreis des Überstromkriteriums mit steigender Vorimpedanz in negativer R- und X-Richtung verschiebt, vergrößert sich bei steigender Vorimpedanz der Kreis des Unterspannungskriteriums in der Impedanzebene.

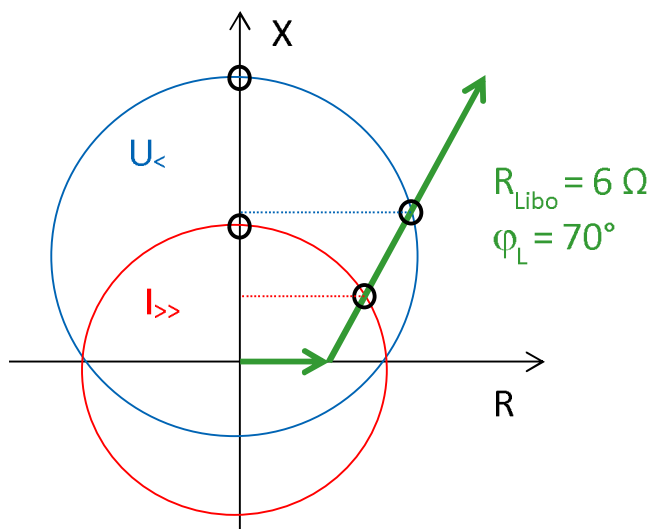


Bild 9 Leitungsimpedanz mit Lichtbogenreserve

Wie oben bereits hergeleitet, hängt die Reichweite der Überstrom- und Unterspannungsanregung von der Quellimpedanz und damit von der Kurzschlussleistung des Netzes ab. Die Impedanzanregung ist nach Überschreiten des Freigabestroms jedoch unabhängig von der Quellimpedanz.

Es ist naheliegend, eine sinnvolle Reichweite der Impedanzanregung in X-Richtung unter Einbeziehung der Überstrom- und Unterspannungsanregung zu definieren. Die hierfür notwendige Darstellung der Reichweite in X-Richtung in Abhängigkeit der Quellimpedanz wird im Folgenden hergeleitet.

Für die Abschätzung realer Fehlerimpedanzen im Freileitungsnetz wird die Leitungsgerade (Leitungsimpedanz) um einen festen Lichtbogenwert verschoben. Wie in Bild 9 veranschaulicht, ergibt sich eine verkürzte Reichweite in X-Richtung gegenüber der Annahme $R_{Libo} = 0$.

Es ergeben sich folgende Gleichungen:

Leitungsgerade

$$\underline{Z}_F = (R_F + jX_F)$$

mit

$$R_F = \frac{X_F}{\tan \varphi} + R_{Libo}$$

folgt

$$\underline{Z}_F(X_F) = \left(R_{Libo} + \frac{X_F}{\tan \varphi} \right) + jX_F \quad (2)$$

Überstromanregung unter Annahme eines mehrpoligen Fehlers [3], [5]:

$$|\underline{Z}_F + \underline{Z}_Q| = \frac{U_N}{2 \cdot I_{>}}$$

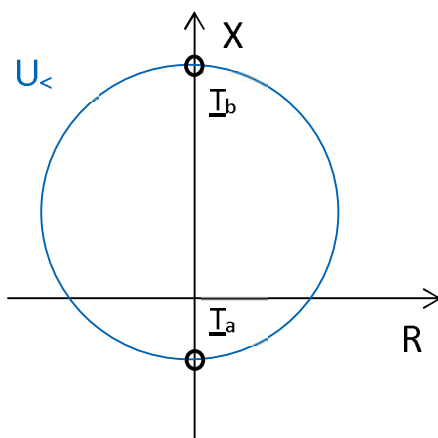
Für die Unterspannungsseite des Netzkuppeltransformator kann der Realteil der Quellimpedanz in guter Näherung vernachlässigt werden $\underline{Z}_Q \approx jX_Q$

$$|\underline{Z}_F + jX_Q| = \frac{U_N}{2 \cdot I_{>}} \quad (3)$$

Unterspannungsanregung:

$$|\underline{Z}_F| = U_{<} \cdot |\underline{Z}_F + jX_Q| \quad (4)$$

Mit der Annahme $U_{<} = 0,8$ pu kann der Schnittpunkt des Kreises mit der Imaginären Achse berechnet und die Gleichung in eine gewöhnliche Kreisgleichung überführt werden (siehe Bild 10).



$$\underline{I}_a = -j\frac{4}{9}X_Q$$

$$\underline{I}_b = j4X_Q$$

$$|\underline{Z}_F - j\frac{16}{9}X_Q| = \frac{20}{9}X_Q$$

Bild 10 Vereinfachung aus Kreisgleichung

Nach Einsetzen von Gleichung 2 in 3 und 4 und Auflösen der Betragsgleichung ergeben sich folgende Zusammenhänge:

Überstrom:

$$\text{Gleichung 2 in 3} \quad \left(R_{\text{Libo}} + \frac{X_F}{\tan\varphi}\right)^2 + (X_F + X_Q)^2 = \left(\frac{U_N}{2 \cdot I_{>}}\right)^2 \quad (5)$$

Unterspannung:

$$\text{Gleichung 2 in 4} \quad \left(R_{\text{Libo}} + \frac{X_F}{\tan\varphi}\right)^2 + \left(X_F - \frac{16}{9}X_Q\right)^2 = \left(\frac{20}{9}X_Q\right)^2 \quad (6)$$

Die Gleichungen 5 und 6 können nun nach X_F aufgelöst werden, was zu sehr komplexen Ausdrücken führt, auf deren Darstellung an dieser Stelle verzichtet wird.

Mit den Lösungen der Gleichungen 5 und 6 kann nun am konkreten Beispiel eine sinnvolle Reichweite der Impedanzanregung am HöS/HS-Transformator diskutiert werden. Hierfür wurden folgende Werte angenommen:

- Impedanzwinkel 110-kV-Freileitung: $\varphi = 70^\circ$
- Lichtbogenreserve: $R_{\text{Libo}} = 6 \, \Omega$
- Unterspannungsanregung $U_{<} = 88 \, \text{kV}$
- Freigabestrom $U_{<}/Z_{<} \quad I_{>} = 300 \, \text{A}$
- Überstromanregung Leitung $I_{>} = 720 \, \text{A}$

- Überstromanregung 100 MVA Trafo $I_{>>} = 1,5 \cdot I_{B,T} = 788 \text{ A}$
- Überstromanregung 200 MVA Trafo $I_{>>} = 1,5 \cdot I_{B,T} = 1,57 \text{ kA}$
- Überstromanregung 300 MVA Trafo $I_{>>} = 1,5 \cdot I_{B,T} = 2,34 \text{ kA}$

In Bild 11 sind die Lösungen der o. g. Gleichungen abgebildet. Die Reichweite der Überstromanregung sinkt mit steigender Quellimpedanz, während die Reichweite der Unterspannungsanregung steigt.

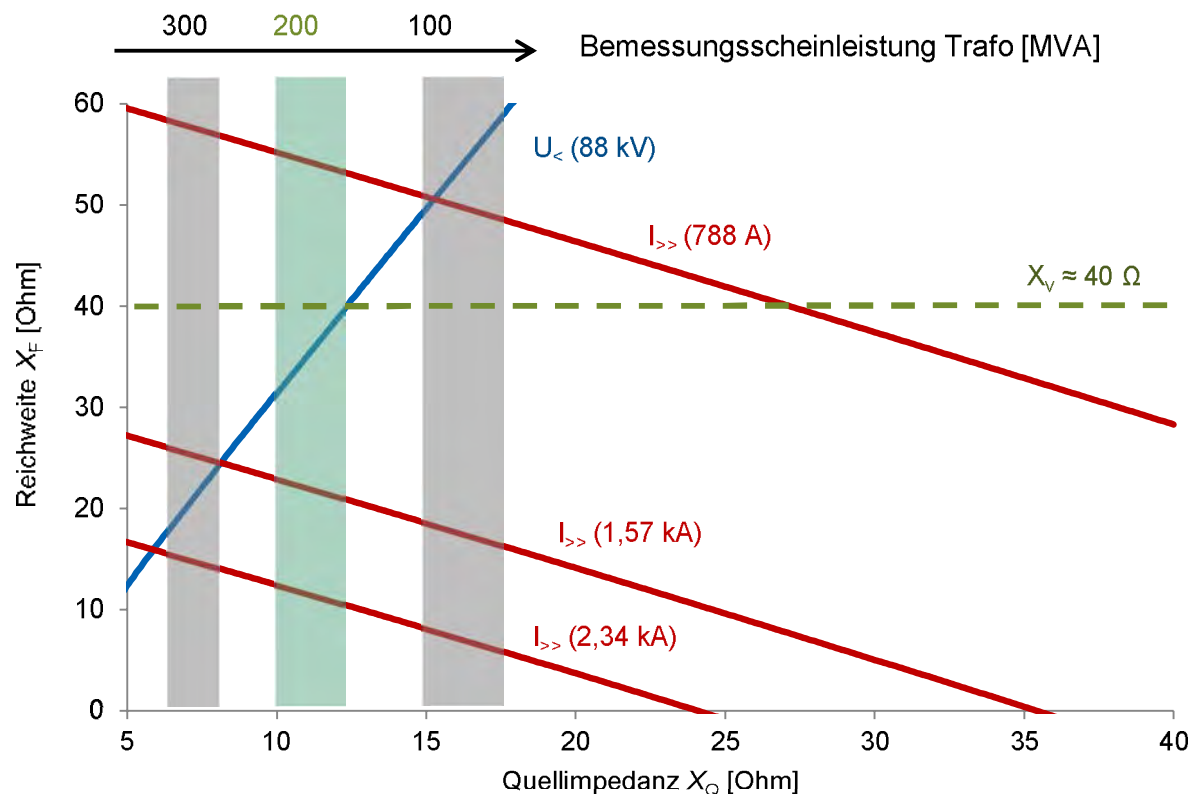


Bild 11 Minimale Reichweite Impedanzanregung bei unterschiedlichen Trafobemessungsleistungen

Zur Abschätzung typischer Quellimpedanzen am Netzkuppeltransformator wird die Kurzschlussleistung des Übertragungsnetzes als ausreichend groß angenommen (siehe Bild 8).

Die Quellimpedanz berechnet sich somit zu:

$$X_Q = u_k \cdot \frac{(110 \text{ kV})^2}{S_{B,T}}$$

Es ergibt sich je nach Bemessung der relativen Kurzschlussspannung u_k , Bemessungsscheinleistung $S_{B,T}$ und Stufenstellung der Transformatoren ein Bereich für die Quellimpedanzen, wie in Bild 11 dargestellt.

Ein sinnvoller Wert für die Reichweite der Impedanzanregung am Einspeisepunkt ergibt sich aus der maximalen Reichweite der Überstrom- oder Unterspannungsanregung im betrachteten Gebiet. Für einen 200 MVA Transformator bspw. ergibt sich eine Reichweite von 40 Ω, da ab dieser Impedanz alle anderen Kriterien (hier Spannung) der Impedanzanregung unterlegen sind.

Zur Beherrschung von Reserveschutzfällen mit starker Zwischeneinspeisung ist die minimale Reichweite ggf. nicht ausreichend bemessen. Die Reichweite der Impedanzanregung darf jedoch nicht zu groß gewählt werden, da sie sonst die induktiven Leistungsflüsse zu stark begrenzt.

In der Praxis hat sich eine Reichweite von 50 Ω als sinnvoller Wert gezeigt.

Mit derselben Argumentation lässt sich das Potenzial einer Unterspannungsanregung am Mittelspannungs-Abgangsfeld erörtern. Wie bereits erwähnt, lässt sich durch Lösen der Gleichungen 5 und 6 die Reichweite der Anregearten bestimmen.

Wie am folgenden Beispiel zu erkennen ist, wird die Reichweite einer Unterspannungsanregung nur bei Netzen mit großer Quellimpedanz einen Mehrwert erzielen. Setzt man für ein 20-kV-Netz eine Lichtbogenreserve von $2,5 \, \Omega$ und einen Leitungswinkel von 40° an, so ergibt die Unterspannungsanregung erst nach $5 \, \Omega$ verglichen mit $I_{>>} = 600 \, \text{A}$ bzw. $7,4 \, \Omega$ mit $I_{>>} = 400 \, \text{A}$ eine verbesserte Reichweite (siehe Bild 12).

Der Einsatz einer Impedanzanregung bietet auch für diesen Fall einen Vorteil.

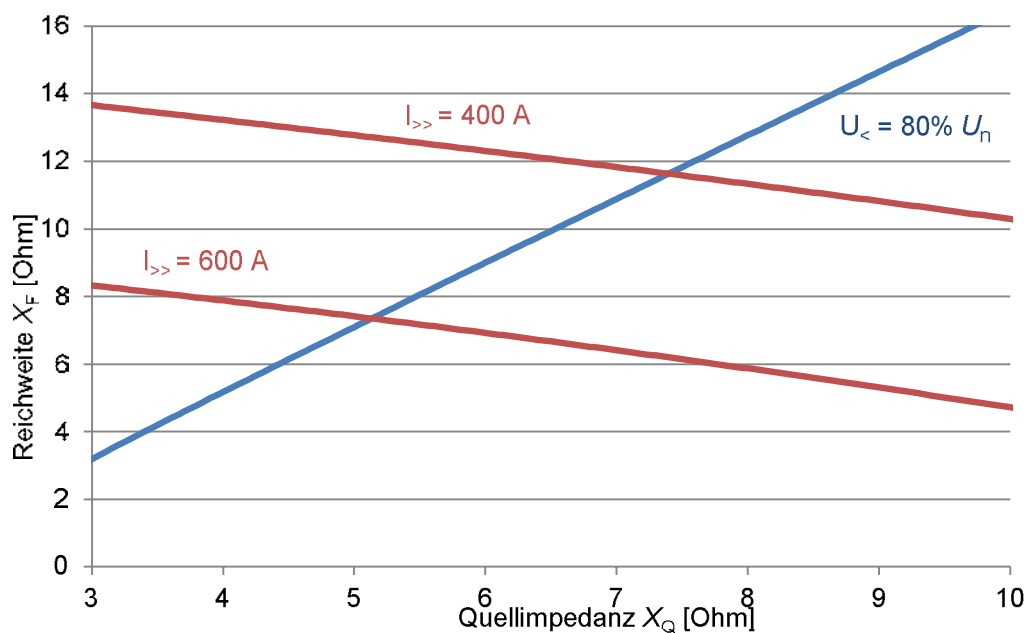


Bild 12 Reichweite Mittelspannungsabgangsfeld, Lichtbogenreserve ist berücksichtigt

2.3 Begrenzung induktiver Leistungsflüsse aufgrund winkelabhängiger Anregung

In diesem Abschnitt soll die Begrenzung der Reichweite diskutiert werden. Besonders an leistungsstarken Netzknoten stellt die klassische Überstromanregung des Distanzschutzes eine harte Begrenzung für maximale Betriebsströme und damit verbunden Leistungsflüsse dar. Wie im Kapitel 2.2 veranschaulicht, bietet auch die Unterspannungsanregung an diesen Netzknoten keine optimale Anregezuverlässigkeit.

Aus diesem Grund kommen in Freileitungsnetzen ($\geq 110 \, \text{kV}$) besonders an Netzeinspeisungen oder anderen leistungsstarken Netzknoten winkelabhängige Anregeverfahren zum Einsatz. Die Verfahren können zwischen einem stark resistiven Betriebsstrom und einem induktiven Fehlerstrom unterscheiden, um im Fehlerfall eine höhere Empfindlichkeit aufzuweisen. Diesem Zugewinn an Empfindlichkeit für induktive Fehlerströme steht jedoch die Begrenzung induktiver Blindleistungsflüsse entgegen, da diese von Netzfehlerzuständen nur bedingt zu unterscheiden sind.

Im Zuge der Energiewende und des Ausbaus regenerativer Energiequellen in den Verteilerebenen tritt auch die Diskussion über den Austausch induktiver Blindleistung zur Stabilisierung (Spannungssenkung) schwach belasteter Transportnetze immer wieder in den Fokus. Aus diesem Grund soll im Folgenden etwas näher auf die begrenzende Wirkung der winkelabhängigen Impedanzanregung ($Z_\angle$) und Überstromanregung ($I_{>>}$) eingegangen werden. Die Betrachtungen lassen sich auch sinngemäß auf die winkelabhängige Überstromanregung (I_φ) anwenden.

Um die einzelnen Anregeverfahren hinsichtlich ihres begrenzenden Effektes vergleichen zu können, wird eine Darstellung in der komplexen Leistungsebene (S-Ebene) gewählt. Für die Impedanzanregung, definiert in der komplexen Z-Ebene, ergibt sich folgende Transformationsvorschrift in die Leistungsebene:

$$\underline{S} = U_{LL,min}^2 \cdot \frac{1}{\underline{Z}^*}$$

Aus den Reichweiten in R- und X-Richtung bzw. der Lastaussparung der Impedanzanregung ergeben sich drei maßgebliche Punkte (P1, P2, P3), wie in Bild 13 dargestellt.

Hinweis: Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird auf die Darstellung der winkelunabhängigen Reichweite Z_v zu Gunsten der Überstromanregung verzichtet.

- P1: $\underline{Z} = jX_v$ $\rightarrow \underline{S} = U_{LL,min}^2 \cdot j \frac{1}{X_v}$
- P2: $\underline{Z} = R_v$ $\rightarrow \underline{S} = U_{LL,min}^2 \cdot \frac{1}{R_v}$
- P3: $\underline{Z} = R_v + jX_v$ $\rightarrow \underline{S} = \frac{U_{LL,min}^2}{R_v^2 + X_v^2} \cdot (R_v + j X_v)$

Bild 13 und Bild 14 zeigen ein konkretes Anwendungsbeispiel an einem 380/110-kV-Trafo-Einspeiseknoten. Der unterspannungsseitige Distanzschutz stellt neben Schutz der 110-kV-Sammelschiene auch Reserveschutz für den umliegenden Leitungsschutz zur Verfügung.

In vielen Fällen wird u.a. eine Impedanzanregung verwendet, da Sie besonders an Einspeisepunkten eine maximale Empfindlichkeit unabhängig von schwankender Kurzschlussleistung aufweist (vgl. Kapitel 2.2). In Bild 14 wird ersichtlich, dass außerhalb der Lastaussparung nicht die Reichweite in X (X_v) sondern der Punkt P3 die größte Begrenzung für Blindleistungsflüsse darstellt [6].

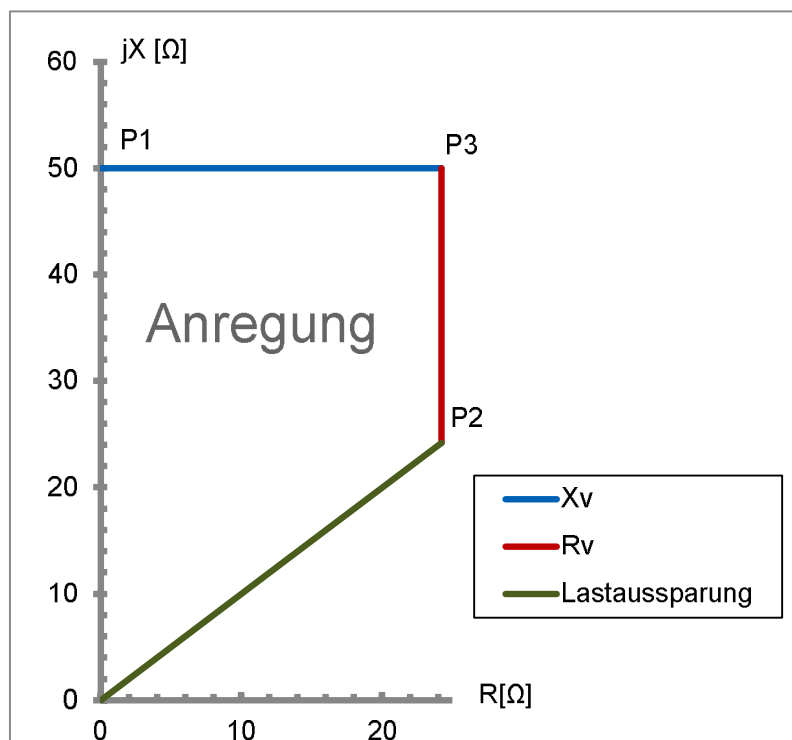


Bild 13 Beispiel 300 MVA Trafoeinspeisung – Impedanz- und Überstromanregung in Impedanzebene ($X_v = 50 \Omega$, $R_v = 24 \Omega$, $\beta = 50^\circ$, $I_{\infty} = 2360 A$, $U_{min} = 99 kV$)

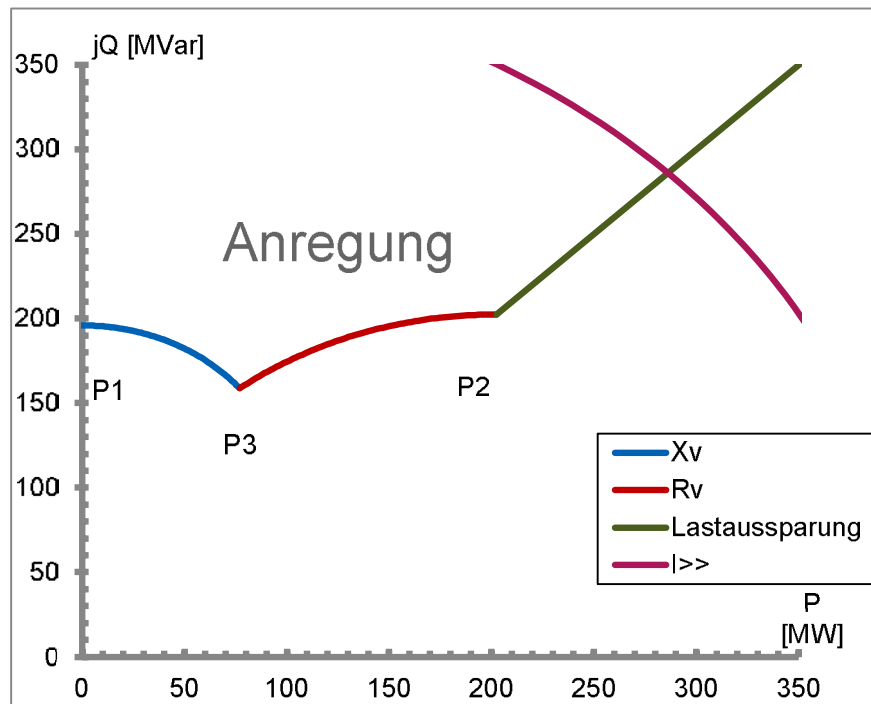


Bild 14 Beispiel 300 MVA Trafoeinspeisung – Impedanz- und Überstromanregung in Leistungsebene ($X_v = 50 \, \Omega$, $R_v = 24 \, \Omega$, $\beta = 50^\circ$, $I_{>>} = 2360 \, \text{A}$, $U_{\min} = 99 \, \text{kV}$)

2.4 Lösungsansätze

2.4.1 Einstellkonvention ÜNB/VNB und Visualisieren der Begrenzung

Ein erster Ansatz die begrenzenden Effekte auf eine konkrete Anwendung zu übertragen ist die Definition einer Blindleistungsgrenze (siehe Bild 15). Für eine einfache Abschätzung kann unabhängig von der Wirkleistung der Punkt P3 aus Bild 14 herangezogen werden.

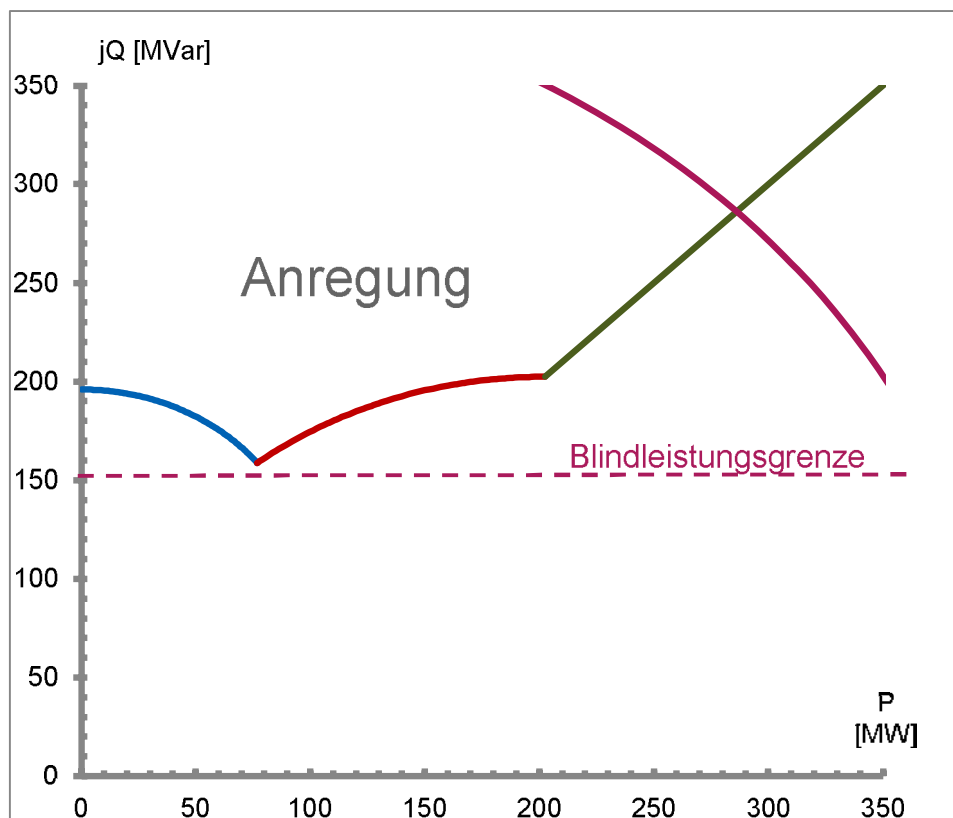


Bild 15 Mögliche Definition einer Blindleistungsgrenze

Wie im vorherigen Kapitel erläutert, wirkt sich eine Veränderung der Reichweite X_v direkt auf die Blindleistungsgrenze aus. In Anlehnung an Kapitel 2.2 und 2.3 wird von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Impedanzwinkel 110-kV-Freileitung: $\varphi = 70^\circ$
- Lichtbogenreserve: $R_{Libo} = 6 \, \Omega$
- Minimale Betriebsspannung $U_{B,min} = 99 \, \text{kV}$

Daraus ergeben sich folgende Blindleistungsgrenzen in Tabelle 4, welche bei minimaler Betriebsspannung und ohne weitere Sicherheitsreserven angegeben sind.

Tabelle 4 *Blindleistungsgrenzen*

X_v in Ω	10	20	30	40	50	100
Blindleistungsgrenze in MVar	508	340	248	194	159	83

Im Sinne eines sicheren Netzbetriebes wird empfohlen, zukünftig diese maximale Blindleistung als Grenzwert im Netzleitsystem mit aufzunehmen und zu überwachen. Ergänzend hierzu kann auch das jeweilige Anregepolygon ins Netzleitsystem mit aufgenommen und mit realen Messwerten verglichen werden (vgl. Kapitel 1.1). Für die Konstruktion der Polygonkennlinie werden die Reichweiten in X und R und der Lastwinkel im Netzleitsystem hinterlegt (siehe Bild 16)

Der aktuelle Arbeitspunkt der komplexen Impedanz wird bei der Lastflussrechnung für jedes Element aus den komplexen Spannungen und Strömen bzw. aus Wirk- und Blindleistung ermittelt und mit der Anregekennlinie verglichen. Hierbei kann der Arbeitspunkt wie folgt berechnet werden:

$$R = \frac{P}{3 \cdot I^2} \qquad X = \frac{Q}{3 \cdot I^2}$$

Für die Anregekennlinie ist ebenfalls ein Sicherheitsfaktor in Analogie zur Überstrom- und Unterspannungsanregung zu berücksichtigen. Somit entsteht ein größeres Polygon, welches den Warnbereich darstellt. Sollte sowohl im Grundfall, als auch im (n-1)-Fall der Arbeitspunkt im Warnbereich oder sogar im Bereich der Anregung liegen, ist dieser Abzweig als Befund für Kaskadierung auszugeben. Durch den Operator muss es jederzeit möglich sein, sich den aktuellen Arbeitspunkt im Vergleich mit der Anregekennlinie anzusehen (siehe Bild 16).

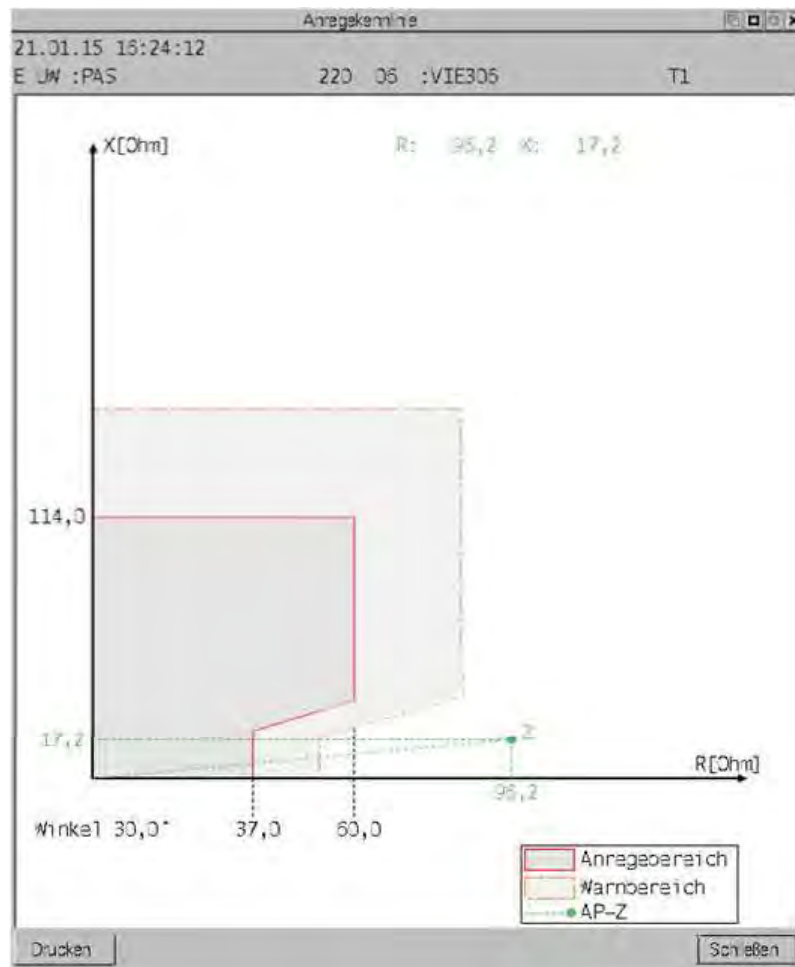


Bild 16 Beispiel für die Überwachung der Impedanzanregung mit aktuellem Arbeitspunkt (grün)

2.4.2 Ortsnaher Reserveschutz und Leistungsschaltersversagerschutz – Ansatz 1

Der Lösungsansatz aus Kapitel 2.4.1 ist nicht immer für alle Seiten zufriedenstellend. Dann kann ein lokaler Reserveschutz (UMZ) und Leistungsschaltersversagerschutz (LSV) im Sammelschienenschutz realisiert werden (siehe Bild 17). Es ist die Prämisse einzuhalten, dass die Anregung im Hauptschutzfall mit dem Distanzschutz DIS $I_{\gg}$ garantiert ist.

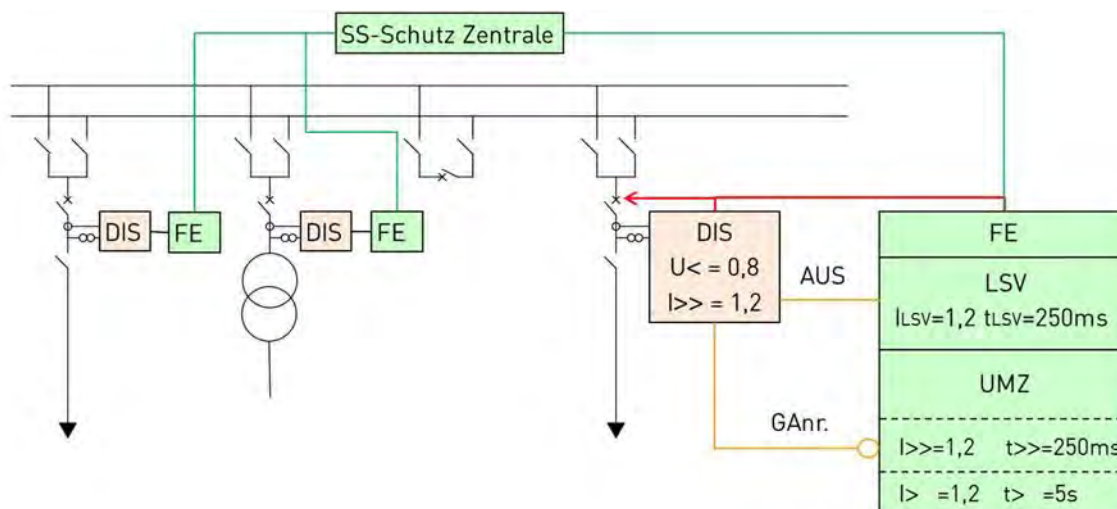


Bild 17 Reserveschutz Hochspannung – Konzept

Das Konzept kompakt beschrieben:

- Bei Versagen des Leistungsschalters wird Schalterversagerschutz (LSV) aktiv. Anstoß LSV erfolgt durch Auskommando Hauptschutz (DIS)
- Bei Versagen Hauptschutz ist Reserve UMZ Schutz vorhanden. Einstellung $I_{>}$ gleich der NOTUMZ-Funktion. Die $I_{>}$ -Stufe im Reserve UMZ wird gegenüber der Distanzschutzanregung rückwärtig verriegelt. Als zusätzliche Sicherheit ist die $I_{>}$ -Stufe im Reserve UMZ mit 5 s als ungerichtete Endzeit parametrisiert.
- Es erfolgt kein interner LSV-Anstoß für den Reserve UMZ. Der Grund ist die Gefahr einer Überfunktion bei Schutzprüfung.

2.4.3 Ortsnaher Reserveschutz und Leistungsschalterversagerschutz – Ansatz 2

Beim Lösungsansatz 2 werden Hauptschutz und ortsnaher Reserveschutz mit separaten Distanzschutzrelais realisiert. Der notwendige Leistungsschalterversagerschutz ist im Sammelschienenenschutz integriert oder muss über LSV-Ringleitungen zwischen den Schaltfeldern aufgebaut werden.

Aufgabe ist es, dass der Hauptschutz Kurzschlüsse in seinem unmittelbaren Schutzbereich unverzüglich ausschaltet und ggf. eine AWE macht. Nach einer erfolglosen AWE werden die Kurzschlüsse gemäß der Impedanz-Zeit-Staffelung ausgeschaltet.

Der ortsnahe Reserveschutz soll bei Versagen des Hauptschutzes die Kurzschlüsse im unmittelbaren Schutzbereich zuverlässig und definitiv auslösen. Dazu muss die erste Impedanz-Zone mit dem Hauptschutz zeitlich gestaffelt werden. Es werden üblicherweise Auslöseverzögerungen von 150 ms eingestellt. Alle weiteren Impedanz-Zonen können gleich zum Hauptschutz eingestellt werden.

Der Leistungsschalterversagerschutz als interne Funktion im SS-Schutz, wird durch das Aus-Kommando des Hauptschutzes angestoßen und mit der Anregung des örtlichen Reserveschutzes freigegeben. Wenn Auslösekommando und Anregung über die Schalterversagerschutzzeit hinaus anstehen bleiben, wird ein Versagen des Leistungsschalters vermutet und über den SS-Schutz alle Leistungsschalter ausgelöst, die mit der gleichen Sammelschiene verbunden sind wie der fehlerhafte Leistungsschalter.

Unter der Voraussetzung, dass das Aus-Kommando vom Hauptschutz auf zwei redundante Auslösekreise des Leistungsschalters wirkt, kann die Schalterversagerschutzzeit auf 150 ms eingestellt werden.

3 Schutzkonzepte an den Netzschnittstellen ÜNB/VNB

Im Zuge der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte durch das dritte Energiepaket der EU wurde die Trennung des Netzbetriebs von Versorgung und Erzeugung und von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern etabliert. Dieser organisatorische Schritt bedarf abgestimmter Schutzkonzepte, welche den nun getrennten Verantwortlichkeiten und Zuständigkeiten und den Anforderungen eines robusten Schutzkonzeptes gerecht werden.

Hier liegt der Fokus auf der Beschreibung:

- des Hauptschutzes für die Schutzzone zwischen dem HÖS/HS-Leistungstransformator des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) und der HS-Sammelschiene des Verteilnetzbetreibers (VNB) und
- des Reserveschutzes für die HS-Sammelschiene und ihrer Abgänge (siehe Bild 18)

Dies betrifft vor allem den unterspannungsseitigen Distanzschutz am Anschlusspunkt ÜNB-VNB. Wie auch in Kapitel 2.4.1 beschrieben, sind die Schutzeinrichtungen des Übertragungs- und Verteilnetzbetreibers, die Konzepte und Parametrierungen im Sinne einer selektiven Fehlerklärung gegenseitig abzustimmen und im Interesse der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Schutztechnik einfache, robuste Schutzkonzepte zu bevorzugen. Dabei wird empfohlen, Strom- und Spannungswandler auch gemeinsam zu nutzen.

Im Folgenden werden drei Schutzkonzepte vorgestellt, die ausgehend von einem konventionellen Ansatz die möglichen organisatorischen Entwicklungen im ElektroenergieNetz berücksichtigen.

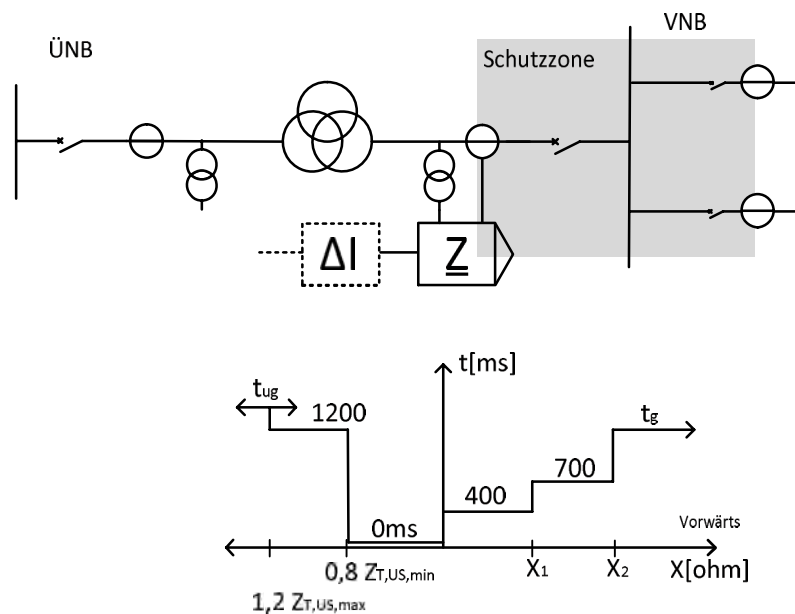


Bild 18 Schutzkonzept konventioneller Netzanschluss

Im konventionellen Sinne erfolgt die Schutzaufgabe wie erwähnt über eine unterspannungsseitige Distanzschutzfunktion, welche als Teil des Transformatorschutzes aufgefasst werden kann und in Richtung Leistungstransformator und HS-Netz wirkt. In Richtung HS-Netz wirkt die Distanzschutzfunktion als verzögerter Hauptschutz für die HS-Sammelschiene und den Anschluss daran, falls kein Sammelschienenenschutz vorhanden ist. Sie wirkt auch als Reserveschutz für die HS-Leitungsabgänge. Hierbei ist auch die eindeutige Definition der betrieblichen Aspekte zu berücksichtigen und abzustimmen, wenn sich Anlagenverantwortlichkeiten der ÜNB und VNB überschneiden. Es wird empfohlen

zusammenhängende Schutzkonzepte in einer Zuständigkeit zu betreiben, wie z.B. den Sammelschienenschutz.

In Fällen, in denen der ÜNB einen eigenen HS-Netzanschluss strategisch bereitstellt, kann z.B. zunächst ein separates HS-Feld mit entsprechender Platzreserve vom ÜNB errichtet werden. Das entsprechende Schutzkonzept ist dann ausbaufähig zu halten und kann dem Konzept aus Bild 19 folgen. Alle Schutzfunktionen des Trafoschutzes wirken unterspannungsseitig nun auf den ÜNB-Leistungsschalter auf der HS-Seite. Der VNB sieht für das eigene HS-Feld einen Distanzschutz (FeldDIST) vor. Als Hauptschutz für die Verbindungstrecke zwischen HS-Feld VNB und ÜNB stellt der unterspannungsseitige Trafo-Distanzschutz (TrafoDIST) eine verriegelbare Distanzzone mit $t_1 = 100$ ms Auslösezeit bereit (Bild 19). Die Freigabe der Zone setzt sich aus den Rückmeldungen „Generalanregung“ und „Fehler rückwärts“ des FeldDIST zusammen. Die Informationen werden dem ÜNB als binäre Signale (Kupfer bzw. Binärsignalübertragung) bereitgestellt.

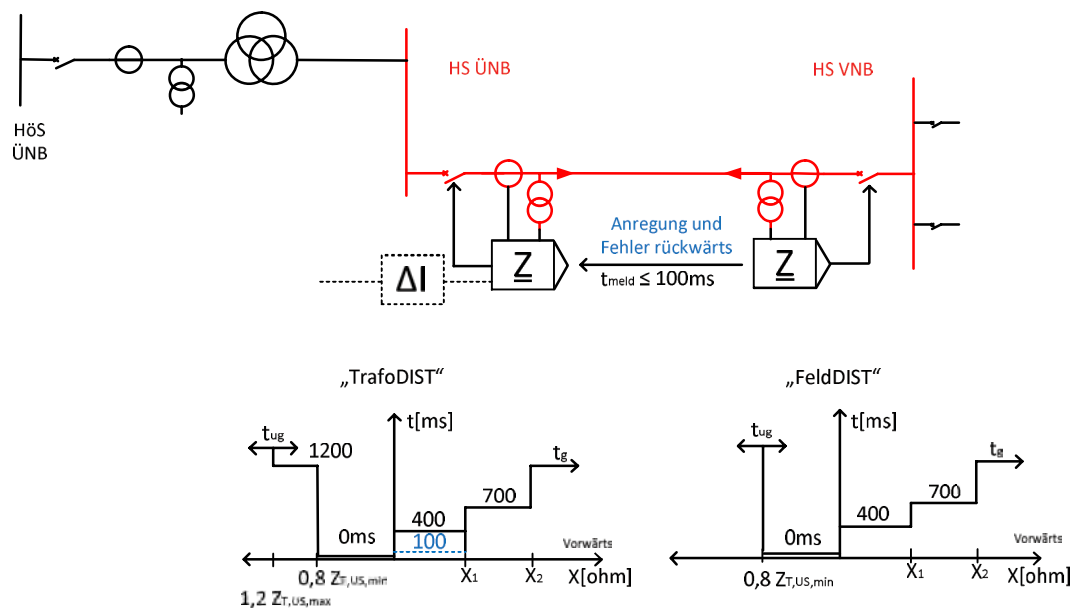


Bild 19 Schutzkonzept strategischer Netzanschluss

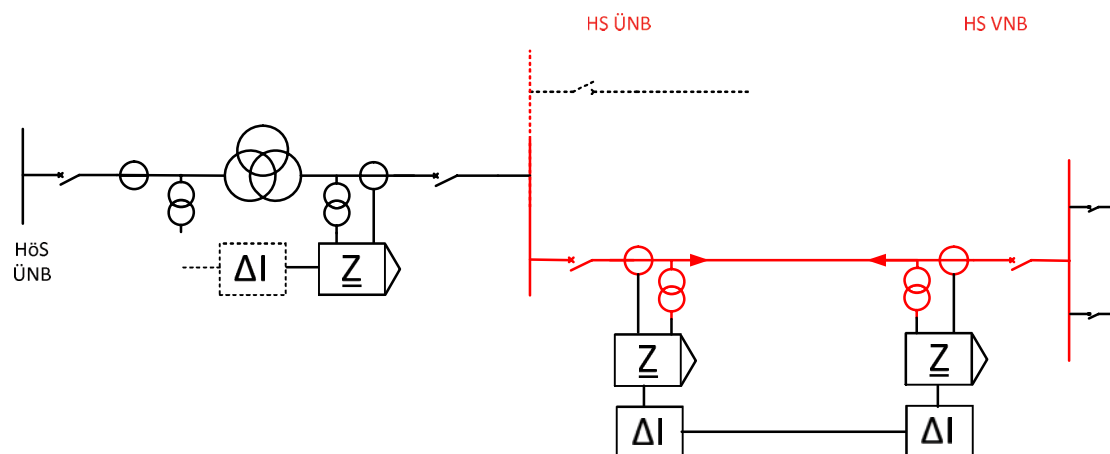


Bild 20 Schutzkonzept ausgeprägter Netzanschluss mit HS-Sammelschiene des ÜNB

In der konkreten Ausführung einer HS-Sammelschiene des ÜNB mit Abgangsfeldern, entwickelt sich die Anlagentopologie und das Schutzkonzept nach Bild 20 zu einer Topologie mit eigener HS-Sammelschiene des ÜNB und Abgängen. Alle Schutzfunktionen des Trafoschutzes wirken unterspannungsseitig auf den

Leistungsschalter im ÜNB-HS-Trafofeld. Als Hauptschutz für die Verbindungstrecke zwischen 110-kV-Übergabefeld VNB und ÜNB wird ein Zwei-Enden-Differenzialschutz vorgesehen. Als Reserveschutz sehen VNB und ÜNB einen Distanzschutz in Ihren Übergabefeldern vor.

Die in Bild 19 und Bild 20 vorgestellten Schutzkonzepte definieren durch die Anwendung digitaler Signalübertragungsverfahren eindeutige Verantwortungsbereiche zwischen VNB und ÜNB.

4 Entwicklung der Schutzkonzepte im Mittelspannungsnetz

4.1 Bisher verwendete Netzstrukturen und zugehörige Schutzkonzepte

Der offen betriebene Netzring in Bild 21 ist eine typische Netzform für Mittelspannungsnetze (ohne Rückspeisung) mit klar definierter Kurzschlussstrom-Richtung. Hier kann ein einfaches Schutzkonzept mit einem UMZ-Schutz (oder Distanzschutz) im Umspannwerk und/oder in einer Schaltstation zum Einsatz kommen. Dies gestattet auch ein einfaches Schutzkonzept für die MS-Schaltanlage im Umspannwerk durch die sogenannte rückwärtige Verriegelung (vgl. Kapitel 2.4.2).

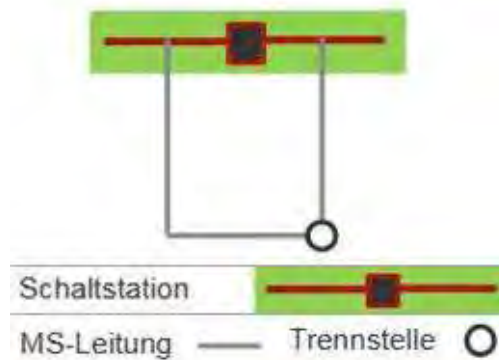


Bild 21 Offen betriebener Netzring

Abhängig von der Schutzausrüstung in den Netzstationen und der Verwendung von „großen“ Schmelzsicherungen müssen die sich daraus ergebenden Selektivitätsgrenzen beachtet werden.

Bei der Anregung von Sticleitungen ist eine Stromanregung ausreichend. Der Anregewert wird typischerweise auf einen Wert oberhalb des Betriebsmittelbemessungsstromes eingestellt. Für die Schutzselektivität kommt eine Zeitstaffelung zum Einsatz. Bei Vorhandensein mehrerer Selektionsabschnitte ist für alle Betriebsmittel die maximale Abschaltzeit zu beachten. Bei Einsatz von Distanzschutzgeräten wird die Selektivität durch Impedanz- und Zeitstaffelung erreicht.

Wenn sich im Netz Übergabestationen mit eigenem Schutzgerät befinden, müssen diese entsprechend in der Staffelung berücksichtigt werden. Dies gilt auch für die anderen Netzstrukturen.

Der Ring darf nicht „dauerhaft“ geschlossen werden, da dadurch die Selektivität aufgegeben wird.

4.2 Netzveränderung durch Einspeiser – vom offenen Ring zu geschlossenen Ringen

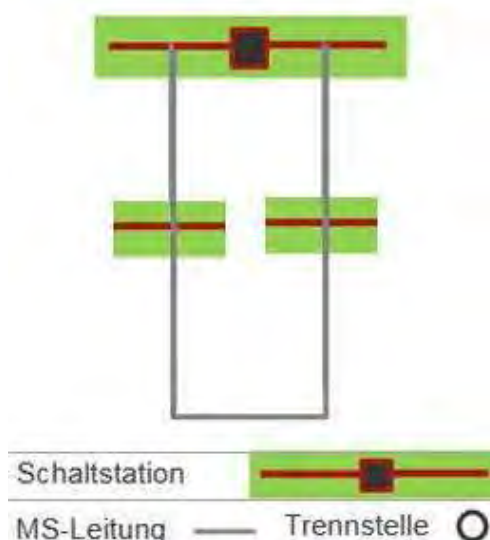


Bild 22 Geschlossen betriebener Netzring

Bei geschlossen betriebenen Netzingen wie in Bild 22 (mit Ein- und Rückspeisung), ist zur Sicherstellung der Selektivität ein richtungsabhängiger Schutz notwendig. Standardmäßig werden Distanzschutzgeräte mit mehreren Zonen und einer Endzeitstaffelung als Reserveschutz eingesetzt.

Muss z. B. in reinen Kabelnetzen oder bei spezielle Netztopologie die Fehlerklärungszeit unabhängig von Fehlerart und Fehlerort sein, müssen alle geschlossen betriebenen Netzinge mit einem schnellschaltenden, richtungsabhängigen Schutz ausgerüstet werden.

In geschlossen betriebenen Ringnetzen erfordert der Anschluss von Kundenanlagen mit signifikanter Rückspeisung durch die entstehende Stromaufteilung im Fehlerfall höhere Anforderungen an das Schutzkonzept.

Als Anregeverfahren wird die Stromanregung verwendet. Die Einstellung richtet sich nach Erfordernissen der maximal zu übertragenden Energie, auch bei Ausfall einer eventuellen Parallelleitung. Dabei werden z.B. dynamische Anforderungen, Rückfallverhältnisse bzw. Messfehler von Wandlern und Schutzgeräte berücksichtigt.

Die Anregesicherheit des Reserveschutzes wird explizit geprüft. Im Regelfall übernimmt der vorgelagerte Kurzschlusschutz diese Reserveschutzfunktion; im Umspannwerk wird dies durch den Einspeiseschutz des Transformators sichergestellt. In bestimmten Situationen kann auch ein zusätzlicher abgangsbezogener Reserveschutz notwendig werden.

4.3 Netzveränderung durch Einspeiser – vom geschlossenen Ring zu Maschennetzen

Das vermaschte Netz bietet aus netzplanerischer Sicht den Vorteil, dass durch die Reduzierung der Netzimpedanz das Spannungsniveau im Netz verbessert und der Lastfluss optimiert wird. Insbesondere aufgrund der verbesserten Spannungshaltung werden Netze mit hoher Einspeiseleistung häufig vermascht betrieben.

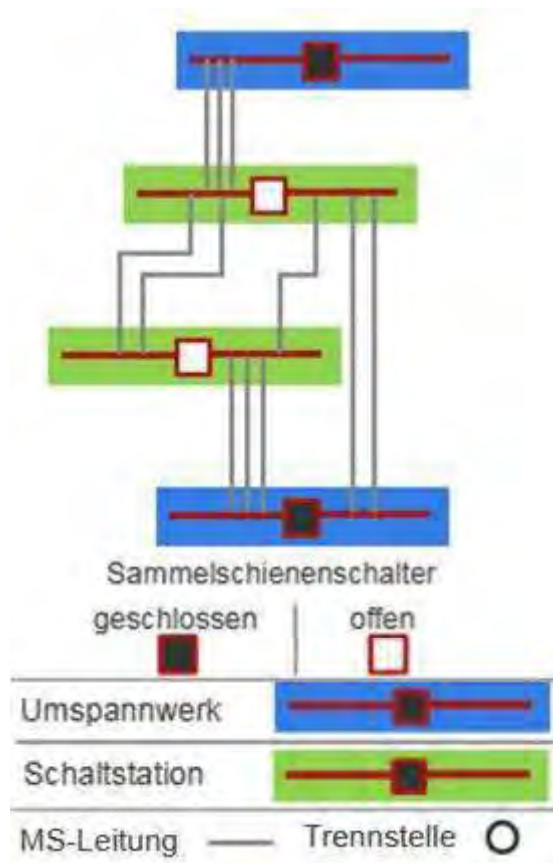


Bild 23 Vermaschtes Netz

Durch den vermaschten Betrieb ist ein selektiver Schutz in den meisten Fällen nur noch mit Distanz- oder Vergleichsschutzgeräten möglich. Da für den Vergleichsschutz die zusätzliche Verlegung von Signalleitungen nötig ist, handelt es sich hierbei um die deutlich aufwendigere Lösung.

Aus dem Grund wird grundsätzlich für den Schutz von vermaschten Netzen der Distanzschutz empfohlen, wenn dieser nicht einsetzbar sein sollte (z. B. bei sehr kurzen Leitungslängen), muss der Leitungsvergleichsschutz genutzt werden.

Der Hauptschutz wird durch das Distanzschutzgerät am Anfang und Ende der Leitung sichergestellt. Dafür wird im Allgemeinen die erste und zweite Zone des Distanzschutzgerätes genutzt. Den Reserveschutz übernehmen die vorgelagerten Schutzgeräte entweder mit einer weiteren Distanzzone oder mit der gestaffelten und gerichteten Endzeit.

Als Anregekriterium ist in den meisten Fällen die Stromanregung ausreichend. Es kann aber vorkommen, dass der Kurzschlussstrom nicht ausreicht, um den Reserveschutz anzuregen (Kurzschlussstrom teilt sich über parallele Leitungen auf). In diesem Fall muss ein alternatives Anregeverfahren gewählt werden. Üblich ist dafür die U/I-Anregung, bei der die Spannung als zusätzliches Anregekriterium genutzt wird. Möglich sind aber auch andere Verfahren, wie z.B. die Impedanzanregung.

Bei der Festlegung der Auslösezeiten muss für die erste Zone die Selektivität zu den Lasttrennschalter-Sicherungskombinationen beachtet werden (ggf. „angehobene“ Schnellzeit). Zwischen den weiteren Zonen wird in der Regel ein Staffelabstand von 0,3 s gewählt. Wenn sich Übergabestationen mit eigenen Schutzgeräten auf der Leitung befinden, müssen diese entsprechend überstaffelt werden.

4.4 Besondere Netzformen auf Grund großer Einspeisepunkte

Durch hohe Zubauzahlen von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) kommt es in den bisher lastseitig dimensionierten Mittelspannungsnetzen zunehmend zu Grenzwertverletzungen. Diese treten insbesondere beim zulässigen Spannungshub auf. Um diese Netzbereiche zu stabilisieren ist zum einen eine Verstärkung der vorhandenen Leitungen möglich, oder aber durch Errichtung einer zentralen Station (Kopfstation) mit Anschluss über eine direkte leistungsstarke Leitung mit großem Querschnitt zum nächstgelegenen Umspannwerk möglich (siehe Bild 24).

Dabei wird dann dieser Netzbereich durch Schaffung von Trennstellen als Strahlennetz mit Baumstruktur, wobei die zentrale Station als Sammelpunkt dient, betrieben.

Auf Grund der wechselnden Energieflüsse kommt ein Distanzschutz zum Einsatz.

Ob eine Erdschlussrichtungserkennung benötigt wird, hängt von der Sternpunktbehandlung des Netzes ab. Da die Kurzschlusspeisungen aus Richtung Stützpunktstation (SSt, siehe Bild 24) sehr stark schwankend ist, ist zusätzlich eine spannungsabhängige Anregeart vorzusehen.

Die Einstellung der Überstromanregung richtet sich nach dem minimalen Kurzschlussstrom, der aus dem Umspannwerk zur Fehlerstelle fließt und der notwendigen Reichweite zur Absicherung der Reserveschutzfunktion. Für die Ansprechwerte einer spannungsabhängigen Überstromanregung kann ein Spannungsansprechwert von $0,75 \times U_n$ und ein Stromansprechwert von 60 A (minimaler Lichtbogenlöschstrom) gewählt werden.

Mit einer Impedanzanregung (Z-Anregung) kann ein Distanzschutz schon bei einem Fehlerstrom zwischen 5 % und 10 % des Stromwandlernennstromes mit der minimalen eingestellten Stromfreigabe die Anregung starten.

So können:

- Wechselrichter im Teillastbetrieb
- im Verhältnis zur Erzeugungsanlage überdimensionierte Stromwandler am Netzanschlusspunkt die Schutzanregung starten.

Wenn die Schutzgeräte miteinander über eine Schutzsignalkopplung verbunden sind, kann zusätzlich die Funktion „weak infeed - schwache Einspeisung“ die Selektivität erhöhen. Eine typische Einstellung dafür ist $0,6-0,8 \times U_n$

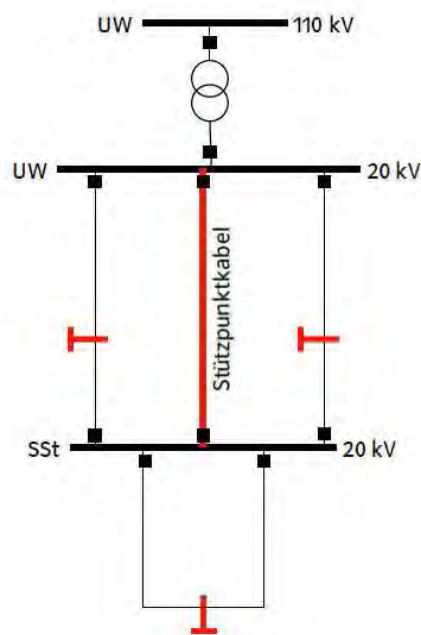


Bild 24 Besondere Netzformen auf Grund großer Einspeisepunkte

4.5 Netzanschluss von Kunden

Bei Kundenschlüssen im Netz erfolgt der Anschluss in der Regel über eine Kundenübergabestation. Bei größeren Anschlussleistungen kann dies auch über einen Direktanschluss, mittels separatem Schaltfeld an Schaltanlagen-Sammelschienen erfolgen. Bei den Ausführungen dieser Anschlüsse ist die TAR Mittelspannung (VDE-AR-N 4110, [7]) zu berücksichtigen.

Bei Netzanschluss mit Einspeiseanlagen sind grundsätzlich zwei Schutzfunktionen vorzusehen. Dabei wird nach Systemschutzfunktion und Kurzschlusschutzfunktion unterschieden. Die Systemschutzfunktion wird durch eine Spannungs,- Frequenz,- und Q/U-Schutzfunktion realisiert.

Auf Grund des geringen Kurzschlussstrombeitrages, insbesondere bei Stromumrichteranlagen (Kurzschlussstrom gleich max. Betriebsstrom) sind spannungsabhängige Anregeverfahren mit Richtungserkennung notwendig. Damit können Kurzschlüsse in der Übergabestation in Schnellzeit und Kurzschlüsse im vorgelagerten Netz selektiv gestaffelt abgeschaltet werden.

Die Vorgaben zur dynamischen Netzstützung und die Einstellungen des Entkuppelungsschutzes sind entsprechend der TAR Mittelspannung (VDE-AR-N 4110, [7]) anzuwenden.

4.6 Besonderheiten bei der Sternpunktbehandlung

Im Zuge der Errichtung von Erzeugungsanlagen kommt es vermehrt zur Verletzung des Spannungsbandes, dem teilweise durch Erhöhung der Leiterquerschnitte und zunehmende Verkabelung Rechnung getragen wird. Dies führt u.U. zu einer Änderung der Sternpunktbehandlung (z.B. von kompensiert zu niederohmig geerdet).

Durch den verstärkten Einsatz von Kabeln kommt es zur Symmetrierung der Leiter-Erde-Kapazitäten. Dies hat zur Folge, dass die Verlagerungsspannung immer kleiner wird. Bei einer kleinen Verlagerungsspannung ist der Verstimmungsgradregler nicht mehr in der Lage eine automatische Abstimmung vorzunehmen. Eine Maßnahme wäre hier die Installation einer aktiven Einspeisung in das oder passiven Verstimmung des Nullsystems.

Zunehmende Verkabelung bzw. eine Vermaschung führt zu einer Änderung des Erdschlussreststromes, sodass eine Anregung mit der wattmetrischen Erdschlussrichtungserkennung nicht sichergestellt ist und über den Einsatz anderer Erdschlussortungsverfahren (wie z.B. Erdschlusswischer, Pulsortung, usw.) nachgedacht werden muss.

Bei der Sternpunktbehandlung der Synchrongeneratoren sind besondere Aspekte zu berücksichtigen, abhängig davon, ob diese direkt oder über einen Block-Transformator an das MS-Netz angeschlossen werden.

Wird der Synchrongenerator über einen Block-Transformator angeschaltet, spielt die Sternpunktbehandlung des Generators keine Rolle.

Bei Direktanschluss an die Sammelschiene bzw. an das MS-Netz, ist der Sternpunkt der Erzeugungsanlage isoliert oder hochohmig über einen Erdungstransformator auszuführen, denn bei Erdung über eine Erdungsimpedanz kommt im Fehlerfall immer ein Strom zwischen 5-20 A zum Fließen, welcher die Erdschlussfehlererkennung im Netz stört.

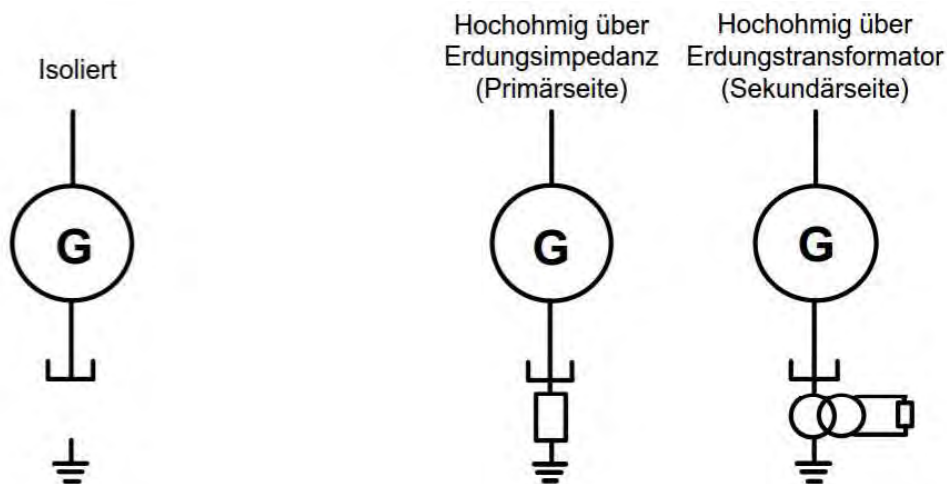


Bild 25 Sternpunkt der Erzeugungsanlage

5 Schutz der Sammelschiene im neuen Umfeld

Die Sammelschiene gehört zu den wichtigen Anlagenteilen. Ohne einen eigenen Sammelschienenenschutz (SSS) werden Fehler auf ihr durch die Schutzeinrichtungen in den Gegenstationen oder durch örtliche, auf die Sammelschiene gerichtete Abgangsschutzeinrichtungen (einschließlich Transformatoreinspeisungen) abgeschaltet.

UMZ- und Distanzschutzeinrichtungen können Sammelschienenfehler wegen der Selektivität zu den anderen Schutzeinrichtungen nur mit Zeitverzögerung abschalten. Durch den Einsatz eines auf dem Differentialschutzprinzip basierenden Sammelschienenenschutzes wird hingegen eine unverzögerte Abschaltung von Sammelschienenfehlern ermöglicht.

Gründe für den Einsatz des Sammelschienenendifferentialschutzes in der Höchstspannung sind:

- Einhaltung der Netzstabilität durch Einhaltung kurzer Fehlerklärungszeiten gemäß ENTSO-E Network Codes [8]
- entsprechende Anforderungen von Kraftwerken
- Gewährleistung ausreichender Systemdienstleistungen von dezentralen Erzeugungsanlagen, z.B. indem ein Spannungseinbruch durch kurze Fehlerklärungszeiten das Fault-Ride-Through-Kriterium nicht verletzt
- selektive Fehlerklärung in Schnellzeit bei gekuppeltem Mehrschienenbetrieb
- Reduzierung der Schadensauswirkungen in den Schaltanlagen, auch gasisolierten Schaltanlagen (nach IEC 62271 Teil 203)

Im Hochspannungsnetz kann in speziellen Anlagen aus den folgenden Gründen ein Sammelschienenendifferentialschutz notwendig werden:

- Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen auf das Höchstspannungsnetz
- Gewährleistung der Selektivität in eng vermaschten Netzen mit geringen Stationsabständen, besonders bei Kabelnetzen
- Selektive Fehlerklärung in Schnellzeit in größeren Schaltanlagen mit gekuppeltem Mehrschienenbetrieb und ggf. Kraftwerkseinspeisung
- Sicherstellung der Fehlerklärungszeiten in gasisolierten Schaltanlagen (nach IEC 62271 Teil 203)

In Hochspannungsnetzen mit hohem Verkabelungsgrad und niederohmiger Sternpunktbehandlung kann ein separater Nullstromvergleichsschutz notwendig werden, da der leiterselektive Sammelschienenendifferentialschutz mit Stabilisierung nicht in allen Fällen eine Schutzauslösung gewährleistet. Der Auslösewert kann, durch die durch Lastströme verursachte Stabilisierung, um Größenordnungen über dem Einstellwert liegen. Mit einem separaten Nullstromvergleichsschutz wird sichergestellt, dass die Beeinflussung durch die Betriebsströme ausgeschlossen ist und der Nullstromvergleichsschutz beim eingestellten Wert auslöst.

5.1 Redundanter Sammelschienenendifferentialschutz

Im Höchstspannungsnetz werden Schutzsysteme im Feld grundsätzlich redundant und diversitär aufgebaut. Die Redundanz im Schutzsystem wird durch den Aufbau von zwei autarken Schutzgeräten erreicht. Diversität wird hierbei durch Einsatz unterschiedlicher Hersteller und oder unterschiedlicher Schutzalgorithmen (Distanzschutz, Leitungsdifferentialschutz) erreicht.

Bei Prüfarbeiten, Firmware-Updates oder Feldverschwenkungen kommt es immer wieder zu mehrstündigen Abschaltungen des Sammelschienendifferentialschutzes. Insbesondere eine länger andauernder Nichtverfügbarkeit ist in einigen Anlagen des Höchstspannungsnetzes durchaus kritisch zu sehen. Daher wird teilweise eine höhere Verfügbarkeit des Sammelschienendifferentialschutzes gefordert. Die Nichtverfügbarkeit des Sammelschienendifferentialschutzes bedingt häufig Kompensationsmaßnahmen, die zu Einschränkungen in der Betriebsführung (offener Mehrschienenbetrieb o.ä.) oder zu Risiken durch verlängerte Fehlerklärungszeiten führen. Hier kann der Aufbau eines redundanten Sammelschienendifferentialschutzes in Erwägung gezogen werden.

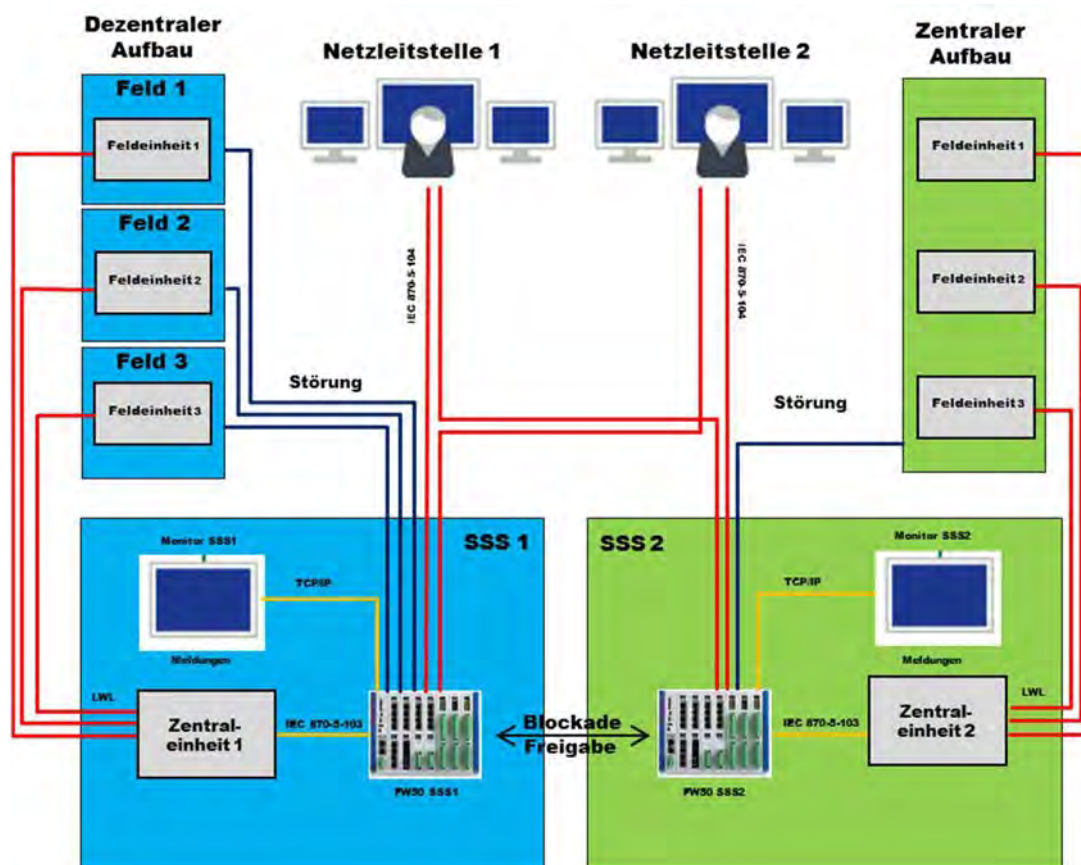


Bild 26 Redundanter Sammelschienenschutz (hier Prinzip Master-Follower)

Der vollredundante Ansatz im Bereich des Sammelschienendifferentialschutzes bringt eine Vielzahl von Varianten mit sich. Einerseits sollten beide Systeme vollständig getrennt sein, andererseits lösen beide Systeme dieselben Leistungsschalter aus und greifen ebenfalls auf die Primärtechnik zu. Da es sich hier um ein anlagenweites Schutzsystem handelt, müssen Schaltzustände, Batterieeinspeisungen, Betriebs- und Prüfstrategien umfassend betrachtet werden.

Der vollredundante Sammelschienendifferentialschutz kann zum einen mit zwei gleichzeitig aktiven Systemen ausgeführt werden. Alternativ kann auch das Master-Follower-Prinzip realisiert werden, bei dem nur jeweils eines der redundanten Sammelschienendifferentialschutzsysteme aktiviert wird, während das Andere im Standbymodus verbleibt. Während des üblichen betrieblichen Ablaufes steht so immer eines der beiden Systeme dem Netzfürer zur Verfügung. Mit beiden Lösungen sind Schutzprüfungen und Umbauarbeiten in der Station grundsätzlich ohne Betriebseinschränkungen möglich.

Beide Lösungen haben diverse Vor- und Nachteile, bei deren Abwägung die betrieblichen Belange des jeweiligen Netzbetriebes eine entscheidende Rolle spielen. So vergrößert der Aufbau eines zweiten ständig aktiven Sammelschienendifferentialschutzsystems die Wahrscheinlichkeit einer Überfunktion, die im Falle

des Sammelschienendifferentialschutzes durchaus gravierende Folgen haben kann (z.B. Verlust aller Schienen einer Spannungsebene). Andererseits sind für die Variante des Master-Follower-Betriebes zusätzliche Umschalteneinrichtungen notwendig, die wiederum eine Fehlerquelle darstellen können. Außerdem ist bei dieser Variante bei nicht erfolgter Umschaltung doch die Nichtverfügbarkeit des SSS möglich (Unterfunktion).

5.2 Sammelschienendifferentialschutz und LSV bei schwachen Einspeisungen (Kondensatorbank)

Bei Feldabgängen, die im Fehlerfall keine oder eine nicht ausreichende Kurzschlussleistung zur Verfügung stellen können, kann es zu Fehlfunktionen des Sammelschienendifferentialschutzes und des meist integrierten Leistungsschalterversagerschutzes (LSV) kommen. Bei der Sammelschienenschutzfunktion ist hier der eingestellte Mindeststrom zu beachten, der ggf. als zusätzliches feldbezogenes Freigabekriterium eingestellt ist und bei Fehlern im Bereich der Sammelschiene in diesen Feldern nicht erreicht wird, so dass dann auf andere zusätzliche Freigabekriterien zurückgegriffen werden muss. Bei der Leistungsschalterversagerschutz-Funktion (LSV) sind direkte Kurzschlüsse kein Problem, da diese mit großen Fehlerströmen aus der Sammelschiene gespeist werden und so zu einem sicheren Ansprechen des LSV führen. Allerdings gibt es bei diesen Komponenten auch stromschwache Fehler (z.B. der Unsymmetriefehler bei einer Kondensatorbank in H-Schaltung) die nicht zum Erreichen des Stromkriteriums führen und daher andere Anregekriterien für den LSV erfordern. Mögliche Alternativen für diese Fälle sollen im Folgenden beispielhaft für eine Kondensatorbank vorgestellt werden.

Alternative 1:

Absenken der Mindeststromschwelle unter den Kurzschlussstrom der schwachen Einspeisung und entsprechende Sicherheitsmaßnahmen bei Prüfungen gegen Überfunktion (zweipoliger LSV-Anstoß kombiniert mit einer unverzögerten AUS-Wiederholung)

Alternative 2:

Die im Sammelschienendifferentialschutz häufig einstellbare „stromschwache Betriebsart“ ist für Kondensatorbankfelder nicht geeignet.

Hintergrund: Die stromschwache Betriebsart benötigt aus Sicherheitsgründen eine Anregung des LSV über zwei zeitüberwachte Binäreingänge. Die Binäreingänge des Auskommandos werden ebenso wie die Freigabe über eine Anregung einer Schutzzeitrichtung überwacht und führen in Abhängigkeit der Leistungsschalter-Rückmeldung „EIN“ zeitabhängig zum LSV Auskommando. Dies muss in einem zeitüberwachten Raster bearbeitet werden, da es ansonsten zur Blockade des LSV im Feld kommt und keine Mitnahme der betroffenen Schutzzone generiert wird. Dieses Zeitraster kann im Schutzfeld der Kondensatorbank nicht garantiert werden, da Schutzfunktionen Verwendung finden, die sich außerhalb der zeitlichen Einstellmöglichkeiten der „stromschwachen Betriebsart“ befinden. Beispielhaft sei hier die Schutzfunktion „Thermisches Abbild“ genannt, bei der zwischen Anregung und Auskommando beliebige Zeitspannen liegen können.

Die Anforderung „stromschwache Betriebsart“ ist daher für den Einsatz im Stammfeld einer Kondensatorbank auf Grund der bestehenden Einschränkungen als nicht verwendungsfähig zu bewerten.

Daher kann alternativ im Schutzfeld der Kondensatorbank ein externer LSV-Schutz, der ein zeitlich einstellbares zweipoliges Signal nach erfolglosem Schutzauskommando sendet, implementiert werden. Dieses Signal wird der SS-Schutzfeldeinheit zur Verfügung gestellt, um ein LSV Auskommando unverzüglich an die betroffenen Schutzzone zu senden. Zur Vermeidung einer Fehlauflösung bei abgeschaltetem Feld kann die Weitergabe im SSS bei Unterschreitung eines minimalen Anregestroms (z.B. $0,1 \times I_N$) blockiert werden.

Wenn das Kondensatorbankfeld auch für den Ersatzschalterbetrieb über die Umgehungsschiene vorbereitet ist, muss das LSV-Signal bei Umgehungsschienenbetrieb über einen Rückmeldekontakt des Umgehungsschienenentrenners in das Kupplungsfeld geschaltet werden. Das Signal wird ebenfalls über einen Schließerkontakt im Leistungsschalter geführt. Die Wirkungsweise der Auslösung im Kupplungsfeld

ist analog zum Stammfeld aufgebaut. Um den LSV-Schutz auch für den Ersatzschalterbetrieb für Leitungsfelder weiterhin sicherzustellen, muss die LSV-Funktion im SSS des Kupplungsfeldes so eingestellt sein, dass diese sowohl auf das externe Signal aus dem Kondensatorbankfeld als auch auf das Überschreiten der eingestellten Mindeststromschwelle reagiert.

5.3 Alternative zum Sammelschienendifferentialschutz

Als mögliche Alternative zum Sammelschienendifferentialschutz (ggf. als Zwischenlösung) oder als Redundanz können auch die auf die Sammelschiene gerichteten Distanzschutzgeräte mit dem Schutz in der Kupplung genutzt werden.

Bei Verwendung als Redundanz für den Sammelschienendifferentialschutz werden hierbei die Auslösezeiten bei Nichtverfügbarkeit des Sammelschienendifferentialschutzes herabgesetzt. Dies kann per Parametersatzumschaltung automatisiert erfolgen, jedoch sollte die Umschaltung wenige Sekunden zur Nichtverfügbarkeit verzögert werden.

Die Lösung hat mit 400 ms eine höhere Auslösezeit als der Sammelschienendifferentialschutz (siehe Bild 27). Bei Aufbau einer rückwärtigen Verriegelung mit allen Abgängen, inkl. Transformatoren, kann diese Auslösezeit verringert werden (vgl. Kapitel 5.4).

Das hier beschriebene Prinzip hat gegenüber der Nutzung der Reserveschutzfunktion der Gegenseiten folgende Vorteile:

- Bessere Messbedingungen bei Nahfehlern durch die Rückwärtsstufen der Distanzschutzgeräte, da die Gegenseiten den Fehler erst in der zweiten Stufe erfassen.
- Eindeutige Zuordnung der Rückwärtsstufen zur fehlerbehafteten Sammelschiene (dadurch keine Staffelfveränderungen im Netz)
- Die zweite Stufe der Gegenstationen reichen bei aktiven Dreibeinen nicht in allen Fällen über die Sammelschiene (Zwischeneinspeisungen)

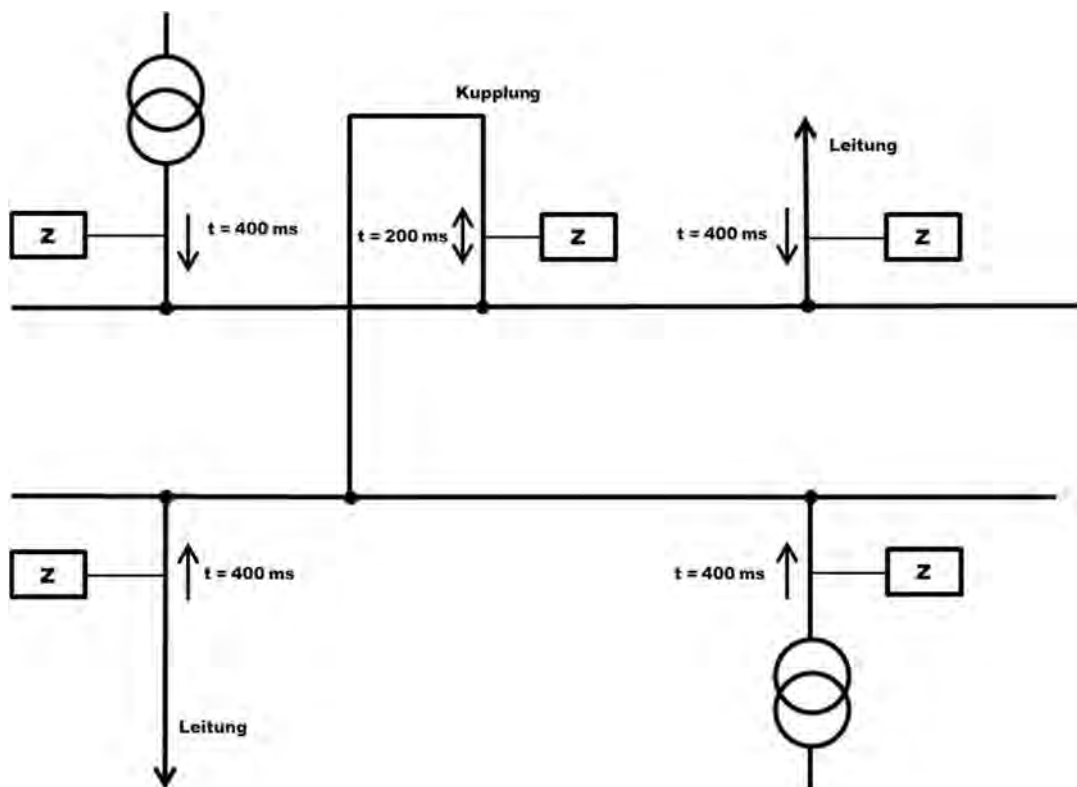


Bild 27 Schutz der Sammelschiene durch den Distanzschutz

5.4 Vollständige rückwärtige Verriegelung

Die rückwärtige Verriegelung ist ein Signalvergleich nach dem Blockiervorgang und dient dazu, Sammelschienenfehler in MS-Anlagen schnell abzuschalten. Hierzu werden alle Abgangsrelais auf Schutzanregung (ggf. bei Rückspeisung gerichtet) abgefragt.

Ist kein Abgang angeregt bedeutet dies, dass der Fehler auf der Sammelschiene liegen muss. Damit ist für die Auslösung des einspeisenden Transformators keine weitere Zeitverzögerung erforderlich. Um u.a. Schaltzeiten von Zwischenrelais bzw. Latenzzeiten der Leittechnik entsprechend zu berücksichtigen, empfiehlt es sich die Schnellzeit gering anzuheben: z.B. um 30-100 ms.

Für den Fall, dass dezentrale Einspeiser im Netz vorhanden sind, ist in den Abgängen ein Richtungsentscheid nötig, um zwischen Abgangs- und Anlagenfehler zu unterscheiden.

In der Realisierung kann das Signal dem Transformatorschutz per Ringleitung oder Leittechnik zugeführt werden. Die jeweiligen maximalen Latenzzeiten des kompletten Signalweges müssen hierbei bekannt sein. Nach Signalempfang blockiert der US-Seitige Transformatorschutz die Schnellauslösung (Überstromstufe bei UMZ-, bzw. schnell auslösende Zone bei Distanzschutz).

Die rückwärtige Verriegelung kann im Arbeitsstrom- oder Ruhestromprinzip ausgeführt werden. Durch Einsatz des Ruhestrom-Prinzips würde bei Ausfall der Freigabespannung über eine längere Zeit auch ein Drahtbruch in der Signalschleife erkannt werden. Nachfolgend wird die Realisierung mit Ringleitung über das Ruhestromprinzip an einem Beispiel näher erläutert.

Der in Bild 28 dargestellte Fehler, regt der Abgangsschutz in =J02 an, was zu einer Unterbrechung des Signals und damit zur Blockade der Schnellauslösezone führt. Somit wird der Fehler vom Schutz des Abgangs =J02 selektiv abgeschaltet. Im Falle eines Sammelschienenfehlers würde der Transformatorschutz in =J04 nicht blockiert und nach der kurzen Verzögerungszeit ausgelöst.

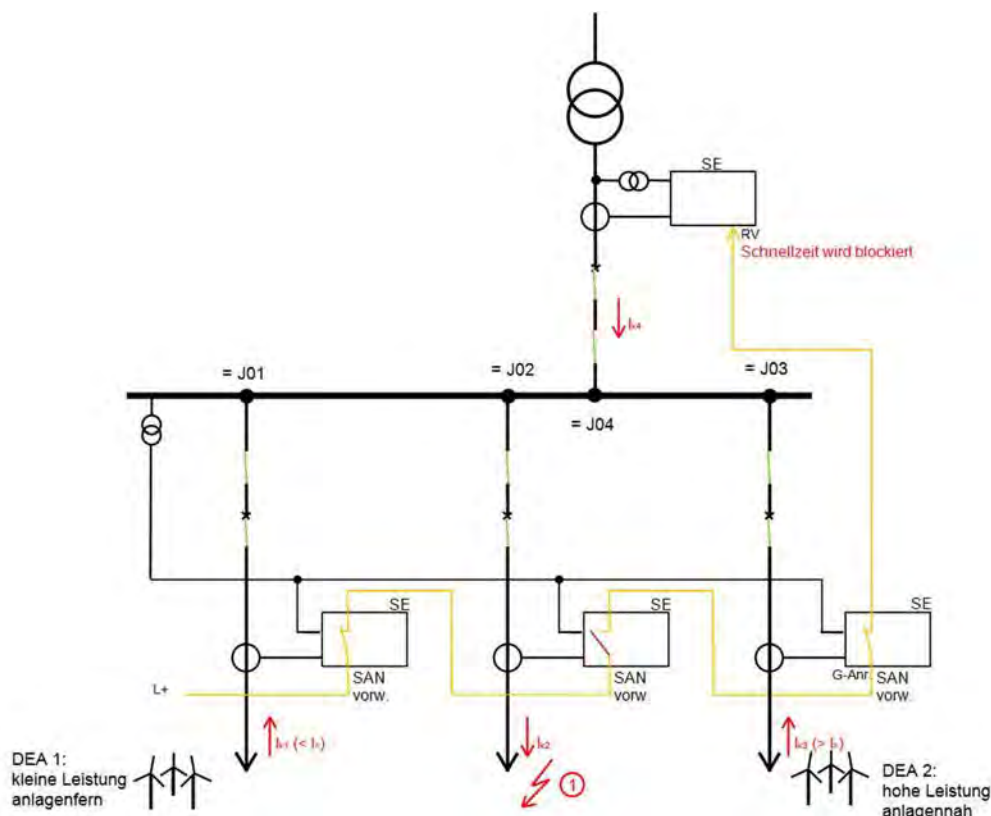


Bild 28 Bild aus ETG/ITG SuA - Rückwärtige Verriegelung (Blockade bei Abgangsfehler)

Das Verfahren hat jedoch seine Grenzen. In kompensierten Netzen kann es zu zwei örtlich getrennten Erdschlüssen, einem Doppelerdschluss, kommen. Würde sich ein Erdfehler auf der Sammelschiene und

einer abgangsseitig ereignen, so würde die Schnellauslösung der Sammelschiene durch den Abgangsschutz blockiert. Je nach Fehlerort des abgangsseitigen Erdfehlers kann es demnach zu höheren Abschaltzeiten für den Sammelschienenfehler kommen. Nach Auslösen des Abgangsschutzes verbleibt ein Erdschluss auf der Sammelschiene.

Dieses Netzfehlerbild sollte im MS-Schutzkonzept in Sinne maximaler Fehlerklärungszeiten und der Störlichtbogenklassifikation der Schaltanlage berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 4). Sollte das Fehlerbild durch das MS-Schutzkonzept nicht abgedeckt werden, so kann die Aufnahme der zusätzlichen Erdanregung $I_{E>}$ in das Blockadesignal das Problem lösen, d.h. Blockade, wenn Generalanregung Abgangsschutz UND Fehler Richtung Abgang UND NICHT $I_{E>}$ -Anregung.

6 Stichanschlüsse an das HS-Netz und 3-Beine im HöS-Netz

6.1 Begriffsklärung und Klassifikation von Dreibeinen

6.1.1 Leitungsdreibein mit passivem Stichanschluss

Leitungsdreibeine mit passivem Stichanschluss sind dadurch gekennzeichnet, dass das Umspannwerk C im Stich an eine durchgehende Leitung angeschlossen ist und dass über den Stichanschluss C weder ein ein- noch mehrpoliger Kurzschlussstrom eingespeist wird (siehe Bild 29).

Ein typisches Beispiel hierfür ist, wenn Netztransformatoren im gelöschten oder geerdeten Netz im Stich an eine durchgehende HS-Leitung angeschlossen sind, die Sternpunkte der OS-Wicklung der Netztransformatoren nicht geerdet sind und im Mittelspannungsnetz keine Erzeugungsanlagen vorhanden sind.

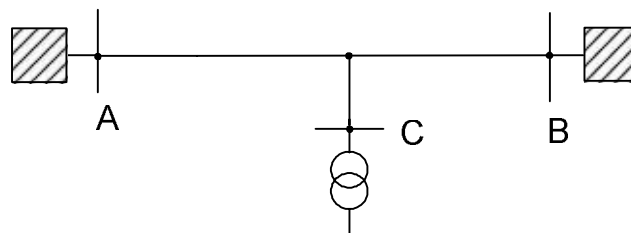


Bild 29 Leitungsdreibein mit passivem Stichanschluss

6.1.2 Leitungsdreibein mit schwach einspeisendem Stichanschluss

Leitungsdreibeine mit schwach einspeisendem Stichanschluss sind dadurch gekennzeichnet, dass das Umspannwerk C im Stich an eine durchgehende Leitung angeschlossen ist und dass über den Stichanschluss C nur ein geringer Kurzschlussstrom eingespeist wird (siehe Bild 29). Als geringer Kurzschlussstrom wird hier ein Kurzschlussstrom bezeichnet, der den Nennstrom der durchgehenden Leitung nicht wesentlich überschreitet. Typische Beispiele hierfür sind:

- dezentrale Erzeugungen im unterlagerten Netz
- Anschluss einer Erzeugungsanlage
- ein überspannungsseitig geerdeter Sternpunkt des im Stich angeschlossenen Netztransformators
- ein vermaschtes, unterlagertes Netz mit mehreren Einspeisepunkten aus dem überlagerten Netz

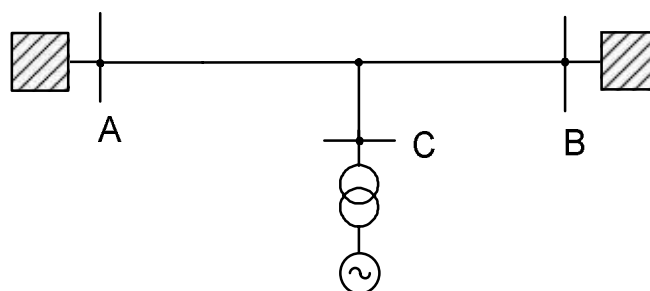


Bild 30 Leitungsdreibein mit schwach einspeisendem Stichanschluss

6.1.3 Aktive Leitungsdreibeine

Aktive Leitungsdreibeine sind dadurch gekennzeichnet, dass Kurzschlüsse über das Umspannwerk C in vergleichbarer Größenordnung wie aus den Umspannwerken A und B gespeist werden.

Dies ist beispielsweise der Fall, wenn alle drei Enden in das Netz derselben Spannungsebene eingebunden sind (siehe Bild 31).

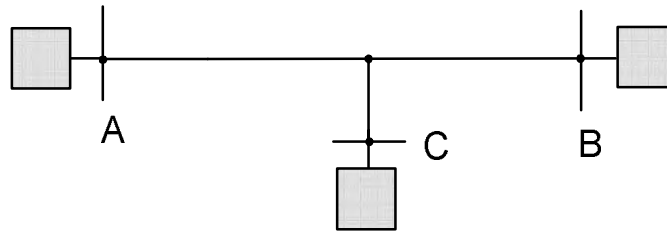


Bild 31 Aktives Leitungsdreiein

6.2 Messwertverfälschung durch Zwischeneinspeisung

Bild 32 zeigt ein Dreiein mit einem Kurzschluss auf der durchgehenden Leitung zwischen dem Verknüpfungspunkt S und dem Umspannwerk B. Der Kurzschlussstromanteil aus dem Umspannwerk C wird vom Relais in A nicht gemessen, beeinflusst aber trotzdem dessen Messspannung [3].

Wir betrachten das Relais in A und erhalten für die Messspannung des Relais:

$$U_A = Z_{AS} \cdot I_A + Z_{SF} \cdot (I_A + I_C) \quad (7)$$

Wir dividieren durch den Strom im UW A und erhalten die vom Relais in A gemessene Impedanz:

$$Z_A = \frac{U_A}{I_A} = Z_{AS} + Z_{SF} + \frac{I_C}{I_A} \cdot Z_{SF} \quad (8)$$

Der Zwischeneinspeisefaktor beträgt:

$$f_z = 1 + \frac{I_C}{I_A} \quad (9)$$

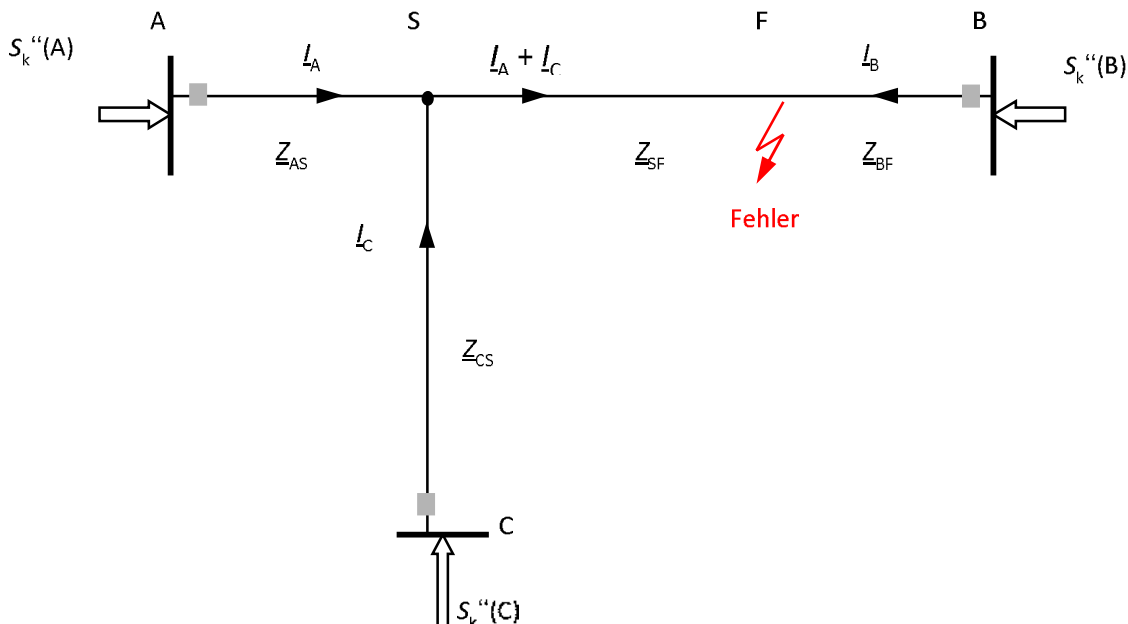


Bild 32 Zwischeneinspeisung Leitungsdreiein

Der größte Messfehler entsteht, wenn der Fehlerort sich direkt vor dem Umspannwerk B befindet. Daher führt man praktischerweise die Kurzschlussberechnung für einen Sammelschienenfehler in B durch. Zu berücksichtigen ist, dass in der Anlage A ein Schaltzustand angenommen wird, der dem kleinsten zu erwartenden Kurzschlussstrom entspricht und in der Anlage C ein Schaltzustand, der dem größten zu erwartenden Kurzschlussstrom entspricht.

Genauso wie der Fehler vor B ist für die Schutzeinstellung des Relais in A der Fehler vor C (mit Zwischeneinspeisung aus B) zu betrachten.

Bei aktiven Dreibeinen wie im Bild 32 dargestellt, ist die oben durchgeführte Betrachtung für die Relais in B und in C durchzuführen. Die Berechnungen sind für ein- und dreipolige Fehler durchzuführen.

6.3 Hochspannungsnetz

6.3.1 Allgemeines

Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit werden Verbraucher als auch Erzeuger in 110-kV-Netzen oftmals im Stich an vorhandenen Leitungen angeschlossen. Dabei variiert sowohl die Lage des Anschlusspunktes als auch die Länge der Anschlussleitung.

Die Betriebssicherheit und die Selektivität des Kurzschlusschutzes der Leitungen darf durch den Anschluss von Stichleitungen nicht vermindert werden. Für den Kurzschlusschutz von 110-kV-Leitungen werden vorrangig Distanzschutzrelais eingesetzt, daraus folgt, dass der Distanzschutz auch Kurzschlüsse auf der Stichleitung selektiv und schnell abschalten muss.

Eine Überreaktion des Leitungsschutzes bei Fehlern im Stichtransformator kann zugelassen werden. Da Fehler in Transformatoren um eine Größenordnung seltener auftreten als Leitungsfehler, ist diese Unselektivität vertretbar. Unselektives Auslösen des Leitungsschutzes bei Fehlern auf der MS-Seite des Stichtransformators wird nicht zugelassen. Diese Forderung wird in der Regel für Trafos mit einer Leistung $\leq 31,5$ (40) MVA, bei kurzen Stichleitungen und den üblichen Längen für die durchgehende Leitung erfüllt.

Die folgenden Beschreibungen gehen in der Regel davon aus, dass das Hochspannungsnetz mit AWE betrieben wird. Dafür werden in den Distanzschutzeinrichtungen die Übergreifstufen aktiviert und so eingestellt, dass jeder Fehler auf dem zu schützenden Objekt von allen Seiten von der Übergreifzone erfasst wird. Wenn eine Schutzsignalübertragung vorhanden ist, wird mittels Signalvergleichsverfahren nur dann ausgelöst, wenn alle Schutzeinrichtungen den Fehler in ihrer Übergreifzone sehen, das Verfahren ist also streng selektiv.

Schutzsignalübertragungseinrichtungen waren zu Zeiten analoger Schutz- und Nachrichtentechnik jedoch sehr aufwändig, so dass insbesondere in Hochspannungsnetzen meistens darauf verzichtet wurde. In diesem Fall werden die Übergreifstufen nur zum Einleiten eines AWE-Zyklus aktiviert. Die Tatsache, dass das Verfahren ohne Schutzsignalübertragung unselektiv ist und manchmal ein Relais zu viel eine AWE durchführt, wird akzeptiert.

Anschließend werden die Übergreifstufen für eine gewisse Zeit deaktiviert, so dass nach Ablauf der AWE-Pausenzeit die selektive Staffelung der Zonen wirkt. Wenn die AWE nicht erfolgreich war, wird der Fehler (je nach Fehlerort) gegebenenfalls erst in höherer Zeitstufe abgeschaltet.

Bei Dreibeinen führt eine selektive Staffelung schnell zu hohen Auslösezeiten. Dies ist ein wichtiger Grund, in Hochspannungsnetzen Schutzsignalübertragungseinrichtungen einzusetzen, insbesondere dann, wenn im Netz keine AWE durchgeführt wird.

Die folgenden Ausführungen beschreiben Verfahren in Netzen mit AWE – der Betreiber von Netzen ohne AWE muss dies berücksichtigen und die Verfahren entsprechend gedanklich anpassen. Es wird der Hauptschutz betrachtet. Die Bedingungen des Reserveschutzes müssen ebenfalls berücksichtigt werden.

Im Folgenden werden auch Verfahren erläutert, wie Dreibeine ohne Schutzsignalübertragung geschützt werden können. Es ist jedoch zu beachten, dass das Verfahren „AWE mit Übergreifzone“ häufig sehr weit eingestellte Übergreifzonen erfordern. Ohne Schutzsignalübertragung werden bei diesen Verfahren die so eingestellten Relais auch bei Fehlern, die weit außerhalb des eigentlichen Schutzbereiches liegen, eine AWE ausführen. Wenn dies nicht akzeptiert werden kann, muss ein Verfahren mit Schutzsignalübertragung eingesetzt werden. Dies gilt auch, wenn der Hochspannungsschutz bei Fehlern auf der Mittelspannungsseite des Stichanschlusses auslösen würde.

6.3.2 Schutzkonzepte bei Leitungsdreibein mit passivem Stichanschluss

Voraussetzung der folgenden Betrachtungen ist ein passiver Stichanschluss (siehe Kapitel 6.1.1). Auf der durchgehenden Leitung von A nach B sei keine Schutzsignalübertragung realisiert. Stattdessen leitet die Übergreifzone der Distanzrelais eine AWE ein und bei der Wiedereinschaltung wird die Übergreifzone blockiert. War die AWE erfolglos, lösen die Distanzschutzeinrichtungen den Fehler entsprechend der eingestellten Staffelkennlinie aus.

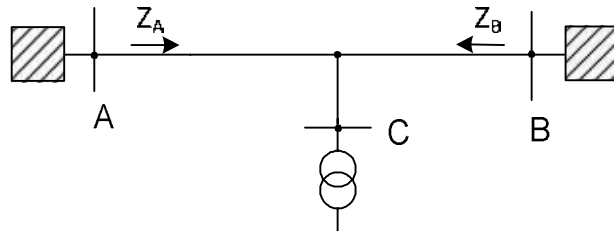


Bild 33 Schutzkonzept bei Leitungsdreibein mit passivem Stichanschluss

Bei der Auswahl des Schutzkonzeptes ist bezüglich der Selektivität zu berücksichtigen, dass die Distanzrelais bei Fehlern auf der Mittelspannungsseite des Stichtransformators nicht in Schnellzeit auslösen dürfen. Dies kann als gewährleistet betrachtet werden, wenn die Übergreifzonen maximal 50 % in den Trafo hineinreichen. Für den Trafo kann dabei die Kurzschlussimpedanz in Mittelstellung des Stufenschalters gewählt werden; die Zwischeneinspeisung aus dem Gegenende sollte dabei als nicht vorhanden betrachtet werden (abgeschaltetes Feld).

Dieser Absatz beschreibt das konventionelle Vorgehen zur Gewährleistung der Auslösung. Hierzu ist für das Relais in A die gemessene Fehlerimpedanz $\underline{Z}_A$ (siehe Bild 33) für einen Fehler vor C bei minimaler Kurzschlussleistung im Rücken des Relais und bei maximaler Kurzschlussleistung aus dem Gegenende in B zu bestimmen. Ebenso ist für das Relais in B die gemessene Fehlerimpedanz $\underline{Z}_B$ für einen Fehler vor C bei minimaler Kurzschlussleistung im Rücken des Relais und bei maximaler Kurzschlussleistung aus dem Gegenende in A zu bestimmen. Wenn man keine kaskadierende Auslösungen zulässt, müssen die Übergreifzonen beider Relais so eingestellt werden, dass Kurzschlüsse in C (und natürlich vor dem jeweiligen Gegenende A bzw. B) für alle Verhältnisse der Kurzschlussleistungen in A und B sicher erfasst werden. Dies kann zu sehr weiten Einstellungen der Übergreifzonen führen. In diesem Fall empfiehlt es sich, zwischen A und B eine Schutzsignalübertragung aufzubauen und den Schutz mit Signalvergleich der Übergreifzonen zu betreiben, d.h. Auslösen in Distanzzone Z_1 , Senden bei Fehler in der Übergreifzone $Z_{\text{ü}}$ sowie Auslösen bei Fehler in eigener $Z_{\text{ü}}$ und Signalempfang vom Gegenende. Diese Lösung bietet sich auch in Netzen ohne AWE an.

Im Gegensatz zum zuvor beschriebenen Vorgehen mit Schutzsignalübertragung kommt bei der Schutzeinstellung nach Robra keine Schutzsignalübertragung zum Einsatz. In Netzen mit AWE muss ein Kurzschluss vor C von mindestens einem Relais – d. h. in A oder in B – in dessen Übergreifzone gesehen werden. Dieses löst aus, leitet die AWE ein und schaltet seinen Kurzschlussstrombeitrag ab. Dadurch entfällt für das andere Relais die Zwischeneinspeisung, es kann den Fehler in seiner Übergreifstufe erkennen und ebenfalls einen AWE-Zyklus einleiten. Auf diese Weise entsteht eine kaskadierende Auslösung. Die von den Relais in A und B gesehenen Impedanzen bei einem Fehler vor C hängen ganz entscheidend von der Zwischeneinspeisung der jeweils anderen Seite und damit von den Kurzschlussleistungen hinter den Relais in A und B ab, siehe Gleichungen 7 bis 9. Der ungünstigste Fall ist, wenn die gemessene Fehlerimpedanz der Relais in A und in B gleich groß ist; verschiebt sich das Verhältnis der Quellenimpedanzen, dann wird eine Seite den Fehler näher sehen, die andere weiter entfernt. Lässt man die kaskadierten Auslösungen einer Seite zu, so ist der Fall gleicher Kurzschlussimpedanzen von beiden Seiten sicherlich die ungünstigste Verteilung der Quellenimpedanzen.

Für die Ermittlung der Einstellung der Übergreifzonen der Relais in A und in B nach dem Robra-Verfahren wird folgende Fehlerimpedanz angenommen:

$$X_A = X_B = X_a + \frac{X_c}{\left(\frac{1}{2} - \frac{X_c}{X_a - X_b}\right) \pm \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{X_c}{X_a - X_b}\right)^2}}$$

Dabei ist der Wurzelterm für $X_a > X_b$ zu addieren und für $X_a < X_b$ zu subtrahieren mit

X_a : Reaktanz von Station A bis Knoten Stichanschluss

X_b : Reaktanz von Station B bis Knoten Stichanschluss

X_c : Reaktanz von Station C bis Knoten Stichanschluss

Für die Einstellung der Übergreifzone ist der Sicherheitsfaktor $\ddot{u}$ zu berücksichtigen. In der Regel kann für gelöschte betriebene Netze $\ddot{u} = 1,25$ und für geerdete Netze $\ddot{u} = 1,5$ gewählt werden.

Für die Einstellung der Übergreifzone $Z_{\ddot{u}}$ ist jeweils der höhere Wert von

$$X_{\ddot{u}} = \ddot{u} \cdot (X_a + X_b) \quad (\text{Betrachtung der durchgehenden Leitung}) \text{ und}$$

$$X_{\ddot{u}} = \ddot{u} \cdot X_{FA} = \ddot{u} \cdot X_{FB} \quad (\text{Betrachtung des Stichanschlusses})$$

zu wählen.

6.3.3 Schutzkonzept bei Leitungsdreibein mit schwach einspeisendem Stichanschluss

Im Prinzip können die in Kapitel 6.3.2 vorgestellte Verfahren angewendet werden. Dabei ist jedoch zusätzlich die Zwischeneinspeisung aus dem Stichanschluss bei Fehlern vor den Umspannwerken A und B bei der Einstellung der Übergreifzone zu berücksichtigen. Am Stichanschluss ist ein Distanzrelais vorzusehen, welches Fehler auf der Hochspannungsleitung ausschaltet. Dieses kann – muss aber nicht zwingend – in die Schutzsignalübertragung einbezogen werden.

Für Dreibeine mit schwacher Einspeisung aus dem Stichanschluss hat sich das folgende Schutzkonzept bewährt:

Der Schutz der durchgehenden Leitung erfolgt mittels Distanzschutz und Schutzsignalübertragung. Als Verfahren wird üblicherweise Signalvergleich mit den Übergreifzonen gewählt.

Wenn Schutzeinrichtungen desselben Herstellers vorhanden sind, bietet sich an, auf der Stammstrecke die Wirkschnittstellen der Relais einzusetzen.

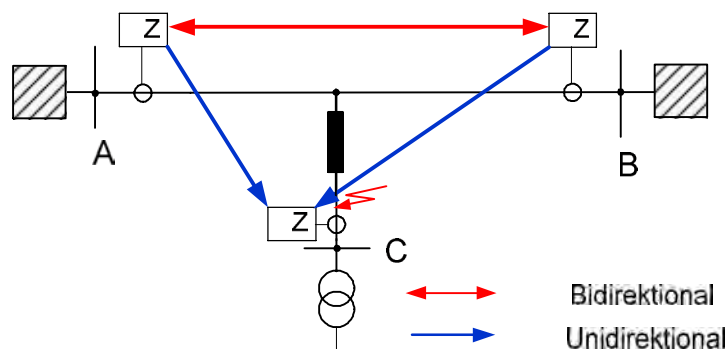


Bild 34 Schutzkonzept bei Leitungsdreibein mit schwach einspeisendem Stichanschluss

Die Übergreifzonen sind so weit einzustellen, dass jeder Fehler auf dem Dreibein sowohl vom Relais in A als auch vom Relais in B in der Übergreifzone gesehen wird. Hierbei sind die jeweils ungünstigsten Verhältnisse der Kurzschluss-Quellenimpedanzen wie in Kapitel 6.2 beschrieben zu berücksichtigen.

Der Stichanschluss kann mittels Direktmitnahme ausgelöst werden, wenn eines der beiden Relais in A oder B auf seinen eigenen Leistungsschalter einen Auslösebefehl erteilt.

Am Stichanschluss ist zwingend ein Distanzrelais einzusetzen. Wenn die Anregebedingungen für dieses Relais bei Fehlern auf der Stammstrecke auch bei schwacher Einspeisung erfüllt sind, so dass das Relais alle Fehler auf der Stammstrecke nach Abschaltung der Zwischeneinspeisungen in A und in B mit seiner

1. Zone sicher erkennen kann, kann auf eine Direktmitnahme des Stichanschlusses verzichtet werden. Die Anredebedingung ist bei mehreren Stichanschlüssen an einer Leitung häufig nicht erfüllbar. In diesem Falle empfiehlt sich, eine Direktmitnahme zu installieren.

6.3.4 Schutzkonzept bei aktivem Leitungsdreibein

Die in den Kapiteln 6.3.2 und 6.3.3 aufgezeigte Entwicklung der Netztopologie vom passiven Stichanschluss über einen Stich mit schwacher Einspeisung ist auf Seiten des Netzschutzes mit der Einführung von Schutzsignalübertragungstechniken im HS-Netz verbunden.

Das aktive Leitungsdreibein (siehe Kapitel 6.1.3) führt diese Entwicklung fort und endet im Prinzip (insbesondere bei Berücksichtigung kurzer Fehlerklärungszeiten) bei der Anwendung des aus dem HöS-Netz bekannten Schutzkonzepts (siehe hierzu Kapitel 6.4.3):

- Differentialschutz als Hauptschutz
- Distanzschutz mit Signalübertragung als Reserve, Fehlerabschaltung Sammelschiene Gegenstation
- Ortferner Reserveschutz

6.4 Höchstspannungsnetz

6.4.1 Allgemeines

In der Höchstspannungsebene wird in der Regel für Leitungen ein vollkommen redundantes Schutzkonzept realisiert. Dies bedeutet, dass sowohl Schutz 1 als auch Schutz 2 alle Fehlerarten und alle Fehlerorte auf dem Schutzobjekt erkennen und in Schnellzeit abschalten müssen. In der Regel wird im Höchstspannungsnetz als Schutz 1 eine Differentialschutzfunktion eingesetzt.

6.4.2 Schutzkonzept bei Leitungsdreibein mit schwach einspeisendem Stichanschluss

Dreibeine mit Stichanschluss, aus dem nur ein relativ kleiner Kurzschlussstrombeitrag geliefert wird, kommen in der Höchstspannungsebene relativ häufig vor. Beispiele hierfür sind der Stichanschluss von Kraftwerken und von Transformatoren, die in ein unterlagertes Hochspannungsnetz einspeisen. In diesem Fall wird eine Distanzschutzfunktion siehe Kapitel 6.3.3 eingesetzt.

Zu beachten ist, dass bei einem im Stich angeschlossenen Transformator, der in ein unterlagertes vermaschtes Hochspannungsnetz einspeist, bei bestimmten Fehlerorten auf der Höchstspannungsleitung möglicherweise keine Anregung am Stichanschluss oder sogar eine Anregung in Rückwärtsrichtung stattfinden kann. In diesem Fall ist eine Mitnahme des Stichanschlusses mit Abfrage der Anregung nicht möglich, es muss zwingend eine Auslösung der durchgehenden Leitung mit Direktmitnahme des Stichanschlusses erfolgen.

6.4.3 Schutzkonzept bei aktivem Leitungsdreibein

Bei aktiven Dreibeinen liegt der Kurzschlussstrombeitrag von allen Enden (zumindest bei bestimmten Schaltzuständen) in derselben Größenordnung. Dies ist immer der Fall, wenn alle drei Enden in das Netz derselben Spannungsebene eingebunden sind. Bild 35 zeigt einen realistischen Fall; die Rückspeisung in A kann zwar durch einen Transformator erfolgen, durch das Parallelsystem A-B existiert aber eine niederohmige Einbindung in dieselbe Spannungsebene.

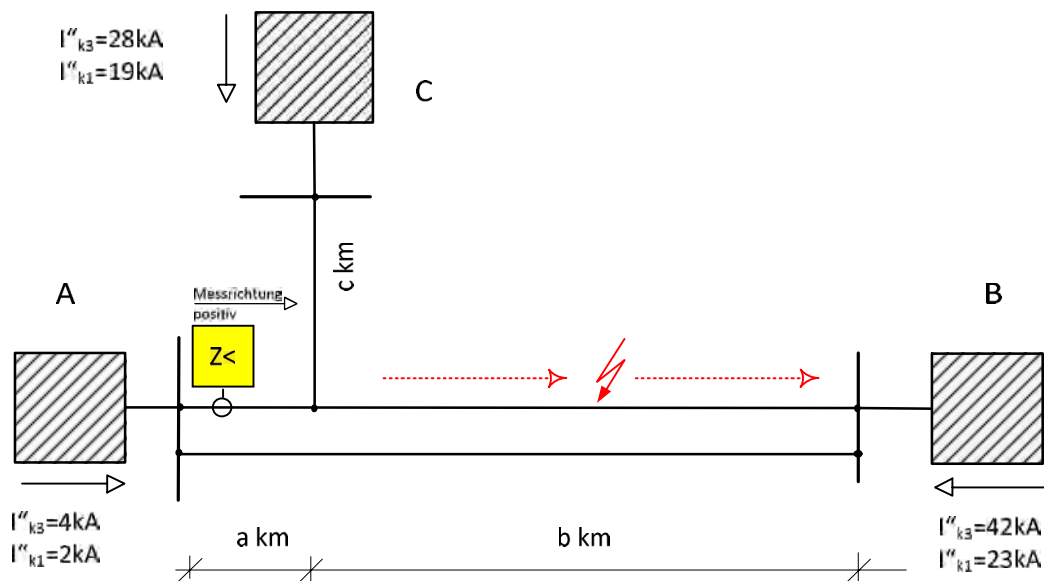


Bild 35 Netztopologie aktives Leitungsdreibein

Das Parallelsystem zum Dreibein zwischen den Enden A und B führt zu interessanten Impedanzmessungen des Relais in A (gelb dargestellt), wenn man den Fehler auf der Leitung von A nach B wandern lässt.

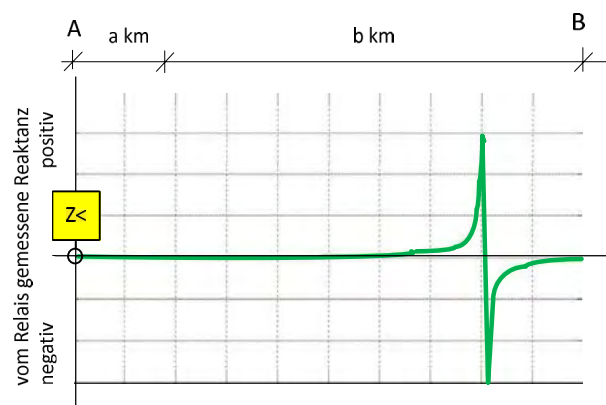


Bild 36 Messung der Fehlerimpedanz des Relais in A

Die Impedanz steigt zwischen dem Anschluss des „Stiches“ und dem Ende B zunächst an, um dann extrem groß zu werden. Wenn der Fehlerort noch weiterwandert, dreht sich die Richtung des Kurzschlussstromes in A um; der Fehler auf dem eigenen Leitungssystem wird in Rückwärtsrichtung gesehen. Zwischen dem Anschluss des Stiches und dem Ende C befindet sich für die Messung des Relais in A eine Polstelle der Impedanz.

Der Grund ist leicht erkennbar, wenn man gedanklich die Zwischeneinspeisung in A vernachlässigt und sich einen Fehler auf der Sammelschiene in B vorstellt. Der Kurzschlussstrom aus C wird sich im Verknüpfungspunkt des Dreibeines aufteilen in einen Teil, der vom Verknüpfungspunkt direkt nach B fließt und einen (kleineren) Teil, der über die parallel hierzu vorhandene Leitungsimpedanz vom Verknüpfungspunkt nach A und auf dem Parallelsystem weiter nach B fließt; das Relais in A sieht den Kurzschlussstrom in Rückwärtsrichtung.

Fehlerorte in der Nähe bzw. „hinter“ einer Polstelle können mit überrreichenden Verfahren nicht in Schnellzeit geschützt werden, da die Forderung, dass jeder Fehlerort von jedem der drei Enden in der Übergreifstufe gesehen werden muss, nicht erfüllbar ist. Eine Fehlerklärung würde typischerweise wie folgt ablaufen:

- Relais in A sendet nicht, keine Funktion des überreichend eingestellten Signalvergleichs
- Relais in B löst mit seiner unterreichend eingestellten 1. Zone in Schnellzeit aus
- Der Kurzschlussstrom „schlägt um“, das Relais in A erkennt den Fehler jetzt in seiner Übergreifstufe
- Das Relais in A wartet die transiente Blockierzeit ab
- Relais in A sendet (Signal in Übergreifzone)
- Relais in B empfängt die Signale und sendet ein schnelles Echo
- Die Relais in A und B empfangen das Signal aus C
- Für die Relais in A und C sind jetzt die Auslösebedingungen (Empfang von beiden Enden und Fehler in eigener Übergreifzone) erfüllt. Die Relais lösen aus

Die gesamte Fehlerklärungszeit beträgt dabei 250-350 ms.

Eine Verbesserung (im Sinne schnellerer Fehlerklärungszeit) kann durch eine Kombination von unter- und überreichenden Schutzsignalübertragungsverfahren erfolgen.

Beide Verfahren haben messtechnisch ihre spezifischen Vor- und Nachteile. Während das überreichende Verfahren alle Fehlerorte in der Nähe des Verknüpfungspunktes der drei Leitungsenden mit den Übergreifzonen sicher erkennt, liegen die Stärken der unterreichenden Schutzsignalübertragungsverfahren bei Fehlerorten in der Nähe eines Endes des Dreibeines. Diese können mit der ersten Zone des Distanzrelais des jeweiligen Endes sicher erkannt werden – siehe grün schraffierte Bereiche im unteren Teil von Bild 37.

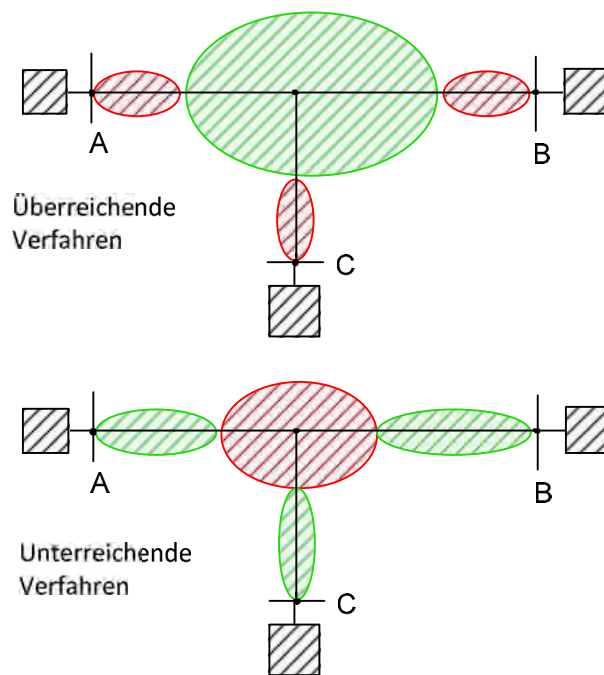


Bild 37 Schwer zu erfassende Fehlerstellen (rot) und leicht zu erfassende Fehlerstellen (grün) bei überreichenden Verfahren (oben) und unterreichenden Verfahren (unten)

Bei Auslösung der ersten Zone ist ein Signal zu den Gegenenden zu senden. Dort ist entweder eine Direktmitnahme oder Mitnahme über (gerichtete) Anregung zu realisieren; bei letzterem Verfahren ist die Fehlerklärungszeit ein bisschen länger.

Falls die grünen Bereiche oben und unten in Bild 37 nicht bei allen Schaltzuständen ausreichend überlappen, kann auch durch Kombination unterschiedlicher Schutzsignalübertragungsverfahren eine Auslösung in Schnellzeit nicht für alle Fehlerorte gewährleistet werden.

6.5 Praktische Hinweise

Bei überreichenden Verfahren ist die Einstellung einer transienten Blockierzeit zwingend erforderlich. Wenn die Schutzsignalübertragung mittels der Wirkschnittstelle der Distanzrelais erfolgt, sollte eine Einstellung der transienten Blockierzeit von 40 ms gut ausreichen. Bei der Verwendung von Schutzsignalübertragungsgräten, bei denen die Informationen zu den Distanzrelais über potentialfreie Kontakte ausgetauscht werden, ist zu berücksichtigen, dass diese in der Regel für schnelles Ansprechen und nicht für schnelles Rückfallen konstruiert sind. Daher sind die Rückfallzeiten der Relais und der Eingangsbaugruppen zu berücksichtigen; empfohlen wird in diesem Fall eine transiente Blockierzeit von 80-100 ms.

7 Erhöhte Verkabelung in Netzen der elektrischen Energieversorgung

7.1 Erhöhte Verkabelung – eine (schutz-)technische Herausforderung

Der Verkabelungsgrad für alle Spannungsebenen des deutschen Stromnetzes hat in der Vergangenheit stetig zugenommen, insbesondere im kompensierten Mittelspannungsnetz. In Bild 38 ist dies für die Jahre von 2006 bis 2019 dargestellt. Die Zahlen zum Verkabelungsgrad in Österreich für das Jahr 2019 liegen in derselben Größenordnung: 6,9 % in den Hochspannungs- und 66,3 % in den Mittelspannungsnetzen [9].

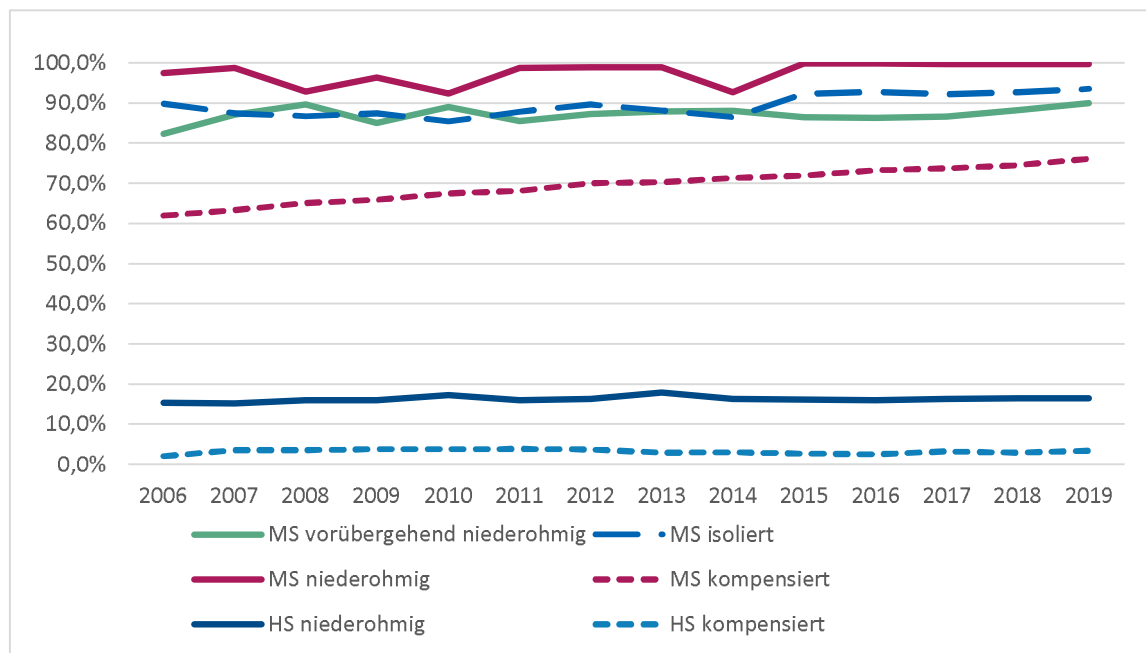


Bild 38 Verkabelungsgrad im deutschen Hochspannungs- (HS) und Mittelspannungsnetz (MS) in den Jahren 2006 bis 2019 [10]

Für den wachsenden Verkabelungsgrad gibt es diverse Ursachen. Grundsätzlich gelten Kabel aufgrund ihrer geschützten Verlegung in der Erde als deutlich weniger stör anfällig, was zu einer Verringerung des Betriebsaufwands und vor allem zu einer Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit führt. Ein weiterer wesentlicher Treiber für diesen Zukunftstrend ist die geringere Beeinträchtigung von Mensch und Natur durch Kabel. Die Forderung zum Ausbau von neuen Hochspannungsstrassen ≤ 110 kV als Erdkabel ist zudem in §43h EnWG festgeschrieben. Demnach ist der Bau einer Freileitung nur in begründeten Fällen möglich, u.a. muss nachgewiesen werden, dass die Kosten einer Kabelvariante mindestens das 2,75-fache der Freileitungsvariante betragen.

Die Schutztechnik sieht sich aufgrund dieses Trends mit Herausforderungen konfrontiert, die im Folgenden beschrieben werden. Diese sind vor allem durch die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften von Freileitungen und Kabeln begründet.

Bezogen auf die Sternpunktbehandlung beschränkt sich dieser Hinweis auf die Themen mit direktem Einfluss auf die Schutztechnik bzw. Erdschlussortung und Erdkurzschlussabschaltung. Die grundsätzlichen Themen zur Sternpunktbehandlung bei erhöhter Verkabelung werden von der AG Sternpunktbehandlung der ETG bearbeitet.

7.2 Das Nullsystem und dessen Abhängigkeit von der Kabelschirmbehandlung

Der Schirm eines Mittel- und Hochspannungskabels hat grundsätzlich mehrere Aufgaben. Darunter zählen neben der bidirektionalen Abschirmung von elektromagnetischen Feldern in der Mittel- und Hochspannung primär auch die Feldsteuerung zur Isolationskoordination. Kabelschirme müssen ein definiertes Potential haben und werden daher mit Erdpotential verbunden. Dies kann an nur einem Ende der Kabelstrecke erfolgen oder aber auch an beiden Enden einer Kabelstrecke. Jede dieser beiden Methoden hat ihre Vor-

und Nachteile mit entsprechenden Auswirkungen auf das Nullsystem der Leitungsverbindung, auf welche im nachfolgenden näher eingegangen wird.

7.2.1 Einseitige Erdung eines Kabelschirms

Bei der einseitigen Erdung eines Kabelschirms ist darauf zu achten, dass es durch kapazitive und induktive Kopplung zu Längsspannungsabfällen kommen kann. Die resultierende Spannung am nicht geerdeten Ende ist mit den Anforderungen bzgl. zulässiger Berührungsspannung zu überprüfen. Daraus sind geeignete Maßnahmen zur Personensicherheit und Betriebsmittelsicherheit abzuleiten (z.B. Überspannungsableiter oder die Unterteilung der Kabelschirme in mehrere Segmente).

Es sind hier, in Abhängigkeit der Sternpunktbehandlung, Fehler am Kabel zu betrachten, durch die es zu einer hohen Strombelastung über den Schirm kommen kann. Entscheidend für die Höhe der daraus resultierenden Erd- und Berührungsspannung ist z.B. auch, ob ein Begleit-Erder vorhanden ist oder nicht.

Da sich, wie in Bild 39 links ersichtlich, kein Schirmstrom zwischen den beiden Kabelenden ausbilden kann, treten bei der einseitigen Erdung nur sehr geringe Zusatzverluste auf. Dem gegenüber steht aber ein schlechterer Reduktionsfaktor, gesamtheitlich betrachtet eine verminderte Erderwirkung und ggf. ergänzende Maßnahmen zur Einhaltung der Berührungsspannung am nicht geerdeten Ende.

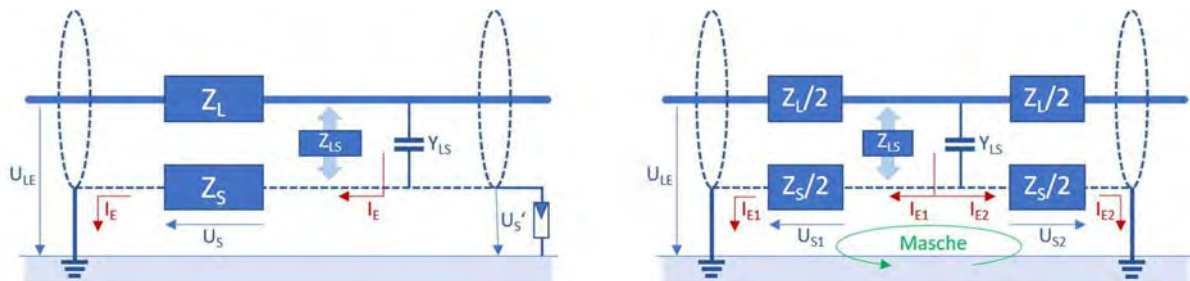


Bild 39 Schematische Darstellung einer ein- bzw. zweiseitigen Erdung eines Kabelschirms

7.2.2 Zweiseitige Erdung eines Kabelschirms

Bei der zweiseitigen Erdung eines Kabelschirms sind beide Enden des Schirms direkt mit Erdpotential verbunden, dadurch kann an keinem Ende eine unzulässig hohe Spannung entstehen und abgegriffen werden. Wie auch bei der einseitigen Erdung kommt es dennoch durch Kopplungen zu Längsspannungsabfällen entlang des Schirms, die aber in Bezug auf die Personensicherheit bei der zweiseitigen Erdung keine weitere Relevanz haben.

Wesentlich kritischer muss bei der zweiseitigen Erdung der Schirmstrom I_{Ex} betrachtet werden, welcher von Schirmende zu Schirmende fließt (siehe Bild 39). Dieser beansprucht das Kabel thermisch und reduziert daher auch die mögliche Übertragungsleistung des Energiekabels. Diese thermische Beanspruchung darf nicht unterschätzt werden, denn im Vergleich zum Hauptleiter werden für den Schirm wesentlich geringere Querschnitte (vgl. Tabelle 5) verwendet. Dies hat zur Folge, dass entsprechend der höheren ohmschen Anteile auch die Verlustleistung ($I^2 \cdot R$), die die Wärmequelle spezifiziert, sehr groß ist.

Der Schirmstrom, der sich bei zweiseitiger Schirmerdung auf Grund der geschlossenen Schleife bilden kann, wird nicht nur durch eine Kopplung mit dem eigenen Kabelsystem hervorgerufen, sondern auch zum Beispiel durch

- Potentialunterschiede zwischen den Erdungsanlagen der beiden Schirmenden
- Nutzung des Schirms als Rückleiter, z.B. im einpoligen Fehlerfall auf Grund geringerer Schleifenimpedanz oder bei dezentraler Erdschlusskompensation in gelöschten betriebenen Netzen als partieller Erdrückleiter.
- Kapazitive und induktive Kopplungen, die von „Außen“ oder „Innen“ auf das System einwirken

Die ersten beiden Beispiele treten meist zeitlich begrenzt auf, da z.B. eine lokale temporäre Potentialanhebung durch einen Netzfehler hervorgerufen wird, der von einer Abzweigschutzeinrichtung im Millisekunden- bis Sekundenbereich abgeschaltet wird. Oder eine partielle Erdrückleitung durch eine

dezentrale E-Spule im Erdschlussfall erzeugt eine Potentialanhebung entlang des Kabelschirms, welche jedoch üblicher Weise auf Grund konstruktiver Eigenschaften der E-Spule, maximal 2 Stunden ansteht. Hingegen treten Schirmströme, die durch eingekoppelte Quellen hervorgerufen werden, meist ständig auf und belasten das Kabel unnötiger Weise ständig thermisch.

In diesem Zusammenhang besitzt die Stromtragfähigkeit des Hauptleiters eine Abhängigkeit zur Schirmbehandlung. Bild 40 zeigt beispielhaft den zulässigen Dauerstrom eines Hauptleiters, in Abhängigkeit der Schirmerdung und der Verlegeart, aus der ersichtlich ist, dass die Übertragungsfähigkeit beim beidseitig geerdeten Schirm deutlich geringer ist als bei der einseitigen Schirmerdung.

Um solchen Zuständen vorzubeugen, kann ein Crossbonding kompensierend eingesetzt werden.

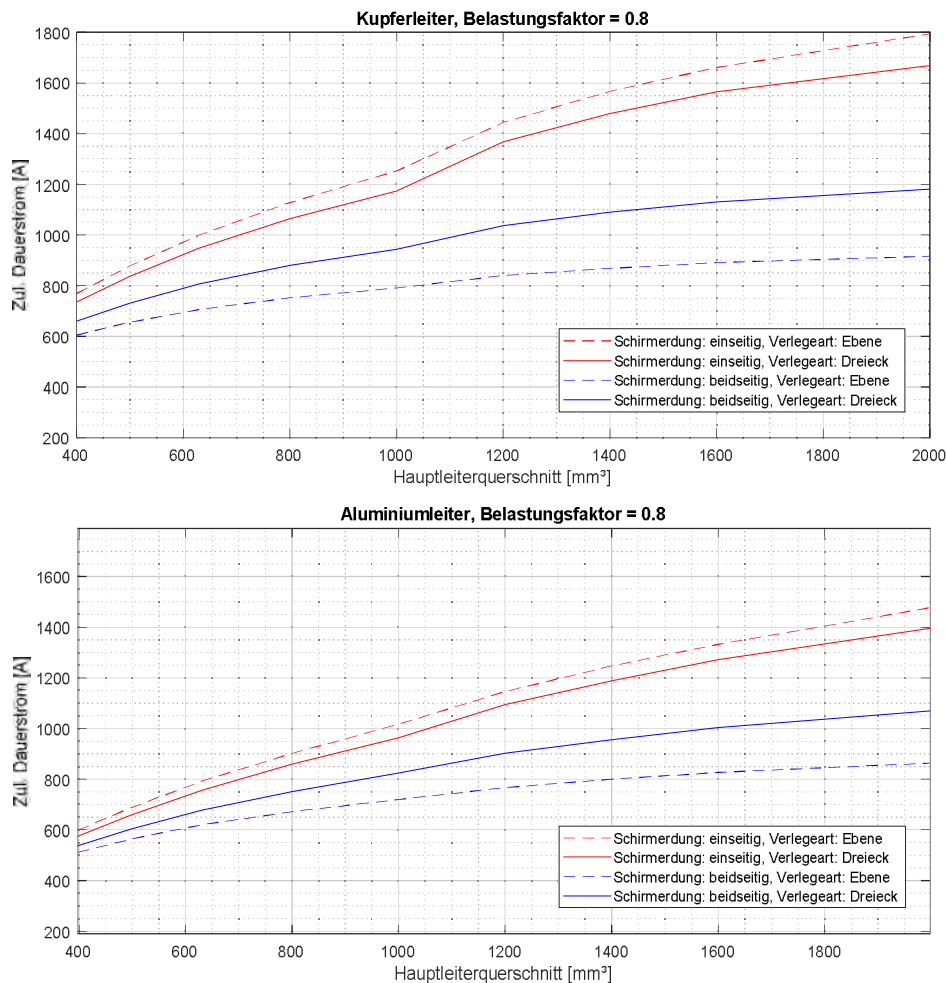


Bild 40 Beispiel für zulässige Dauerströme (Herstellerangaben) in Abhängigkeit der Schirmerdung und Verlegeart für ein 110-kV-VPE-Kabel ohne zusätzliche Crossbondingmaßnahmen

Da sich, wie in Bild 39 ersichtlich, ein Schirmstrom zwischen den beiden Kabelenden ausbilden kann, kommt es wie beschrieben zu Zusatzverlusten. Diesen stehen gesamtheitlich betrachtet im Vergleich zur einseitigen Schirmerdung jedoch Vorteile gegenüber, wie verbesserte Erdungsverhältnisse im Netz oder bessere Reduktionsfaktoren, die sich vor allem in der Bewertung von Beeinflussungen bemerkbar machen.

7.2.3 Crossbonding

Ziel des Crossbonding ist es, dass die, auf den Schirm einkoppelnden Quellen, möglichst symmetrisch auf die Schirme der drei Phasen aufgeteilt werden und sich dadurch ein kompensierender Effekt einstellt. Dazu werden die Kabelschirme entlang der Kabelstrecke ausgekreuzt, sodass jeder Schirm in etwa die gleiche Länge mit jedem Außenleiter mitgeführt ist. In der Praxis erfolgt die Auftrennung wesentlich granularer, hier werden meist 3 Hauptabschnitte definiert und innerhalb jedes Hauptabschnittes wiederum 3 weitere Unterabschnitte.

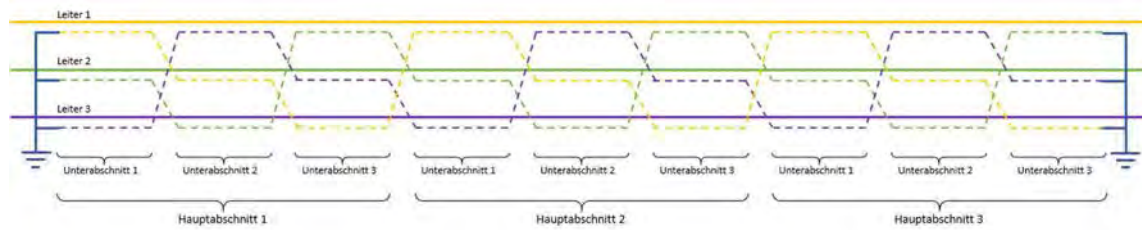


Bild 41 Schematische Darstellung eines Crossbonding für eine Kabelstrecke

Dies lässt sich meist nur mit großem Aufwand umsetzen und wird daher aktuell nur in höheren Spannungsebenen eingesetzt. In Mittelspannungsnetzen ergeben sich zudem, auf Grund der begrenzten Kabellängen, nur eingeschränkte Möglichkeiten für ein sinnvolles Crossbonding.

Neben dem Nachteil der aufwendigen Montage und der damit verbundenen Kosten, bietet diese kompensierende Methode jedoch die Möglichkeit, die Vorteile der ein- und der zweiseitigen Erdung zu kombinieren. Dadurch können gesamtheitlich betrachtet verbesserte Erdungsverhältnisse im Netz, bessere Reduktionsfaktoren und minimierte Schirmströme zwischen den Kabelenden erreicht werden.

7.2.4 Stromtragfähigkeit von Kabelschirmen und Hauptleitern

Kabelschirme haben einen wesentlich kleineren Querschnitt als der Hauptleiter. Ebenso findet man hier eine klare Differenzierung zwischen der Mittel- und der Hochspannung welche mit typischen Werten in Tabelle 5 ersichtlich ist.

Tabelle 5 Beispiele für typische Leiter- und Schirmquerschnitte

20-kV-Kabel mit VPE-Isolierung					
Leiterquerschnitt [mm ²]	120	150	240	300	400
Schirmquerschnitt [mm ²]	16	25	25	25	35
110-kV-Kabel mit VPE-Isolierung					
Leiterquerschnitt [mm ²]	400	630	800	1200	1600
Schirmquerschnitt [mm ²]	50	50	50	110	110

In der Hochspannung kann, wenn es die Stromtragfähigkeit erfordert, der Schirmquerschnitt entsprechend den Vorgaben der Netzplanung grundsätzlich auch abgeändert werden, was aber in der Regel mit hohen Zusatzkosten in der Beschaffung verbunden ist. Alternativ dazu können Maßnahmen eingesetzt werden, welche einen unzulässig hohen Schirmstrom über eine unzulässig hohe Einwirkdauer verhindern bzw. entsprechend eines risikobasierten Ansatzes weitestgehend ausschließen. Dies sind in der Praxis z.B. angepasste Schutzkonzepte, in denen parallel zum Hauptschutz, welcher in der Hochspannungsebene typisch als Differentialschutz ausgeführt ist, ein Reserveschutzkonzept mit einem Distanzschutz mit Signalvergleich (100 % des Schutzobjektes in Schnellzeit) überlagert wird.

Werden Kabel mit beidseitiger Schirmerdung höher ausgelastet, ist auch auf die höhere Belastung des Kabelschirms zu achten und ggf. muss bei zukünftigen Schutzkonzepten dahingehend berücksichtigt werden.

7.2.5 Fehlerstromwege, Nullsystem in Abhängigkeit der Kabelschirmbehandlung

Bei der Betrachtung möglicher Fehlerstromwege in Abhängigkeit der Kabelschirmbehandlung ist der Fokus einerseits auf stromstarke einpolige Fehler in niederohmig oder starr geerdeten Netzen bzw. auf Doppelerdschlüsse in kompensierten Netzen zu richten und andererseits auf einpolige Fehler in kompensierten bzw. isolierten Netzen. Ebenso muss, in Bezug auf die einseitige Kabelschirmerdung, deren Position sowie die der Quelle und die des Fehlers beachtet werden.

In Bild 42 und Bild 43 sind mögliche Stromaufteilungen und deren Komplexität, in Bezug auf die einseitige Erdung von Kabelschirmen dargestellt. Praxismessungen haben gezeigt, dass bei einem Kabelfehler mit quellnaher Schirmerdung (Bild 42) nahezu der gesamte Strom über den Kabelschirm fließt und somit der Querstrom an der Fehlerstelle über das Erdreich vernachlässigt werden kann. Somit ergeben sich in diesem Fall für eine Distanzschutzfunktion klar definierte Zustände und gängige Algorithmen zur Fehlerortbestimmung, unter Berücksichtigung von Korrekturfaktoren (z.B. k-Faktor welcher in weiterer Folge näher beschrieben wird) können den Fehlerort korrekt bestimmen.

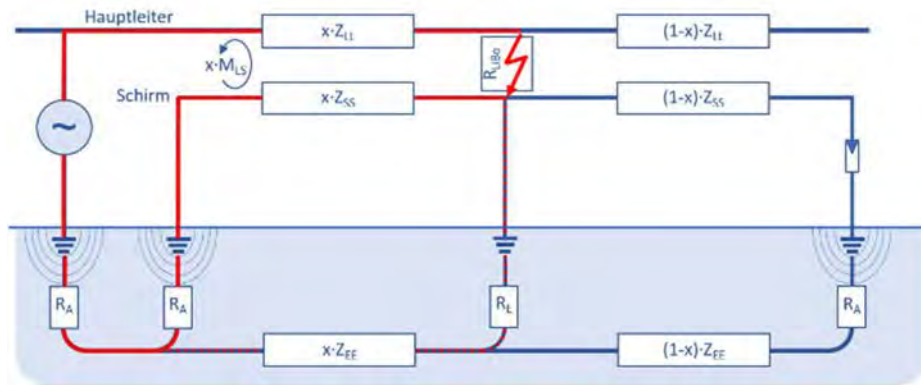


Bild 42 Beispiel für Strompfade bei einseitiger Schirmerdung an der Einspeisung

Hingegen ist aus der Darstellung in Bild 43 ersichtlich, dass sich die eigentliche Fehlerschleife, bei der einseitigen, quellfernen Schirmerdung, unter Vernachlässigung der Verkoppelungen um die parallele Schleife vom R_E $[(1-x) \cdot Z_{SS} + R_A + (1-x) \cdot Z_{EE}]$ und den Erdrückleiter $x \cdot Z_{EE}$ erweitert und somit die Berechnung der realen Fehlerdistanz aus den gemessenen Strom- und Spannungssignalen nicht das richtige Ergebnis liefern kann. Ebenso ist aus Bild 42 und Bild 43 erkennbar, dass die gemessene Impedanz bei einseitiger Erdung einerseits, im Fall einer Erdung des Kabelschirms an der Einspeisung, maßgeblich vom Kabelschirm als Rückleiter dominiert wird. Andererseits, bei Erdung des Kabelschirms von der Einspeisung entfernt, dominiert das Erdreich als Rückleiter. Diese Tatsache hat zur Folge, dass sich daraus unterschiedliche Messergebnisse bei der Distanzbestimmung ergeben.

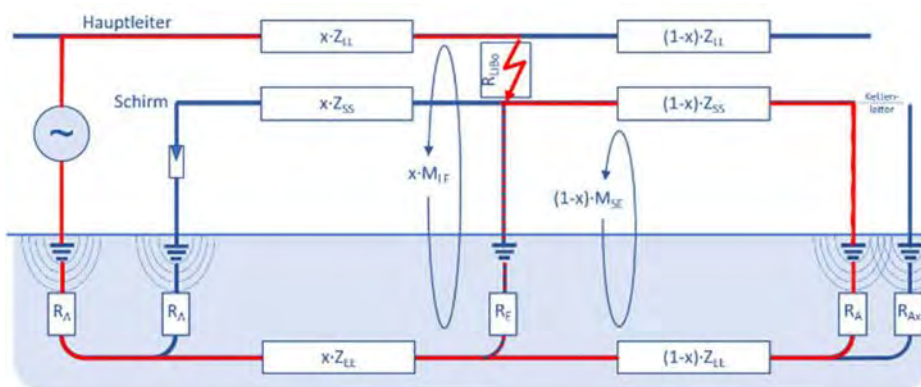


Bild 43 Beispiel für Strompfade bei einseitiger Schirmerdung von der Einspeisung entfernt

Für beidseitig geerdete Kabelschirme ergibt sich entsprechend Bild 44, unter der Vernachlässigung der Parallelzweige über R_E und R_A am Kabelende, welche im Vergleich zur direkten Rückleitung über den Kabelschirm eine wesentlich höhere Impedanz aufweisen, ein klar definierter Zustand für eine Distanzmessung. Dadurch können gängige Algorithmen zur Fehlerortbestimmung, unter Berücksichtigung von komplexen Korrekturfaktoren (z.B. k-Faktor), den Fehlerort theoretisch korrekt bestimmen.

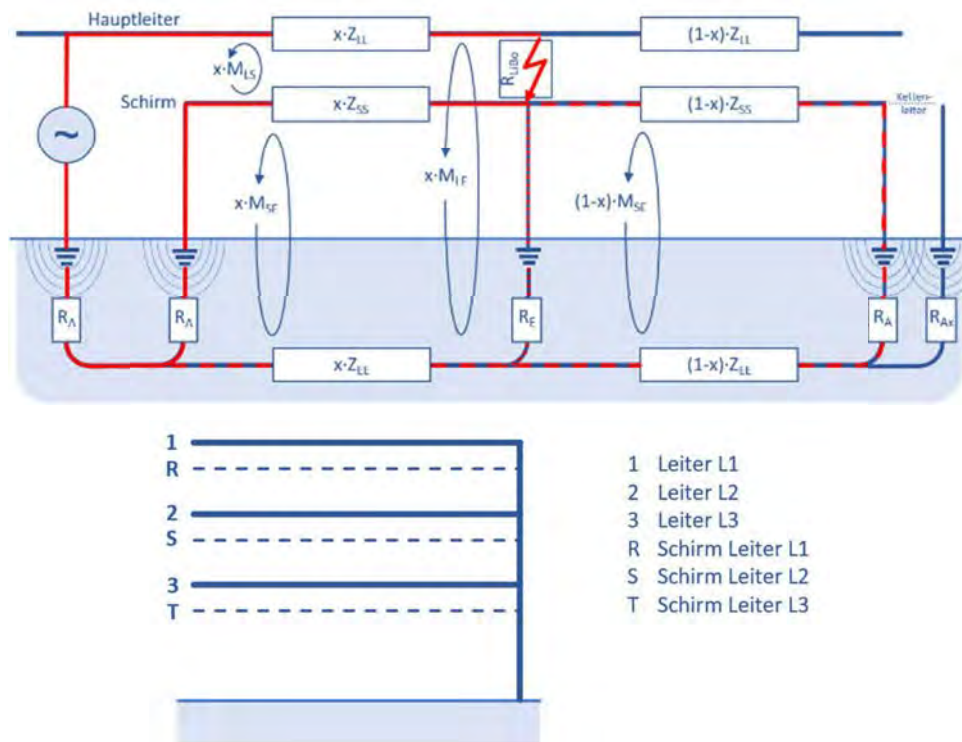


Bild 44 Beispiel für Strompfade bei zweiseitiger Schirmerdung (oben) sowie schematische Darstellung als Drehstromsystem (unten)

Aufgrund der aufgezeigten Fehlerstromwege ist ersichtlich, dass für die Berechnung der Mit- und Nullimpedanz, entsprechend den vorherrschenden Rahmenbedingungen, für die ein- bzw. zweiseitige Kabelschirmerdung unterschiedliche Gleichungen anzusetzen sind.

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_R \\ U_S \\ U_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{1R} & Z_{1S} & Z_{1T} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{2R} & Z_{2S} & Z_{2T} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{3R} & Z_{3S} & Z_{3T} \\ Z_{R1} & Z_{R2} & Z_{R3} & Z_{RR} & Z_{RS} & Z_{RT} \\ Z_{S1} & Z_{S2} & Z_{S3} & Z_{SR} & Z_{SS} & Z_{ST} \\ Z_{T1} & Z_{T2} & Z_{T3} & Z_{TR} & Z_{TS} & Z_{TT} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{12} & Z_{1R} & Z_{1S} & Z_{1S} \\ Z_{12} & Z_{11} & Z_{12} & Z_{1S} & Z_{1R} & Z_{1S} \\ Z_{12} & Z_{12} & Z_{11} & Z_{1S} & Z_{1S} & Z_{1R} \\ Z_{1R} & Z_{1S} & Z_{1S} & Z_{RR} & Z_{RS} & Z_{RS} \\ Z_{1S} & Z_{1R} & Z_{1S} & Z_{RS} & Z_{RR} & Z_{RS} \\ Z_{1S} & Z_{1S} & Z_{1R} & Z_{RS} & Z_{RS} & Z_{RR} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix}$$

Bild 45 Allgemeines und symmetrisches Gleichungssystem für ein Kabelsystem

Dies sind für Einleiter- oder Dreimantelkabel unter der Annahme symmetrischer Bedingungen (Dreieckverlegung) entsprechend der Indizes in Bild 44 bei

$$\text{einseitig geerdeten Kabelschirmen:} \quad Z_{(1)} = Z_{11} - Z_{12} \quad Z_{(0)} = Z_{11} + 2 \cdot Z_{12}$$

$$\text{zweiseitig geerdeten Kabelschirmen:} \quad Z_{(1)} = Z_{11} - Z_{12} - \frac{(Z_{1R} - Z_{1S})^2}{Z_{RR} - Z_{RS}} \quad Z_{(0)} = Z_{11} + 2 \cdot Z_{12} - \frac{(Z_{1R} - Z_{1S})^2}{Z_{RR} - Z_{RS}}$$

Für ein Gürtelkabel muss die schematische Darstellung aus Bild 44 dahingehend angepasst werden, dass alle drei Schirme (Index R, S, T) zu einem gemeinsamen Schirm mit dem Index T zusammengeführt werden. Aus diesem Schema lassen sich unter den gleichen Rahmenbedingungen wie beim Einleiterkabel die Mit- und die Nullimpedanz bestimmen:

$$\text{einseitig geerdeten Kabelschirmen:} \quad Z_{(1)} = Z_{11} - Z_{12} \quad Z_{(0)} = Z_{11} + 2 \cdot Z_{12}$$

$$\text{zweiseitig geerdeten Kabelschirmen:} \quad Z_{(1)} = Z_{11} - Z_{12} \quad Z_{(0)} = Z_{11} + 2 \cdot Z_{12} - \frac{3 \cdot (Z_{1T})^2}{Z_{TT}}$$

Ergänzende Anmerkung für beidseitige Kabelschirmerdung:

In der Praxis wirken bei der beidseitigen Kabelschirmerdung bei Fehlern entlang der Kabelstrecke auch die Kabelschirme der anderen, nicht fehlerbehafteten Leiter als Rückleiter, sodass es ab etwa der halben

Leitungslänge (Bild 46, Bild 47 und Bild 48) zu einer Abweichung des linearen Anstiegs der Schleifenimpedanzen mit der Fehlerentfernung kommen kann.

Fazit: Da dies überwiegend den ohmschen Anteil betrifft und der induktive Anteil stetig steigend ist, funktionieren Distanzschutzkonzepte bei beidseitiger Kabelschirmdung dennoch ordnungsgemäß.

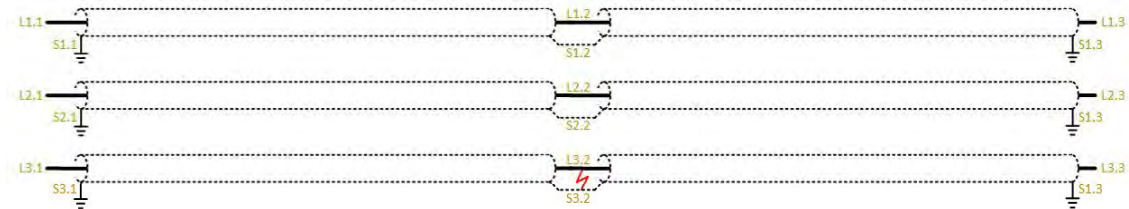


Bild 46 Reale Kabelstrecke mit einem Leiter-Schirm-Fehler im Leiter 3

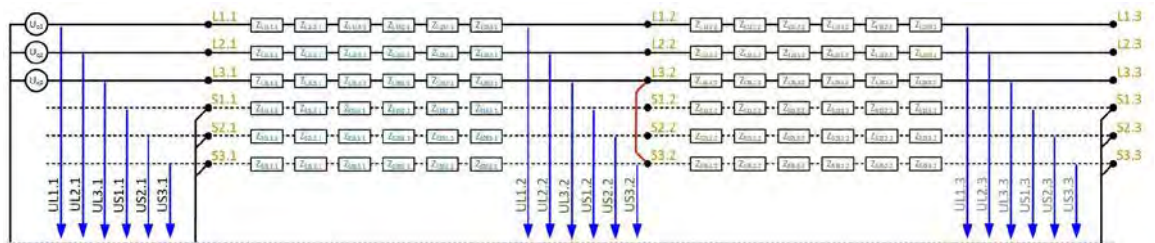


Bild 47 Eigen- und Koppelimpedanz auf realen Kabelstrecken am Beispiel eines Leiter-Schirm-Fehlers in Leiter 3

$$\begin{bmatrix} U_{q1} \\ U_{q2} \\ U_{q3} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{L1L1.1} & Z_{L1L2.1} & Z_{L1L3.1} & Z_{L1S1.1} & Z_{L1S2.1} & Z_{L1S3.1} \\ Z_{L2L1.1} & Z_{L2L2.1} & Z_{L2L3.1} & Z_{L2S1.1} & Z_{L2S2.1} & Z_{L2S3.1} \\ Z_{L3L1.1} & Z_{L3L2.1} & Z_{L3L3.1} & Z_{L3S1.1} & Z_{L3S2.1} & Z_{L3S3.1} \\ Z_{S1L1.1} & Z_{S1L2.1} & Z_{S1L3.1} & Z_{S1S1.1} & Z_{S1S2.1} & Z_{S1S3.1} \\ Z_{S2L1.1} & Z_{S2L2.1} & Z_{S2L3.1} & Z_{S2S1.1} & Z_{S2S2.1} & Z_{S2S3.1} \\ Z_{S3L1.1} & Z_{S3L2.1} & Z_{S3L3.1} & Z_{S3S1.1} & Z_{S3S2.1} & Z_{S3S3.1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -I_{S3.1} + I_{S3.2} \\ I_{S1} \\ -I_{S3.2} - I_{S1} \\ I_{S3.1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{L1L1.2} & Z_{L1L2.2} & Z_{L1L3.2} & Z_{L1S1.2} & Z_{L1S2.2} & Z_{L1S3.2} \\ Z_{L2L1.2} & Z_{L2L2.2} & Z_{L2L3.2} & Z_{L2S1.2} & Z_{L2S2.2} & Z_{L2S3.2} \\ Z_{L3L1.2} & Z_{L3L2.2} & Z_{L3L3.2} & Z_{L3S1.2} & Z_{L3S2.2} & Z_{L3S3.2} \\ Z_{S1L1.2} & Z_{S1L2.2} & Z_{S1L3.2} & Z_{S1S1.2} & Z_{S1S2.2} & Z_{S1S3.2} \\ Z_{S2L1.2} & Z_{S2L2.2} & Z_{S2L3.2} & Z_{S2S1.2} & Z_{S2S2.2} & Z_{S2S3.2} \\ Z_{S3L1.2} & Z_{S3L2.2} & Z_{S3L3.2} & Z_{S3S1.2} & Z_{S3S2.2} & Z_{S3S3.2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ I_{S1} \\ -I_{S3.2} - I_{S1} \\ I_{S3.2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} U_{L1.3} \\ U_{L2.3} \\ U_{L3.3} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

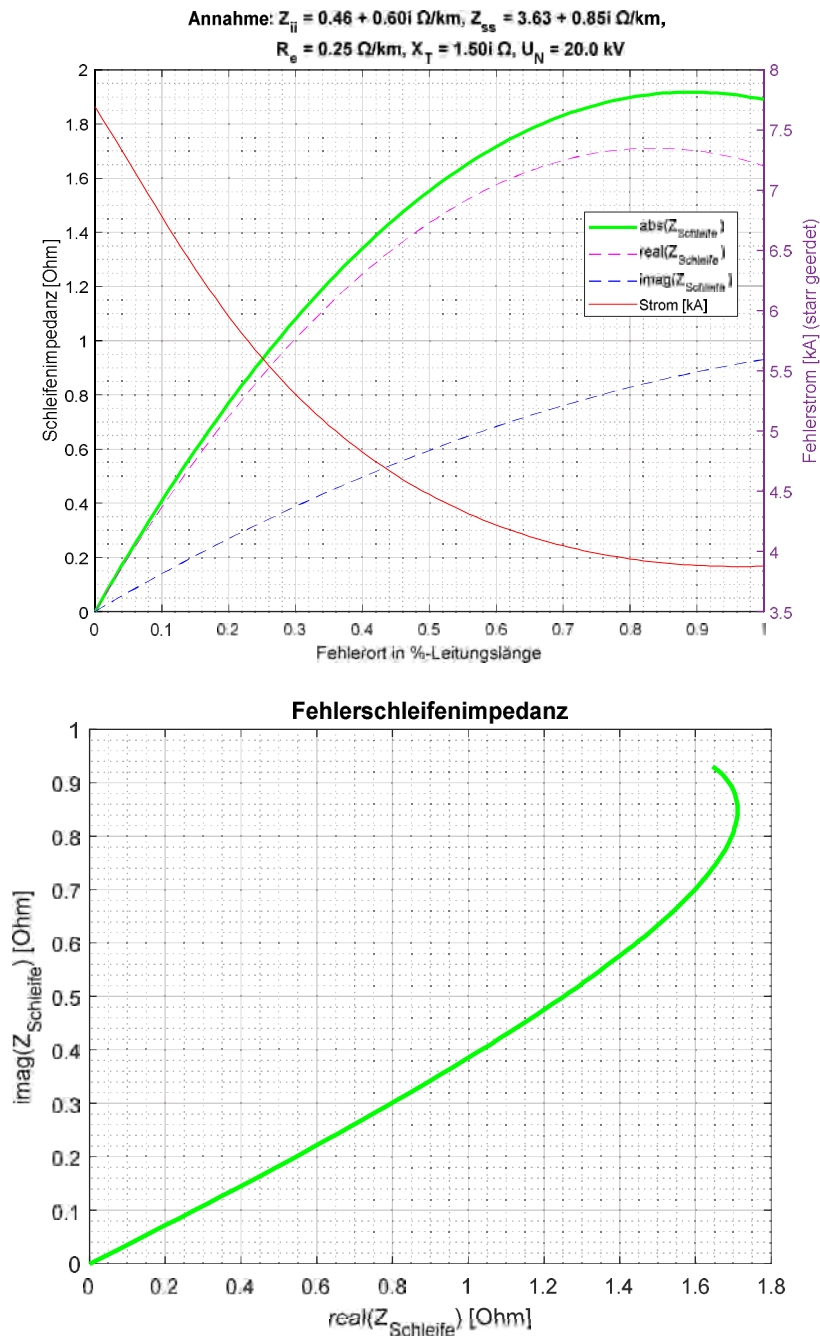


Bild 48 Berechnete Schleifenimpedanz einer Kabelstrecke mit einem Leiter-Schirm-Fehler in Leiter 3 in Abhängigkeit des Fehlerorts in %-Leitungslänge

7.2.6 Berechnung des Erdkompensationsfaktors (k_F -Faktor) in Abhängigkeit der Kabelschirmerdung

Bei der Fehlerortbestimmung von einpoligen Erdkurzschlüssen bzw. im Doppelerdschlussfall muss aus den gemessenen Fehlerströmen und -spannungen unter Berücksichtigung des Erdrückleiters die korrekte Fehlerimpedanz bis zur Fehlerstelle bestimmt werden. Im Gegensatz zum zwei- oder dreipoligen Fehler, bei dem die Fehlerimpedanz des Hin- und des Rückleiters als gleichwertig angesehen werden kann, treten beim einpoligen Fehler unterschiedliche Impedanzen im Hin- und im Rückleiter (z.B. Erdrückleiter oder Kabelschirm) auf.

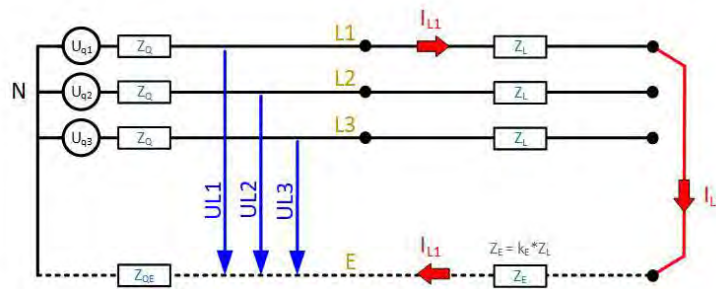


Bild 49 Vereinfachtes Model (ohne Kopplung) zur Bestimmung des k_E -Faktors

Aus Bild 49 ist ersichtlich, dass die Anpassung der unterschiedlichen Längsimpedanzen von Leiter und Rückleiter durch den Faktor k_E als dessen komplexes Verhältnis definiert ist.

$$\underline{U}_{L1} = \underline{Z}_L \cdot \underline{I}_{L1} + \underline{Z}_E \cdot \underline{I}_{L1} = \underline{Z}_L \cdot \underline{I}_{L1} + \underline{k}_E \cdot \underline{Z}_L \cdot \underline{I}_{L1} = \underline{Z}_L \cdot \underline{I}_{L1} \cdot (1 + \underline{k}_E)$$

$$\underline{Z}_{\text{gemessen}} = \frac{\underline{U}_{L1}}{\underline{I}_{L1}} \cdot \frac{1}{(1 + \underline{k}_E)} \quad \underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\underline{Z}_{(0)}}{\underline{Z}_{(1)}} - 1 \right)$$

Daher ist die Bestimmung des k_E -Faktors für eine ordnungsgemäße Fehlerortbestimmung bei Distanzschutzeinrichtungen im einpoligem Fehlerfall eine wichtige Voraussetzung.

Anmerkung: Bei Kabelstrecken mit einseitig geerdeten Kabelschirmen und mit begleitenden Erdern (z.B. Flacheisen) oder in urbanen Bereichen, in denen von einem globalen Erdungssystem ausgegangen werden kann, sollte die Nullimpedanz bevorzugt gemessen werden, um den k_E -Faktors zu bestimmen.

Bei Kabelstrecken mit beidseitig geerdetem Kabelschirm oder im ländlichen Bereich bei einseitiger Kabelschirmerdung, bei der davon ausgegangen werden kann, dass der gesamte Strom über das Erdreich zurückfließt, zeigt der Vergleich von berechneten Mit- und Nullimpedanzen zu messtechnisch ermittelten Werten eine gute und weitestgehend ausreichend genaue Übereinstimmung.

Folgende Berechnungen zeigen die Unterschiede zwischen einseitig und beidseitig geerdeten Kabelschirmen auf. Es wird ein Mittelspannungskabel NA2XHCJ2Y 3x1x240 mm² 20 kV, Verlegetiefe 0,8 m im Dreieck mit einer Länge von etwa 1 km ohne Crossbonding angenommen.

Entsprechend den in Tabelle 6 und Tabelle 7 dargestellten berechneten Werten kann der, für die Schutzeinstellung erforderliche komplexe k_E -Faktoren für die Korrektur bei Leiter-Erde-Fehlerschleifen bestimmt werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{(0)} \\ \underline{U}_{(1)} \\ \underline{U}_{(2)} \end{bmatrix} = S \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1-E} \\ \underline{U}_{L2-E} \\ \underline{U}_{L3-E} \end{bmatrix} \quad \text{und} \quad \begin{bmatrix} \underline{I}_{(0)} \\ \underline{I}_{(1)} \\ \underline{I}_{(2)} \end{bmatrix} = S \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1-E} \\ \underline{I}_{L2-E} \\ \underline{I}_{L3-E} \end{bmatrix} \quad \text{mit} \quad S = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \quad \text{und} \quad \underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

Bei einseitiger Kabelschirmerdung in der Verlegeart im Dreieck ergeben sich daraus nachfolgende Impedanzen für das Mit- und das Nullsystem:

$$\underline{U}_{(1)} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 19,28e^{j40,7^\circ} \\ 19,70e^{j-80,3^\circ} \\ 19,39e^{j159,9^\circ} \end{bmatrix} = 19,45e^{j4,1^\circ} \quad \underline{I}_{(1)} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 100e^{j0^\circ} \\ 100e^{j-120^\circ} \\ 100e^{j120^\circ} \end{bmatrix} = 100e^{j0^\circ}$$

$$\underline{U}_{(0)} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 199,98e^{j81,5^\circ} \\ 199,98e^{j81,5^\circ} \\ 200,29e^{j8,5^\circ} \end{bmatrix} = 200,08e^{j8,5^\circ} \quad \underline{I}_{(0)} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 100e^{j0^\circ} \\ 100e^{j0^\circ} \\ 100e^{j0^\circ} \end{bmatrix} = 100e^{j0^\circ}$$

$$\underline{Z}_{(1)} = \frac{\underline{U}_{(1)}}{\underline{I}_{(1)}} = \frac{19,45e^{j40,1}}{100e^{j0}} = 0,1946e^{j40,1^\circ} \quad \underline{Z}_{(0)} = \frac{\underline{U}_{(0)}}{\underline{I}_{(0)}} = \frac{200,08e^{j81,5}}{100e^{j0}} = 2,0008e^{j81,5^\circ}$$

$$\underline{k}_{E,1\text{-seitig}} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\underline{Z}_{(0)}}{\underline{Z}_{(1)}} - 1 \right) = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{2,0008e^{j81,5^\circ}}{0,1946e^{j40,1^\circ}} - 1 \right) = 3,19e^{j45,4^\circ} = 2,2374 + j2,2664$$

Tabelle 6 Berechnete Parameter mit symmetrischer (oben) und asymmetrischer (unten) Stromquelle für ein einseitig geerdetes Mittelspannungskabel

	Syst	Typ	Phase	$ I $ in A	Winkel I in °	$ U $ in V	Winkel U in °
symmetrische Stromquelle	1	L	1	100,0	0,0	19,28	40,7
	1	L	2	100,0	-120,0	19,70	-80,3
	1	L	3	100,0	120,0	19,39	159,9
	1	S	1	0,0	0,0	5,22	93,0
	1	S	2	0,0	0,0	5,22	-33,0
	1	S	3	0,0	0,0	5,05	-153,0
asymmetrische Stromquelle	1	L	1	100,0	0,0	199,98	81,5
	1	L	2	100,0	0,0	199,98	81,5
	1	L	3	100,0	0,0	200,29	81,5
	1	S	1	0,0	0,0	190,97	85,6
	1	S	2	0,0	0,0	190,97	85,6
	1	S	3	0,0	0,0	191,28	85,6

Bei zweiseitiger Kabelschirmerdung in der Verlegeart im Dreieck ergeben sich daraus nachfolgende Impedanzen für das Mit- und das Nullsystem:

$$\underline{U}_{(1)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad a \quad a^2] \cdot \begin{bmatrix} 19,67e^{j40,0^\circ} \\ 19,89e^{j-80,9^\circ} \\ 19,60e^{j158,9^\circ} \end{bmatrix} = 19,71e^{j3,33^\circ} \quad \underline{I}_{(1)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad a \quad a^2] \cdot \begin{bmatrix} 100e^{j0^\circ} \\ 100e^{j-120^\circ} \\ 100e^{j120^\circ} \end{bmatrix} = 100e^{j0^\circ}$$

$$\underline{U}_{(0)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad 1 \quad 1] \cdot \begin{bmatrix} 81,70e^{j2,3^\circ} \\ 81,70e^{j21,3^\circ} \\ 81,81e^{j21,3^\circ} \end{bmatrix} = 81,73e^{j21,3^\circ} \quad \underline{I}_{(0)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad 1 \quad 1] \cdot \begin{bmatrix} 100e^{j0^\circ} \\ 100e^{j0^\circ} \\ 100e^{j0^\circ} \end{bmatrix} = 100e^{j0^\circ}$$

$$\underline{Z}_{(1)} = \frac{\underline{U}_{(1)}}{\underline{I}_{(1)}} = \frac{19,71e^{j3,33^\circ}}{100e^{j0^\circ}} = 0,1972e^{j3,33^\circ} \quad \underline{Z}_{(0)} = \frac{\underline{U}_{(0)}}{\underline{I}_{(0)}} = \frac{81,73e^{j21,3^\circ}}{100e^{j0^\circ}} = 0,8174e^{j21,3^\circ}$$

$$\underline{k}_{E,2\text{-seitig}} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\underline{Z}_{(0)}}{\underline{Z}_{(1)}} - 1 \right) = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{0,8174e^{j21,3^\circ}}{0,1972e^{j3,33^\circ}} - 1 \right) = 1,07e^{j-23,6^\circ} = 0,9805 - j0,4276$$

Bei der Mitimpedanz ist ersichtlich, dass diese bei beiden Kabelschirmbehandlungen annähernd gleich ist. Die geringe Differenz erklärt sich mitunter durch die Kopplung des im Schirm bei beidseitiger Schirmerdung fließenden Stromes auf den Hauptleiter. Hingegen ist bei der Nullimpedanz eine deutliche Differenz im Betrag (etwa 2,45-fach) und im Winkel (21,3° bzw. 81,5°) ersichtlich.

Beim einseitig geerdetem Kabelschirm ohne wesentlichen Stromfluss über, dem Erdrückleiter begleitende galvanische Verbindungen sind Erdimpedanzen im Bereich der 3-fachen Leiterimpedanz zu berücksichtigen. Ebenso wirkt sich die dominierende Induktivität der Erdimpedanz, mit einer erforderlichen Winkelkorrektur von etwa 45° aus. Bei der beidseitigen Kabelschirmerdung und dem definierten Rückfluss des überwiegenden Stroms über den Kabelschirm ist nahezu keine Betragskorrektur erforderlich. Durch den, im Vergleich zum Hauptleiter höheren ohmschen Anteil (Kabelschirmquerschnitt), ist hier eine Winkelkorrektur von etwa -23,5° erforderlich.

Tabelle 7 Berechnete Parameter mit symmetrischer (oben) und asymmetrischer (unten) Stromquelle für ein zweiseitig geerdetes Mittelspannungskabel

	Syst	Typ	Phase	$ I $ in A	Winkel I in °	$ U $ in V	Winkel U in °
symmetrische Stromquelle	1	L	1	100,0	0,0	19,67	40,0
	1	L	2	100,0	-120,0	19,89	-80,9
	1	L	3	100,0	120,0	19,60	158,9
	1	S	1	7,4	-92,1	0,00	-105,9
	1	S	2	7,3	143,7	0,00	-80,3
	1	S	3	6,9	25,5	0,00	67,2
asymmetrische Stromquelle	1	L	1	100,0	0,0	81,70	21,3
	1	L	2	100,0	0,0	81,70	21,3
	1	L	3	100,0	0,0	81,81	21,3
	1	S	1	91,2	-160,1	0,00	45,0
	1	S	2	91,2	-160,1	0,00	53,1
	1	S	3	91,4	-160,1	0,00	63,4

7.2.7 Messergebnisse von Erdkompensationsfaktor (k_E -Faktor) bei Mittelspannungskabeln in Abhängigkeit der Kabelschirmerdung

Beispiel 1: Kabel im ländlichen Bereich

In diesem Beispiel wurde eine 30-kV-Kabelstrecke gemessen, die im ländlichen Raum verlegt wurde und praktisch unbeeinflusst von „begleitenden“ oder parallelen Erdungsverbindungen ist.

Kabeldaten: NA2XS(F)2YY 3x1x240 mm², alle 3 Adern in einem gemeinsamen 160 mm FXKV Rohr verlegt. Die Messungen wurden mit unterschiedlichen Varianten der Schirmbehandlung durchgeführt.

Tabelle 8 Gemessene Impedanzwerte in Ohm je km und Erdkompensationsfaktor

Schirm- behandlung	$R'_{(1)}$	$X'_{(1)}$	$Z'_{(1)}$	$R'_{(0)}$	$X'_{(0)}$	$Z'_{(0)}$	R'_E	X'_E	Z'_E	$ k_E $	$\arg k_E$	R_E/R_L	X_E/X_L
beidseitig geerdet	0,124	0,126	0,177	0,673	0,185	0,698	0,183	0,020	0,184	1,040	-39,170	1,470	0,157
Schirm fern ab	0,117	0,127	0,173	1,338	2,295	2,657	0,407	0,723	0,830	4,807	13,380	3,473	5,705
Schirm nahe ab	0,117	0,127	0,173	1,329	2,291	2,648	0,404	0,721	0,827	4,791	13,490	3,450	5,692
Schirm beide ab	0,117	0,127	0,173	1,388	2,350	2,729	0,424	0,741	0,854	4,947	12,992	3,618	5,849

Wie man anhand der Tabelle 8 sieht, hat der Erdkompensationsfaktor bei beidseitig geerdeten Schirmen annähernd einen Wert von 1 mit einem Winkel von etwa - 40°. Weiters sieht man, dass es egal ist, ob der Schirm einseitig nahe oder ferne (von der Einspeiseseite gesehen) oder beidseitig offen ist. In allen Fällen erhöht sich der Erdfehlerfaktor nahezu um den Faktor 5. Dies ist auch dadurch erklärbar, dass in all diesen Fällen kein Stromfluss über den Schirm möglich ist.

Beispiel 2: Kabel im urbanen Bereich

Bei diesem Beispiel wurde eine 20-kV-Kabelstrecke im urbanen Bereich gemessen (siehe Tabelle 9). Nachdem die Ergebnisse der beidseitigen Kabelschirmerdung weitestgehend vorhersehbar sind, wurde hierbei speziell die einseitige Kabelschirmerdung betrachtet. Ergänzend ist anzumerken, dass es sich im urbanen Bereich, im Vergleich zum ländlichen Bereich, überwiegend um kurze Kabelstrecken im Bereich von einigen hundert Meter bis hin zu etwa 2 km handelt. Dies hat Einfluss auf die Eindringtiefe des Rückleiters und somit auch auf dessen induktiven Anteil. Das Kabelsystem besitzt kein begleitendes

Erdungssystem, dennoch ist auf Grund der dichten Verbauung von einem globalen Erdungssystem auszugehen. Gemessen wurde mit 30 Hz und 70 Hz, um die Beeinflussung der 50-Hz-Störgrößen zu eliminieren und die 50-Hz-Messung zu verifizieren.

Kabeldaten: E-A2XHC2Y 3x1x240 mm², 1086m im Dreieck verlegt

Tabelle 9 Gemessene Strom- und Spannungswerte

Messung	f_{Mess} in Hz	$\underline{I}_{L1}$ in A	$\underline{I}_{L2}$ in A	$\underline{I}_{L3}$ in A	$\underline{U}_{L1}$ in V	$\underline{U}_{L2}$ in V	$\underline{U}_{L3}$ in V
1	30 Hz	10,346 - j8,725			4,576 + j0,781	3,260 + j0,913	3,250 + j0,911
2	30 Hz		11,184 - j7,402		3,050 + j1,266	4,468 + j1,113	3,080 + j1,287
3	30 Hz			7,603 + j11,568	-1,076 + j3,149	-1,104 + j3,163	-1,151 + j4,514
4	50 Hz	-13,607 + j2,337			-4,221 - j4,665	-2,790 - j3,532	-2,783 - j3,438
5	50 Hz		12,270 + j6,055		0,181 + j5,527	0,798 + j7,245	0,222 + j5,576
6	50 Hz			10,676 - j9,034	3,379 + j2,059	3,452 + j2,166	5,167 + j2,492
7	70 Hz	13,756 - j1,979			3,609 + j8,175	2,184 + j6,352	2,115 + j6,282
8	70 Hz		13,756 - j1,979		3,916 + j5,971	5,864 + j7,346	3,976 + j6,030
9	70 Hz			13,756 - j1,979	5,853 - j4,243	5,899 - j4,317	7,394 - j6,122

Aus den gemessenen Strom- und Spannungswerten kann die Impedanzmatrix gebildet werden:

$$\underline{Z}_{123} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{13} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{23} \\ \underline{Z}_{31} & \underline{Z}_{32} & \underline{Z}_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\underline{U}_{L1}\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1}} & \frac{\underline{U}_{L1}\underline{I}_{L2}}{\underline{I}_{L2}} & \frac{\underline{U}_{L1}\underline{I}_{L3}}{\underline{I}_{L3}} \\ \frac{\underline{U}_{L2}\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1}} & \frac{\underline{U}_{L2}\underline{I}_{L2}}{\underline{I}_{L2}} & \frac{\underline{U}_{L2}\underline{I}_{L3}}{\underline{I}_{L3}} \\ \frac{\underline{U}_{L3}\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1}} & \frac{\underline{U}_{L3}\underline{I}_{L2}}{\underline{I}_{L2}} & \frac{\underline{U}_{L3}\underline{I}_{L3}}{\underline{I}_{L3}} \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{120} = \underline{S} \cdot \underline{Z}_{123} \cdot \underline{T}, \underline{S} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix}, \underline{T} = \underline{S}^{-1} \text{ und } \underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

$$\underline{Z}_{123,30\text{Hz}} = \begin{bmatrix} 0,221 + j0,262 & 0,140 + j0,206 & 0,140 + j0,206 \\ 0,137 + j0,204 & 0,232 + j0,253 & 0,138 + j0,206 \\ 0,147 + j0,190 & 0,147 + j0,192 & 0,226 + j0,248 \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{120,30\text{Hz}} = \begin{bmatrix} 0,510 + j0,656 & -0,004 - j0,004 & 0,001 + j0,004 \\ -0,013 + j0,005 & 0,085 + j0,053 & -0,005 - j0,002 \\ 0,005 + j0,013 & 0,001 + j0,006 & 0,085 + j0,054 \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{123,70\text{Hz}} = \begin{bmatrix} 0,173 + j0,619 & 0,091 + j0,475 & 0,086 + j0,469 \\ 0,123 + j0,504 & 0,223 + j0,645 & 0,126 + j0,509 \\ 0,129 + j0,500 & 0,132 + j0,505 & 0,213 + j0,651 \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{120,70\text{Hz}} = \begin{bmatrix} 0,432 + j1,626 & -0,005 - j0,008 & -0,002 + j0,005 \\ -0,042 - j0,032 & 0,091 + j0,144 & -0,005 + j0,001 \\ -0,040 - j0,031 & 0,004 + j0,007 & 0,087 + j0,146 \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{120} = \frac{1}{2} \cdot [\underline{Z}_{120,30\text{Hz}} + \underline{Z}_{120,70\text{Hz}}] \begin{bmatrix} \underline{Z}_{(0)} \\ \underline{Z}_{(1)} \\ \underline{Z}_{(2)} \end{bmatrix} = \text{diag}[\underline{Z}_{120}] = \begin{bmatrix} 0,471 + j1,141 \\ 0,087 + j0,099 \\ 0,086 + j0,100 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,235 \cdot e^{j67,6^\circ} \\ 0,132 \cdot e^{j48,3^\circ} \\ 0,132 \cdot e^{j49,2^\circ} \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = 0,471 + j1,141 = 1,235 \cdot e^{j67,6^\circ}, \underline{Z}_{(1)} = 0,087 + j0,099 = 0,132 \cdot e^{j48,3^\circ}$$

Die ermittelten Leitungsparameter decken sich weitestgehend mit bekannten Werten der Mittelspannungsebene, wobei der Winkel des Mitsystems leicht über dem Erwartungswert von 35° bis 45°

liegt. Hingegen liegt der Winkel des Nullsystems unter dem Erwartungswert, was wiederum auf den urbanen Bereich und die damit verbundenen Möglichkeiten der zum Erdschleif parallelten Rückleitungen zurückzuführen ist.

Aus den ermittelten symmetrischen Komponenten kann der komplexe Faktor $\underline{k}_E$ für die Impedanzkorrektur des Distanzschutzgeräts bei einpoligen Netzfehler bestimmt werden.

$$\underline{k}_E = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{Z_{(0)}}{Z_{(1)}} - 1 \right) = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{1,235 \cdot e^{j67,6^\circ}}{0,132 \cdot e^{j48,8^\circ}} - 1 \right) = 2,81 \cdot e^{j21,1^\circ} = 2,6207 + j1,0101$$

Tabelle 10 zeigt eine Zusammenfassung der Beispielmessungen für Mittelspannungskabel. In anderen Spannungsebenen können ähnliche Voraussetzungen angenommen werden. Deshalb werden spezifische Messungen empfohlen.

Tabelle 10 Zusammenfassung der Beispielmessungen für Mittelspannungskabel $\underline{k}_E$ -Faktor beidseitig und einseitig

	$ \underline{k}_E $	$\arg \underline{k}_E$
Beidseitig ländlich	1,04	-39°
Einseitig ländlich	4,8	+13°
Einseitig urban	2,8	+21°

7.2.8 Auswirkungen auf die Schutzfunktion bei nicht korrekt eingestelltem Erdkompensationsfaktor

Im folgenden Praxisbeispiel aus einem Hochspannungsnetz wird erläutert, wie es trotz guter Abschätzung der Beträge des Erdkompensationsfaktors und des Mitsystems bei Unkenntnis über das Nullsystem einer Kabelanlage zu einer unselektiven Auslösung kommen kann.

Wie in Bild 50 ersichtlich, wurde in der besagten Netzstörung der Fußpunkt eines Doppelerdschlusses zwischen UW B und UW C unselektiv von UW A abgeschaltet.

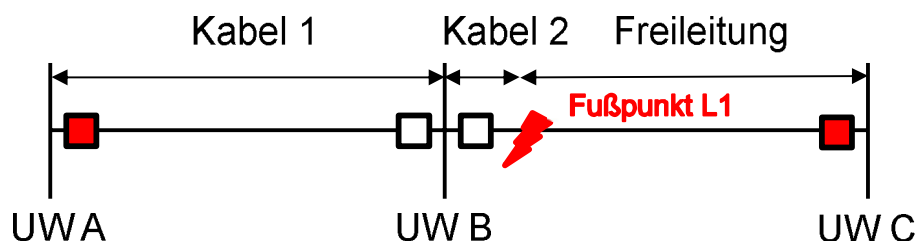


Bild 50 Topologie der Netzstörung

Nachdem alle anderen Fehlerquellen wie bspw. eine Fehlfunktion der beteiligten Schutzsysteme ausgeschlossen werden konnte, wurde eine vollständige Impedanzmessung durchgeführt.

Tabelle 11 Vergleich errechnete Werte (Netzplanung) mit gemessenen Werten an Kabel 1

	$R_{(1)}$ in Ω	$X_{(1)}$ in Ω	$Z_{(1)}$ in Ω	$\varphi_{(1)}$ in $^\circ$	$R_{(0)}$ in Ω	$X_{(0)}$ in Ω	$Z_{(0)}$ in Ω	$\varphi_{(0)}$ in $^\circ$	$\underline{k}_E$ in Ω	φ_E in $^\circ$
Archivierte Leistungsdaten	0,42	1,21	1,28	71	0,53	3,01	3,06	80	0,47	16
Gemessene Größen	0,46	1,21	1,29	69	2,71	1,19	2,97	24	0,58	-69

In Tabelle 11 sind die Ergebnisse der Impedanzmessung an Kabel 1 in symmetrischen Komponenten aufgelistet. Die Mitsystemreaktanz wies gegenüber der errechneten Werte lediglich eine Abweichung innerhalb der Messtoleranzen auf. Auffällig sind aber die Abweichungen in den Nullsystemgrößen. Trotz nur geringer Abweichung des Betrags des Erdkompensationsfaktors, wich der Phasenwinkel erheblich vom gemessenen Wert ab.

Erklärung: Im Kabelsystem 1 wurden die Kabelschirme mit Cross-Bonding-Muffen an verschiedenen Stellen unterbrochen und mit Schirmen jeweils anderer Leiter verbunden.

Mit der Annahme $I_E = I_{L1}$ errechnet sich die gemessene Fehlerimpedanz bei einem Doppelerdschluss (= einpoliger Kurzschluss) zu

$$\underline{Z}_{L1E} = \frac{\underline{U}_{L1E}}{\underline{I}_{L1}} \frac{1}{(1 + \underline{k}_E)}$$

Der Erdkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ dient als Hilfsgrösse zur Bestimmung der Fehlerimpedanz bei Kurzschlüssen mit Erdberührung.

Am Schutzgerät in UWA wurde der aus den Leitungsdaten errechnete Erdkompensationsfaktor eingestellt. Entspricht nun der tatsächliche, gemessene Erdkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ nicht dem im Schutzgerät hinterlegten Wert, so wird die Impedanz $\underline{Z}_{L1E}$ nicht korrekt berechnet. Mit den Werten aus Tabelle 11 folgt

$$\frac{\underline{Z}_{L1E, \text{Schutz}}}{\underline{Z}_{L1E, \text{tatsächlich}}} = \frac{(1 + \underline{k}_{E, \text{tatsächlich}})}{(1 + \underline{k}_{E, \text{Schutz}})} = \frac{(1 + 0,58e^{-j69^\circ})}{(1 + 0,47e^{+j16^\circ})} = 0,91 e^{-j29^\circ}$$

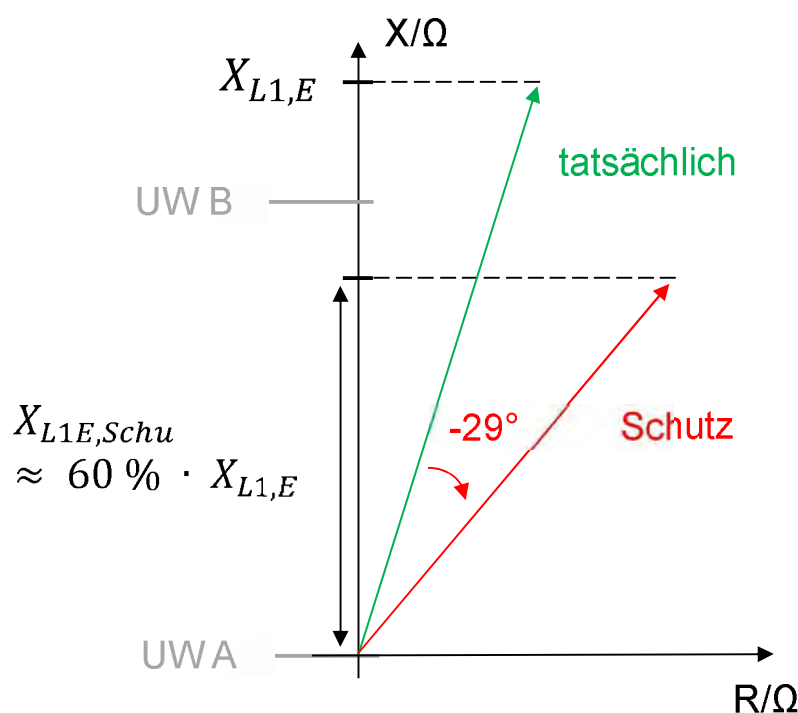


Bild 51 Verkürzung der ermittelten Reaktanz aufgrund falschem Erdkompensationsfaktor

Die errechnete Fehlerimpedanz erfährt bei der Auswertung der Leiter-Erde Schleife neben einer virtuellen Verkürzung der Impedanz eine Drehung des komplexen Zeigers in Richtung R-Achse (siehe Bild 51). Es folgt

$$X_{L1E, \text{Schutz}} = \text{Im} \{ 1,29 e^{j6^\circ} \cdot 0,91 e^{-j29^\circ} \} = 0,75 \Omega$$

Die errechnete Fehlerreaktanz weicht gegenüber der tatsächlichen Fehlerreaktanz um etwa -40 % ab. Bei einer typischen Reichweite der ersten Distanzzone (Schnellzeit) führte die Verkürzung der errechneten Reaktanz zur unselektiven Auslösung in UWA.

- Reduzierte Reichweite Distanzzone 1 für L-E-Fehler - bspw. 60 % der Leitungsreaktanz

7.2.9 Verarbeitung des Erdkompensationsfaktors in den Schutzgeräten und ihre Auswirkungen auf die Schutzfunktion

Da der Erdkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ eine komplexe Größe mit Betrag und Winkel darstellt, muss beachtet werden, wie der Schutz den $\underline{k}_E$ -Faktor bei der Berechnung der Leiter-Erde Schleife berücksichtigt.

Auch das Auftreten von Übergangswiderständen hat in Zusammenhang mit dem Erdkompensationsfaktor Auswirkungen auf die ermittelte Impedanz der Schutzgeräte.

Nachfolgend werden zwei Verfahren von Schutzalgorithmen verglichen, die sich speziell bei einpoligen Fehlern mit Übergangswiderständen an der Fehlerstelle unterscheiden. Dabei wird als Fehlerfall ein einseitig gespeister Kurzschluss ohne Laststrom untersucht und das Fehlerbild in Bild 52 zugrunde gelegt.

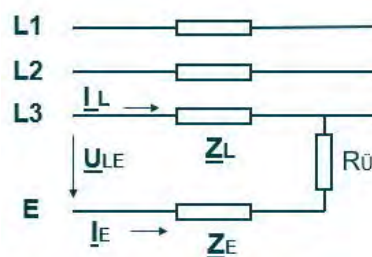


Bild 52 Fehlerbild einseitig gespeister einpoliger Kurzschluss mit Übergangswiderstand

Verfahren 1:

Dieses Verfahren ist die „konventionelle“ Messmethode, die in vielen Schutzgeräten implementiert ist. Aus dem dargestellten Fehlerbild kann die Schleifengleichung für den einpoligen Fehlerfall aufgestellt werden:

$$\underline{U}_{LE} = \underline{Z}_L \cdot \underline{I}_L - \underline{Z}_E \cdot \underline{I}_E - R_{\ddot{U}} \cdot \underline{I}_E$$

Z_E kann unter Verwendung des komplexen Erdkompensationsfaktors k_E ausgedrückt werden durch:

$$\underline{Z}_E = \underline{Z}_L \cdot k_E$$

Daraus ergibt sich die Schleifengleichung mit:

$$\underline{U}_{LE} = \underline{Z}_L \cdot (\underline{I}_L - k_E \cdot \underline{I}_E) - R_U \cdot \underline{I}_E$$

Durch Umrechnung dieser Gleichung ergibt sich:

$$\underline{Z}_L = \frac{\underline{U}_{L,E}}{I_L - k_E \cdot I_E} + \frac{-R_{\ddot{U}} \cdot I_E}{I_L - k_E \cdot I_E}$$

Dabei ist der linke Term jener Teil, der bei der „konventionellen“ Messmethode die berechnete Fehlerimpedanz darstellt. Der rechte Term ist jeder Teil, um den die berechnete Fehlerimpedanz von der tatsächlichen abweicht. Ohne Berücksichtigung des Laststromes ergibt sich $I_L = -I_R = I$ und in Folge:

$$\underline{Z}_L = \frac{\underline{U}_{LE}}{I \cdot (1 - k_E)} + \frac{R_{\ddot{U}}}{1 - k_E}$$

Man sieht, dass bei einem Fehler mit Übergangswiderstand ($R_{ij} > 0$), durch den Winkel des $\underline{k}_E$ -Faktors im rechten Term auch eine imaginäre Komponente entsteht. Diese imaginäre Komponente beeinflusst damit auch den Reaktanzwert der berechneten Fehlerimpedanz. Bei einem positiven k_E -Winkel, wird ein kleinerer

Reaktanzwert (Überreichweite) gemessen und bei einem negativen Winkel ein größerer Reaktanzwert (Unterreichweite).

Verfahren 2:

Bei diesem Verfahren wird die Schleifengleichung getrennt nach R und X aufgelöst. Dies ist in der Berechnung etwas komplexer und liefert folgendes Ergebnis für die Fehlerimpedanz. Bei diesem Verfahren wird der gemessene Reaktanzwert nicht vom Übergangswiderstand R_0 beeinflusst. Quelle: [3]

$$R_{L3-E} = \frac{U_{L3-E}}{I_{L3}} \cdot \frac{\cos(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot k_x \cdot \cos(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - (k_x + k_r) \cdot \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) + k_r \cdot k_x \cdot \left(\frac{I_E}{I_{L3}}\right)^2}$$

$$X_{L3-E} = \frac{U_{L3-E}}{I_{L3}} \cdot \frac{\sin(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot k_r \cdot \sin(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - (k_x + k_r) \cdot \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) + k_r \cdot k_x \cdot \left(\frac{I_E}{I_{L3}}\right)^2}$$

φ_U	Phasenwinkel der Kurzschlussspannung
φ_L	Phasenwinkel des Phasenkurzschlussstroms
φ_E	Phasenwinkel des Erdkurzschlussstroms
k_x	Verhältnis X_E/X_L
k_r	Verhältnis R_E/R_L

Für den Vergleich beider Verfahren werden Beispiele für Kabel- und Freileitungsstecken in der Mittelspannungsebene untersucht. Es werden folgende Leitungsdaten angenommen:

Kabel:

Daten aus Kapitel 0 *Tabelle 8* *Tabelle 8*, hochgerechnet auf die Kabellänge von 3,662 km

$$R_{(1)} = 0,455 \, \Omega, X_{(1)} = 1,460 \, \Omega, R_{(0)} = 2,464 \, \Omega, X_{(0)} = 0,676 \, \Omega, |k_E| = 1,040 \text{ und } \arg k_E = -39,17^\circ$$

$$(X_E/X_L = 0,157, R_E/R_L = 1,470)$$

20-kV-Freileitung Al/St 95/15

Daten aus Kapitel 7.14 *Tabelle 22*

$$R'_{(1)} = 0,310 \, \Omega/\text{km}, X'_{(1)} = 0,37 \, \Omega/\text{km}$$

Der längenbezogene Widerstand R'_E des Erdreichs kann wie folgt berechnet werden:

$$R'_E = \pi^2 \cdot f \cdot 10^{-4} \approx 0,05 \, \Omega/\text{km} \rightarrow R_{(0)} = R_{(1)} + 3 \cdot R_E \rightarrow R'_{(0)} = 0,46 \, \Omega/\text{km}$$

Der $X'_{(0)}$ -Wert einer 20-kV-Freileitung mit üblicher Mastabmessung ohne Erdseil beträgt:

$$X'_{(0)} \approx 3,3 \cdot X'_{(1)} \rightarrow X'_{(0)} = 1,22 \, \Omega/\text{km}$$

Für eine 10 km lange Freileitung ergeben sich damit folgende Werte:

$$R_{(1)} = 3,1 \, \Omega, X_{(1)} = 3,7 \, \Omega, R_{(0)} = 4,6 \, \Omega, X_{(0)} = 12,2 \, \Omega, |k_E| = 0,596 \text{ und } \arg k_E = 29,95^\circ$$

$$(X_E/X_L = 0,766, R_E/R_L = 0,161)$$

Bei beiden Beispielen wird für den Fehlerübergangswiderstand R_0 ein Wert von 5 Ω (Lichtbogenwiderstand) angenommen. Dies erscheint zwar für eine Kabelstrecke unrealistisch, es gibt aber auch bei einer Kabelstrecke Fehlerpunkte, wo klassische Lichtbogenfehler auftreten können (z.B. Kabelendverschluss, Kabelüberführungsmast, luftisolierte Schaltanlage usw.)

Nachfolgend werden die Berechnungsergebnisse beider Distanzschutz Verfahren gegenübergestellt. Diese Berechnungsergebnisse wurden auch durch Prüfungen an realen Schutzrelais bestätigt.

Tabelle 12 Vom Schutz gemessene R- und X-Werte am Beispiel Kabel

		Erdfaktor eingestellt		Fehlerstelle			Gemessen Schutz		X-Fehler in %
		$ \underline{k}_E $	$\arg \underline{k}_E$	R in Ω	X in Ω		R_F in Ω	R in Ω	
Verfahren 1	Einstellung berechneter Erdfaktor	1,041	-39,2	0,455	0,460	0	0,455	0,460	0,00
						5	2,898	1,349	193,26
	Einstellung „angepasster“ Erdfaktor	0,157	0,000			0	0,455	0,460	0,00
						5	5,294	0,460	0,00
		R_E/R_L	X_E/X_L						
Verfahren 2	Einstellung berechneter Erdfaktor	1,472	0,157	0,455	0,460	0	0,455	0,460	0,00
						5	2,478	0,460	0,00

Tabelle 13 Vom Schutz gemessene R- und X-Werte am Beispiel Freileitung

		Erdfaktor eingestellt		Fehlerstelle			Gemessen Schutz		X-Fehler in %
		$ \underline{k}_E $	$\arg \underline{k}_E$	R in Ω	X in Ω		R_F in Ω	R in Ω	
Verfahren 1	Einstellung berechneter Erdfaktor	0,596	29,950	3,100	3,700	0	3,100	3,700	0,00
						5	6,280	3,080	-16,76
	Einstellung „angepasster“ Erdfaktor	0,766	0,000			0	2,040	3,700	0,00
						5	4,870	3,700	0,00
		R_E/R_L	X_E/X_L						
Verfahren 2	Einstellung berechneter Erdfaktor	0,161	0,766	3,100	3,700	0	3,100	3,700	0,00
						5	7,410	3,700	0,00

Die Berechnungsergebnisse in Tabelle 12 und Tabelle 13 zeigen, dass bei Schutzgeräten bei denen die Impedanzermittlung nach Verfahren 1 („konventionelle“ Messmethode) erfolgt, große Fehler bei den gemessenen X-Werte auftreten (+193,26 % beim Beispiel Kabel und -17 % beim Beispiel Freileitung), wenn die Erdfehler einen Übergangswiderstand von 5 Ω aufweisen. Dies aber nur dann, wenn der $\underline{k}_E$ -Faktor so eingestellt wird, wie dies den berechneten bzw. gemessenen Werten entspricht. Wenn allerdings der $\underline{k}_E$ -Faktor „angepasst“ eingestellt wird (Betrag X_E/X_L und Winkel 0), dann wird auch bei Erdfehlern mit Übergangswiderstand der X-Wert korrekt vom Schutz gemessen und nur der R-Wert wird beeinflusst. Bei Schutzgeräten, bei denen die Impedanzermittlung nach Verfahren 2 erfolgt, sind die gemessenen Impedanzwerte unbeeinflusst vom Übergangswiderstand R_{ij} .

Es wird daher folgende Empfehlung für die Geräteeinstellung des Erdkompensationsfaktor gegeben:

Bei Schutzrelais, bei denen die Impedanzermittlung nach Verfahren 1 erfolgt, soll nicht der ermittelte Erdkompensationsfaktor eingestellt werden, sondern es soll für den Betrag von $\underline{k}_E$ das Verhältnis X_E/X_L und für den Winkel von $\underline{k}_E$ der Wert 0 Grad eingestellt werden.

7.2.10 Allgemeine Empfehlungen für die Einstellung des Erdkompensationsfaktors

Für HS-Leitungen werden grundsätzlich spezifische Messungen empfohlen, um den Erdkompensationsfaktor zu ermitteln. Pauschale Empfehlungen für reine Kabel- oder Freileitungsnetze in der Mittelspannung können Tabelle 14 entnommen werden. In gemischten Kabel-/Freileitungsnetzen ist eine Abwägung zu treffen.

Tabelle 14 Empfehlungen Erdkompensationsfaktor in Mittelspannungsnetzen

MS-Netze kE	Verfahren 1	Verfahren 2	Bemerkungen
Kabel beidseitig geerdet	0,15 und 0°	$X_E/X_L=0,15$ $R_E/R_L=1,5$	
Freileitung ohne Erdseil	0,7 und 0°	$X_E/X_L=0,7$ $R_E/R_L=0,1$	Tendenz zur Unterreichweite
Freileitung ohne Erdseil	1,0 und 0°	$X_E/X_L=1,0$ $R_E/R_L=0,1$	Tendenz zur Überreichweite

Entsprechend Kapitel 7.2.9 soll beim Erdkompensationsfaktor nur dann ein Winkel eingestellt werden, wenn im Schutzrelais für die Ermittlung der Leiter-Erde Schleife die „komplexere Messmethode“ (In Kapitel 7.2.9 als Verfahren 2 bezeichnet) implementiert ist. Bei der „konventionellen“ Messmethode (Verfahren 1) sollte ein angepasster Erdkompensationsfaktor ohne Winkel eingestellt werden.

7.2.11 Strommessung über Kabelumbauwandler

Oftmals kann für die Messung des Stroms kein induktiver Stromwandler konventioneller Bauform installiert werden und es muss auf Kabelumbauwandler zurückgegriffen werden. In der Praxis werden damit sowohl einzelnen Leiterströme, als auch Summenströme (Nullstrom) direkt, ohne Holmgreen-Schaltung gemessen. Nachdem diese Wandler das gesamte magnetische Feld messen, welches durch die durchgeführten Leiter entsteht, kommt es bei Kabeln zu einer Überlagerung (Summe) von Hauptleiter- und Schirmströmen. Ungewollte Stromkomponenten, wie z.B. Schirmströme, müssen an dieser Stelle auch wieder kompensiert werden. In der Praxis erfolgt dies durch ein isoliertes Rückführen des Schirmes durch den Kabelumbauwandler (siehe Bild 53), bevor er mit der Anlagenerde verbunden wird. Wenn dies nicht erfolgt, dann kann es zu Über- oder Unterfunktionen in der Schutztechnik und in der selektiven Erdschlussortung kommen.

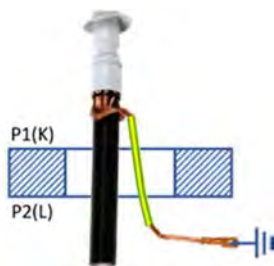


Bild 53 Schirmstromrückführung bei Kabelumbauwandler

7.3 Verlegearten von Kabeln

Dieses Kapitel bezieht sich hauptsächlich auf Verlegearten von Mittelspannungskabeln und deren Einfluss auf die Schutzeinstellungen und Schutzsysteme.

Grundsätzlich muss unterschieden werden zwischen Verlegung direkt in das Erdbereich oder Verlegung in Kabelschutzrohren. Letztere Verlegeart hat sich in den letzten Jahren aus arbeitstechnischen Gründen bei einigen Netzbetreibern zum Standard entwickelt. Der Vorteil dabei ist, dass die Grabungsarbeiten einer Kabelstrecke Zug um Zug durchgeführt werden können und die Kabelkүнette nicht über die gesamte Kabelstrecke offengelassen werden muss. Das Einziehen der Kabel erfolgt dann, wenn die Verrohrung

fertiggestellt ist. Dabei können je nach Kabelquerschnitt durchaus Längen von 700 m bis 1000 m eingezogen werden.

Abgesehen von der Art der Verlegung (direkt im Erdreich oder Rohr) beeinflusst die geometrische Anordnung, d.h. der Abstand der Kabelleiter zueinander, die elektrischen Parameter einer Kabelstrecke. Insbesondere wird der induktive Reaktanzwert wesentlich vom Leiterabstand beeinflusst. Bei Schutzfunktionen wie der Distanzschutzfunktion, wo der induktive Reaktanzwert ein bestimmender Faktor für die Schutzeinstellung bzw. die Schutzstaffelung ist, muss die Art der Verlegung bekannt sein und berücksichtigt werden.

Neben den elektrischen Parametern wird durch die Verlegeart auch die Übertragungsfähigkeit (Strombelastbarkeit) einer Kabelstrecke beeinflusst. Diese Thematik wird in Kapitel 7.12 behandelt.

7.3.1 Verlegearten

Nachfolgend einige Beispiele von Verlegearten mit grundsätzlichen Aussagen zum Impedanzverhalten im fehlerfreien Betrieb, die sich ggf. zum Kurzschlussfall unterscheiden (siehe Kapitel 0).

Verlegung im Dreieck direkt in Erde (Bild 54):

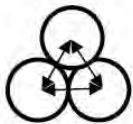


Bild 54 Verlegung im Dreieck direkt in Erde

- Symmetrische Impedanzen
- Berechnung mit Herstellerangaben oder Tabellenbüchern möglich

Verlegung nebeneinander direkt in Erde (Bild 55):

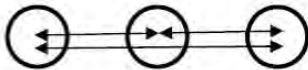


Bild 55 Verlegung nebeneinander direkt in Erde

- Nicht symmetrische Impedanzen
- Hersteller gibt Mittelwert mit definiertem Abstand der Kabel an

Verlegung im Dreieck in getrennten Rohren (Bild 56):

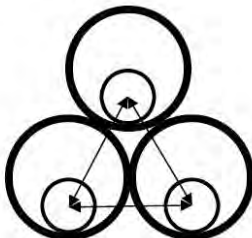


Bild 56 Verlegung im Dreieck in getrennten Rohren

- Symmetrische Impedanzen
- Impedanzwerte müssen entsprechend der Rohrdimension rechnerisch ermittelt werden

Verlegung in einem gemeinsamen Rohr (Bild 57):

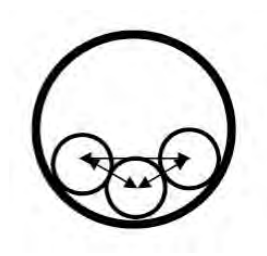


Bild 57 Verlegung in einem gemeinsamen Rohr

- Nicht symmetrische Impedanzen
- Keine Herstellerangaben
- Berechnung ist komplex, da der Leiterabstand davon abhängt, wie sich die Leiter in das Rohr hineinlegen
- Impedanzen können nur durch Messung exakt ermittelt werden

7.3.2 Berechnung der Induktivität und des Reaktanzwertes

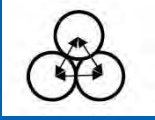
Die längenbezogene Induktivität L' und der längenbezogene induktive Reaktanzwert X'_L einer Kabelstrecke können nach den folgenden Gleichungen berechnet werden:

$$L' = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{D}{r} + \frac{1}{4} \right)$$

$$X'_L = 2\pi \cdot f \cdot L'$$

L'	Induktivität [H/m]
X'_L	Reaktanzwert (Blindwiderstand) [Ω /m]
μ_0	magnetische Feldkonstante ($4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$)
D	Abstand der Leiter zueinander (Mitte - Mitte) [m]
r	Radius des Leiters [m]
f	Netzfrequenz [Hz]

Tabelle 15 Berechnete induktive Reaktanzwerte für verschiedene Verlegearten bei Kabeltyp NA2XS(F)2Y 1x240 RM/25 18/30 kV

Verlegeart			Rohr FXKV 110	Rohr FXKW 160
X_L Min in Ω /km	0,116	0,159	0,173	0,116
X_L Mittelwert in Ω /km		0,181		0,134
X_L Max in Ω /km		0,203		0,153
X_L Min / X_L Mittelwert		88 %		86 %
X_L Max / X_L Mittelwert		112 %		114 %
Faktor X_L Mittelwert zu Dreieck gebündelt	1	1,57	1,49	1,16

Exemplarische Berechnung für eine Kabeltyp:

Für den 30-kV-Kabeltyp NA2XS(F)2Y 1 x 240 RM/25 18/30 kV (Leiterdurchmesser 18,1 mm, Außendurchmesser 44,3 mm) wurden die Reaktanzwerte für die verschiedenen Verlegearten berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 15 dargestellt.

Aus den Werten von Tabelle 15 sieht man, dass bei Verlegearten mit nicht symmetrischen Impedanzen die Reaktanzwerte um mehr als 10 % vom Mittelwert abweichen. Dies ist abhängig davon, welche Leiterschleife betrachtet wird (z.B. Außen zu Mitte oder Außen zu Außen).

Wenn für eine Distanzschutzstaffelung der Mittelwert genommen wird, besteht die Gefahr einer Überreichweite. Es empfiehlt sich daher die Staffelung nach dem kleinsten Reaktanzwert vorzunehmen. Es sollte jedoch sichergestellt werden, dass mit der zweiten Zone sicher über den betrachteten Schutz-/Selektionsabschnitt gestaffelt wird, bspw. die nächste Sammelschiene.

7.3.3 Betrachtung im Kurzschlussfall

Für die Verlegeart „Kabel in einem gemeinsamen Rohr“ wurde die Impedanzänderung durch die Veränderung der Leiterposition infolge der dynamischen Kräfte untersucht. Durch Versuche konnte festgestellt werden, dass bereits bei einem zweipoligen Kurzschluss von 2-3 kA eine deutliche Änderung der Leiterposition gegeben war.

Der Unterschied der in Tabelle 16 angeführten Werte für die Ruhelage – berechnet 0,134 Ω/km zu gemessen 0,127 Ω/km – ist damit begründet, dass die Leiteranordnung über die Länge einer Kabelstrecke nicht gleichbleibt. Der gemessene Wert stellt einen Mittelwert aus einer Reihe von gemessenen Kabelstrecken dar.

Tabelle 16 Gegenüberstellung der induktiven Reaktanzwerte in Ruhelage zu Kurzschluss bei Kabeltyp NA2XS(F)2Y 1x240 RM/25 18/30 kV bei Verlegung in Rohr RXKV 160 mm

		
Ruhelage X_L Mittel berechnet [Ω/km]	Ruhelage X_L Mittel gemessen [Ω/km]	KS 2-pol berechnet [Ω/km]
0,134	0,127	0,161
		KS 3-pol berechnet [Ω/km]
		0,152

Die Untersuchung zeigt, dass im Kurzschlussfall eine deutliche Erhöhung der Reaktanz auftritt, z.B. eine etwa 20 % (bezogen auf berechneten Wert) oder 27 % (bezogen auf gemessenen Wert) höhere Impedanz in der Gegenüberstellung aus Tabelle 16. Der Mittelwert der betrachteten Kurzschlussfälle beträgt 0,157 Ω/km . Da von der berechneten Veränderung der Leiterposition ausgegangen werden muss, ist dieser Mittelwert für die Berechnung der Schutzeinstellung als repräsentativ anzusehen.

7.3.4 Auswirkung der unsymmetrischen Leiterimpedanz auf die Erdschlussortung

Bei Verlegearten, bei denen die Leiterabstände der einzelnen Phasen nicht gleich sind, ergeben sich unsymmetrische Leiterimpedanzen. Wie bei den berechneten Reaktanzwerten gezeigt wurde (siehe Tabelle 15), beträgt die Abweichung mehr als 10 %.

Bei vermascht betriebenen Kabelstrecken teilt sich auch der Laststrom eines symmetrischen Verbrauchers, durch die unterschiedlichen Reaktanzwerte der Verlegeart, nicht symmetrisch auf die drei Leiter einer Kabelstrecke auf. Dadurch entsteht bereits im erdschlussfreien Zustand ein Nullsystem, welches im gelöschten bzw. isoliertem Netz, je nach angewendetem Verfahren, für die Erdschlussortung zu Problemen führen kann.

Dieser Nullstrom überlagert sich bei einem Erdschluss zum schutztechnisch relevante Nullstrom aufgrund eines Erdschlusses und kann diesen in Amplitude und Phasenlage so stark beeinflussen, dass eine falsche Richtungsbestimmung erfolgt. Moderne Algorithmen für Erdschlussrichtungsbestimmung beherrschen das

Problem des Phasensplittings in der Form, dass der „fälschlicherweise“ gemessene Nullstrom vor Erdschlusseintritt gemessen wird und damit der im Erdschlussfall auftretende Nullstrom korrigiert wird.

7.4 Vom gelöschten Netz zur niederohmigen Sternpunktterdung als Folge hoher Verkabelungsanteile im Netz – Schutzbetrachtungen

Bei einem hohen Verkabelungsanteil stellt sich immer das Problem des großen Blindleistungsbedarfs im Netz. In der Regel wird dieser Bedarf durch das Netz zur Verfügung gestellt. In gelöscht betriebenen Netzen forciert das Verkabeln gleichsam den Bedarf von Löschleistung im Erdschlussfall. Mit einem Übergang vom gelöscht betriebenen Netz zu einem Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung lässt sich dieser Zusammenhang – höherer Kabelanteil erfordert höhere Löschleistung – prinzipiell entkoppeln. Ggf. kann ein separates Teilnetz innerhalb einer Netzgruppe mit NOSPE aufgebaut werden.

Der Übergang von einem gelöschten Netz mit Erdschlusskompensation zu einem Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung ist mit hohem Aufwand verbunden. Die folgende Auflistung soll wesentliche Punkte benennen, die grundsätzlich dabei zu beachten sind:

- Netzberechnungen zur Dimensionierung der einpoligen Kurzschlussströme bzgl. Eignung der Transformatorsternpunkte und Notwendigkeit von Sternpunktbildnern
- Untersuchung der Transformatorsternpunkte hinsichtlich Belastbarkeit und Kopplungen der Nullsysteme (ggf. wird der Austausch einzelner Transformatoren erforderlich)
- Untersuchung der Erdungsanlagen hinsichtlich Erd- und Berührungsspannung
- Prüfung der Beeinflussung von Telekommunikationsanlagen (Prüfung der Erforderlichkeit des Energierechtsverfahren)

Auf das Schutzsystem bezogen können folgende Punkte hervorgehoben werden:

- Auswahl eines geeigneten Schutzsystems (Haupt- und Reserveschutz, inkl. Wandler). Bei der Auslegung der Schutzsysteme ist darauf zu achten, dass kurze Fehlerklärungszeiten sichergestellt sind, damit die zulässigen Berührungsspannungen nach DIN EN 50522 (VDE 0101-2) [11] eingehalten werden können
- Konzepte für den Einsatz von Trenntransformatoren oder Sternpunktbildnern, die zur Umstellung erforderlich werden
- Umgang mit Trennstellen zu Nachbarnetzen
- Parametersatzumschaltung für den Fall, dass zwischen gelöschter und niederohmig geerdeter Betriebsweise gewechselt wird
- Untersuchung der Verwendung der einpoligen AWE
- Zuverlässige Erfassung und selektive Klärung der auftretenden Kurzschlussströme durch den Netzschutz. Bei der Anwendung der niederohmigen Sternpunktterdung und einem Verkabelungsgrad $< 100\%$ ist zu beachten, dass auch hochohmige Fehler im Freileitungsnetz schutztechnisch berücksichtigt werden müssen.
- Einsatz kurzschlussrichtungsabhängiger Schutzsysteme in Mittelspannungsnetzen mit Kabelringen zur Versorgung von Hauptstationen. Signalvergleichsverfahren oder Differentialschutz werden ggf. zur Sicherstellung von Selektivität und schnellen Fehlerklärungszeiten eingesetzt.

Die niederohmige Sternpunktterdung (NOSPE) lässt sich in wirksam geerdet und strombegrenzend unterteilen. Im praktischen Betrieb wird bei Erdfehlerfaktoren $\delta_E \leq 1,4$ von wirksam geerdeten Netzen gesprochen [12]. Die niederohmige Sternpunktterdung lässt sich durch die in

Tabelle 17 angegebenen Eigenschaften charakterisieren.

Des Weiteren sei auf die Literatur verwiesen: [12], [13], [14].

Tabelle 17 *Eigenschaften von NOSPE-Netzen – wirksam oder strombegrenzend geerdet*

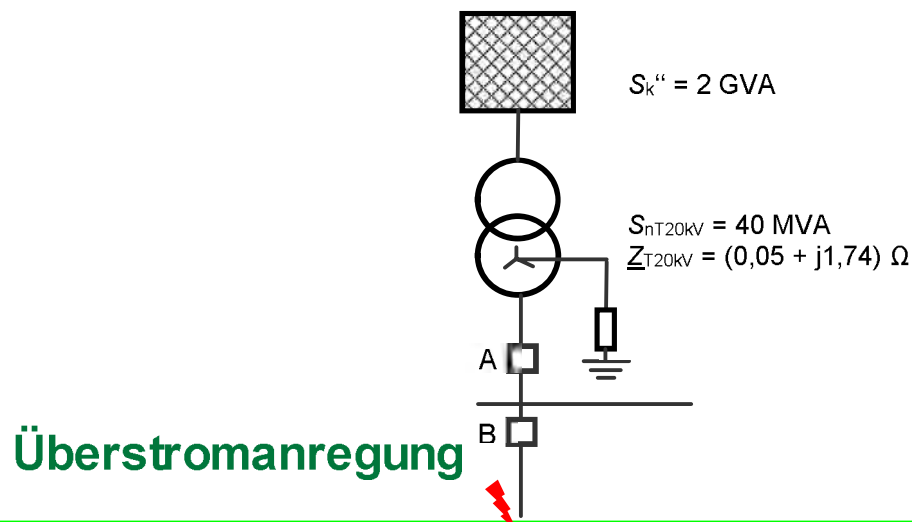
- nicht zutreffend	+ zutreffend	++ stärker zutreffend	
		wirksam geerdet $\delta_E \leq 1,4$	strombegrenzend geerdet
Erdfehlerströme sind Kurzschlussströme mit hieraus resultierenden hohen Berührungsspannungen		++	+
Mehraufwand bei Erdungsmaßnahmen zur Einhaltung der zulässigen Berührungsspannung		++	+
selbstlöschende Erdschlüsse (Weiterbetrieb bei Erdfehler)		-	-
geringe Spannungsanhebung der gesunden Phasen im Fehlerfall		++	-
keine intermittierende Fehler		++	+
direkte Abschaltung durch Leitungsschutz mit Versorgungsunterbrechung		++	++
Doppelerdkurzschluss unwahrscheinlich		++	+
einfache und schnelle Fehlerortsuche, wenn eine Fehler-/Tiefenortung vorhanden ist		++	++
Netzurückwirkung durch Spannungseinbruch		++	+

7.5 Der Ersatz von Freileitung durch Kabel – Schutzbetrachtungen speziell für Mittelspannungsnetze

Die nachfolgenden Auswirkungen von Kabeln auf das Schutzkonzept, als Ersatz von Freileitungen, werden anhand eines kompensierten Netzes beschrieben. Dabei soll sich in der Betrachtung die Sternpunktbehandlung nicht ändern. Weiterhin wird der Zwischeneinspeiseeffekt von dezentralen Erzeugungsanlagen vorerst nicht berücksichtigt.

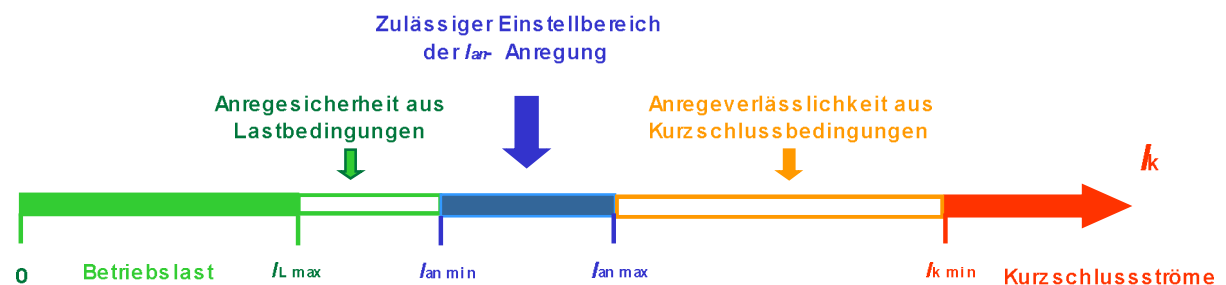
7.5.1 Übersicht und Fallbeispiel

In Bild 58 wird für nachfolgende Berechnungen ein 20-kV-Abgang dargestellt. Die vorgelagerte Kurzschlussleistung im 110-kV-Netz wird mit 2 GVA angenommen. Der im Fallbeispiel verwendete 40-MVA-Transformator stellt eine korrigierte Transformatorimpedanz von $Z_{T20kV} = 0,05 + j1,74 \, \Omega$ dar. Es werden weitergehende Berechnungen für die Schutzeinrichtungen A und B durchgeführt.



Zuverlässigkeit der Schutzanregung

ist sowohl die Eigenschaft, bei Kurzschlüssen auf den zu schützenden Selektionsabschnitten verlässlich anzuregen (**Anregeverlässlichkeit**), als auch sicher gegen Falschanregungen im störungsfreien Betrieb zu sein (**Anregesicherheit**)



[E2]

Bild 59 Anregesicherheiten des Stromkriteriums

info@walter-schössig.de

www.walter-schössig.de

Tel.: 03621/701010

Folie 11

Bild 60 stellt den zweipoligen minimalen Kurzschlussstromes $I''_{k2\min}$ nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) [15]: 2016-12 unter Berücksichtigung der Leitertemperatur am Ende des Kurzschlusses dar (Nutzung von $R'_{\text{vzul,Kurzschluss}}$).

Die maximale Leitungslänge nach dem FNN „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [1] wird so bestimmt, dass mit definierten Sicherheiten f der Hauptschutz verlässlich anregt und gleichzeitig die maximale Belastung des Betriebsmittels gewährleistet ist. Das Verhältnis von maximaler Belastung des Betriebsmittels zur zulässigen Dauerbelastbarkeit I_{zul} gibt allgemein der Überlastfaktor $f_{\text{ÜL}}$ an. Die Angabe von $f_{\text{ÜL}}$ ist betriebsmittelabhängig. Es gilt

$$\frac{f_{\text{transient}}}{f_m \cdot R_V \cdot f_S} \cdot (f_{\text{ÜL}} \cdot I_{\text{zul}}) \leq I_{\text{an}} \leq \frac{I_{k\min}}{f_{\text{AV-1}}}$$

$$f_{\text{ASi}} \cdot I_{L\max} \leq I_{\text{an}} \leq \frac{I_{k\min}}{f_{\text{AV-1}}}$$

mit $f_{\text{transient}} = 1$ (Transientfaktor), $f_m = 0,9$ (max. Messfehler der Schutzeinrichtung einschl. Wandler), $R_V = 0,95$ (Rückfallverhältnis digitaler Schutz), $R_V = 0,85$ (Rückfallverhältnis elektromechanischer Schutz), $f_S = 1,0$ (Sicherheitsfaktor), Anregeverlässlichkeitsfaktor für den Strom $f_{AV-I} = 1,8$ (Hauptschutz) und $f_{AV-I} = 1,3$ (Reserveschutz) sowie f_{AS}^* (Anregesicherheit exkl. Überlastfaktor).

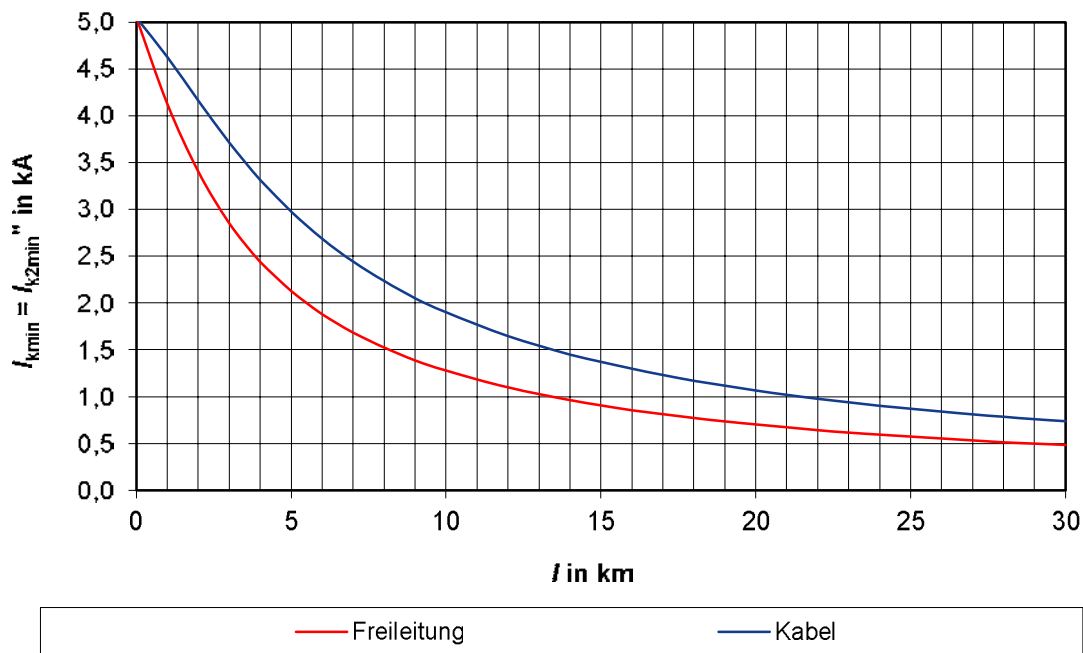


Bild 60 Darstellung der zweipoligen Kurzschlussströme des Fallbeispiels bei Annahme einer 20-kV-Freileitung und einem 20-kV-Kabel im Vergleich nach Abschnitt 7.14, Tabelle 22

Im Fallbeispiel berechnet sich der Anregestrom über

$$I_{\text{an}} \leq \frac{I_{k2\text{min}}''}{f_{AV-I}}$$

Der maximale Laststrom des Betriebsmittels, hier der 20-kV-Leitung, ist dann

$$I_{L\text{max}} \leq \frac{I_{\text{an}}}{f_{AS}}$$

für digitale Schutzeinrichtungen

$$f_{AS} = \frac{f_{\text{transient}}}{f_m \cdot R_V \cdot f_S} = \frac{1}{0,9 \cdot 0,95 \cdot 1} = 1,17$$

Für elektromechanische Relais ist ein Faktor von $f_{AS} = 1,4$ und für digitale Schutzeinrichtungen von $f_{AS} = 1,25$ für Umrechnungen vom Anregestrom I_{an} auf die maximale Belastung $I_{L\text{max}}$ unter Berücksichtigung von Lastpendelungen im Verteilnetz ausreichend.

Unter der Annahme $Z_Q \ll Z_L$ und $Z_T \ll Z_L$ und unter der Anforderung der verlässlichen Anregung gilt für die maximale Leitungslänge

$$l_{\text{max}} = \frac{c_{\text{min}} \cdot U_n}{2 \cdot I_{k2\text{min}}'' \cdot \sqrt{R_L'^2 + X_L'^2}}$$

Bei einem angenommenen minimalen zweipoligen Kurzschlussstrom von 900 A zeigt Tabelle 18 den Vergleich von Berechnungsergebnissen zwischen einer Freileitung und einem Kabel mit je typischen Kennwerten. Der Ersatz von Freileitungen durch Kabel ermöglicht mit Blick auf die Hauptschutzeinrichtungen längere Leitungslängen.

Tabelle 18 Vergleich der maximalen Leitungslänge zwischen Freileitung und Kabel ($I''_{k2min} = 900 \text{ A}$ und digitale Schutzseinrichtungen)

	Al - Kabel	Al-Freileitung
max. Leitungslänge l_{max} in km	24,1	15,1
Anregestrom I_{an} in A	500	500
max. Belastung Leitung I_{Lmax} in A	400	400

7.5.3 Reserveschutzbetrachtungen (z.B. Betrachtung Schutzsystem A)

Das Schutzsystem A in Bild 58 ist Hauptschutzseinrichtung für den 40-kV-Transformator und bietet in konventionellen Schutzphilosophien meist den Reserveschutz für die 20-kV-Abgänge. Ausgangspunkt zur Berechnung des Anregewerts I_{an} des Reserveschutzes ist nun die maximal mögliche Belastung des Transformators, die mit $1,3 \cdot I_{rT}$ angesetzt wird. Die Berechnungen in Tabelle 19 erfolgen analog der Vorgehensweise oben.

Tabelle 19 Maximale Länge der Freileitung mit Distanzschutz als Reserveschutz und reiner Stromanregung

Transformatorleistung	S_{rT} in MVA	40
Einstellwerte	$I \geq 1,6 \cdot I_{rT}$ in kA	1,85
minimaler zweipoliger Kurzschlussstrom	$I''_{k2min} = 1,6 \cdot 1,3 \cdot I_{rT}$ in kA	2,40
Freileitung	$l_{Reserve}$ in km	4,1
Al - Kabel	$l_{Reserve}$ in km	7,2

In Anlehnung an den FNN „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [1] ist für alle Netze der Reserveschutz sicherzustellen. Da dies für Freileitungen länger als 4 km oder Kabel länger als 7 km durch die Stromanregung des Distanzschutzes an der US-Seite des Transformators nicht immer gewährleistet ist (siehe Tabelle 19), muss eine andere Lösung gewählt werden.

Eine kombinierte Unterspannungs-/Überstromanregung bringt kaum eine Verbesserung, um den Reserveschutz nach Prinzip 2. Ordnung sicherzustellen (siehe Kapitel 2).

Als weitere Möglichkeit einer Verbesserung des Reserveschutzes bietet sich die Umstellung auf Unterimpedanzanregung an. Dies ist am nachfolgenden Beispiel näher erläutert.

Ausgangspunkt sind zwei Abgänge je 30 km Länge. Der erste Abgang ist mit einem Standard-Kabel, Leitungswinkel von 28° bei Kurzschluss, und der zweite Abgang ist mit einer Standard-Freileitung, einem Leitungswinkel von 35° bei Kurzschluss, verlegt. Für die Einstellung der Anregung wird üblicherweise die doppelte Reaktanz und Resistanz des längsten MS-Abgangs eingestellt. Indem der Transformator auf den maximalen Laststrom eingestellt werden muss, um eine allgemeine Einstellung zu erhalten, ist eine Lastwinkelausblendung notwendig, da die Leitungswiderstände meist größer sind als

$$\frac{0,9 \cdot U_n}{1,3 \cdot \frac{S_{rT}}{\sqrt{3} \cdot U_n}} \cdot 0,7 = 8,39 \, \Omega.$$

Schlussfolgernd nach Bild 61 ist ein maximaler Lastwinkel bis etwa 20° möglich. Der ergibt sich aus dem kleineren Leitungswinkel des Kabelabgangs. Dieser kann aber im Normalbetrieb nicht immer eingehalten werden.

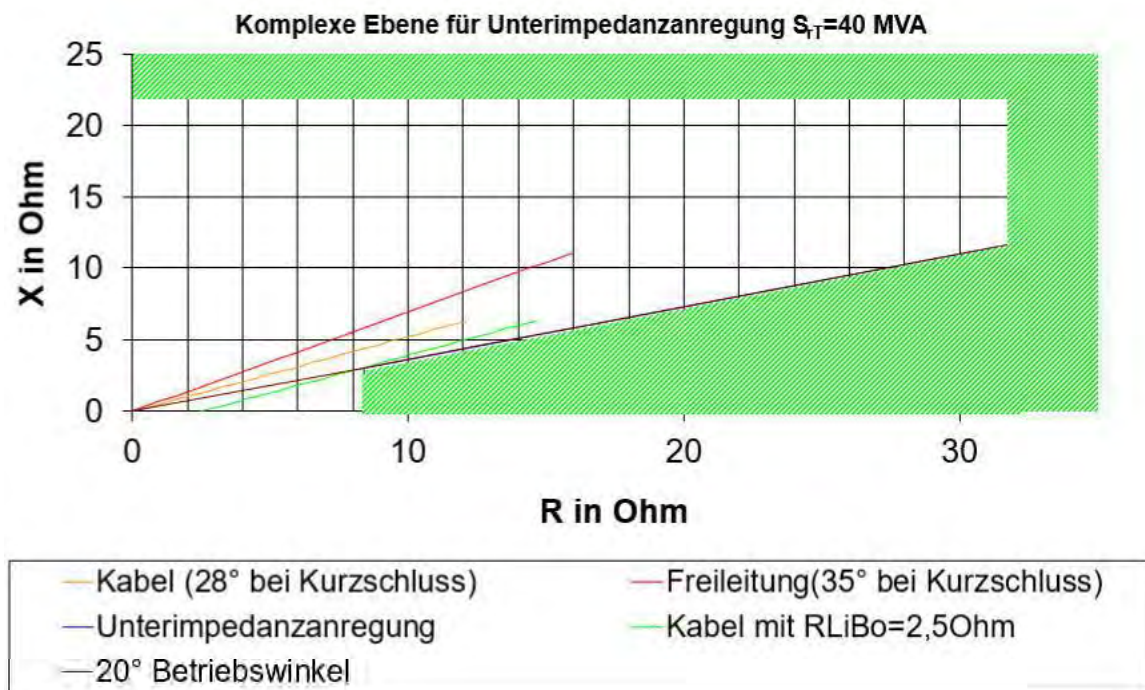


Bild 61 Einstellbeispiel für eine Unterimpedanzanregung

Außerdem besteht auch hier das gleiche Problem wie bei der Unterspannungsanregung. Durch Absinken der Spannung und verstärkte Anschaltung von elektronischen Betriebsmitteln ist es möglich, dass der Strom nicht mit reduziert wird, da sich der Lastwiderstand verringert. Daraufhin kann die Distanzschutzeinrichtung im Normalbetrieb anregen und in Endzeit auslösen. Schlussfolgernd gibt es nur die Möglichkeit einen größeren Sicherheitsfaktor bei der Berechnung zu berücksichtigen, wodurch aber der Betriebswinkel noch mehr eingeschränkt wird.

Der Einsatz der Unterimpedanzanregung ist also nicht generell möglich. Bei Transformatoren kleinerer Leistung ohne Rückspeisung und geringen Leitungslängen kann diese aber trotzdem eingesetzt werden. Hierzu ist eine Einzelprüfung notwendig, wobei alle angeschlossenen Freileitungen und Kabel bekannt sein müssen. Weiter ist zu berücksichtigen, dass aufgrund des Netzausbaus, beispielsweise wegen der Windeinspeisung, größere Transformatornennleistungen eingesetzt werden.

Die Verlässlichkeit und Sicherheit der Reserveschutzfunktion von Schutzeinrichtung A ist bei Ersatz von Freileitungen durch Kabel zu prüfen. Sollte sie nicht mehr gegeben sein und es nicht möglich sein weitere Schutzeinrichtungen längs des Leitungszuges vorzusehen, so ist die Schutzdupplung im Abgang (Reserveschutz und Leistungsschaltversagerschutz) die Konsequenz (siehe Kapitel 2.4).

7.5.4 Genauigkeitsanforderungen bei kleinen Leitungswinkeln

Distanzschutzeinrichtungen können aufgrund der Genauigkeitsanforderung nur einen maximalen Faktor R/X der Zoneinstellungen ermöglichen, da Winkelabweichungen in der Spitze des Polygons u.U. zu einer Fehlentscheidung führen können (siehe Bild 62 – worst case Betrachtung mit Annahme 4° Winkelfehler: Stromwandler 1°, Spannungswandler 2° und Schutzgerät 1°). Dies ist unabhängig von der Rechenleistung der Schutzeinrichtungen und tritt besonders in der älteren Gerätegeneration aufgrund höherer Winkelfehler auf. Der Winkelfehler durch Strom- und Spannungswandler vergrößert den Effekt (abhängig von den eingesetzten Wandlertypen mit deren Genauigkeit).

Besonders sind Winkelabweichungen und deren Auswirkung auf den Reaktanzmessfehler bei kurzen verkabelten Leitungsabschnitten, aufgrund des geringeren Reaktanzbelages im Vergleich zur Freileitung, zu beachten.

Dies muss durch einen größeren Staffelabstand bei der Einstellung von Distanzschutzeinrichtungen berücksichtigt werden.



Bild 62 Winkelfehler bewirkt einen Reaktanzmessfehler, der mit zunehmenden R/X -Verhältnis größer wird

7.5.5 Vergleich des Ladestroms zwischen Kabel und Freileitung

Ein 20-kV-Kabel besitzt einen um eine Größenordnung höheren Ladestrom als eine Freileitung. D.h. bei gleich langen Freileitungs- wie Kabellängen in kompensierten Netzen sind größere E-Spulen zur Kompensation des Ladestromes erforderlich (vgl Kapitel 7.7). Weitere Auswirkungen auf Erdschlussortung und Erdschlussermittlungsverfahren können dem ETG Leitfadern [12] entnommen werden. Anhand nachfolgend dargestellter Tabelle 20 erkennt man die große induktive Blindleistungserzeugung von Kabeln.

Tabelle 20 Vergleich der Ladeleistung einer 20-kV-Freileitung und eines 20-kV-Kabels [16]

Parameter	Freileitung Al/St 95/15	NA2XS2Y 3x1x150/16 Cu
I'_C in A/km	0,038	0,9
Q'_C in kVar/km	1,3	32

7.6 Schutzkonzepte an Fallbeispielen

7.6.1 Kabelstrecke mit Kompensationsdrosselspule

Bei einer langen Kabelstrecke stellt sich immer das Problem des großen kapazitiven Blindleistungsbedarfes. In der Regel wird dieser Bedarf durch das Netz zur Verfügung gestellt. Dies hat zur Folge, dass die benötigte Blindleistung immer über die Anschlussschaltfelder fließen muss. Dieser Blindleistungsfluss verfälscht die Messgrößen an den Enden des Kabels und kann dadurch die Einstellung der Empfindlichkeit eines Differentialschutzes negativ beeinflussen.

Ein Vorteil der Konstellation mit integrierter Kompensationsdrosselspule direkt an der Leitung ist aus betrieblicher Sicht, dass kein zusätzlicher Blindleistungstransport erfolgt. Damit stellen das Kabel und die Blindleistungskompensationspule eine in sich geschlossene Einheit dar. Dies hat den weiteren Vorteil, dass es nach dem Abschalten des Kabels nicht zu Spannungssprüngen im Netz kommen kann. Zu beachten ist nur, dass Kabel und Spule nicht genau aufeinander abgestimmt werden dürfen, da es sonst

im Betrieb zu Resonanzen kommen könnte – bei der Dimensionierung sind auch Resonanzen durch Oberschwingungsströme zu beachten.

Bei dieser Anlagenkonfiguration wird ein Leitungsdifferentialschutz als Hauptschutz eingesetzt. Er schließt das Kabel und die Blindleistungskompensationsspule in seinen Schutzbereich ein. Als Reserveschutz kommt ein Distanzschutz mit Signalvergleich zum Einsatz (siehe Bild 63).

Der Distanzschutz wird über die Netzimpedanzen der Leitungen gestaffelt. Da die Blindleistungskompensationsspule eine große Induktivität darstellt, würde ein Fehler in der Spule erst in der gerichteten Endzeit eingemessen werden. Mit Hilfe des Signalvergleiches ist hier ein 100 % Leitungsschutz möglich, der alle Fehler, auch die in der Spule, in Schnellzeit erfassen und abschalten kann. Ein Signalvergleich ist hier zwingend notwendig.

Zum Schutz der Kompensationsdrosselspule kommt ein Überstromzeitschutz ($I_{>}$, $I_{>}$, $I_{E>}$, $I_{E>}$) und ggf. ein Erdfehlerdifferentialschutz zum Einsatz. Weiterhin besitzt die Blindleistungskompensationsspule auch einen Buchholzschutz. Die Auslösungen der beiden Schutzsysteme werden an die jeweiligen Leistungsschalter der beiden Enden der Leitung übertragen. Dafür werden die Kommunikationsverbindungen des Distanzschutzes und des Leitungsdifferentialschutzes verwendet.

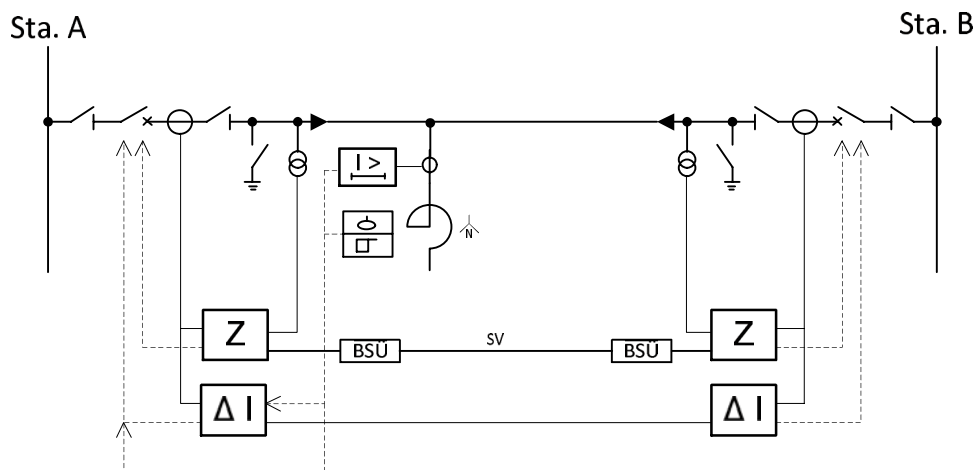


Bild 63 Übersicht Schutzkonzept 110-kV-Kabelstrecke mit Kompensationsdrosselspule

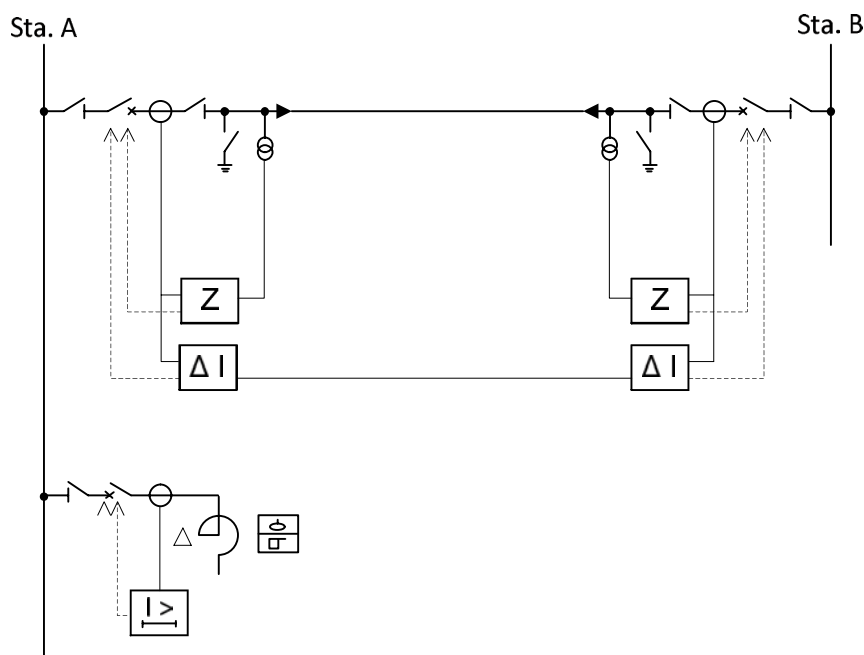


Bild 64 Kompensationsdrosselspule an der 110-kV-Sammelschiene

7.6.2 Kompensationsdrosselspule an einer Sammelschiene

Kompensationsspulen werden auch mit einem eigenen Sammelschienenabgang mit dem Netz verbunden (siehe Bild 64). Zum Schutz der Kompensationsspule wird ein Überstromzeitschutz ($I_{>}$, $I_{E>}$, $I_{E>}$) und ggf. ein Erdfehlerdifferentialschutz eingesetzt. Weiterhin besitzt die Blindleistungskompensationsspule auch einen Buchholzschutz. Hinweis: Kompensationsdrosselspulen hoher Leistung im Höchstspannungsnetz können einen Differentialschutz in Verbindung mit einem redundanten Schutzsystem erhalten.

Im Gegensatz zu obigem Kapitel 7.6.1 stellen Kabel und Kompensationsdrosselspule keine Einheit dar. Da der selektive Kurzschlusschutz allein die fehlerbehaftete Kompensationsdrosselspule vom Netz trennt, sind Spannungserhöhungen nach Auslösung der Spule zu bewerten.

7.6.3 Kabelstrecke mit Trenntrafo

Eine weitere mögliche Anlagenkonfiguration könnte ein mit zwei Trenntransformatoren eingebettetes Hochspannungskabel sein (siehe Bild 65). Dabei dienen die Trenntransformatoren als galvanische Trennung zwischen dem Bestandsnetz und dem Teilnetz bestehend aus dem Hochspannungskabel. Der Vorteil dieser Lösung ist, dass der kapazitive Erdschlussstrom des Kabels nicht zur Erhöhung des kapazitiven Erdschlussstromes des vorhandenen Netzes beiträgt. Zu beachten ist dabei, dass auch das Kabel eine Sternpunktbehandlung erfährt. Dabei ist eine starre Erdung die vorteilhafteste Lösung.

Aus Sicht der Schutztechnik kommt hier ein Leitungsdifferentialschutz zur Anwendung, der beide Transformatoren einschließt. Der notwendige Reserveschutz wird mittels eines Distanzschutzes an jedem Ende sichergestellt. Zur Reduzierung der Abschaltzeit des Reserveschutzes ist eine Erweiterung mit einer Signalvergleichsfunktion vorteilhaft.

Die Trafoschutzeinrichtungen wie Buchholzschutz wirken auf den örtlichen Leistungsschalter. Diese Auslösungen lassen sich sehr komfortabel über die Kommunikationsverbindung des Leitungsdifferentialschutzes zum Gegenende übertragen und lösen dort den zugeordneten Leistungsschalter aus.

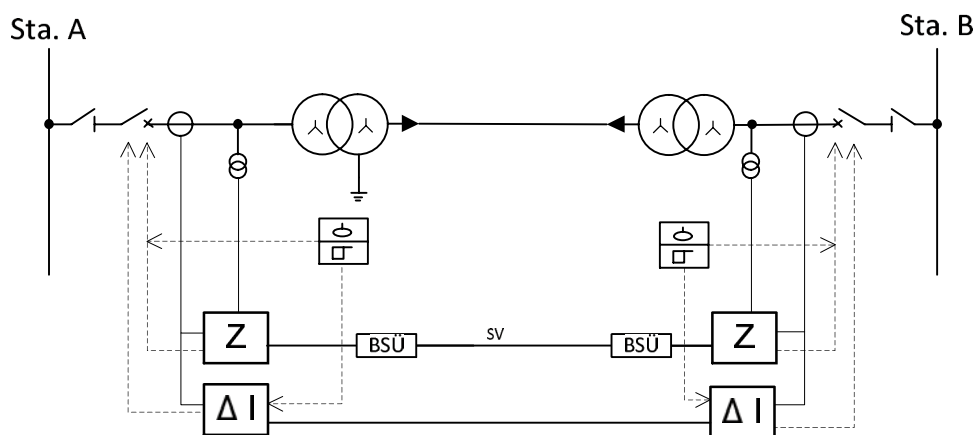


Bild 65 Übersicht Schutzkonzept für 110-kV-Kabelstrecke mit Trenntransformatoren

7.7 Erhöhung der E-Spulenleistung und Schutz von Eigenbedarf-, Erdungstransformatoren

Mittelspannungsnetze werden in Deutschland überwiegend erdschlusskompensiert betrieben. Das forcierte Verkabeln von Freileitungsmittelspannungsnetzen erhöht gleichsam den Bedarf an Löschleistung. Hieraus ergeben sich neue Bemessungsgrößen für die Erdschlusskompensationsanlagen. Gängige Standardwerte sind mittlerweile Ströme von $\geq 800\text{A}$. Je nach Schaltgruppe des Leistungstransformators und Konzept des VNB werden die Löschspulen über eine Kombination aus Eigenbedarf- und Erdungstransformator auf ein Schaltfeld der MS-Anlage angeschlossen (siehe Bild 66). Der verwendete UMZ-Schutz verwendet i.d.R. zwei Auslösestufen. Die Hochstromstufe $I_{>}$ soll auf Fehler direkt im Transformator bzw. dessen Schaltfeld ansprechen und wird deshalb in $\leq 100\text{ ms}$ ausgelöst. Als Reserve für die unterspannungsseitigen NH-Sicherungen des Eigenbedarfes und stromschwache Fehler zwischen

Transformator und NH-Sicherungen wird eine Überstromstufe $I_{>}$ mit angehobener Auslösezeit vorgesehen. Diese muss ausreichend Anregesicherheit gegenüber dem maximalen Löschstrom der E-Spule aufweisen.

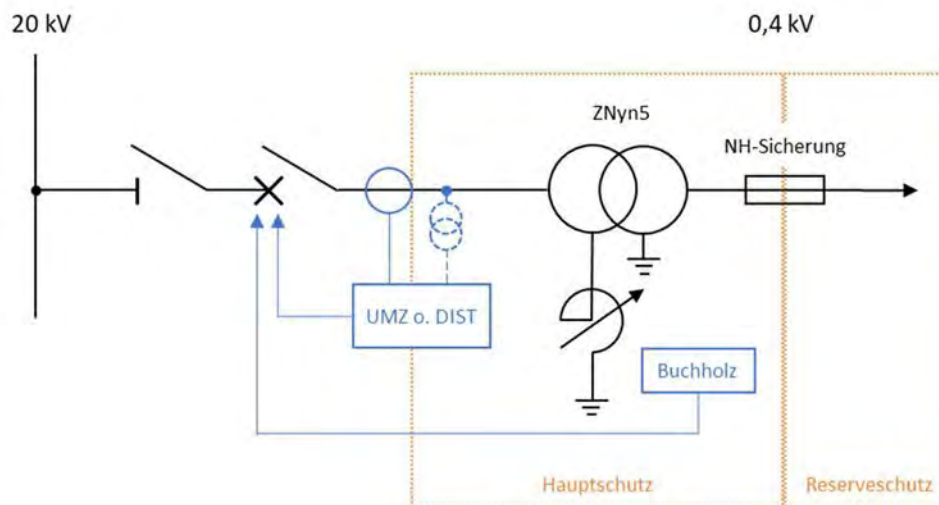


Bild 66 Prinzipdarstellung Schutzkonzept Eigenbedarf-, Erdungstransformator

Problemstellung

Durch Erhöhen des Bemessungsstroms der E-Spule muss auch die $I_{>}$ -Stufe angepasst werden. Es ergibt sich jetzt jedoch ein „blinder Fleck“.

Beispiel: Die E-Spule verfügt über einen maximalen Betriebsstrom von 800 A. Im Erdschlussfall teilt sich der Spulenstrom zu je einem Drittel auf die einzelnen Phasen auf. Der UMZ-Schutz misst demnach einen Phasenstrom von $800/3 = 267$ A. Setzt man eine Sicherheit nach FNN „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [1] von ~40 % an, so darf die Ansprechschwelle der $I_{>}$ -Stufe den Wert von 375 A nicht unterschreiten.

Geht man von einem typischen Eigenbedarf-/Erdungstransformator aus, so ergeben sich folgende Bemessungsgrößen:

- Schaltgruppe: ZNyn5(d)
- Übersetzung: 20 kV / 0,4 kV (0,4-kV-Seite starr geerdet)
- Leistung: $S_{EB} = 400$ kVA mit $u_k = 4,13$ %

Für einen unterspannungsseitigen Erdkurzschluss ergeben sich auf der 20-kV-Seite Ströme von etwa 200 A (zweipoliger Fehlerstrom).

Lösungsvariante 1 – UMZ mit verriegelter $I_{>}$ -Stufe

Eine robuste Lösungsvariante stellt die Verriegelung der $I_{>}$ -Stufe über eine Erdstromanregung $I_{E>}$ dar. Der Erdstrom errechnet sich aus der (komplexwertigen) Summe der einzelnen Phasenströme und entspricht somit dem E-Spulenstrom. Je nach Stromwandlerübersetzung und Schutzgerät ist ein Mindeststrom für ein robustes Ansprechen der $I_{E>}$ -Stufe notwendig.

Um sicherzustellen, dass die Verriegelung vor der $I_{>}$ -Anregung greift, sollte die $I_{E>}$ -Stufe kleiner als $3 \times I_{>}$ -Stufe gewählt werden. Auch die Zeitverzögerung von $I_{>}$ sollte ausreichend hoch gewählt werden, um selektiv zu den unterspannungsseitigen NH-Sicherungen zu sein.

Beispiel: Die Überstromstufe $I_{>}$ wird nach dem obigen Beispiel auf 60 A eingestellt – dies entspricht bei einem 400-kVA-Eigenbedarfstransformator dem dreifachen Bemessungsstrom und ist auch bei Stromwandler mit einer Übersetzung von 300 A / 1 A noch gut zu parametrieren (= 0,2 A sekundär). Auch für die Erdstromanregung wird ein pragmatischer Wert von 90 A gewählt – dies entspricht im Erdschlussfall

einem Phasenstrom von 20 A, sodass genügend Anregesicherheit gegeben ist. Ferner empfiehlt sich, um gegenüber transienten Effekten unempfindlich zu sein, eine Verzögerung $t_{I_{E>}}$ von 80 ms.

Zusammengefasst für das Beispiel:

- $I_{>>}$ Fehler im Transformator (US-Fehler überstaffeln) $t_{I_{>>}} = 0 \text{ ms}$
- $I_{>} = 60 \text{ A}$ $t_{I_{>}} = 400 \text{ ms}$
- $I_{E>} = 90 \text{ A}$ $t_{I_{E>}} = 80 \text{ ms}$

Vorteil: Einfache Implementierung in Standard-UMZ-Schutzgeräten

Nachteil: Für den sehr unwahrscheinlichen Fall, dass sich während eines 20-kV-Erdschlusses ein Kurzschluss in Richtung Eigenbedarf-/Erdungstransformator ergibt, wird dieser nur mit $I_{>>}$ -Stufe geschützt. Es entsteht wieder ein „Blinder Fleck“.

Lösungsvariante 2 – Distanzschutz mit Impedanzanregung (Leiter-Leiter)

Um auch während eines Erdschlusses auf MS-Seite empfindlich gegenüber Fehler in den Schutzbereichen zu sein, lässt sich eine weitere Lösungsvariante mit einem Distanzschutz realisieren. Kurzschlüsse innerhalb des Eigenbedarf-/Erdungstransformators und auch unterspannungsseitige Kurzschlüsse und Erdkurzschlüsse sind in den gemessenen Leiter-Leiter Impedanzen erkennbar (gegenüber Impedanzen im k Ω -Bereich im Betriebsfall).

Erdschlüsse auf der 20-kV-Seite weisen jedoch eine theoretisch unendlich hohe gemessene Leiter-Leiter-Impedanz Z_{12} auf:

$$Z_{12} = \frac{U_{12}}{I_1 - I_2}$$

Im Erdschlussfall ergeben sich am Erdungstransformator drei phasengleiche Leiterströme

$$I_1 = I_2 = I_3 = \frac{I_E}{3}$$

und somit

$$Z_{12} \rightarrow \infty$$

In der Praxis können aufgrund von Messungenauigkeiten und Unsymmetrien Werte im k Ω -Bereich gemessen werden.

Wird die Impedanzanregung nun nur auf Leiter-Leiter-Schleifen aktiviert, so können MS-seitige Erdschlüsse von Fehlern in den Schutzbereichen eindeutig unterschieden werden.

Beispiel: Bei Volllast eines 400-kVA-Eigenbedarfstransformators (I_E 18 A) ergibt sich eine gemessene Leiter-Leiter-Impedanz von

$$Z_{12} = \frac{U_{12}}{|I_1 - I_2|} = \frac{20 \text{ kV}}{|18 \text{ A} (1 - e^{-j120^\circ})|} = \frac{20 \text{ kV}}{18 \text{ A} \cdot \sqrt{3}} = 642 \Omega.$$

Der dreipolige Kurzschluss auf der 0,4-kV-Seite ergibt eine gemessene Impedanz von

$$Z_{12} = u_k \cdot \frac{U_{12}}{|I_1 - I_2|} = 0,0413 \cdot \frac{20 \text{ kV}}{18 \text{ A} \cdot \sqrt{3}} = 27 \Omega.$$

Ein einpoliger Kurzschluss auf der 0,4-kV-Seite weist aufgrund der Stromaufteilung der Zickzack-Sternschaltung in einer Leiter-Leiter-Schleife Impedanzen von < 100 Ω auf.

Es empfiehlt sich also eine Impedanzanregung mit einer Reichweite in X und R von 100 Ω .

Der Distanz-Schutzbereich kann nun in zwei Zonen aufgeteilt werden. Zone 1 mit Impedanzen bis zu 80 % der Traforeaktanz und Zone 2 mit der vollen Reichweite des Anregepolygons.

Zusammengefasst für das Beispiel:

- Anregepolygon: Nur Anregung Leiter-Leiter
 $R_{LL} = X_{LL} = 100 \, \Omega$
- Zone 1: $R_{LL,1} = X_{LL,1} = 0,8 \cdot Z_{LL,Trafo}$ $t_1 = 0 \dots 100 \, \text{ms}$
- Zone 2: $R_{LL,2} = X_{LL,2} = 100 \, \Omega$ $t_2 = t_{\text{Endzeit}} = 400 \, \text{ms}$

Vorteil: Vollständiger Selektivschutz auch bei Erdschlüssen auf MS-Seite.

Nachteil: Aufwändigere Parametrierung und höherwertiger Schutz mit Spannungsmessung notwendig.

Wichtig anzumerken ist, dass je nach Bemessungsleistung und Bauart des Transformators in beiden oben beschriebenen Lösungsvarianten eine Inrush-Blockade sinnvoll und notwendig ist.

7.8 Minimierung des Doppelerdschlussrisikos durch kurzzeitig niederohmige Sternpunktterdung

Problemstellung

Netze mit Resonanzsternpunktterdung können auch im Erdschlussfall über längere Zeit weiter betrieben werden. Die Leiter-Erd-Spannungen der fehlerfreien Phasen steigen je nach Erdschlussstrom auf die volle verkettete Spannung an – also das $\sqrt{3}$ – fache oder $\sim 173 \, \%$. Wenngleich alle Betriebsmittel (gegen Erde) auf diese Spannungen bemessen sind, stellt diese eine erhöhte dielektrische Beanspruchung dar.

Schon vorhandene Schwachstellen in der Isolation wie bspw. Ableiter und zunehmend vorhandene Endverschlüsse, Muffen der Kabel o.ä. neigen nun zum Isolationsversagen. Es entsteht ein Doppelerdschluss – also kurzschlussartige Ströme, welche vom Netzschutz schnellstmöglich abgeschaltet werden müssen.

I.d.R. bilden sich die beiden Fußpunkte auf unterschiedlichen Stromkreisen aus, so dass die entstandene Versorgungsunterbrechung eine überproportional hohe Nichtverfügbarkeit hervorruft. Beispielhafte Auswertungen mehrerer 20-kV-Netzgruppen zeigen, dass wenn es zu einem Doppelerdschluss kam, in der Praxis nur wenig Zeit zwischen Erdschluss und Doppelerdschluss blieb. In mehr als 50 % der Fälle ereignete sich der zweite Fußpunkt innerhalb 5 Minuten nach Erdschlusseintritt (siehe Bild 67).

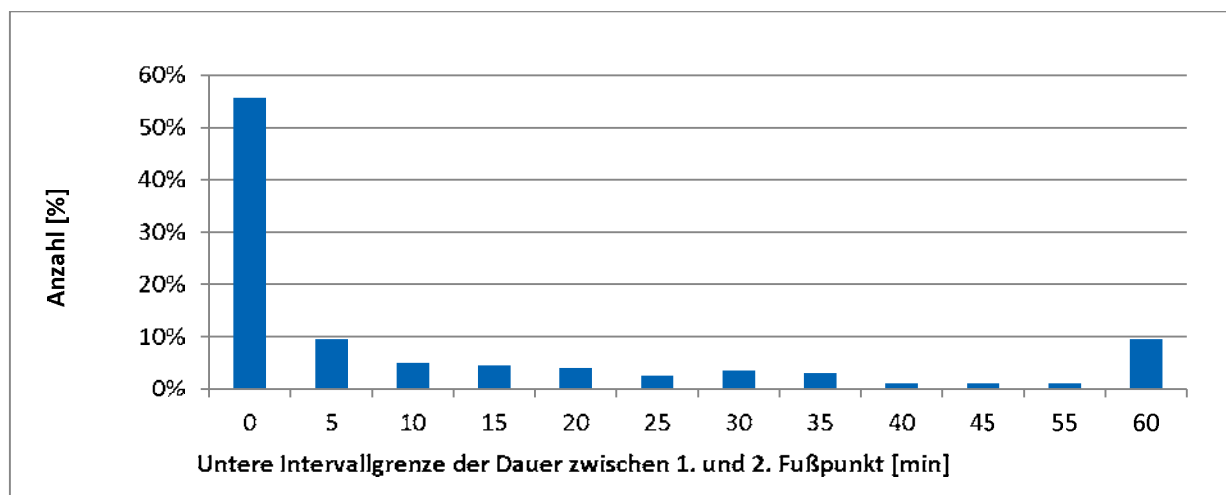


Bild 67 Statistische Dauer des Übergangs vom Erdschluss zum Doppelerdschluss (Quelle: Interne Statistik eines großen Verteilnetzbetreibers)

Hinweis: Je nach verwendetem Schutzprinzip für den MS-Abzweigschutz kann es bei einem Doppelerdschluss auch zur Abschaltung nur eines Fußpunktes kommen – bspw. wenn die zwei Fußpunkte in verschiedenen Distanzzonen liegen. Es kann in Netzen mit hohem Doppelerdschlussrisiko nun vorteilhaft sein, den verbleibenden Fußpunkt manuell abzuschalten.

Lösungsvarianten

Eine Möglichkeit, das Doppelerdschlussrisiko zu minimieren, stellt die Abschaltung des Erdschlusses mittels kurzzeitig niederohmiger Sternpunktterdung (KNOSPE) dar.

Grundprinzip: Erlöscht der Erdschluss nicht selbstständig (bspw. Störlichtbogen bei Freileitungen), so kann nach 5 s von einem „Dauererdschluss“ ausgegangen werden. Durch ein MS-Schaltfeld wird nun parallel zur E-Spule ein Erdungswiderstand geschaltet, so dass ein Erdkurzschluss entsteht (siehe Bild 68). Der Kurzschluss wird nun vom Abzweigschutz erkannt und in Staffelzeit geklärt. Der Fehlerort lässt sich nun mittels gängigen Methoden lokalisieren (Kurzschlussanzeiger, Fehlerort des Netzleitsystems, usw.)

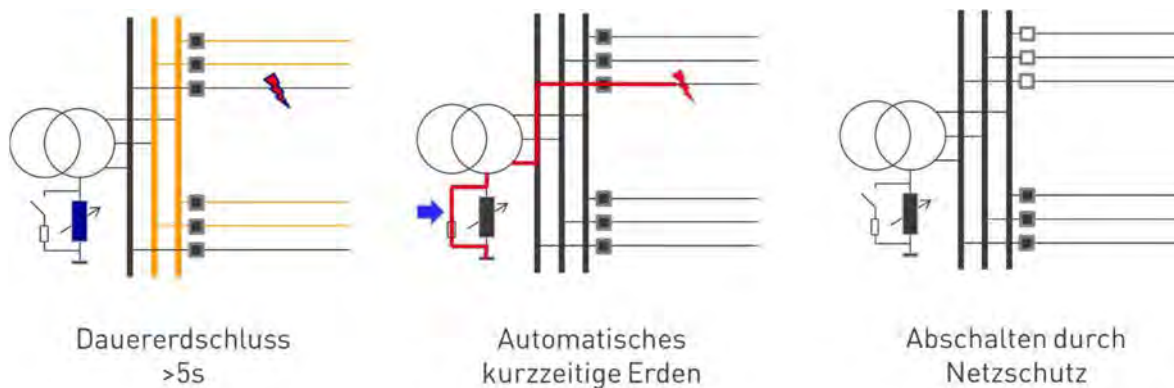


Bild 68 Funktionsweise kurzzeitige niederohmige Erdung (KNOSPE)

Es empfiehlt sich, den Erdungswiderstand so zu bemessen, dass der Erdkurzschlussstrom auf ca. 2 kA begrenzt wird (vgl. DIN VDE 0845-6-2, [17]).

Ferner ist zum Schutz des Widerstandes ein Schutzgerät mit thermischem Abbild und UMZ-Schutz notwendig, der bei erfolgloser Auslösung des Feldschutzes den Erdungswiderstand abschaltet (siehe Bild 69).

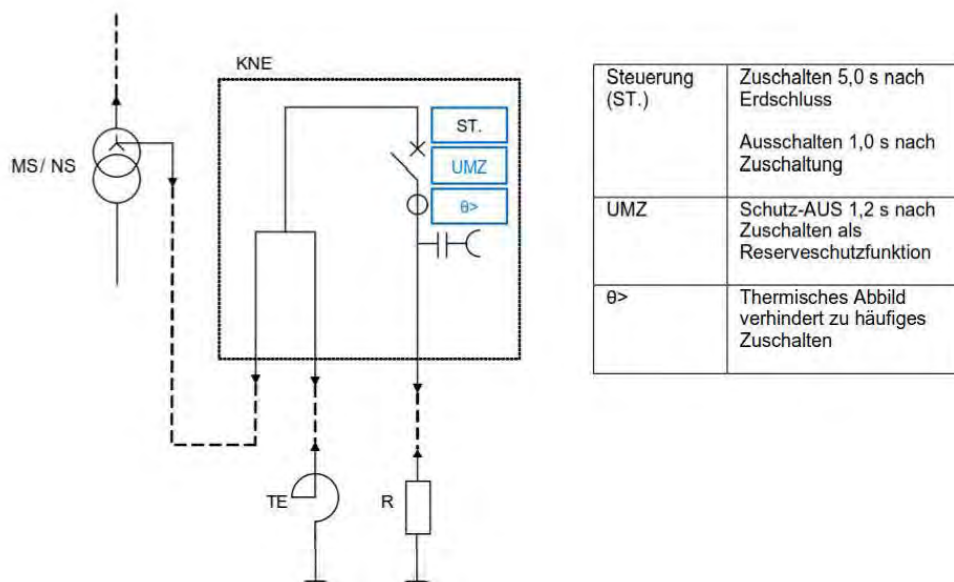


Bild 69 Prinzipschaltbild – kurzzeitig niederohmige Erdung (KNOSPE)

Anmerkung: Bei Nachrüsten der KNOSPE sind ggf. Erdungsmessungen im Netzgebiet notwendig, um die Einhaltung von Schritt- und Berührungsspannungen nachzuweisen.

Abwägung zum Einbauort des KNOSPE

Wenngleich das Verfahren bei jedem Dauererdschluss eine Versorgungsunterbrechung hervorruft, wird es v.a. in Netzen mit hohem Doppelerdschlussrisiko die Nichtverfügbarkeit in Summe senken, ohne auf die Vorteile der Erdschlusskompensation zu verzichten. Die Beispielbetrachtung in Bild 70 zeigt diesen Zusammenhang.

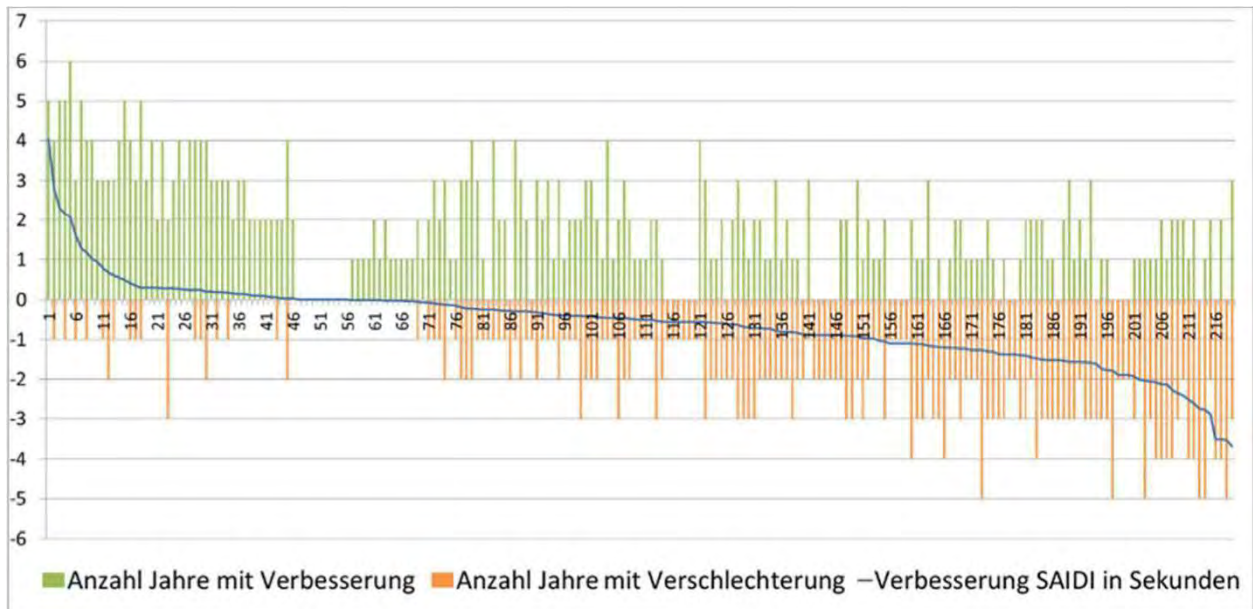


Bild 70 Abschätzung Verbesserungspotenzial in der Nichtverfügbarkeit durch Einsatz der KNOSPE (X-Achse: Netzgebiete kodiert als Zahl, Y-Achse: Jahre mit potenzieller Verbesserung/Verschlechterung, Quelle: interne Abschätzung eines großen Verteilnetzbetreibers)

7.9 Kurzschlussortung

Die Kurzschluss-Fehlerortung in Mittelspannungsnetzen erfolgt klassisch über Kurzschlussanzeiger (KSA) in den Netzstationen. In vermaschten Netzen und Netzen mit hoher Durchdringung an dezentralen Erzeugungsanlagen werden die KSA um eine Richtungsinformation ergänzt.

Insbesondere in Kabelnetzen kann der Fehlerort nicht von außen lokalisiert werden.

Zur Fehlereingrenzung wird in der Praxis deshalb die Intervallhalbierungsmethode verwendet. Hierbei wird eine Netzstation in der Mitte des fehlerbehafteten Abzweigs angefahren und der KSA abgelesen. So kann festgestellt werden, auf welcher Seite sich der Fehlerort befindet. Der Vorgang wird so lange wiederholt, bis der Fehlerort eindeutig zwischen zwei Netzstationen eingegrenzt wurde, siehe Bild 71.

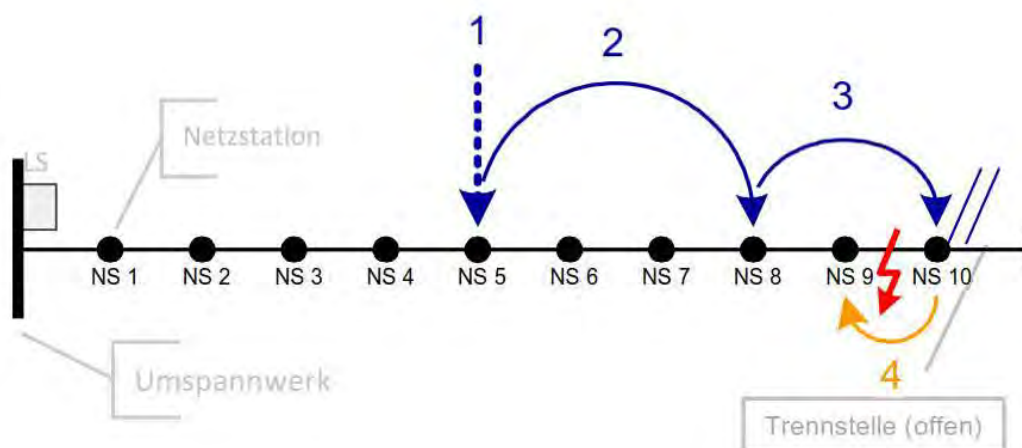


Bild 71 Fehlereingrenzung durch die Intervallhalbierungsmethode

Problemstellung

Während der Fehlerlokalisierung bleibt die Versorgungsunterbrechung für die betroffenen Netzstationen bestehen. In räumlich ausgedehnten Netzen und somit längeren Fahrtwegen zwischen Stationen kann dieser Vorgang eine Dauer von deutlich über 30 Minuten haben.

Lösungsmöglichkeit: Verwendung einer Leitungsdatenbank zur Fehlerortbestimmung

Ist die Übertragung der ermittelten Fehlerreaktanz an die Netzleitstelle nicht gegeben, kann der Fehlerort auch manuell mit Hilfe einer Leitungsdatenbank ermittelt werden. Hierzu muss die Fehlerreaktanz durch einen Mitarbeiter des Bereitschaftsdiensts am Schutzgerät abgelesen und telefonisch an die Leitstelle gemeldet werden. Dort kann der Fehlerort dann anhand der in der Datenbank hinterlegten Reaktanz der jeweiligen Leitung bestimmt werden. Je nach Automatisierungsgrad der Datenbank muss entweder nur die Reaktanz eingegeben werden und der Fehlerort wird angezeigt oder der Fehlerort muss anhand des Leitungsmodells manuell bestimmt werden. Wenn die Leitungsdaten mobil abrufbar sind oder sich als Ausdruck an dem jeweiligen Leitungsfeld befinden, kann der Mitarbeiter des Bereitschaftsdiensts den Fehlerort auch vor Ort bestimmen. Die Verwendung einer Datenbank bietet sich auch an, wenn die ermittelten Fehlerreaktanzen zwar an die Netzleitstelle übertragen werden, dort das Netzleitsystem aber nicht in der Lage ist, die Fehlerortbestimmung durchzuführen.

Lösungsmöglichkeit: Verwendung der Fehlerortungsfunktion im Netzleitsystem

Digitale Distanzschutzeinrichtungen aber auch der gerichtete UMZ Schutz bieten die Möglichkeit an, die ermittelte Fehlerreaktanz via Stationsleittechnik an die Netzleitstellen zu übertragen. Die Netzleitsysteme können diesen Messwert nutzen, um eine Leitungsverfolgung bis zum potenziellen Fehlerort vorzunehmen. Die Grundvoraussetzung hierfür ist, dass die Reaktanz- und Resistanzbeläge der MS-Abzweige im Leitsystem hinterlegt sind.

Eine Auswertung der Fehlerorte ist beispielsweise nachfolgend in Bild 72 und Bild 73 dargestellt.

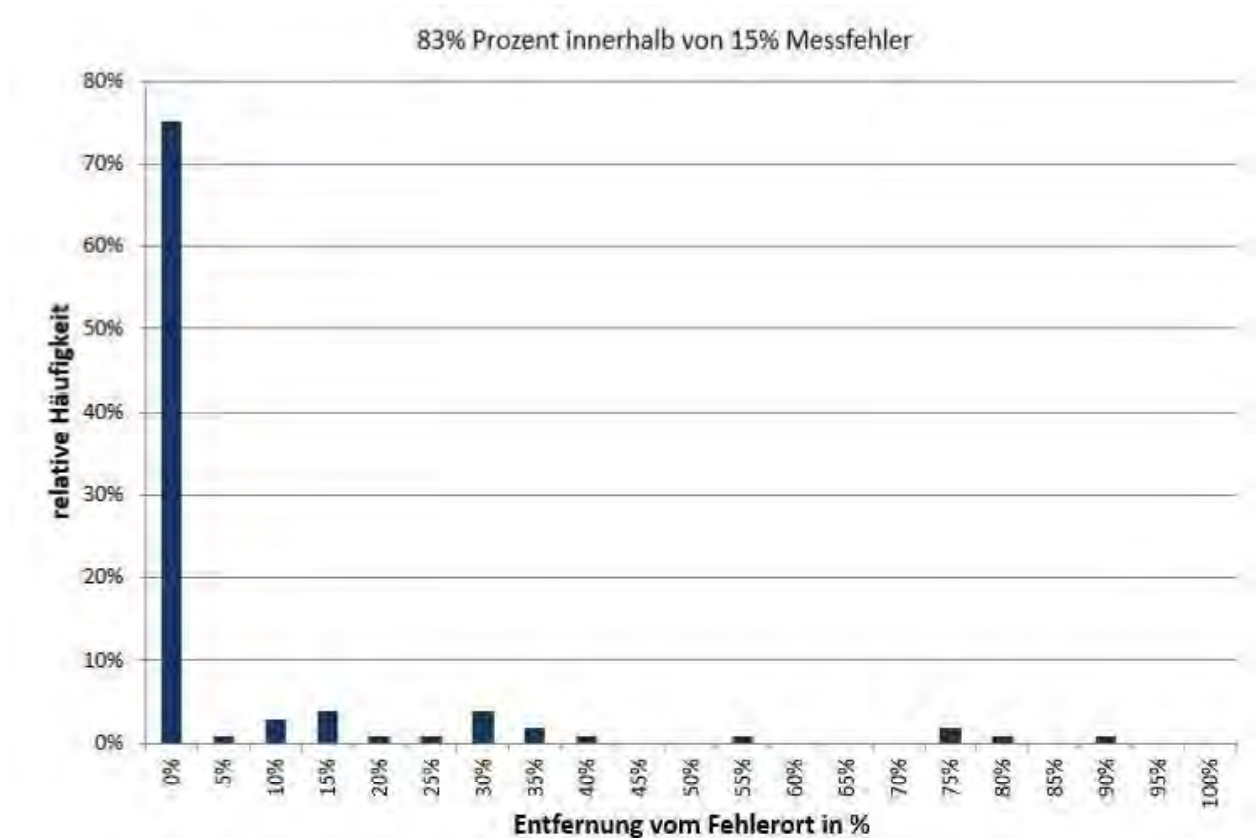


Bild 72 Auswertung für Fehler auf 100 % Freileitungsanteil (Auswertung etwa 200 Fehler)

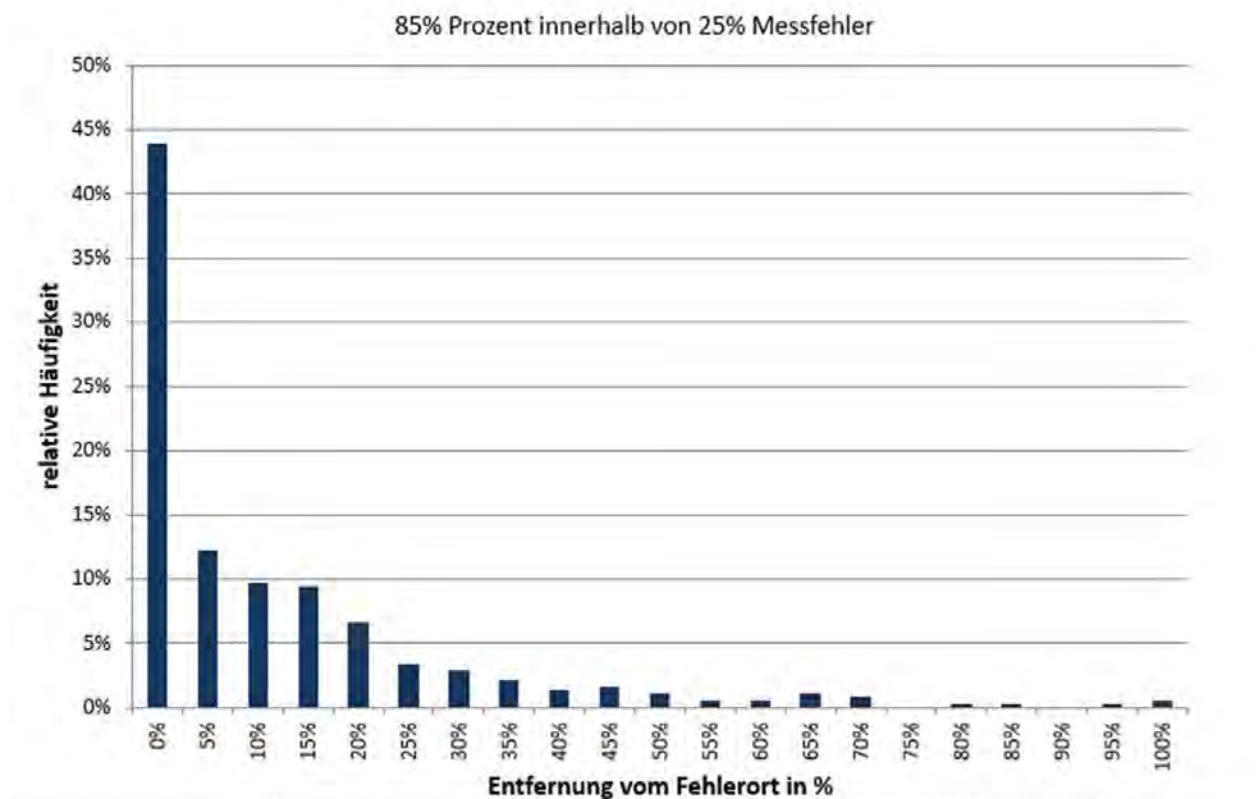


Bild 73 Auswertung für Fehler auf 100 % Kabelanteil mit $k_E = 1$ (Auswertung etwa 400 Fehler)

Die ermittelte Fehlerreaktanz durch die Schutzeinrichtung und damit der im Netzleitsystem angezeigte Fehlerort unterliegen (relativen) Unsicherheiten, die bei der Interpretation berücksichtigt werden müssen. Diese sind u.a.:

- Fehlerdauer zur Ermittlung des Fehlerortes (meist minimal 30 ms)
- Grenزابweichungen der Messwandler und Schutzgeräte
(Hinweis: bei geringen Fehlerwinkeln steigen die relativen Fehler zur Ermittlung der Reaktanz – siehe Anhang 9)

$$\frac{\Delta X_p}{X_p} = |0,2 \dots 3 \, \%| + |1 \dots 5 \, \%| + |1,5 \dots 5 \, \%| + \left| \frac{\left(\frac{10}{60}^\circ \dots 2^\circ + 1^\circ + 1^\circ \right) \cdot \pi}{180^\circ \cdot \tan \varphi} \right|$$

$$= \begin{cases} 9 \, \% \dots 24 \, \% \text{ für } \varphi = 32^\circ \text{ "Kabel"} \\ 6 \, \% \dots 19 \, \% \text{ für } \varphi = 50^\circ \text{ "Freileitung"} \end{cases}$$

- Genauigkeit der Reaktanz- und Resistanzbelägen (X' , R' [Ω/km]), denn meist werden Teilstrecken zwischen zwei Stationen nicht einzeln modelliert, sondern die gesamte Strecke Station-Station als eine homogene Leitung mit durchschnittlichen Belägen
- Unschärfen bei der Modellierung des Erdsystems (Leiter-Erde-Fehler; Erdkompensationsfaktor und Doppelerdkurzschluss)

Hinweis: Mittelspannungsnetze werden meist als offene Ringnetze, also ohne Vermaschung betrieben. Ist in den Netzen dennoch eine Vermaschung vorhanden, muss auch der Zwischeneinspeiseeffekt beachtet werden. Gleiches gilt, wenn sich leistungsstarke dezentrale Einspeiseanlagen im Kurzschlusspfad befinden.

Aus den o.g. Gründen empfiehlt es sich die Gesamtunsicherheiten durch einen relativen Fehler f zu modellieren (bspw. 0,15 für Freileitung und 0,25 für Kabelfehler oder bei angepassten Erdkompensationsfaktor 0,15 für Leiter-Leiter-Fehler und 0,20 für Leiter-Erde-Fehler). Der potenzielle Fehlerort wird somit zu einem Fehlerintervall aufgeweitet.

$$X_{\min} = X_F - \Delta X \quad X_{\max} = X_F + \Delta X \quad \text{mit} \quad \Delta X = X_F \cdot f$$

Nun kann eine erste Eingrenzung der Stationen vorgenommen werden, die idealerweise als erstes angefahren werden und deren lokale KSA abgelesen werden können. In vielen Fällen kommen so nur noch wenige Stationen in Frage, was im Mittel eine deutliche Reduktion des Suchvorgangs gegenüber der Intervallhalbierungsmethode darstellt (siehe Bild 74)

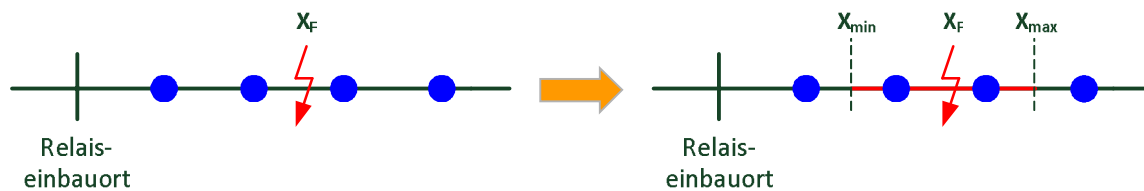


Bild 74 Fehlerintervall im Netzleitsystem

Ergänzend können im Netzleitsystem einfache Regeln zur Unterstützung der Betriebsführung hinterlegt werden.

Beinhaltet das Fehlerintervall bspw. nur drei Stationen, so kann die „ideale“ Station eindeutig bestimmt werden (siehe Bild 75). Nach Ablesen des KSA und der jeweiligen Gegenseite ist der Fehler abgegrenzt.

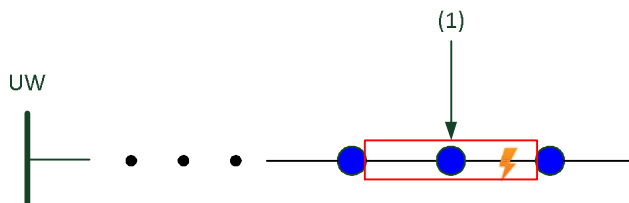


Bild 75 "ideale" Station zum Ablesen des KSA

Weitere Regeln können bspw. bei Fehlerintervallen hinter einer Verzweigung die „Mehrpunkt“-Station als „erste“ Station empfehlen – siehe Bild 76.

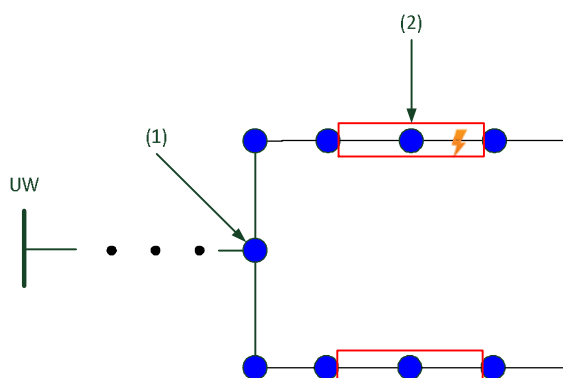


Bild 76 Fehlerintervalle bei Verzweigung

Für eine bessere Fehlereingrenzung können bspw. in MS-Schwerpunktstationen (siehe Bild 76 – Station 1) ferngemeldete Kurzschlussanzeiger eingesetzt werden. Damit reduziert sich die Fehlersuche in diesem Beispiel um eine Schaltung (Eingrenzung auf richtigen Stich). Dies ist besonders bei Mehrfachverzweigungen sinnvoll, wie sie das Beispielnnetz in Bild 77 zeigt. Bei der Ergebnisdarstellung der Fehlerortung werden die ermittelten Leitungsabschnitte im Netzbild des Leitsystems durch Markierungen

der entsprechenden Leitungselemente gekennzeichnet. Zur genaueren Eingrenzung können nun ferngemeldete KSA in den Stationen z.B. „B“, „C“, „I“ genutzt werden.

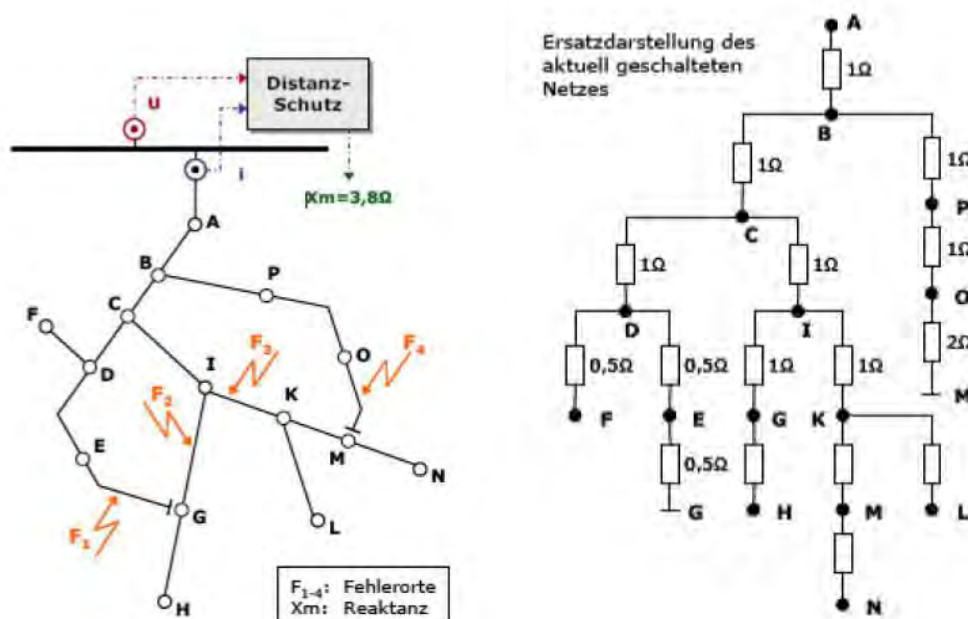


Bild 77 Prinzip Fehlerortung mit Unterstützung ferngemeldeter KSA

7.10 Fehlerortung im gelöscht und isoliert betriebenen Netz

Problemstellung

In einem Verteilernetz mit hohem Verkabelungsgrad ist es wesentlich schwieriger einen Erdschlusspunkt zu lokalisieren als in einem reinen Freileitungsnetz. Ein Erdschlusspunkt im Freileitungsnetz ist optisch, meist auch aus größerer Entfernung durch ggf. Lichtbogen oder Rauchentwicklung ersichtlich und somit ist eine rasche Eingrenzung und Freischaltung möglich.

Zudem zeichnen sich Erdschlüsse in einem verkabelten Netz durch ein intermittierendes Verhalten aus, welches wiederum transient das gesamte Netz beansprucht und somit die Doppelerdschlussgefahr erhöht.

Aus diesen Gründen besteht der Bedarf, dass Erdschlüsse im Kabelnetz in einer angemessenen Zeit und möglichst punktgenau lokalisiert und durch gezielte Abschaltung bereinigt werden.

Die Fehlerortbestimmung im gelöschten (kompensierten) Netzbetrieb ist ein wichtiger Aspekt und stellt die Technik, auf Grund der nicht immer eindeutig vorherrschenden Rahmenbedingungen, vor eine Herausforderung. Diese nicht immer eindeutigen Bedingungen werden vorrangig durch den Übergangswiderstand an der Fehlerstelle, sowie durch den Fehlerort und somit durch das Verhältnis von Null- zu Mitsystemkomponenten bestimmt.

Die Fehlerortbestimmung ist, abhängig von der Fehlerart

- einfacher Erdfehler im kompensierten Netzbetrieb,
- Doppelerdschluss auf demselben Leitungsabschnitt oder
- Doppelerdschluss mit Fußpunkten auf unterschiedlichen Leitungsabgängen,

mit einer unterschiedlichen Herangehensweise zu betrachten.

Für die Ortung von einpoligen Netzfehlern mit Erdberührung können unterschiedliche Methoden in Betracht gezogen werden. Jede dieser Methoden besitzt in Bezug auf ihre Einsatzbedingung (Netztopologie, Messsignalerfassung, Netzgröße, Verkabelungsgrad, ...) sowohl Vor- als auch Nachteile. Durch den ständigen Netzausbau verändern sich aber auch die Rahmenbedingungen für die Erdschlussortung, was

sich zwangsläufig z.B. durch eine nicht mehr ordnungsgemäß funktionierende Erdschlusssortung bemerkbar machen kann.

Für die Erfassung von Netzfehlern mit Erdberührung aus dem Umspannwerk im gelöscht- oder isoliert betriebenen Netz gibt es aktuell mehrere zufriedenstellende Erfassungsverfahren, sowohl für den transienten als auch für den stationären Zustand, mit denen eine Erdschlussrichtungsbestimmung möglich ist. Eine zuverlässige Bestimmung der Fehlerortentfernung und somit eine wesentliche Unterstützung für den operativen Netzbetrieb, ist mit aktuell verfügbaren Methoden nicht möglich.

Lösungsvorschlag

Einpolige Netzfehler mit Erdberührung (Erdschluss) können mit gängigen Methoden nicht oder nur beschränkt punktuell geortet werden. Eine praktizierte Methode ist dabei eine Ortung des Erdschlusses in einem topologischen Ring. Hierbei teilen sich die relevanten Signalgrößen an den beiden speisenden Leitungen des Ringes, welche sich z.B. in einem Umspannwerk befinden, indirekt proportional entsprechend ihrer Impedanzen auf und es ist eine Fehlerortabschätzung nach dem Prinzip $x \% : (1-x) \%$ möglich. Teils können die Rahmenbedingungen (Ringbetrieb) für diese Ortungsmethode nicht hergestellt werden und teils gibt es auch nur unzureichend genaue Informationen über die Leitungsparameter.

Als wesentliche Erkenntnis der diesbezüglichen Forschung haben sich in der jüngsten Vergangenheit die beiden Methoden

- Erdschlussdistanzschutz und
- Wanderwellen-Verfahren

als mögliche praxistaugliche Alternativen zu bestehenden Erdschlusspunktortungsansätzen aufgetan. Neben der Erdschlussdistanzmessung vom Umspannwerk aus, gibt es auch die Möglichkeit des Tiefenortungsverfahrens mit Erdschlussrichtungsanzeigen bzw. Pulsortung direkt an den Stationen (vergleichbar mit Kurzschlussanzeigen).

Erdschlussdistanzschutz

Beim Erdschlussdistanzschutz gibt es gegenüber der gängigen Distanzschutzfunktion zwei wesentliche Modifikationen. Zum einen muss es auch in einem gelöscht betriebenen Netz bei einem Erdschluss zu einer Anregung des Messverfahrens kommen und zum anderen muss ein Messfehler, welcher durch den Fehlerübergangswiderstand an der Fehlerstelle entsteht, ausreichend genau kompensiert werden.

Das Prinzip der Erdschlussdistanzschutzfunktion wurde erst in den letzten Jahren von einigen Schutzgeräteherstellern aufgegriffen und in Test- bzw. Laborgeräten integriert. Zahlreiche repräsentative Messungen, vorrangig in 110-kV-Netzen, haben gezeigt, dass mit diesem Verfahren derzeit die Genauigkeit der Fehlerortsbestimmung im Bereich einer Abschnittsortung möglich ist, für eine bessere Genauigkeit muss die Ortung noch verbessert werden [18], [19].

Fehlerentfernungsbestimmung durch Signallaufzeitmessung (Wanderwellen-Verfahren)

Eine weitere Methode für die Entfernungsmessung von ein- oder mehrpoligen Fehlern mit Erdberührung ist die der Laufzeitbestimmung. Jede Signalformveränderung tritt geografisch betrachtet an unterschiedlichen Orten auch zu unterschiedlichen Zeiten in gedämpfter Form auf. Es kommt zu so genannten Signallaufzeiten für die Ausbreitung, mit deren Hilfe auf eine Fehlerentfernung rückgeschlossen werden kann.

Die Phasengeschwindigkeit und der Wellenwiderstand sind von den Materialeigenschaften des Volumens, in dem die Energieübertragung erfolgt, abhängig. Bei leitungsgebundenen Wanderwellen gilt für hohe Frequenzen:

$$v \left[\frac{m}{s} \right] = \frac{1}{\sqrt{\varepsilon * \mu_0}} = \frac{v_0}{\sqrt{\varepsilon_r}}$$

Somit ist für eine Entfernungsmessung vereinfacht ausgedrückt lediglich die Differenz zwischen der ersten einlaufenden Welle und der Reflexion dieser Welle entsprechend Bild 78 zu bestimmen und mittels

$$s[m] = |t_3 - t_1| \cdot v$$

zu berechnen.

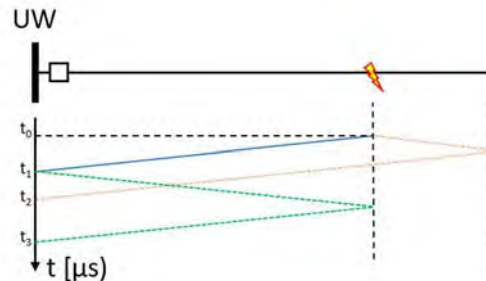


Bild 78 Wellenausbreitung (blau) und Reflexionen (grün, orange)

Neben der einseitigen Messung gibt es auch eine optimierte, zweiseitige Methode, welche in Bild 79 aufgezeigt ist. Mit der Messortentfernung s_{AB} , dem Zeitpunkt der Welle t_x und der Ausbreitungsgeschwindigkeit v gilt

$$x[m] = \frac{(s_{AB} + (t_1 - t_2) \cdot v)}{2}$$

Für eine ordnungsgemäße Funktion der zweiseitigen Messung ist neben einer Kommunikationsverbindung zwischen den zwei Seiten auch eine ausreichend genaue Zeitsynchronisation ($< 1 \mu s$) erforderlich.

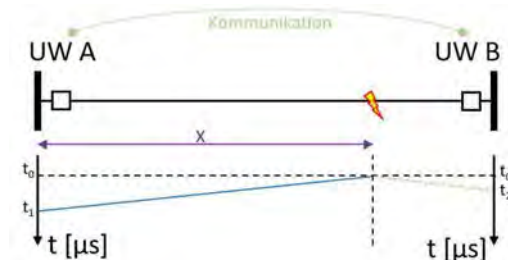


Bild 79 Wellenausbreitung zweiseitige Messmethode

Praktische Anwendungsfälle und die gesammelten Erfahrungen haben gezeigt, dass durch nachgelagerte Signalfilterung konventionelle Sensoren (induktive Strom- oder Spannungswandler) verwendet werden können.

Die zweiseitige Messmethode ist im internationalen Umfeld in höchsten Spannungsebenen als Stand der Technik anzusehen und hat sich in 110-kV-Pilotprojekten europäischer Verteilnetzbetreiber bewährt. In der Mittelspannungsebene gibt es, im Vergleich zur 110-kV-Ebene, auf jedem Leitungssegment eines Umspannwerks eine Vielzahl an Reflexionsstellen (Schaltunkte, Querschnittsänderungen/Stoßstellen, Ortsnetztransformatoren, ...) welche eine Erkennung der richtigen Reflektionsflanke erschweren. Ebenso kommt es in der Mittelspannung durch die vermehrte Verkabelung zum Effekt, dass die Leiter-Erde-Kapazitäten diese höherfrequenten Signalanteile mit zunehmender Leitungslänge immer mehr dämpfen, sodass es auch nahezu unmöglich wird, eine Reflexion im Signal zu erkennen.

Fehlerentfernungsmessung durch Auswertung der Informationen des Fehlereintritts

Als gänzlich neues Verfahren ist die Bestimmung der Fehlerentfernung aus der Information von Ausgleichsvorgängen beim Fehlereintritt, wie sie bei einpoligen Fehlern in isoliert bzw. kompensiert betriebenen Netzen auftreten. Diese Methode wurde auf Grund der Erkenntnisse aus einer Vielzahl an unterschiedlichen Erdschlussmessungen in Mittel- und Hochspannungsnetzen entwickelt und ist Gegenstand aktueller Forschung.

7.11 AWE in gemischten Freileitungs-/Kabelstrecken

Für das Schutzkonzept von gemischten Freileitung-/Kabelstrecken können grundsätzlich zwei Herangehensweisen bezüglich automatischer Wiedereinschaltung (AWE) unterschieden werden (siehe Bild 80 und Bild 80). Das wesentliche Unterscheidungsmerkmal beider Schutzkonzepte ist, ob eine AWE bei Fehler auf einem Kabelsegment blockiert wird oder nicht. Für eine Blockierung der AWE spricht der geringere Zeitbedarf bis zur Ortung des Fehlers, da das fehlerbehaftete Kabelsegment von der Differentialschutzfunktion über dem Kabelsegment selektiv erkannt wird (siehe Bild 81). Auf der anderen Seite kann das Standard-Leitungsschutzkonzept weiter Anwendung finden und primärtechnische und sekundärtechnische Aufwendungen geringgehalten werden, wenn eine AWE auf ein fehlerbehaftetes Kabelsegment toleriert wird.

Keine Blockade der AWE

Zusätzliche Einrichtungen, deren Aufgabe es ist, bei einpoligen Fehlern auf dem Kabelsegment das automatische Wiedereinschalten (AWE) zu verhindern, werden bei diesem Schutzkonzept nicht installiert. Die teilverkabelte Leitung wird mit demselben Schutzkonzept geschützt, wie eine Freileitung ohne Kabelabschnitte.

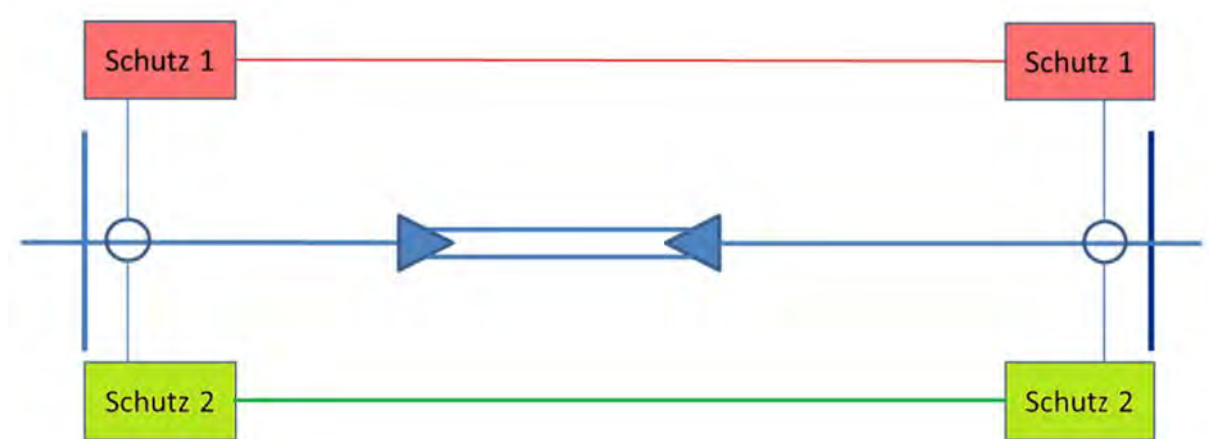


Bild 80 Schutzkonzept für teilverkabelte Leitungen ohne Blockade der AWE

Dies hat zur Folge, dass bei Fehlern in einem (Teil-) Kabel eine AWE durchgeführt wird, die mit ziemlicher Sicherheit erfolglos sein wird. Der primärtechnische Aufwand bei den Übergangstationen verringert sich dadurch ebenso, wie der Aufwand für die Sekundärtechnik (Eigenbedarfsversorgung, Schutz-, Leit- und Nachrichtentechnik). Der Nachteil dieses Konzeptes ist, dass sich der Zeitbedarf zur Erkennung des fehlerbehafteten Teilkabels (bei zwei parallelen Kabelsystemen) und damit die Zeit, bis die Schlaufen des fehlerbehafteten Teilkabels geöffnet und das System wieder in Betrieb gehen kann, erhöht, da das fehlerbehaftete Teilkabel erst durch eine Messung vor Ort ermittelt werden muss.

Ein weiteres Argument für eine Betriebsweise ohne AWE-Blockierung ist, dass das Kabel an der Fehlerstelle ohnehin defekt ist, die Fehlerstelle herausgeschnitten werden muss und zwei Muffen mit einem zusätzlichen kurzen Kabelstück erstellt werden müssen. Weiterhin müssen alle Bestandteile der Kabelanlage ohnehin für eine erfolglose AWE ausgelegt werden. Für die Stabilität des Netzes sind einpolige Kurzschlüsse ohnehin kaum relevant. Darüber hinaus sind Fehler im Kabel weitaus unwahrscheinlicher als auf den Freileitungsabschnitten.

Mit Blockade der AWE

Um eine AWE auf Kabelsegmenten zu blockieren, sind neben den Standard-Leitungsschutzsystemen zusätzliche Schutzsysteme an den Übergabestellen von Freileitung zu Kabel erforderlich. Sie können Fehler auf der Kabelstrecke selektiv erfassen. Der Grad der Selektivität kann mit der Anzahl der Schutzsysteme angepasst werden. Beispielsweise kann jedes parallel verlegte Kabel mit je einem Differentialschutzsystem selektiv überwacht werden (siehe Bild 81).

Die von den zusätzlichen Schutzsystemen abgesetzten Meldungen an den Standard-Leitungsschutz brechen bei einem einpoligen Fehler auf einem Kabel die vom Standard-Leitungsschutz gestartete einpolige AWE ab und führen zur dreipoligen Auslösung. Jede Schutz- oder Kommunikationsstörung auf den Kabelstrecken blockiert ebenfalls die AWE im Standard-Leitungsschutz. Eine maximale Verfügbarkeit der AWE-Funktion kann entweder durch vollständige Redundanz des Systems oder durch Reduktion von Komponenten erreicht werden. Da Auswirkungen aber nur auftreten, wenn zeitgleich ein einpoliger Fehler auf den Kabelstrecken und Störungen innerhalb der Schutzgeräte oder der Kommunikationsverbindungen auftreten, ist eine Redundanz nicht unbedingt erforderlich.

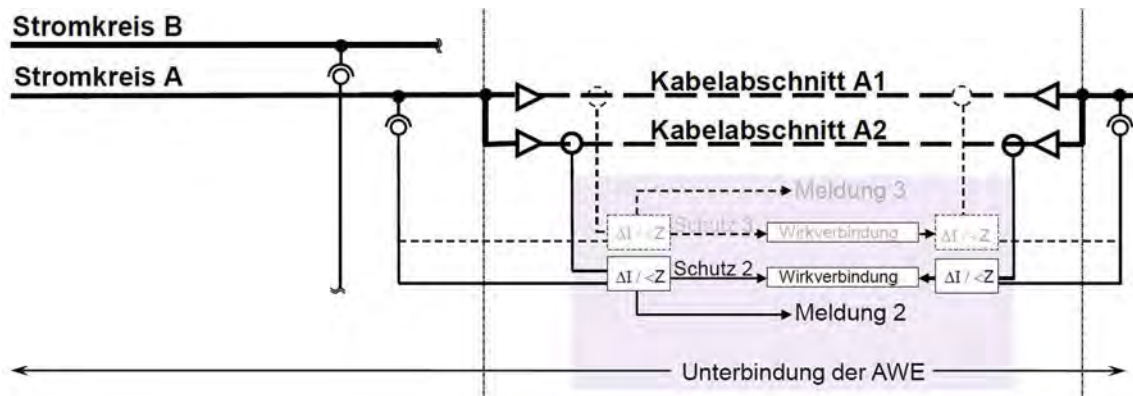


Bild 81 Schutzkonzept für teilverkabelte Leitungen mit Blockade der AWE

Für beide Schutzkonzepte ist jedoch anzumerken, dass (teil-)verkabelte Leitungstrecken andere Betrachtungen erfordern als reine Freileitungstrecken. Bezüglich der Differentialschutzfunktion sind insbesondere Ladeströme der Kabel zu berücksichtigen, um Überfunktionen zu vermeiden. Bezüglich der Distanzschutzfunktion wird bei einpoligen Fehlern die richtige Wahl des Erdstromkompensationsfaktors entscheidend. Die Impedanzbeläge zwischen Freileitungen und Kabel unterscheiden sich deutlich. Gut gewählte Distanzschutzreichweiten bringen diese Unterschiede in Einklang und erfordern Kenntnisse über die Beeinflussung von Kabelstrecken auf die Impedanzmessung des Distanzschutzes [20].

In Verteilnetzen mit vielen einzelnen Kabelsegmenten ist eine Selektion der Kabelsegmente nicht sinnvoll möglich und eine Blockade der AWE auf dem Kabel daher mit sehr hohen Investitionen und Aufwand verbunden. Bei gemischten Freileitungs- und Kabelstrecken wird in Mittelspannungsverteilsnetzen eine AWE durchgeführt. Bei gemischten Leitungen zeigt die Erfahrung, dass bei Störungen die Fehlerursache mehrheitlich auf dem Freileitungsabschnitt liegt und durch eine AWE behoben werden kann. Weil die Freileitungen eine größere Störanfälligkeit gegenüber den Kabelleitungen haben, kann eine AWE grundsätzlich bei gemischten Leitungen durchgeführt werden, auch wenn nur ein geringer Anteil an Freileitung vorhanden ist. Bei reinen Kabelnetzen sollte auf eine AWE verzichtet werden.

7.12 Überlastbarkeit von Kabeln

Der Lebenszyklus und die Zuverlässigkeit von Hochspannungskabeln ist neben Faktoren wie transiente Überspannungen, Kurzschlüssen, mechanischen Belastungen, Wasser- und Feuchtigkeitseintritt und chemischen Beeinflussungen auch von der Betriebstemperatur und der Betriebsweise abhängig.

Für eine optimale Auslastung von Kabelsystemen ist daher als wesentlicher Grenzwert die Einhaltung der maximal zulässigen Temperatur für das Kabel anzusehen. Diese Temperatur variiert zwischen unterschiedlichen Kabeltypen im Bereich von typisch 75 °C bis 90 °C. Sie ist abhängig von unterschiedlichen Faktoren, deren thermische Auswirkungen sich überlagern bzw. zueinander in Wechselwirkung stehen. Somit muss immer das Zusammenspiel aller Faktoren bewertet werden. Im Zusammenhang mit der Physik der Wärmeübertragung handelt es sich dabei im Wesentlichen um:

- die Verlustleistung durch den Energietransport (Belastungsfaktor, Wärmequelle $\sim I^2 \cdot R$)
- die Umgebungstemperatur (Temperaturgefälle als treibende Größe für Wärmeleitung)

- die Beschaffenheit des umgebenden Mediums, wie z.B. Erdreich, Schotter, Luft (Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität als maßgebliche Stoffgrößen).

Diese interagieren mit nachfolgenden strukturellen Eigenschaften:

- Verlegeart des Energiekabels
- Verlegung im Erdreich (Verlegetiefe) gegenüber Verlegung in der Luft
- Verlegung im Dreieck gegenüber Verlegung auf einer Ebene
- Verschaltung und Erdung des Kabelschirms
- Erdung des Kabelschirms ein- oder zweiseitig, ggf. Anwendung von Cross-Bonding
- Fehlerdauer und thermische Zeitkonstanten
- zusätzliche thermische Belastungen am aktiven Leiter, z.B. durch überlagerte Kreisströme bei vermaschtem Netzbetrieb oder durch unipolare Ströme im kompensierten Netzbetrieb
- zusätzliche thermische Belastungen am Kabelschirm, z.B. durch induktive Kopplungen oder Potentialunterschiede von entfernten Erdungssystemen (Ausgleichsströme)
- nah liegende, parallel verlaufende oder kreuzende Wärmequellen, wie z.B. parallele oder kreuzende Leitungs- oder Fernwärmesysteme

Bei der Untersuchung von betriebsbedingten Be- und Überlastbarkeiten von Kabeln werden längere Zeitbereiche (Minuten bis Tage) betrachtet, die deutlich über denen liegen, die mit Selektivschutzeinrichtungen binnen Millisekunden bis Sekunden bis zur Fehlerklärung erreicht werden. Mit aktuellen Selektivschutzeinrichtungen können inhomogene thermische Wärmeströme nur unzureichend genau und zu Lasten von ungenutzter Übertragungsleistung überwacht werden. Es sind eigene, dafür konzipierte Überwachungsmethoden zu installieren. Der Selektivschutz (Kurzschlusschutz) ist kein Überlastschutz (siehe Bild 82).

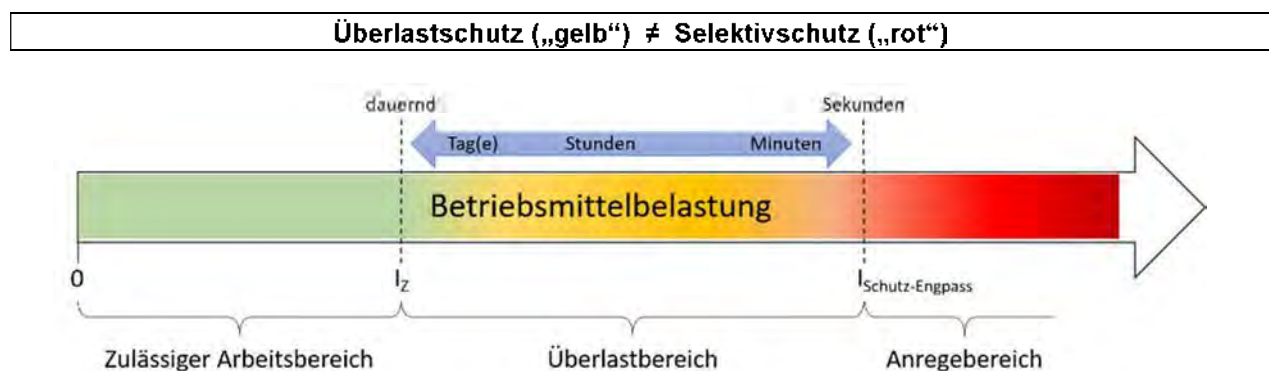


Bild 82 Zuordnung der Betriebszustände eines Betriebsmittels in Abhängigkeit der Belastung

Daher ist eine zeitlich begrenzte Auslastung von Kabeln über ihren maximal zulässigen Dauerstrom (I_Z) grundsätzlich zulässig und von Seiten der Netzplanung kann auf dem Planungsgrundsatz aufgebaut werden, dass bei Engpässen im (n-1)-Fall durchaus temporäre Belastungen über 100 % realisiert werden können. Die temporär möglichen Überbelastungen von Kabeln können gegenüber Freileitungen deutlich höher sein. Dennoch müssen die Engpässe aller Komponenten, z.B. der Schaltfelder, berücksichtigt werden.

Eine Überwachung von Kabeln bezüglich Überlastung kann entsprechend den aktuell zur Verfügung stehenden Technologien entsprechend den nachfolgenden Methoden erfolgen:

- gemessene Strommeldestufe mit Grenzwertüberwachung des Stroms
- berechnete thermische Meldestufe mit thermischen Abbild 1. Ordnung
- gemessene thermische verteilte Meldestufen mit faseroptischer Temperaturmessung

Eine Überwachung der Kabelauslastung mittels einer gemessenen Strommeldestufe (z.B. bei 90 % des maximal zulässigen Dauerstroms I_Z) ist die einfachste Methode für eine Überwachung. Durch diese ist aber lediglich eine Warnung möglich, dass die maximale Kabelbelastung kurz bevorsteht. Hier werden Faktoren wie Vorbelastung oder Wechselwirkungen mit anderen Parametern nicht berücksichtigt und es sind keine Rückschlüsse auf die tatsächliche Intensität der Überlastung möglich.

Eine Überwachung der Kabelauslastung mittels einer auf dem Laststrom beruhenden Berechnung des Temperaturverlaufs, ermöglicht grundlegend eine verbesserte Abschätzung des aktuellen Betriebszustandes. Für die in aktuellen Schutzgeräten integrierte thermische Überwachung, wird auf die Berechnung der Temperatur mit einem thermischen 1-Körper-Modell zurückgegriffen. Diese Berechnung berücksichtigt neben dem aktuellen Laststrom und der Vorbelastung auch eine thermische Zeitkonstante τ_{th} (entspricht einem homogenen thermischen Widerstand) für die Erwärmung.

$$\frac{d\vartheta}{dt} + \frac{1}{\tau_{th}}\vartheta = \frac{1}{\tau_{th}} \cdot \left(\frac{I}{k \cdot I_N} \right)^2$$

ϑ aktuelle Übertemperatur, bezogen auf die Endübertemperatur bei maximal zulässigem Leiterstrom ($k \cdot I_N$) [K]

τ_{th} thermische Zeitkonstante der Erwärmung [min]

I aktueller Effektivwert des Stroms [A]

k k-Faktor, Verhältnis $I_{Dauer(Schutzobjekt)}/I_{Nenn(Wandler)}$

I_N Nennstrom des Stromwandlers [A]

Diese Methode liefert im Vergleich zu einer gemessenen Stromstufe genauere Informationen, aber im Vergleich zur Realität noch immer wesentliche, nicht tolerierbare Abweichungen. Der Grund dafür liegt in der fehlenden Berücksichtigung von mehreren thermischen Übergangswiderständen (Inhomogenität) und mehreren Zeitkonstanten (siehe Bild 83). Ebenso werden dabei Einflussfaktoren wie zusätzliche Wärmequellen, durch z.B. Schirmströme und parallele Leitungssysteme, nicht berücksichtigt. Dadurch müssen bei dieser Methode die Einstellungen, zu Lasten der Übertragungskapazität, konservativ gewählt werden.

Eine Überwachung des Belastungsgrades durch die Messung des Temperaturverlaufs, über die gesamte Systemstrecke, durch eine faseroptische Temperaturmessung (DTS – distributed temperature sensing), z.B. basierend auf dem Raman-Rückstreuverfahren, ermöglicht eine genaue mehrdimensionale Bewertung der Kabelauslastung.

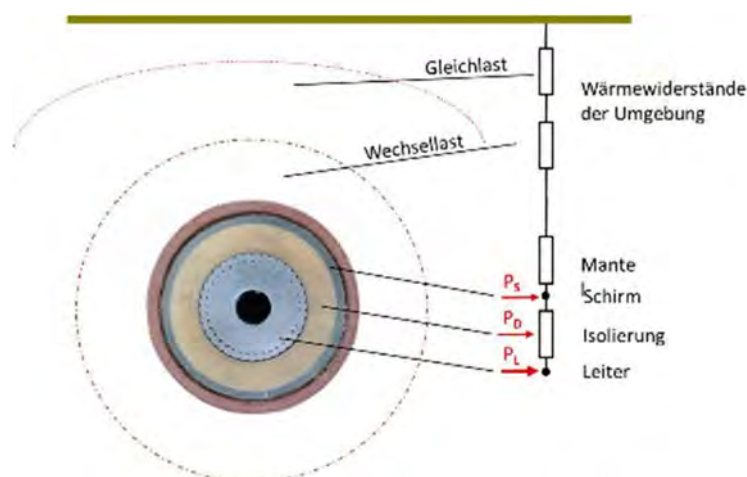


Bild 83 Inhomogenität eines Kabels

Dazu ist es notwendig, dass in dem zu schützenden Kabelsystem im Kabelschirm eine optische Faser integriert ist, über welche vom Messsystem ein Lichtimpuls ausgesendet wird. Durch Laufzeitmessung

sowie der Messung der reflektierten Intensität kann für jeden Punkt entlang des Kabelsystems die exakte reale Temperatur bestimmt werden. Diese Methode berücksichtigt alle wesentlichen Parameter und Einflussfaktoren.

Mittels eines solchen Überwachungssystems lassen sich reale Monitoringsysteme aufbauen, die einerseits eine Auslastung der Betriebsmittel bis hin zu ihrem Grenzbereich erlauben und deren archivierte Daten andererseits umfangreiche Analysen für den Netzausbau ermöglichen. In der Praxis empfiehlt es sich, dass eine Alarmierung nicht erst bei Grenzwertüberschreitung (maximal zulässige Betriebsmitteltemperatur) erfolgt, sondern bereits wesentlich früher eine Warnung abgegeben wird, damit der verantwortliche Mitarbeiter in der Netzführung rechtzeitig Maßnahmen einleiten kann, um eine mögliche thermische Überlastung abzuwenden. Bei dieser Warnung gilt zu berücksichtigen, dass es sich nicht um einen statischen Temperaturgrenzwert handelt, sondern dass hier auch die Steilheit des Temperaturanstiegs ($d\theta/dt$), und somit die noch verbleibende Zeit bis zur eigentlichen Grenzwertverletzung zu bewerten ist. Ebenso lassen sich mit solchen Systemen signifikante Hot-Spots wie naheliegende Wärmequellen oder Übergänge mit schlechter Wärmeleitfähigkeit (z.B. Brandschutz-Schottung) punktgenau überwachen.

7.13 U-Wandler und Entladung

In der Höchst- bzw. Hochspannung werden in der Regel induktive Spannungswandler zwischen Leistungsschalter und Abgangstrennschalter oder direkt an die Leitung gebaut. Damit sind diese Spannungswandler im Moment der Abschaltung immer mit dem Leiter der gesamten Leitung verbunden und die Kapazität je Leiter entlädt sich innerhalb von wenigen Millisekunden über den einpolig angeschalteten Spannungswandler.

Der Entladevorgang lässt sich als Gleichstromvorgang beschreiben. Dabei entlädt sich die Kapazität der Leitung über den ohmschen Widerstand der Spannungswandlerwicklung nach einer e-Funktion. Erfolgt dies mehrmals in kurzer Zeit, erwärmt sich der Spannungswandler. Es ist darauf zu achten, dass der Spannungswandler für ein mehrmaliges Entladen dimensioniert ist. Die Parameter der Kabelstrecke – wie Länge, Querschnitt, Kapazität – und wie oft in einem Zeitintervall geschaltet werden darf, sind mit den Wandlerherstellern abzugleichen.

Eine typische Prüfung für Spannungswandler könnte wie folgt aussehen:

Induktive Spannungswandler müssen Leitungen und Kabel bis zu einer Kapazität von 6 μF entladen können. Der Nachweis des Entladevermögens ist durch zehn Entladungen je Stunde zu erbringen, wobei die Kapazität auf

$$U_c = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_m$$

aufzuladen ist. (U_m entspricht der maximalen Betriebsspannung)

Vor und nach dem Versuch sind folgende Messungen durchzuführen:

- Fehlermessung (Betrag- und Winkelfehler)
- Teilentladungsmessung
- Eigenfrequenzmessung (bis 5 MHz)
- Widerstandsmessung
- Temperaturmessung

Die Typprüfung gilt als bestanden, wenn keine Abweichungen zwischen den beiden Versuchsreihen auftritt und keine Grenzwerte, z.B. Wicklungstemperatur, überschritten werden.

Anhaltspunkte für eine typische Spannungswandlerauslegung:

Bei einem 110-kV-Kabel vom Typ NA2XS(FL)2Y 1×2000 RM/50) nach Tabelle 21 und einer Kabellänge von etwa 33 km ergibt sich eine resultierende Kapazität von etwa 9 μF . Messungen bei einem Hersteller

von Spannungswandler haben ergeben, dass bei 10 gleichartigen Entladungen des Kabels über den Wandler, dieser sich um etwa 20 K erwärmt.

Hinweis: Kondensatorbänke, welche zur Blindleistungsbereitstellung benötigt werden, besitzen in der Regel über weitaus größere Kapazitäten als Leitungen und Kabel. Wenn hier induktive Spannungswandler die Kondensatorbank im Falle der Abschaltung entladen, sind genauere Untersuchungen angeraten.

7.14 Richtwerte für Kabelparameter

Um die unterschiedlichen elektrischen Kennwerte zwischen verschiedenen Kabeltypen und Freileitung und die sich daraus ergebenden unterschiedlichen Betriebsgrößen bewerten zu können, ist in Tabelle 21 und Tabelle 22 eine Gegenüberstellung beider Lösungen anhand von 110-kV- und 20-kV-Betriebsmitteln erstellt worden.

Man erkennt hier schnell die Unterschiede insbesondere die geringe Impedanz der Kabelstrecke bei entsprechenden Leiterquerschnitten und die große Blindleistungserzeugung von Kabeln.

Bei den Kenndaten für Kabel haben insbesondere die Verlegeart „Flach“ / „Dreieck“ und die Behandlung der Schirme wesentlichen Einfluss. Dies ist immer bei der Planung der Kabelstrecke und der Erarbeitung der Schutzgeräteinstellwerte zu berücksichtigen.

Tabelle 23 stellt Daten zur Verfügung, die auch das Nullsystem beinhalten und auf den Erdkompensationsfaktor k_E schließen

Tabelle 21 Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 110-kV-Freileitung und -Kabeln [21]

Parameter	Freileitung Al/St 265/35 ¹⁾	VPE-Kabel (Kupferleiter) N2XS(FL)2Y 1x630 RM/50 ²⁾	VPE-Kabel (Aluminiumleiter) NA2XS(FL)2Y 1x1000 RM/50 ²⁾	VPE-Kabel (Aluminiumleiter) NA2XS(FL)2Y 1x2000 RM/50 ²⁾
R'_{20} in mΩ/km	109,5	28,3	29,1	14,9
R'_{40} in mΩ/km	118,3	32,6	33,5	17,5
$R'_{zul,KS}$ in mΩ/km	188,3	54,3	55,9	29,2
X' in mΩ/km	381	126	120	110
$\phi_{Z,20}$ in °	74	77	76	81,8
G' in nS/km	40	60	72	86
C' in nF/km	9,4	190	230	271
C'_E in nF/km	4,7	190	230	271
I'_C in A/km	0,19	3,8	4,6	5,4
Q'_C in kVar/km	35,7	722	874	1008
I'_{CE} in A/km	0,28	11,4	13,8	16,2
Z_W in Ω/km	360	46	41	36
P_{nat} in MW	34	263	279	336
S_d in MVA	130	158	158	170
u_{zul} in °C	80	90	90	90
$u_{zul,KS}$ in °C	200	250	250	250

¹⁾ Horizontalmast

²⁾ Legung im Dreieck, Schirm beidseitig geerdet, Belastungsgrad $m = 0,7$

Tabelle 22 Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 20-kV-Freileitung und -Kabeln [16]

Parameter	Freileitung Al/St 95/15	NA2XS2Y 3x1x150/16 Cu ³⁾	NA2XS2Y 3x1x150/16 Al ³⁾
R'_{20} in mΩ/km:	310	124	211
$R'_{zul,KS}$ in mΩ/km	533	238	405
X' in mΩ/km	370	132	132
$\phi_{Z,20}$ in °	50	47	32
C' in nF/km	10	260	260
C'_E in nF/km:	5	285	285
I'_C in A/km	0,038	0,9	0,9
Q'_C in kVar/km:	1,3	32	32
I'_{CE} in A/km	0,054	2,8	2,8
Z_W in Ω/km:	343	40	40
P_{nat} in MW	1,165	10	10
S_d in MVA	12	14	14
u_{zul} in °C	80	90	90
$u_{zul,KS}$ in °C	200	250	250

³⁾ Legung im Dreieck in Erde, Schirm beidseitig geerdet, Belastungsgrad $m = 0,7$

Tabelle 23 Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 110-kV-Freileitung und -Kabeln und Nullsystem [21]

Parameter	Freileitung Al/St 1x240/40 Erdseil 1x95/55 (gemessen)	Freileitung Al/St 2x265/35 Erdseil 1x95/55 (gemessen)	VPE-Kabel (Aluminiumleiter) NA2XS(FL)2Y 1x630 RM/50 (theor. Werte)	VPE-Kabel (Kupferleiter) N2XS(FL)2Y 1x400 RM/35 (gemessen)
R'_{20} in mΩ/km:	113	54	47	87
$R'_{(0)20}$ in mΩ/km	283	198	266	357
X' in mΩ/km	382	272	163	165
$X'_{(0)}$ in mΩ/km	892	802	121	168
R_E/R_L	0,50	0,89	1,55	1,03
X_E/X_L	0,45	0,65	-0,09	0,01
$ k_E $	0,45	0,66	0,44	0,48
$\arg k_E$ in °	-2,0	-4,0	-84,9	-61,8

8 Literaturverzeichnis

- [1] VDE FNN, Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen, Berlin, 2009.
- [2] VDE-AR-N 4210-5, „Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“.
- [3] G. Ziegler, Digitaler Distanzschutz, Erlangen: Publicis-MCD-Verlag, 1999.
- [4] F. Oechsle, T. Keil, H. Kühn, H. Föhring und J. Hauschild, Höherauslastung der Übertragungsnetze, Mainz: VDE FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, 2012.
- [5] T. Keil, Schutzsysteme für elektrische Energieversorgungsnetze mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen, Aachen: Shaker Verlag, 2011.
- [6] VDE ETG, Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen, Berlin, 2016.
- [7] VDE-AR-N 4110, „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“.
- [8] ENTSO-e, „Network Codes“, [Online]. Available: https://electricity.network-codes.eu/network_codes/. [Zugriff am 02.09.2021].
- [9] EControl, „Bestandsstatistik“, 2019.
- [10] VDE FNN, „Versorgungszuverlässigkeit und Störungsstatistik“, 2019.
- [11] DIN EN 50522 (VDE 0101-2), „Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV“.
- [12] VDE ETG, „Leitfaden für Sternpunktbehandlung“, 2022.
- [13] TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, „Auswirkungen von vermehrtem Einsatz von Kabeln in gelöst betriebenen 110-kV-Freileitungsnetzen“, Graz, 2020.
- [14] BTU Cottbus, Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, „Untersuchung der Auswirkungen des Kabelzubaus auf die Sternpunktterdung anhand eines für Brandenburg typischen 110-kV-Modellnetzes“, Cottbus, 2015.
- [15] DIN EN 60909-0 (VDE 0102), „Kurzschlussströme in Drehstromnetzen“.
- [16] Südkabel GmbH, „Einadrige VPE-isolierte Kabel für Mittelspannungsnetze U0/U 6/10 kV - 18/30 kV“, [Online]. Available: https://www.suedkabel.de/wp-content/uploads/2021/03/S%C3%9CDKABEL_Einadrige_VPE-isolierte_Mittelspannungskabel_2021.pdf. [Zugriff am 13. September 2021].
- [17] DIN VDE 0845-6-2, „Maßnahmen bei Beeinflussung von Telekommunikationsanlagen durch Starkstromanlagen“.
- [18] M. Wurm, „Vergleich der Bestimmungsmethoden der Fehlerortentfernung beim einpoligen Fehler und Nachweis im praktischen Netzbetrieb“, Graz, 2013.
- [19] G. Achleitner, L. Fickert, C. Obkircher und M. Sakulin, „Earth fault distance protection“, in *International Youth Conference on Energetics, Conference Proceedings Part 1 (Electronic Document)*, Prag, 2009.
- [20] CIGRE B5, „CIGRE 587: Short Circuit Protection of Circuits with Mixed Conductor Technologies in Transmission Networks“, CIGRE, 2014.
- [21] L. Hofmann und B. R. Oswald, „Gutachten zum Vergleich Erdkabel - Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Bundeslandes Brandenburg, Potsdam“, Hannover, 2010.

9 Anhang

Gleichung zur Ermittlung der Schleifenimpedanz:

$$\underline{Z}_L = \frac{\underline{U}_{L1-E} - \underline{U}_{L2-E}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}}$$

Unter Annahme, dass sich die Fehler der Strom- und Spannungswandler in gleicher Richtung auswirken, kann für den Fehler für die Primärreaktanz folgendes geschrieben werden:

$$X_p = \frac{U_p}{I_p} \cdot \sin\varphi \quad X_p = \frac{\frac{U_p}{U_s}}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot \frac{U_s}{I_s} \sin\varphi = \frac{\frac{U_p}{U_s}}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot Z_s \cdot \sin\varphi$$

Unter Anwendung des Fehlerfortpflanzungsgesetzes gilt:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta X_p}{X_p} &= \left| \frac{\frac{\partial X_p}{\partial \frac{U_p}{U_s}} \cdot \Delta \frac{U_p}{U_s}}{X_p} \right| + \left| \frac{\frac{\partial X_p}{\partial \frac{I_p}{I_s}} \cdot \Delta \frac{I_p}{I_s}}{X_p} \right| + \left| \frac{\frac{\partial X_p}{\partial Z_s} \cdot \Delta Z_s}{X_p} \right| + \left| \frac{\frac{\partial X_p}{\partial \varphi} \cdot \Delta \varphi}{X_p} \right| \\ \frac{\Delta X_p}{X_p} &= \left| \frac{\frac{1}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot Z_s \cdot \sin\varphi \cdot \Delta \frac{U_p}{U_s}}{X_p} \right| + \left| \frac{-\frac{\frac{U_p}{U_s}}{\left(\frac{I_p}{I_s}\right)^2} \cdot Z_s \cdot \sin\varphi \cdot \Delta \frac{I_p}{I_s}}{X_p} \right| + \left| \frac{\frac{U_p}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot \sin\varphi \cdot \Delta Z_s}{X_p} \right| + \left| \frac{\frac{U_p}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot Z_s \cdot \cos\varphi \cdot \Delta \varphi}{X_p} \right| \\ \frac{\Delta X_p}{X_p} &= \left| \frac{\frac{1}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot Z_s \cdot \sin\varphi \cdot \Delta \frac{U_p}{U_s}}{\frac{U_p}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot Z_s \cdot \sin\varphi} \right| + \left| \frac{-\frac{\frac{U_p}{U_s}}{\left(\frac{I_p}{I_s}\right)^2} \cdot Z_s \cdot \sin\varphi \cdot \Delta \frac{I_p}{I_s}}{\frac{U_p}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot Z_s \cdot \sin\varphi} \right| + \left| \frac{\frac{U_p}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot \sin\varphi \cdot \Delta Z_s}{\frac{U_p}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot Z_s \cdot \sin\varphi} \right| + \left| \frac{\frac{U_p}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot Z_s \cdot \cos\varphi \cdot \Delta \varphi}{\frac{U_p}{\frac{I_p}{I_s}} \cdot Z_s \cdot \sin\varphi} \right| \\ \frac{\Delta X_p}{X_p} &= \left| \frac{\Delta \frac{U_p}{U_s}}{\frac{U_p}{U_s}} \right| + \left| -\frac{\Delta \frac{I_p}{I_s}}{\frac{I_p}{I_s}} \right| + \left| \frac{\Delta Z_s}{Z_s} \right| + \left| \frac{\cos\varphi \cdot \Delta \varphi}{\sin\varphi} \right| \quad \frac{\Delta X_p}{X_p} = \left| \frac{\Delta \frac{U_p}{U_s}}{\frac{U_p}{U_s}} \right| + \left| -\frac{\Delta \frac{I_p}{I_s}}{\frac{I_p}{I_s}} \right| + \left| \frac{\Delta Z_s}{Z_s} \right| + \left| \frac{\Delta \varphi}{\tan\varphi} \right| \end{aligned}$$

D.h. der relative Fehler der ermittelten primären Reaktanz ist abhängig vom Fehlerwinkel. Je kleiner dieser ist, desto größer wirkt dieser sich aus.

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im
VDE (FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70
E-Mail: fnn@vde.com
Internet: <http://www.vde.com/fnn>

Österreichs E-Wirtschaft

Brahmsplatz 3
1040 Wien, Österreich
Tel. +43 1 50198 0
E-Mail: info@oesterreichsenergie.at
Internet: <http://www.oesterreichsenergie.at>

Verband Schweizerischer
Elektrizitätsunternehmen
Hintere Bahnhofstrasse 10
5001 Aarau, Schweiz
Tel. +41 62 825 25 25
E-Mail: info@strom.ch
Internet: <http://www.strom.ch>